

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENGENHARIA QUÍMICA

RAMO OPTIMIZAÇÃO ENERGÉTICA NA INDÚSTRIA QUÍMICA



Avaliação Preliminar do Potencial Eólico com recurso a um modelo de Mesoescala

Ana Elisabete Correia Soares

Julho de 2009

Orientador: Doutora Rosa Maria Pilão

Co-Orientador: Engenheiro Paulo Ferreira Pinto

Agradecimentos

As decisões que tomamos no presente reflectem-se no futuro... Depois de bons momentos e de momentos complicados, depois de muito trabalho, termina um longo período de aprendizagem. Mas, o que parece estar a terminar, é apenas o início de uma procura ainda maior de desafios, de oportunidades, de respostas.

Finalizo esta etapa, dedicando este trabalho a uma pessoa muito especial, ao meu pai... Embora ao longo da minha vida, do meu percurso académico tenha estado ausente, nunca deixou de ser uma referência para mim... Hoje sei que lhe realizo um sonho... Foi esse sonho e o quanto é importante para mim, que sempre me deu forças para lutar quando muitas vezes a minha vontade foi desistir...

Se hoje sou quem sou, deve-se a muitas pessoas que contribuíram para o meu crescimento em todos os aspectos. Desta maneira quero agradecer a todos que se cruzaram comigo e que inúmeras vezes com um simples gesto, fizeram de mim quem sou...

Agradeço em primeiro lugar à Eng.^a Rosa Pilão, a disponibilidade permanente, a maneira como me soube orientar em todas as fases deste estágio, todo o incentivo e ajuda dada.

Agradeço ao Eng.^o Paulo Pinto, a oportunidade de desenvolver o estágio na MEGAJOULE, o acompanhamento e ajuda demonstrada, a amizade e o apoio dado em alguns momentos mais críticos.

Agradeço ao Eng.^o Ricardo Guedes, ao Eng.^o Miguel Ferreira e a todos os meus colegas que me acompanharam na realização deste trabalho, pela simpatia, bom humor e pela disponibilidade constante em esclarecer quaisquer dúvidas.

Obrigada Mãe e Samuel por sempre me apoiarem e compreenderem, por estarem do meu lado em todos os momentos da minha vida.

Obrigada aos meus amigos que sempre me apoiaram onde quer que estivéssemos. Com eles aprendi que “longe” é um lugar que não existe para aqueles que realmente são amigos.

Agradeço em especial, a ti, Filipe, pelo apoio incondicional desde o primeiro momento, pela paciência demonstrada nos momentos mais difíceis desta etapa, pela compreensão com os inúmeros fins-de-semana em que estive ausente, por nunca me teres deixado desistir com a tua simples companhia, com a tua amizade, com a tua força, com o teu carinho, com o teu amor.

A todos vocês, os meus sinceros agradecimentos.

Resumo

O objectivo deste trabalho consistiu no estudo de avaliação preliminar do potencial eólico de um local na Bulgária, com orografia complexa, recorrendo a dados virtuais de vento provenientes da mesoescala. Foi estimada a produção anual de energia para a configuração definida do parque eólico a implementar no local em estudo.

O modelo de mesoescala utilizado foi o Weather Research and Forecasting, WRF, e o acoplamento meso-micro escala foi efectuado aplicando a série de dados virtual às coordenadas de uma estação de medição local, que existiu perto da zona de implementação do parque. Utilizando esta informação foi feita a caracterização do vento para o local em estudo. O modelo de microescala Wind Atlas Analysis and Application Program, WA^{SP}, foi utilizado para elaborar o mapeamento do recurso eólico e no cálculo da estimativa de recurso eólico e produção anual de energia, tendo em conta a configuração do parque eólico definida e o modelo de aerogerador escolhido. A série virtual obtida com a mesoescala foi comparada com os dados registados na estação local de medição através das características do vento obtidas.

A série virtual de dados proveniente da mesoescala aponta para uma velocidade média anual a 60 m do solo no local onde esteve instalada a torre de medição de 5,6 m/s. A estimativa feita para a mesma altura a partir dos dados de medição a 20 m da estação de medição foi de 6,4 m/s. A direcção predominante do vento é oriundo de Sudoeste e o sector com velocidades de vento maiores situam-se entre Nordeste e o Sul. O sector indicado como o mais energético foi o Nordeste, enquanto que as medições locais de vento indicam o sector de Sudoeste como o mais energético. Através do mapeamento do recurso verificou-se que as velocidades maiores se obtiveram na zona de cumeada, com valores de 6 m/s a 7 m/s. A estimativa de produção de energia, não tendo em conta perdas por efeito de esteira, varia na zona de cumeada entre as 2 200 e as 3 000 horas. O parque eólico proposto é constituído por 10 aerogeradores MM92 da Repower, com uma potência total instalada de 20 MW. A produção anual de energia estimada para este projecto foi de 50 320 MWh/ano ou 2 516 horas a plena carga. Com as medições locais de vento a produção anual de energia estimada foi de 64 887 MWh/ano ou 3 244 horas a plena carga.

As diferenças encontradas quer em termos da magnitude do recurso estimado quer da sua própria orientação dominante, indicam que a aplicação de modelos de mesoescala em terrenos de orografia muito complexa deve ser feita com extremo cuidado.

Palavras-chave: WRF, WA^{SP}, Parque Eólico

Abstract

The objective of this work was the preliminary wind resource assessment of a site, with complex terrain, located in Bulgaria, using a virtual wind data series taken from mesoscale simulation results. A layout for a wind farm project was defined and its annual energy production estimated.

The mesoscale model used was the Weather Research and Forecasting system (WRF), and the meso-micro scale coupling was carried out applying the virtual wind data series to a point where a local wind measurement was once conducted. This way, the comparison between the two data sets, virtual and local measurement, could be done. Using the mesoscale virtual information the characterization of the wind was done for the place of study. The microscale model Wind Atlas Analysis and Application Program (WA^{SP}) was used to make the wind resource mapping and the calculation of the estimated wind resource and annual production of energy, taking into account the defined configuration for the wind farm and the turbine model chosen.

The virtual wind data series has an annual average speed, at 60 m above the ground, of 5.6 m/s. The estimate made for the same high from the measurement data at 20 m was 6.4 m/s. The prevailing wind direction is Southwest and the higher wind speeds come from Northeast to South. The most energetic sector is Northeast. The local wind measurements indicate that Southwest is the most energetic sector. Through the mapping feature, it was found that the highest velocities were obtained in the area of the ridge, with values of 6.0 m/s to 7.0 m/s. The estimation of the gross energy production, without taking into account wake losses, for the same area, ranges between 2 200 and 3 000 full load equivalent hours (flh). The proposed wind farm is composed by 10 REpower MM92 turbines, with a total installed capacity of 20 MW. The estimated annual energy production for the project was 50 320 MWh/year or 2 516 flh. With local wind measurements the estimations were quite higher: 64 887 MWh / year which correspond to 3 244 flh.

The obtained differences, in terms of the magnitude of the estimated resource and its own dominant orientation indicates that the application of mesoscale models in very complex topography terrains should be done with extreme care.

Keywords: WRF, WA^{SP}, Wind Farm

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	i
RESUMO.....	ii
ABSTRACT	iii
LISTA DE ABREVIATURAS	xi
SIGLAS.....	xi

CAPÍTULO I

1.1. DECLARAÇÃO DE ESTÁGIO.....	2
1.2. FUNDAMENTAÇÃO DO ESTUDO (CASO TESTE).....	3
1.3. ESTRUTURA DO RELATÓRIO	4

CAPÍTULO II

2.1. ENQUADRAMENTO POLÍTICO.....	7
2.2. EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA A NÍVEL MUNDIAL	8
2.2.1. MERCADO ACTUAL	9
2.2.2. PERSPECTIVAS.....	11
2.3. EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL	12
2.3.1. ESTADO ACTUAL.....	12
2.3.2. PERSPECTIVAS.....	14

CAPÍTULO III

3.1. ORIGEM DO VENTO	16
3.2. EFEITOS LOCAIS	18
3.2.1. VELOCIDADE E DIRECÇÃO DO VENTO.....	18
3.2.2. OROGRAFIA	20
3.2.3. RUGOSIDADE E OBSTÁCULOS.....	22
3.3. VARIABILIDADE DO VENTO	24
3.3.1. VARIABILIDADE ESPACIAL E TEMPORAL.....	24
3.4. DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL.....	27

CAPÍTULO IV

4.1.	ENERGIA DO VENTO.....	31
4.2.	LEI DE BETZ.....	32
4.3.	ENERGIA PRODUZIDA	33
4.4.	REGULAÇÃO DE POTÊNCIA.....	35
4.4.1.	CONTROLO “PITCH”	36
4.4.2.	CONTROLO “STALL”	36
4.5.	CLASSIFICAÇÃO DE AEROGERADORES.....	37
4.5.1.	ORIENTAÇÃO DO EIXO	37
4.5.2.	NÚMERO DE PÁS.....	38

CAPÍTULO V

5.1.	MODELOS DE PREVISÃO DE TEMPO – WRF.....	40
5.2.	MODELO DE MICROESCALA – WA ^S P	41

CAPÍTULO VI

6.1.	METODOLOGIA SEGUIDA	47
6.2.	CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL.....	49

CAPÍTULO VII

7.1.	MEDIÇÕES DE VENTO	53
7.2.	ANÁLISE DE RESULTADOS	54
7.3.	MAPEAMENTO RECURSO EÓLICO.....	57
7.4.	CARACTERÍSTICAS DO AEROGERADOR CONSIDERADO.....	59
7.5.	CONFIGURAÇÃO PRELIMINAR DO PARQUE EÓLICO.....	60

CAPÍTULO VIII

8.1.	MEDIÇÕES DE VENTO	64
8.2.	ANÁLISE DE RESULTADOS	64
8.3.	ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ANUAL DO PROJECTO EÓLICO	72

CAPÍTULO IX

9.1. CONCLUSÕES	74
9.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	75
BIBLIOGRAFIA	76
ANEXOS	80
ANEXO I	81
ANEXO II	83
ANEXO III.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO II

FIGURA 2.1 – ATLAS EUROPEU DO VENTO	9
FIGURA 2.2 - RANKING MUNDIAL RELATIVO À POTÊNCIA EÓLICA INSTALADA NOS ANOS DE 2007 E 2008	10
FIGURA 2.3 - POTÊNCIA INSTALADA NOS DIFERENTES CONTINENTES ENTRE 2003 E 2008	10
FIGURA 2.4 - EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA A NÍVEL MUNDIAL E PREVISÃO ESTATÍSTICA ATÉ 2020...	11
FIGURA 2.5 - EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL CONTINENTAL.....	12
FIGURA 2.6 - DISTRIBUIÇÃO DAS HORAS DE PRODUÇÃO EQUIVALENTE DE FEVEREIRO DE 2008 A FEVEREIRO DE 2009	13
FIGURA 2.7 – PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL CONTINENTAL	13

CAPÍTULO III

FIGURA 3.1 – CIRCULAÇÃO ATMOSFÉRICA DO VENTO	16
FIGURA 3.2 – BRISA DE VALE E BRISA DE MONTANHA	17
FIGURA 3.3 – BRISA MARÍTIMA E BRISA TERRESTRE	17

FIGURA 3.4 – ROSA-DOS-VENTOS ILUSTRATIVA DA DISTRIBUIÇÃO POR SECTORES DA FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO E VELOCIDADE MÉDIA POR SECTOR	18
FIGURA 3.5 – ROSA-DOS-VENTOS ENERGÉTICA	19
FIGURA 3.6 - DURAÇÃO DE UMA CAMPANHA EXPERIMENTAL VS PRECISÃO NAS ESTIMATIVAS	19
FIGURA 3.7 - PERFIL VERTICAL DE VELOCIDADE DO VENTO NUM TERRENO PLANO.....	20
FIGURA 3.8 – ACELERAÇÃO DO VENTO SOBRE UMA ELEVAÇÃO	20
FIGURA 3.9 - FORMAS DOS MONTES POR ORDEM DE PREFERÊNCIA	21
FIGURA 3.10 – ZONAS DE RECIRCULAÇÃO EM FALÉSIAS E ESCARPAS	21
FIGURA 3.11 – ALTERAÇÃO DO PERFIL DE VELOCIDADE PROVOCADO PELA ALTERAÇÃO DA RUGOSIDADE DO TERRENO	22
FIGURA 3.12 - TIPOS DE SUPERFÍCIE E COMPRIMENTOS DE RUGOSIDADE CORRESPONDENTES ..	23
FIGURA 3.13 – VISTA AÉREA DOS HIMALAIAS	24
FIGURA 3.14 – VARIAÇÃO INTER-ANUAL DO REGIME DE VENTOS NUM DADO LOCAL	25
FIGURA 3.15 – PADRÃO DIÁRIO DO REGIME DE VENTOS NUM DADO LOCAL	26
FIGURA 3.16 - HISTOGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA	27
FIGURA 3.17 – COMPORTAMENTO DA FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE DENSIDADE DE WEIBULL PARA DIVERSOS VALORES DE K	28
FIGURA 3.18 – COMPORTAMENTO DA FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE DENSIDADE DE WEIBULL PARA DIVERSOS VALORES DE A E PARA VALOR DE K=2	29

CAPÍTULO IV

FIGURA 4.1 - CURVA DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA DE UM AEROGERADOR	33
FIGURA 4.2 - FREQUÊNCIA RELATIVA DE OCORRÊNCIA DA VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO	34
FIGURA 4.3 – CURVA DE POTÊNCIA DE UM AEROGERADOR	34
FIGURA 4.4 – ENERGIA PRODUZIDA COM BASE NA VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO E NA CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR	35
FIGURA 4.5 – TURBINAS EÓLICAS DE EIXO VERTICAL E DE EIXO HORIZONTAL	37
FIGURA 4.6 – TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS COM NÚMERO DE PÁS VARIÁVEL	38

CAPÍTULO V

FIGURA 5.1 – PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA WASP	41
FIGURA 5.2 – EXEMPLO DE LINHAS DE MUDANÇA DE RUGOSIDADE	42
FIGURA 5.3 – EXEMPLO DE UMA MALHA POLAR EMPREGADA PELO WASP	44
FIGURA 5.4 – EXEMPLO DE CURVAS DE NÍVEL	44

CAPÍTULO VI

FIGURA 6.1 – METODOLOGIA SEGUIDA NO CASO DE ESTUDO.....	48
FIGURA 6.2 – MAPA TOPOGRÁFICO DIGITALIZADO CONSIDERADO NOS CÁLCULOS.....	49
FIGURA 6.3 – ÍNDICE DE COMPLEXIDADE DO TERRENO (RIX) EM ESTUDO.....	50
FIGURA 6.4 – ÁREA COM DECLIVE SUPERIOR A 25%.....	51

CAPÍTULO VII

FIGURA 7.1 – MAPA TOPOGRÁFICO COM INDICAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO LOCAL.....	54
FIGURA 7.2 – ROSA-DOS-VENTOS E HISTOGRAMA DE FREQUÊNCIA DE VELOCIDADE DA SÉRIE VIRTUAL DE DADOS JANEIRO 1990 A DEZEMBRO DE 1990.....	55
FIGURA 7.3 – VELOCIDADE MÉDIA E FRACÇÃO DE ENERGIA TOTAL POR SECTOR A 60 M A.N.S. JANEIRO A DEZEMBRO DE 1990	56
FIGURA 7.4 – PADRÃO DIÁRIO SAZONAL DA VELOCIDADE DO VENTO, 60 M A.N.S. JANEIRO A DEZEMBRO DE 1990	56
FIGURA 7.5 – PADRÃO DIÁRIO E SAZONAL DO FLUXO DE POTÊNCIA A 60 M A.N.S. JANEIRO A DEZEMBRO DE 1990	57
FIGURA 7.6 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL A 80 M A.N.S. PARA A SÉRIE VIRTUAL DE DADOS DE VENTO.	58
FIGURA 7.7 – HORAS A PLENA CARGA A 80 M DO SOLO PARA A SÉRIE DE DADOS VIRTUAL	59
FIGURA 7.8 - CURVAS CARACTERÍSTICAS DO AEROGERADOR MM92 DA REPOWER, PARA A MASSA VOLÚMICA DO AR DE $0,99 \text{ kg/m}^3$	60

FIGURA 7.9 - PARQUE EÓLICO DA ÁREA EM ESTUDO SOBRE VELOCIDADE MÉDIA ANUAL A 80 M A.N.S.....	61
--	-----------

CAPÍTULO VIII

FIGURA 8.1 - ROSA-DOS-VENTOS E HISTOGRAMA DE VELOCIDADES NA ESTAÇÃO LOCAL, 20 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008.....	66
---	-----------

FIGURA 8.2 - HISTOGRAMA DE VELOCIDADES NA ESTAÇÃO LOCAL 10 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	66
---	-----------

FIGURA 8.3 – VELOCIDADE MÉDIA E FRACÇÃO DE ENERGIA TOTAL POR SECTOR, 20 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	67
--	-----------

FIGURA 8.4 – EXPOENTES DO PERFIL VERTICAL DE VELOCIDADES E SUA DISTRIBUIÇÃO SECTORIAL. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	68
--	-----------

FIGURA 8.5 - PADRÃO DIÁRIO E SAZONAL DA VELOCIDADE DO VENTO, 20 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	69
--	-----------

FIGURA 8.6 – PADRÃO DIÁRIO E SAZONAL DO FLUXO DE POTÊNCIA, 20 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	69
--	-----------

FIGURA 8.7 - INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE INCIDENTE NA ESTAÇÃO LOCAL 20 M A.N.S. JUNHO 2006 A MAIO DE 2008.....	70
--	-----------

FIGURA 8.8 – INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA POR SECTORES NA ESTAÇÃO LOCAL, 20 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	70
--	-----------

FIGURA 8.9 - INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE INCIDENTE NA ESTAÇÃO LOCAL, 10 M A.N.S. JUNHO 2006 A MAIO DE 2008	71
--	-----------

FIGURA 8.10 – INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA POR SECTORES NA ESTAÇÃO LOCAL, 10 M A.N.S. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008	71
---	-----------

ÍNDICE DE TABELAS

CAPÍTULO III

TABELA 3.1 - COEFICIENTES DE POROSIDADE ATRIBUÍDOS AOS OBSTÁCULOS.....	23
TABELA 3.2 – ESCALAS DE ESPAÇO E TEMPO	26

CAPÍTULO VII

TABELA 7.1 – CONFIGURAÇÃO SÉRIE DE DADOS VIRTUAL	53
TABELA 7.2 – RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DO VENTO DO PONTO DA SÉRIE EXTRAÍDA DO MODELO DE MESOESCALA, JANEIRO A DEZEMBRO DE 1990	55
TABELA 7.3 – CARACTERÍSTICAS AEROGERADOR CONSIDERADO	59
TABELA 7.4 - RESUMO DA ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ANUAL DO PARQUE EÓLICO EM ESTUDO. PREVISÃO ATRAVÉS DE DADOS DE MESOESCALA, JANEIRO A DEZEMBRO DE 1990	62

CAPÍTULO VIII

TABELA 8.1 – CONFIGURAÇÃO DA ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO LOCAL.....	64
TABELA 8.2 – RESUMO DOS RESULTADOS DAS MEDIÇÕES EFECTUADAS NA ESTAÇÃO LOCAL. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008.....	65
TABELA 8.3 - RESUMO DAS ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO ANUAL DO PARQUE EÓLICO. JUNHO DE 2006 A MAIO DE 2008.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Designação
a.n.s.	Acima nível solo
AFWA	Air Force Weather Laboratory
CFD	Computational Fluid Dynamics
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
EWEA	European Wind Energy association
FAA	Federal Aviation Administration
FER	Fontes de Energia Renováveis
FSL	Forecast Systems Laboratory
GEE	Gases Efeito Estufa
GWEC	Global Wind Energy Council
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NCEP	National Center for Environmental Prediction
PNAC	Plano Nacional Alterações Climática
RCM	Resolução Conselho de Ministros
RISØ	Riso National Laboratory
RIX	Índice de Complexidade do Terreno
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
UE	União Europeia
WA ^{SP}	Wind Atlas Analysis and Application Program
WRF	Weather Research and Forecasting
WWEA	World Wind Energy Association

SIGLAS

Sigla	Designação	Unidades
A	Factor de Escala	m/s
A'	Área varrida pelas pás	m ²
C _p	Coeficiente de potência	-
C _{p máx}	Coeficiente de Potência máximo	-
f(v)	Função densidade de probabilidade	%
h _a	Horas a Plena carga	h
k	Factor de forma	-
P	Energia	MWh
P _{disp}	Potência Disponível no vento	W
P _{u máx}	Potência Útil máxima	W
P _{WT}	Potência do aerogerador	W
v	Velocidade do vento incidente	m/s
Z ₀	Comprimento Característico de Rugosidade	m
ρ	Massa Volúmica do ar	kg/m ³

Capítulo I

Introdução

1.1. Declaração de estágio

Este trabalho de estágio foi realizado na empresa Megajoule, no âmbito da disciplina de Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Química do DEQ/ISEP, com início em Fevereiro de 2009 e duração de 6 meses.

A tarefa principal que me foi atribuída consistiu na elaboração do manual de procedimentos a utilizar pela Megajoule na sua actividade normal de avaliação de recurso eólico.

Dada a falta de formação específica pelos recém-licenciados, nesta área de conhecimento, a integração de novos colaboradores na empresa exige que lhes seja ministrada formação interna, dada pelos colaboradores mais antigos. Assim, a existência de um manual de procedimentos apresenta-se como um factor importante, não só por permitir a sistematização de informação e por facilitar a transmissão de conhecimentos mas também por permitir reduzir a taxa de ocupação dos colaboradores, mais experientes em actividades de formação.

A primeira parte do estágio consistiu no estudo dos procedimentos já utilizados pela empresa na realização da avaliação de recurso eólico. Foi necessário adquirir conhecimento na área do estudo do vento (natureza do recurso eólico, medição e instrumentação e modelação do escoamento) e conhecer o funcionamento de todo o software utilizado, nomeadamente:

NRG - Symphonie Data Retriever: programa que configura a informação de uma estação e cria uma base de dados de acordo com a documentação existente sobre a mesma.

Eolos 2000: programa que transforma os ficheiros de dados brutos já processados em ficheiros com formato DAT.

Executáveis em Visual Basic: programas que permitem corrigir os ficheiros DAT de modo a não induzirem em erro a posterior análise de dados de vento.

Executáveis em Excel – ficheiros utilizados para a caracterização do regime de ventos no local.

WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program): permite efectuar a análise dos dados de vento (velocidade e direcção), a criação de atlas de vento, o cálculo do recurso eólico e cálculo de estimativas de produção de parques eólicos.

Surfer: programa que permite a manipulação de cartas militares, mapas vectoriais, indicar eventuais restrições na área em estudo, criação de layouts.

Global Mapper: programa que permite a conversão do sistema de coordenadas, referenciação de cartas militares.

Na segunda fase do estágio foram redigidas as seguintes instruções de trabalho constantes do manual de procedimentos internos da empresa:

IT01/00 – Tratamento de Dados: Instrução de trabalho que documenta e estabelece como se processa o tratamento de dados de vento.

IT02/00 – Análise de Dados: Instrução de trabalho que permite obter os parâmetros mais importantes na caracterização do regime de ventos para um dado local.

IT03/00 – MCP: Instrução de trabalho que permite correlacionar os dados de vento entre uma estação local e uma estação meteorológica, em períodos de funcionamento simultâneo.

IT04/00 – Shadow Flicker: Instrução de trabalho que permite determinar a forma como o efeito “sombra” causada pela rotação das pás do aerogerador pode afectar habitações/edifícios.

Na parte final do estágio foi feito como caso teste um estudo de avaliação preliminar do potencial eólico de um local, na Bulgária, com orografia complexa, com recurso a modelos de mesoescala e microescala. Esta aplicação pretendeu mostrar a matéria envolvida no estágio realizado, bem como o potencial de aplicação de algumas das instruções de trabalho desenvolvidas, uma vez que a confidencialidade do manual de instruções não é compatível com a sua publicação pública, no âmbito do relatório de estágio que tem de ser apresentado.

Em paralelo com a elaboração dos manuais de procedimento colaborei, também, na actividade normal da empresa tendo cooperado na realização das seguintes tarefas: Tratamento de dados para uma estação local e Estimativas Preliminares de potencial eólico em 5 locais no território de Timor Leste.

1.2. Fundamentação do estudo (caso teste)

O recurso a modelos de mesoescala permite obter uma primeira aproximação à produção de um determinado parque eólico. Não substituem, contudo, as metodologias clássicas que recorrem a dados de medições obtidas localmente e à utilização de modelos de simulação de microescala. As metodologias clássicas conduzem a avaliações do potencial eólico mais precisas e representam o estado da arte no que diz respeito à avaliação do potencial eólico. No entanto, para que a sua utilização seja possível é necessário que o local tenha sido já monitorizado por uma estação local a medir as características do vento, pelo menos durante um ano.

Com a evolução que o sector eólico tem sofrido nos últimos tempos a antecipação na obtenção de estimativas de produção, ainda que com alguma margem de incerteza e, por isso, de carácter preliminar, assume cada vez maior importância. A utilização de séries virtuais de dados e o recurso à mesoescala poderão dar um contributo significativo à necessidade de antecipação que um mercado tão concorrencial como o eólico exige.

Não foi feita uma aprendizagem sobre os modelos de mesoescala nem se pretende validar o uso destes modelos na previsão de recurso eólico, pois isso encontra-se fora do âmbito do objectivo do estágio realizado. Assim, o caso teste em estudo pretende ser uma aplicação dos conhecimentos adquiridos durante o estágio no âmbito da avaliação do recurso eólico e testar, neste caso concreto de terreno complexo, a aplicabilidade de modelos de mesoescala por comparação com os resultados obtidos para o potencial eólico do local, utilizando a informação de medições locais de características de vento.

