



Estudo da previsão de produção de energia eólica offshore

BRUNO FILIPE PAIVA FERREIRA

Outubro de 2017

Estudo da previsão de produção de energia eólica *offshore*

Bruno Filipe Paiva Ferreira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2017

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Bruno Filipe Paiva Ferreira, N° 1150244 1150244@isep.ipp.pt

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

Empresa: HEXAWATT – Engineering & Renewables, Lda

Supervisão: Luís Afonso, luis.afonso@hexawatt.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

“Learning is not done to you, it tis something you choose to do.”

Seth Godin

Agradecimentos

Após terminada a dissertação quero agradecer a todas as pessoas que diretamente ou indiretamente me ajudaram para conclusão da mesma.

Em primeiro lugar queria agradecer à minha família por todo o apoio e paciência ao longo destes 6 anos de vida académica que nem sempre foram fáceis, mas que foram um pilar fundamental para nunca desistir e conseguir os meus objetivos.

A nível institucional queria agradecer à minha orientadora do ISEP Engenheira Teresa Nogueira por todo o acompanhamento nesta longa jornada, por toda a disponibilidade e extremo interesse que manteve no decorrer do trabalho nunca permitindo que eu perdesse o foco, simplificando todos os problemas que apareceram.

Quero agradecer também ao meu orientador da empresa onde realizei estágio, Engenheiro Luís Afonso, por todo apoio oferecido e pela oportunidade da primeira experiência de trabalho na empresa Hexawatt-Engineering & Renewables.

Por fim agradecer a todos os meus colegas de Mestrado de Sistemas Elétricos de Energia do ISEP que ao longo destes dois anos se cruzaram comigo e me ajudaram de certa forma a conseguir os meus objetivos.

Resumo

O tema da energia eólica *offshore* nomeadamente em Portugal teve o seu expoente na exploração do projeto designado *Windfloat* na Aguçadoura em 2011. Desde então tem-se vindo a estudar a viabilidade que este tipo de energia renovável pode ter ao largo da costa portuguesa. Neste sentido a presente tese vai de encontro a esta temática com o objetivo de perceber quais as zonas na costa que melhor proporcionam as condições satisfatórias para a implementação deste recurso tanto a nível de velocidade do vento como características do próprio local.

Indo de encontro a esse mesmo objetivo, faz-se uma análise criteriosa da costa portuguesa, tendo como *output* quatro zonas que serão alvo de estudo: Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines e Faro. Após definição dos locais foram selecionados três aerogeradores de fabricantes e potências distintas de forma a poder ter cenários comparativos. Com o objetivo de perceber o impacto que a potência de um aerogerador tem diretamente na produção de energia eólica *offshore* foram selecionados aerogeradores de três potências distintas, a sua escolha recaiu não só na potência de cada um: 3,5 e 8 MW assim como o facto de se ter aproveitado a base de dados de aerogeradores presente no software *Windographer*. No que diz respeito aos três cenários criados pretendeu-se que fossem o mais distintos possíveis com o objetivo de encontrar fatores de interesse como a média da variação de produção das turbinas ao longo dos seis anos dividido em semestre de verão e inverno (cenário 1). O segundo cenário tem como finalidade perceber a variação de energia elétrica produzida por cada turbina ao longo do espaço temporal estudado para uma altura máxima de 120 metros. Por fim, e talvez o cenário que mais se destaca pelo facto de ir ao desencontro do expectável é apresentado o rácio de produção (GWh) por MW de cada turbina para as três localidades.

Os dados climáticos neste caso da velocidade do vento, fator crucial para projetos eólicos nomeadamente *offshore*, foram conseguidos através do programa *Windographer* que nos fornece diversas informações relevantes para este sistema e do qual se consegue prever a produção de energia eólica *offshore* em determinado local.

Com o objetivo do estudo da previsão eólica *offshore* nas zonas selecionadas foram criados três cenários distintos com três turbinas também de diferentes potências, com o intuito de

concluir qual a zona mais propícia à instalação deste tipo de tecnologia, foram usadas algumas variáveis que interferem diretamente no valor da energia eólica produzida.

É também alvo de estudo nesta tese a constituição de todo o sistema eólico *offshore*, distribuição de *Weibull* para as diferentes zonas assim como a legislação aplicável a este tipo de tecnologia em Portugal.

Após o estudo realizado chegou-se à conclusão que a energia eólica *offshore* pode tornar-se numa aposta viável a curto prazo na costa portuguesa devido às características que esta mesmo apresenta.

Palavras-Chave

Energia eólica *offshore*, energias renováveis, aerogeradores, *Windographer*

Abstract

The subject of the offshore wind energy nominated in Portugal had its exponent in the exploration of the project Windfloat in the Aguçadoura in 2011. Since then it has been come close to study the viability that this type of renewable energy can have of the Portuguese coast. In this direction the present thesis goes of meeting to this thematic one with the objective to perceive which the zones in the coast that better provide to the satisfactory conditions for the implementation of this resource in such a way the level of speed of the wind as characteristic of the proper place.

Going of meeting to this exactly objective, a careful analysis of the Portuguese coast becomes, having as output four zones that will be white of study: Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines and Faro. After definition of the places had been selected three wind turbines of manufacturers and distinct powers of form it to be able to have comparative scenarios. With the objective to perceive the impact that the power of a wind turbine directly has in the production of offshore wind energy of three distinct powers had been selected, its choice not only fell again into the power of each one: 3,5 and 8MW as well as the fact of if having used to advantage the present database of wind turbines in Windographer software. In what it says respect to the three scenarios created intended that they were most distinct possible with the objective to find interest factors as the average of the variation of production of the turbines throughout the six years divided in semester of summer and winter (scenario 1). The second scenario aims to perceive the variation of electric energy produced by each turbine over the time space studied for a maximum height of 120 meters. Finally, and perhaps the scenario that stands out the most is the ratio of production (GWh) per MW of each turbine to the three locations.

Climatic data in this case of wind speed, a crucial factor for offshore wind projects, have been achieved through the Windographer program, which provides us with various information relevant to this system and from which we can predict the production of offshore wind energy in a given location.

In order to study the offshore wind forecasting in the selected zones, three different scenarios were created with three turbines also of different powers, in order to conclude the most favorable zone for the installation of this type of technology, some variables were used that interfere directly in the value of the wind energy produced.

Also studied in this thesis is the constitution of the entire offshore wind system, distribution of Weibull for the different zones as well as the legislation applicable to this type of technology in Portugal.

After the study, it was concluded that offshore wind power can become a viable short-term bet on the Portuguese coast due to the characteristics that it presents.

Keywords

Offshore Wind Energy, Renewable Energies, Wind Turbines, Windographer

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABELAS.....	XVII
ACRÓNIMOS	XIX
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. ENQUADRAMENTO	2
1.2. OBJETIVOS E MOTIVAÇÕES.....	5
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	6
2. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO OFFSHORE E ANÁLISE DO ENQUADRAMENTO LEGAL	7
2.1. AEROGERADORES.....	8
2.1.1. <i>Aerogeradores de eixo vertical</i>	9
2.1.2. <i>Aerogeradores de eixo horizontal</i>	9
2.2. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA OFFSHORE	11
2.2.1. <i>Sistemas de transmissão em alta tensão em corrente alternada (HVAC)</i>	12
2.2.2. <i>Transmissão em Alta tensão de corrente contínua (HVDC)</i>	13
2.2.3. <i>Transmissão em alta tensão de corrente contínua usando conversores de fontes de tensão (HVDC-VSC)</i>	14
2.3. TIPO DE FUNDAÇÕES	15
2.3.1. <i>Estruturas fixas</i>	15
2.3.2. <i>Estruturas flutuantes</i>	17
2.4. SUBESTAÇÃO OFFSHORE	19
2.5. SUBESTAÇÃO ONSHORE	20
2.5.1. <i>Subestação de Vila Fria</i>	20
2.5.2. <i>Subestação de Lavos</i>	21
2.5.3. <i>Subestação de Sines</i>	22
2.5.4. <i>Subestação de Estoi</i>	23
2.6. EFEITO DE ESTEIRA.....	24
2.7. ANÁLISE AMBIENTAL.....	24
2.8. ENQUADRAMENTO LEGAL	25
3. MACRO-REGIÕES COM POTENCIAL EÓLICO AO LARGO DA COSTA PORTUGUESA	27

3.1.	MAPEAMENTO DO RECURSO	28
3.2.	SELEÇÃO DAS ZONAS PARA CASO DE ESTUDO.....	30
3.3.	REPRESENTAÇÃO ESTATÍSTICA DO REGIME DE VENTOS	31
3.3.1.	<i>Distribuição e direção</i>	31
3.3.2.	<i>Velocidade do vento</i>	32
3.3.3.	<i>Distribuição de Weibull</i>	34
3.4.	RECOLHA DOS DADOS METEOROLÓGICOS DAS ZONAS EM ESTUDO	40
3.5.	SELEÇÃO DOS AEROGERADORES.....	44
3.5.1.	<i>Aerogerador de 8 MW</i>	44
3.5.2.	<i>Aerogerador de 3 MW</i>	45
3.5.3.	<i>Aerogerador de 5 MW</i>	46
3.6.	METODOLOGIA CONVENCIONAL DE CÁLCULO DE PRODUÇÃO EÓLICA OFFSHORE	47
3.7.	METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE USANDO O WINDOGRAPHER.....	50
3.8.	ANÁLISE SUMATIVA.....	50
4.	PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- RESULTADOS.....	53
4.1.	CENÁRIOS DE FUNCIONAMENTO	54
4.2.	ANÁLISE DE RESULTADOS	55
4.2.1.	<i>Cenário 1</i>	55
4.2.1.1.	<i>Figueira da Foz</i>	55
4.2.1.2.	<i>Viana do Castelo</i>	58
4.2.1.3.	<i>Sines</i>	60
4.2.1.4.	<i>Faro</i>	61
4.2.2.	<i>Cenário 2</i>	63
4.2.2.1.	<i>Turbina de 8 MW</i>	63
4.2.2.2.	<i>Turbina de 5 MW</i>	64
4.2.2.3.	<i>Turbina de 3 MW</i>	65
4.2.3.	<i>Cenário 3</i>	66
4.3.	INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS	68
4.3.1.	<i>Cenário 1</i>	68
4.3.2.	<i>Cenário 2</i>	70
4.3.3.	<i>Cenário 3</i>	71
4.4.	ANÁLISE COMPARATIVA	72
5.	CONCLUSÃO.....	75
5.1.	ANÁLISE CONCLUSIVA	75
5.2.	TRABALHOS FUTUROS.....	78

A.	ANEXO A-VIANA DO CASTELO.....	79
B.	ANEXO B-SINES.....	80
C.	ANEXO C-FARO	83
D.	ANEXO D- DATASHEET TURBINAS.....	85
	REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	89

Índice de Figuras

Figura 1-Instalações anuais de energia eólica <i>onshore</i> e <i>offshore</i> na UE	2
Figura 2- Previsão de capacidade eólica <i>offshore</i> acumulada	3
Figura 3-Aerogerador de eixo vertical	9
Figura 4- Aerogerador de eixo horizontal	10
Figura 5-Tipo de aerogeradores de eixo horizontal	10
Figura 6-Esquema elétrico de interligação de centrais de produção <i>offshore</i> e rede continental	11
Figura 7-Esquema elétrico de ligação HVAC	12
Figura 8- Esquema elétrico de ligação em HVDC	14
Figura 9- Esquema de ligação em HVDC-VSC	14
Figura 10-Tipo de estruturas fixas existentes	15
Figura 11-Tipo de estruturas flutuantes	17
Figura 12-Exemplo de subestação <i>offshore</i>	19
Figura 13-Localização da subestação de Vila Fria	20
Figura 14-Localização da Subestação de Lavos	21
Figura 15- Subestação de Lavos	22
Figura 16-Localização da Subestação de Sines	22
Figura 17- Localização da Subestação de Estoi	23
Figura 18-Efeito de esteira num parque eólico <i>offshore</i> na Dinamarca	24

Figura 19-Potencial eólico <i>offshore</i> na Europa	28
Figura 20- NEPs da costa Portuguesa Continental	29
Figura 21- Constrangimentos severos ao largo da costa portuguesa	30
Figura 22- Rosa dos ventos por localização (Azul-Figueira da Foz; Verde-Sines; Vermelho-Viana do Castelo; Roxo- Faro)	32
Figura 23-Distribuição de <i>Weibull</i> na Figueira da Foz	36
Figura 24-Distribuição de <i>Weibull</i> em Viana do Castelo	36
Figura 25- Distribuição de <i>Weibull</i> em Sines	37
Figura 26- Distribuição de <i>Weibull</i> em Faro	38
Figura 27- Velocidade média do vento na Figueira da Foz	41
Figura 28- Velocidade média do vento em Viana do Castelo	41
Figura 29- Velocidade média do vento em Sines	42
Figura 30- Velocidade média do vento em Faro	43
Figura 31- Curva de potência do aerogerador V164-8 MW	44
Figura 32- Curva de potência do aerogerador V112-3 MW	45
Figura 33- Curva de potência do aerogerador G132-5 MW	46
Figura 34- Algoritmo de cálculo da energia produzida por um parque eólico [16]	48
Figura 35- Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 8 MW	55
Figura 36-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 8 MW	56
Figura 37- Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 5 MW	56
Figura 38-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 5 MW	57

Figura 39- Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 3 MW	57
Figura 40-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 3 MW	58
Figura 41- Produção de energia elétrica em Viana do Castelo nos meses de Inverno para as diferentes turbinas	59
Figura 42- Produção de energia elétrica em Viana do Castelo nos meses de Verão para as diferentes turbinas	60
Figura 43- Produção de energia elétrica em Sines nos meses de Inverno para as diferentes turbinas	60
Figura 44-Produção de energia elétrica em Sines nos meses de Verão para diferentes turbinas	61
Figura 45- Produção de energia elétrica em Faro nos meses de Inverno para diferentes turbinas	62
Figura 46- Produção de energia elétrica em Faro nos meses de Verão para diferentes turbinas	62
Figura 47-Desempenho da turbina de 8 MW nas diferentes localizações	63
Figura 48- Desempenho da turbina de 5 MW nas diferentes localizações	64
Figura 49- Desempenho da turbina de 3 MW nas diferentes localizações	65
Figura 50- Resumo de produção por localização e turbina	66
Figura 51- Rácio das diferentes turbinas para diferentes localizações	66
Figura 52- Rácio por MW das turbinas por localização	67
Figura 53-Produção de energia elétrica da turbina de 8 MW no semestre de Inverno	68
Figura 54-Produção de energia elétrica da turbina de 8 MW no semestre de Verão	69
Figura 55-Produção em média das 3 turbinas por localização	70

Figura 56-Curva de potência das 3 turbinas	71
Figura 57- Produção total de energia elétrica por localização	72

Índice de Tabelas

Tabela 1- Características de turbinas eólicas offshore	8
Tabela 2- Vantagens e desvantagens das estruturas fixas	16
Tabela 3- Vantagens e desvantagens de estruturas flutuantes	18
Tabela 4- Variação dos diferentes fatores da distribuição de Weibull por localização	39

Acrónimos

DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EAP	Energia Anual Produzida
HVAC	High Voltage AC Transmission
HVDC LCC	High Voltage DC using Line Commutated Converters
HVDC VSC	High Voltage DC using Voltage Source Converters
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias
PRE	Produção em regime especial
REN	Redes Energéticas Nacionais
TLP	Tension leg platform
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WFA	Windfloat Atlantic

1. INTRODUÇÃO

No capítulo 1 faz-se uma abordagem à temática da energia eólica *offshore* em Portugal. Apresenta-se ainda a motivação do trabalho desenvolvido no âmbito da presente dissertação. São apresentados os objetivos a atingir bem como os fatores que fazem com que a energia eólica *offshore* seja uma aposta sustentada em Portugal. Por último é apresentada a organização da presente tese.

1.1. ENQUADRAMENTO

Portugal é caracterizado por uma vasta zona costeira e possui atualmente uma das maiores zonas económicas exclusivas da Europa, sendo por isso natural falar-se em exploração dos recursos costeiros e marítimos em diversos setores económicos [1]. Neste caso particular, a presente dissertação incide especialmente na análise do recurso renovável eólico *offshore*.

Tendo Portugal características propícias à exploração da energia eólica *offshore* no que diz respeito às velocidades médias do vento registadas, além da extensa costa portuguesa são os principais fatores que fazem de Portugal um país propício à instalação deste tipo de sistema.

Segundo o relatório de 2016 da *WindEurope* os 28 Estados-Membros da União Europeia instalaram 1,567 MW de energia eólica *offshore* sendo a Alemanha o país que mais apostou neste tipo de energia.

Como é perceptível pela Figura 1 [1], 2015 foi o ano onde existiu uma maior aposta na energia eólica *offshore*, tendo esta um declínio de quase 50 % em 2016.

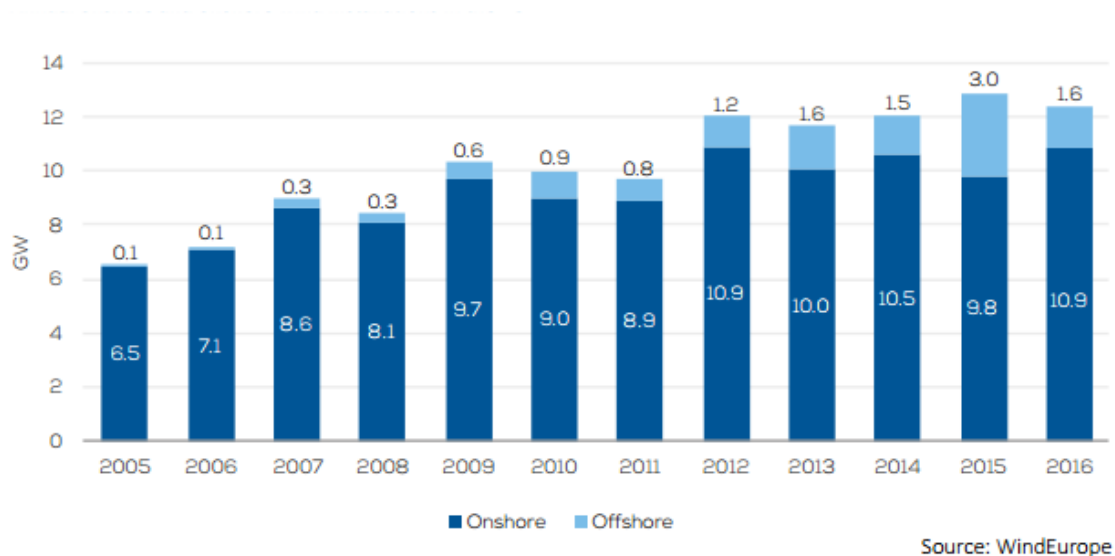


Figura 1-Instalações anuais de energia eólica *onshore* e *offshore* na UE

Muito desta capacidade instalada é feita em países como Inglaterra, Dinamarca ou Bélgica devido a apresentarem algumas características bem interessantes como a maior estabilidade e força dos ventos nestas zonas, mas também devido à baixa profundidade que as suas costas

apresentam, até 30 metros, o que permite a utilização dos conhecimentos já adquiridos e solidificados para o recurso eólico *onshore*.

Centrando a atualidade em Portugal, no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis no horizonte de 2020 (PNAER2020), consagrado pela Resolução do Conselho de Ministros de nº20/2013, publicada em 10 de abril de 2013, consta que a previsão de 27 MW, Figura 2 [23], de capacidade eólica *offshore* a partir de 2016 [23].

Diário da República, 1.ª série—N.º 70—10 de abril de 2013

2077

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hidroelétrica:	7.065	12.393	7.071	12.407	8.909	14.476	8.919	14.584	8.934	14.516	8.940	14.529
< 1MW	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89	34	89
1MW - 10 MW	328	741	334	755	335	757	345	780	360	814	366	827
>10MW	6.703	11.563	6.703	11.563	8.540	13.630	8.540	13.715	8.540	13.613	8.540	13.613
Da qual por bombagem ⁸	2.709	3.901	2.709	3.901	4.004	5.766	4.004	5.766	4.004	5.766	4.004	5.766
Geotérmica	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226	29	226
Solar:	417	661	474	751	532	840	589	929	647	1.018	720	1.139
<i>Fotovoltaica</i>	383	593	440	683	498	772	555	861	613	950	670	1.039
<i>Solar concentrada</i>	34	68	34	68	34	68	34	68	34	68	50	100
Marés, ondas, oceanos	1	1	6	9	6	9	6	12	6	15	6	15
Eólica:	4.842	11.180	4.942	11.330	5.042	11.469	5.142	11.605	5.242	11.731	5.300	11.671
<i>Onshore</i>	4.840	11.176	4.915	11.260	5.015	11.399	5.115	11.534	5.215	11.661	5.273	11.601
<i>Offshore</i>	2	4	27	70	27	70	27	70	27	70	27	70

Figura 2- Previsão de capacidade eólica *offshore* acumulada

Portugal começou em 2011 a apostar na energia eólica *offshore* onde a EDP e o fabricante de turbinas eólicas VESTAS se associaram para criar o primeiro projeto designado *WindFloat*. Este projeto teve como base a colocação de uma turbina eólica de 2 megawatts no ano de 2011 em experimentação na Aguçadoura, ao largo da Póvoa de Varzim, onde se testou, com sucesso a sua viabilidade técnica. Este empreendimento está sujeito a 3 fases tendo a primeira fase findado em 2016 que ao longo de cinco anos injetou na rede elétrica nacional mais de 17 GWh de energia, cobrindo o consumo de eletricidade de mais de 1400

famílias, de acordo com os perfis médios de consumo, além disso registou comportamentos muito satisfatórios quando a estrutura teve um bom comportamento quando sujeita a ondas de 17 metros de altura [22].

Após o sucesso alcançado pelo projeto piloto *Windfloat*, e após 5 anos de atividade em alto mar, 2017 será o ano em que a fase de exploração da primeira central eólica *offshore* em Portugal irá começar. O projeto terá o nome de *WindFloat Atlantic* (WFA) e será instalado em Viana do Castelo, irá ter uma capacidade total de 25 MW, será composto por três ou quatro turbinas e vai estar localizado a 20 metros da costa, contudo a primeira pretensão de localização era S. Pedro de Moel, na zona piloto de energia das ondas. A mudança de localização veio-se a confirmar após um estudo efetuado pelo LNEG em São Pedro de Moel onde se concluiu que o recurso eólico era insuficiente para garantir a viabilidade de qualquer projeto eólico *offshore*. Os dados do vento estimados pelo LNEG permitiam estimar uma produção real nesta localização de 2539 horas equivalentes brutas. Considerando um ajuste típico de 14%, as horas equivalentes baixariam para 2184 horas, menos 19% do que as 2700 horas necessárias para justificar o projeto [23].

De acordo com um estudo elaborado pelo Ministério do Mar concluiu que até 2030 a energia eólica oceânica poderá suprir 25 % das necessidades de consumo de eletricidade em Portugal. Para sustentar a ideia que a energia eólica *offshore* é uma aposta cada vez maior a mesma fonte noticia que o ritmo de crescimento deste mercado a nível mundial é exponencial, em especial no continente europeu. Em 2013, havia cerca de 6 GW (gigawatts) e 22 GW *offshore* licenciados no mundo. Para 2030, estima-se que esses números disparem para 65 GW, mais de 10 vezes acima. Admitindo um custo médio de 3,5 milhões de euros por MW (megawatt) instalado, o valor do mercado correspondente a 65 GW é de 227 mil milhões de euros [24].

1.2. OBJETIVOS E MOTIVAÇÕES

O principal objetivo desta dissertação consiste no estudo da previsão eólica *offshore* ao largo da costa Portuguesa, sendo esta realizada com ajuda do software *Windographer* e utilizando 3 variáveis fundamentais: altura de instalação da turbina, localização da turbina e turbina a utilizar na instalação, permitindo ao utilizador obter o valor de energia elétrica produzida. O valor da energia elétrica produzida por uma turbina num determinado local pode ser obtido hora a hora, por mês ou até mesmo por direção do vento.

Numa fase inicial pretende-se dar a conhecer a constituição do sistema eólico *offshore*, bem como uma análise geral e real à energia eólica *offshore* em Portugal, percebendo o que já existe no território nacional assim como perspetivar projetos futuros.

A segunda fase prende-se essencialmente com o estudo da costa portuguesa, com possíveis localizações que devido às suas características podem rentabilizar da melhor forma este tipo de energia. Como terceira e última fase trabalha-se os dados obtidos do software *Windographer* no que diz respeito à produção de energia elétrica, dados esses que irão ser conclusivos para a decisão da hipotética implementação de um parque eólico *offshore*.

Portugal apresentando uma costa relativamente extensa, 943 km, aliado ao facto de condições meteorológicas satisfatórias e aposta constante nas energias renováveis faz com que o projeto de um parque eólico *offshore* seja uma boa aposta. Em 2012, o jornal Expresso noticiava que existiam 221 parques eólicos *onshore*, mas pelas razões acima descritas não basta dirigirmos apenas a nossa atenção numa só direção. Há que alargar o ângulo de visão com o objetivo de poder perspetivar um melhor aproveitamento da costa portuguesa e das suas características. Perante estes fatores acima elencados e sempre com um pensamento ambientalista, torna-se claro o interesse e a motivação para analisar o desempenho de 3 turbinas distintas em 4 localizações ao longo da costa portuguesa tendo como suporte o software *Windographer*.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos.

No presente capítulo é feita uma introdução ao tema geral da dissertação, contextualizando-o no panorama nacional, assim como são definidos os objetivos a atingir com este estudo aprofundado.

No segundo capítulo além da análise da legislação aplicável a esta fonte de energia renovável em Portugal, faz-se a caracterização geral do sistema eólico *offshore* desde o aerogerador até à subestação *onshore*. O capítulo foca também uma análise ambiental sempre importante na implementação destes projetos.

No terceiro capítulo é feito um mapeamento do recurso eólico com análise das regiões ao largo da costa portuguesa, deste ponto obtém-se como output as zonas que serão alvo de estudo aprofundado. Para além desta caracterização é apresentada a forma convencional de produção de energia eólica e também apresentado pela primeira vez o software *Windographer* que servirá de base para todos os resultados que serão obtidos. Este capítulo foca principalmente o método que foi adotado para a seleção das zonas, apresentando também uma representação estatística do regime de ventos, como por exemplo, a velocidade e distribuição do recurso. Para finalizar é apresentado os aerogeradores que servirão de estudo na presente tese.

O quarto capítulo é onde são apresentados os resultados dos cenários de funcionamento estabelecidos, onde é feita uma análise de resultados assim como interpretação dos mesmos.

Por fim, no quinto e último capítulo são apresentadas as conclusões retiradas da dissertação.

2. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO *OFFSHORE* E ANÁLISE DO ENQUADRAMENTO LEGAL

Este segundo capítulo apresenta de forma detalhada a constituição e caracterização de um sistema eólico *offshore* que tem como principais componentes: os aerogeradores, a subestação *offshore* (caso seja necessária) e a subestação *onshore* para posterior ligação à rede elétrica de energia. Será também abordado neste tópico o tipo de aerogeradores existentes, tipo de fundações, a forma como é feito o transporte e distribuição da energia e para finalizar o enquadramento legal que esta tecnologia está sujeita em Portugal.

2.1. AEROGERADORES

Os aerogeradores, ou turbinas eólicas, convertem a energia cinética do vento fazendo movimentar o veio do rotor convertendo-a assim, em energia mecânica que, posteriormente, é convertida em energia elétrica por um gerador eletromagnético acoplado à turbina eólica. A corrente elétrica produzida por um aerogerador é corrente contínua, esta é alterada para corrente alternada para ser enviada a grandes distâncias de forma mais eficiente.

Existem diversos fabricantes de turbinas eólicas *offshore* com diferentes potências e características, na Tabela 1 [26] [27] [28] [29] [30] são apresentados alguns exemplos que servirão alguns deles de caso de estudo no capítulo 3. Todas as informações dos aerogeradores podem ser consultados no anexo D.

Tabela 1- Características de turbinas eólicas *offshore*

Fabricante	Modelo	Potência	Cut-in wind speed	Cut-out wind speed	Nominal wind speed
<i>Senvion</i>	6.2M152	6150 kW	3,5 m/s	30m/s	12 m/s
<i>Senvion</i>	6.2M126	6150 kW	3,5 m/s	30 m/s	14 m/s
<i>SIEMENS</i>	SWT-6.0-154	6000 kW	3-5 m/s	25 m/s	12-14 m/s
<i>SIEMENS</i>	SWT-7.0-154	7000 kW	3-5 m/s	25 m/s	13-15 m/s
<i>SIEMENS</i>	SWT-8.0-154	8000 kW	3-5 m/s	25 m/s	13-15 m/s
<i>Vestas</i>	V164-8.0	8000 kW	4 m/s	-	-
<i>Vestas</i>	V112-3.3 MW TM	3300 kW	3 m/s	25 m/s	-
<i>GE'S HALIADE</i>	Haliade 150-6	6000 kW	3 m/s	25 m/s	-
<i>GAMESA</i>	G132-5.0	5000 kW	2 m/s	27 m/s	-

2.1.1. AEROGERADORES DE EIXO VERTICAL

Os aerogeradores de eixo vertical tendem a ser mais seguros, mais fáceis de construir, lidam muito melhor com as condições de turbulência, possuem uma velocidade de arranque mais baixa do que os aerogeradores de eixo horizontal, o que lhes dá vantagem em condições de vento reduzido. Além destes fatores nos aerogeradores de eixo vertical não é necessário o dispositivo de orientação da turbina face ao vento, tal como acontece nos aerogeradores de eixo horizontal. São aerogeradores mais utilizados na energia eólica *onshore*, indicado para meios urbanos porque além de ser silencioso, aproveita o vento mesmo que a direção deste não seja constante [2]. Tendo em conta as vantagens acima referidas deste tipo de aerogeradores existem projetos piloto da implementação destas turbinas em *offshore* como é o caso do modelo *Gwind*, Figura 3, testado na Noruega [3].



Figura 3-Aerogerador de eixo vertical

2.1.2. AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL

Os aerogeradores de eixo horizontal são os mais utilizados quer em sistemas *onshore* como *offshore*, são constituídos por turbinas de uma a três pás ou múltiplas (acima de três pás), com um perfil aerodinâmico como é perceptível na Figura 4 [4].



Figura 4- Aerogerador de eixo horizontal

Os mais comuns são rotores de 3 pás, pois relacionam um bom coeficiente de potência, custo e velocidade de rotação. Apesar dos rotores com 2 pás serem mais eficientes, são mais instáveis e propensos a turbulências o que em *offshore* é um fator determinante na decisão de optar por uma ou outra solução [5].

Existem ainda duas categorias, visíveis na Figura 5 [6], de aerogeradores de eixo horizontal:

- Frontais (“upwind”): o vento sopra pela parte frontal. As pás são rígidas e o rotor é orientado segundo a direção do vento através de um dispositivo motor [5].
- Retaguarda (“downwind”): o vento sopra pela retaguarda das pás. O rotor é flexível e auto orientável [5].

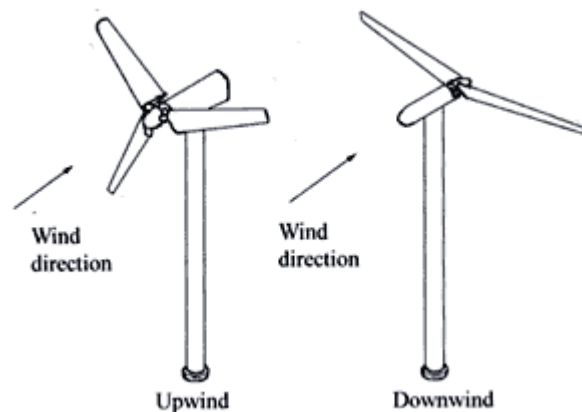


Figura 5-Tipo de aerogeradores de eixo horizontal

2.2. TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA *OFFSHORE*

A conectividade elétrica inerente à exploração de sistemas de geração de energia elétrica em ambiente *offshore* compreende dois constituintes fundamentais:

- A estrutura coletora que é responsável pela interligação dos vários elementos do sistema eletroprodutor;
- O sistema de transmissão de energia elétrica que permite o escoamento da energia produzida em ambiente *offshore* até um ponto de interligação com a rede terrestre.

A estrutura do sistema coletor em ambiente *offshore* é tipicamente estabelecida com base num conjunto de *feeders*, cada um deles com uma estrutura radial, a que são ligados um determinado número de geradores, tipicamente demonstrada na Figura 6 [1].

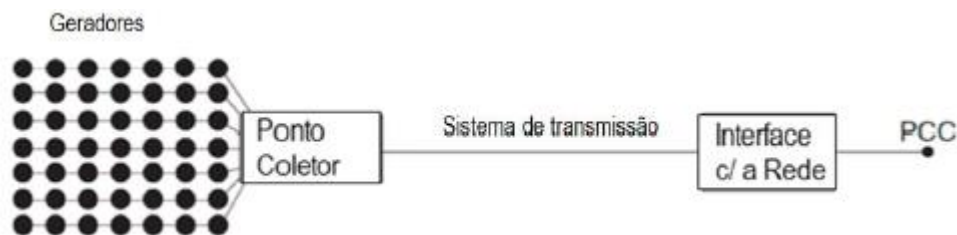


Figura 6-Esquema elétrico de interligação de centrais de produção *offshore* e rede continental

Os cabos que fazem estas ligações (*array cables*) suportam tipicamente tensões até 33 ou 36 kV (alguns até 66 kV). Uma estrutura deste tipo não apresenta capacidade de reconfiguração, ou seja, existindo uma avaria num dos alimentadores (*feeders*) da estrutura coletora coloque fora de serviço todos os geradores a ele ligados [1].

Num projeto de aproveitamento de energia eólica *offshore* é importante fazer uma boa escolha da tecnologia de recolha e transmissão de energia desde o parque até uma subestação *onshore*. Esta opção vai recair sobretudo em três fatores de grande relevância: o custo, a potência da instalação e a distância até à subestação. Existem três tecnologias para transmissão de energia de parques eólicos *offshore*. As tecnologias para transmissão de energia de sistemas de conversão instalados em alto mar para terra podem ser classificadas como:

1. Sistemas de transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada (*High Voltage AC Transmission - HVAC*);
2. Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores com comutação natural de linha (*High Voltage DC using Line Commutated Converters - HVDC LCC*);
3. Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores de comutação forçada – Conversores Fonte de tensão (*High Voltage DC using Voltage Source Converters - HVDC VSC*).

2.2.1. SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO EM CORRENTE ALTERNADA (HVAC)

O modo mais comum de transmissão de energia elétrica dos parques Eólicos *offshore* é em HVAC (High Voltage AC Transmission), o esquema elétrico é representado na Figura 7 [7], sendo esta a tecnologia mais usada atualmente para realizar a ligação à terra.

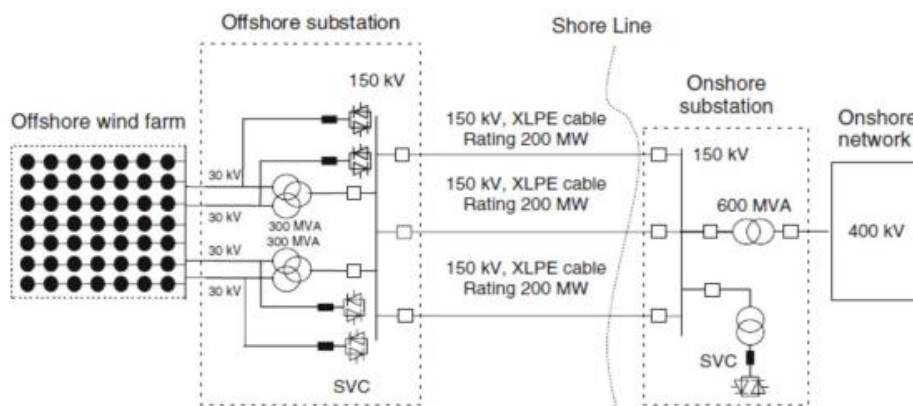


Figura 7-Esquema elétrico de ligação HVAC

Equipamento necessário para um sistema de transmissão em HVAC:

- Cabo submarino HVAC XLPE com três almas condutoras;
- Subestação localizada em *Offshore*;
- Subestação localizada em *Onshore*;
- Ponto comum de conexão em corrente alternada (*Offshore*) [7].

Um dos elementos principais que constitui o sistema de transmissão em HVAC é o cabo submarino com isolamento em XLPE (polietileno reticulado), em caso de elevadas potências a transmitir será necessário agrupar os cabos em paralelo. Os transformadores e dispositivos para efeito de compensação de potência reativa estão incluídos nas subestações em *offshore* e *onshore*. O ponto comum de conexão em corrente alternada tem como objetivo “agrupar” a potência gerada por cada turbina do parque eólico para depois ser transmitido pelo sistema HVAC para terra.

Esta tecnologia deixa de ser viável quando as distâncias entre o ponto de produção e consumo é relativamente pequena e quando a potência não é significativamente grande. Os cabos utilizados neste sistema de transmissão produzem grandes quantidades de energia reativa que precisa de ser consumida, correndo o risco de instabilidades na rede e sobretensões. Com o aumento da distância dos parques à costa, este aspeto torna-se limitativo, sendo necessário implementar sistemas de controlo e consumo de energia reativa, elevando o custo total do sistema. Comparativamente a outras tecnologias esta é a mais barata, tem menores perdas quando a distância de transmissão é pequena e não necessita de sistemas auxiliares de potência [7].

2.2.2. TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO DE CORRENTE CONTÍNUA (HVDC)

A Figura 8 [7] apresenta o esquema elétrico do sistema de transmissão em HVDC-LCC que é uma tecnologia que vem colmatar algumas das insuficiências do sistema em HVAC uma vez que pode ser utilizada em parques eólicos *offshore* que distam da costa quilómetros consideráveis e são capazes de transmitir maiores níveis de potência que os anteriores.

Este sistema de transmissão apresenta duas grandes limitações, estando a primeira relacionada com a necessidade de existência de uma alimentação externa à rede, de modo a permitir o início do processo de comutação. A segunda limitação reside na incapacidade de controlar o trânsito de potência reativa, ou seja, a uma frequência de comutação de 50 ou 60 Hz, a capacidade de controlar o trânsito de potência reativa fica largamente limitada o que implica a instalação de sistemas de compensação como baterias de condensadores [7].

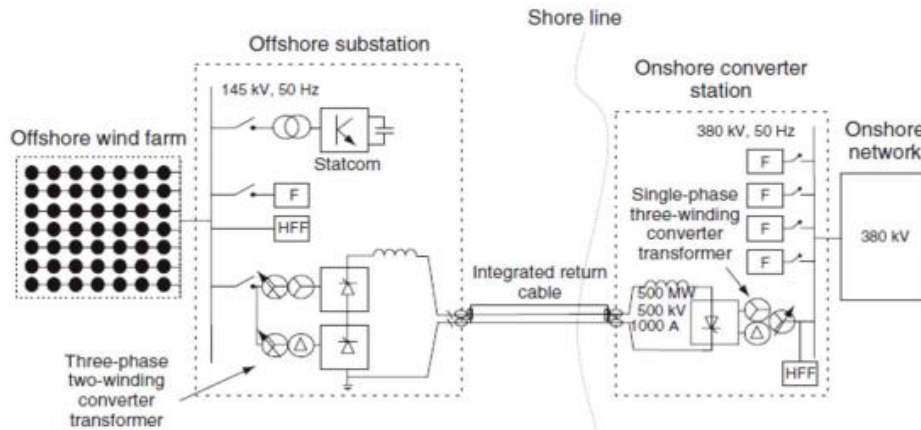


Figura 8- Esquema elétrico de ligação em HVDC

2.2.3. TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO DE CORRENTE CONTÍNUA USANDO CONVERSORES DE FONTES DE TENSÃO (HVDC-VSC)

Esta tecnologia apresentada, Figura 9 [7], é a mais recente comparada com as anteriores e apresenta desde logo grande potencial. Os sistemas HVDC-VSC utilizam transístores bipolares de porta isolada (IGBTs), que vem substituir os tirístores utilizados no HVDC-LCC, como mecanismos de comutação. O uso destes componentes permitiu explorar novos controlos, utilizando uma modelização por largura de pulso (PWM), possibilitando um melhor controlo dos níveis de tensão, trânsito de potência ativa e reativa, e conseqüente capacidade para fornecer à rede *onshore* serviços auxiliares, permitindo o fornecimento de serviços de sistemas por parte dos parques eólicos [7].

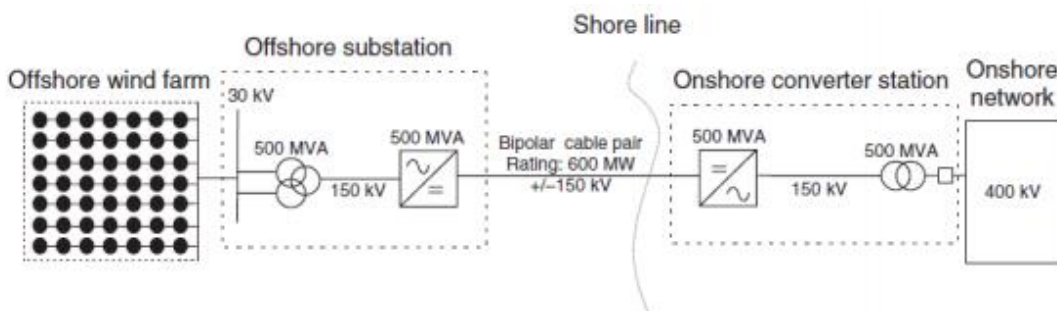


Figura 9- Esquema de ligação em HVDC-VSC

2.3. TIPO DE FUNDAÇÕES

A produção atual da energia eólica *offshore* exige soluções cada vez mais eficientes, levando a que os aerogeradores sejam implantados longe da costa, onde as velocidades do vento aumentam substancialmente com a altura, já que a orografia do terreno é mais uniforme e não existem grandes obstáculos ao vento. As forças do vento e da água fazem com que a estrutura tenha que suportar cargas muito elevadas, superiores àquelas que suportariam *onshore* ou na zona costeira. Portanto são necessárias fundações adequadas capazes de suportar essas cargas. O dimensionamento das fundações *offshore* lança um grande desafio à engenharia, tem que encontrar uma solução que conjuga um bom funcionamento estrutural e os custos da implantação. A escolha do tipo de fundação é um fator importante para o custo final, mas o fator mais importante para a solução final é a sua adequabilidade às condições do local principalmente a profundidade da água e o tipo do terreno que constitui o fundo do mar [19]. As fundações existentes e utilizadas em diversos sistemas de energia eólica *offshore* são distintas e adequam-se devido aos constrangimentos que podem existir na costa, ao tipo de terreno existente e apresentam todas elas as suas vantagens e desvantagens que serão apresentas nos pontos seguintes.

2.3.1. ESTRUTURAS FIXAS

A Figura 10 [8], apresenta os cinco tipos de fundações mais usadas nas estruturas fixas das turbinas eólicas *offshore*, sendo que estas estruturas estão de um modo geral limitada a águas pouco profundas e requer a regularização do fundo do mar para a sua instalação.

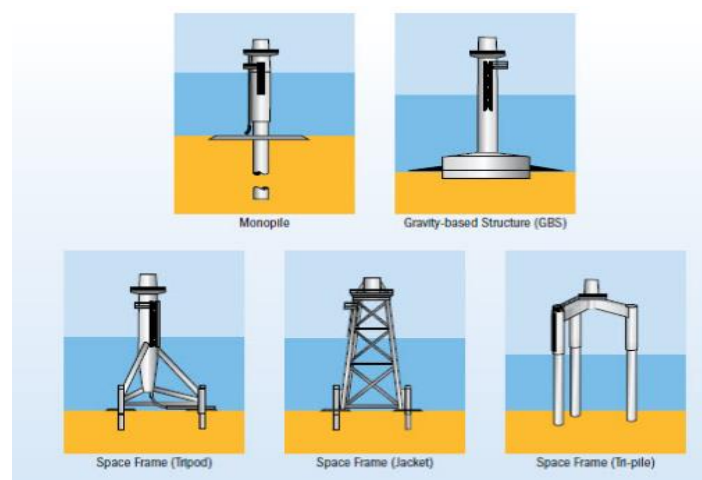


Figura 10-Tipo de estruturas fixas existentes

A Tabela 2 [1], apresenta as diversas vantagens e desvantagens que este tipo de estruturas apresentam e perante estes aspetos será escolhida a melhor solução para o parque eólico *offshore*.

Tabela 2-Vantagens e desvantagens das estruturas fixas

Tipologia	Vantagens	Desvantagens
<i>Monopile</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Dimensionamento simples -Tipo mais generalizado de fundação 	<ul style="list-style-type: none"> -O diâmetro aumenta significativamente com a profundidade -Requer perfuração -Uso limitado pela profundidade
<i>Gravity-based Structure (GBS)</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Custo mais baixo -Não requer perfuração 	<ul style="list-style-type: none"> -Requer preparação do fundo marinho -Atualmente só instaladas em águas pouco profundas
<i>Space Frame (Tripod)</i>	Mais estável que a monopile	<ul style="list-style-type: none"> -Instalação mais complexa -Custos de produção mais elevados devido à complexidade da estrutura e ao seu peso
<i>Space Frame (Jacket)</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Estabilidade -Reduzida massa estrutural -Comercialmente atrativas para profundidades >35 m devido à sua flexibilidade e baixo peso -Menos sensíveis aos esforços resultantes das ondas 	<ul style="list-style-type: none"> -Maiores custos de mão-de-obra apesar da estrutura ter um custo mais baixo
<i>Space Frame (Tri-pile)</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Podem ser instaladas por qualquer barça auto-elevadora (jack-up barge) 	<ul style="list-style-type: none"> -Custo de produção mais elevado devido à complexidade da estrutura e ao peso

2.3.2. ESTRUTURAS FLUTUANTES

O facto de 92% da área dos oceanos ter uma profundidade superior a 200 metros contribui para o desenvolvimento e opção por estruturas *offshore* flutuantes. Isto significa que o potencial de crescimento do mercado das turbinas flutuantes é muito maior que o das turbinas montadas em estruturas fixas. A tecnologia das plataformas eólicas *offshore* flutuantes ainda não atingiu a fase pré-comercial e os custos são ainda elevados. Atendendo à história recente da indústria do petróleo de águas profundas e ultra-profundas, considera-se natural a passagem das estruturas fixas para as estruturas flutuantes [1].

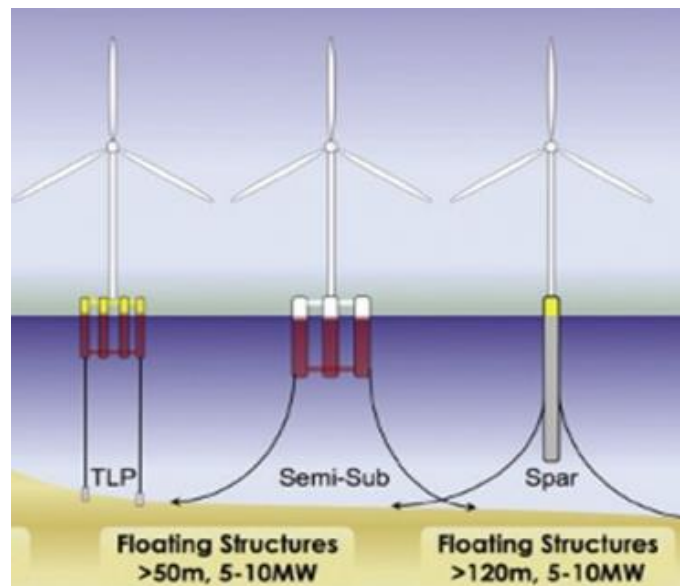


Figura 11-Tipo de estruturas flutuantes

Atualmente existem três tipos principais de estruturas flutuantes para o aproveitamento de energia eólica *offshore* (Figura 11[9]) [1]:

- Tension leg platform [TLP]- É uma estrutura flutuante semi-submersa, ancorada ao fundo do mar com ligações em tensão para garantirem a estabilidade. Contudo, este tipo de estruturas apresenta grandes tensões nos cabos de amarração e nas âncoras.
- Plataforma semi-submersa- Plataforma semi-submersa com flutuação estabilizada, ancorada ao fundo através de amarração por cabos em catenária. Tipicamente requer uma estrutura grande e pesada para aumentar a estabilidade.

- Spar-buoy- É constituída por uma estrutura estabilizada com um lastro de grande calado. A sua grande estabilidade resulta de o centro de gravidade estar muito abaixo do centro de flutuação. Os problemas de montagem, transporte e instalação restringe a sua implementação a águas com profundidades superiores a 100 m.

Através da Tabela 3 [1], é possível observar as diferentes vantagens e desvantagens que existem neste tipo de fundações.

Tabela 3-Vantagens e desvantagens de estruturas flutuantes

Tipologia	Vantagens	Desvantagens
TLP	<ul style="list-style-type: none"> -Reduzida massa estrutural -Montagem do sistema junto à costa -Excelente estabilidade 	<ul style="list-style-type: none"> -Elevadas cargas no sistema de amarrações e nas âncoras -Processo de instalação difícil
Plataforma semi-submersa	<ul style="list-style-type: none"> -Instalação flexível à capacidade de operar em águas pouco profundas (>40 m) -Requer apenas o uso de rebocadores básicos para a sua colocação -Montagem de sistema junto à costa 	<ul style="list-style-type: none"> -Elevada massa estrutural para fornecer a flutuabilidade e a estabilidade requeridas -Estruturas de aço complexas com muitas juntas soldadas -Sistema de balastro ativo potencialmente dispendioso
Spar-buoy	<ul style="list-style-type: none"> -Facilmente fabricado em série -Não requer um sistema de balastro ativo -Excelente estabilidade 	<ul style="list-style-type: none"> -Instalação restringida a águas profundas (>100 m) -Exige montagem em águas profundas, navios de posicionamento dinâmico e guindastes de grandes dimensões

As instalações de energia eólica *offshore* convencional de estrutura fixa requerem na maioria dos casos embarcações dispendiosas e de grandes dimensões, cuja operação necessita de

condições climáticas muito favoráveis que podem ocorrer em períodos de tempo muito curtos e de difícil previsão.

Com o desenvolvimento das estruturas flutuantes, a montagem passa a ser realizada em zonas costeiras abrigadas ou em docas secas, reduzindo significativamente o custo associado à construção e instalação. A possibilidade de comissionamento e montagem em doca seca, ou zonas abrigadas, pode melhorar a qualidade e a fiabilidade da turbina eólica flutuante [1].

2.4. SUBESTAÇÃO *OFFSHORE*

A Figura 12 [11] apresenta uma subestação *offshore* que tem como objetivo reduzir as perdas elétricas, aumentar a tensão e em seguida transmitir a energia para a costa. Geralmente as subestações *offshore* não são utilizadas se o projeto for considerado pequeno (± 100 MW ou menos) ou se o parque eólico estiver demasiado perto da costa (± 15 km ou menos).



Figura 12-Exemplo de subestação *offshore*

Fica claro que os maiores parques eólicos *offshore* existentes exigem uma ou mais subestações *offshore* com o objetivo de elevar a tensão da rede elétrica de distribuição local (30 a 36 kV) para uma tensão maior (100 a 220 kV) que será a tensão de conexão. Esta elevação da tensão reduz drasticamente o número de circuitos de exportação de energia que é feito através de cabos submarinos o que por sua vez irá reduzir substancialmente o custo do projeto.

Para projetos localizados longe do ponto de ligação à rede, ou com grandes megawatts de capacidade, a transmissão AC torna-se caro, devido à potência reativa gerada por cabo, usando-se a maior parte da capacidade de transmissão. Nestes casos, a alta voltagem DC

(HVDC) de transmissão está a tornar-se a opção mais viável, sendo que este sistema requer uma estação conversora de AC/DC tanto a nível *offshore* como *onshore* [10].

2.5. SUBESTAÇÃO *ONSHORE*

As subestações destinam-se a elevar a tensão da eletricidade produzida nas centrais para ser transportada em alta tensão para as zonas de consumo, ou, uma vez perto das zonas de consumo, baixar o nível de tensão para poder ser distribuída em média tensão.

Genericamente estas instalações contêm os pórticos onde chegam e de onde partem as linhas, os transformadores de potência e acessórios de proteção.

Estas instalações estão protegidas por uma vedação, com sinais que advertem para o perigo elétrico no interior e interditam o acesso a pessoas não autorizadas.

Nos tópicos seguintes serão descritas resumidamente 4 subestações, uma das quais (Vila Fria) que a partir de 2017 serve de ligação para a instalação de energia eólica *offshore*, que devido à sua localização e características pode ser interessante para ligação *onshore* do parque eólico *offshore* em estudo na presente tese. Irá ser apresentado para cada localização seleccionada a subestação *onshore* mais bem posicionada devido à sua proximidade com os locais, bem como as suas características, que hipoteticamente pode servir de ligação ao parque eólico *offshore*.

2.5.1. SUBESTAÇÃO DE VILA FRIA

A subestação de Vila Fria entrou em serviço em 1987, fica situada no concelho de Viana do Castelo, Figura 13 [12].



Figura 13-Localização da subestação de Vila Fria

Esta subestação agrega oito subestações de alta tensão situadas no perímetro das quais podemos destacar Âncora, Valença ou Fonte Boa.

Segundo informações que constam do Relatório da REN de 31 de dezembro de 2014- Caracterização da rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede, a subestação está equipada com dois transformadores de potência trifásicos de 126 MVA/cada e um transformador de 170 MVA. No total a subestação de Vila Fria possui uma potência de transformação de 422 MVA.

A subestação é composta por 17 painéis que estão distribuídos por nível de tensão, 7 painéis de 150 kV e 10 de 60 kV.

A compensação do fator de potência/regulação de tensão por injeção de potência reativa é efetuada por intermédio de bateria de condensadores com um total de potência instalada de 30 MVar.

2.5.2. SUBESTAÇÃO DE LAVOS

Outra localização que pode ser interessante e rentável analisar é a subestação de Lavos situada no concelho da Figueira da Foz como demonstra a Figura 14 [12] e que entrou em funcionamento em 2002.



Figura 14-Localização da Subestação de Lavos

De acordo, com o relatório mais recente da REN de 31 de dezembro de 2014, a subestação, Figura 15 [17], está equipada com dois transformadores de potência trifásicos de 170

MVA/cada o que perfaz um total de 340 MVA. A subestação é ainda composta por 10 painéis de 400 kV e 9 de 60 kV. Até ao fecho do ano civil de 2014 a subestação tinha uma potência instalada de 362.5 MVA dos quais 8.3 MVA de origem eólica *onshore* e a restante ,354.2 MVA, de origem térmica.



Figura 15- Subestação de Lavos

2.5.3. SUBESTAÇÃO DE SINES

Na terceira localização escolhida, será estudada a subestação de Sines, Figura 16 [12], um local que tem ótimas características para o efeito. A subestação tem uma razão de transformação AT/MT de 60/30/15 kV e segundo o relatório mais recente da REN (31 de dezembro de 2014) tem uma potência instalada de 63 MVA.



Figura 16-Localização da Subestação de Sines

Sines está equipada com 13 painéis de 400 kV, 16 de 150 kV e 13 de 60/30 kV além disso possui transformadores de 240 MVA e auto-transformadores de 720 MVA. Quando nos referimos à subestação de Sines, Figura 16, temos que fazer a distinção entre a refinaria de Sines (Petrogal) e a própria subestação, posto isto, até ao final do ano de 2014 a Petrogal tinha uma potência instalada de 202.8 MVA de origem térmica enquanto a subestação de Sines teve produção de 20.3 MVA (eólico) e 30.4 MVA de origem térmica.

2.5.4. SUBESTAÇÃO DE ESTOI

Por fim será analisada a subestação de Estoi, que devido à sua relativa proximidade com Faro (20 Km), Figura 17 [12], faz com que este seja um fator eliminatório no estudo desta subestação em detrimento de por exemplo da subestação de Tunes.

A subestação de Estoi entrou em funcionamento em 1992, apresenta um nível de tensão de 150/60 kV, está equipada com 8 painéis de 150 kV e 12 de 60 kV. Além disso tem uma potência instalada de 378 MVA e uma bateria de condensadores de 130 Mvar.



Figura 17- Localização da Subestação de Estoi

2.6. EFEITO DE ESTEIRA

Um aerogerador produz energia elétrica através da energia cinética do vento. Em termos energéticos a passagem do vento pelas pás do aerogerador vai fazer com que alguma dessa energia cinética se perca, fazendo com que o vento após a passagem tenha menos velocidade e seja mais turbulento. A esse processo chama-se efeito de esteira, como demonstra a Figura 18.



Figura 18-Efeito de esteira num parque eólico *offshore* na Dinamarca

Assim sendo, colocar varias turbinas “em linha” não é uma boa solução pois cada vez que o vento passa por uma turbina vai sair mais “pobre” em termos de energia e com mais turbulência. Assim é necessário para o planeamento de um parque eólico ter em atenção este efeito e dispor as turbinas com espaçamento de 5 a 9 diâmetros na direção preferencial do vento e entre 3 a 5 diâmetros na direção perpendicular. Mesmo assim o efeito de esteira faz com que haja uma perda de cerca de 5% da energia (CASTRO, 2011).

2.7. ANÁLISE AMBIENTAL

Considerando a energia eólica uma fonte de produção limpa, ou seja, utiliza a energia do vento para produção de energia não existem gases de exaustão da combustão dos combustíveis fósseis como acontece com os combustíveis feitos a partir do petróleo, casos das centrais de energia convencionais. Este fator é de extrema relevância, pois contribuiu para a luta contra o aquecimento global, pela redução das emissões de CO₂ e de outros gases poluentes. No entanto, para além das emissões de gases evitadas em projetos de parques

eólicos *offshore* deverá sempre ter em consideração outros aspetos externos. Estes, apesar de frequentemente serem difíceis de quantificar e mesmo identificar na fase de estudo prévio, são essenciais para a aceitação pública e a efetiva concretização do projeto. Muitos estudos já efetuados neste âmbito revelam que é possível que o parque eólico *offshore* e as suas infraestruturas possam afetar o ecossistema na zona de instalação.

Embora não haja perigo aparente para a vida marinha, a rota dos peixes e dos mamíferos marinhos podem ser afetadas. O perigo direto só é evidente no que diz respeito às aves do local e às aves migratórias que viajam periodicamente pelas mesmas rotas. Destaca-se por outro lado também os aspetos de impacto visual, altamente dependente da distância até à costa e o ruído causado sobretudo pela construção do parque [21].

2.8. ENQUADRAMENTO LEGAL

As leis e regulamentações para as concessões *offshore* são pouco claras ou inexistentes. Para além disto, existem diversas entidades responsáveis pela atribuição de autorizações, o que gera processos bastante burocráticos e demorados. O primeiro passo no licenciamento é solicitar à DGEG, entidade responsável pelo sector energético, a atribuição de potência na rede. Posteriormente, é necessária uma licença para ocupar o espaço marítimo. Todavia, para alto mar, dos 50 a 80 m de profundidade, não existe uma instituição encarregue deste processo, e esta faixa marítima tem um grande potencial para se proceder a muitas instalações [13].

Todavia, os projetos de produção de energia elétrica *offshore* em Portugal: Parque Eólico de localização oceânica ao largo da Aguçadoura da CEO- Companhia e Energia Oceânica, S.A, e Central Elétrica de energia das ondas de Peniche da SEANER, S.A conseguiram licenciamento ao abrigo do Decreto de Lei nº225/2007. Este Decreto de Lei visa estabelecer as regras aplicáveis à atividade de produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis à produção combinada de calor e eletricidade, designada cogeração [1].