1.3. Estrutura do relatório

O relatório do estudo (caso teste) realizado no âmbito do estágio desenvolve-se ao longo de 9 capítulos.

Para além deste capítulo introdutório, no capítulo II apresenta-se o enquadramento histórico e o estado actual (a nível mundial, europeu e nacional) da energia eólica, assim como os novos desafios propostos para a energia eólica.

É abordado no capítulo III a natureza do recurso eólico, os parâmetros que condicionam o escoamento atmosférico de um dado local, a variabilidade espacial e temporal do vento e conceitos estatísticos aplicados à análise de dados de vento.

No capítulo IV descreve-se sucintamente a forma como a energia do vento pode ser aproveitada e os conceitos energéticos intrínsecos ao funcionamento dos aerogeradores e ao cálculo da energia produzida.

No capítulo V faz-se uma breve descrição sobre o modelo numérico de mesoescala – WFR e sobre o modelo de microescala – WA^{SP}.

No capítulo VI é feita uma apresentação geral do caso teste em estudo indicando-se a metodologia seguida e a caracterização do local no que toca essencialmente à sua orografia e rugosidade característica.

No capítulo VII são apresentados os resultados da análise de dados virtuais, as características do aerogerador considerado, o mapeamento do recurso eólico, a definição do layout e o cálculo da produção anual de energia.

No capítulo VIII é feita uma análise à série de dados local e sempre que possível, os resultados são comparados com os obtidos da série virtual detalhados no capítulo precedente.

No capítulo IX expõem-se as principais conclusões deste trabalho, assim como, sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo II

Enquadramento Geral Energia Eólica

2.1. Enquadramento Político

O Parlamento Europeu aprovou a Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro de 2001 (conhecida como Directiva das Renováveis) relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes renováveis, tendo sido estipulado que 45% da electricidade consumida em Portugal, deverá ter origem renovável. O objectivo essencial subjacente a esta Directiva é criar um quadro que facilite o aumento significativo, a médio prazo, da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis na União Europeia e que desta forma a dependência energética exterior diminua, assim como a emissão de gases com efeito de estufa (GEE).

O Protocolo de Quioto e a Convenção/Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas, assinado em 1997, visa garantir o combate efectivo às alterações climáticas através do estabelecimento de compromissos quantificados de limitação ou redução das emissões dos seis principais GEE, tendo em vista uma redução global, até 2012, a níveis pelo menos 5% abaixo dos níveis de 1990. O esforço de redução exigido a cada uma das Partes do Protocolo é, contudo, variável.

O Protocolo de Quioto criou mecanismos de flexibilidade, como o comércio de licenças de emissão, a implementação conjunta e mecanismos de desenvolvimento limpo, que representam um esforço de melhor articulação das acções dos governos nos compromissos assumidos de redução de emissões de gases com efeito de estufa.

O protocolo estimula os países signatários a cooperarem entre si, através de algumas acções básicas:

- ↳ Reforma dos sectores de energia e transportes;
- ↳ **Promoção do uso de fontes de energia renovável;**
- ↳ Limitação da emissão de metano;
- ↳ Promoção da floresta e outros sumidouros de carbono.

No âmbito do acordo de partilhas de responsabilidade, Portugal, assumiu o compromisso de limitar o aumento das suas emissões de GEE a 27%, no período de 2008 a 2012, em relação as emissões de 1990.

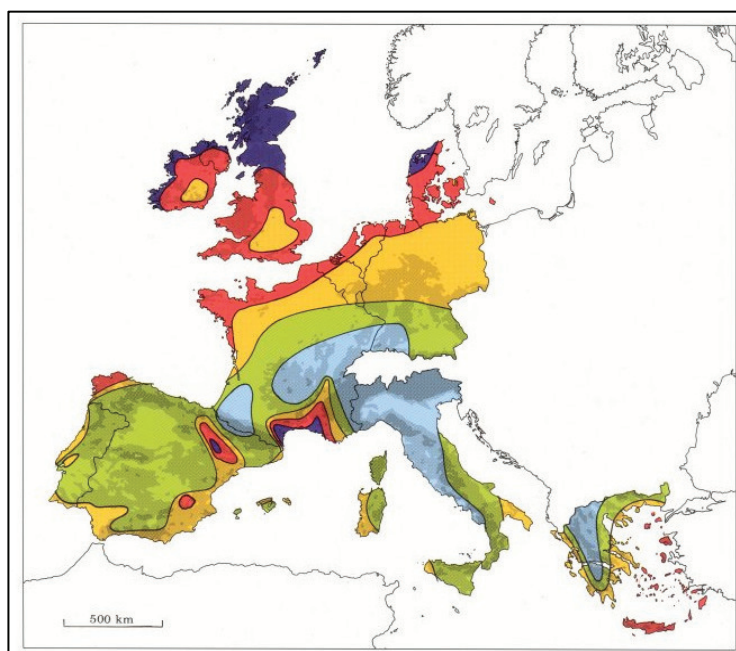
A nível nacional, o instrumento por excelência que promove a redução dos GEE é o Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), que constitui suporte à análise do compromisso de Portugal face ao primeiro período de cumprimento do Protocolo e sistematiza e apresenta estimativas de emissões de GEE para o ano de 2010. O PNAC 2006 (Resolução conselho Ministros (RCM) 104/2006) apresenta ainda um conjunto de Políticas e Medidas Adicionais com vista a aproximar a situação nacional dos compromissos internacionais.

Os sectores que mais contribuem para o balanço nacional de emissão de GEE são os sectores dos transportes, oferta de energia e indústria, pelo que são alvo de maior atenção no PNAC 2006. Nele estão contempladas algumas medidas de promoção de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, como a eólica.

2.2. Evolução da Energia Eólica a Nível mundial

A necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, a necessidade de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis fósseis, motivaram o renovado interesse pelas energias renováveis. A energia eólica é hoje em dia vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, caracterizada por uma tecnologia madura baseada principalmente na Europa e nos EUA. Ao produzir electricidade limpa, os parques eólicos contribuem para a melhoria global da qualidade do ambiente, para além de que as restrições estão cada vez mais presentes na definição do layout de um parque eólico e nos cuidados durante a sua construção e exploração ^[1].

A figura 2.1, retirada do Atlas Europeu do Vento, apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental, em termos da velocidade média anual (m/s) e densidade de potência (W/m^2) a 50 metros acima do nível do solo (a.n.s).



Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions									
Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²
> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Figura 2.1 – Atlas Europeu do Vento [2]

2.2.1. Mercado Actual

A energia eólica sofreu um crescente dinamismo confirmado pelos dados lançados na WWEA (World Wind Energy Association) referentes ao ano de 2008. Desde 2005 a implementação de parques eólicos a nível mundial duplicou. No ano de 2008 a energia eólica teve um aumento de 42% e atingiu uma dimensão global de 27 261 MW, após 19 776 MW em 2007 e 15 127 MW no ano de 2006. Dez anos atrás o mercado eólico tinha uma dimensão de 2 187 MW, menos de um décimo do tamanho em 2008. [3]

A nível mundial os EUA assumiram a liderança, seguindo-se a Alemanha e a Espanha. Portugal é hoje um país de referência na produção de energia eólica ocupando o 10º lugar depois da Dinamarca que se encontra no 9º lugar no ranking mundial, como ilustra a figura 2.2., após vários anos a ocupar o 4º lugar.

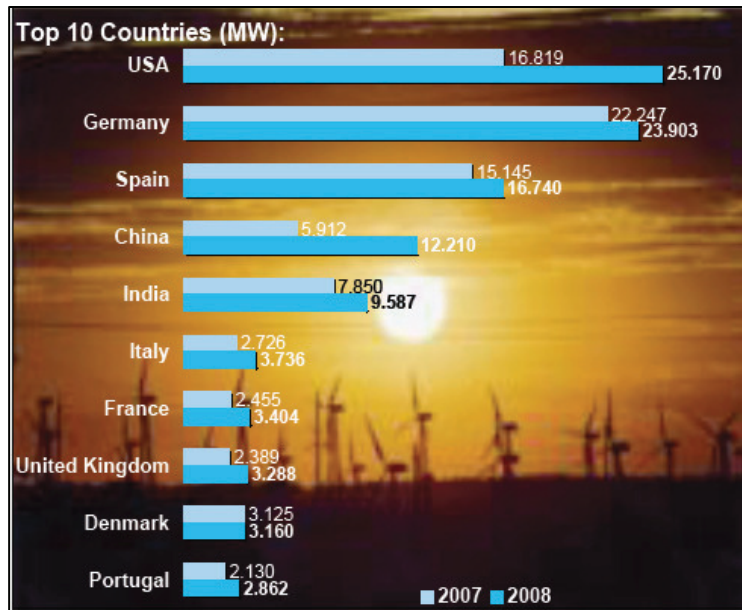


Figura 2.2 - Ranking mundial relativo à potência eólica instalada nos anos de 2007 e 2008 ^[3]

O crescimento da energia eólica desde 2003 até 2008 na Europa e a nível mundial é visível na figura 2.3, sendo o mercado eólico liderado pela Europa, América do Norte e pela Ásia, com mais de 8 000 MW de potência instalada.

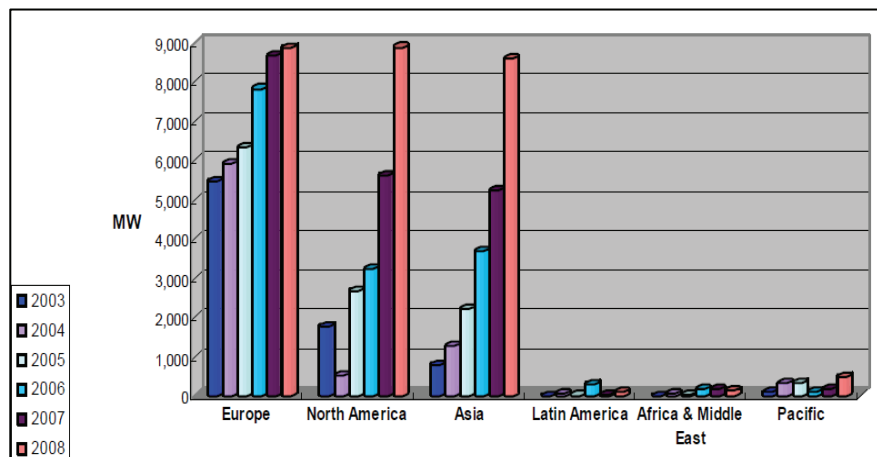


Figura 2.3 - Potência instalada por ano nos diferentes continentes entre 2003 e 2008 ^[4]

2.2.2. Perspectivas

A União Europeia (UE) está a trabalhar no sentido de reduzir os efeitos das alterações climáticas e criar uma política energética comum. Em 2020 as energias renováveis devem representar 20% do consumo final de energia da UE ^[5]

Com base na experiência e no crescimento verificado dos últimos anos, a WWEA prevê que a energia eólica continuará o seu desenvolvimento dinâmico nos próximos anos. Apesar da actual crise financeira, prevê-se a médio prazo que o investimento neste tipo de energia renovável aumente, uma vez que a energia eólica assenta sobre o desenvolvimento sustentável e é um recurso abundante.

A figura 2.4 apresenta a evolução da potência instalada no mundo até 2008 assim como a previsão por parte da WWEA até 2020.

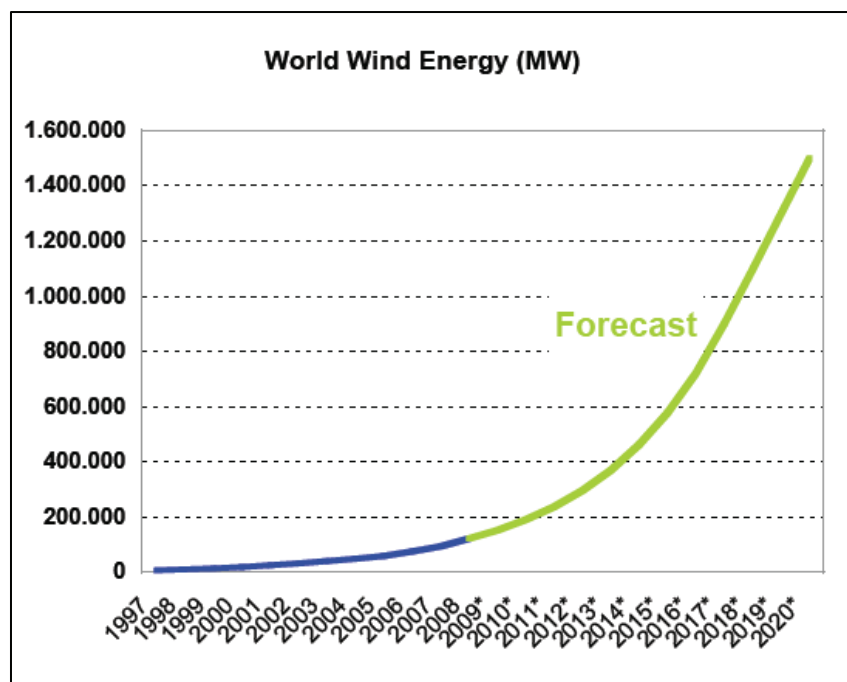


Figura 2.4 - Evolução da energia eólica a nível mundial e previsão estatística até 2020 ^[3]

2.3. Evolução da Energia Eólica em Portugal

2.3.1. Estado actual

Das diferentes energias renováveis existentes, a Energia Eólica tem registado nos últimos anos uma evolução verdadeiramente assinalável, sendo uma fonte de energia renovável abundante, limpa e disponível. Neste momento a energia eólica é uma das grandes apostas de Portugal, como se pode observar na figura 2.5 onde se apresenta o acentuado crescimento da potência instalada, desde Janeiro de 2000 até Fevereiro de 2009 ^[6].

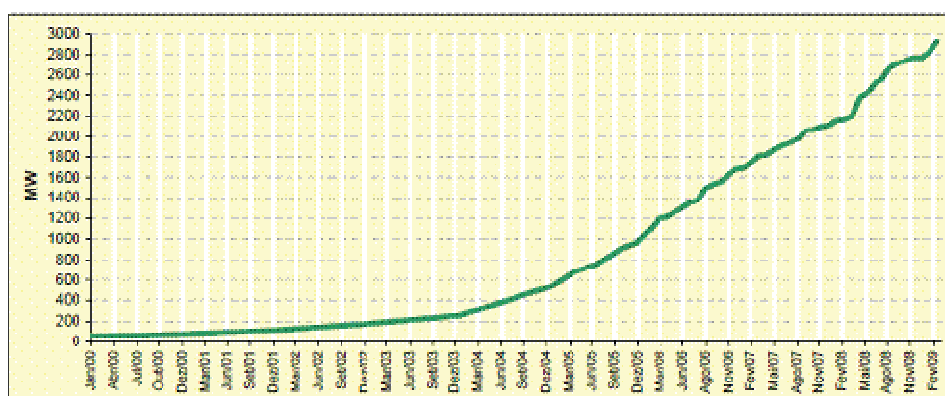


Figura 2.5 - Evolução da potência instalada em energia eólica em Portugal Continental ^[6]

Segundo dados revelados pela DGEG (Direcção Geral de Energia e Geologia), a potência eólica instalada no final de Fevereiro de 2009 situava-se em 2 932 MW, distribuída por 176 parques, com um total de 1 583 aerogeradores ao longo de todo o território Continental. 42% da potência instalada situa-se em parques com potência igual ou inferior a 25 MW. A produção média em 2008 situou-se nas 2 273 horas equivalentes por MW, com 82% da energia gerada em instalações com mais de 2 250 horas em 2008.

Os distritos com maior potência instalada em Fevereiro de 2009 são: Viseu (578 MW), Castelo Branco (430 MW), Coimbra (332 MW), Viana do Castelo (322 MW), Lisboa (250 MW), Vila Real (186 MW), Leiria (175 MW), Braga (145 MW) e Santarém (136 MW). Os distritos com maior recurso de vento em 2008 foram Lisboa, Guarda, Santarém, Leiria, Faro, Coimbra, Vila Real, Aveiro e Castelo Branco (2 644; 2 617; 2 561; 2 450; 2 413; 2 315; 2 272; 2 230; 2 230 horas equivalentes), como ilustra a figura seguinte.

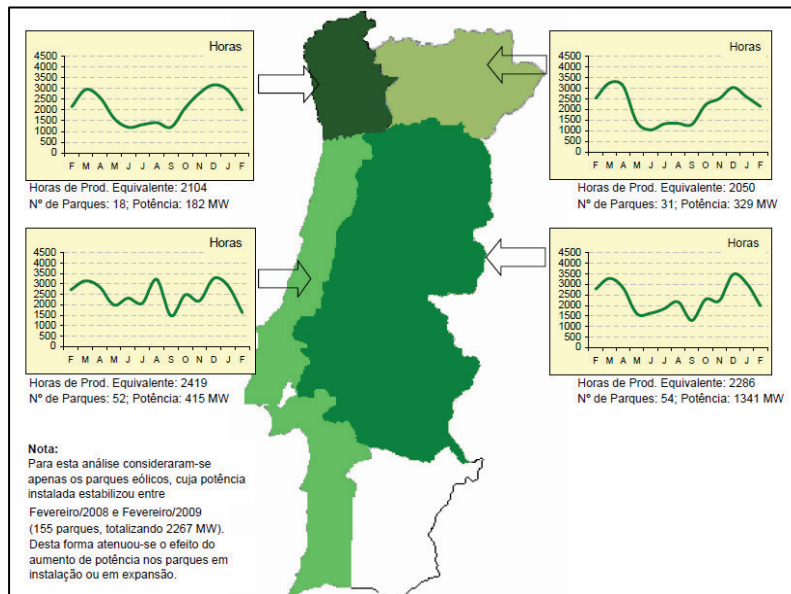


Figura 2.6 - Distribuição das horas de produção equivalente de Fevereiro de 2008 a Fevereiro de 2009 [6]

Na figura 2.7 está representada a evolução da produção de energia eléctrica a partir de energia eólica entre Dezembro de 2004 e Dezembro de 2008. Como se pode ver, o crescimento é acentuado tendo sido obtido o valor de 5 941 GWh no final de Fevereiro de 2009, de acordo com dados anunciados pela DGEG.

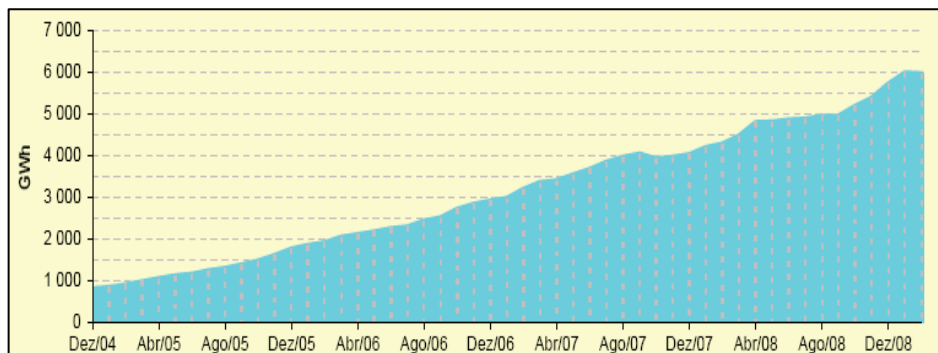


Figura 2.7 – Produção de energia eléctrica a partir de energia eólica em Portugal Continental [6]

2.3.2. Perspectivas

No panorama complexo da política energética, o sector das energias renováveis é o sector energético que se destaca em termos de capacidade para a redução das emissões de gases com efeito de estufa e da poluição, para a exploração de fontes de energia locais e descentralizadas. A energia eólica mostra-se como uma das fontes renováveis com maior potencialidade e maior desenvolvimento futuro, não apenas pelas metas estabelecidas mas também pelo interesse que desperta nas entidades e empresas, o desenvolvimento de projectos de grande envergadura e visibilidade, além do retorno financeiro bastante atractivo.

No início de 2007 algumas das metas do PNAC 2006 foram revistas em alta em resultado de medidas e políticas adoptadas pelo governo Português, especial no sector da oferta de energia.

Uma das alterações foi o aumento da meta da contribuição das fontes de energia renováveis (FER) na produção de electricidade para 2010 que passou de 39% para 45%. Segundo dados de DGEG a incorporação de FER no consumo bruto de energia eléctrica, para efeitos da Directiva 2001/77/CE, foi já de 43% em 2008.

Quanto à potência instalada em energia eólica, a nova meta definida (RCM nº1/2008) aponta para um aumento de 1 950 MW de capacidade instalada com um novo total de potência eólica instalada de 5 700 MW no final de 2012.

Segundo o Ministro da Economia e da Inovação no lançamento do programa Futuro Sustentável em Abril de 2008, para Portugal foi fixado o objectivo de produzir 31% da energia primária a partir de fontes renováveis até 2020. Este objectivo de 31% está ao alcance, mas implica uma contribuição de todos os sectores da economia. Tal facto, colocará Portugal no top 5 europeu (a seguir à Áustria, Suécia, Letónia e Dinamarca) ^[7].

Capítulo III

Recurso Eólico

3.1. Origem do vento

O vento pode ser considerado como o ar em movimento. Resulta do movimento de massas de ar, que é função das diferenças de pressão atmosférica, podendo ser classificados como ventos gerais ou planetários e ventos locais.

Os ventos planetários movem-se na parte superior da atmosfera e são causados por um aquecimento diferenciado da crosta terrestre pelo sol e pelo movimento de rotação da terra. O maior aquecimento solar da superfície terrestre próxima do equador relativamente à superfície perto dos pólos conduz, por um lado, a uma subida do ar quente tropical em direcção aos pólos e, por outro lado, a que o ar frio dos pólos se movimenta em direcção ao equador, a um nível mais próximo da superfície terrestre. A direcção é afectada pela rotação da terra que resulta num largo sentido anti-horário da circulação do ar em áreas de baixa pressão no hemisfério Norte e um sentido horário da circulação no hemisfério Sul. A figura 3.1 esquematiza a circulação atmosférica do vento.

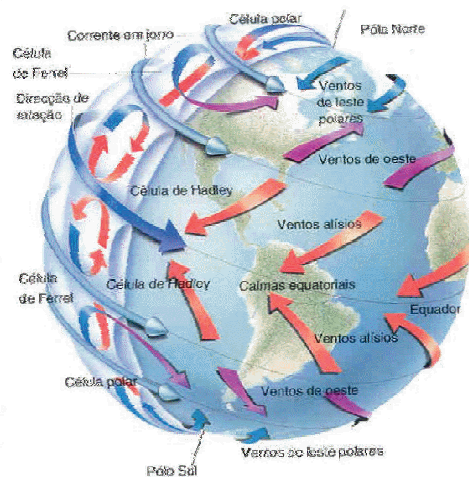


Figura 3.1 – Circulação atmosférica do vento ^[8]

Os ventos locais são os que se movem próximo da superfície do solo e formam-se devido a mecanismos de convecção natural, relacionados com o aquecimento diferenciado da Terra e da água (brisa marítima/terrestre) e com a diferente velocidade de aquecimento do ar, nas terras altas e baixas (brisa vale/montanha). A figura 3.2 elucida o fenómeno brisa vale/montanha e a figura 3.3 o fenómeno brisa marítima/terrestre.

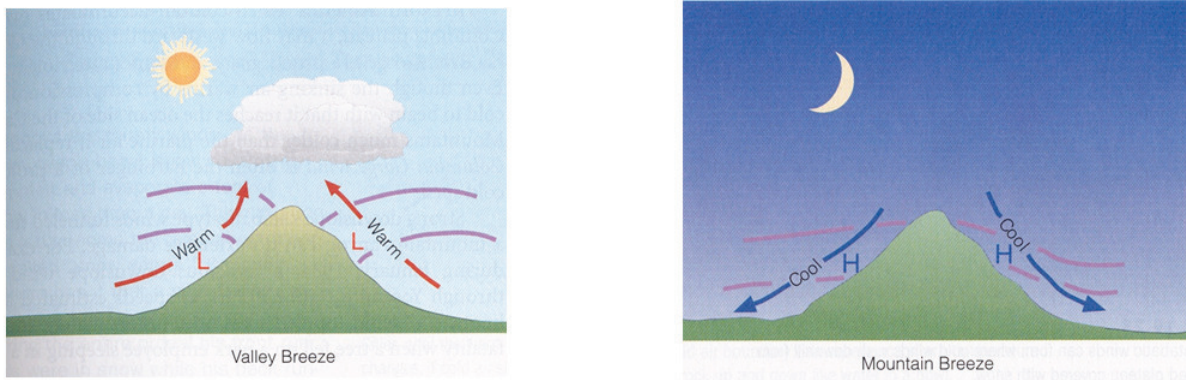


Figura 3.2 – Brisa de vale e brisa de montanha ^[9]

O ar acima das encostas aquece durante o dia e arrefece à noite mais rapidamente que o ar das terras baixas. Isto leva a que, durante o dia, o ar aquecido suba ao longo das encostas e o ar relativamente frio e pesado se movimenta para baixo à noite. Por outro lado, a diferente inércia térmica da terra (aquece e arrefece mais depressa) e do mar origina brisas marítimas diurnas no sentido da costa e nocturnas em sentido contrário.