Em 2011 surgem as primeiras iniciativas para a produção de eletricidade a partir de fontes eólicas no mar, através da utilização de aerogeradores flutuantes em águas profundas, sendo nesta data uma tecnologia totalmente inovadora não só no contexto nacional como no contexto europeu. Existindo iniciativas no sentido de proceder à experimentação para esclarecimento da viabilidade de demonstração desta tecnologia de utilização de plataformas flutuantes conhecidas como *Windfloat*, torna-se necessário definir os parâmetros da fórmula de cálculo

da tarifa aplicável. Assim sendo, a Portaria nº286/2011 de 31 de outubro estabelece que para projetos eólicos *offshore* com utilização de plataformas flutuantes, o coeficiente Z é 16,7, no caso centrais de experimentação, com potência de ligação até 2 MW e até ao limite dos primeiros 6 GWh entregues à rede por central [20]. Este valor de coeficiente foi utilizado no projeto *Windfloat* ao largo da Póvoa de Varzim sendo esta uma estrutura de 2 MW, ou seja, a cumprir o requisito para a legislação ser aplicável.

3. MACRO-REGIÕES COM POTENCIAL EÓLICO AO LARGO DA COSTA PORTUGUESA

Após a apresentação da constituição do sistema de energia eólica *offshore*, o capítulo 3 apresenta o recurso natural crucial nesta energia renovável: o vento. Em primeiro lugar são apresentadas e selecionadas as zonas que mais são afetadas por este recurso sendo elas as principais beneficiárias para um futuro projeto. Após essa escolha e com base no regime de ventos associado será feita uma escolha dos aerogeradores dos quais vai recair a análise de produção de energia eólica *offshore*. O capítulo encerra com as duas metodologias do cálculo da energia eólica *offshore*, sendo a primeira a forma convencional e a segunda com suporte do software *Windographer*.

3.1. MAPEAMENTO DO RECURSO

O elevado potencial eólico *offshore* existente no mar do Norte, Figura 19, e em praticamente toda a costa Atlântica, aliado ao crescente consumo energético que a Europa em particular enfrenta, tem se vindo a notar uma tendência para o quase esgotamento de território terrestre disponível para desenvolvimento de projetos eólicos. Devido a estas circunstâncias o foco está sem dúvida na energia eólica *offshore* que é atualmente um dos principais contribuintes para a realização do projeto europeu de assegurar que até 2020, 20 % do consumo total de energia tem origem em fontes renováveis incluído no projeto “2020 Clima & Energia” [14].

Como é perceptível pela Figura 19 [14], Portugal apresenta para uma altura de 100 metros, velocidades do vento entre os 7,5 e os 8,5 m/s, o que revela recursos naturais muito satisfatórios para apostar neste tipo de energia.

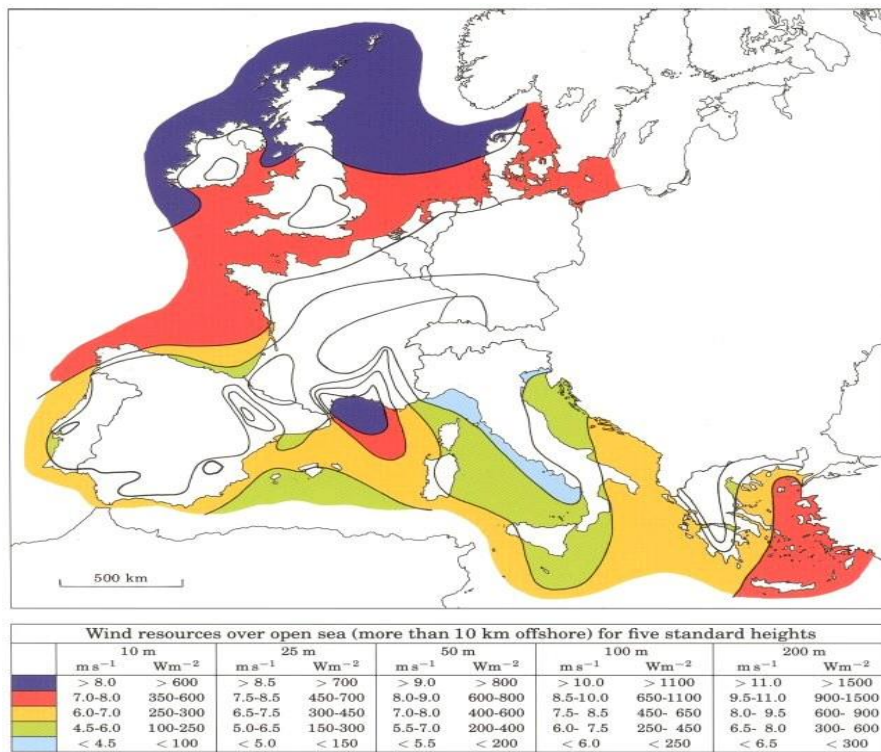


Figura 19-Potencial eólico *offshore* na Europa

Focando mais em Portugal, Figura 20 [14], conseguida através do estudo do LNEG [14], é possível identificar as regiões em Portugal Continental onde é propício a instalação de parques eólicos *offshore* através dos parâmetros do NEPs, número de horas por ano à potência total para altura definida (h=80 m). Nem todas as zonas assinaladas no mapa poderão ser tomadas como ótimas para instalação de parques eólicos *offshore*, pode-se assim excluir zonas [14]:

- Falhas sísmicas com raio de 100 m;
- Zonas de proteção ecológica (ZPE) e outras zonas de proteção marítimas;
- Corredores de navegação;
- Zonas com cabos submarinos e elétricos com raio de 50 m;
- Tipo de fundo marítimo.

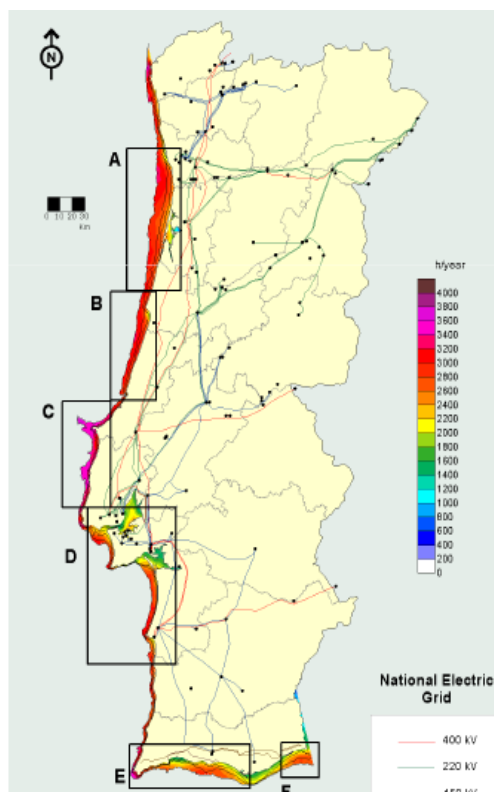


Figura 20- NEPs da costa Portuguesa Continental

Assim sendo identificam-se 4 macro-regiões para o estudo: Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines e Faro. Esta escolha teve por base o número de NEPs existente em cada local assim como as restrições existentes ou não em cada local, situação reportada no tópico seguinte.

3.2. SELEÇÃO DAS ZONAS PARA CASO DE ESTUDO

Tendo em conta as restrições inerentes à construção de parques eólicos *offshore*, referidas no início do presente capítulo, é possível observar através da Figura 21 [14], onde essas limitações são maiores o que nos leva a optar por uma ou outra zona de estudo. Detalhando mais a imagem é conclusivo que a zona 3 (Zona de Lisboa e Setúbal) apresenta uma elevada indisponibilidade que se prende pelo facto da existência por exemplo de dois grandes Portos Marítimos como o caso do Porto de Lisboa e Setúbal. Facto este que inviabilizaria de algum modo a construção de um parque eólico nessa zona, uma possível solução passaria pela instalação a uma distância considerável da costa, que por outro lado, iria conduzir a gastos elevados a nível de cabos submarinos e despesas de operação e manutenção, entre outros.

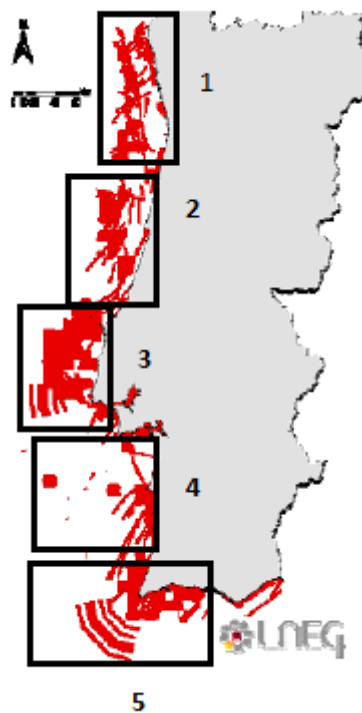


Figura 21- Constrangimentos severos ao largo da costa portuguesa

A zona 4 (Sines) apresenta pouco constrangimento daí ser uma região a apostar em termos de energia eólica *offshore*, o mesmo acontece com a zona 1 (Porto/Viana do Castelo) tendo esta zona já desde 2011 um dispositivo teste desta natureza: *Windfloat*. Tendo em conta apenas a Figura 21 pode-se então destacar as zonas 1 e 4 como propícias à instalação de parques eólicos *offshore*. Por outro lado, terá que ser analisado outros aspetos relevantes para este tipo de projetos como a batimetria dos locais (medição da profundidade dos oceanos) e

o número de NEPs (número de horas por ano à potência total para uma altura definida), figura 20.

Tendo em conta todos os fatores anteriormente citados e preponderantes num sistema eólico *offshore* bem como a informação presente no programa *Windographer* optou-se por escolher 4 localidades distintas: Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines e Faro. Deste modo pode-se afirmar que as quatro zonas seleccionadas permitem de certo modo percorrer toda a costa portuguesa.

A zona de Viana do Castelo apresenta-se como uma solução viável, sustentada pela implementação do projeto piloto *Windfloat*, como foi referido no capítulo 1. De forma a poder afirmar que esta localização seja de facto vantajosa para esta tecnologia será aprofundado o estudo da mesma com valores médios da velocidade de vento transmitidos pelo *Windographer*.

A escolha da segunda localização: Figueira da Foz teve em atenção o facto da aposta deste concelho cada vez mais nas energias renováveis como é o caso das energias das ondas, onde a Zona Piloto Portuguesa (ZP), engloba uma área de cerca de 320 km² e está situada perto de S. Pedro de Moel, entre a Figueira da Foz e a Nazaré. Deste modo vai-se estudar o potencial eólico *offshore* desta região.

Sines e Faro foram seleccionadas para dar uma perspetiva totalmente imparcial a nível de zoneamento com o objetivo de percorrer toda a costa portuguesa de forma a obter uma maior área de análise e para possíveis comparações de maior ou menor viabilidade de futuros projetos *offshore*. São zonas que não são desde já descartadas devido aos sérios constrangimentos da costa portuguesa, uma vez que se localizam fora dessa mesma área.

3.3. REPRESENTAÇÃO ESTATÍSTICA DO REGIME DE VENTOS

3.3.1. DISTRIBUIÇÃO E DIREÇÃO

Ao analisar a rosa de ventos (Figura 22) verifica-se que a direção predominante de vento em Sines (verde) encontra-se no setor 1 (0°) e no setor 12 (330°) o mesmo acontece na Figueira da Foz (azul), enquanto que em Viana do Castelo (vermelho) a direção predominante é apenas no setor 1, finalmente em Faro (roxo) a direção predominante é no setor 12. Com isto conclui-se que o parque eólico *offshore* construído nestas localidades teria que ter em

atenção estas mesmas direções de forma que o vento usado na geração de energia eólica venha destas mesmas direções de forma a rentabilizar ao máximo os aerogeradores. As pás giram com a força do vento, fazendo girar o rotor que por sua vez transmite a rotação multiplicada pela caixa multiplicadora ao gerador, o gerador normalmente em conjunto com um conversor de potência converte a energia mecânica recebida em energia elétrica. A energia elétrica produzida é injetada na rede elétrica do parque eólico e posteriormente na rede elétrica global [19].

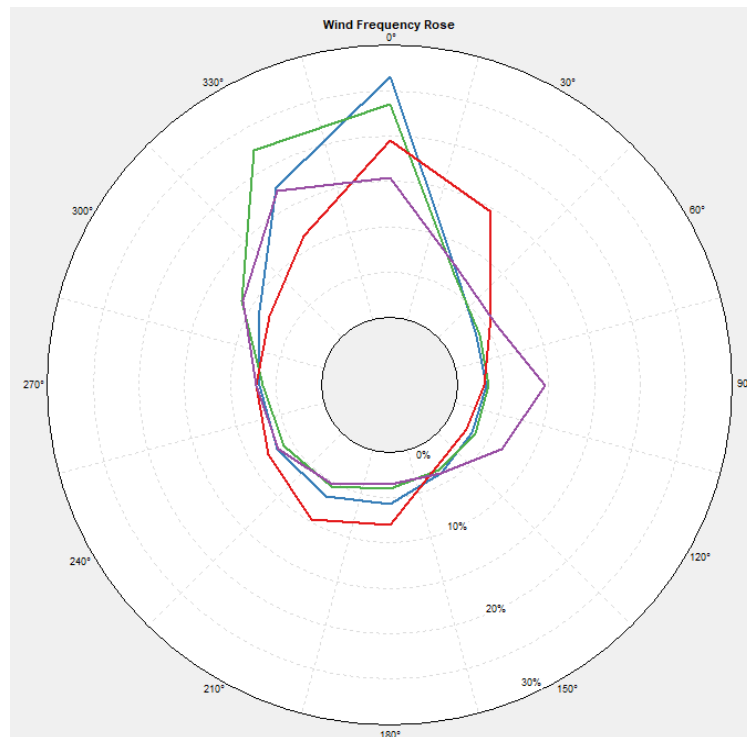


Figura 22- Rosa dos ventos por localização (Azul-Figueira da Foz; Verde-Sines; Vermelho-Viana do Castelo; Roxo- Faro)

3.3.2. VELOCIDADE DO VENTO

Através da ferramenta de comparação do *Windographer* é possível observar com maior detalhe a velocidade do vento para uma altura pré-definida de 50 metros das diferentes localizações escolhidas e para os períodos acima referidos.

Como já é sabido, quanto mais alto estiver o aerogerador, menor será o atrito gerado pela rugosidade do solo (obstáculos), razão pela qual existem cada vez mais parques eólicos *offshore*.

A velocidade de atrito é um valor que depende da rugosidade do solo, da velocidade do vento e das forças que se desenvolvem na atmosfera, pelo que é difícil de calcular. Para ultrapassar essa dificuldade e visto que o que se pretende é obter o valor médio da velocidade do vento a uma determinada altura a partir dos valores a uma altura de referência, usa-se com frequência a Lei de *Prandtl*:

$$\frac{\bar{u}(z)}{u(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

em que $\bar{u}(z)$ é a velocidade média do vento à altura z , $\bar{u}(z_r)$ é a velocidade média do vento numa altura pré-definida, z a altura para a qual se quer obter a velocidade do vento, z_0 rugosidade do solo que para parques eólicos *offshore* usa-se 2×10^{-4} e z a altura pré-definida ($z=50$ m).

Esta lei traduz a variação da velocidade do vento com a altura, que se deve ao atrito entre a superfície terrestre e o vento que provoca a diminuição da velocidade do vento para alturas mais baixas.

Em termos mais concretos é possível detalhar em média através do relatório final que o *Windographer* fornece quais os melhores períodos de velocidade de vento e com isso calcular a produção estimada anual de produção eólica *offshore*.

De seguida são apresentadas as velocidades médias do vento, para as diferentes localizações em estudo, desde logo despreza-se a altura pré-definida no *Windographer* ($h=50$ m), pois em sistemas eólicos *offshore* é relevante o estudo da velocidade do vento para alturas mínimas de 100 metros de forma a otimizar a produção de energia elétrica. Sendo assim será demonstrada a variação da velocidade média do vento, calculada através da Lei de *Prandtl*, para diferentes alturas ($h=100, 110$ e 120 m).

Como seria expectável a velocidade média do vento é maior quando calculada a uma altura superior, esses desvios vão ser significativos quando se fizer a estimativa da produção de energia eólica *offshore*, capítulo 4.

3.3.3. DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A descrição da variação da velocidade do vento é um aspecto muito importante para os operadores da indústria eólica. Na verdade, os projetistas de turbinas eólicas precisam de recorrer a esta informação afim de otimizarem o projeto das turbinas e deste modo, conseguirem minimizar os custos de produção de energia elétrica.

Se ao longo do ano efetuarmos medidas da velocidade do vento, rapidamente podemos nos aperceber que para a maioria dos locais é muito raro detetar a ocorrência de ventos muito fortes. Pelo contrário, é muito comum a ocorrência de ventos com velocidade moderada. Para um determinado local, a descrição da variação da velocidade do vento é efetuada através da designada distribuição de *Weibull*, que não é mais que uma distribuição de densidade de probabilidade [15].

A distribuição de *Weibull* é normalmente representada em função de "k" e "c", onde:

- k = fator de forma da distribuição dos ventos;
- c = fator de escala que depende da velocidade média dos ventos;

A função densidade de probabilidade de *Weibull* é dada pela seguinte expressão:

$$g(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3.2)$$

Como descrito anteriormente, a distribuição de *Weibull* é uma distribuição de dois parâmetros: um parâmetro de escala ("c"), relacionado com as dimensões de velocidade, "V" a velocidade média do vento e o parâmetro de forma ("k"), que é adimensional e fornece a indicação da uniformidade da distribuição e a forma da curva de *Weibull* [16].

Em seguida serão apresentadas as diferentes distribuições de *Weibull*, para uma altura definida pelo *Windographer* de 50 metros por localização, assim como os diferentes valores de "k", "c", "V" e densidade de probabilidade (Tabela 4) que corresponde à quantidade de energia por segundo (Watt) e por metro quadrado de fluxo de vento que podemos esperar nestas localizações, todos os valores foram obtidos do programa *Windographer*. O valor da densidade de probabilidade diz-nos ainda a quantidade de energia eólica que pode, teoricamente, ser convertida em energia mecânica (para a turbina, e por consequência em energia elétrica).

Para o desenvolvimento da distribuição de *Weibull* o *Windographer* permite ao utilizador optar por três algoritmos diferentes entre eles o *WAsP*, acrónimo de *Wind Atlas Analysis and Application Program*, que possibilita a avaliação da influência das características topográficas específicas de um local (rugosidade, relevo, obstáculos), no regime de ventos. O algoritmo que vai ser usado corresponde de forma exata à distribuição real, que assenta basicamente em dois parâmetros: a densidade média de energia eólica assim como a proporção de valores que excedem os valores médios.

Em seguida será demonstrada em gráfico a distribuição de *Weibull* assim como a curva do algoritmo *WAsP* para uma melhor perceção da frequência de distribuição da velocidade do vento. Todas as figuras perfilam a velocidade do vento para uma altura típica de 50 metros (valor base do *Windographer*), pode-se ver as variações da média de velocidade de vento e outros parâmetros na Tabela 4.

Como se pode observar a distribuição de *Weibull* não é mais que uma distribuição de probabilidade em que a área da curva, neste caso a curva do algoritmo *WAsP* vale exatamente 1. A distribuição das velocidades do vento não é simétrica, sendo possível observar que tipicamente na região da Figueira da Foz (Figura 23) que o intervalo de 6 a 7 m/s apresenta uma maior frequência no período em estudo daí a média ser de 6,81 m/s.

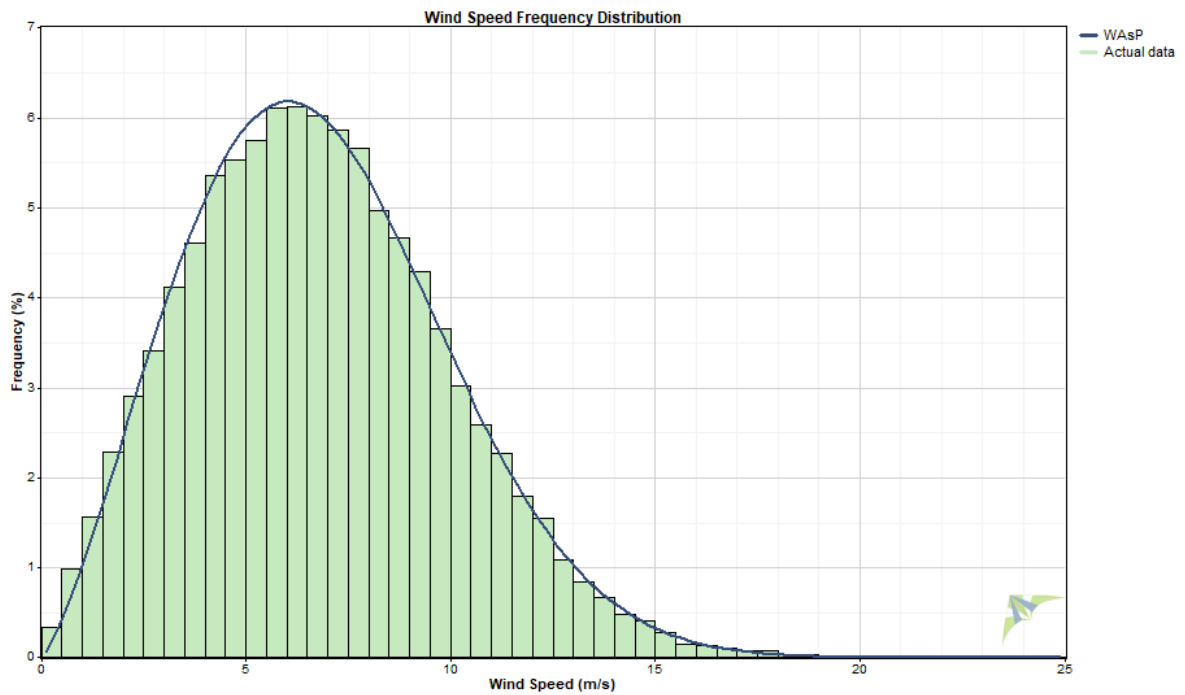


Figura 23-Distribuição de *Weibull* na Figueira da Foz

Em Viana do Castelo, Figura 24, a situação é semelhante apresentando frequência máxima de 5,7 % para velocidades compreendidas entre 5 e 6,5 m/s. Durante grande parte desse período temos frequências acima dos 5 % o que vai de encontro à média apresentada para o local, 7,16 m/s.

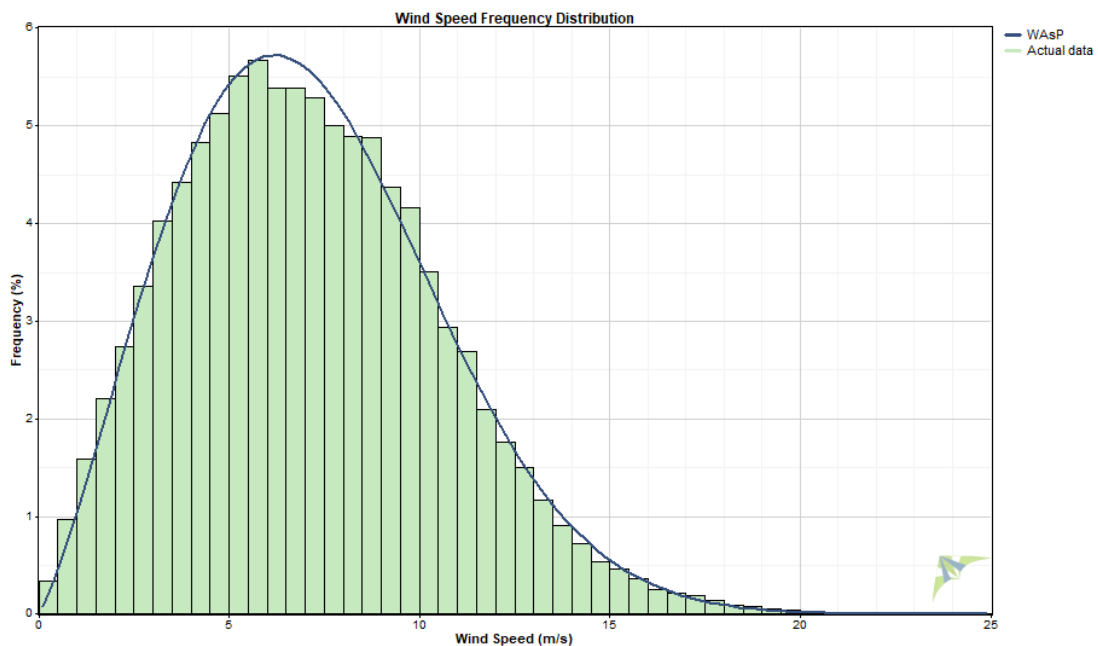


Figura 24-Distribuição de *Weibull* em Viana do Castelo

Sines, Figura 25, apresenta uma frequência máxima de ocorrências na ordem dos 6,1 % para velocidade do vento de 6 m/s, registrando também valores muito próximo sempre dos 6 % para velocidades do vento entre os 5 e 6,5 m/s. Nesta localidade apesar de não ultrapassarmos esse valor na frequência essas mesmas ocorrências acontecem mais repetidamente o que vai influenciar a média local que apresenta o valor de 7,12 m/s.

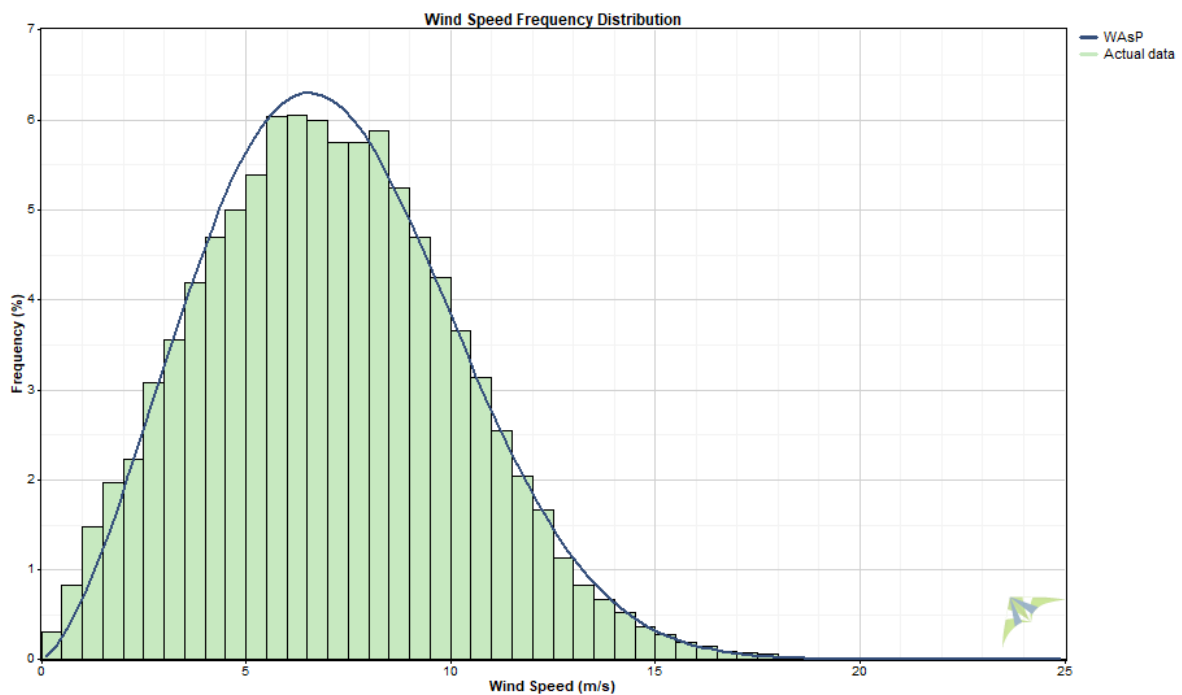


Figura 25- Distribuição de *Weibull* em Sines

Finalmente na última localização, Faro (Figura 26) a distribuição de *Weibull* apresenta uma média de 6,76 m/s o que significa que o vento irá soprar a esta velocidade metade do tempo, enquanto que a outra metade soprará a uma velocidade superior. Faro apresenta uma maior frequência de ocorrências (6,6 %) para velocidades compreendidas entre os 6,5 e 7 m/s. É possível observar que a velocidade máxima neste local para o período selecionado não ultrapassa os 17 m/s tendo ocorrido 0,1 % nesse período.

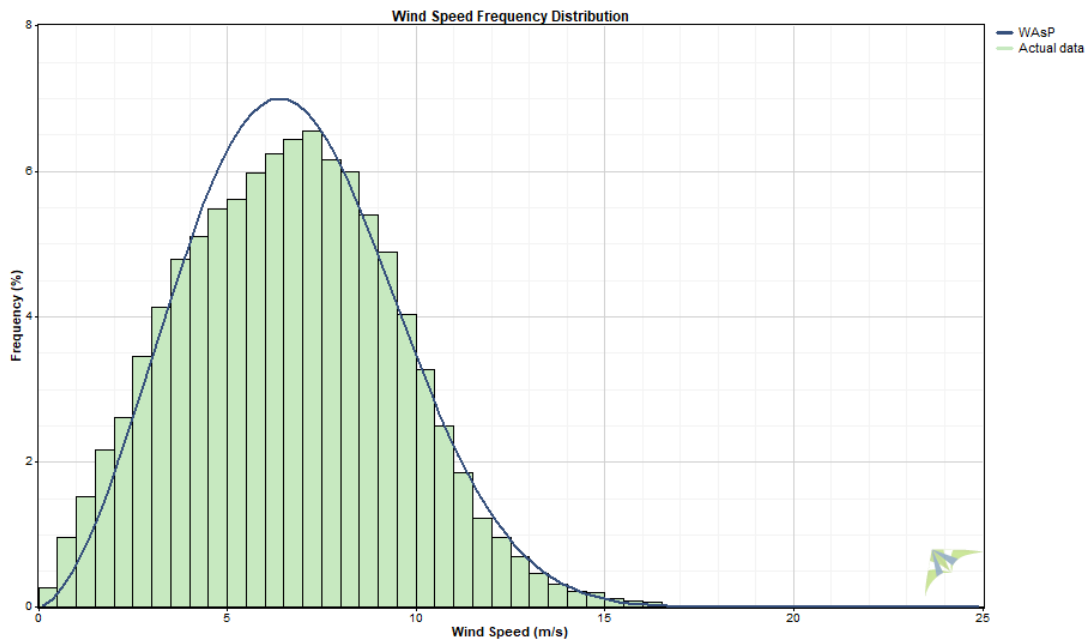


Figura 26- Distribuição de *Weibull* em Faro

Em suma a Tabela 4 apresenta os diferentes fatores implicativos na distribuição de *Weibull* por localização e para as diferentes alturas. Nela é apresentada o fator de forma de distribuição dos ventos (k) que é constante a nível de altura, a velocidade média dos ventos (V) que como era expectável aumenta de acordo com a altura de instalação da turbina. Por fim é apresentada a densidade de probabilidade que também é tanto maior como a velocidade média do vento apresentado no local. Após análise dos dados obtidos pela distribuição de *Weibull* apenas, pode-se concluir que a localização de Viana do Castelo apresenta para uma altura máxima de 120 metros a melhor média de velocidade de vento quando comparado com as restantes localizações: 8,093 m/s. Como era expectável também é neste caso que apresenta uma maior densidade de probabilidade: 560 W/m². Por outro lado, Faro é a localidade que apresenta valores menos satisfatórios com uma velocidade média (h=120 metros) de 7,642 m/s.

De um modo geral pode-se concluir que das quatro localidades analisadas não existe uma grande diferença de valores quando analisamos principalmente as alturas de 100 e 120 metros.

Tabela 4-Variação dos diferentes fatores da distribuição de *Weibull* por localização

Localização	Altura	<i>Weibull</i>	<i>Weibull</i>	V (m/s)	Densidade de Probabilidade (W/m ²)
	h	k	c (m/s)		
Figueira da Foz	50	2.315	7,691	6,814	324,3
	100		8,475	7,509	433,9
	120		8,694	7,703	468,5
Viana do Castelo	50	2.233	8,084	7,160	387,7
	100		8,908	7,889	518,7
	120		9,138	8,093	560,0
Sines	50	2.506	8,024	7,120	348,0
	100		8,841	7,845	465,7
	120		9,070	8,048	502,7
Faro	50	2.672	7,605	6,760	285,1
	100		8,380	7,449	381,4
	120		8,596	7,642	411,8

3.4. RECOLHA DOS DADOS METEOROLÓGICOS DAS ZONAS EM ESTUDO

Como é referido no capítulo 3.2 irão ser alvo de estudo as zonas de Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines e Faro como caso de estudo devido às características que apresentam quer a nível de velocidade do vento, batimetria e constrangimentos dos próprios locais que podem levar à não viabilidade da estação eólica *offshore*. Para recolha dos dados meteorológicos será usada a ferramenta computacional *Windographer* na versão profissional, um poderoso programa de análise de dados de vento. Este *software* produz gráficos claros e atraentes como a distribuição de *Weibull* (capítulo 3.3.3), a rosa dos ventos para os locais pretendidos, assim como a possibilidade de podermos escolher a potência e o fabricante de uma turbina e conseguir como *output* a energia elétrica nesse local. Além disso permite um controlo de qualidade avançado realizando muitos cálculos, tais como cisalhamento do vento, intensidade de turbulência, a velocidade extrema do vento, bem como os perfis diários por minuto da velocidade do vento para uma escala temporal definida.

Para melhor análise dos dados meteorológicos foi definido um espaço temporal de 6 anos tendo início a 01/01/2010 a 31/12/2015 permitindo um maior controlo e fiabilidade dos mesmos mantendo-os atuais. Através da aplicação *Windographer Data Downloader* é possível através das coordenadas dos locais escolher os dados meteorológicos *offshore*, após esse passo apenas se tem que fazer *upload* dos mesmos (versão MERRA) no programa *Windographer*.

Todos os gráficos e dados apresentados neste capítulo têm como fonte o programa *Windographer*.

Os próximos gráficos apresentam a velocidade do vento no espaço temporal definido para alturas compreendidas entre os 100 e 120 metros, optou-se por excluir os dados fornecidos pelo software a 50 metros uma vez que para energia eólica *offshore* não têm qualquer relevo uma vez que as turbinas têm o seu ótimo funcionamento acima dos 100 metros para além que as próprias instalações das turbinas em alto mar são efetuadas a essas alturas.

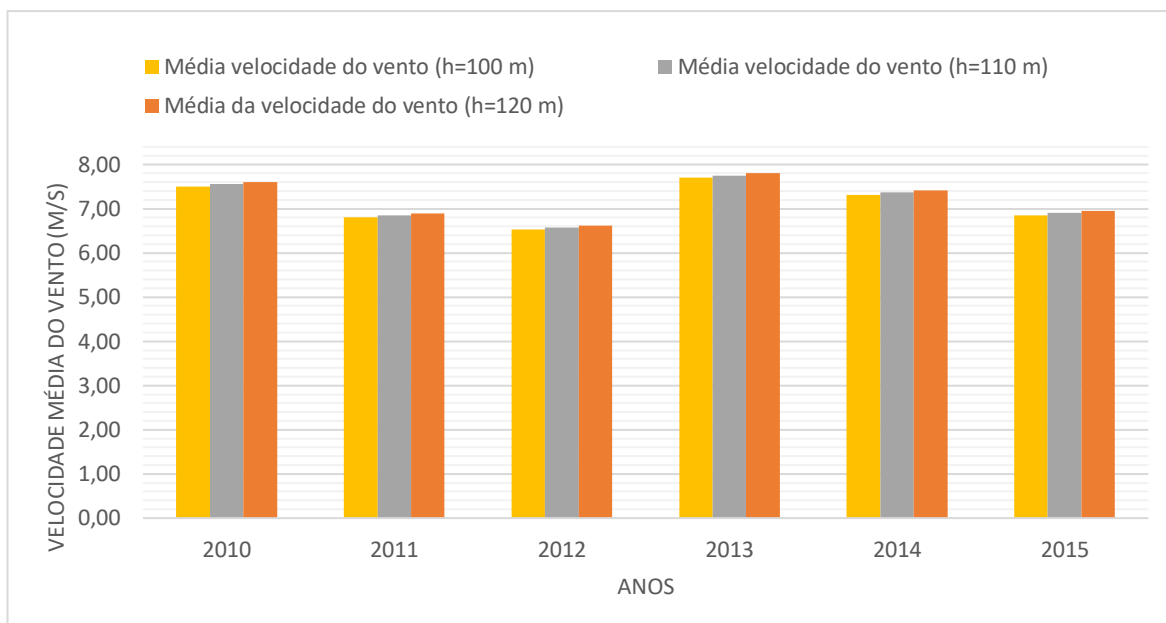


Figura 27- Velocidade média do vento na Figueira da Foz

Através da Figura 27 pode-se observar que nos anos em estudo, 2010-2015, a média de velocidade do vento manteve-se acima dos 7 m/s, atingindo valores máximos no ano de 2013 apresentou uma média de 7,80 m/s para h=120 metros, 7,75 m/s para h=110 metros e 7,70 m/s para h=100 metros. Por outro lado, é perceptível que o ano 2012 foi o ano em que a velocidade foi menor com uma média global (6 anos de estudo) de 7,17 m/s.

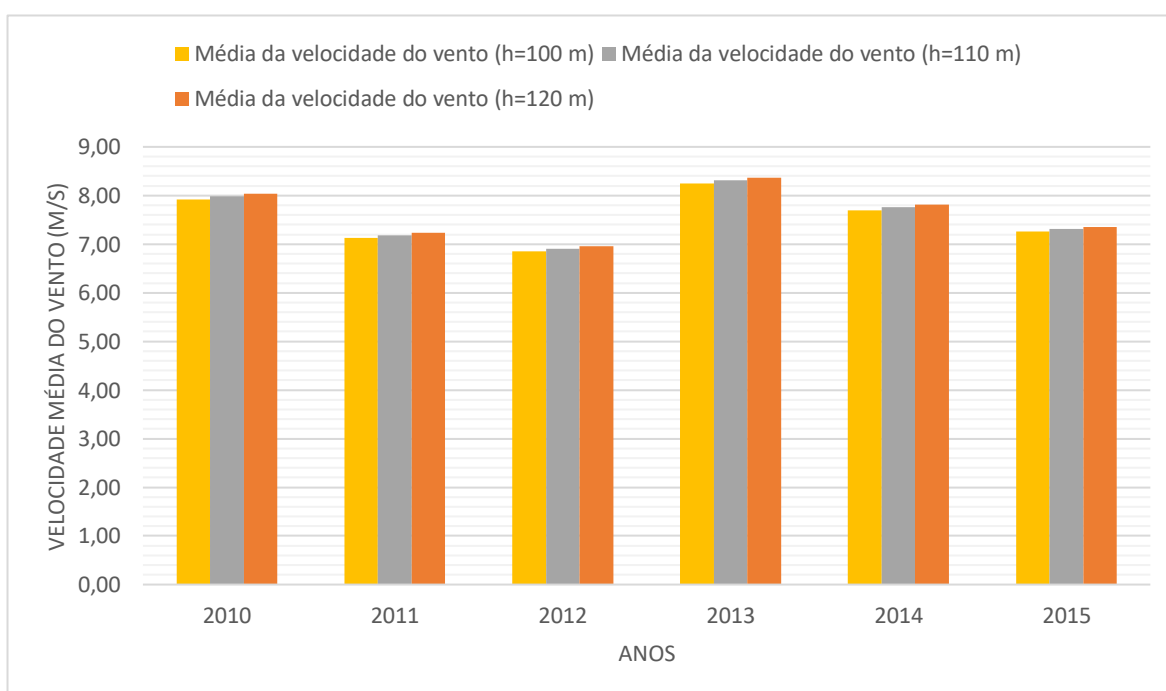


Figura 28- Velocidade média do vento em Viana do Castelo

A localização de Viana do Castelo, Figura 28, apresenta de uma forma geral uma melhor média de velocidade de vento nos 6 anos, quando comparado com a localização da Figueira da Foz. Viana do Castelo apresenta uma média superior a 7,5 m/s, mais concretamente 7,57 m/s nos 6 anos de estudo e nas alturas pré-definidas. À semelhança da Figueira da Foz, esta localização apresenta valores médios máximos de velocidade do vento no ano de 2013, com média de 8,31 m/s. Por outro lado, e também à semelhança da localização anterior, o ano de 2012 apresenta as piores médias mesmo assim com um valor considerável de 6,9 m/s.

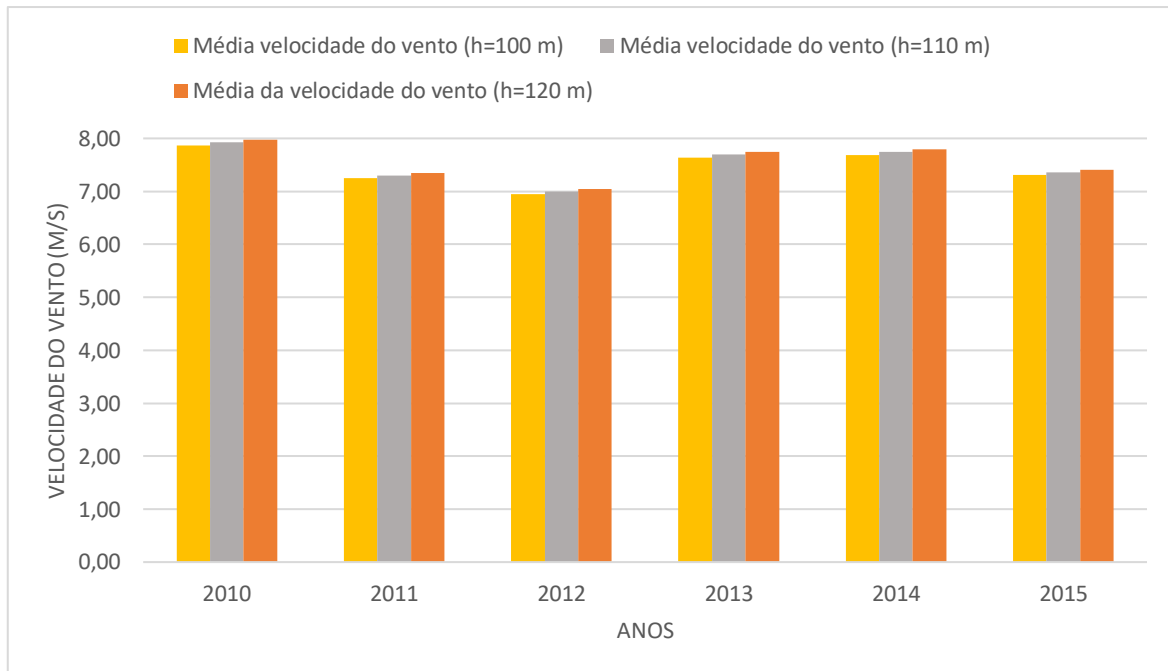


Figura 29- Velocidade média do vento em Sines

A terceira localização Sines, Figura 29, apresenta valores na maior parte do espaço temporal estudado valores acima dos 7 m/s à exceção de 2012 que apresenta valores concretos de 7 m/s. Mesmo para alturas de 100 metros o ano de 2010 obteve valores muito próximos dos 8 m/s, 7,87 m/s mais concretamente, o que é uma velocidade extremamente interessante, como era expectável nesse mesmo ano para uma altura de 120 metros a velocidade média do vento apresenta um máximo neste espaço temporal cerca de 8 m/s. O ano mais desfavorável como é possível observar é o ano de 2012 em que para as três alturas em estudo apresenta em média uma velocidade do vento muito próxima dos 7 m/s. Assim sendo, Sines apresenta uma média de 7,50 m/s nos 6 anos de estudo e para as diferentes alturas apresentadas, sendo o

ano de 2010 aquele que mais se aproxima do valor máximo obtido (8 m/s), neste ano a velocidade média do vento foi de 7,9 m/s em média.

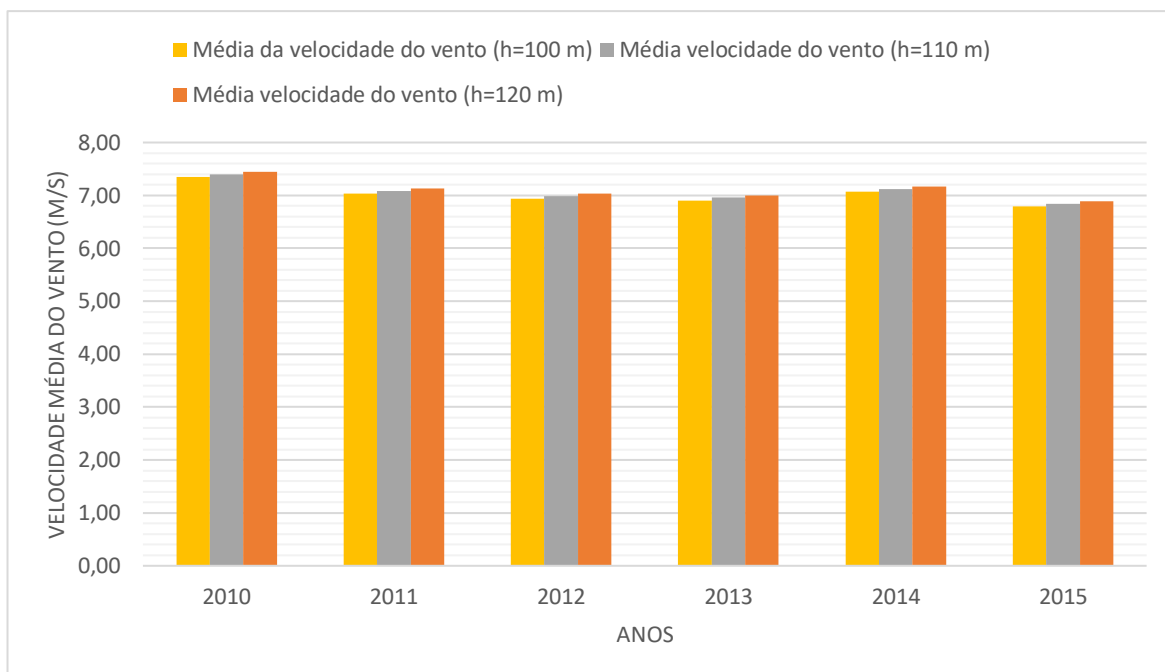


Figura 30- Velocidade média do vento em Faro

Por último Faro, Figura 30, apresenta valores de velocidade média do vento neste espaço temporal todos muito próximos dos 7 m/s à exceção do ano de 2010 que apresenta média 7,3 m/s. Faro nos 6 anos de estudo apresenta uma média de 7,06 m/s.

De uma forma geral é possível afirmar que o ano de 2010 foi um ano muito favorável à produção de energia eólica e neste caso *offshore*, já que para todas as localizações é o ano que apresenta melhores valores de velocidade do vento. Por outro lado, o ano menos favorável em termos de velocidade do vento foi o de 2012.

Em termos de médias finais para as diferentes alturas e nos 6 anos de estudo (2010-2016), tem-se Figueira da Foz que apresenta uma média de 7,17 m/s, Viana do Castelo com 7,57 m/s, Sines com 7,5 m/s e Faro com 7,06 m/s.

Em suma, pode-se concluir com factos concretos que Sines e Viana do Castelo apresentam médias finais muito interessantes à produção de energia eólica *offshore*, por outro lado Figueira da Foz e Faro apresentam médias substancialmente mais baixas, mas iremos abordar estes dados com maior profundidade nos casos de estudo reportados no capítulo 4.

3.5. SELEÇÃO DOS AEROGERADORES

Os aerogeradores que serão utilizados no estudo da produção de energia eólica *offshore* nas zonas anteriormente selecionadas são: VESTAS V164-8 MW, VESTAS V112-3 MW e GAMESA G132-5 MW características que podem ser observadas na Tabela 1 do capítulo 2. Optou-se por escolher três aerogeradores de potências distintas tendo em conta a base de dados do programa e para poder-se comparar as suas características bem como a sua performance nas localizações anteriormente selecionadas.

A curva de potência de uma turbina é uma curva que representa a potência elétrica gerada pela turbina para diferentes valores da velocidade do vento e normalmente é fornecida pelos fabricantes das turbinas. Além da curva de potência das turbinas serão apresentadas algumas características relevantes da ficha técnica das turbinas, nomeadamente velocidade mínima para funcionamento (V_{cut_in}) velocidade do vento em que a turbina começa a produzir eletricidade e velocidade máxima para corte de funcionamento (V_{cut_out}) velocidade do vento em que deixa de produzir eletricidade. A velocidade mínima para funcionamento máximo corresponde à velocidade em que a potência nominal é atingida. As características das turbinas selecionadas podem ser consultadas nos anexos.

3.5.1. AEROGERADOR DE 8 MW

Após consulta da ficha técnica do equipamento e observação da curva de potência, Figura 31, verifica-se que para o funcionamento do aerogerador V164 é necessário que o vento obtenha uma velocidade mínima de arranque, *cut-in*, cerca de 4m/s, e quanto maior for a velocidade maior será a potência de funcionamento.

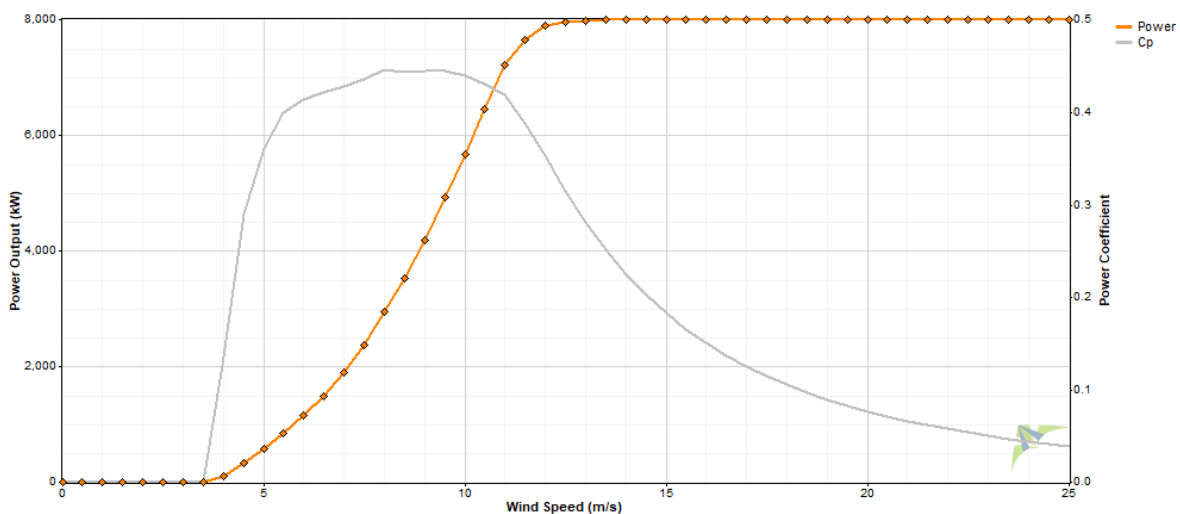


Figura 31- Curva de potência do aerogerador V164-8 MW

A potência de funcionamento atinge o seu máximo, 8 MW, aos 13 m/s, *rated*, mantendo-se na potência máxima até aos 25 m/s, ultrapassando essa velocidade de vento, *cut-out*, onde existe uma limitação intencional, o aerogerador deixa de produzir, com o objetivo de diminuir as tensões mecânicas sobre as pás e o rotor, garantido assim o bom funcionamento da máquina.

3.5.2. AEROGERADOR DE 3 MW

Verifica-se que para o funcionamento do aerogerador V112 é necessário que o vento obtenha uma velocidade mínima de arranque, *cut-in*, cerca de 3 m/s, e quanto maior for a velocidade, maior será a potência de funcionamento. A potência de funcionamento atinge o seu máximo, 3 MW, aos 13 m/s, *rated*, mantendo-se na potência máxima até aos 25 m/s, ultrapassando essa velocidade do vento, *cut-out*, o aerogerador deixa de produzir, devido à existência intencional, com o objetivo de diminuir as tensões mecânicas sobre as pás e o rotor, garantindo assim o bom funcionamento da máquina. A Figura 32 demonstra a curva de potência da turbina em estudo e demonstra a análise acima transcrita.

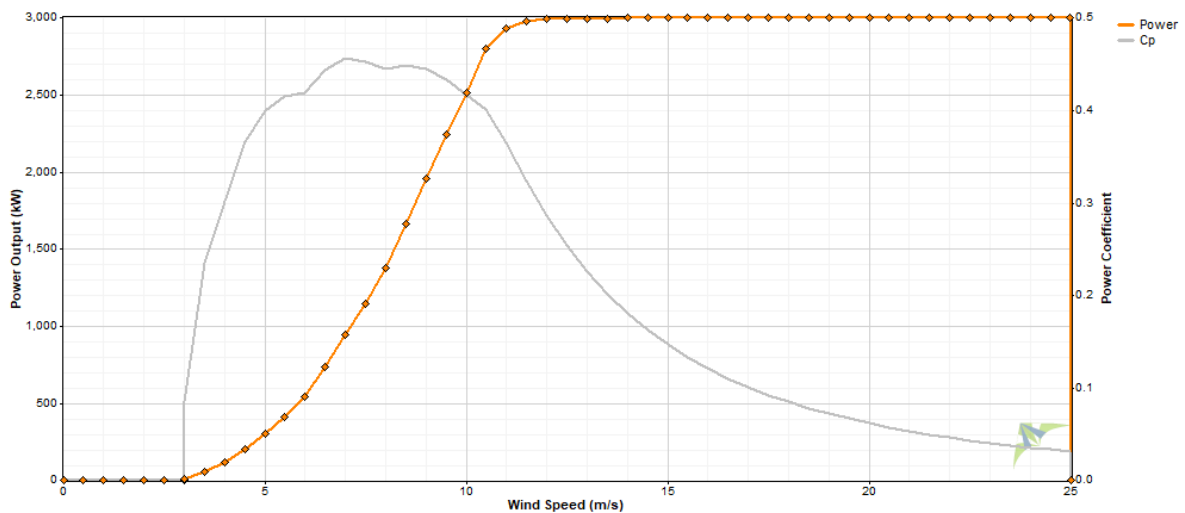


Figura 32- Curva de potência do aerogerador V112-3 MW

3.5.3. AEROGERADOR DE 5 MW

Através da Figura 33 e com mais detalhe na ficha técnica conclui-se que para o funcionamento do aerogerador G132 é necessário que o vento obtenha uma velocidade mínima de arranque, *cut-in*, cerca de 3 m/s, e quanto maior for a velocidade, maior será a potência de funcionamento. A potência de funcionamento atinge o seu máximo, 5 MW, aos 15 m/s, *rated*, mantendo-se na potência máxima até aos 17 m/s, ultrapassando essa velocidade do vento, *cut-out*, o aerogerador deixa de produzir, devido à existência de uma limitação intencional, com o objetivo de diminuir tensões mecânicas sobre as pás e o rotor, garantindo assim o bom funcionamento da máquina.

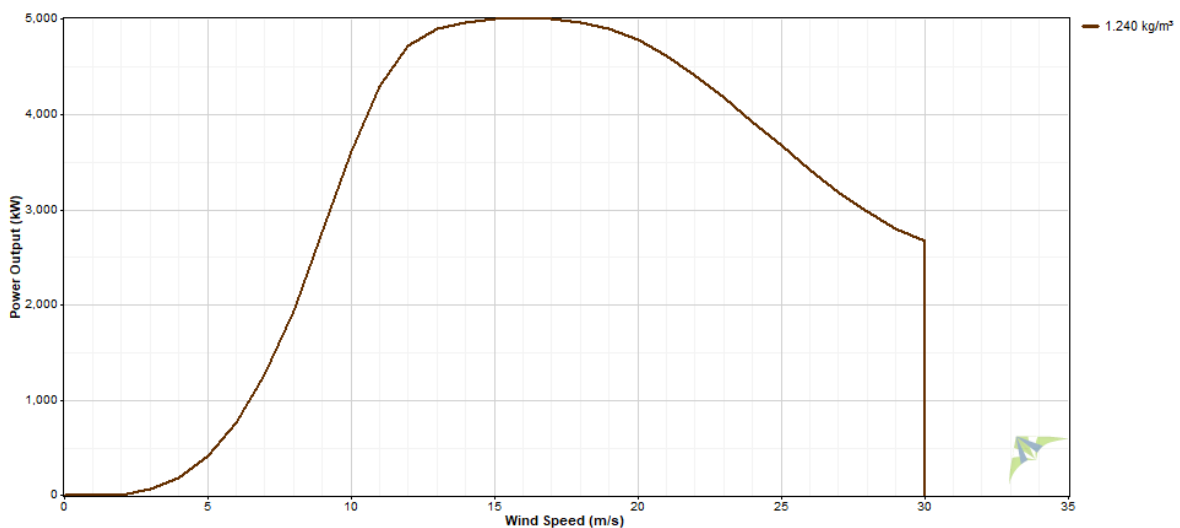


Figura 33- Curva de potência do aerogerador G132-5 MW

A curva de potência deste equipamento é bem diferente das anteriores apresentadas. Nos modelos anteriores a turbina atingia o *cut-out* a 25 m/s, ou seja, deixava de produzir quando atingia essa velocidade, neste modelo como se pode observar pela figura 31 o *cut-out* é atingido aos 30 m/s, isto deve-se essencialmente ao facto desta turbina ser designada já de um equipamento *offshore*.

3.6. METODOLOGIA CONVENCIONAL DE CÁLCULO DE PRODUÇÃO EÓLICA OFFSHORE

É de extrema importância calcular a energia produzida por um sistema eólico através das suas características para avaliar a sua viabilidade económica. O esquema representado na Figura 34 foi criado para, de uma forma mais simples, se perceber o algoritmo de cálculo de energia eólica produzida anualmente. No referido esquema foi efetuado uma numeração de 1 a 9 para ajudar a compreender as diferentes etapas do processo de cálculo de energia. Em relação ao esquema tem-se [16]:

- 1- Neste ponto é escolhida a máquina a utilizar, parâmetros como potência, curva de potência, diâmetro do rotor e altura da torre que constituem dados essenciais que serão posteriormente utilizados.
- 2- Em muitas situações há uma determinada potência que se pretende instalar enquanto noutras há um espaço delimitado que vai ser aproveitado para instalar o número de aerogeradores que o projetista entender de forma a otimizar a eficiência.
- 3- Nesta etapa é calculado o número de aerogeradores através da potência instalada e da potência do aerogerador ou então pela soma dos aerogeradores distribuídos pelo projetista na área em causa.
- 4- No caso de existir um espaço delimitado para distribuir os aerogeradores, essa distribuição não é realizada ao acaso, mas sim numa lógica de eficiência do aproveitamento eólico em que é tido em conta a direção e a disposição, sendo que, devido ao efeito de esteira a distância entre aerogeradores aquando da direção do vento dominante tem de ser considerada como sendo superior a 6 diâmetros do rotor. Já na direção perpendicular (e para outras direções) tem de ser considerada uma distância superior a 3 diâmetros. Observando a disposição da rosa-dos-ventos, procede-se ao posicionamento dos aerogeradores na direção do vento com maior intensidade, isto é, após o estudo do regime dos ventos a implementação dos aerogeradores deve ser sempre realizada com o cuidado de os colocar em zonas de maior valor anual do parâmetro A (m/s) da distribuição de *Weibull*. Após o estudo geográfico, e tendo em conta todas estas considerações, determina-se o número de aerogeradores a instalar.