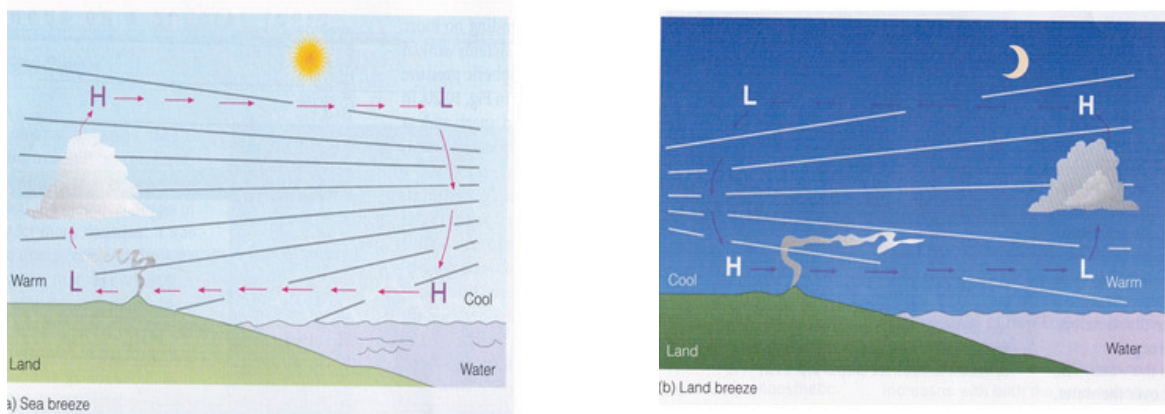


Figura 3.3 – Brisa Marítima e brisa terrestre ^[9]

3.2. Efeitos Locais

O recurso eólico apresenta uma acentuada variabilidade espacial. A caracterização do recurso eólico num dado local depende de diversos parâmetros que condicionam, de forma mais ou menos determinante, o escoamento atmosférico de um dado local ou região. Os mais relevantes neste tipo de estudos são os seguintes ^[10]:

- ↗ Velocidade e direcção do vento;
- ↗ Orografia local;
- ↗ Obstáculos e rugosidade - vegetação e cobertura do solo.

O relevo e a cobertura do solo influenciam decisivamente a velocidade do vento, tanto em direcção como em intensidade.

3.2.1. Velocidade e direcção do vento

A correcta caracterização do escoamento atmosférico num dado local passa necessariamente pela medição da velocidade e direcção do vento durante um período representativo, representadas sob a forma de rosa-dos-ventos, como ilustra a figura 3.4

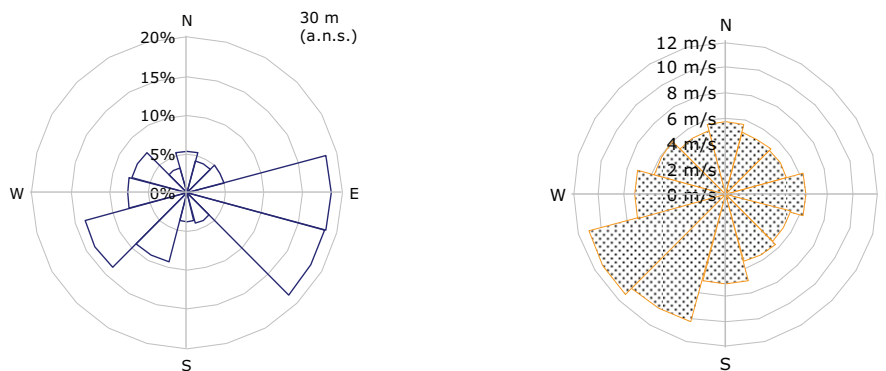


Figura 3.4 – Rosa-dos-ventos ilustrativa da distribuição por sectores da frequência de ocorrência da velocidade do vento (lado esquerdo) e velocidade média por sector (lado direito)

A indicação do número de vezes que foi registado vento em cada sector juntamente com a informação da velocidade média por sector, permite obter a figura 3.5 designada rosa-dos-ventos energética. Esta representa a contribuição energética de cada sector.

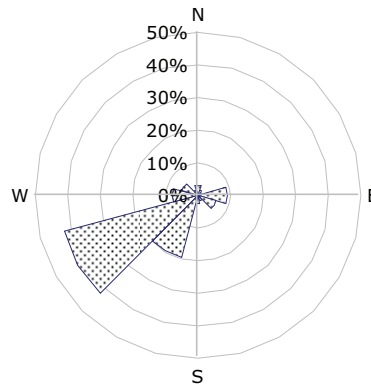


Figura 3.5 – Rosa-dos-ventos energética

As campanhas experimentais de medição são normalmente realizadas nos locais onde se pretende instalar os parques eólicos durante, pelo menos, doze meses consecutivos, embora sempre que possível esta deva ser prolongada por períodos superiores, de forma a reduzir as incertezas associadas à variabilidade inter-anual do escoamento atmosférico.

A figura 3.6 mostra a variação da precisão na estimativa do recurso de um local ao longo do tempo de campanha de medição.

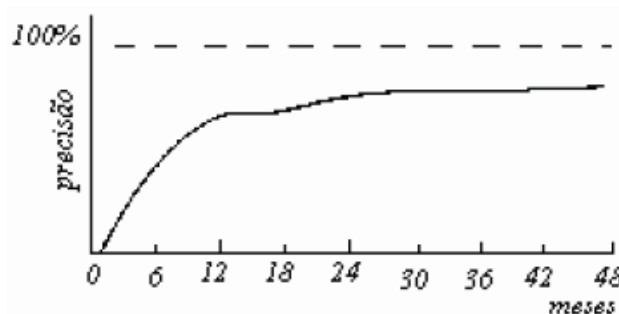


Figura 3.6 - Duração de uma campanha experimental vs precisão nas estimativas ^[10]

3.2.2. Orografia

A orografia do terreno constitui um dos elementos mais importantes na caracterização do escoamento atmosférico de um local.

Em terreno plano a velocidade do vento aumenta gradualmente desde o solo até à fronteira da camada limite atmosférica, onde está livre de qualquer influência da superfície. Portanto, o perfil vertical de velocidades do vento adquire uma forma logarítmica como o representado na figura 3.7.

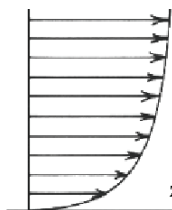


Figura 3.7 - Perfil vertical de velocidade do vento num terreno plano

A existência de montanhas numa determinada zona pode alterar as características do escoamento atmosférico de diferentes formas.

A orientação das linhas de cumeada em relação à direcção predominante do vento é um factor importante na determinação da quantidade de aceleração do vento sobre a mesma. Em terreno acidentado o escoamento é forçado a contornar elementos da orografia, como elevações, resultando numa consequente aceleração do fluxo. Por outro lado, a forma dos montes condiciona o escoamento tornando-se num factor importante para a escolha do local, uma vez que influencia a velocidade do vento e a energia proveniente do mesmo. As figuras seguintes ilustram os vários fenómenos que podem ocorrer num determinado local.



Figura 3.8 – Aceleração do vento sobre uma elevação ^[10]

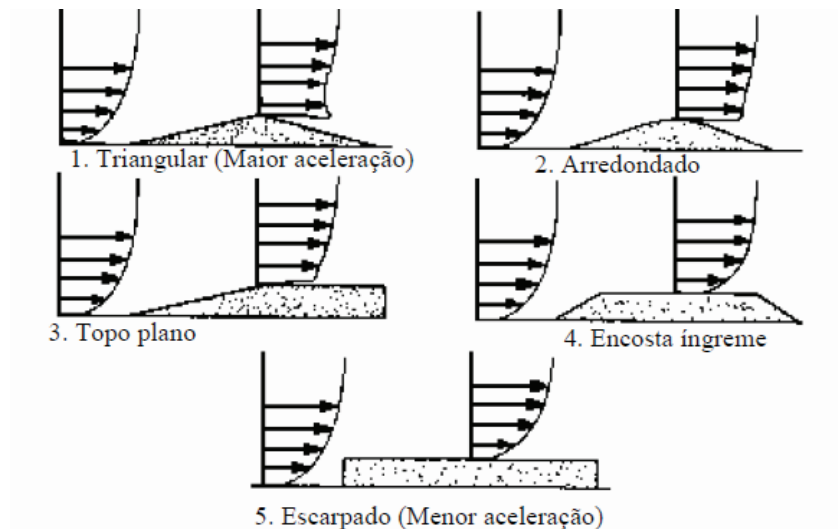


Figura 3.9 - Formas dos montes por ordem de preferência ^[10]

Alterações súbitas da orografia podem provocar o descolamento da camada limite, resultando em zonas de turbulência e em perfis invertidos. Por exemplo, a existência de escarpas e falésias introduz zonas de recirculação no escoamento as quais dificultam o posicionamento dos sistemas de medição e aproveitamento de energia do vento, como exemplificado na figura 3.10. No entanto, se os sistemas eólicos forem criteriosamente posicionados podem aproveitar-se, fora destas zonas, locais onde o escoamento acelera e onde, conseqüentemente, existe um acréscimo da energia produzida.

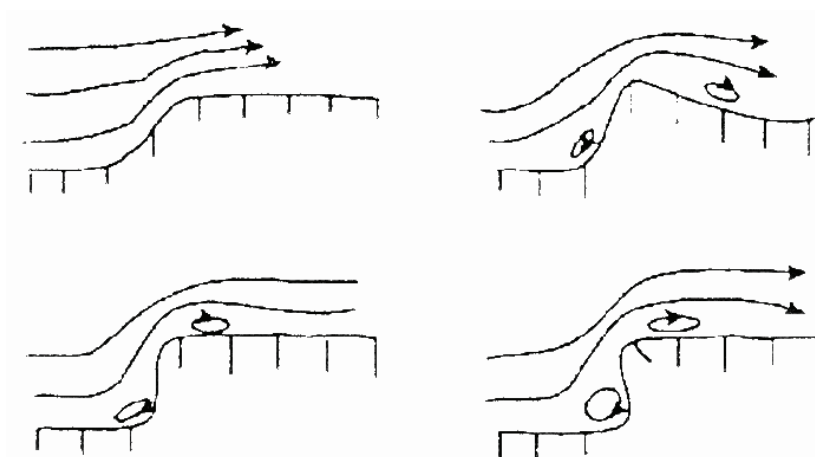


Figura 3.10 – Zonas de recirculação em falésias e escarpas ^[10]

3.2.3. Rugosidade e Obstáculos

A *rugosidade* de um terreno, no sentido mais geral do termo, representa o tipo de cobertura do solo de uma dada região ou local sendo a sua definição indispensável uma vez que influencia de forma determinante o escoamento atmosférico junto ao solo e consequentemente a energia disponível num determinado local. A existência de vegetação, arborização e casas ou aglomerados populacionais retarda a velocidade do escoamento nas camadas mais perto do solo e promove a mistura das camadas de ar, afectando o perfil vertical de velocidade de vento tornando-o mais fechado como se mostra na figura 3.11.

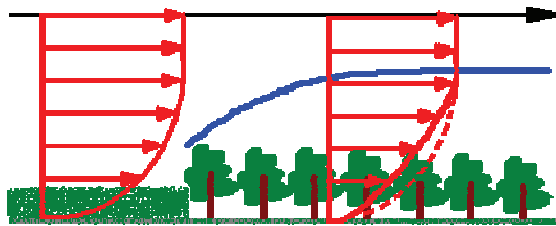


Figura 3.11 – Alteração do perfil de velocidade provocado pela alteração da rugosidade do terreno

A rugosidade característica, Z_0 , de um elemento depende da sua altura e densidade na área estudada, parâmetros que determinam a extensão a que os seus efeitos são sentidos.

No Atlas Europeu de Vento os diferentes terrenos foram divididos em quatro tipos, cada um caracterizado por seus elementos de rugosidade. Cada tipo de terreno pode ser considerado como uma classe de rugosidade ^[11]. A figura 3.12 descreve e ilustra a relação entre as quatro classes de rugosidade e o comprimento característico de rugosidade correspondente (Z_0).

Z_0 [m]	Características Superficiais do terreno	Classe Rugosidade
1.00	Cidades	3 (0,40 m)
0.80	Florestas	
0.50	Arredores	
0.40		
0.30	Zonas cobertas com árvores	
0.20	Muitas árvores e/ou arbustos	
0.10	Terreno agrícola com aparência fechada	2 (0,10 m)
0.05	Terreno agrícola com aparência aberta	1 (0,03 m)
0.03	Terreno agrícola com poucas árvores/edifícios	
0.02	Área de aeroporto com árvores e edifícios	
0.01	Área de pistas de aeroporto	
0.008	Vegetação rasteira	0 (0,0002 m)
0.005	Solo com pouca vegetação	
0.001	Superfícies com neve (lisas)	
0.0003	Superfícies com areia	
0.0002		
0.0001	Superfícies com água (lagos, mar)	

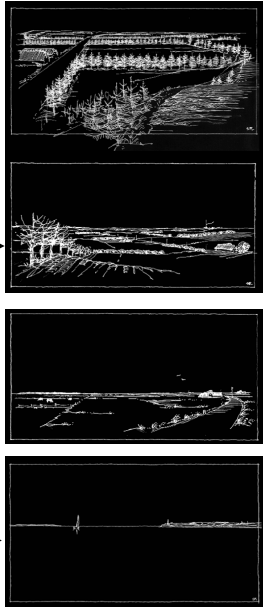


Figura 3.12 - Tipos de Superfície e comprimentos de rugosidade correspondentes ^{[11], [12]}

Um local ideal é caracterizado por ter rugosidade homogénea e reduzida, sendo no entanto mais frequente encontrar locais onde se encontram vários tipos de rugosidade que se interpenetram.

Os *obstáculos* podem ser de várias naturezas: casas, depósitos de água, aglomerados de árvores ou mesmo grandes estruturas de pedra, sendo necessário proceder à correcta identificação e caracterização da sua influência no desenvolvimento do escoamento pois podem induzir fenómenos turbulentos na sua proximidade. O efeito sombra causado depende da altura, largura e porosidade do obstáculo, sendo deste modo atribuído um coeficiente de porosidade a cada obstáculo, como pode ser verificado na tabela 3.1. É de salientar que dependendo do tipo de obstáculos, estes podem perturbar o escoamento até uma distância cerca de duas vezes a sua altura para montante.

Tabela 3.1 - Coeficientes de porosidade atribuídos aos obstáculos ^[13]

Aparência da barreira	Porosidade
Sólida	0
Muito densa	< 0,35
Densa	0,35 - 0,50
Aberta	> 0,50

3.3. Variabilidade do Vento

A superfície terrestre exerce um importante papel no comportamento dos ventos. O perfil eólico de uma região é condicionado significativamente por fenómenos climáticos próximos da superfície. Desta forma, os fenómenos atmosféricos são governados por sistemas climáticos associados a diferentes escalas de tempo e espaço. Estas escalas dependem, fundamentalmente, das condições geográficas do local.

3.3.1. Variabilidade Espacial e Temporal

A variabilidade geográfica do recurso eólico tem em consideração o efeito provocado por alterações da latitude, da orografia e da ocupação do solo na disponibilidade do recurso eólico. A influência que cada um destes factores tem é assim diferenciado numa escala subdividida em variações de Grande, Média e Pequena escala. Os Himalaias são um exemplo da variabilidade geográfica de média escala (relevo regional). Consistem na mais alta cadeia montanhosa do mundo, espalham-se de Oeste para Leste, formando um arco de cerca de 2 500 km de extensão e com uma largura variando de 400 km no Oeste a 150 km no Leste. A figura 3.13 ilustra as cadeias montanhosas dos Himalaias.



Figura 3.13 – Vista aérea dos Himalaias ^[14]

Medições climatológicas em qualquer lugar do mundo, revelam que os ventos variam de forma temporal tanto na sua intensidade (velocidade) quanto na sua orientação (direcção). Do ponto de vista do aproveitamento da energia eólica é importante distinguir os vários tipos de variações temporais da velocidade dos ventos, que se podem subclassificar em Grande, Média, Pequena e Microescala consoante o período de tempo envolvido na variação seja da ordem de vários anos, anual (sazonal), diária (dia/noite) ou da ordem de minutos/segundos.

O El Niño/La Niña e a Oscilação do Atlântico Norte são exemplos de fenómenos climáticos da variabilidade temporal pertencentes à Grande Escala.

A título de exemplo, o El Niño representa o aquecimento anormal das águas superficiais e sub-superficiais do Oceano Pacífico Equatorial. Este fenómeno altera vários factores climáticos regionais e globais como, por exemplo, índices pluviométricos (em regiões tropicais de latitudes médias), padrões de vento e deslocamento de massas de ar. O período de duração do El Niño varia entre 10 e 18 meses e acontece de forma irregular (em intervalos de 2 a 7 anos) ^[15].

As características do vento num dado local não se repetem de ano para ano e variam sazonalmente, apresentando registos durante o inverno diferentes dos verificados no verão. A figura 3.14 pretende mostrar a variabilidade inter-anual de um determinado local bem como a variabilidade sazonal.

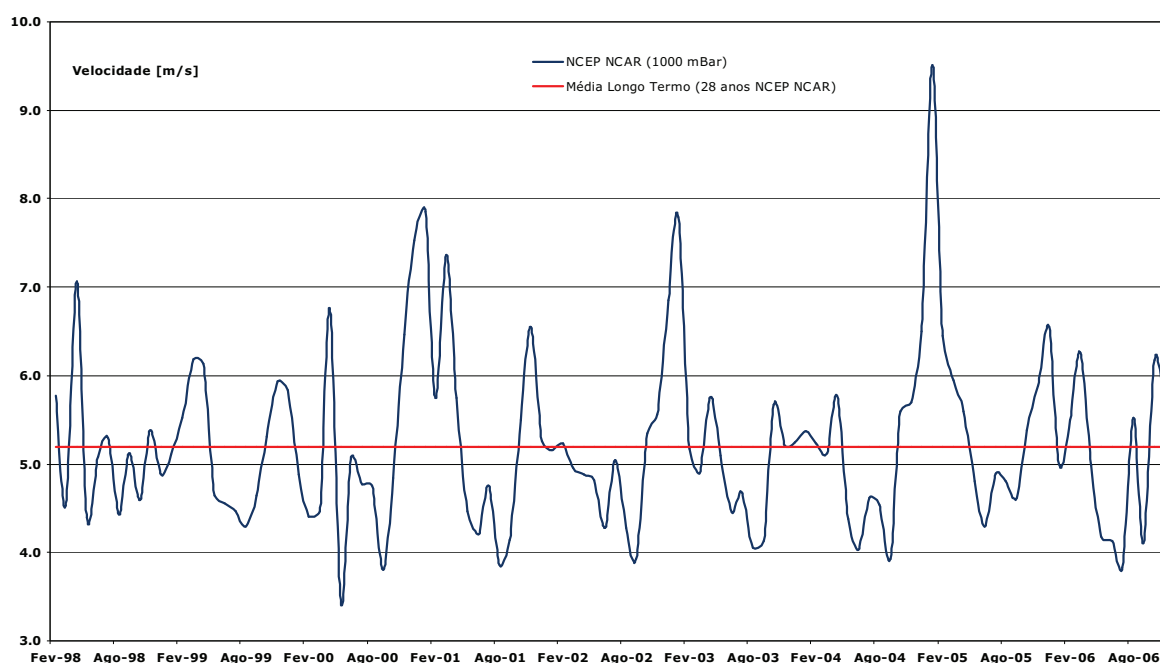


Figura 3.14 – Variação inter-anual do regime de ventos num dado local

Se passarmos para uma escala de tempo menor, os registos de 10 em 10 minutos do vento indicam uma forte variabilidade da velocidade, como se pretende ilustrar na figura 3.15.

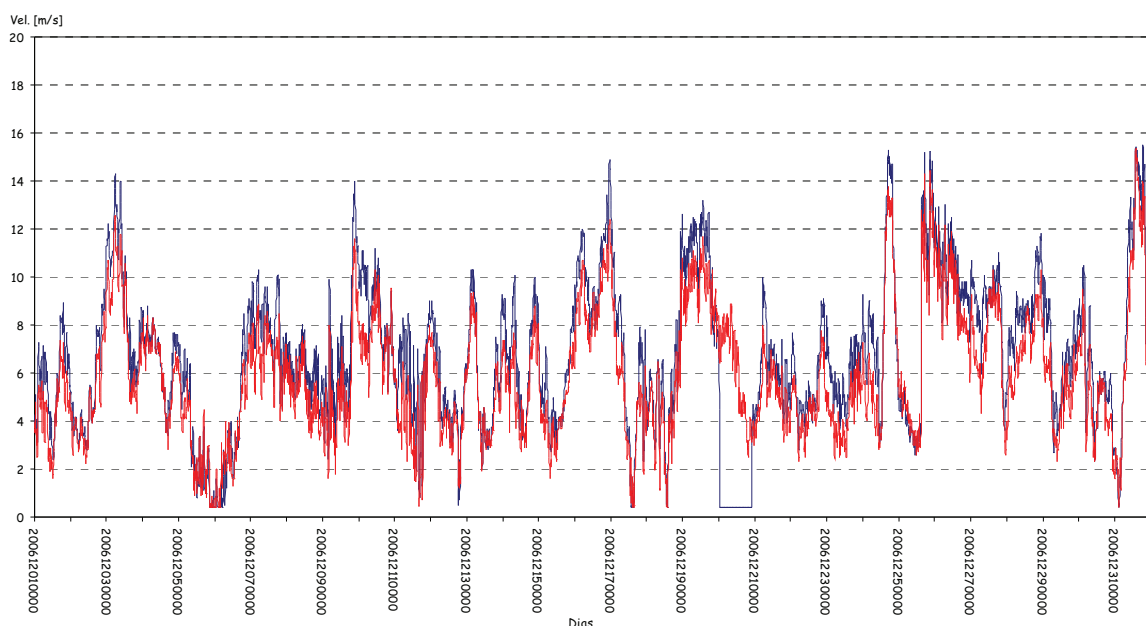


Figura 3.15 – Padrão mensal do regime de ventos num dado local

A tabela 3.2 resume a informação relativa à classificação da variação do vento numa escala de espaço e tempo.

Tabela 3.2 – Escalas de espaço e tempo ^{[10], [16]}

Escala	Variabilidade Geográfica		Variabilidade Temporal	
	Causa mais comum	Espaço (km)	Variação	Tempo (horas)
Grande escala	Variação da altitude	> 100	Inter-anual	> 10000
Média Escala	Orografia: relevo regional	1 - 100	Sazonal (Verão; Inverno)	> 100
			Sinóptica (Semanas)	
Pequena Escala	Ocupação do solo;	< 1	Dia/Noite	1 - 100
	Orografia: relevo local			
Microescala			Minutos/Segundos	< 1

3.4. Distribuição de Weibull

A procura de uma única distribuição que retrate de forma satisfatória o maior número de comportamentos de vento, fez com que investigadores analisassem de forma aprofundada os diversos métodos probabilísticos. Os primeiros resultados desses estudos foram divulgados em Inglaterra em 1963 e são apresentados por Gustavo Silva ^[16] na sua tese de mestrado.

Estes estudos mostraram que a distribuição de Weibull consegue retratar de forma satisfatória um grande número de padrões de comportamento do vento. Assim, as variações anuais da velocidade do vento podem ser representadas num histograma de frequências de intervalos de velocidade cuja distribuição é bem caracterizada pela distribuição de Weibull, como se exemplifica na figura 3.16. Isto verifica-se principalmente porque a distribuição de Weibull incorpora tanto a distribuição exponencial ($k=1$) como a distribuição de Rayleigh ($k=2$), além de fornecer uma boa aproximação à distribuição normal (quando o valor de k é próximo de 3,5) ^[16].

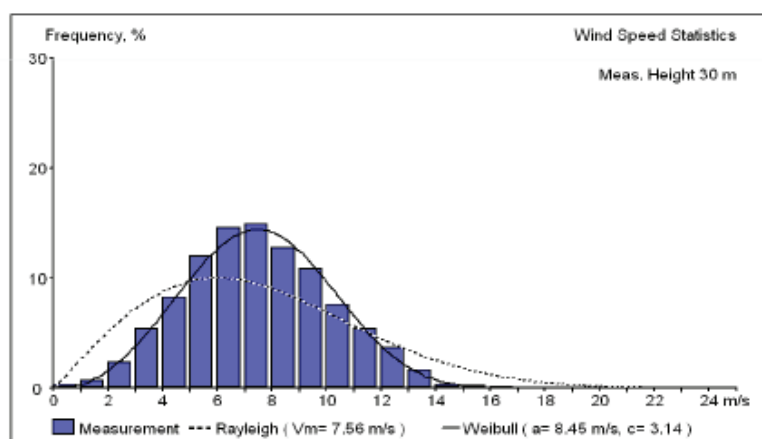


Figura 3.16 - Histograma de distribuição de probabilidade de ocorrência ^[17]

A função densidade de probabilidade de Weibull consiste numa distribuição estatística utilizada na descrição de velocidades de vento. Exprime-se matematicamente através da equação 3.1 e caracteriza-se por um factor de forma, k , e um factor de escala, A , ambos constantes:

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \times \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \times \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right) \quad (3.1)$$

Onde:

$f(v)$ – Função densidade de probabilidade

v – Velocidade média do vento [m/s]

Uma das grandes vantagens da utilização da distribuição de Weibull é a facilidade de calcular e analisar os resultados estatísticos provenientes desta distribuição. A figura 3.17 ilustra o comportamento da distribuição de Weibull para diferentes valores de factor de forma (k) e para factor de escala (A) constante e unitário.