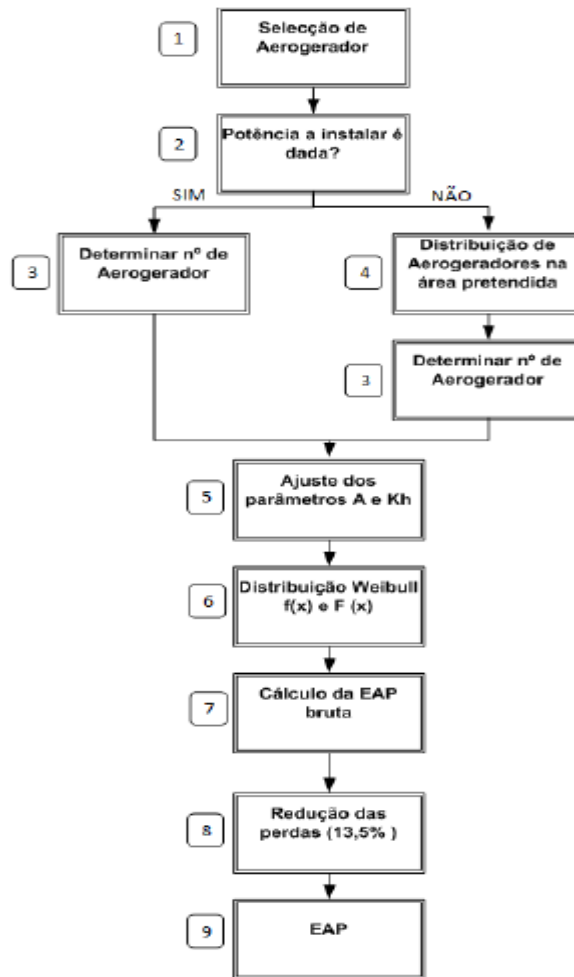


Figura 34- Algoritmo de cálculo da energia produzida por um parque eólico [16]

5- Posto isto, é necessário realizar a correção dos valores referentes à velocidade do vento e do fator de forma (k) para a altura do aerogerador. As expressões para a atualização destes valores são:

$$k_H = \frac{k_R}{1 - 0,5474 \times \left(\frac{Z_0}{H_R}\right)^{0,2} \times \left(\log \frac{H}{H_R}\right)} \quad (3.3)$$

Refira-se que, no cálculo do parâmetro de forma não é necessário calculá-lo para os diferentes pontos do terreno pois ele mantém-se igual para todos os pontos

$$A_H = A_R \times \left(\frac{H}{H_R}\right)^{\left(\frac{Z_0}{H_R}\right)^{0,2 \times (1 - 0,5474 \times \log A_R)}} \quad (3.4)$$

Onde:

H - Altura da torre dos aerogeradores;

H_R - altura em que foram efetuadas as medições;

Z₀- rugosidade do solo.

6- Após ter conhecimento da quantidade, disposição dos aerogeradores pelo parque e o ajuste dos parâmetros é possível proceder ao cálculo do valor da energia anual produzida pelo parque eólico. Com esse objetivo procede-se à utilização da curva de potência do aerogerador e posteriormente à elaboração da Distribuição de *Weibull* f (V) para os diferentes valores do parâmetro A.

7- Com a distribuição e *Weibull* determinada é possível obter a Energia Anual Produzida (EAP) para cada velocidade do vento (v) nas diferentes zonas de A (m/s). O valor esperado para a energia elétrica produzida anualmente é dada por:

$$EAP = 8760 \times \int_{V_S}^{V_M} f(V) \times P_e(V) dv \quad (3.5)$$

Onde f (V) é a densidade de probabilidade da velocidade média do vento, P_e(V) é a característica elétrica do sistema de conversão de energia eólica, V_S é a velocidade de cut-in e V_M é a velocidade de cut-out.

8- Como em todos os processos é necessário dar atenção às perdas. É usual subtrair uma percentagem de 16 % que representa as perdas de produção do parque: efeitos de esteira, imprevisibilidade do fornecimento, controlo, sujidade nas pás, etc.

- 9- Conclui-se o processo de cálculo da Energia Anual Produzida, sendo possível determinara valorização da energia produzida anualmente pelo parque eólico usando o sistema de renumeração de produção em regime especial (PRE).

3.7. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE USANDO O WINDOGRAPHER

Como foi referido no tópico anterior existe a metodologia clássica da produção de energia eólica *offshore* anual (EAP) onde se utiliza a distribuição de *Weibull* como apoio assim como as características da turbina utilizada, velocidade de cut-in e cut-out.

Tendo em vista o mesmo objetivo, ou seja, calcular a energia eólica *offshore* para cada localização e com diferentes turbinas irá utilizar-se na presente tese uma ferramenta muito útil do software *Windographer* intitulada “*Wind Turbine Output*”. Através desta ferramenta e selecionando a turbina desejada na localização pretendida, o programa assume perdas na ordem dos 16%, obtém-se como *output* diferentes informações relevantes tais como: os dados médios brutos de energia baseados na turbina escolhida, a potência disponível tendo em conta a velocidade média do vento e a turbina selecionada, assim como a funcionalidade que iremos utilizar “*net energy*” que corresponde ao valor real de energia produzida pela turbina tendo em conta as circunstâncias acima descritas.

No capítulo 4 será estudada a produção de energia eólica *offshore* para as diferentes localizações, para as diferentes turbinas assim como a criação de distintos cenários com o objetivo de observar qual a melhor solução na hipotética instalação de um parque eólico *offshore* nos diferentes locais.

3.8. ANÁLISE SUMATIVA

Neste terceiro capítulo foi feita uma análise ao recurso natural essencial para a produção da energia eólica neste caso *offshore*: o vento. Iniciou-se por fazer uma análise à costa portuguesa por completo de modo a uma melhor seleção das zonas que servirão para caso de estudo. As quatro zonas selecionadas: Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines e Faro, tiveram como grande fator de escolha o número de NEPs presentes nestas regiões bem como todas as condicionantes existentes em termos de tráfego marítimo bem como fatores subjacentes ao nível dos portos existentes na costa.

Com apoio do *software Windographer* fez-se uma análise mais cuidada à distribuição e direção dos ventos, de forma a tirar a maior rentabilidade possível dos aerogeradores colocados nestas regiões. O mesmo *software* apenas nos fornece velocidades do vento para alturas de 50 metros, o que para eólica *offshore* não faz sentido uma vez que os aerogeradores são utilizados acima dos 100 metros de altura, daí recorrer-se à Lei de *Prandtl* para estimar velocidades do vento para uma altura desejada. Numa análise estatística de velocidade dos ventos é apresentada a distribuição de *Weibull* para as quatro zonas de forma a perceber com que frequência e com que valor ocorrem as variações da velocidade do vento.

Além destes fatores a velocidade do vento que predominou nestes 6 anos de estudo (2010-2015) foi objeto de análise com o intuito de comparação da variação da mesma e poder projetar o cálculo da produção de energia eólica tanto da forma convencional como usando o *Windographer*.

4. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA- RESULTADOS

O quarto capítulo tem como principal objetivo inicialmente apresentar os cenários de funcionamento que irão posteriormente ser alvo de estudos aprofundados com a finalidade de comparação de produção de energia eólica *offshore*. Após definição desses cenários será feita uma análise criteriosa de resultados e interpretação dos mesmos. Para finalizar a título comparativo apresenta-se o cenário *Windfloat* com os cenários desenvolvidos.

4.1. CENÁRIOS DE FUNCIONAMENTO

Nos cenários de funcionamento que serão desenvolvidos na presente tese apresentam-se algumas variáveis que vão influenciar a produção de energia elétrica *offshore* de forma positiva ou negativa, tendo como objetivo principal concluir futuramente se uma localização é propícia à instalação deste tipo de sistema. Para isso, existem alguns fatores que serão variáveis de forma a tirar esse tipo de conclusões, fatores esses que passam pelas 3 alturas pré-selecionadas: 100,110 e 120 metros. Apesar de inicialmente o software *Windographer* nos fornecer dados do vento para uma altura pré-definida de 50 metros, é possível extrapolar esses mesmos dados, através da lei de Prandtl (Capítulo 3) para a altura “ideal” que passará sempre pelos 100-120 metros. Simplificando, para cada localidade será inicialmente apresentado a variação da velocidade média do vento com as alturas, onde se irá perante os dados obtidos poder concluir que este fator é crucial no que diz respeito à produção de energia eólica *offshore*.

Além da altura, como vamos concluir outro fator lógico que afeta a produção de energia elétrica é a turbina que vai ser instalada no local, como já é de conhecimento (Capítulo 2) serão utilizadas 3 turbinas de potência distintas: 8, 5 e 3 MW.

Depois de apresentados os fatores que vão influenciar a produção de energia eólica *offshore*, serão criados cenários de funcionamento para as quatro localizações de forma a rentabilizar de melhor forma a produção da mesma. O primeiro cenário criado será dividir o ano em dois semestres, semestre de Verão (março-agosto) e semestre de Inverno (setembro-fevereiro), irá trabalhar-se com médias finais dos 6 anos de estudo (2010-2015 inclusive). Para este cenário será apresentado a variação da energia produzida (GWh) por altura de instalação das diferentes turbinas.

No segundo cenário será apresentado a variação da produção média ao longo 6 anos para uma altura de 120 metros para as diferentes localizações.

No terceiro cenário irá fazer-se um estudo sobre a razão da produção da turbina e a potência da mesma.

4.2. ANÁLISE DE RESULTADOS

4.2.1. CENÁRIO 1

Neste primeiro cenário irá se analisar a produção de energia elétrica em dois semestres, semestre de Inverno (setembro-fevereiro) e semestre de Verão (março-agosto), variando sempre as alturas de instalação das turbinas assim como a potência das mesmas (8, 5 e 3 MW).

4.2.1.1. FIGUEIRA DA FOZ

A Figura 35 fornece-nos a informação das alterações que se verificam ao nível da produção de energia elétrica nos meses de Inverno, sendo possível observar que quanto maior a altura de instalação da turbina maior será a produção de energia. Por outro lado, e tendo em conta os meses selecionados que em média o mês de fevereiro foi aquele que registou uma velocidade de vento maior e consequentemente uma maior produção de energia elétrica. Para uma altura de 100 metros o mês de fevereiro registou uma produção de 2,16 GWh, 2,21 GWh para altura de 110 metros enquanto que para uma altura máxima de 120 metros registou 2,25 GWh. Em contrapartida, setembro apresenta os valores mais baixos nesta escala temporal com uma média máxima de 1,53 GWh (h=120 metros).

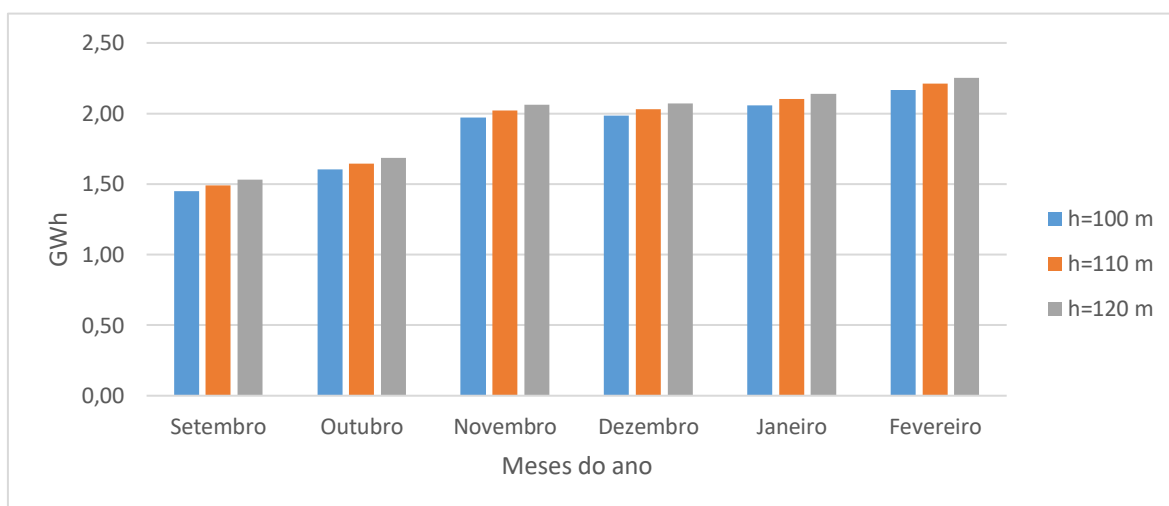


Figura 35- Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 8 MW

Nos meses de Verão, Figura 36, é perceptível que o mês de maio e julho foram os mais ventosos e onde a produção de energia elétrica é maior tendo atingido médias de 6 anos acima dos 2 GWh. O mês de maio obteve um máximo de 2,15 GWh para uma altura de 120

metros enquanto que o mês de julho, o melhor mês, obteve uma média de 2,22 GWh. Por outro lado, abril teve manifestamente a pior média a nível anual no que diz respeito a produção de energia elétrica tendo registado valores de 1,57 GWh.

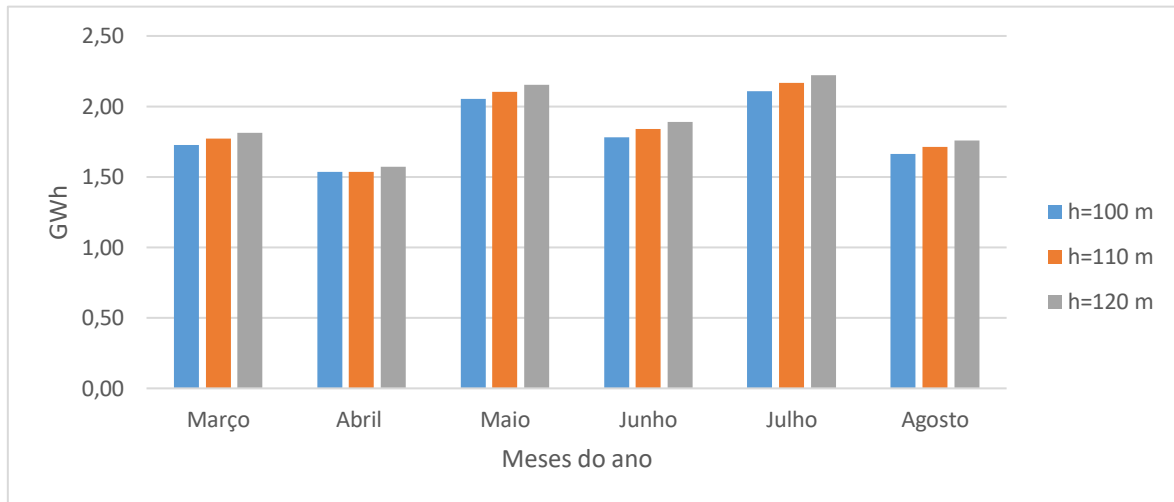


Figura 36-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 8 MW

Seguidamente, Figura 37, serão apresentados os resultados obtidos alterando a potência da turbina para 5 MW e como é expectável a produção de energia elétrica será menor.

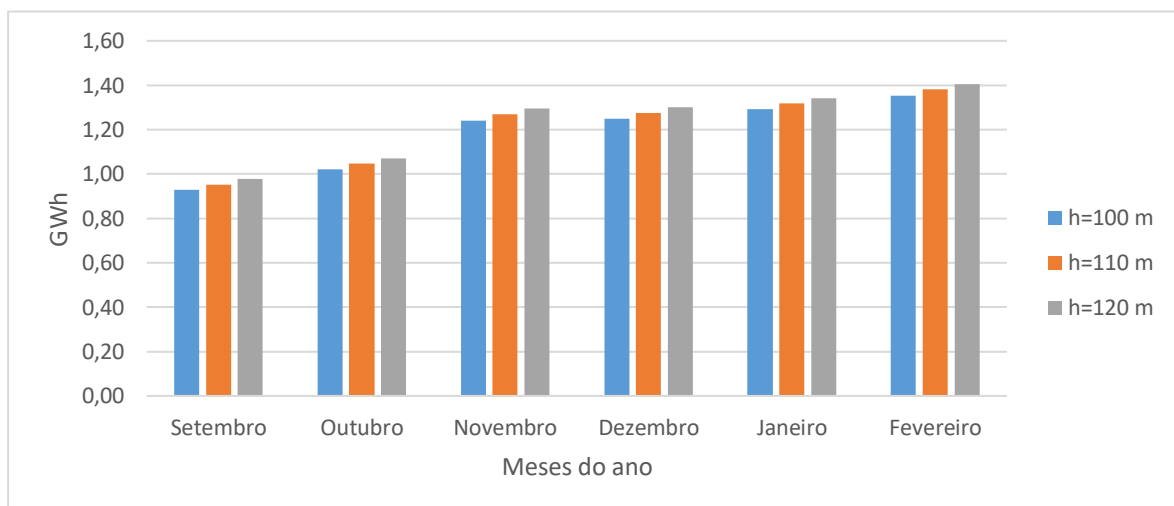


Figura 37- Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 5 MW

Há exceção dos meses de setembro e outubro, os restantes meses apresentam poucas variações no que diz à média de produção de energia elétrica, tendo registado o seu máximo no mês de fevereiro com média de 1,41 GWh, valores substancialmente inferiores quando comparados com os valores obtidos com uma turbina de 8 MW.

Nos meses de Verão, Figura 38, já existem diferenças substanciais sendo os meses mais produtivos maio e julho e o pior abril. Julho apresenta-se como o melhor mês com uma média de 1,39 GWh enquanto o segundo melhor, maio apresenta 1,35 GWh isto para alturas de 120 metros. Abril apresenta a pior média cerca de 1 GWh de energia elétrica produzida.

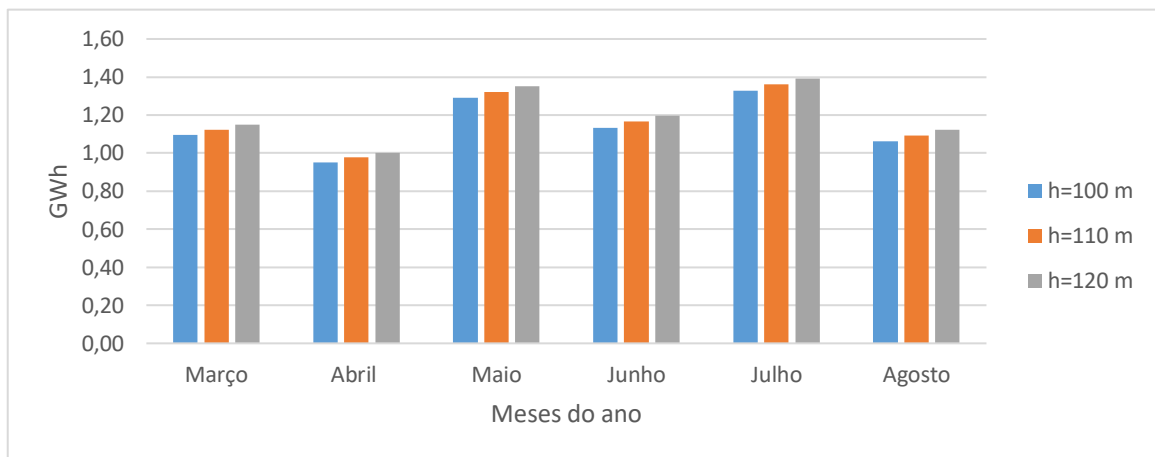


Figura 38-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 5 MW

Por fim irá ainda diminuir-se a potência da turbina para 3 MW e observar de que forma a produção de energia elétrica varia.

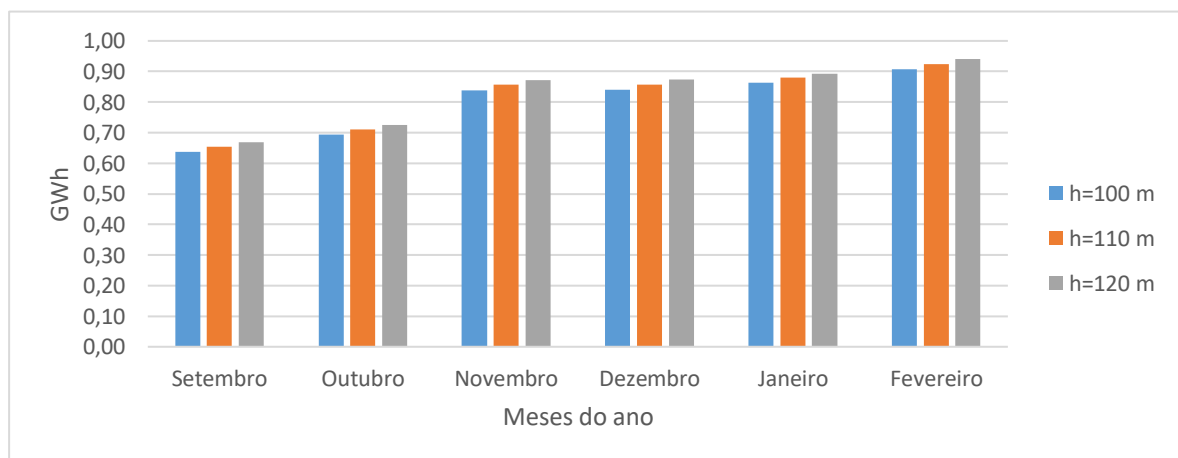


Figura 39- Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 3 MW

Nos meses de Inverno, Figura 39, com uma turbina de 3 MW não se observa grandes diferenças de energia produzida nos meses de novembro, dezembro, janeiro e fevereiro com médias entre os 0,89 e 0,94 GWh. Pelo lado menos produtivo, pode-se observar que setembro apresenta a pior média com valor máximo de 0,67 GWh. Daqui podemos concluir que numa turbina de menor potência comparativamente às anteriores apresentadas os valores de energia produzida não têm sofrer tantas discrepâncias.

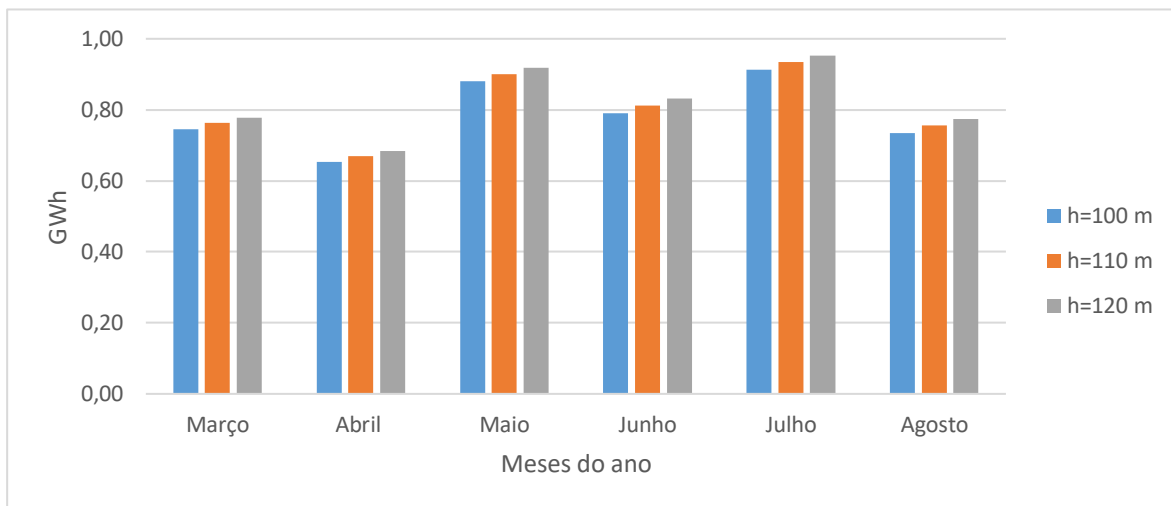


Figura 40-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 3 MW

Nos meses de Verão, Figura 40, pode-se destacar o mês de julho com maior produção de energia elétrica com média muito próxima do 1 GWh sendo maio o segundo melhor mês para produção de energia elétrica. No sentido inverso, abril destaca-se claramente dos restantes com uma média inferior com um valor próximo dos 0,70 GWh. O cenário mais detalhado de todas as localizações à semelhança do que foi feito para Figueira da Foz pode ser consultado no anexo A, B e C.

4.2.1.2. VIANA DO CASTELO

Como podemos observar e era expectável pelo estudo efetuado na Figueira da Foz a turbina terá maior produção quanto maior a altura a que está instalada, desta forma, e com o objetivo de tornar os resultados mais concretos irá utilizar-se apenas como estudo altura de 120 metros mantendo o estudo de meses de Verão e Inverno.

Em teoria Viana do Castelo irá apresentar valores relativamente mais satisfatórios no que diz respeito à média de velocidade do vento uma vez que é nesta localização que o projeto pioneiro *Windfloat* foi testado. Deste modo para comprovar o potencial eólico *offshore* neste local será feito um estudo semelhante ao efetuado para a Figueira da Foz.

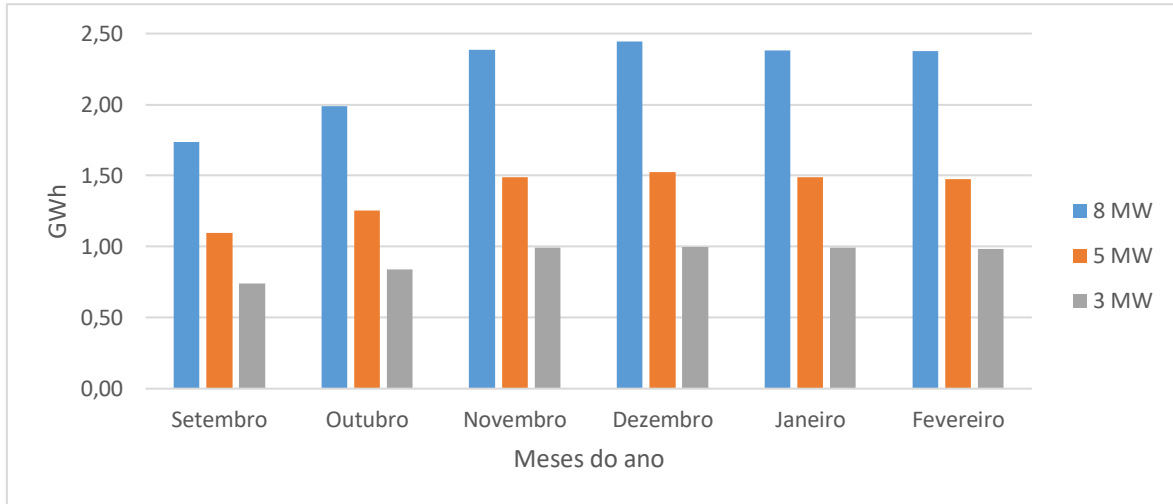


Figura 41- Produção de energia elétrica em Viana do Castelo nos meses de Inverno para as diferentes turbinas

Como é fácil concluir a turbina de 8 MW, sendo a de maior potência em estudo, tem uma maior produção de energia elétrica seja qual for a localização podendo existir um maior ou menor desvio às restantes. Nos meses de inverno, Figura 41, os meses mais favoráveis para as 3 potências selecionadas são novembro, dezembro e fevereiro. Para a turbina de 8 MW estes meses apresentam médias de 2,4 GWh de produção de energia elétrica enquanto que para turbinas de 5 MW a produção é de 1,5 GWh, mais inferior é para 3 MW sensivelmente 1 GWh de produção de energia elétrica. Por outro lado, o mês de setembro apresenta médias circunstancialmente mais baixas sendo o seu valor máximo 1,74 GWh para turbinas de 8 MW.

Nos meses de Verão, Figura 42, pode-se destacar o mês de maio como muito favorável à produção de energia elétrica *offshore* com médias de 2,36 GWh para uma turbina de 8 MW, 1,47 GWh para 5 MW e 1 GWh para 3 MW. Com a redução da potência da turbina pode-se observar que os valores médios de produção de energia elétrica baixam consideravelmente.

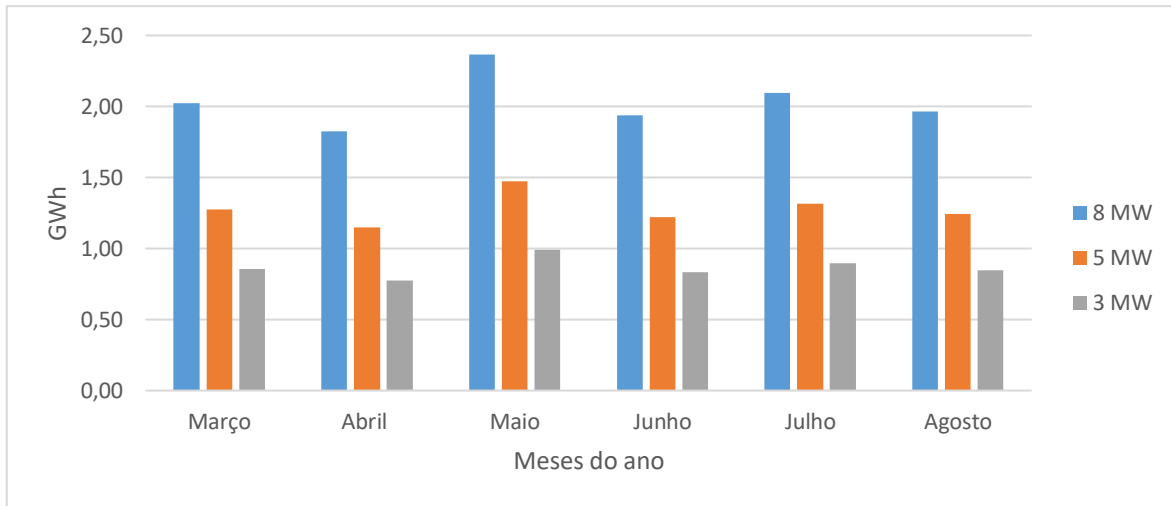


Figura 42- Produção de energia elétrica em Viana do Castelo nos meses de Verão para as diferentes turbinas

Neste mesmo período não se pode indicar um mês menos produtivo uma vez que os restantes apresentam médias muito idênticas.

4.2.1.3. SINES

Sines, Figura 43, apresenta uma maior instabilidade no que diz respeito à produção de energia elétrica, apresenta meses muito satisfatórios com valores próximos ou até iguais aos apresentados em Viana do Castelo, como é o caso do mês de janeiro e fevereiro com médias de 2,45 GWh.

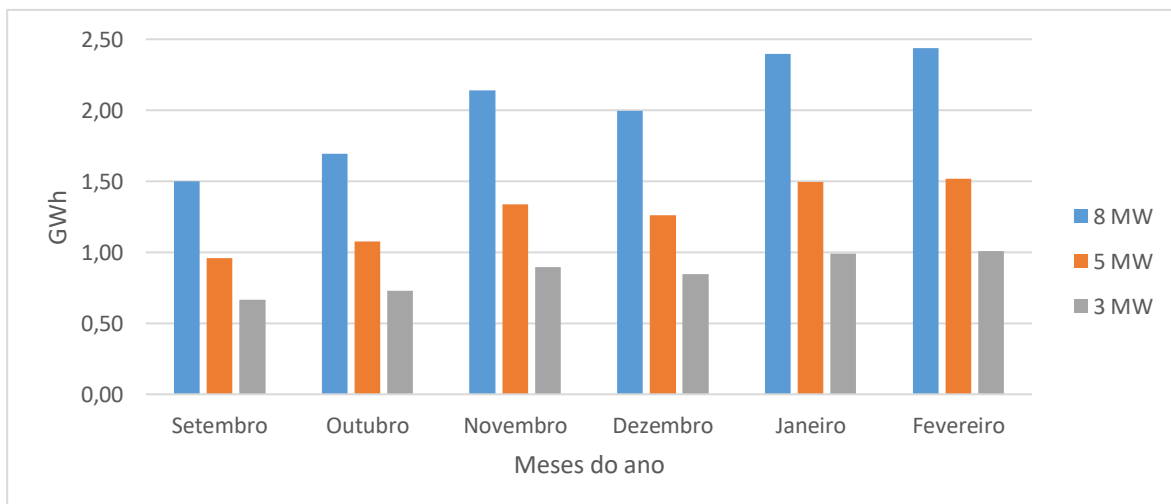


Figura 43- Produção de energia elétrica em Sines nos meses de Inverno para as diferentes turbinas

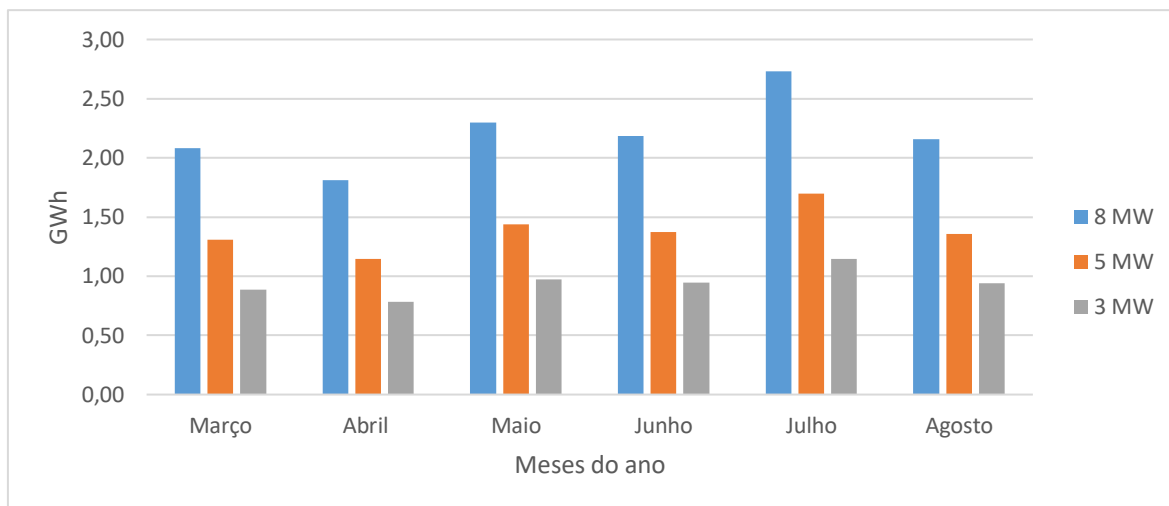


Figura 44-Produção de energia elétrica em Sines nos meses de Verão para diferentes turbinas

Numa visão anual, o mês de julho apresenta uma maior produção de energia elétrica o que difere das localizações anteriores que apresentavam o seu máximo em meses de inverno. Assim sendo e podendo comprovar com a Figura 44, julho apresenta uma média de 2,73 GWh, os restantes meses não apresentam uma grande variabilidade de resultados.

4.2.1.4. FARO

De forma a percorrer-se toda a costa portuguesa, a última localização selecionada foi Faro e perceber de que forma uma região mais a sul se comporta a nível de velocidade do vento e consequente produção de energia elétrica.

No semestre de Inverno, Figura 45, pode-se observar que o mês de janeiro e fevereiro apresentam médias muito interessantes próximas dos 2,2 GWh de energia elétrica produzida para uma turbina de 8 MW. Por outro lado, setembro apresenta pior média de velocidade de vento o que implica uma maior produção de energia elétrica.

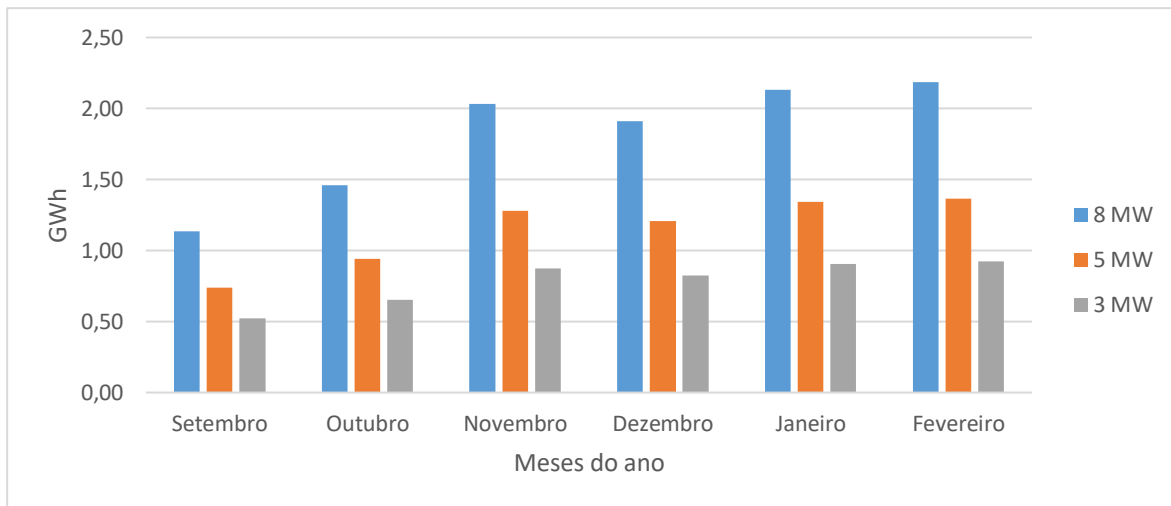


Figura 45- Produção de energia elétrica em Faro nos meses de Inverno para diferentes turbinas

No semestre de Verão, Figura 46, destacar o mês de março sendo o único que em média ultrapassa os 2 GWh, mais concretamente 2,2 GWh de energia produzida, mantendo-se os restantes próximos dos 2 GWh para turbinas de 8 MW.

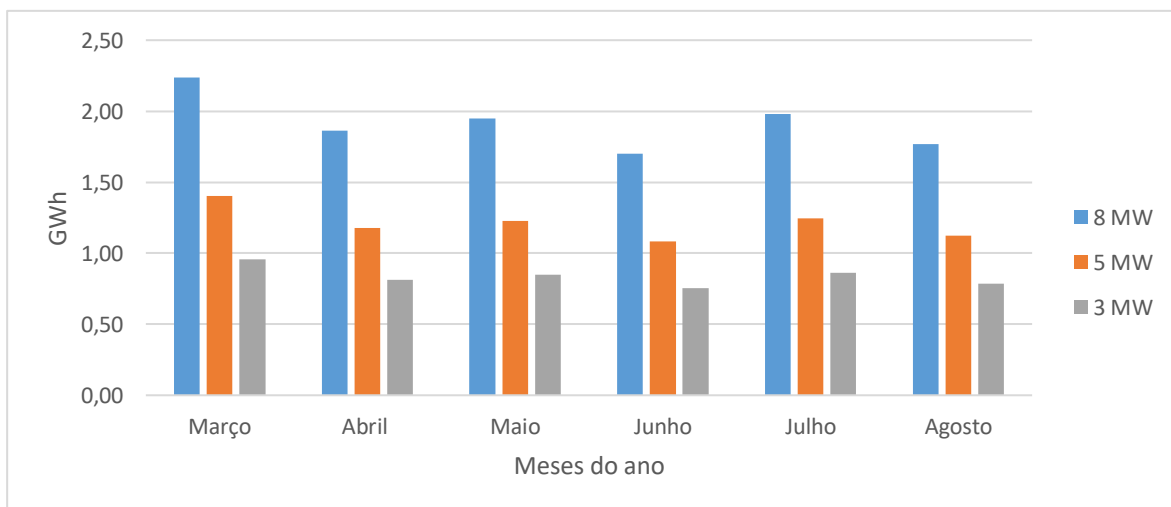


Figura 46- Produção de energia elétrica em Faro nos meses de Verão para diferentes turbinas

4.2.2. CENÁRIO 2

Após uma análise semestral (cenário 1), neste cenário de funcionamento será comparada a variação da energia elétrica produzida por cada turbina ao longo dos 6 anos para uma altura fixa de 120 metros, pelos factos já mencionados anteriormente. Com as médias dos 6 anos torna-se interessante perceber e analisar o comportamento das turbinas com diferentes potências.

4.2.2.1. TURBINA DE 8 MW

Pela análise da Figura 47, a turbina de 8 MW ao longo dos 6 anos de estudo apresenta valores consideravelmente satisfatórios no que diz respeito à produção de energia elétrica, exhibe valores máximos nas zonas de Viana do Castelo e Sines de 2,13 GWh em média no espaço temporal considerado. Por outro lado, não se pode afirmar que uma turbina de 8 MW não apresente uma performance interessante nas restantes localizações porque como se pode comprovar apesar de ter um valor menor, em média 1,90 GWh, são valores a ter em conta. Conclui-se então que Viana do Castelo apresenta uma melhor média de produção de energia de elétrica com uma turbina de 8 MW enquanto que Faro é a localização com média mais desfavorável.

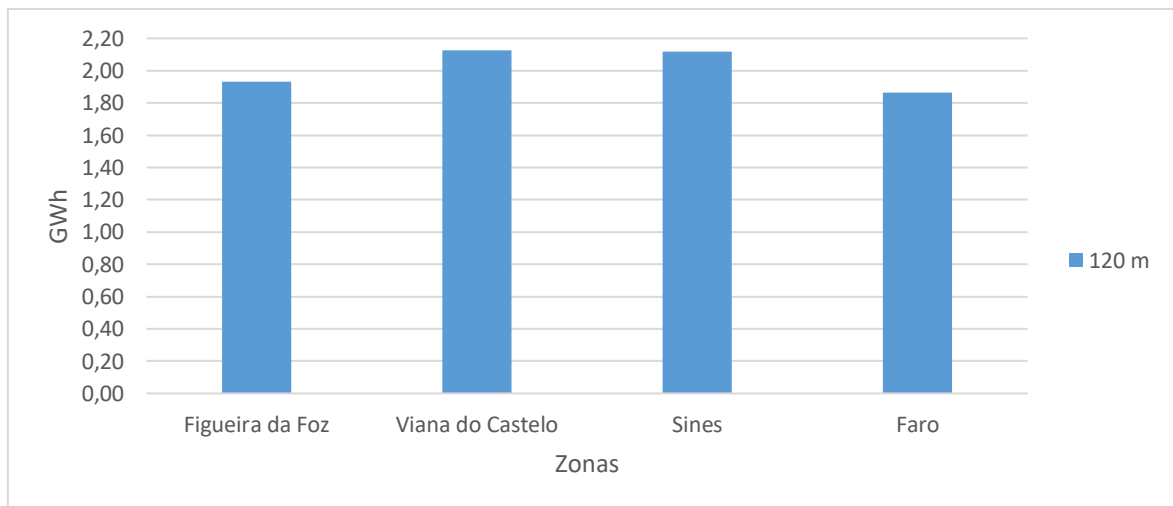


Figura 47-Desempenho da turbina de 8 MW nas diferentes localizações

4.2.2.2. TURBINA DE 5 MW

É de acreditar que a produção de energia elétrica tome valores mais baixos uma vez que vamos reduzir não só a potência da turbina de 8 MW para 5 MW bem como o modelo da mesma o que encaminha a características diferentes de cut-in e cut-out da mesma.

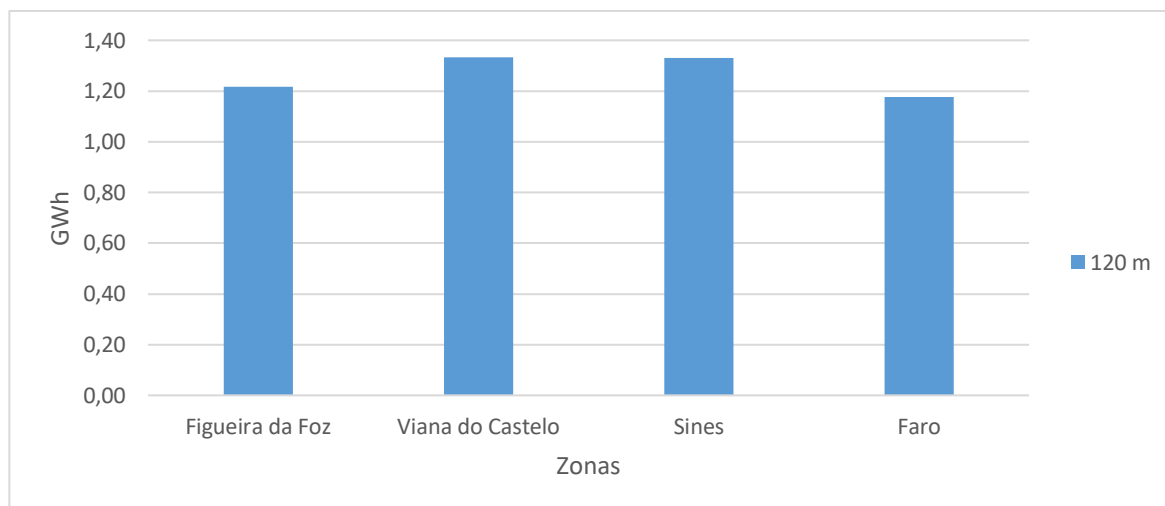


Figura 48- Desempenho da turbina de 5 MW nas diferentes localizações

Como era de esperar, analisando a Figura 48, apenas alterando os fatores acima elencados, vê-se uma redução de mais de 0,5 GWh no valor máximo de produção de energia elétrica quando comparado com a turbina de 8 MW. Obviamente os valores mantêm-se proporcionais, ou seja, localizações com condições mais favoráveis à produção de energia elétrica terão à partida melhores resultados, destacando-se mais uma vez Viana do Castelo e Sines pela positiva e Faro pela negativa. Assim sendo, Viana e Sines apresentam médias de 1,33 GWh enquanto que Faro alcança 1,18 GWh uma diferença considerável quando comparado com a turbina de 8 MW nesta localização (1,86 GWh).

4.2.2.3. TURBINA DE 3 MW

Por fim, vai-se analisar a performance da terceira turbina que apresenta a potência mais baixa, 3 MW, nas mesmas condições que as anteriores ou seja para as mesmas localizações e para a altura pré-definida de 120 metros.

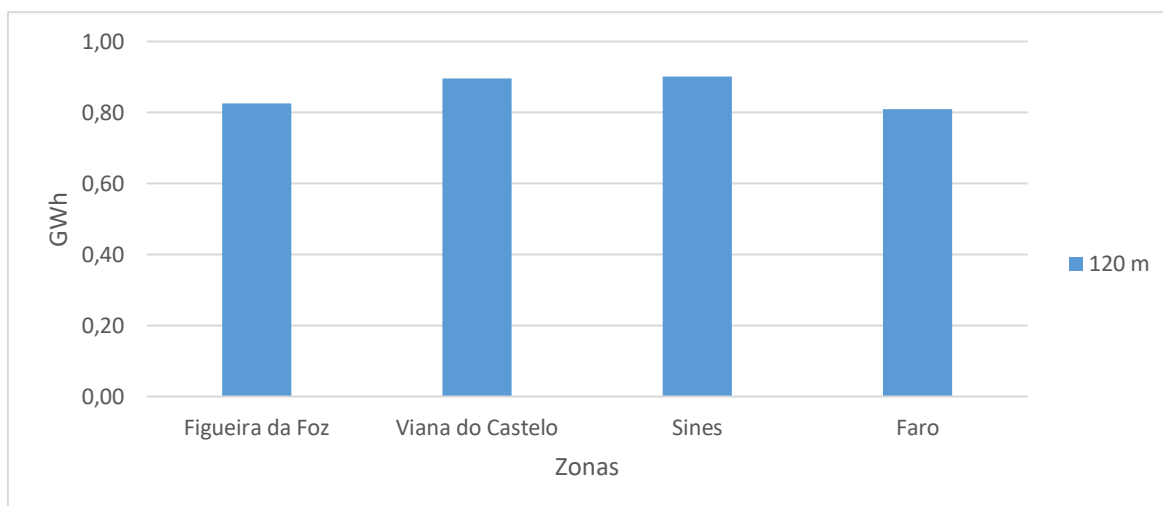


Figura 49- Desempenho da turbina de 3 MW nas diferentes localizações

Perante este cenário apresentado, Figura 49, pode-se observar uma grande diminuição da energia elétrica produzida para qualquer localização comparado com as anteriores. A média dos 6 anos não ultrapassa o 1 GWh, apresentando mais uma vez Viana e Sines os valores máximos nestas condições com valores de 0,90 GWh. Por outro lado, Faro apresenta à semelhança dos cenários anteriores a pior média, 0,80 GWh. Quando comparado com a turbina de maior potência, o valor máximo teve um decréscimo de 1,23 GWh que pode parecer um valor não muito significativo, mas é o suficiente como posteriormente vai-se observar para grandes diferenças a nível de produção. No que diz respeito ao valor mínimo teve um decréscimo de 1,05 GWh, esse valor regista-se na zona de Faro.

Em suma no seguinte gráfico, Figura 50, tem-se a percepção da produtividade de cada turbina das diferentes localizações podendo-se tirar duas ilações: a turbina de maior potência terá uma maior produção de energia elétrica sendo as localizações de Viana e Sines as que apresentam melhores valores, por outro lado, Faro apresenta valores mais reduzidos.

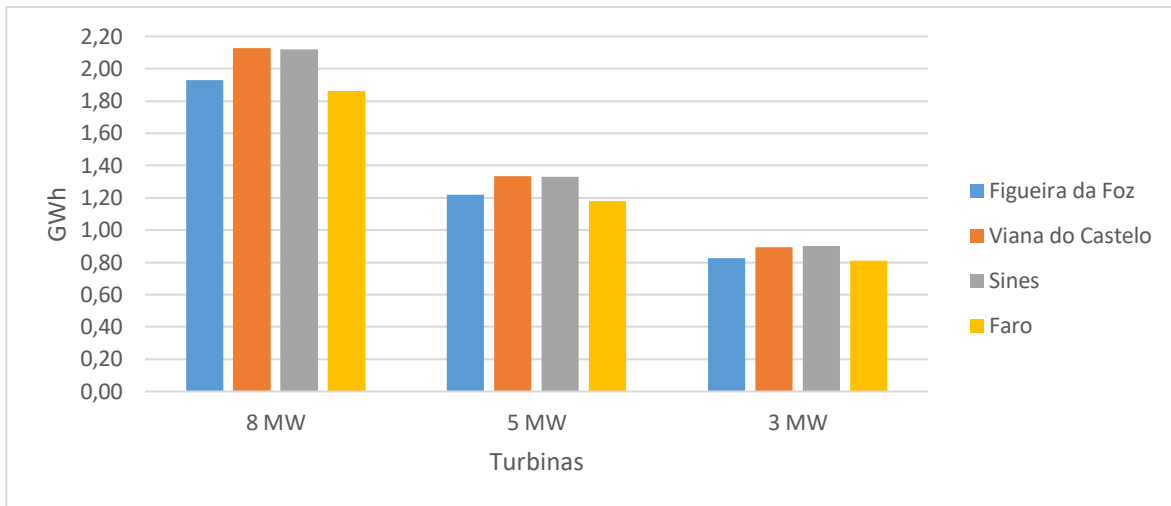


Figura 50- Resumo de produção por localização e turbina

4.2.3. CENÁRIO 3

No terceiro cenário irá fazer-se algo diferente, para alturas pré-definidas de 120 metros irá concluir-se o rácio de produtividade de cada turbina para das diferentes localizações.

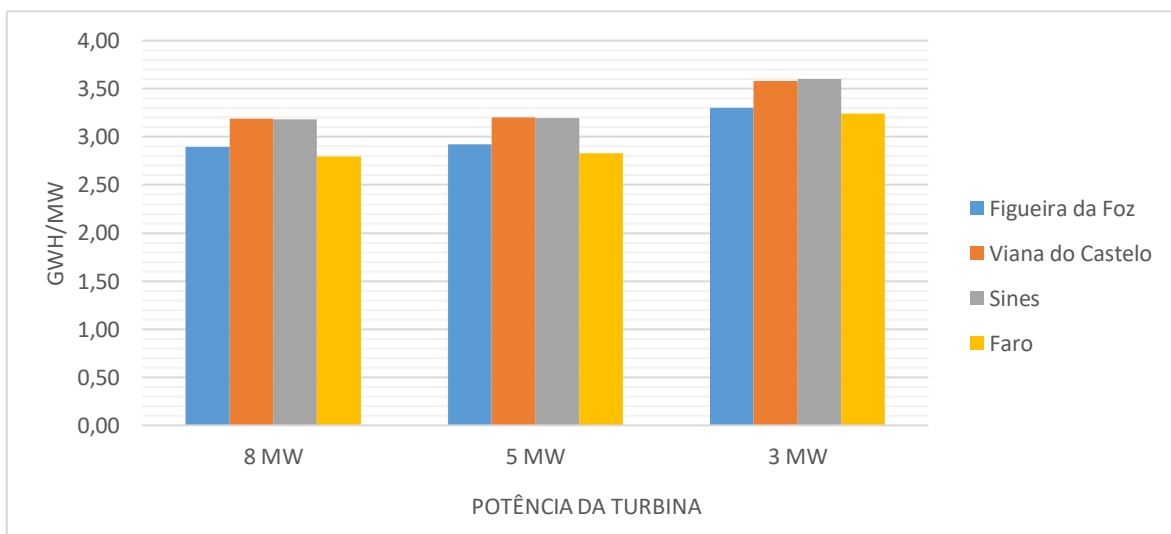


Figura 51- Rácio das diferentes turbinas para diferentes localizações

Aliado às zonas com maior produção de energia elétrica, Viana do Castelo e Sines para as diferentes turbinas, pode-se observar que a turbina de 3 MW, Figura 51, apesar de apresentar a menor potência tem um rácio maior na relação de energia elétrica produzida sobre a potência da mesma. Na turbina de 3 MW Sines apresenta o maior rácio cerca de 3,60

GWh/MW, quer isto dizer, que por cada MW de potência a turbina gera cerca de 3,60 GWh de energia.

Analisando agora as três turbinas, destaca-se como referido anteriormente a turbina de menor potência, não existindo grande diferença entre a turbina de 8 e 5 MW no que diz respeito à produção por MW de potência.

Apesar do rácio da turbina de 3 MW ser superior, como vimos anteriormente e espectável estas turbinas produzem menos quando comparadas com turbinas de maior potência nomeadamente com as de 8 e 5 MW. A aposta nesta turbina para uma determinada localização deve ter sempre presente alguns indicadores decisivos e alguns balanços importantes como o custo da turbina, da instalação, das infraestruturas para obter uma performance positiva.

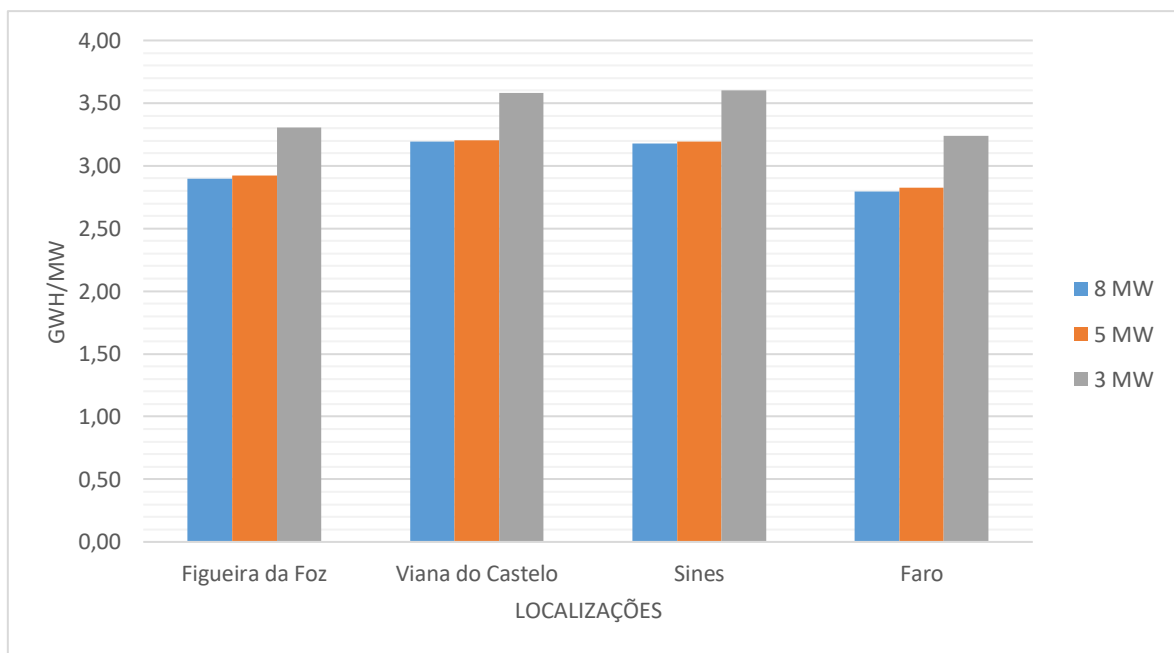


Figura 52- Rácio por MW das turbinas por localização

De forma a tornar mais concreto o acima descrito, na Figura 52, temos a mesma relação, mas ordenada por localização onde se pode concluir que Viana e Sines apresentam uma melhor performance e para turbinas de 3 MW. Por outro lado, Figueira da Foz apresenta um rácio mais baixo para as três turbinas, por exemplo a turbina de maior potência (8 MW) produz cerca de 2,90 GWh por cada MW de potência.

4.3. INTERPRETAÇÃO DE RESULTADOS

4.3.1. CENÁRIO 1

Analisando mais profundamente o primeiro cenário que consistiu em dividir o ano em 2 semestre, semestre de inverno (setembro-fevereiro) e semestre de verão (março-agosto) e concluir qual deles possibilitou uma maior produção para as diferentes turbinas. Como já foi provado ao longo da análise feita a estas mesmas condicionantes a altura que a turbina é instalada está diretamente ligada com o rendimento da mesma. Ou seja, uma turbina instalada a 120 metros terá um maior rendimento que uma turbina instalada a 100 metros para qualquer localização. Além disso torna-se óbvio que uma turbina de maior potência produzirá uma maior quantidade de energia independentemente do local onde seja instalada.

Fixando a turbina de 8 MW e a altura de 120 metros podemos ver que tipo de produções conseguimos obter no semestre de inverno.

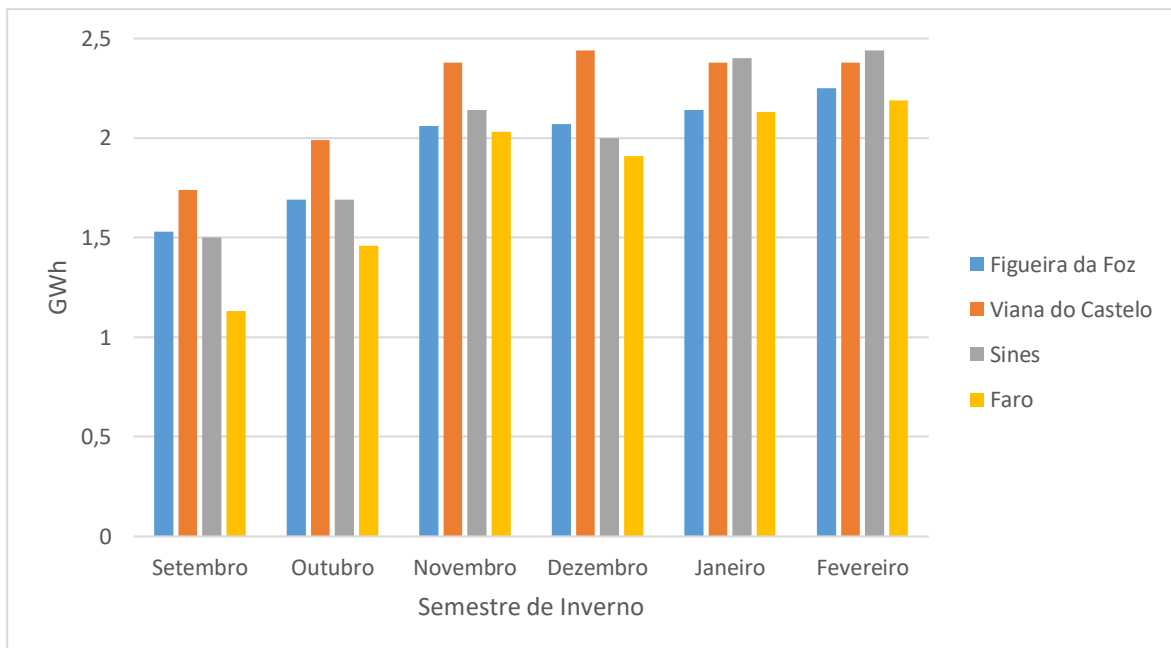


Figura 53-Produção de energia elétrica da turbina de 8 MW no semestre de Inverno

Analisando o gráfico da Figura 53, podemos concluir que à exceção dos meses de setembro e outubro os restantes foram meses muito interessantes no que diz respeito à produção de energia conseguindo valores em praticamente todas as localizações acima dos 2 GWh. Por outro lado, Viana do Castelo destaca-se como a localização onde será feito um melhor

aproveitamento da velocidade do vento para produção de energia eólica apesar de em janeiro e fevereiro Sines apresentar valores muito próximos dos 2,5 GWh.

Este gráfico teve como objetivo dar uma visão mais global do que foi estudado no ponto 4.2 da presente tese, reflete em termos gerais quais os meses mais favoráveis no que diz respeito à produção de energia eólica *offshore*.