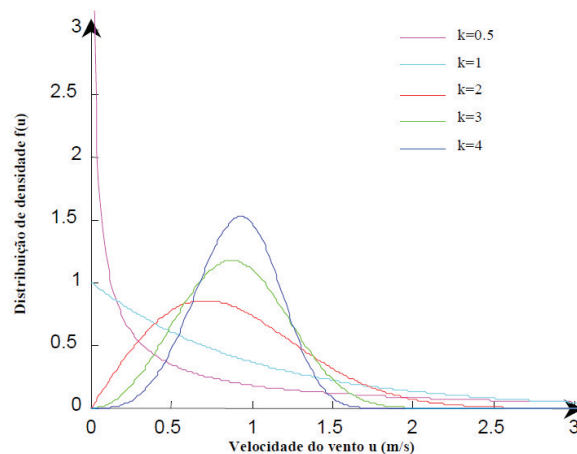


Figura 3.17 – Comportamento da função de distribuição de densidade de Weibull para diversos valores de k e para $A = 1$ ^[16]

A análise das velocidades médias num determinado local deve ser feita tendo em atenção o factor de forma, pois é este que indica a prevalência dos resultados próximos da média. Assim, valores de k elevados (2,5 – 3) indicam que a variação à volta da média anual é baixa enquanto, valores de k baixos (1,2 – 1,5) indicam grande variação à volta da média anual. Se eventualmente um local apresenta-se velocidades médias próximas de 7,0 m/s e factor de forma igual a 1,0 podia-se concluir que embora o local tivesse um recurso eólico elevado, a variação à volta da velocidade média era grande. No entanto, pode ocorrer o inverso. Neste caso a variação é praticamente nula em torno do valor da velocidade média anual.

No caso de ser o valor do factor de forma (k) constante, verifica-se que, à medida que o valor do factor de escala (A) aumenta, aumenta a dispersão dos dados em torno desse valor, como apresentado na figura 3.18

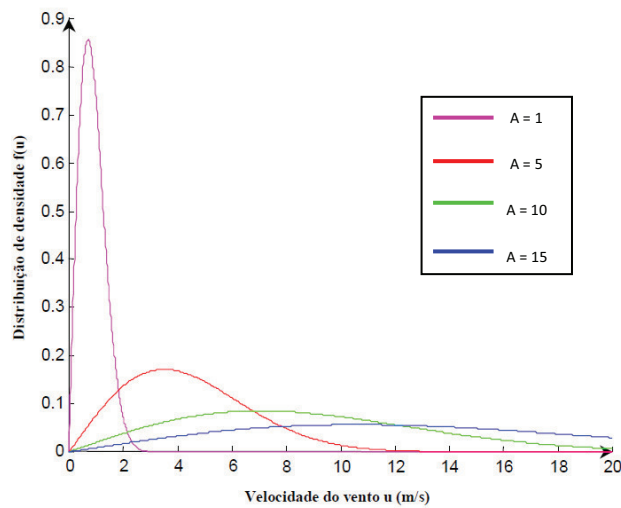


Figura 3.18 – Comportamento da função de distribuição de densidade de Weibull para diversos valores de A e para valor de $k=2$ ^[16]

Analisando o comportamento geral da distribuição verifica-se que existe uma relação entre k e A, não sendo possível comparar regimes de vento analisando apenas o comportamento de um dos parâmetros.

Capítulo IV

Produção de Energia

4.1. Energia do vento

O princípio de funcionamento do aproveitamento de recurso eólico baseia-se no aproveitamento de parte da energia cinética associada a uma massa de ar em movimento (vento). A potência disponível no vento obtém-se multiplicando a energia disponível pela área de passagem e pela velocidade ^[18], sendo dada por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times \rho \times A' \times v^3 \quad (4.1)$$

Onde:

P_{disp} – Potência disponível do vento [W]

ρ – Massa volúmica do ar [kg/m³]

A' – Área varrida pelas pás [m²]

v – Velocidade do vento incidente [m/s]

Deste modo, a potência de um aerogerador depende de forma directa da massa volúmica do ar, da área varrida pelas pás e da velocidade do vento incidente.

A partir da equação 4.1 constatam-se importantes aspectos relacionados com a potência disponível do vento, listados a seguir:

- ↪ A potência do vento é directamente proporcional à massa volúmica do ar, contudo a massa volúmica depende da temperatura, e esta diminui com a altitude. Assim, nem sempre os locais mais altos são aqueles com melhores condições para se colocar aerogeradores, isto porque com o aumento da altitude a massa volúmica diminui.
- ↪ A potência depende directamente da área varrida pelas pás, justificando-se, assim o desenvolvimento da tecnologia verificado nos últimos anos no sentido de aumentar o comprimento das pás dos aerogeradores.
- ↪ A potência do vento é fortemente dependente da velocidade, variando com o cubo do seu valor. Assim, por exemplo, uma variação de 10% no valor da velocidade pode representar uma variação de cerca de 33% no valor da potência obtida. Por este motivo, a utilização de dados de vento com precisão e qualidade capaz de fornecer um mapeamento eólico da região é importante na avaliação do potencial eólico de um dado local.

Neste momento coloca-se a questão de saber se será possível converter em potência útil toda a energia cinética "transportada" pelo vento quando este passa através do rotor de um aerogerador. Se isso fosse possível o ar sairia com velocidade nula, ou seja, o ar não poderia abandonar a turbina. Nesse caso, não seria possível extrair energia, uma vez que também não entraria ar no rotor do aerogerador. No caso de o ar passar pelo aerogerador sem qualquer impedimento, também não será possível extrair energia a partir do vento.

Entre estes dois casos existe um valor para o qual é mais eficiente a conversão da energia do vento em energia mecânica, ou seja, o máximo de energia que pode ser retirada do vento através de um aerogerador corresponde a uma diminuição na velocidade do vento de 2/3 em relação à sua velocidade antes de atingir o aerogerador. Este valor é referente a uma formulação de 1919, realizada pelo físico Albert Betz, e conhecida como Lei de Betz.

4.2. Lei de Betz

O rendimento teórico máximo, normalmente chamado coeficiente de potência máximo, $Cp_{máx}$, é a razão entre a potência útil máxima e a potência total disponível no vento ^[19]:

$$Cp_{máx} = \frac{P_{u_{máx}}}{P_{disp}} = 0,593 \quad (4.2)$$

Onde:

$P_{u_{máx}}$ – Potência útil máxima [W]

P_{disp} – Potência total disponível [W]

O seu valor é chamado de coeficiente de Betz e a sua dedução pode ser consultada em vários textos, estando exposta na tese de mestrado de Paulo Pinto ^[20]. A Lei de Betz considera que é possível converter no máximo 59,3 % da energia cinética disponível no vento em energia mecânica.

Os rotores que actualmente são utilizados para a produção comercial de electricidade apresentam coeficientes de potência compreendidos entre 0,35 e 0,4 (rendimentos de 60% a 70%). Na figura 4.1 encontra-se representada a variação do Cp (coeficiente de potência) em função da velocidade do vento, para um aerogerador comercial recente.

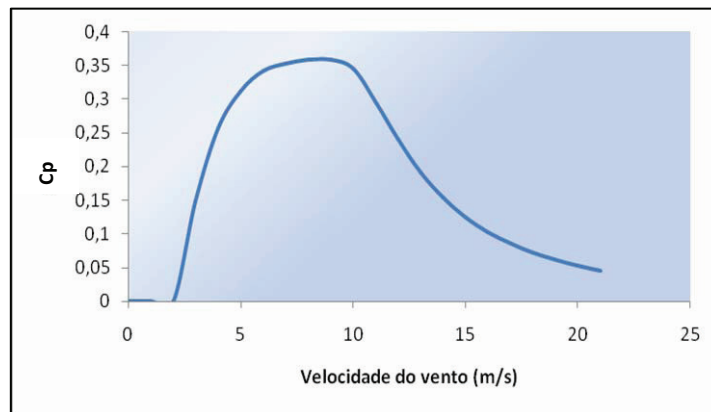


Figura 4.1 - Curva do coeficiente de potência de um aerogerador ^[21]

4.3. Energia Produzida

A potência disponível no vento aumenta continuamente à medida que a velocidade aumenta, mas altas velocidades do vento ocorrem pouco frequentemente. Assim, a potência nominal do gerador a instalar deve ser seleccionada de modo a que este não opere a baixa eficiência durante a maior parte do tempo, o que se verificará se a potência do gerador for muito grande. Como já foi referido anteriormente, a potência disponível do vento é proporcional ao cubo da sua velocidade. No entanto, as turbinas eólicas não têm uma potência de saída sempre proporcional ao cubo da velocidade do vento no local, uma vez que estas são projectadas para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade. Esta potência é designada potência nominal e a velocidade do vento para a qual ela é atingida designa-se velocidade nominal. Habitualmente, seleccionam-se geradores que atingem a potência nominal a velocidades entre os 12,0 e os 15,0 m/s.

Para valores de velocidade do vento superiores à velocidade nominal a potência de saída da turbina mantém-se constante, para não danificar o aerogerador. Quando a velocidade nominal do vento é atingida e ultrapassada a turbina é regulada para funcionar a potência constante, provocando artificialmente uma diminuição no rendimento da conversão. Por este motivo os fabricantes apresentam sempre a chamada curva de potência do aerogerador representada na figura 4.3, que indica qual a potência eléctrica disponível no aerogerador para diferentes velocidades de vento ^[21]. As diferentes formas como a potência pode ser controlada são apontadas na secção seguinte.

O cálculo da estimativa anual de produção de energia, P , num local é feito através da integração do produto da função de distribuição do vento, $f(v)$ que corresponde à equação 3.1, pela curva de potência de um aerogerador, $P_{WT}(v)$ [22]

$$P = \int_0^{\infty} f(v) \times P_{WT}(v) dv \tag{4.3}$$

Para uma visualização mais apelativa, as figuras 4.2 e 4.3 mostram a representação gráfica da frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento, num dado local, e da curva de potência do aerogerador considerado.

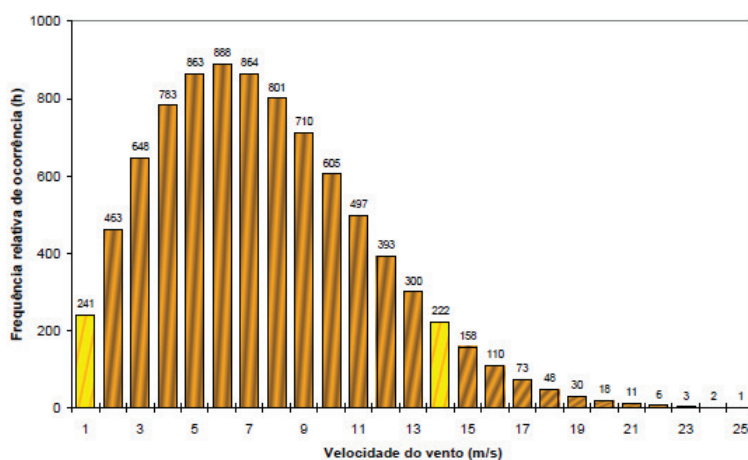


Figura 4.2 - Frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento [22]

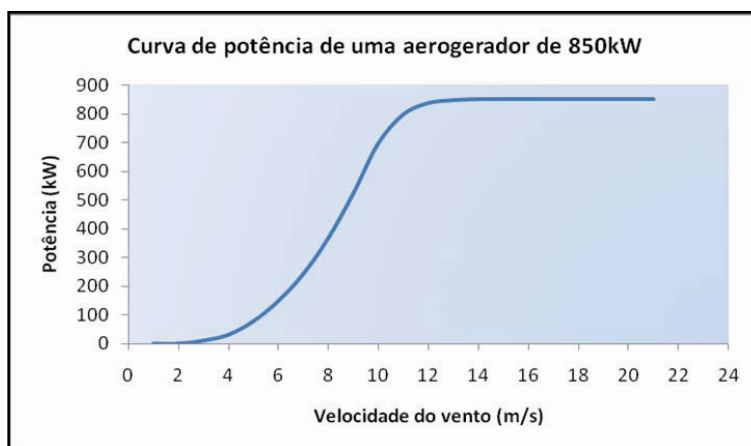


Figura 4.3 – Curva de potência de um aerogerador [21]

A multiplicação, para cada velocidade média do vento, das características representadas na figura 4.2 e 4.3 origina o valor esperado para a energia produzida por velocidade média do vento, representado na figura 4.4

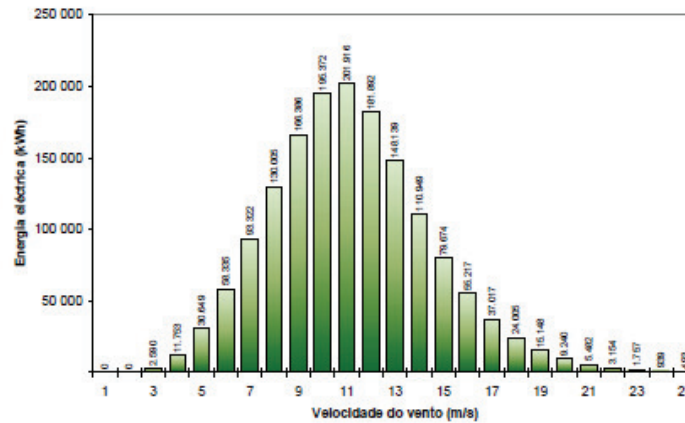


Figura 4.4 – Energia produzida com base na velocidade média do vento e na curva de potência do aerogerador ^[22]

A soma, para todas as velocidades médias do vento, dá o valor esperado para a produção de energia anual, a partir do qual se calcula as horas a plena carga, h_a . Assim,

$$h_a = \frac{\text{Energia anual}}{\text{Potência instalada}} \quad (4.4)$$

Dependendo das condições de vento do local, é comum obter valores de utilização anual da ordem de 2 000 a 3 500 horas ^[22].

4.4. Regulação de potência

Os mecanismos de controlo destinam-se à orientação do rotor, ao controlo de velocidade, de carga, etc. Existe uma enorme variedade de mecanismos que podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou electrónicos (controlo da carga) ^[19].

Os aerogeradores recentes utilizam essencialmente dois princípios de controlo aerodinâmico diferentes para limitar a potência eléctrica de saída. São chamados de controlo por descolamento aerodinâmico (*Stall*) e controlo do passo das pás (*Pitch*).

4.4.1. Controlo “Pitch”

O controlo “Pitch” é um sistema activo que normalmente necessita de uma informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor rodam sobre o seu eixo longitudinal, ou seja, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas actuantes e, conseqüentemente, a extracção de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à velocidade nominal o ângulo é escolhido de forma a turbina produzir apenas a potência nominal ^[25].

4.4.2. Controlo “Stall”

O controlo “Stall” é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas num dado ângulo de passo. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto.

Menores sustentações e maiores arrastos actuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o efeito “stall” ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito ^[19].

Turbinas com controlo “Stall” são mais simples do ponto de vista mecânico do que as de controlo “Pitch”, porque não necessitam de um sistema de mudança de passo. No entanto, o controlo do descolamento aerodinâmico em torno da pá é uma matéria complexa e o perfil das pás dos aerogeradores tem sido alvo de alterações e melhoramentos constantes.

Para velocidades elevadas, a actuação desses mecanismos diminui a eficiência da turbina no que diz respeito à conversão de energia cinética no vento em energia eléctrica. Desta forma, atingida a velocidade correspondente à velocidade de vento nominal (menor velocidade do vento na qual a turbina eólica atinge a sua potência nominal), é mantida constante a potência da turbina ^[16].

4.5. Classificação de aerogeradores

Os aerogeradores podem ser classificados essencialmente segundo dois aspectos: orientação do eixo e número de pás que possuem. Existe actualmente uma certa convergência para as turbinas eólicas com um eixo horizontal e três pás.

4.5.1. Orientação do eixo

Quanto à orientação do seu eixo as turbinas eólicas podem ser classificadas em turbinas de eixo vertical e de eixo horizontal, como se pode observar na figura 4.5.

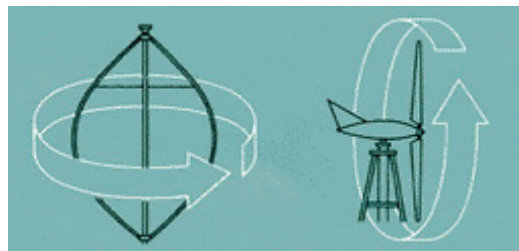


Figura 4.5 – Turbinas eólicas de eixo vertical (esq.) e de eixo horizontal (dir.) ^[23]

As turbinas de eixo horizontal são claramente as mais comuns estando disponíveis no mercado desde potências da ordem dos poucos watts aos grandes aerogeradores para aplicações offshore com potências nominais que podem chegar aos 5 MW.

As turbinas de eixo vertical têm a vantagem de poder lidar com ventos de todas as direcções, sem necessidade de rotações constantes. O modelo mais avançado é o inventado por *Darrieus* (1925). A sua forma é muito eficiente, lida bem com as elevadas forças centrífugas, mas o seu fabrico, transporte e instalação é difícil.

Por todas estas características tem havido nos últimos tempos uma tendência em usar este tipo de máquinas com baixas potências, em ambientes urbanos.

4.5.2. Número de pás

As turbinas de eixo horizontal podem ser de elevada solidez (muitas pás) ou de baixa solidez (poucas pás). Os modelos mais usados comercialmente são de 3 pás, embora existam modelos de duas e mesmo de uma só pá (figura 4.6).



Figura 4.6 – Tipos de turbinas eólicas com número de pás variável ^[23]

Capítulo V

Modelo de Mesoescala e Microescala

5.1. Modelos de Previsão de tempo – WRF

O modelo atmosférico WRF (Weather Research and Forecasting) é um modelo utilizado para simular condições meteorológicas regionais a partir de dados climáticos globais que foi desenvolvido conjuntamente por uma série de instituições e agências governamentais: National Center for Atmospheric Research (NCAR), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Forecast Systems Laboratory (FSL), Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, Oklahoma University e Federal Aviation Administration (FAA) [24].

Este modelo é largamente utilizado por várias instituições em todo o mundo e a sua versatilidade garante a sua aplicação a uma grande variedade de estudos. Estas aplicações incluem previsões numéricas do tempo operacionais e voltadas para a pesquisa, pesquisas de parametrizações físicas e assimilação de dados, modelos dirigidos de qualidade do ar.

Este modelo numérico consiste em vários módulos especialmente criados para inferir sobre os dados observados e simular condições atmosféricas, resolver várias equações físicas e descrever dinâmica e termodinamicamente o escoamento atmosférico em áreas limitadas. O WRF é um modelo de estado transiente, não linear, que depende, como todos os modelos numéricos, das condições fronteiras utilizadas na definição das condições iniciais do sistema para garantir a estabilidade numérica durante a simulação.

O modelo de cálculo é alimentado por dados oriundos do projecto *Reanalysis I* (NCEP/NCAR). Este projecto, consiste numa base de dados climáticos de longo-termo provenientes de estações meteorológicas *in-situ*, geridas remotamente, dispostas numa base regular sobre o globo, afim de determinar períodos que apresentem valores climáticos próximos à média histórica de 30 anos e apresentem valores extremos (positivos e negativos) quando comparados com essa média.

A malha tridimensional de cálculo, é normalmente discretizada segundo uma determinada resolução horizontal nunca inferior a 1 km e com um certo passo de tempo. Os resultados podem ser apresentados em termos de mapeamento do recurso mas, também, em termos de um único ponto de séries temporais designada de série “virtual” de dados de vento, correspondendo ao ponto central da malha horizontal utilizada. Estes podem ser utilizados como dados de entrada de um modelo de simulação de microescala, permitindo o uso eficiente do mapeamento do recurso eólico para fins de estimativa de produção de parques eólicos.

5.2. Modelo de Microescala – WA^SP

O programa *Wind Atlas Analysis and Application Program*, WA^SP, é um modelo linear desenvolvido pelo laboratório dinamarquês RISØ (*Riso National Laboratory*) no período de 1987-1993. Destina-se ao estudo do comportamento da velocidade e direcção do vento tendo em conta os efeitos locais do terreno. Para além disso, o programa possui condições de estimar a produção de energia de uma turbina [25].

O programa permite avaliar a influência das condições topográficas locais no regime de vento, através de três sub-modelos, os quais entram em linha de conta com os dados do terreno onde se encontra instalado o mastro anemométrico – ou onde se pretende instalar um parque eólico – e da área que o circunda para efeitos de caracterização energética. Os três sub-modelos são: Rugosidade, Obstáculos, Orografia.

Esses factores são tratados independentemente pelo programa, que necessita de informações tais como: dados que definam o regime dos ventos; dados que descrevam a rugosidade do terreno; dados que definam as dimensões e localização dos obstáculos; dados sobre a orografia da região; dados sobre a turbina eólica que se pretende utilizar (por exemplo, a curva de potência). O princípio de funcionamento do programa WA^SP está apresentado na figura 5.1.

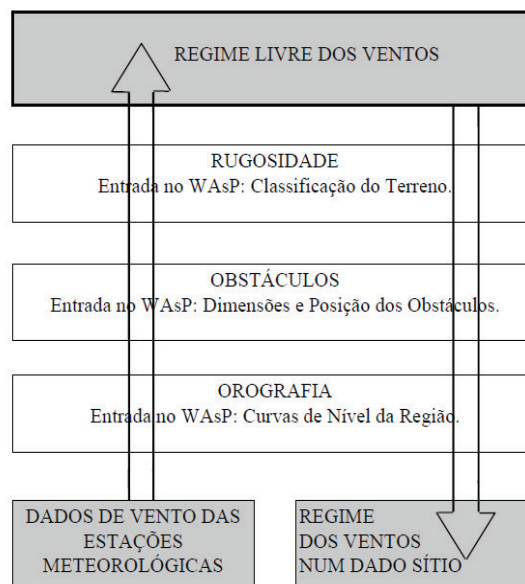


Figura 5.1 – Princípio de funcionamento do programa WA^SP [25]

Em linhas gerais, o WA^{SP} exige o conhecimento do regime de vento num determinado local. Após esse conhecimento, retiram-se os factores de influência (rugosidade, obstáculos e orografia). Obtém-se, dessa forma, o regime livre do vento, que corresponde ao regime local do vento se o terreno fosse perfeitamente liso (sem rugosidade), plano e livre de obstáculos.

Assume-se que o regime livre do vento seja válido numa região de 200 km x 200 km, correspondendo ao limite de aplicação do WA^{SP} para regiões que se apresentam relativamente planas.

É importante salientar que, para regiões onde o relevo é complexo a aplicação do WA^{SP} só é válida para locais muito próximos ao ponto onde foi realizada a recolha dos dados. Para obter o regime de vento noutra sítio, estando este dentro dos limites de aplicação do WA^{SP} , basta utilizar as informações locais sobre rugosidade, obstáculos e orografia de forma a incluir as suas influências no regime livre do vento. Dessa forma, obtém-se o regime local dos ventos, correspondente ao sítio em consideração.

Para o WA^{SP} , a rugosidade do terreno é descrita através da “rosa de rugosidades”, que pode ser obtida através de um mapa digital contendo linhas de mudanças de rugosidade (linhas que separam áreas de diferentes comprimentos de rugosidade) ou através de uma descrição da rugosidade específica do local em estudo. A Figura 5.2 ilustra um exemplo de linhas de mudanças de rugosidade.

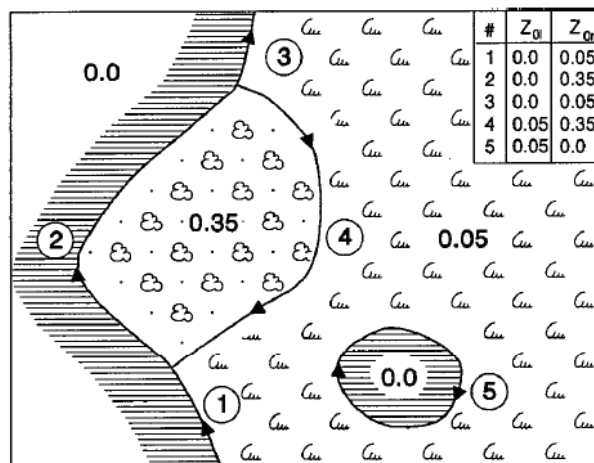


Figura 5.2 – Exemplo de linhas de mudança de rugosidade [25]

Os obstáculos são considerados pelo WA^{SP} como “caixas” com secção transversal rectangular. Para avaliar a influência dos mesmos o WA^{SP} necessita das seguintes informações:

- ↗ Posição dos obstáculos em relação ao ponto de interesse;
- ↗ Dimensões (altura e largura) e porosidade dos obstáculos.

O WA^{SP} possui capacidade de avaliar simultaneamente a influência de até 50 obstáculos. Algumas limitações do modelo que analisa a influência dos obstáculos são:

- ↗ Na proximidade dos obstáculos o modelo não produz resultados realistas;
- ↗ Embora o modelo produza bons resultados para obstáculos bidimensionais ele sobrestima o sombreamento causado pelos obstáculos tridimensionais.

Para analisar a influência do relevo no regime dos ventos o WA^{SP} utiliza o “modelo *BZ*”, desenvolvido por Troen, em 1990. Algumas características desse modelo são:

- ↗ Calcula as perturbações na velocidade do vento causadas por colinas “suaves” ou terrenos acidentados;
- ↗ Utiliza uma espessura da camada limite atmosférica de aproximadamente 1 km (escoamento em grande escala ao redor de áreas de altitudes elevadas);
- ↗ Utiliza o efeito de “*zooming*” para ajustar a escala da malha de forma a conter todo o domínio do mapa topográfico. Conforme ilustra a figura 5.3, a resolução é elevada próxima ao centro do modelo e reduz-se gradualmente em direcção às extremidades.