Irá fazer-se o mesmo estudo para o semestre de Verão como demonstra a Figura 54.

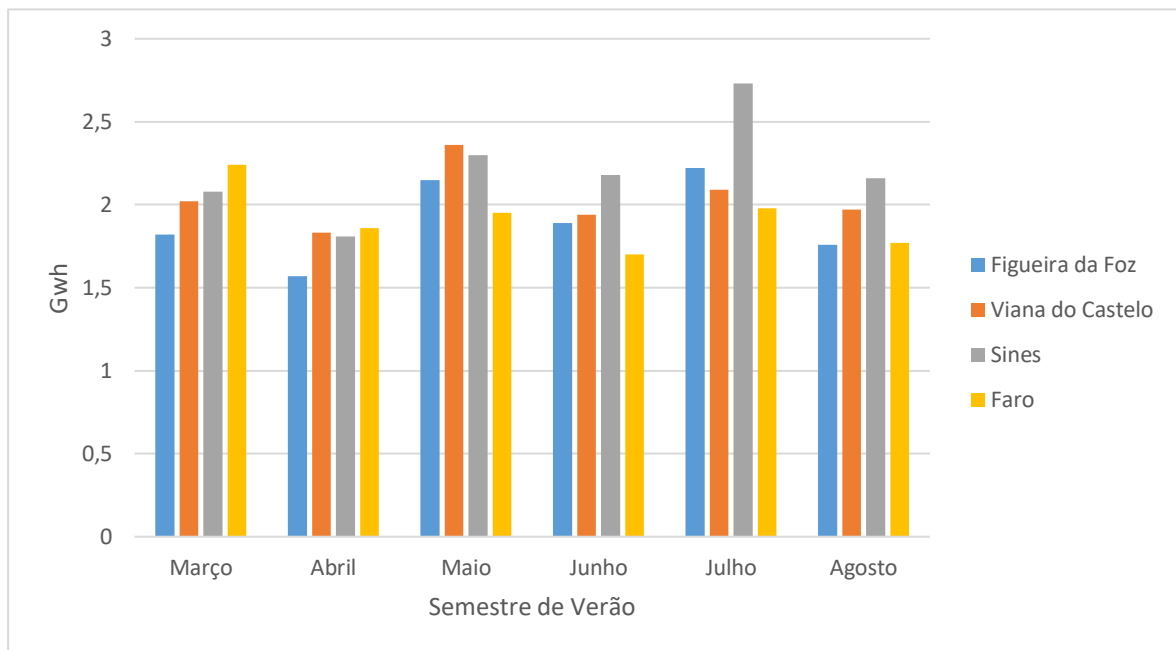


Figura 54-Produção de energia elétrica da turbina de 8 MW no semestre de Verão

Ao invés do semestre de Inverno, neste semestre Faro para os meses de março e abril apresenta melhores médias de produção que as restantes localizações o que não deixa de ser curioso porque das quatro localizações apresentadas era aquela que apresentava piores resultados à instalação de um sistema eólico *offshore*. Realçar também a grande diferença que existe no mês de julho com Sines apresentar médias próximas dos 3 GWh de energia elétrica produzida, um cenário bem diferente do anterior apresentado.

Após análise dos dois gráficos anteriores pode-se afirmar que o semestre de verão foi um pouco mais favorável para a energia eólica *offshore* com uma média de 2,02 GWh contrastando com o semestre de inverno que apresenta média de 2 GWh.

4.3.2. CENÁRIO 2

O segundo cenário tem como objetivo, como referido anteriormente, perceber em termos de produção quanto uma turbina de 8, 5 e 3 MW obtém em média no período de 6 anos inicialmente estabelecido. Como foi perceptível após análise do cenário 1, existem períodos do ano em que a produção é baixa, mesmo para turbinas de 8 MW, existem casos que não ultrapassa a unidade de GWh de energia produzida. Apesar no cenário anterior, não se conseguir tirar essas conclusões analisando o gráfico não se pode deixar de realçar que os valores apresentados são as médias de cada ano podendo existir, como acontece, grandes diferenças entre um mês de inverno e de verão.

Pelas razões sempre referidas já anteriormente a turbina de 8 MW produz mais que uma turbina de 3 MW, por outro lado, foi comprovado anteriormente que a velocidade do vento

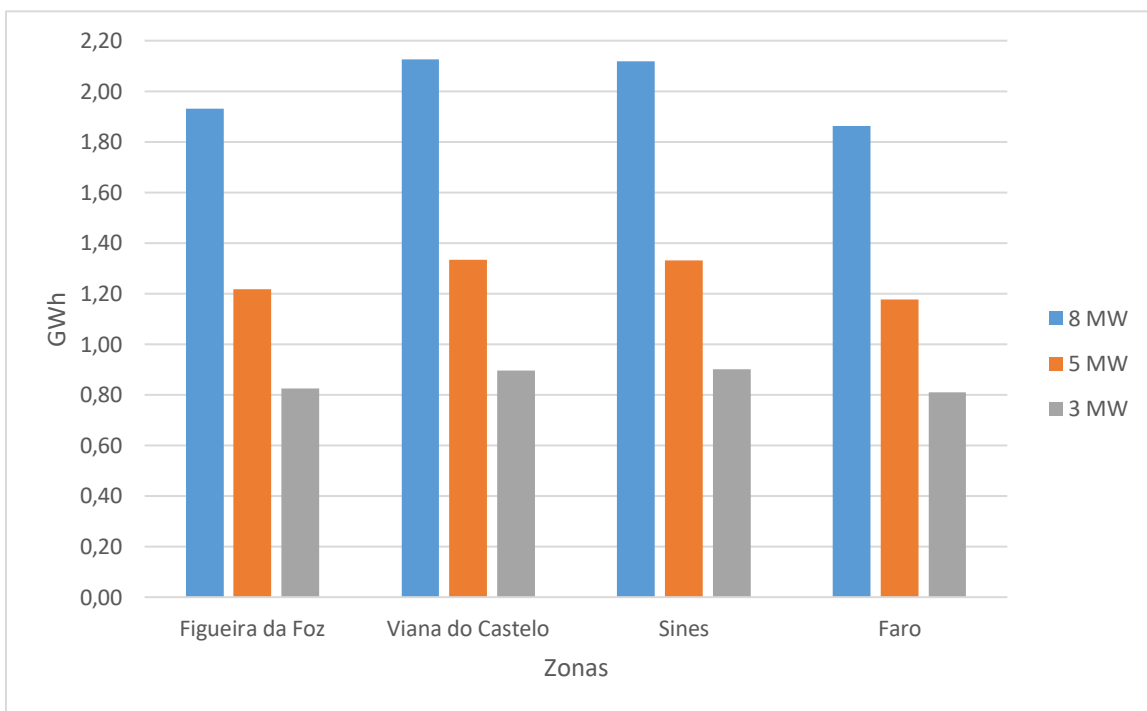


Figura 55-Produção em média das 3 turbinas por localização

é maior à medida que a altura do aerogerador também aumenta daí estudar-se o rendimento máximo da turbina para uma altura estipulada de 120 metros. Apesar de existirem poucas variações na velocidade do vento quando se atinge uma altura de 100 metros e comparando com uma altura de 120 metros, essa mesma variação vai ser importante no que diz respeito à produção de energia eólica como foi provado no início deste mesmo capítulo. A Figura 55 demonstra a produção média das diferentes turbinas nos 6 anos de estudo.

Como é perceptível Viana do Castelo e Sines pelo facto de apresentarem maiores velocidades de vento são as localizações onde as turbinas vão produzir mais registando médias superiores a 2,10 GWh de energia.

4.3.3. CENÁRIO 3

No terceiro cenário procurou-se aferir a relação que existe entre a potência da turbina e a média de produção por localidade nos 6 anos de estudo. Como foi perceptível pelo gráfico da figura 56, a turbina de menor potência (3 MW) apresenta um rácio superior que as restantes turbinas este facto deve-se essencialmente às distintas curvas de potência

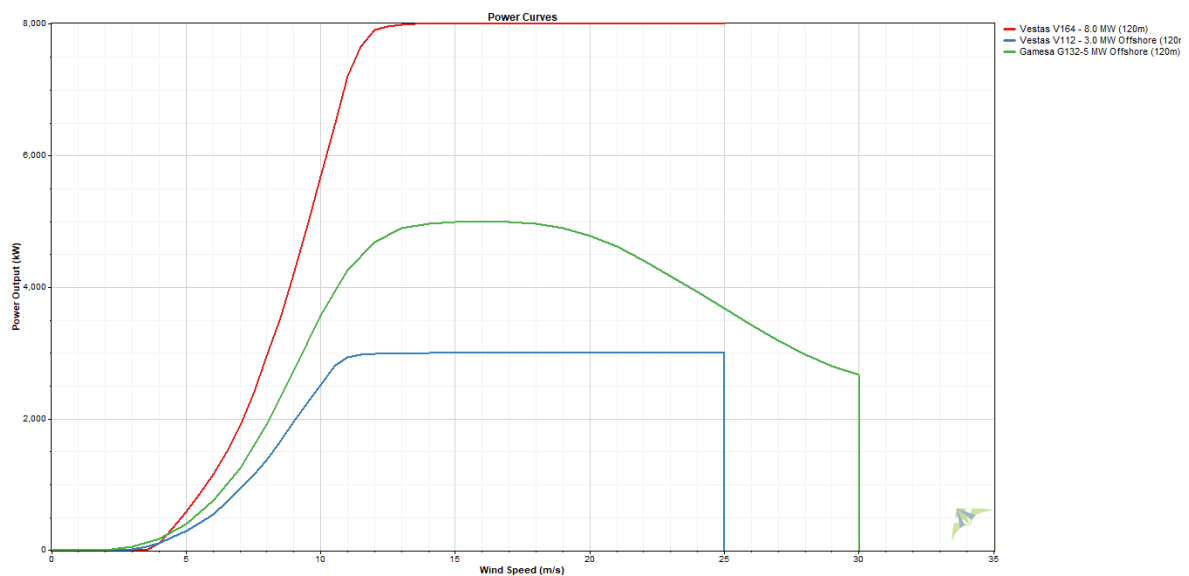


Figura 56-Curva de potência das 3 turbinas

Através da Figura 56, retirada do software *Windographer* pode-se observar e analisar as três curvas de potência bem distintas. Comparando os extremos, ou seja, a turbina de maior potência, de 8 MW, representada a vermelho e a turbina de 3 MW representada a azul conclui-se que esta para atingir a sua potência nominal não necessita de velocidades de vento muito elevadas a partir dos 11 m/s a turbina produz à sua potência nominal o que é um fator muito relevante tendo em conta as velocidades do vento que existem nas localizações em estudo. O mesmo não acontece na turbina de 8 MW que necessita de uma velocidade constante de 13 m/s para atingir a potência nominal, não sendo uma grande diferença de velocidades faz toda a diferença quando se compara a rentabilidade de uma e outra turbina.

4.4. ANÁLISE COMPARATIVA

Como já foi referido anteriormente em Portugal apenas existe um projeto de comparação no que diz respeito à energia eólica *offshore*. O projeto *Windfloat* gerou e injetou cerca de 17 GWh de energia na rede elétrica nacional nos 5 anos que esteve em fase de experimentação, recorde-se com uma capacidade instalada de 2 MW. Em seguida, Figura 57, vai-se comparar esse dado com produção total dos 6 anos para as diferentes turbinas a uma altura pré-definida de 120 metros.

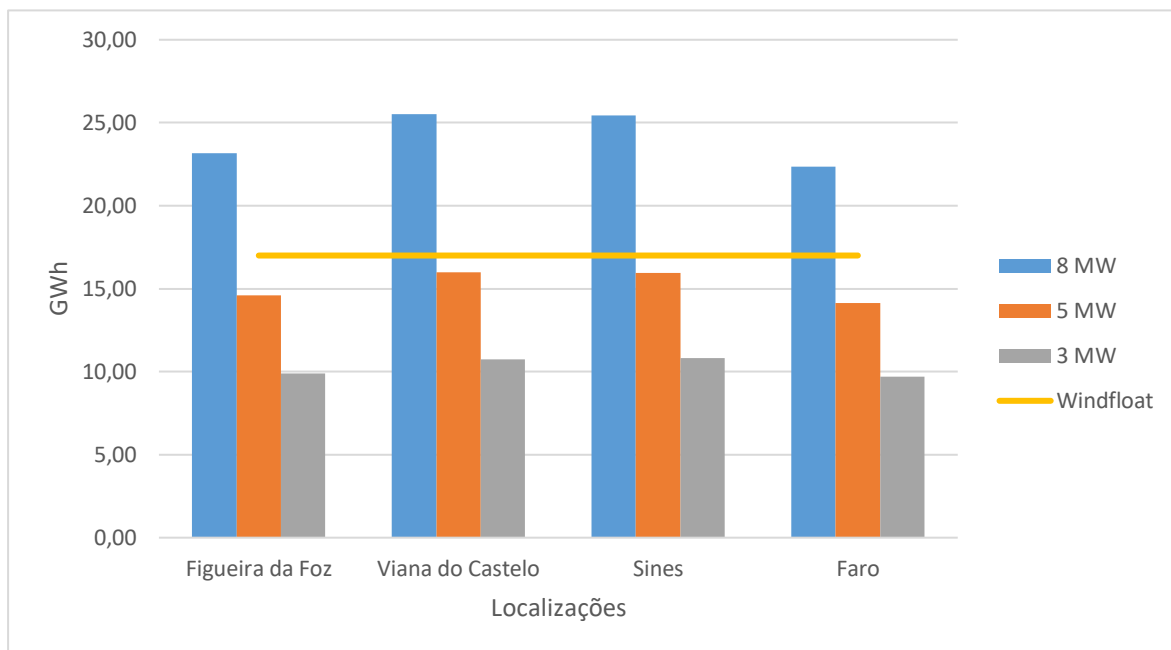


Figura 57- Produção total de energia elétrica por localização

Como se pode observar pela Figura 57 a turbina de 8 MW em todas as localidades produz em média mais de 17 GWh, sendo perceptível que Viana do Castelo e Sines apresentam valores de energia superiores a 25 GWh o que os torna sem dúvida os melhores locais para a implementação de um sistema de energia eólico *offshore*. Para a turbina de 5 MW Viana e Sines ainda se aproximam de algum modo da referência *Windfloat* mas mesmo assim não consegue atingir ou mesmo ultrapassar o valor registado por este equipamento. Seria expectável que tal viesse acontecer uma vez que a turbina tem maior potência que a turbina instalada no projeto em causa, para sustentar tal incongruência pode-se suspeitar da qualidade dos dados do programa *Windographer*. Simplificando, os dados do vento fornecidos pelo software podem estar corretos e não se duvida dos mesmos, a incompatibilidade de resultados pode residir no facto de ao seleccionar uma localização nos

ter dado os dados do vento para uma distância muito grande da costa, fator este que tem uma relação direta na quantidade de energia produzida e posteriormente injetada ou não na rede.

5. CONCLUSÃO

5.1. ANÁLISE CONCLUSIVA

A energia eólica pesou 20% no total de eletricidade produzida em Portugal em 2016, colocando o país na quarta posição entre os 28 países da União Europeia [25]. Esta percentagem corresponde aos diversos parques eólicos *onshore* presentes no território nacional acreditando-se que pelos elementos estudados ao longo desta dissertação que a existência de parques eólicos *offshore* faria com que esse valor fosse superior. A constante sobrelocação do território nacional aliado ao licenciamento necessário para a construção de parques eólicos devido a constrangimentos de ordenamento de território e zonas protegidas leva a que a solução passe pela implementação *offshore*.

A presente tese teve como objetivo fazer um estudo da produção de energia eólica *offshore* na costa portuguesa, fazendo uma análise de quatro regiões: Viana do Castelo, Figueira da Foz, Sines e Faro. Além deste objetivo principal foram analisados diversos parâmetros como o regime dos ventos, os aerogeradores assim como toda a constituição de um sistema eólico *offshore* desde a costa ao mar. O estudo efetuado teve como suporte o *software Windographer* que permitiu apenas com duas variáveis: localização e aerogerador, estimar a produção de energia eólica *offshore* nos três cenários efetuados.

Uma das primeiras conclusões que se obteve foi como era expectável o facto que variando a altura de instalação do aerogerador independentemente da localização e da potência do mesmo a energia produzida será maior, por esta razão a análise efetuada centralizar-se-á na altura máxima selecionada: 120 metros.

No primeiro cenário que teve como objetivo perceber em que semestre (inverno ou verão) a produção de energia elétrica não sofreu um grande desnível tendo atingido em média os 2 GWh de energia em média nos 6 anos de estudo. Poder-se-ia esperar que o semestre de inverno obtivesse uma maior produção de energia, mas como tem sido recorrente as condições meteorológicas dos últimos 6 anos não têm sido tão rigorosas que traduzissem uma discrepância para o semestre de verão.

No segundo cenário pretendeu-se ver em que localização e para uma altura estabilizada de 120 metros a produção de energia elétrica era maior em média nos 6 anos e conclui-se que a zona de Viana do Castelo e Sines apresentam valores muito semelhantes: 2,12 e 2,13 GWh respetivamente com uma turbina de 8 MW. Como era expectável quando comparamos a energia produzida com a potência da turbina é lógico que quanto maior a potência da turbina maior a produção de energia eólica. Quando diminuimos a potência da turbina para 5 MW a energia produzida decresce para valores próximos de 1,33 GWh, esta quebra não é tão contundente quando comparamos com a turbina de 3 MW que regista valores muito perto do 1 GWh.

No terceiro cenário pretendeu-se para uma altura de 120 metros perceber o rácio de produção de energia elétrica por cada MW de potência instalada. Os resultados obtidos demonstram que uma turbina de menor potência (3 MW) consegue obter um rácio superior a uma turbina de 8 e 5 MW com cerca de 3,60 GWh/MW. Este facto deve-se essencialmente às velocidades médias do vento registadas na costa portuguesa e à curva de potência da própria turbina. A turbina de 3 MW tem uma velocidade de arranque menor que as restantes turbinas e este fator aliado aos baixos valores de velocidade de vento que muitas vezes são registados faz com que esta turbina tenha uma melhor performance neste tipo de situações.

Com os resultados apresentados tem que se ponderar muito bem a turbina a instalar, devido ao fator acima referido do rácio de produção e dos resultados de energia elétrica produzidos por cada turbina. Poderá ser mais rentável no sentido de otimizar o custo/MW de instalação a opção por um hipotético parque eólico com 8 turbinas de 3 MW que um parque com três turbinas de 8 MW. Apesar da potência instalada ser a mesma: 24 MW, pode-se concluir que em média o primeiro caso apresenta uma produção de energia eólica de 7,2 GWh isto para as localizações de Viana do Castelo e Sines que apresentam médias anuais de 0,9 GWh. No segundo caso para as mesmas localizações a produção seria de 6,39 GWh já que a produção anual é de 2,13 GWh.

Tendo em conta os resultados apresentados e já com a experiência comprovada pelo sistema *Windfloat* pode-se afirmar que a tecnologia eólica *offshore* será um projeto interessante na produção de energia elétrica renovável. Como é óbvio nem toda a energia produzida pelo aerogerador é aproveitada, sendo alguma dissipada pelo sistema de transmissão, sendo a sua distância à costa importante para o valor final da energia produzida.

Uma variável sempre importante e que não foi alvo de estudo nesta tese é a avaliação de custos de um projeto deste género e o preço possível da energia produzida. Os custos de operação e manutenção estima-se que sejam elevados, apesar de não se ter um fator comparativo com o projeto *Windfloat*.

Conclui-se, portanto, que em termos técnicos existe viabilidade para energia eólica offshore em Portugal ficando para trabalho futuro um estudo da viabilidade económica deste tipo de projetos que devido à não existência dos mesmos em Portugal torna-se difícil ter um padrão de comparação.

5.2. TRABALHOS FUTUROS

O próximo passo na evolução deste estudo será a avaliação de um projeto parecido com o *Windfloat* na zona de Sines ou Faro pois como se pôde comprovar estas duas localidades apresentam valores médios de velocidade do vento muito interessantes para potencializar a produção de energia elétrica *offshore*.

De salientar que a falta de legislação para a tecnologia *offshore* em Portugal, nomeadamente a nível das tarifas de venda da eletricidade produzida não permite um melhor estudo. De forma a sustentar de forma mais credível a análise efetuada, teria que se ter em atenção outras condicionantes que este tipo de tecnologia implica como a profundidade do mar, a forma como é feita a medição do vento e o tipo de ondulação existente nestes mesmos locais.

O estudo da viabilidade económica de um projeto deste tipo é fundamental, desde o custo de operação e manutenção, custo dos aerogeradores, fundações e sistemas de transporte e distribuição de energia.

Após conhecimento destes fatores acima revelados pode-se afirmar com maior fiabilidade a inclusão deste tipo de projeto nas energias renováveis existentes em Portugal.

A. Anexo A-Viana do Castelo

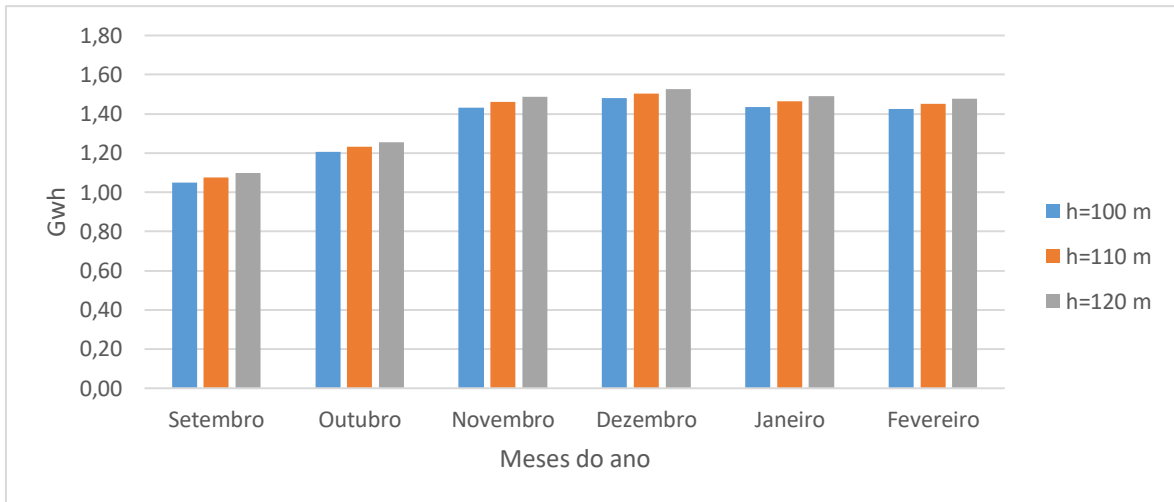


Figura A1-Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 5 MW

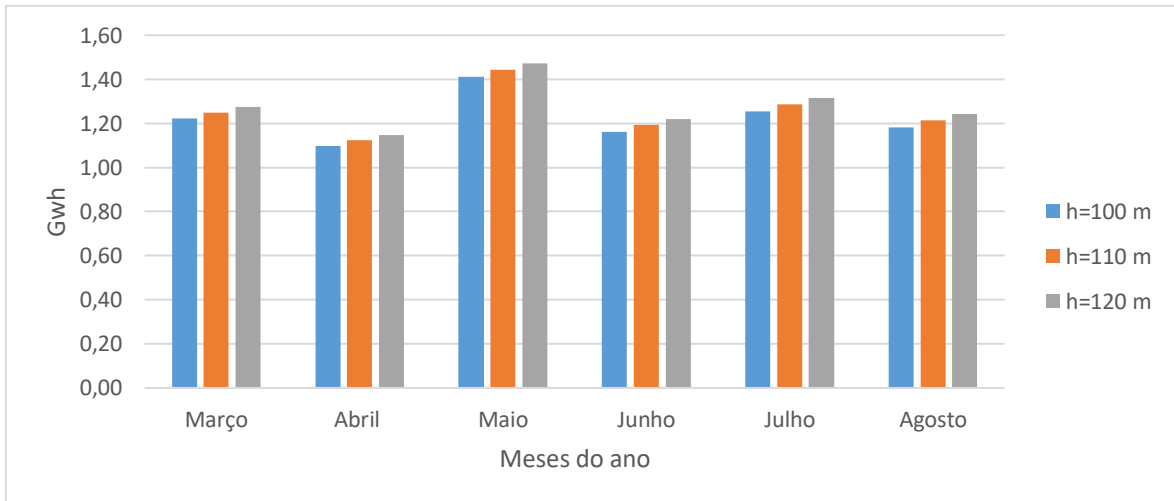


Figura A2-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 5 MW

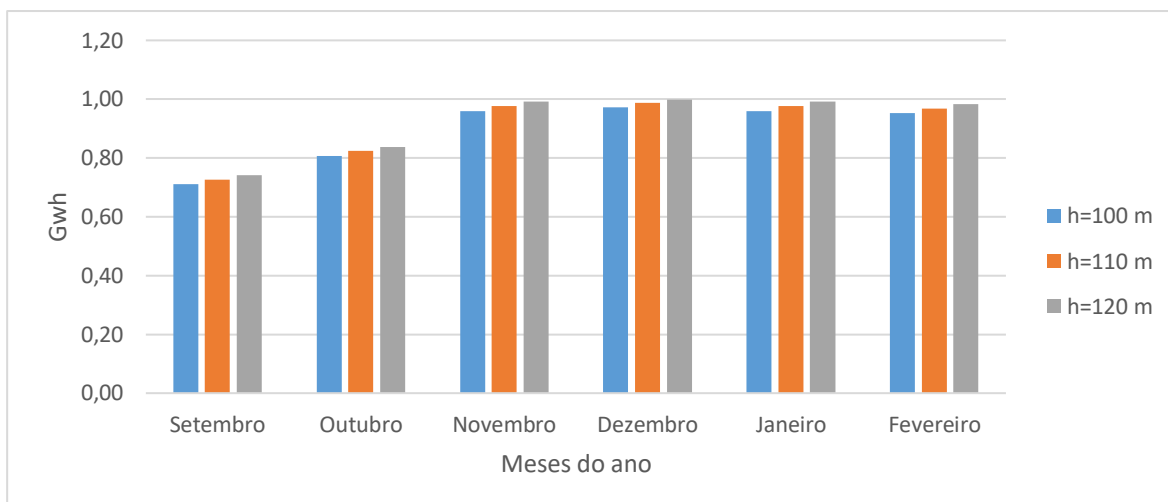


Figura A3-Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 3 MW

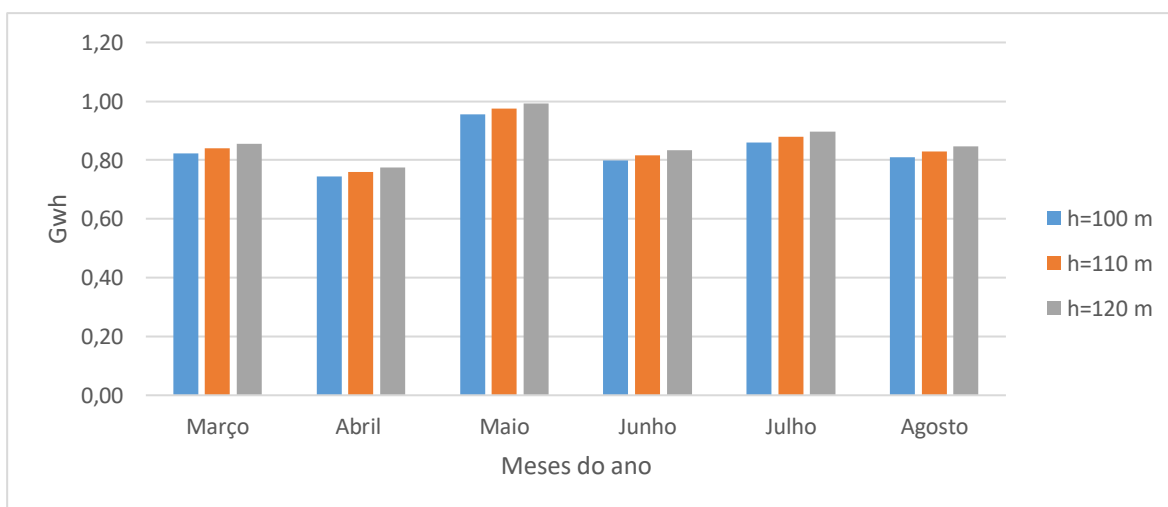


Figura A4-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 3 MW

B. Anexo B-Sines

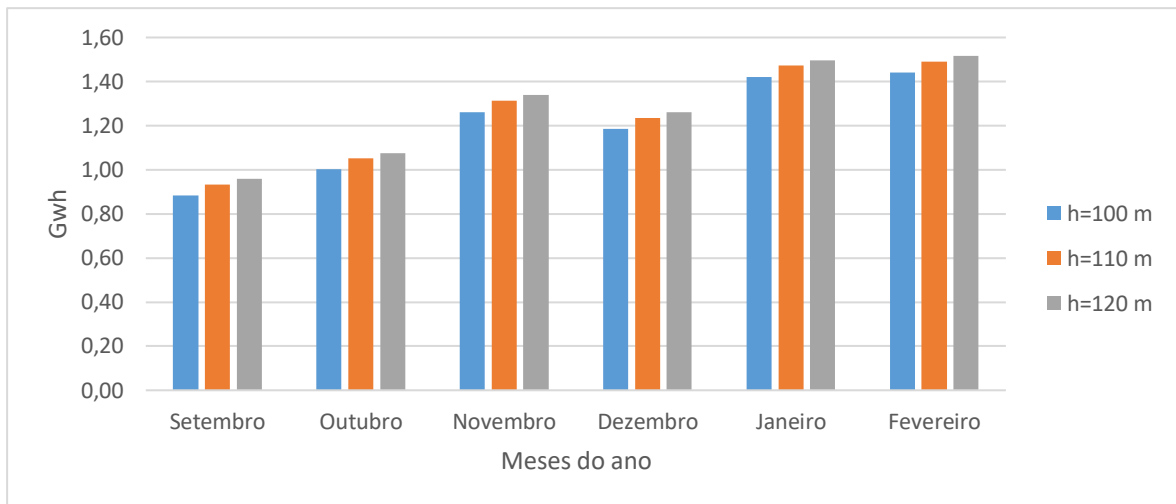


Figura B1-Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 5 MW

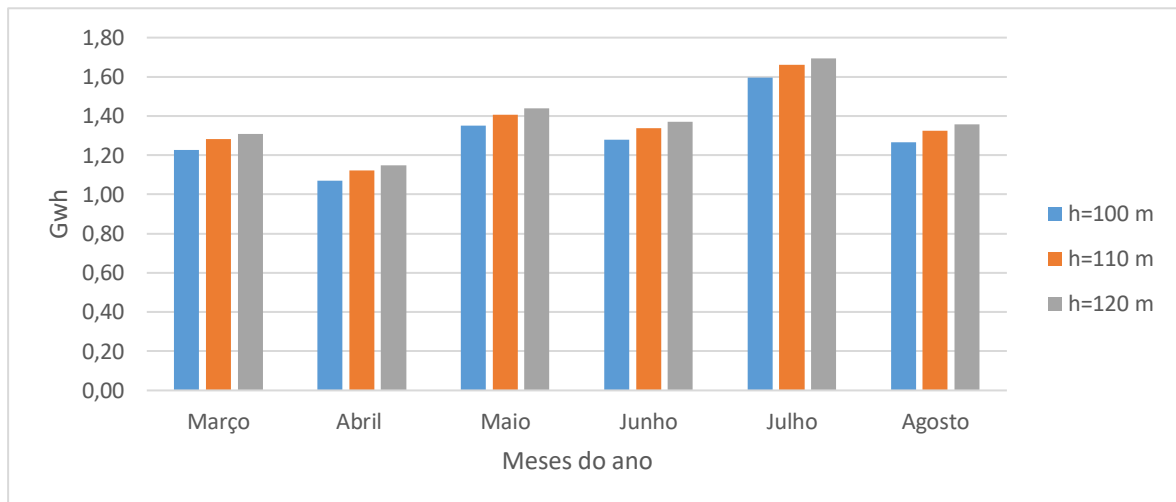


Figura B2-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 5 MW

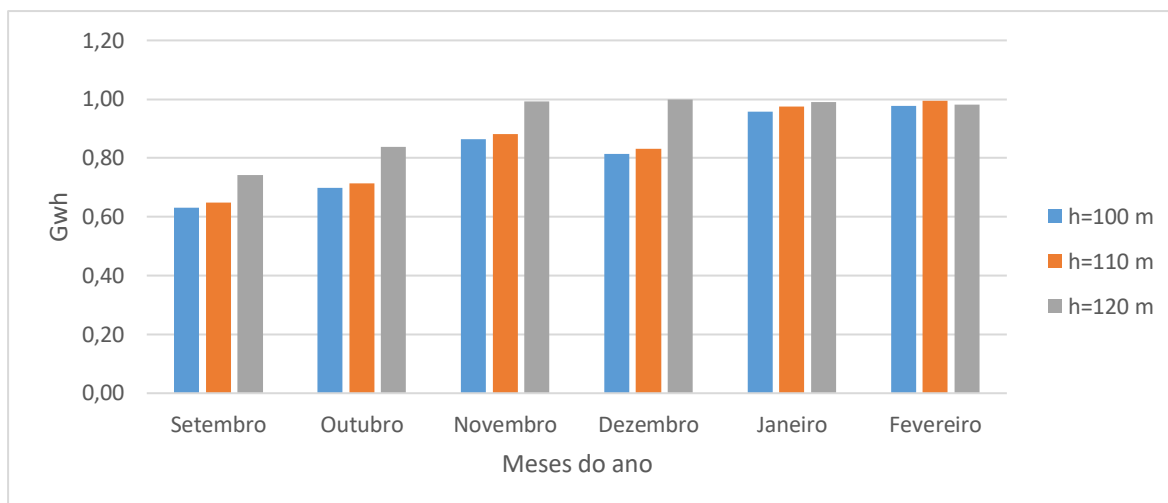


Figura B3-Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 3 MW

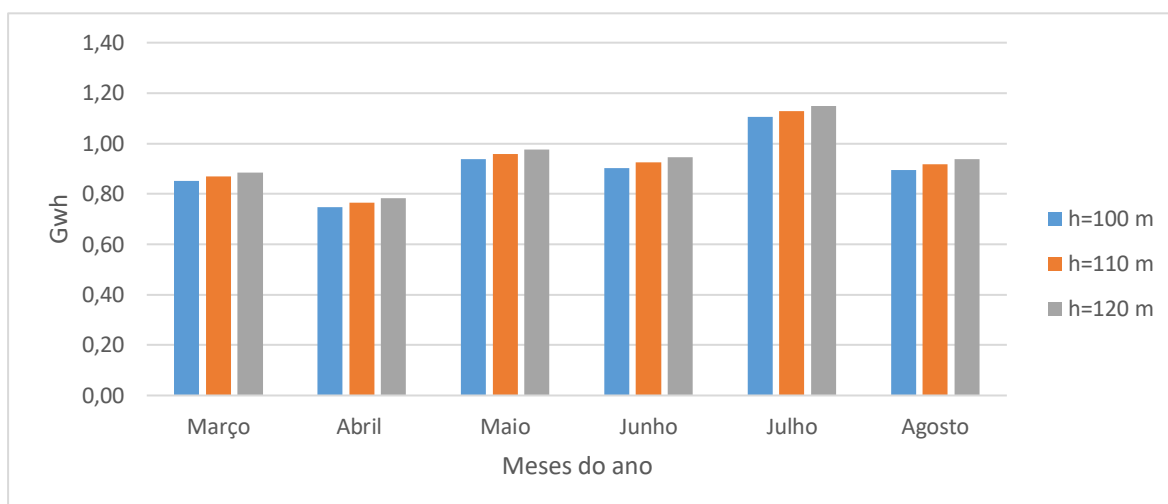


Figura B4-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 3 MW

C. Anexo C-Faro

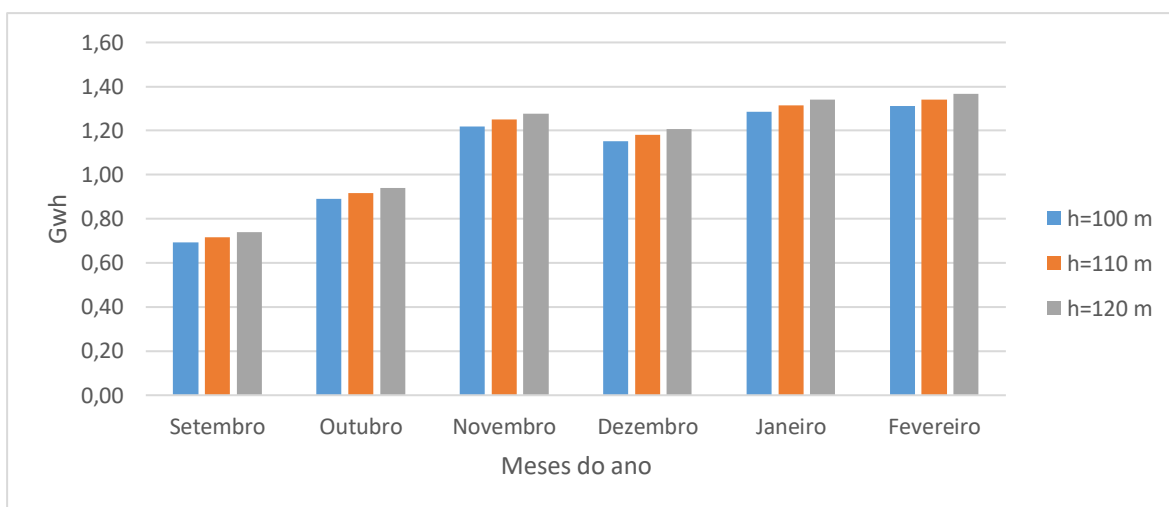


Figura C1-Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 5 MW

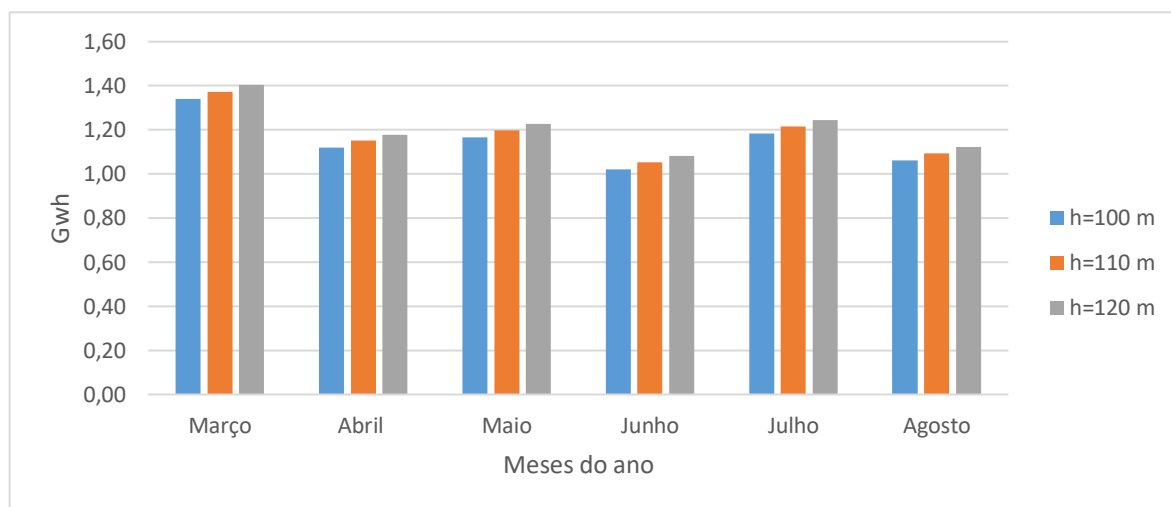


Figura C2-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 5 MW

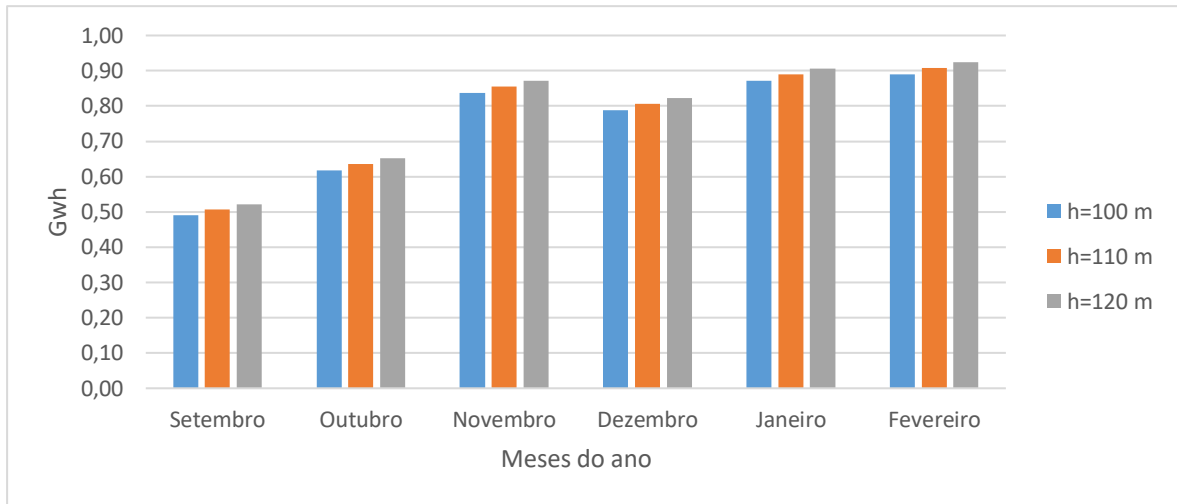


Figura C3-Produção de energia elétrica nos meses de Inverno com turbina de 3 MW

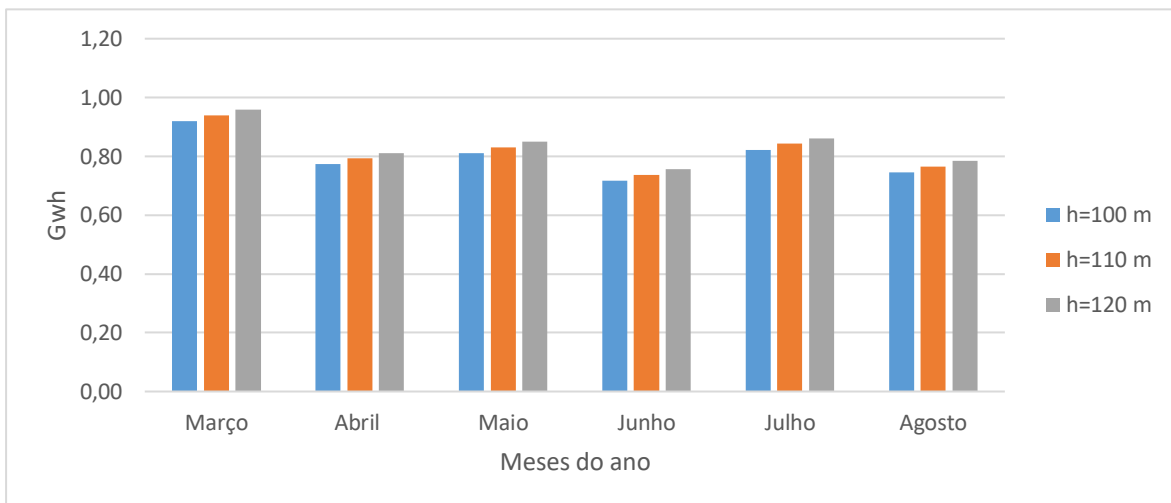


Figura C4-Produção de energia elétrica nos meses de Verão com turbina de 3 MW

D.Anexo D- *Datasheet* turbinas

POWER REGULATION pitch regulated with variable speed		ELECTRICAL	
OPERATING DATA		Frequency	50 Hz
Rated power	8.0 MW	Converter type	Full scale converter
Cut in wind speed	4 m/s	Generator type	Permanent magnet
Operational rotor speed	4.8 - 121 rpm	Nominal voltage	33, 35 and 66 kV
Nominal rotor speed	10.5 rpm	TOWER	
Operational temperature range	10 +25°C	Type	Tubular steel tower
Extreme temperature range	15 +35°C	Hub heights	Site specific
DESIGN PARAMETERS		BLADE DIMENSIONS	
Wind class	IEC S	Length	80 m
Annual avg. Wind speed	11 m/s	Max chord	5.4 m
Weibull shape parameter	k 2.2	NACELLE DIMENSIONS (INCL HUB AND COOLERS)	
Weibull scale parameter	12.4 m/s	Height	8 m
Turbulence intensity	IEC B	Length	20 m
1 year mean wind speed V1 {10 min avg}	40 m/s	Width	7.5 m
50 year mean wind speed V50 {10 min avg}	50 m/s	WEIGHTS	
Max inflow angle {vertical}	0°	Nacelle, including hub	390 ± 10% tonnes
Structural design lifetime	25 years	Blade	35 tonnes
ROTOR		Tower	Site dependent
Rotor diameter	164 m		
Swept area	21,124 m ²		

Figura D1-*Datasheet* turbina de 8 MW

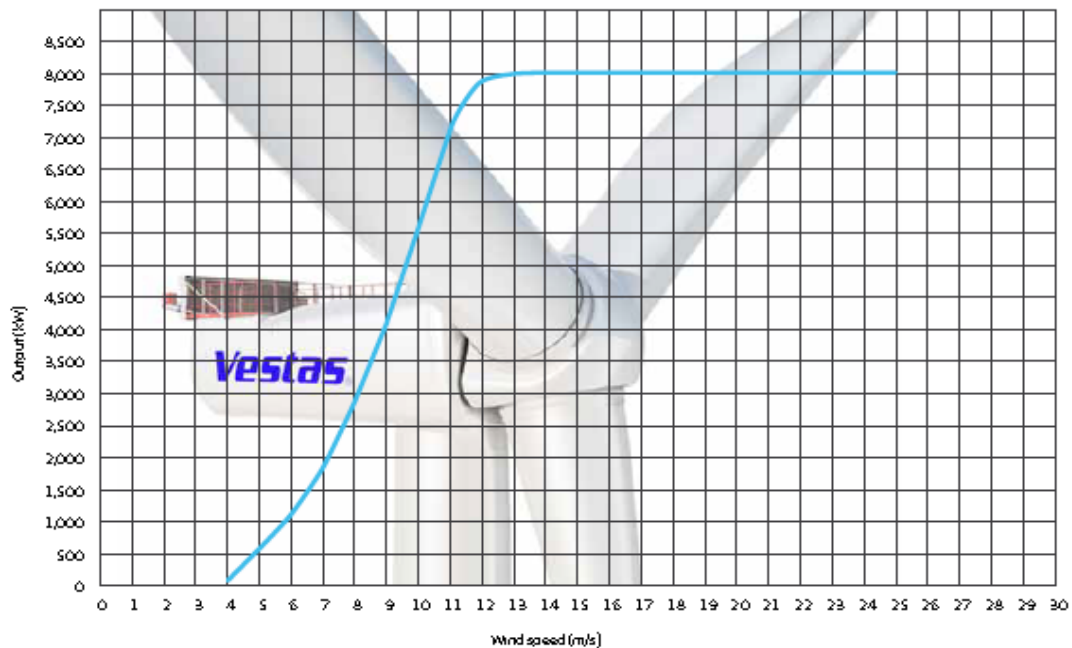


Figura D2-Curva de potência da turbina de 8 MW

	G128-4.5 MW	G128-5.0 MW	G132-5.0 MW
ROTOR			
Diameter	128 m	128 m	132 m
Swept area	12,868 m ²	12,868 m ²	13,685 m ²
BLADES			
Number of blades	3	3	3
Length	62.5 m	62.5 m	64.5 m
Material	Organic matrix composite reinforced with fiber glass or carbon fiber	Organic matrix composite reinforced with fiber glass or carbon fiber	Organic matrix composite reinforced with fiber glass or carbon fiber
Type	Segmented	Segmented/One-piece	One-piece
TOWER			
Type	Steel, hybrid or concrete	Steel, hybrid or concrete	Steel, hybrid or concrete
Height	81, 95, 120, 140 m	81, 95, 120, 140 m	95, 120, 140 m
GEAR BOX			
Type	2 planetary stages	2 planetary stages	2 planetary stages
Ratio	1:37.88	1:41.405	1:41.405
GENERATOR			
Type	Permanent magnet synchronous generator with independent modules in parallel	Permanent magnet synchronous generator with independent modules in parallel	Permanent magnet synchronous generator with independent modules in parallel
Nominal power	4,500 kW	5,000 kW	5,000 kW
Voltage	690 V AC	690 V AC	690 V AC
Frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Protection class	IP 54	IP 54	IP 54
Rotation speed	448 rpm	490 rpm	490 rpm
Power factor	0.9 CAP - 0.9 IND *	0.9 CAP - 0.9 IND *	0.9 CAP - 0.9 IND *

Figura D3-Datasheet turbina G132-5MW

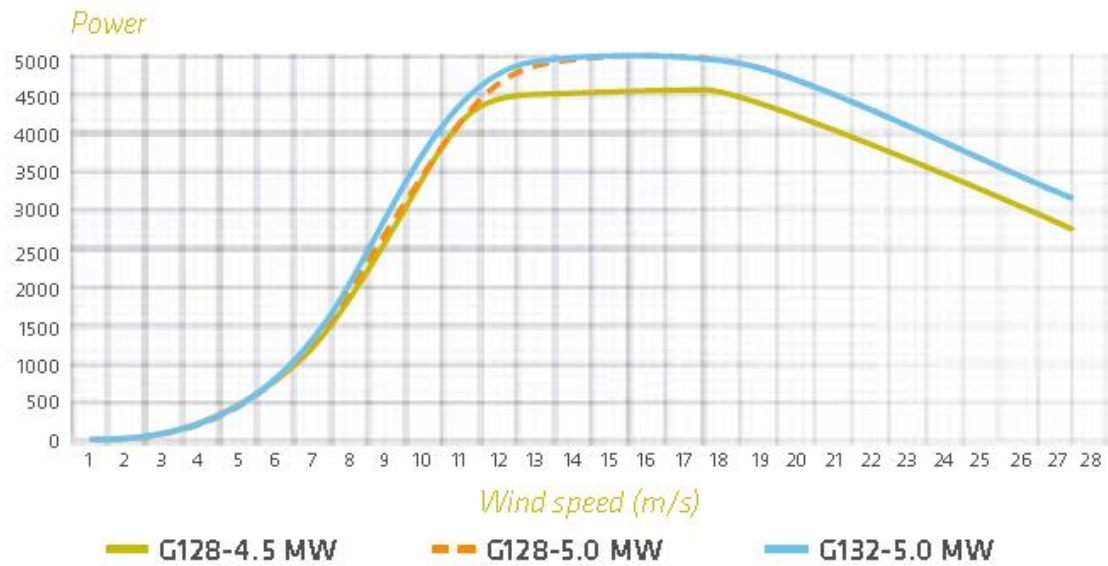


Figura D4-Curva de potência da turbina G132-5MW

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed	HUB DIMENSIONS	
		Max transport height	3.74 m
OPERATING DATA		Max transport width	3.75 m
Rated power	3,300 kW	Max transport length	5.42 m
Cut in wind speed	3 m/s	BLADE DIMENSIONS	
Cut out wind speed	25 m/s	Length	54.65 m
Re cut in wind speed	23 m/s	Max chord	4 m
Wind class	IEC IB		
Standard operating temperature range from	-20°C to +45°C with derating above 30°C	Max weight per unit for transportation	70 metric tonnes
*subject to different temperature options		TURBINE OPTIONS	
SOUND POWER	{Noise modes dependent on site and country}	- Condition Monitoring System	
ROTOR		- Service personnel lift	
Rotor diameter	112 m	- Aviation lights	
Swept area	9,852 m ²	- Aviation markings on the blades	
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders	- Low temperature operation to -30°C	
ELECTRICAL		- Ice detection	
Frequency	50/60 Hz	- Fire Suppression	
Converter	full scale	- Shadow detection	
GEARBOX		- Increased Cut In	
Type	two planetary stages and one helical stage	- Obstacle Collision Avoidance System {OCAS™}	
TOWER		ANNUAL ENERGY PRODUCTION	
Hub height	site specific		
NACELLE DIMENSIONS			
Height for transport	3.4 m		
Height installed {incl. CoolerTop®}	6.8 m		
Length	12.8 m		
Width	4.0 m		

Yearly average wind speed (m/s)	AEP (MWh)
6.0	8,000
7.0	11,000
8.0	13,500
9.0	15,500
10.0	17,000

Assumptions
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor 2,
 Standard air density 1.225, wind speed at hub height

Figura D5-Datasheet turbina de 3 MW

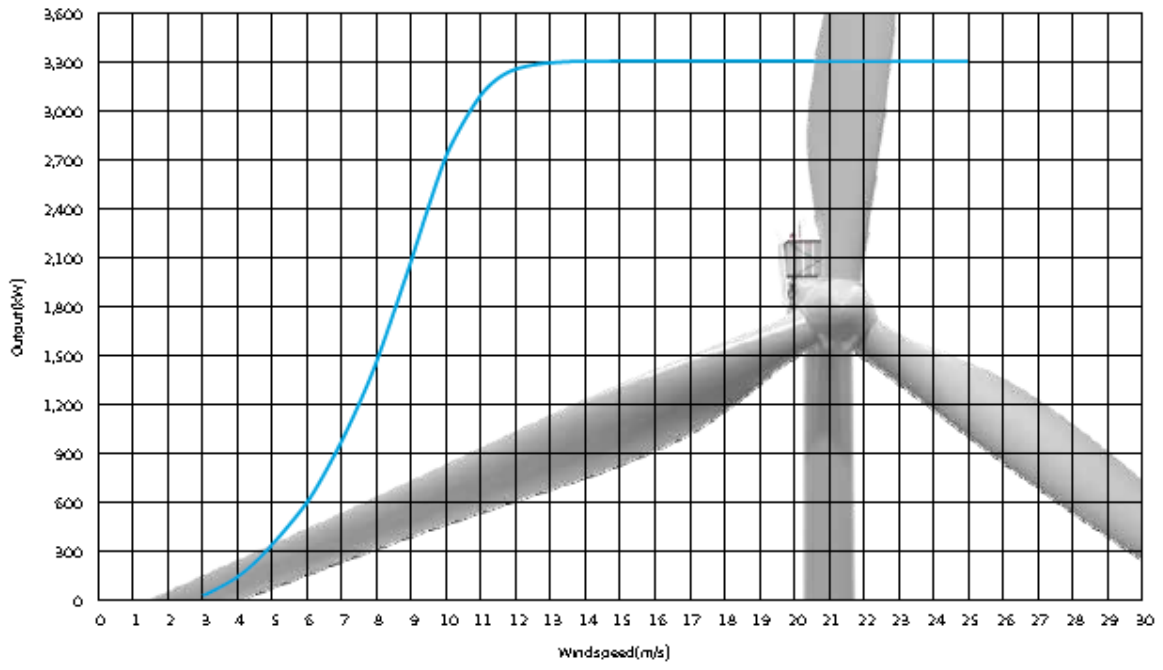


Figura D6-Curva de potência da turbina de 3 MW

Referências Documentais

- [1] Portuguesa, R. (Novembro de 2016). *Energia no Mar, Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias Renováveis Oceânicas*.
- [2] Aerogerador de Eixo Vertical. Acedido em: 3 de Março de 2017 em: <https://evolucaoenergiiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/gerador-eolico-de-eixo-vertical/>
- [3] Floating Gyro-Stabilized VAWT to Be Tested in Norway. Acedido em: 3 de Março de 2017 em: <http://www.offshorewind.biz/2013/08/18/floating-gyro-stabilized-vawt-to-be-tested-in-norway-video/>
- [4] *Offshore* wind farm. Acedido em: 3 de Março de 2017 em: <http://inhabitat.com/scotlands-wind-turbines-generated-106-of-the-countrys-electricity-last-sunday/offshore-wind-farm-5/>
- [5] Aerogerador de Eixo Horizontal. Acedido em : 3 de Março de 2017 em: <https://evolucaoenergiiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/>
- [6] Turbine Topologies. Acedido em : 3 de Março de 2017 em: http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/Static_pages/upwind_downwind.htm
- [7] Lazaridis, L.P., Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large *Offshore* Wind Farms under Special Consideration of Reliability, in Department of Electrical Engineering. 2005, Royal Institute of Technology: Stockholm, acedido em 12 de Março de 2017
- [8] *Offshore* wind Market-2012. Acedido em: 12 de Março de 2017 em: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/deep-water-next-step-offshore-wind-energy/11-offshore-wind-market-2012>
- [9] Concern about floating wind turbines. Acedido em: 12 de Março de 2017 em: <http://www.pbo.co.uk/news/concern-about-floating-wind-turbines-2550>

- [10] Wind Energy. Acedido em: 15 de Março de 2017 em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/electrical-system.html>
- [11] French Influence. Acedido em: 17 de Março de 2017 em: <https://oldbristolhistoricalsociety.wordpress.com/power/french-influence/>
- [12] Mapa da Rede Nacional de Transporte de 2016, REN. Acedido em: 17 de Março de 2017
: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/MapaRNT.aspx>
- [13] Matos, N. “Simplificação Processual no Licenciamento para as Energias Renováveis”. WavEC, 15 de Março de 2011, acedido em : 18 de Março de 2017
- [14] Energia Eólica *Offshore* Levantamento do potencial do país, limitações e soluções tecnológicas , Ana Estanqueiro. Acedido em: 20 de Março de 2017
- [15] Energia Eólica, Energia-do carbono às renováveis, Joaquim Carneiro. Acedido a 2 de Abril de 2017.
- [16] LOPES, Alexandre Morais - Produção eólica e enquadramento técnico-económico em Portugal. Porto : FEUP –Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009. Tese de Mestrado.
- [17] Imagem retirada da fonte: <http://www.tecnoplano.pt/agua-e-ambiente/subestacao-de-lavos-pl-60kv-soure-e-ampliacao-de-plataforma/>, acedido a 17 de Maio de 2017
- [18] <http://geoportal.lneg.pt/geoportal/mapas/index.html>, acedido a 22 de maio de 2017
- [19] Arafam Mané Júnior, " Estruturas metálicas para suporte de turbinas eólicas *offshore*", janeiro 2014
- [20] Portaria nº286/2011 de 31 de outubro. Diário da República, 1.ª série — N.º 209 — Ministério da Economia e do Emprego. Lisboa
- [21] Carvalho Moreira, Sousa Almeida. S. T. 2013. *Neutro à Terra*, Volume 11, pág.28
- [22] Primeiro projeto eólico *offshore* em Portugal conclui fase de testes: http://expresso.sapo.pt/economia/economina_energia/2016-06-02-Primeiro-projeto-eolico-offshore-em-Portugal-conclui-fase-de-testes, consultado em 8 de agosto de 2017

[23] Proposta de inclusão do investimento em infraestrutura para receção de energia eólica *offshore* no PDIRT 2014-2023, consultado em 8 de agosto de 2017.

[24] Silva, Nuno Miguel. “Energias eólicas *offshore* valem 60 mil milhões em Portugal até 2030.” *Jornal Económico* 24 março de 2017. Consultado a 12 de agosto de 2017.

[25] Cabrita-Mendes, André (2017). Portugal é um dos campeões europeus de energia eólica [Versão electrónica]. *Jornal de Negócios*. Acedido em 28 de setembro de 2017, em: <http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/portugal-e-um-dos-campeoes-europeus-de-energia-eolica>.

[26] <https://www.senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/>, acedido a 3 de março de 2017.

[27] <https://www.siemens.com/global/en/home/markets/wind/turbines-and-services.html>, acedido a 3 de março de 2017.

[28] <https://www.vestas.com/en/products/turbines#!3mw-platform>, acedido a 3 de março de 2017.

[29] <https://www.gerenewableenergy.com/wind-energy/turbines/offshore-turbine-haliade>, acedido a 3 de março de 2017.

[30] GAMESA (2015). *Gamesa 5 MW Innovating for reliability*. Acedido em 3 de março de 2017.