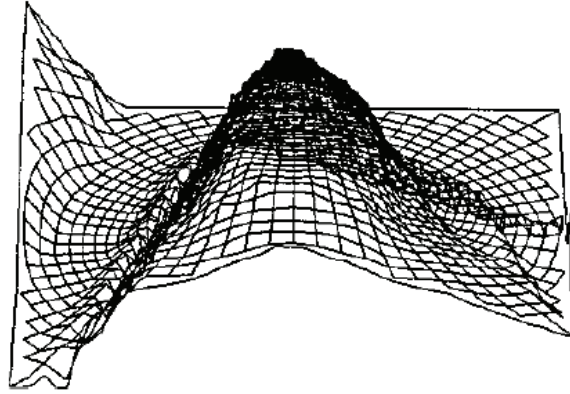


Figura 5.3 – Exemplo de uma malha polar empregada pelo WA^{SP} [25]

Para descrever o efeito da variação da altitude deve-se digitalizar as altitudes do terreno em cada ponto da malha, representadas pelas curvas de nível (linhas de igual altitude) extraídas dos mapas topográficos padrão. A figura 5.4 ilustra um exemplo de curvas de nível.

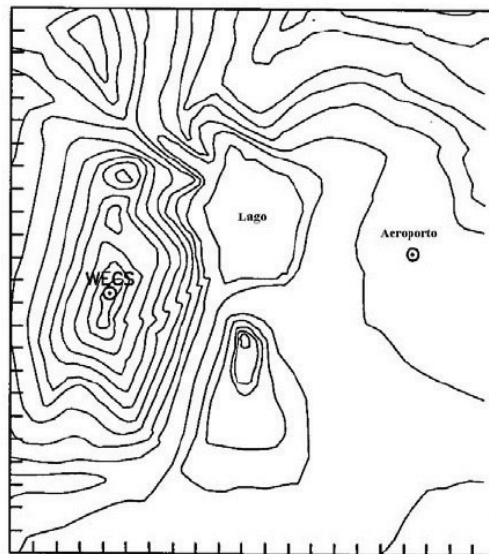


Figura 5.4 – Exemplo de curvas de nível

Na prática, além dos erros introduzidos pelo modelo incluído no WA^{SP} para avaliar a influência do relevo, na faixa de 8 a 10% para terrenos pouco acidentados [25], a resolução do modelo estará limitada pela precisão e densidade dos dados contidos nos mapas topográficos, já que o efeito de “*zooming*” exige que as curvas de nível próximas ao local de interesse sejam bastante precisas e detalhadas.

Este modelo apresenta-se adequado para o estudo de locais com características planas ou com elementos orográficos suaves, no entanto, para terrenos complexos o seu comportamento é frequentemente inadequado, chegando a apresentar valores consideravelmente afastados da realidade, quer para as extrapolações espaciais quer para as transposições verticais da velocidade do vento e, conseqüentemente, da energia produzida.

Capítulo VI

Apresentação do caso de estudo

O caso em estudo consiste na avaliação preliminar do potencial eólico de um local, com terreno complexo, situado na Bulgária. Por motivos de confidencialidade não será identificado o local de implementação do parque eólico. No entanto, serão descritos todos os passos realizados neste estudo.

6.1. Metodologia seguida

A avaliação preliminar da zona onde se pretende implementar o parque eólico foi feita recorrendo ao modelo de mesoescala WRF para obtenção de uma série de dados virtuais de vento. Utilizando esta informação foi feita a previsão das características do vento para o local em estudo.

O acoplamento meso – micro escala foi efectuado aplicando a série de dados virtual às coordenadas de uma estação de medição local, em tempos existente perto da zona de implementação do parque.

Para fins de estimativa anual de recurso e para a estimativa da produção de energia, tendo em conta a configuração do parque eólico definida para o local, foi utilizado o modelo de microescala WA^{SP}.

Utilizando os dados de vento provenientes da estação de medição local, foi feita a avaliação das características do vento e os resultados foram comparados com os obtidos anteriormente, utilizando as previsões do modelo de mesoescala. A figura 6.1 descreve sucintamente a metodologia seguida neste caso de estudo.

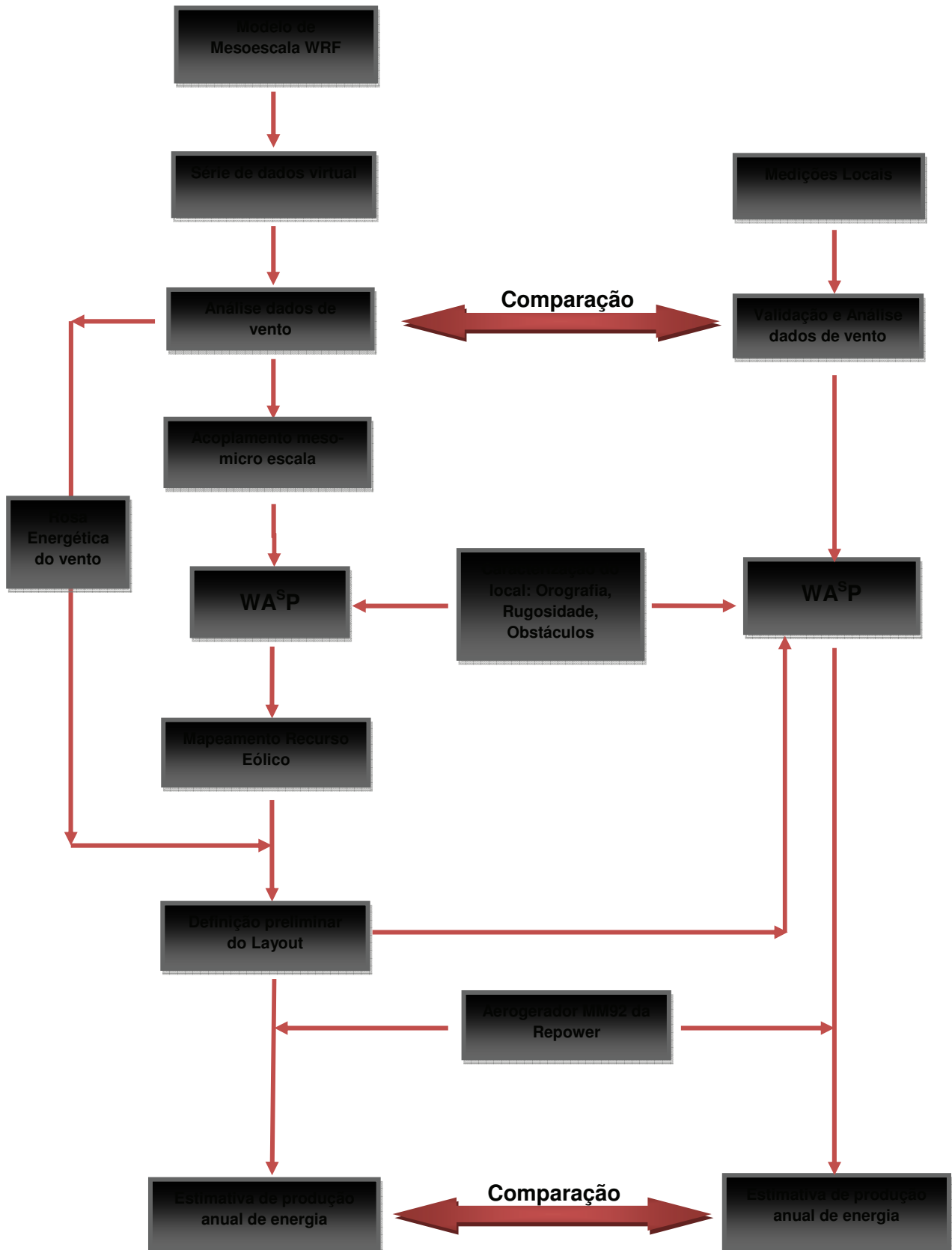


Figura 6.1 – Metodologia seguida no caso de estudo

6.2. Caracterização do local

Para avaliar o recurso eólico na zona de implementação do parque é necessário inicialmente caracterizar o local quanto ao regime de ventos existente, quanto ao relevo, ocupação e cobertura do solo.

Para a generalidade da área em estudo a ocupação e cobertura do solo foi assumida como sendo maioritariamente composta por vegetação arbustiva de porte moderado a elevado (árvores com alturas a variar entre 8 e 26 metros) e portanto dentro da classe 3 de rugosidade segundo o Atlas Europeu do vento (comprimento característico entre os 0,2 m e 1,0 m), sendo o valor assumido neste caso de estudo de 0,7 m. A área em apreço é uma zona montanhosa, apresentando altitudes a rondar os 2000 metros.

A representação digital da topografia baseia-se na cartografia militar 1:50 000 obtida a partir do programa SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) da Nasa, com linhas de nível de 10 m em 10 m. Na figura 6.2 mostra-se o mapa digitalizado do terreno, estando assinalada a vermelho a área em estudo para implementação do parque eólico.

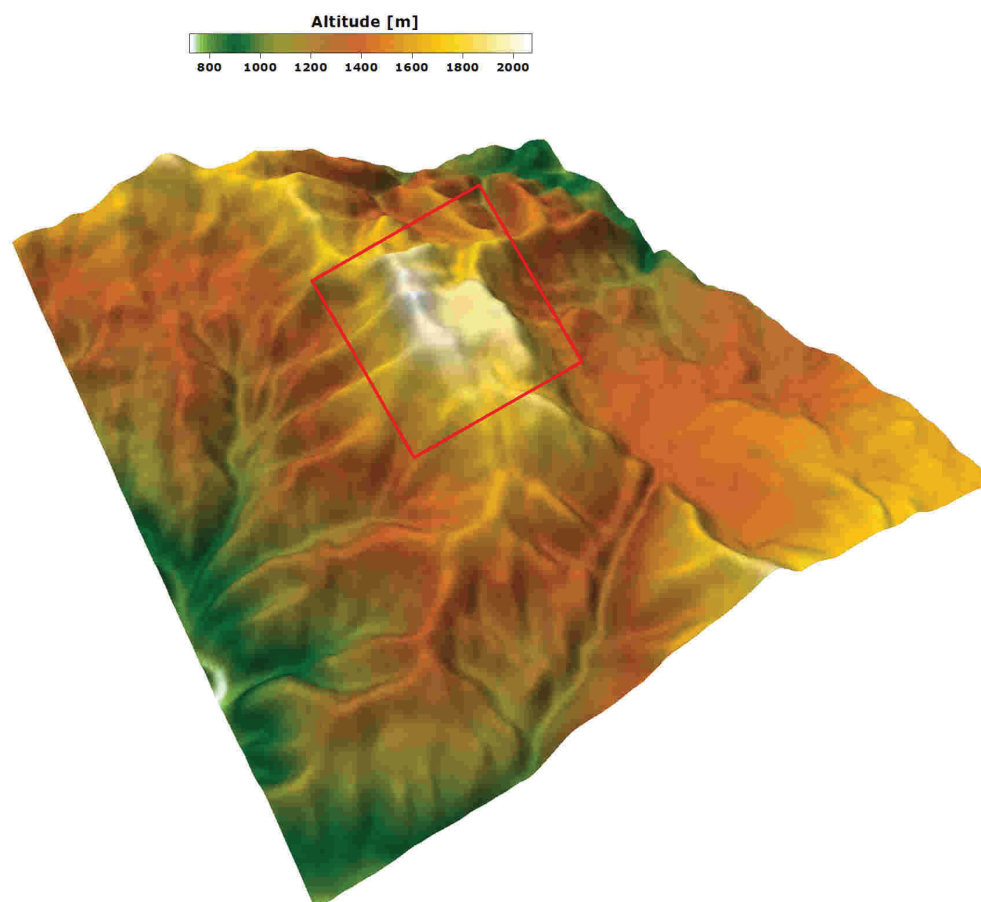


Figura 6.2 – Mapa topográfico digitalizado considerado nos cálculos.

A complexidade do relevo pode ser avaliada recorrendo ao Índice de Complexidade do Terreno, RIX, definido como a percentagem da superfície, na área circundante ao ponto analisado, onde o declive ultrapassa o valor de referência, de 30%.

Na área de estudo os valores deste índice rondam os 40%. São valores muito elevados, que dificultam a aplicação de modelos de escoamento lineares, como o WA^{SP}, resultando numa maior incerteza nos resultados das estimativas. A figura 6.3 ilustra a complexidade do relevo do terreno e da área em estudo, delimitada pelo contorno a branco.

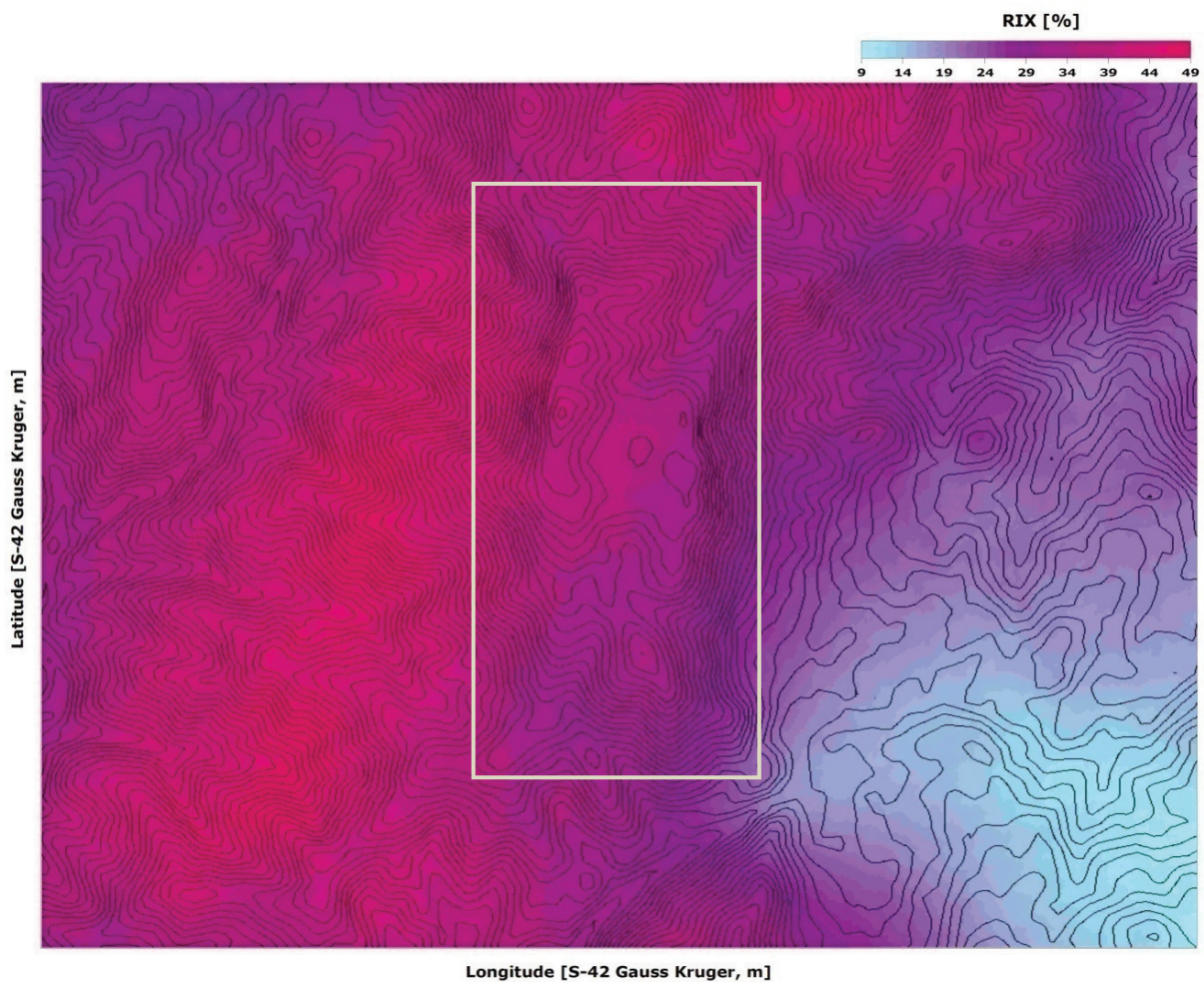


Figura 6.3 – Índice de complexidade do terreno (RIX) em estudo

Uma vez que não é viável instalar aerogeradores em zonas com declives acentuados (tipicamente superiores a 25%), devido a inversões do perfil de velocidade e à turbulência que pode ocorrer nessas zonas (originados por fenómenos de aceleração e de descolamento), torna-se essencial analisar a inclinação do terreno na zona a instalar o parque eólico.

A figura 6.4 ilustra o espaço onde o declive é superior a 25%, com base na representação digitalizada do terreno e da orografia disponibilizada. Ainda que a informação altimétrica disponibilizada pela Nasa não tenha detalhe suficiente para que sejam calculadas com rigor as áreas com pendentes acentuadas, o exercício que foi feito permite ter uma ideia sobre a complexidade do terreno e o pouco espaço disponível para a implementação do projecto, na área em estudo delimitada a branco.

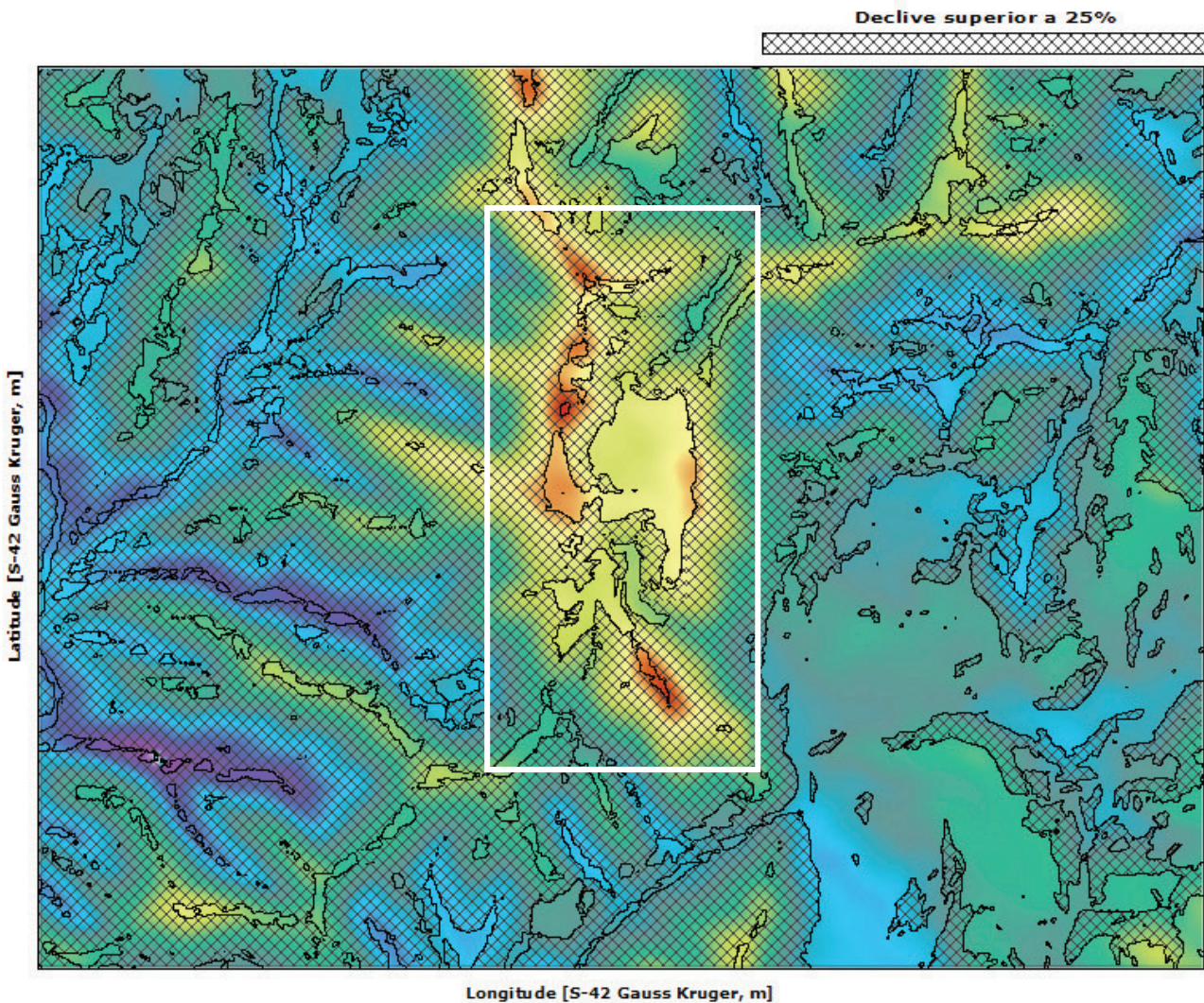


Figura 6.4 – Área com declive superior a 25%

Capítulo VII

***Análise de Dados
provenientes modelo
de mesoescala***

7.1. Medições de Vento

O cálculo do regime de vento no local de implementação do parque eólico usando dados virtuais resultou de simulações de mesoescala com recurso ao modelo de simulação numérica WRF.

Para o presente trabalho foi utilizada uma única série virtual de dados de vento. Os dados possuem uma cadência de amostragem de 10 minutos, compreendida entre Janeiro a Dezembro de 1990, sendo este o ano mais representativo dos últimos 30 anos segundo o modelo utilizado. A malha tridimensional de cálculo, usada, foi discretizada segundo uma resolução horizontal de 3 km. A tabela 7.1 apresenta a configuração do ponto da série de dados virtual e a figura 7.1 indica a localização da estação de medição local, assinalada a vermelho, onde foi feito o acoplamento da série de dados virtual proveniente da mesoescala. O quadrado a preto assinalado na figura indica a área 3x3 km onde os dados virtuais provenientes do modelo de mesoescala são aplicáveis e válidos.

Tabela 7.1 – Configuração série de dados virtual

Níveis da série virtual [m]		Período de dados da série virtual
Velocidade	Direcção	
60	60	Janeiro a Dezembro 1990

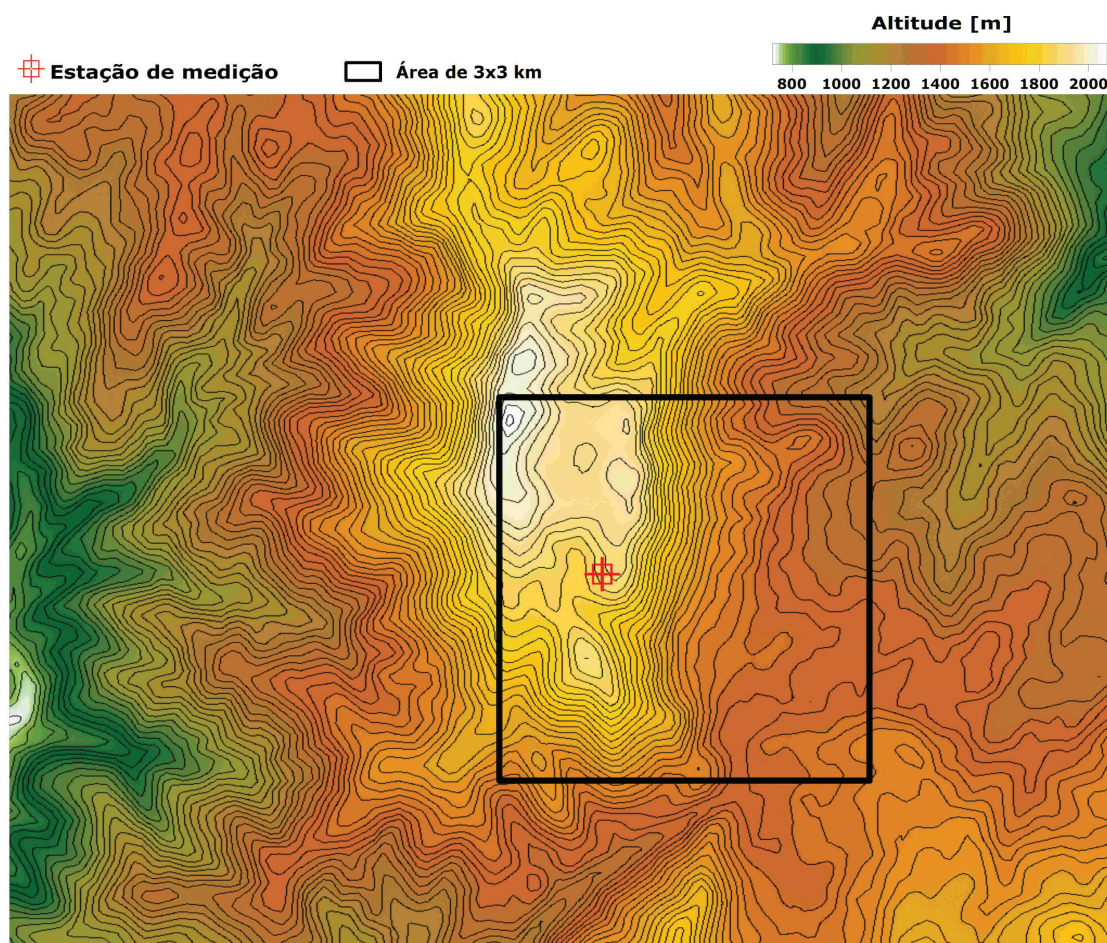


Figura 7.1 – Mapa topográfico com indicação da localização da estação de medição local

7.2. Análise de Resultados

De forma a caracterizar o regime de ventos na zona de implementação do parque eólico, foram analisados os parâmetros dos dados de vento da série virtual cujo resumo das principais características do vento, para o período seleccionado, se encontra exposto na tabela 7.2. Esta informação foi obtida pela aplicação do manual de procedimento IT 02/00 – Análise de dados. Como neste caso os dados são provenientes de um modelo de mesoescala, sendo apenas fornecidos valores para a velocidade média, direcção e temperatura, não é possível apresentar uma análise de dados mais detalhada, como acontece quando da análise de dados de uma campanha de medição local.

Tabela 7.2 – Resumo das características do vento do ponto da série extraída do modelo de mesoescala, Janeiro a Dezembro de 1990

Altura [m]	Cobertura		Vel. média [m/s]	Distribuição de Weibull		Int. turb. (V > 5 m/s)	Vel. máx. [m/s]	Rajada máx. [m/s]	Potência [W/m ²]
	Velocidade	Vel.+Dir.		A [m/s]	k				
60	100.0%	100.0%	5.6	6.2	1.83	-	18.3	-	215
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			Temperatura [°C]						
			Cobertura	Média	Máxima	Mínima			
			100.0%	7.0	24.7	-13.4			

Para a série de dados fornecida pelo modelo de mesoescala, a 60 m acima do nível do solo, obteve-se uma velocidade média anual de 5,6 m/s, velocidade máxima de 18,3 m/s, factor de escala de 6,2 m/s, factor de forma de 1,83 e densidade de potência de 215 W/m². A temperatura média anual verificada foi de 7,0 °C. Não são apresentados valores para a intensidade de turbulência e para a rajada máxima, uma vez que não estão disponibilizados registos do desvio padrão da velocidade. No Anexo I é apresentada de forma mais detalhada as características do vento.

De seguida, apresentam-se as figuras 7.2 e 7.3 que ilustram a rosa-dos-ventos e o histograma de frequência de velocidade para 60 m do solo.

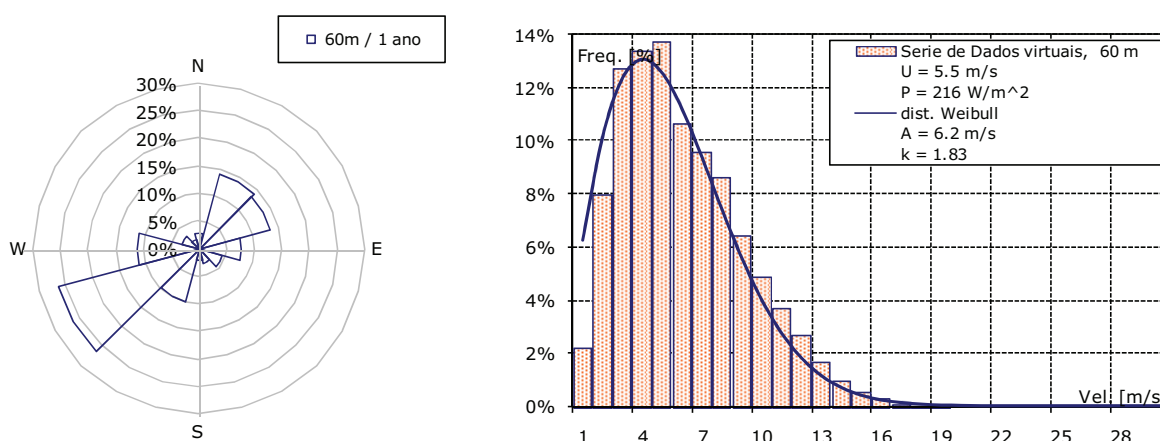


Figura 7.2 – Rosa-dos-ventos e histograma de frequência de velocidade da série virtual de dados Janeiro 1990 a Dezembro de 1990

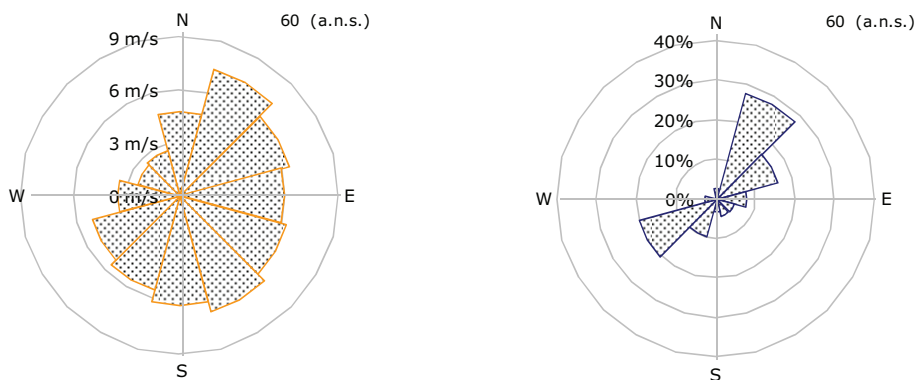


Figura 7.3 – Velocidade média e fracção de energia total por sector a 60 m a.n.s. Janeiro a Dezembro de 1990.

Analisando as figuras apresentadas, verifica-se que para 60 m a rosa-dos-ventos fornece informação relativa à direcção do vento por cada sector, sendo os sectores Nordeste e Sudoeste aqueles que apresentam maior predominância de vento. O histograma de distribuição de velocidades indica que a velocidade do vento que ocorre com mais frequência na área em estudo situa-se no intervalo [3,0 – 6,0] m/s.

Os sectores que apresentam maiores velocidades de vento situam-se entre Nordeste e o Sul, assumindo valores de velocidade média entre os 6,0 m/s e 7,0 m/s. O sector mais energético indicado na rosa energética é o referente a Nordeste com um valor aproximado de 30%.

Na figura 7.4 está representado o padrão diário e sazonal da velocidade do vento da série de dados virtuais. A figura 7.5 ilustra o padrão diário e sazonal relativamente ao fluxo de potência.

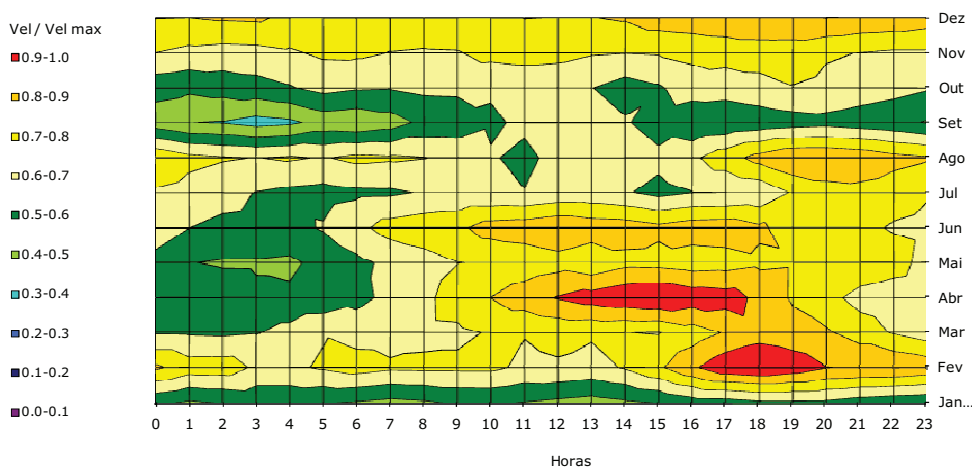


Figura 7.4 – Padrão diário sazonal da velocidade do vento, 60 m a.n.s. Janeiro a Dezembro de 1990

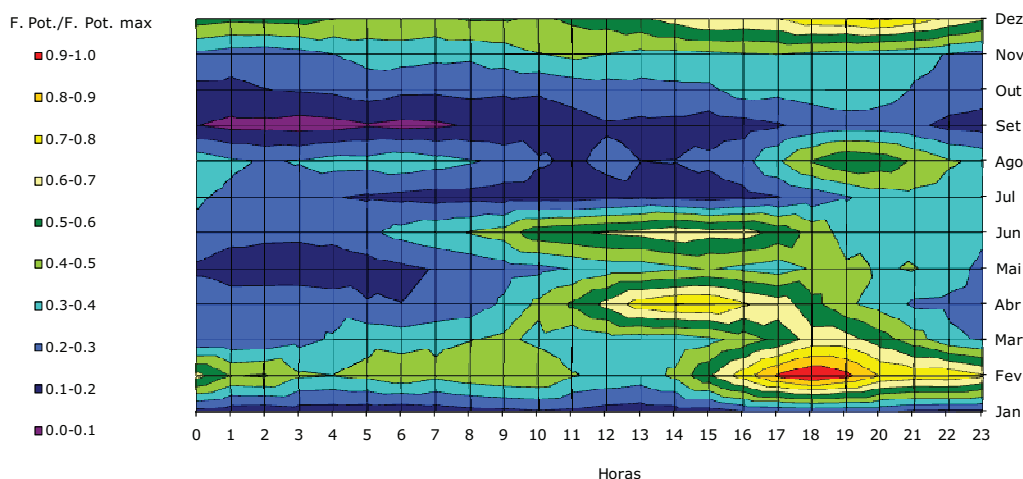


Figura 7.5 – Padrão Diário e sazonal do fluxo de potência a 60 m a.n.s. Janeiro a Dezembro de 1990

Analisando as figuras apresentadas, verifica-se que ao longo do dia é durante a tarde que a velocidade do vento é maior. Nesse mesmo período obtém-se valores maiores para o fluxo de potência.

7.3. Mapeamento Recurso Eólico

A distribuição do recurso, no local em análise, em termos de velocidade média anual e horas a plena carga foi obtida recorrendo a duas ferramentas: os softwares WA^{SP} e Surfer.

Nas figuras 7.6 e 7.7 apresenta-se o mapeamento do recurso eólico relativo à distribuição da velocidade média anual do vento e às horas anuais de funcionamento a plena carga, estimadas para 80 m acima do nível do solo, altura de instalação do eixo do rotor do modelo de aerogerador considerado, MM92 da Repower.

Todos os mapeamentos apresentados, referem-se a uma malha equidistante de 50x50m e com linhas de nível espaçadas com 10 m de cota.

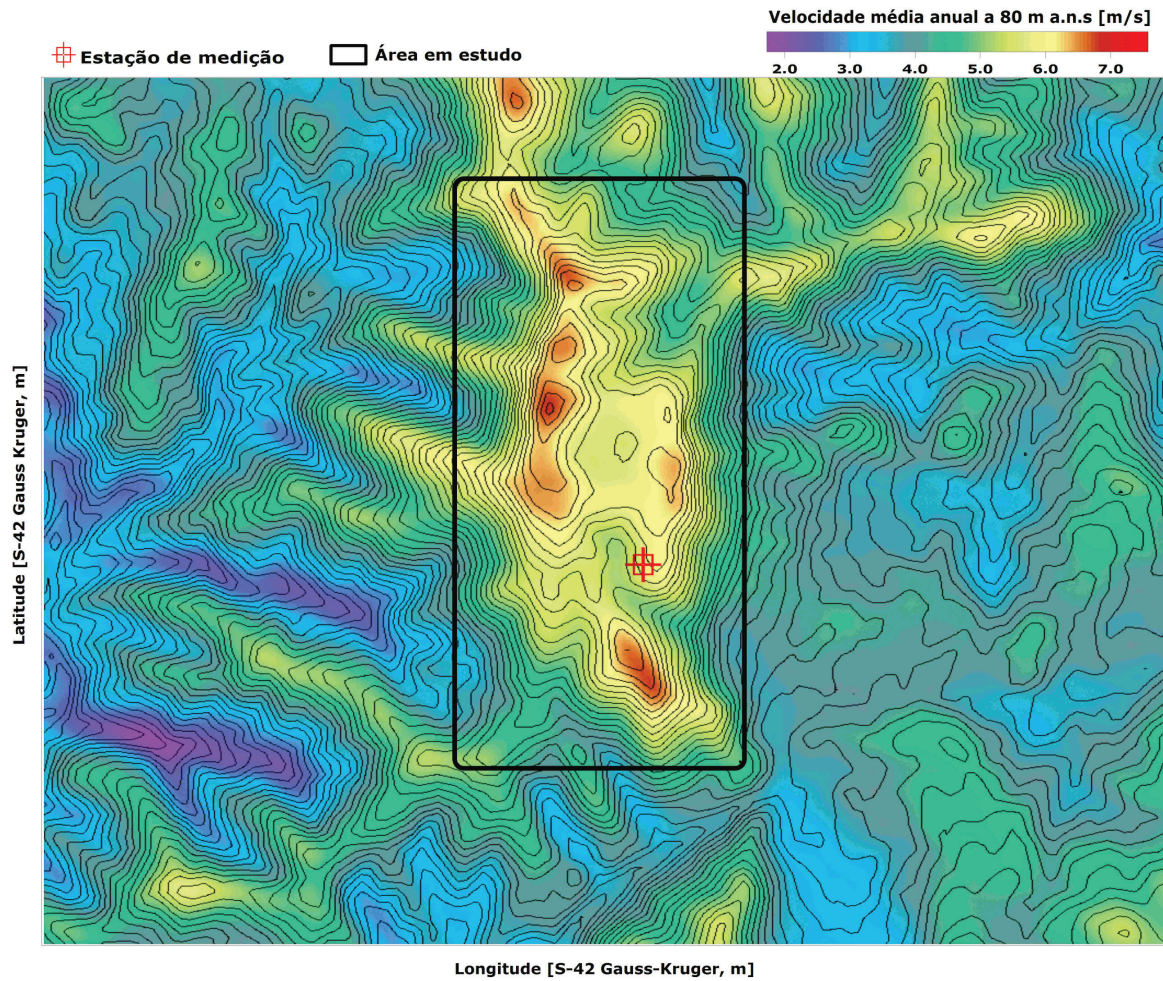


Figura 7.6 - Distribuição da velocidade média anual a 80 m a.n.s. para a série virtual de dados de vento.

Analisando a figura 7.6 verifica-se que na área em estudo, a 80 m do solo, é a zona de cumeada que apresenta velocidades maiores com valores entre 6,0 m/s e 7,0 m/s.

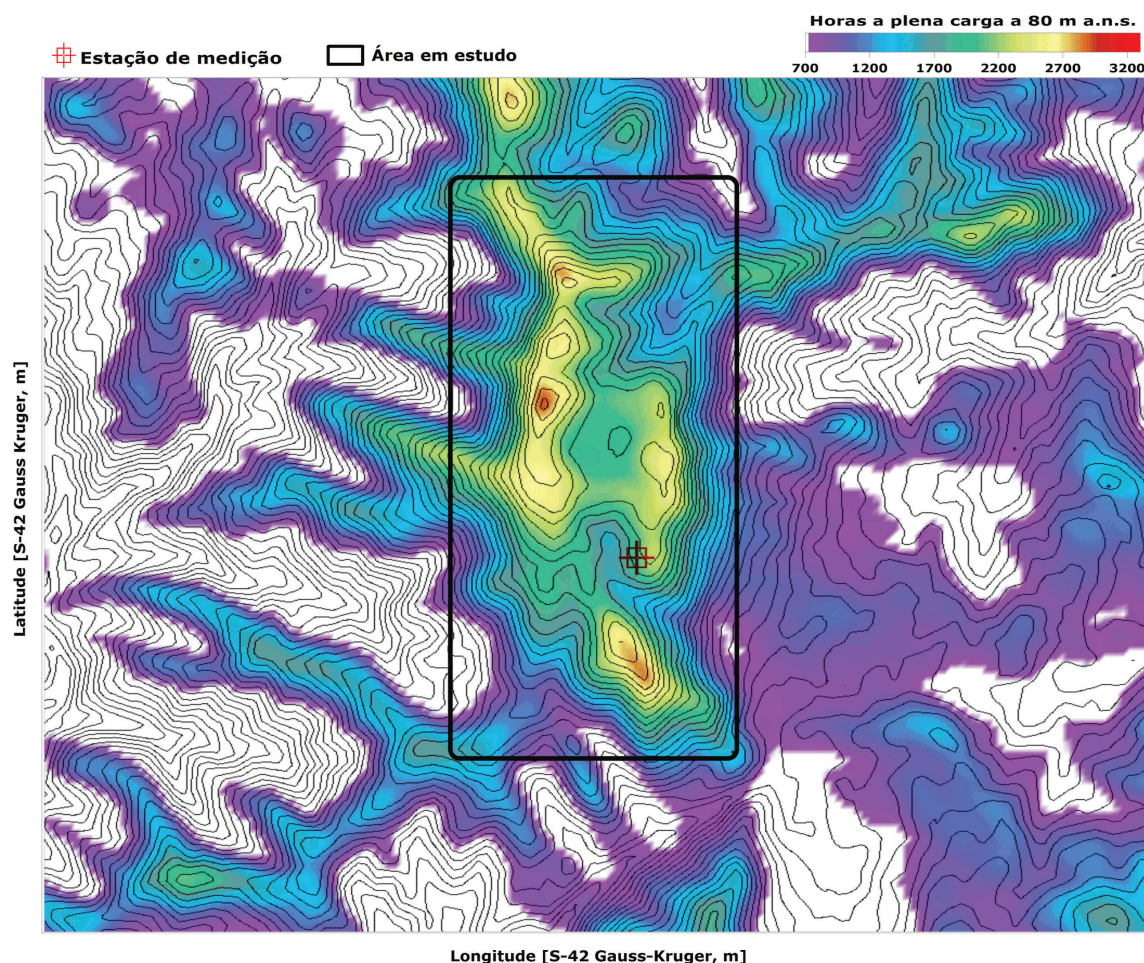


Figura 7.7 – Horas a plena carga a 80 m do solo para a série de dados virtual

A figura 7.7 indica que é na zona de cumeada que a produtividade é maior. Para a área em interesse, a produção situa-se entre 2 200 e 3 000 horas a plena carga.

7.4. Características do aerogerador considerado

O modelo de aerogerador considerado foi MM92 da Repower, com 2,0 MW de potência nominal. A tabela 7.3 ilustra as características principais do aerogerador para o estudo da produtividade do parque eólico em análise.

Tabela 7.3 – Características aerogerador considerado

Marca	Modelo	Potência Nominal [MW]	Diâmetro do rotor [m]	Altura de instalação do rotor [m]	Gama de operação		Classe de Segurança (IEC 61400-1)
					Cut in [m/s]	Cut-Off [m/s]	
Repower	MM92	2.0	92.5	80	3	24	IIA

A curva característica de potência do aerogerador foi devidamente aferida para a massa volúmica do ar, função da temperatura média anual (7,0 °C) e altitude do local (1 888 m), tendo-se obtido o valor de 0,99 kg/m³.

A figura 7.8 ilustra as suas curvas características de potência e de coeficiente de potência (Cp).

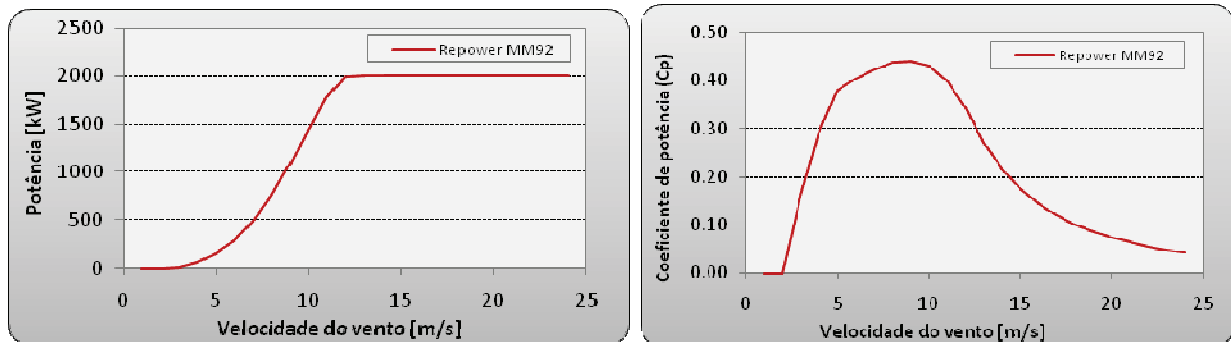


Figura 7.8 - Curvas Características do aerogerador MM92 da Repower, para a massa volúmica do ar de 0,99 kg/m³

Este modelo de aerogerador é capaz de produzir electricidade com velocidade de vento a partir de 3,0 m/s (*cut-in*), atingindo a sua capacidade nominal com velocidades próximas de 13,0 m/s e interrompendo a sua operação com velocidades de vento superiores a 24,0 m/s (*cut-off*). Tendo em conta as orientações mais energéticas do vento (figura 7.3) e a zona com maior recurso (figura 7.6), definiu-se uma configuração preliminar na área de implementação do parque eólico.

7.5. Configuração Preliminar do Parque Eólico

Uma regra prática para a definição da configuração do parque eólico para que os aerogeradores tenham perdas de eficiência aceitáveis, provocadas pela presença de aerogeradores vizinhos (perdas de esteira), é a de posicionar os aerogeradores a seis diâmetros de distância entre si na direcção mais energética no local e a três diâmetros na direcção perpendicular ao vento dominante.

A figura 7.9 ilustra o layout proposto tendo em conta os aspectos referidos anteriormente e realça ainda a rosa energética referente à serie de dados virtual. O parque é constituído por 10 aerogeradores MM92 da Repower, perfazendo na totalidade 20 MW de potência instalada.

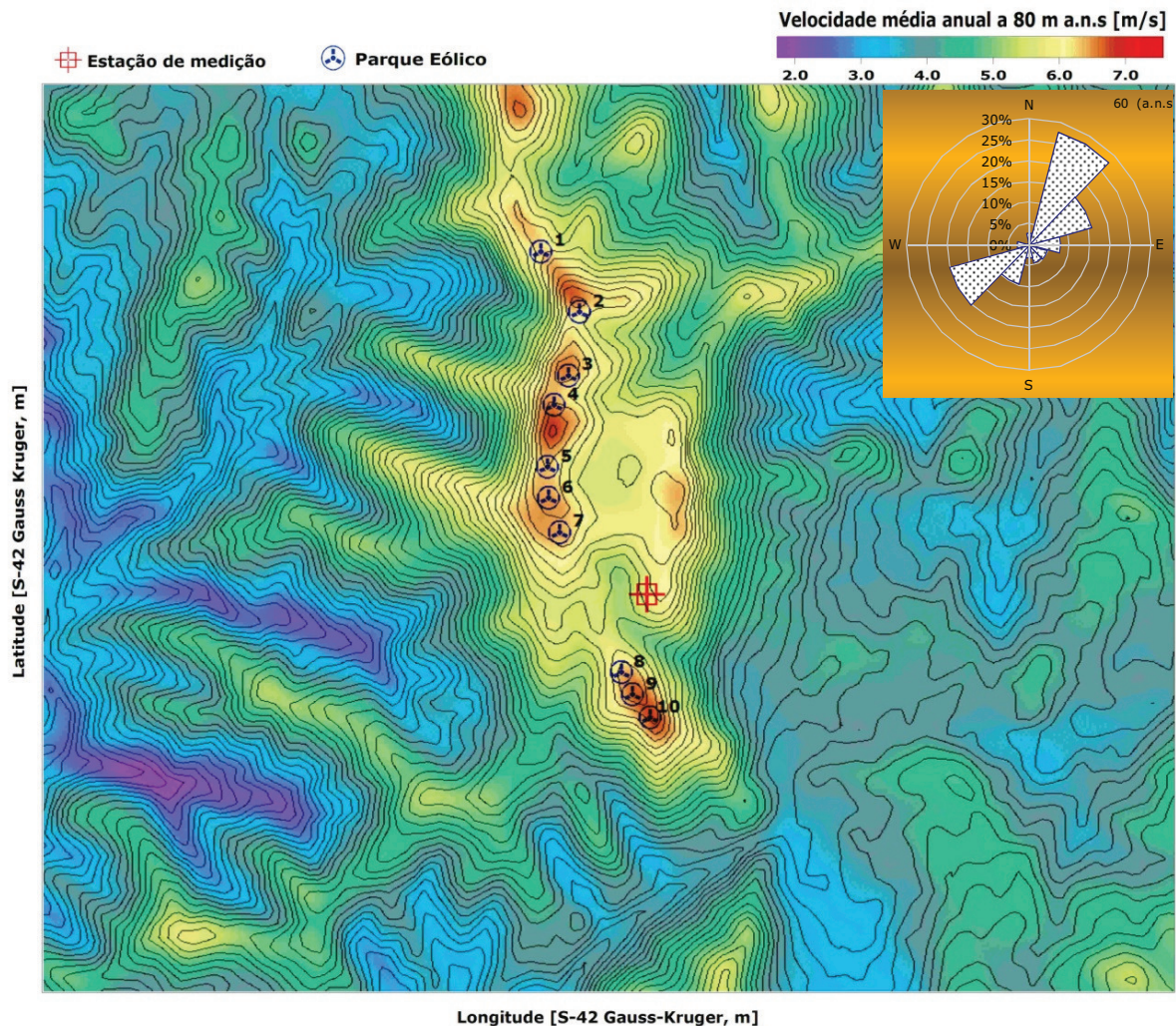


Figura 7.9 - Parque eólico da área em estudo sobre velocidade média anual a 80 m a.n.s

Para a configuração do parque eólico foi estimada a produção anual de energia eléctrica. Nesta estimativa foi utilizada uma ferramenta importante: o software WA^{SP}. Apresenta-se de forma resumida na tabela 7.4 a estimativa de produção anual de energia.

Tabela 7.4 - Resumo da estimativa de produção anual do parque eólico em estudo.
Previsão através de dados de mesoescala, Janeiro a Dezembro de 1990

Configuração do Parque	Produção anual				
	Potência MW	Livre MWh	Perdas esteira %	Parque MWh	Horas a plena carga
10 x Repower MM92	20.0	51981	3.2	50320	2516

As estimativas apresentadas referem-se à produção anual bruta no período de referência após efeitos de esteira. Não se incluem, portanto, factores de depreciação como perdas eléctricas ou eventuais afastamentos em relação à curva de potência.

A produção líquida anual de energia estimada para o layout proposto foi de 50 320 MWh/ano ou 2 516 horas a plena carga. No Anexo III encontra-se a tabela de produção detalhada para a configuração do parque. As perdas por efeito de esteira, definidas como perdas devido à perturbação que um aerogerador induz nos aerogeradores vizinhos, foram em termos médios de 3,2%. Este valor está dentro dos parâmetros aceitáveis, não ultrapassado os 10% tipicamente considerados como limite para que a estabilidade da máquina não venha a ser afectada.

Capítulo VIII

Análise de Dados de vento provenientes medições locais

8.1. Medições de Vento

Os dados de vento, em análise neste capítulo, provêm de uma campanha de medição conduzida localmente na área em estudo entre Junho de 2006 e Maio de 2008.

Trata-se de uma estação com 20 metros de altura instrumentada com 2 níveis de medição 20 m e 10 m. A utilização dos dois níveis de medição de velocidade e de direcção permite não só aferir localmente o perfil vertical da velocidade do vento no local, como serve de registo auxiliar de medição, em caso de avaria de sensores. A tabela 8.1 indica a configuração geral e período de dados disponível da estação de medição.

Tabela 8.1 – Configuração da estação de medição local

Altitude [m]	Níveis de medição [m]		Período de dados disponibilizado
	Velocidade	Direcção	
1888	20 / 10	20 / 10	Junho 2006 a Maio 2008

Os dados obtidos durante o período de operação da estação de medição local foram validados e analisados pela aplicação do manual de procedimento IT 01/00 – Tratamento de dados e IT 02/00 – Análise de Dados. A principal razão de invalidação de certos períodos de registos deveu-se à suspeita de congelamento dos sensores.

8.2. Análise de Resultados

De forma a caracterizar o regime de ventos na zona de implementação do parque eólico, foram analisados os parâmetros dos dados de vento da estação local. Foram identificadas durante o tratamento dos dados algumas falhas nas leituras dos dados que podem ter resultado de mau contacto dos sensores.

A disponibilidade de registos de velocidade a 10 metros, é muito baixa, devido a uma avaria no sensor de velocidade de Fevereiro de 2007 a Maio de 2008.

A tabela 8.2 apresenta o resumo das características do vento para o período seleccionado.

Tabela 8.2 – Resumo dos resultados das medições efectuadas na estação local
Junho 2006 a Maio 2008

Altura [m]	Cobertura		Vel. média [m/s]	Distribuição de Weibull		Int. turb. (V > 5 m/s)	Vel. máx. [m/s]	Rajada máx. [m/s]	Potência [W/m ²]
	Velocidade	Vel.+Dir.		A [m/s]	k				
20	93.8%	93.8%	6.0	6.8	1.86	8.0%	41.3	36	278
10	32.8%	32.8%	5.7	6.4	1.63	8.8%	26.5	31	277
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Cobertura	Temperatura [°C]		
	Média	Máxima	Mínima
94.8%	5.4	28.0	-20.4

Para os dados da estação do nível superior obteve-se 93,8% de cobertura global de dados válidos, velocidade média de 6,0 m/s, intensidade de turbulência de 8,0 %, rajada máxima de 36,0 m/s e densidade de potência de 278 W/m².

Para o nível de medição inferior obteve-se 32,8 % de cobertura global de dados válidos, velocidade média de 5,7 m/s, intensidade de turbulência de 8,8%, rajada máxima de 26,5 m/s e densidade de potência de 277 W/m². A temperatura média anual do local foi de 5,4 °C.

Afim de poder comparar a informação registada na estação de medição local com os resultados obtidos para a previsão das características do vento utilizando os dados provenientes de mesoescala, foi utilizado o programa WA^{SP} para prever a velocidade média do vento a 60 m a partir dos registos de 20 m da estação local. Esta técnica teve de ser utilizada uma vez que a cobertura dos dados de vento a 10 m é insuficiente para se poder determinar o perfil de velocidades médio do local e assim estimar a sua velocidade a 60 m. O valor obtido pelo WA^{SP} foi de 6,4 m/s ou seja bastante superior ao valor médio de 5,6 m/s que se tinha estimado por recurso ao modelo de mesoescala.

As figuras 8.1 e 8.2 ilustram a rosa-dos-ventos e o histograma de velocidades da estação de medição local a 20 e a 10 m. Encontra-se no Anexo I uma análise mais detalhada destes dados de vento.

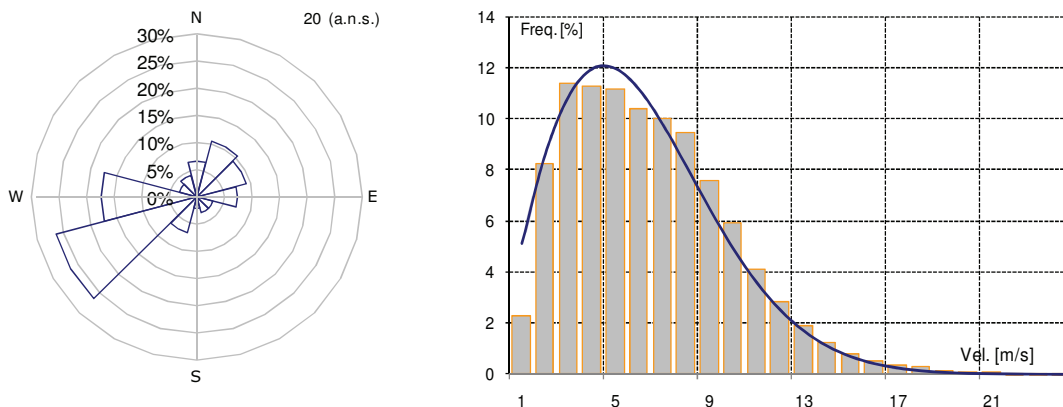


Figura 8.1 - Rosa-dos-ventos e histograma de velocidades na estação local, 20 m a.n.s Junho de 2006 a Maio de 2008

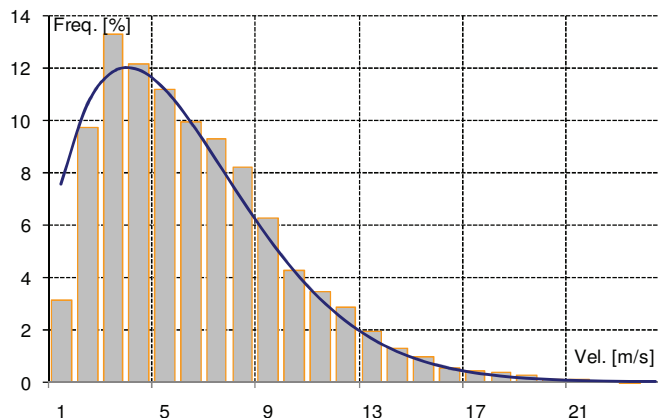


Figura 8.2 - Histograma de velocidades na estação local 10 m a.n.s. Junho de 2006 a Maio de 2008

Analisando as figuras apresentadas, verifica-se que o vento tem uma predominância de Oeste e Sudoeste. O histograma de distribuição de velocidades mostra que a velocidade do vento que ocorre com mais frequência na área em estudo situa-se no intervalo [3,0 – 7,0] m/s, ainda que o histograma do nível inferior seja representativo de apenas 32,8 % dos dados.

Se compararmos estes resultados com os obtidos utilizando os dados da mesoescala (figura 7.2) podemos verificar que a direcção predominante indicada, por sector, é essencialmente a mesma, direcção de Sudoeste, sendo que os dados provenientes da estação de medição local apontam a direcção Oeste como o segundo sector predominante contrariamente ao modelo de mesoescala que indica o sector de Nordeste.

Na figura 8.3 é possível visualizar a velocidade média e a contribuição energética por sector representadas na forma de rosa-dos-ventos, para o nível de medição superior.

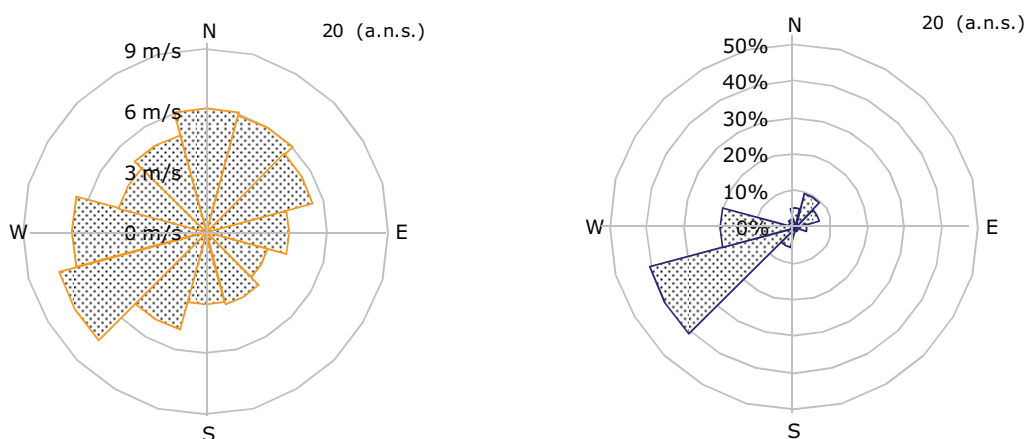


Figura 8.3 – Velocidade média e fracção de energia total por sector, 20 m a.n.s Junho 2006 a Maio de 2008.

Os ventos mais fortes fazem-se sentir na direcção Sudoeste, com cerca de 7,0 m/s, e na direcção Norte e Oeste com velocidades na casa dos 6,0 m/s. Quanto à contribuição energética o sector dominante é o Sudoeste.

Comparando estes resultados com a informação obtida utilizando os dados da mesoescala verifica-se que o sector mais energético, embora tenha a mesma direcção, possui sentidos opostos. Tal facto, reflecte-se nas rosas energéticas obtidas nos dois estudos sendo o Nordeste o sector energético predominante na avaliação da mesoescala (figura 7.3), enquanto a avaliação efectuada com os dados de ventos das medições locais, indica o Sudoeste como sendo o sector mais energético.

A figura 8.4 representa os expoentes do perfil vertical de velocidades e sua distribuição sectorial entre os dois níveis de medição.

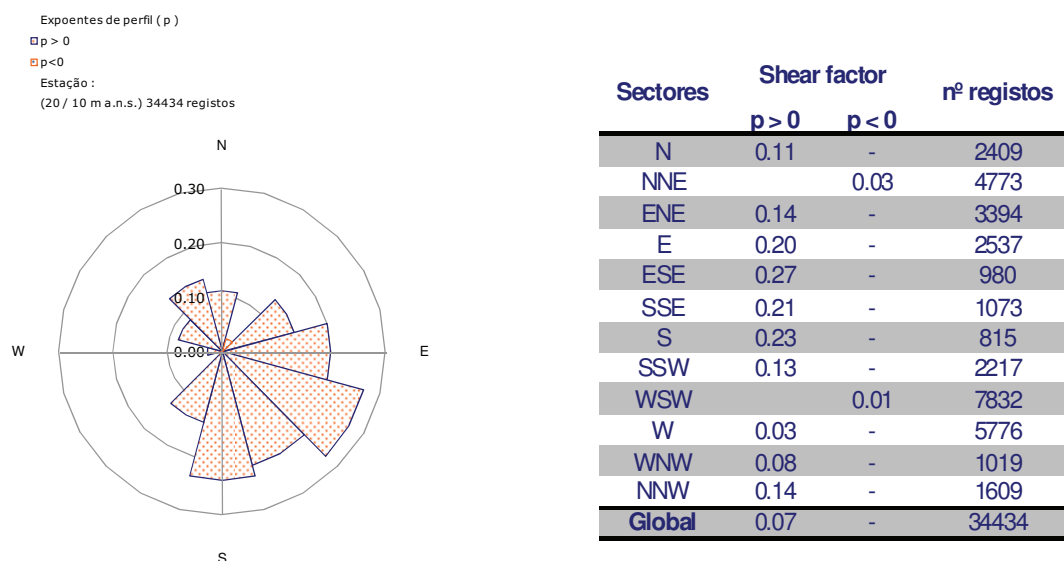


Figura 8.4 – Expoentes do perfil vertical de velocidades e sua distribuição sectorial. Junho de 2006 a Maio de 2008

Note-se que para esta análise apenas estão disponíveis pouco mais do que 30% de dados, devido à avaria do sensor do nível inferior já mencionada. Em consequência, a caracterização apresentada na figura 8.4 não é representativa de um período anual. No entanto, a análise da informação obtida permite verificar que o valor global de 0,07 do expoente do perfil de velocidades é baixo, indicando uma pequena variação da velocidade com a altura. Podemos ver também que é no 4º quadrante que se regista a maior variação da velocidade com a altura ao solo.

Os perfis invertidos que se verificam em dois dos sectores, NNE (Norte – Nordeste) e WSW (Oeste – Sudoeste), não têm significado uma vez que o valor do expoente é praticamente zero, indicando que a velocidade não varia com a altura ao solo nestes sectores.

Na figura 8.5 está representado o padrão sazonal da velocidade do vento no local da estação de medição. A figura 8.6 ilustra padrão diário e sazonal relativamente ao fluxo de potência.

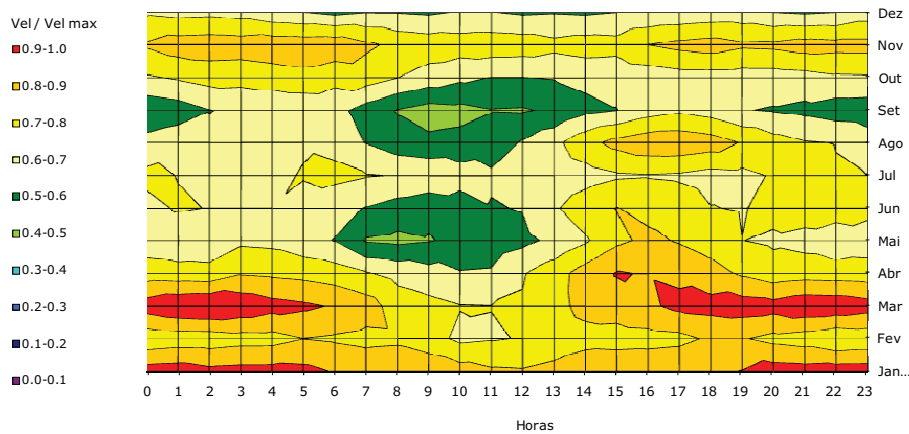


Figura 8.5 - Padrão diário e sazonal da velocidade do vento, 20 m a.n.s. Junho de 2006 a Maio de 2008

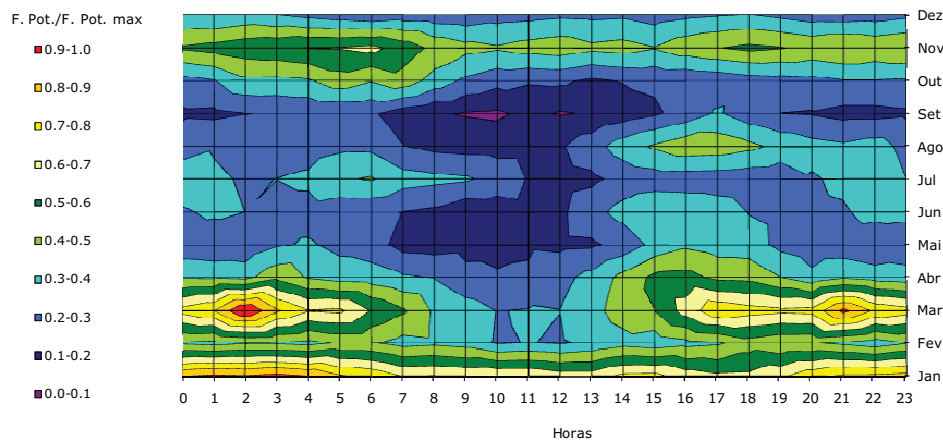


Figura 8.6 – Padrão diário e sazonal do fluxo de potência, 20 m a.n.s. Junho de 2006 a Maio de 2008

Analisando o padrão diário, verifica-se que o período de maior intensidade de vento concentra-se maioritariamente do final da tarde ao início da manhã. Ao longo do ano, as maiores velocidades de vento são sentidas no período do Inverno. Relativamente ao fluxo de potência este é maior durante o período da noite e durante o Inverno.

Comparando estes resultados com os obtidos através da mesoescala (figuras 7.4 e 7.5), verifica-se que existe um período não coincidente com velocidades maiores de vento correspondente ao período da manhã. Sazonalmente, os resultados aproximam-se dos resultados obtidos pelas medições locais.

Nas figuras 8.7 e 8.8 estão representados os valores da intensidade de turbulência medidos na estação local em função da velocidade incidente para 20 e 10 m. Na figura 8.9 e 8.10 apresenta-se o mesmo indicador mas agora em função do sector de orientação, para as mesmas alturas de medição.

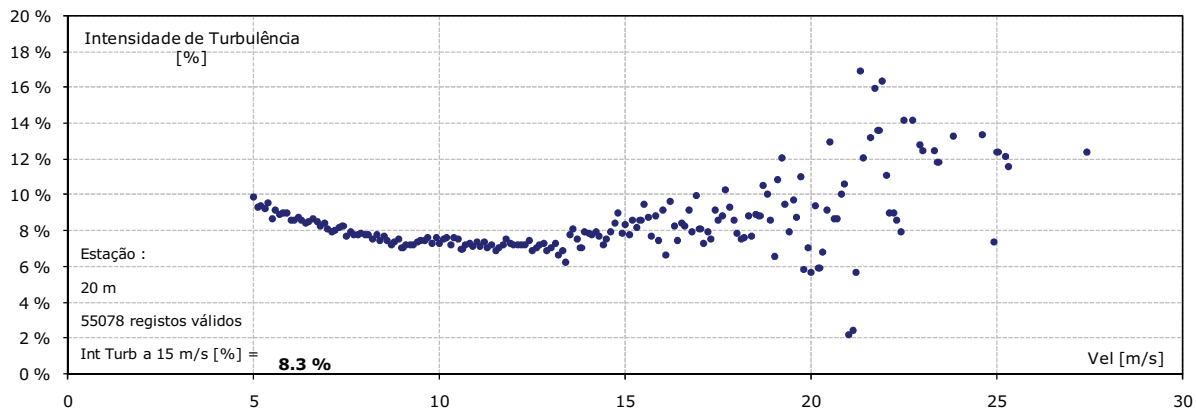


Figura 8.7 - Intensidade de turbulência em função da velocidade incidente na estação local 20 m a.n.s. Junho 2006 a Maio de 2008

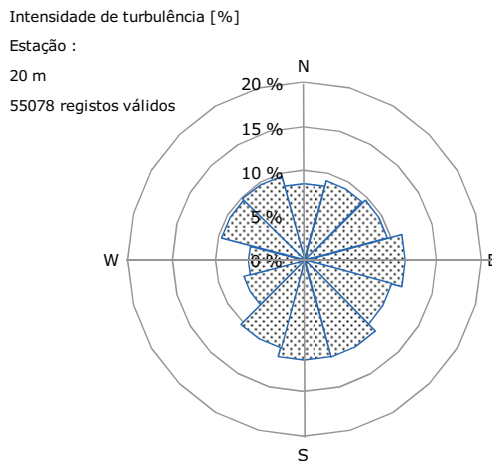


Figura 8.8 – Intensidade de turbulência por sectores na estação local, 20 m a.n.s. Junho de 2006 a Maio de 2008

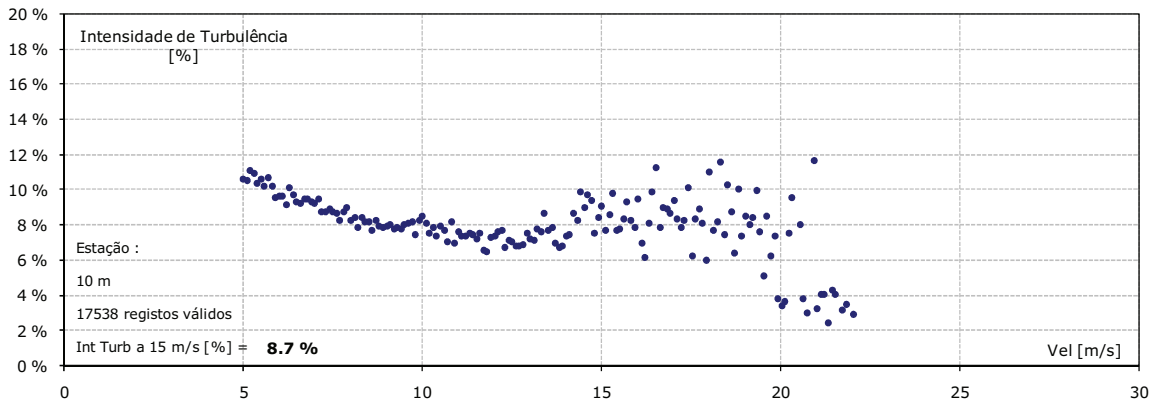


Figura 8.9 - Intensidade de turbulência em função da velocidade incidente na estação local, 10 m a.n.s. Junho 2006 a Maio de 2008

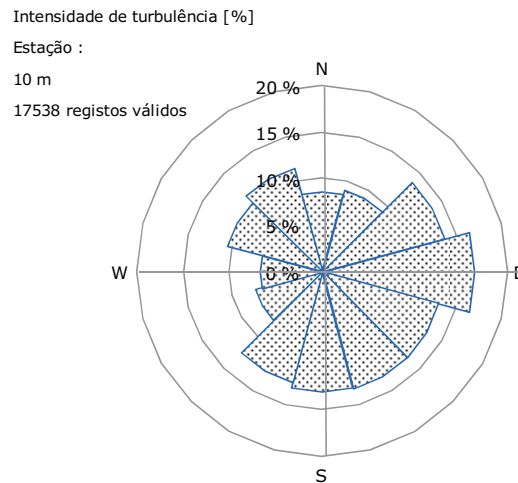


Figura 8.10 – Intensidade de turbulência por sectores na estação local, 10 m a.n.s. Junho de 2006 a Maio de 2008

A intensidade de turbulência média a 10 m foi de 8,8% (tabela 8.2), e como seria de esperar, é superior à que se registou a 20 m do solo, 8,0% (tabela 8.2). Este facto está intimamente relacionado com a rugosidade do terreno que vai perdendo influência no escoamento à medida que o nível de medição sobe em altura.

A intensidade de turbulência medida a 15 m/s, parâmetro diferenciador da classe do aerogerador que poderá ser instalado no local, é baixa mesmo à altura inferior de medição, 8,7%, fazendo antever que à altura de instalação do rotor não existirá nenhum constrangimento à classe provocado por este parâmetro.

Refira-se a este propósito que são quatro os parâmetros que a norma IEC 61400 – Parte 1 baliza para a classificação do local em termos de segurança: velocidade média, ventos extremos a 50 anos, intensidade de turbulência a 15 m/s, inclinação do escoamento. A adequabilidade do aerogerador ao local não foi neste trabalho detalhada.

8.3. Estimativa de produção anual do projecto eólico

É avançada na tabela 8.3 a estimativa de produção anual para o projecto eólico em estudo, baseada na mesma informação que permitiu elaborar o mapeamento das velocidades do vento já apresentado e considerando o modelo de aerogerador também referido, tendo em atenção a temperatura média anual medida (5,4 °C) e a altitude (1 888 m). No Anexo II é possível consultar as curvas características para este aerogerador e no Anexo III encontra-se a tabela de produção detalhada para a configuração do parque.

Tabela 8.3 - Resumo das estimativas de produção anual do parque eólico.
Junho de 2006 a Maio de 2008

Configuração do Parque	Produção anual				
	Potência MW	Livre MWh	Perdas esteira %	Parque MWh	Horas a plena carga
10 x Repower MM92	20.0	66785	2.84	64887	3244

A produção líquida anual de energia estimada para o layout proposto do parque eólico analisado é de 64 887 MWh/ano ou 3 244 horas a plena carga, bastante diferente da estimada utilizando a série de dados virtuais, gerado pelo modelo de mesoescala, como dados de entrada no modelo de microescala que resultou em 50 320 MWh/ano e 2 516 horas a plena carga. Assim, a avaliação preliminar do potencial eólico do local em estudo, recorrendo ao modelo de mesoescala WRF, previu menos cerca de 22% para a produção de energia líquida anual que os dados das medições locais de vento indicaram.

Capítulo IX

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

9.1. Conclusões

Este trabalho teve como objectivo a aplicação dos conhecimentos adquiridos, durante o estágio realizado na Megajoule, no âmbito da avaliação do potencial eólico. Assim, foi feito o estudo de um caso teste que consistiu na avaliação preliminar de recurso eólico num local com terreno complexo, na Bulgária, utilizando uma série virtual de dados de vento obtida com o modelo de mesoescala WRF. Os resultados foram comparados com os obtidos utilizando os dados de vento provenientes de uma estação de medição local, que existiu nas imediações da área de implementação do parque eólico.

Os resultados obtidos para 60 m acima do solo utilizando a mesoescala indicam para a zona de acoplamento dos dados da serie virtual uma velocidade média anual de 5,6 m/s e uma temperatura média anual de 7,0 °C. Nordeste e Sudoeste são os sectores indicados como os que apresentam maior predominância de vento. Os sectores que apresentam velocidades mais elevadas de vento situam-se entre Nordeste e o Sul. O sector mais energético indicado na rosa energética é o referente a Nordeste. Quando comparados com os resultados obtidos utilizando os dados de vento da estação de medição extrapolados para 60 m, verificamos que a velocidade média prevista utilizando o WA^sP é superior em cerca de 14 %. O sector mais energético indicado tem a mesma direcção mas sentido oposto uma vez que o sector que as medições de vento indicam como mais energético é o Sudoeste.

O mapeamento do recurso eólico indicou como zonas onde existe maior disponibilidade de vento as de maior altitude, com cerca de 2000 m, com valores de velocidade média anual entre os 6,0 m/s e 7,0 m/s. Para estas zonas a produção de energia rondou as 2 200 a 3 000 horas a plena carga.

O parque eólico proposto é constituído por 10 aerogeradores MM92 da Repower, com uma potência nominal de 2,0 MW cada um, perfazendo na totalidade 20 MW de potência instalada.

Para o Layout definido foi estimada a produção anual de energia com a série de dados virtual tendo-se obtido o valor de 50 320 MWh/ano para a energia líquida anual e o valor de 2 516 horas de funcionamento a plena carga, valores substancialmente diferentes dos obtidos utilizando as medições locais de vento. Isto significa que, neste caso, o estudo utilizando as medições de vento aponta para um valor de produção do parque cerca de 29% superior ao previsto utilizando o modelo de mesoescala com o acoplamento meso-micro escala considerado.

As diferenças encontradas entre o modelo de mesoescala WRF e as medições locais de vento, quer na previsão das características do vento quer na previsão de produção de energia eléctrica para o parque proposto, revelam que embora seja inquestionável a utilidade da utilização desta metodologia na avaliação prévia do potencial eólico de um dado local, esta deve ser utilizada com cuidado e bom senso, especialmente em terrenos complexos, como é o caso em estudo.

9.2. Sugestões para trabalhos futuros

Durante este estudo foi constatado que os resultados obtidos dependem do local seleccionado para efectuar o acoplamento da meso-micro escala. Portanto, sugere-se como trabalho futuro que seja realizado um estudo fundamentado da técnica de acoplamento a utilizar em terreno complexo, como é o caso em estudo, que permita minimizar os desvios encontrados e auxiliar na validação do uso de modelos numéricos de previsão climatérica na avaliação preliminar de potencial eólico de um local.

Sendo o terreno em estudo bastante complexo, o modelo linear aplicado WA^{SP} apresenta bastantes limitações no que diz respeito a modelar correctamente o escoamento atmosférico do local, contribuindo para o aumento da incerteza dos resultados. Assim, sugere-se como trabalho futuro o uso de um modelo não linear para que a modelação do escoamento atmosférico avance no sentido de representar correctamente a realidade verificada neste local. O CFD (Computational Fluid Dynamics) é um possível modelo de simulação atmosférica, não linear, aplicável nestes casos.



Bibliografia

Informação Genérica

[2] – Risø National Laboratory. “European wind resources at 50 metres a.g.l.” <http://www.windatlas.dk/Europe/landmap.html> (acedido em 24 de Março de 2009).

[7] – “Lançamento do programa Futuro Sustentável 2008”. <http://www.portugal.gov.pt/Portal/Print.aspx?guid=%7B5AE6D72E-9195-48E4-B947-72B2142C7741%7D> (acedido em 26 de Maio de 2009).

[8] – “Vento”. web.rcts.pt/~pr1085/Vento/Vento.htm (acedido em 3 de Junho de 2009).

[9] – Camargo, Ricardo. “Brisa Marítima/Terrestre e Vale/Montanha”. Julho de 2004. <http://www.master.iag.usp.br/ensino/Sinotica/AULA17/AULA17.HTML> (acedido em 31 de Maio de 2009).

[11] – “The roughness of a terrain”. <http://www.wasp.dk/support/faq/webhelp/roughnessofterrain.htm> (acedido em 3 de Junho de 2009).

[12] – “Table of roughness lengths”. <http://www.wasp.dk/support/faq/webhelp/tableofroughnesslengths.htm> (acedido em 3 de Junho de 2009).

[13] – “Porosity of obstacles”. <http://www.wasp.dk/support/faq/flashhelp/PorosityofObstacles.htm> (acedido em 3 de Junho de 2009).

[14] – “Himalaia”. Junho de 2009. <http://pt.wikipedia.org/wiki/Himalaia> (acedido em 12 de Junho de 2009).

[15] – “El Niño”. www.suapesquisa.com/geografia/el_nino.htm (acedido em 12 de Junho de 2009).

[20] – Kiyuna, Ikuyo. “El Niño 2002-03 e a Anomalia Climática”. <http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=122> (acedido em 12 de Junho de 2009).

Ficheiro PDF (descarregado a partir da internet)

[1] – Costa, António Sá da. Outubro de 2005. “Energia Eólica, Desenvolvimento Sustentável e Conservação da Natureza”. (versão PDF do documento descarregada em 5 de Março de 2009).

[3] – WWEA. Fevereiro de 2009. “World Wind Energy Report 2008”. Bonn, Alemanha. (versão PDF do documento descarregada em 21 de Maio de 2009).

[4] – GWEC. “Global Installed Wind Power Capacity (MW) – Regional Distribution”. Brussels, Belgica. (versão PDF do documento descarregada em 20 de Maio de 2009).

[5] – EWEA. Fevereiro de 2009. “Wind energy statistics”. Brussels, Belgica. (versão PDF do documento descarregada em 20 de Maio de 2009).

[6] – DGEG. Fevereiro de 2009. “Renováveis - Estatísticas Rápidas Fevereiro 2009”. (versão PDF do documento descarregada em 18 de Maio de 2009).

[22] – Castro, Rui M.G. Janeiro de 2003. “Energias renováveis e Produção descentralizada – Introdução à Energia Eólica”. (versão PDF do documento descarregada em 26 de Maio de 2009).

[17] – Silva, Selénio Rocha. Março de 2009. “Tópicos em Engenharia Eléctrica: Fundamentos da Energia Eólica”. (versão descarregada em 31 Maio de 2009).

[18] – Duarte, Hamide Nataniel Monteiro. Novembro de 2004. “Utilização da Energia Eólica em Sistemas Híbridos de Geração de Energia Visando Pequenas Comunidades”. (versão descarregada em 25 de Maio de 2009).

[19] – Santos, Alison Alves; Ramos, Daniel Silva; Santos, Nilson Tadeu Fernandes dos; Oliveira, Pedro Porto de 2006. “Projecto de geração de energia eólica”. (versão descarregada em 26 de Maio de 2009).

[21] – Camus, Cristina Inês. Novembro de 2007. “Energia Eólica – Resumo de apoio a Energias renováveis”. (versão descarregada em 26 de Maio de 2009).

[23] – “Micro turbinas eólicas”. (versão descarregada em 1 de Junho de 2009).

Teses

[11] – Simões, Teresa, 2004. “Base de dados do Potencial energético do vento em Portugal – metodologia e Desenvolvimento”. Tese de Mestrado em Ciências e Engenharia da Terra. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

[25] – Silva, Patrícia de Castro, 1999. “Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento”. Tese em Ciências em Engenharia Mecânica. Universidade Federal do rio de Janeiro.

[16] – Silva, Gustavo Rodrigues, 2003. “Características de vento da região Nordeste – Análise, Modelagem e Aplicações para Projectos de Centrais Eólicas”. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Pernambuco.

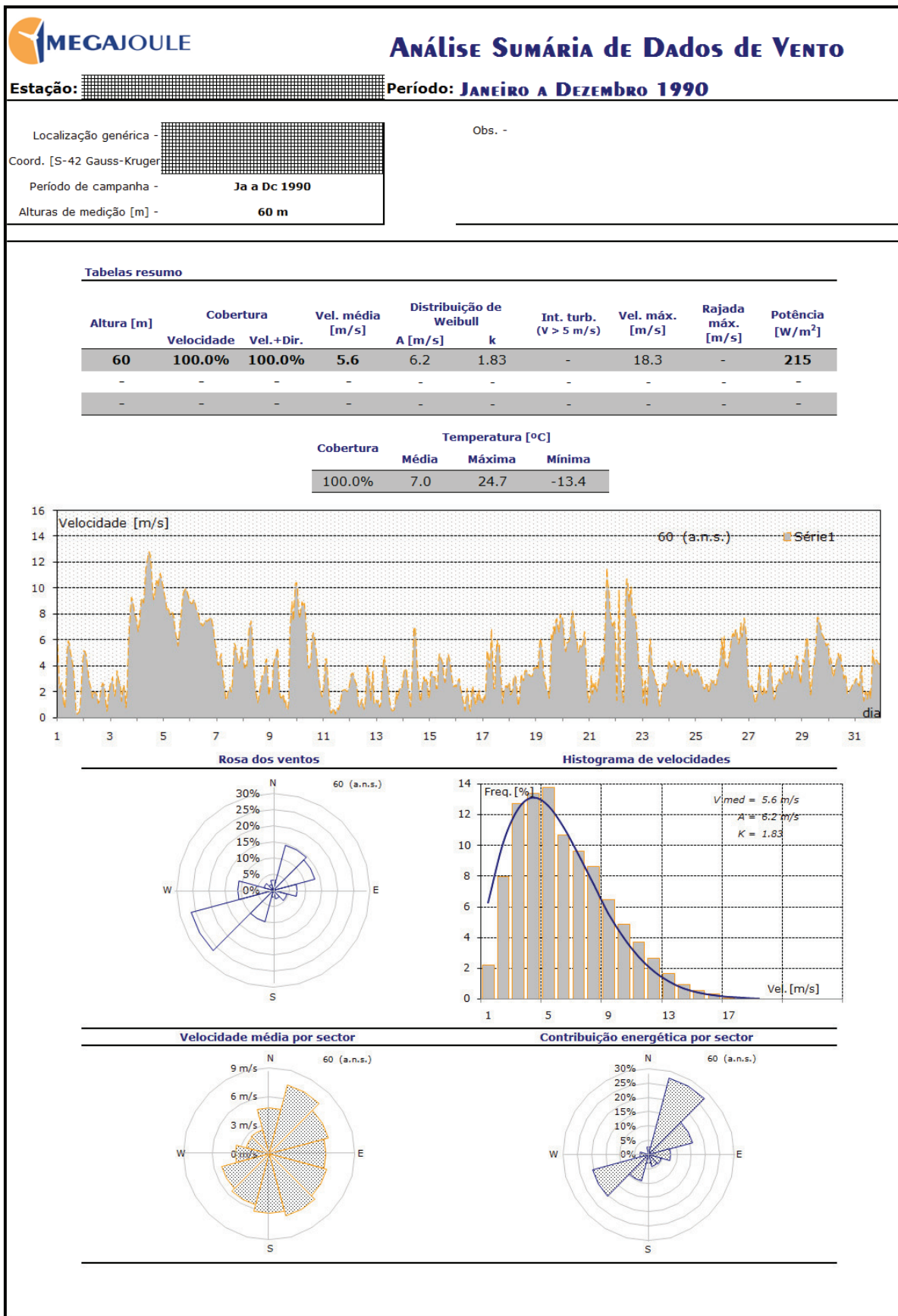
[20] – Pinto, Paulo. 2002. “ Projecto e Operação de Parques Eólicos com excedente de potência instalada”. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica – Térmica de Edifícios. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.



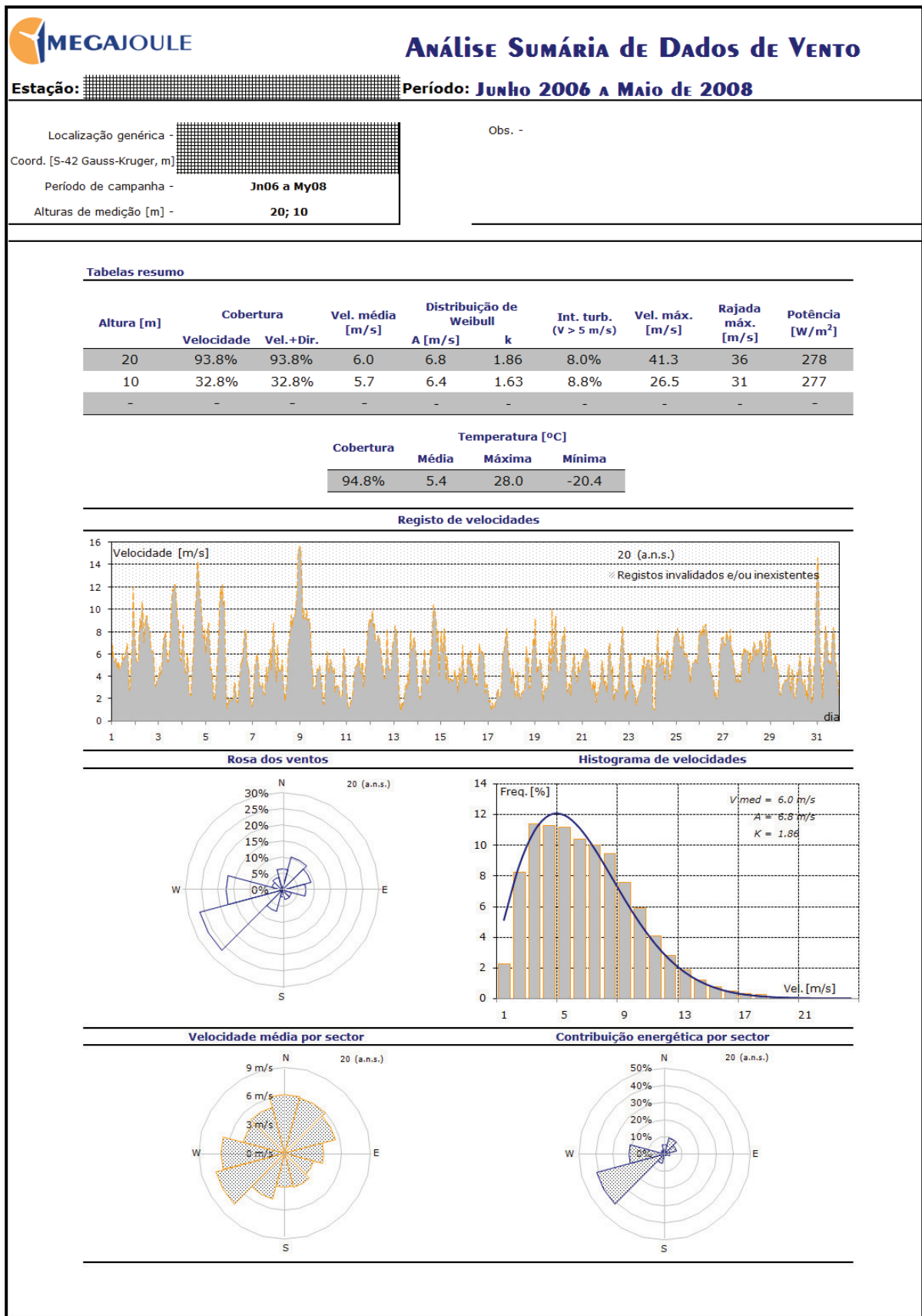
Anexos

Anexo I

☞ Análise Detalhada da Série virtual de dados de vento

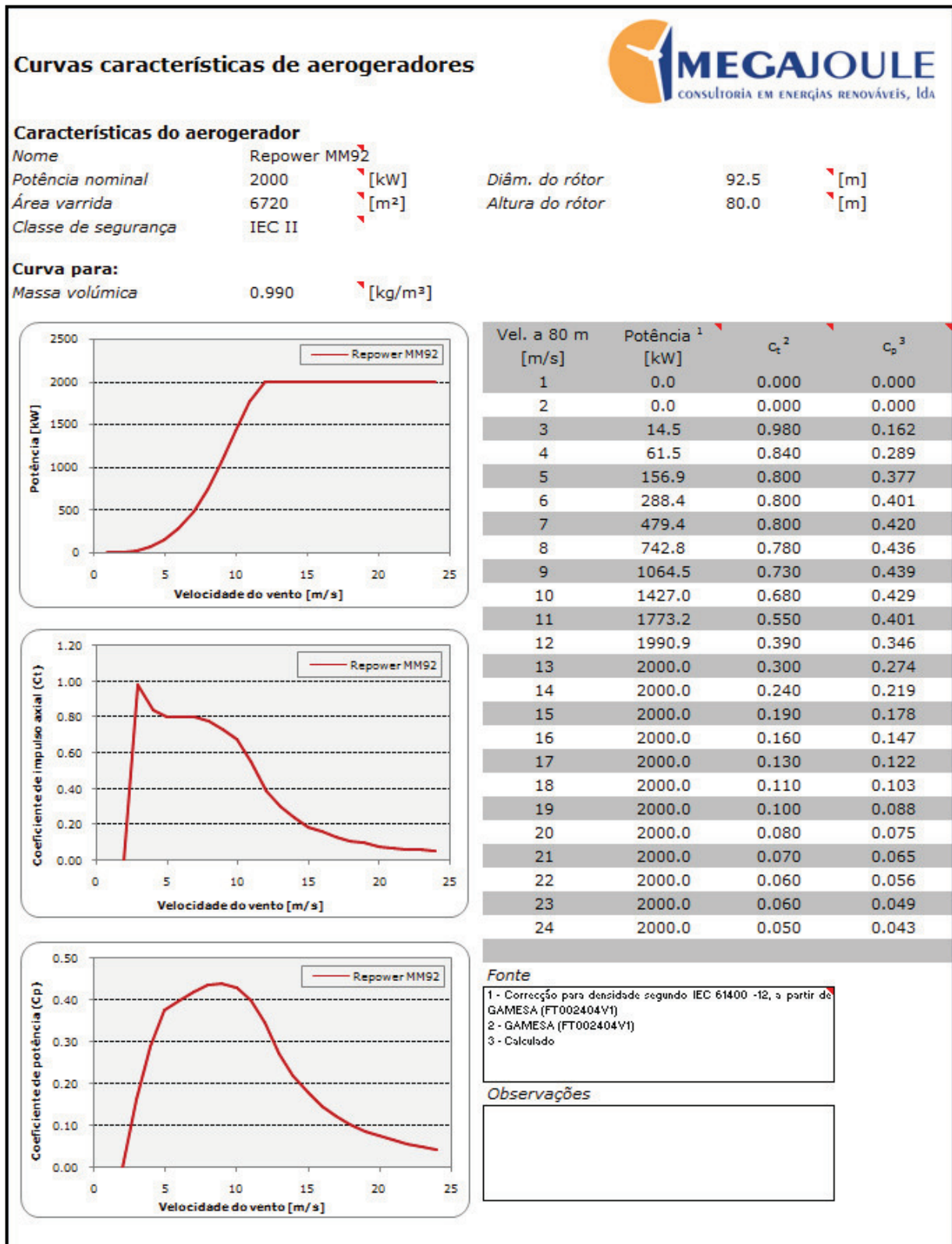


☞ **Análise detalhada de dados de vento tendo em conta as medições locais**

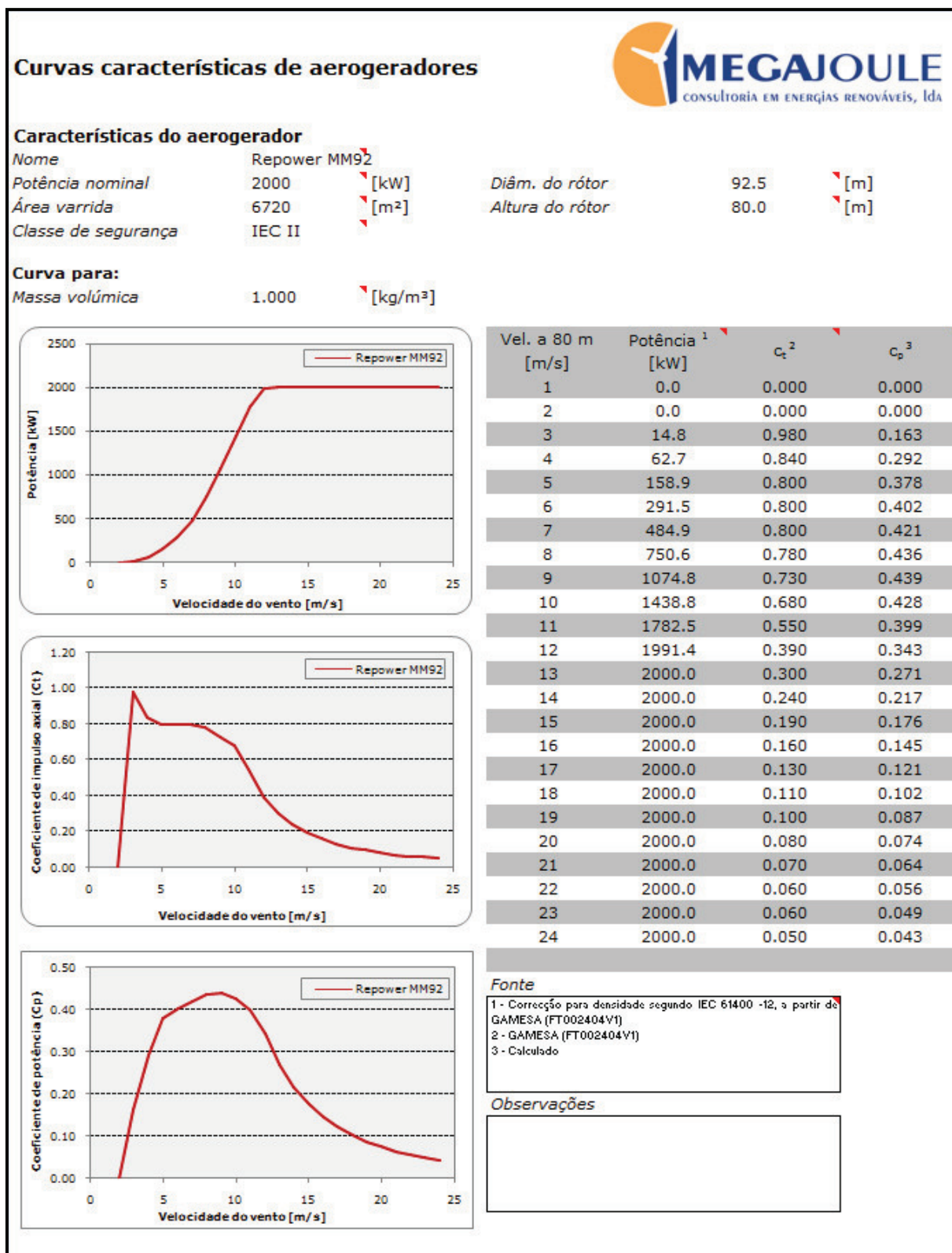


Anexo II

☞ Curvas características do aerogerador MM92 da Repower para a massa volúmica de $0,99 \text{ kg/m}^3$



☞ **Curvas características do aerogerador MM92 da Repower para a massa volúmica de 1,00 kg/m³**



Anexo III

↳ Tabela detalhada da estimativa de produção de energia tendo em conta a série virtual de dados de vento.

Localização		Regime de ventos			Produção anual						
Turb.	Coordenadas S-42 Gauss-Kruege	Altitude	RIX	Altura rotor	Vel. média	Dist. de Weibull	Livre	Perdas esteira	Parque	Horas a plena carga	
	Longitude m	Latitude m	%	m	m/s	A m/s	k	MWh	%	MWh	
1	X XXX XXX	X XXX XXX	35	80.0	6.3	7.0	1.72	4 938	0.5	4 913	2 457
2	X XXX XXX	X XXX XXX	37	80.0	6.3	7.1	1.92	4 877	1.7	4 795	2 398
3	X XXX XXX	X XXX XXX	39	80.0	6.5	7.3	1.92	5 241	5.9	4 932	2 466
4	X XXX XXX	X XXX XXX	39	80.0	6.5	7.3	1.92	5 278	6.4	4 938	2 469
5	X XXX XXX	X XXX XXX	38	80.0	6.4	7.2	1.92	5 013	4.3	4 798	2 399
6	X XXX XXX	X XXX XXX	39	80.0	6.5	7.3	1.87	5 240	5.3	4 962	2 481
7	X XXX XXX	X XXX XXX	38	80.0	6.4	7.3	1.85	5 169	2.5	5 040	2 520
8	X XXX XXX	X XXX XXX	35	80.0	6.4	7.1	1.84	5 013	2.6	4 882	2 441
9	X XXX XXX	X XXX XXX	35	80.0	6.7	7.5	1.82	5 503	2.4	5 369	2 685
10	X XXX XXX	X XXX XXX	34	80.0	6.8	7.7	1.78	5 709	0.3	5 691	2 846
Total								51 981	3.2	50 320	2 516

- ☞ Tabela detalhada da estimativa de produção anual de energia tendo em conta as medições locais de vento.

Localização		Regime de ventos			Produção anual						
Turb.	Coordenadas S-42 Gauss-Krue	Altitude	RIX	Altura rotor	Vel. média	Dist. de Weibull	Livre	Perdas esteira	Parque	Horas a plena carga	
	Longitude m	Latitude m	%	m	m/s	A m/s	k	MWh	%	MWh	
1	X XXX XXX	X XXX XXX	35	80.0	7.1	8.0	1.88	6 320	0.2	6 308	3 154
2	X XXX XXX	X XXX XXX	37	80.0	7.2	8.1	2.16	6 365	1.5	6 268	3 134
3	X XXX XXX	X XXX XXX	39	80.0	7.5	8.4	2.19	6 807	6.1	6 392	3 196
4	X XXX XXX	X XXX XXX	39	80.0	7.5	8.4	2.18	6 837	4.6	6 526	3 263
5	X XXX XXX	X XXX XXX	38	80.0	7.3	8.2	2.19	6 526	3.3	6 313	3 157
6	X XXX XXX	X XXX XXX	39	80.0	7.4	8.4	2.14	6 746	5.0	6 409	3 205
7	X XXX XXX	X XXX XXX	38	80.0	7.4	8.3	2.11	6 632	3.2	6 422	3 211
8	X XXX XXX	X XXX XXX	35	80.0	7.2	8.2	2.06	6 428	1.0	6 361	3 181
9	X XXX XXX	X XXX XXX	35	80.0	7.6	8.6	2.05	6 968	2.2	6 818	3 409
10	X XXX XXX	X XXX XXX	34	80.0	7.7	8.7	1.98	7 156	1.2	7 070	3 535
Total								66 785	2.8	64 887	3 244