

U. PORTO

FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

**Estudo experimental da interferência da torre e dos
suportes no funcionamento dos sensores de
medição das características do vento**

PEDRO LUÍS TOMÁS NEVES

Dissertação realizada no âmbito
do Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica
sob a supervisão do Prof. Álvaro Henrique Rodrigues

Julho de 2012

Aos pais, família de sangue e encosto

Resumo

Com a subida do nível de vida das sociedades e um contínuo aumento da população mundial houve um aumento da produção elétrica a nível mundial. Conjugado com o aumento do preço dos combustíveis fósseis a fatura energética dos países atingiu valores insuportáveis, ocorrendo a necessidade de encontrar novas formas de produção de energia elétrica com custos inferiores. Assim se desenvolveu o setor da energia eólica, permitindo a produção de energia elétrica a partir de uma fonte inesgotável e gratuita. A construção de um parque eólico necessita da injeção de capitais intensos, existindo a necessidade de recorrer ao financiamento junto das entidades bancárias. Com a crise financeira dos últimos anos os bancos começaram a exigir estudos detalhados da viabilidade dos projetos, exigindo estimativas de produção de elevada precisão.

Este trabalho visa estudar experimentalmente a interferência da torre e dos suportes no funcionamento dos sensores de medição. Para isso foram efetuadas medições numa torre treliçada existente no topo do edifício do DEMec, com recurso a equipamento apropriado. Foi utilizada anemometria de copos para a medição da velocidade do vento de dois fabricantes distintos, Thies e NRG. A distância dos anemómetros ao centro da torre era alterada sempre que o número de registos o permita. Recorreu-se ainda a anemometria ultrassónica para determinar a componente vertical do escoamento e comparou-se a velocidade registada por esta com a do anemómetro de copos. O processamento de dados foi igual para as diferentes distâncias de forma a possibilitar a sua comparação. Foi também realizada uma configuração da torre de modo a simula-la como sendo maciça.

A análise de resultados mostrou níveis de influência da torre na velocidade registada por parte dos sensores diferentes para diferentes distâncias destes ao centro da torre. Quanto maior essa distância menor será a influência. Observou-se também que em registos com um intervalo de integração de 1 minuto a influência é mais notória do que registos com um intervalo de 10 min. A comparação dos resultados dos sensores Thies e NRG demonstrou uma maior influência da torre nos registos de velocidade medidos pelos sensores NRG. Verificou-se que uma torre maciça provoca uma maior influência na velocidade do vento em comparação com uma torre treliçada. A breve comparação dos resultados do anemómetro ultrassónico demonstrou uma igualdade entre os registos com uma frequência de amostragem de 5 e 20 Hz e uma boa correlação com as velocidades médias registadas por um anemómetro de copos durante o mesmo período de tempo.

Conclui-se que a torre tem bastante influência na caracterização do vento, variando de valor consoante a distância do sensor a torre e fabricantes destes. Ao realizar a estimativa de produção de um aerogerador deve-se ter em conta este fator.

Abstract

With the rising of living standards of societies and a continues increase of world population there was an increase of electricity production worldwide. Coupled with the rising price of fossil fuels, the energy bill of the countries reached unbearable levels, occurring the need to find new ways to produce electricity at a lower cost. Thus the development of wind energy sector allowed the production of electric power from an inexhaustible and free source. The construction of a wind farm requires the injection of intensive capital, originating a need to resort to financing from the banks. With the financial crisis of recent years, banks began demanding detailed studies of the viability of projects, requiring estimates of production with high precision.

This work aims to study experimentally the interference of the tower and supports in the functioning of the measuring sensors. For this purpose, measurements were performed on a lattice tower on the top of the building DEMEC, with appropriate equipment. Anemometry cups from two different manufacturers, Thies and NRG, were used to measure wind speed. The distance of the anemometers to the center of the tower was changed when the number of records permitted it. It was also resorted to an ultrasonic anemometry to determine the vertical component of the flow and compare it to the speed recorded by the cup anemometer. Data processing was similar for the different distances to enable the comparison. Another configuration of the tower was also carried out in order to simulate it as massive tower.

The analysis of the results showed levels of tower influence in the wind speed registered by the sensors for different distances of the center of the tower. The larger the distance the smaller the effect was. It was also observed that in registers with an integration interval of 1 minute is more noticeable the effect than in records with an interval of 10 min. The comparison of the results of the sensors Thies and NRG demonstrated a greater tower influence in the registers measured by speed sensors NRG. It was found that a mass tower causes a greater influence on the wind speed in comparison with a lattice tower. A brief comparison of the registers of ultrasonic anemometers showed equality between the registers with a frequency of 5 Hz and 20 Hz and a good correlation with mean velocities recorded by an anemometer cup during the same period of time.

It is concluded that the tower has a strong influence on the wind characteristics, ranging in value for different sensor distances to the tower and sensors makers. In the estimation of producing a of wind turbine this factor must be taken into account.

Agradecimentos

Antes de mais, quero deixar o meu agradecimento ao meu Orientador e ao meu Coorientador da presente tese de Mestrado, o Professor Álvaro Rodrigues e o Engenheiro Amândio Ferreira, respetivamente, pela bibliografia cedida, pelas constantes revisões do trabalho, pelas sugestões pertinentes, pelos conhecimentos transmitidos, pela disponibilidade. O voto de confiança e a motivação transmitida foram fundamentais para a conclusão de mais uma etapa da minha formação académica.

Agradeço a todos os que direta ou indiretamente contribuíram para a concretização deste estudo, nomeadamente aos funcionários do Instituto Nacional de Engenharia e Gestão Industrial (INEGI), pela partilha de conhecimentos, pela imensa colaboração por me auxiliarem a criar as condições necessárias para a realização do estudo aos quais dedico um agradecimento especial ao Ricardo, ao Luís, ao Pedro, ao Hugo e ao Márcio.

Quero também prestar o meu agradecimento ao Engenheiro Ricardo Pinho pelo apoio e disponibilidade.

Aos meus pais que tudo têm feito por mim, e que apesar de estarem ausentes fisicamente, estiveram sempre presentes, incentivando-me e acompanhando-me ao longo do meu percurso académico.

À minha irmã e à Andreia, pelo apoio e votos de confiança transmitidos.

Índice

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 ENQUADRAMENTO	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.3 BREVE DESCRIÇÃO DE CONTEÚDOS	3
2. ENERGIA EÓLICA	5
2.1 EVOLUÇÃO	5
2.2 SITUAÇÃO EM PORTUGAL	6
2.3 FUTURO	8
3. RECURSO EÓLICO	9
3.1 VELOCIDADE/ POTÊNCIA	9
3.2 FATORES QUE INFLUENCIAM AS CARATERÍSTICAS DO VENTO	10
3.3 INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA	13
3.4 QUANTIFICAÇÃO DO RECURSO	14
3.5 MEDIÇÃO DAS CARATERÍSTICAS DO VENTO	14
4. CAMPANHA DE MEDIÇÕES	21
4.1 LOCALIZAÇÃO	21
4.2 SENSORES	22
4.3 PROGRAMA DE MEDIÇÃO	25
4.4 TRATAMENTO DE DADOS	29
5. ANÁLISE DE RESULTADOS	31
5.1 SENSORES DE DIREÇÃO	31
5.2 ANEMÓMETRO DE COPOS THIES FIRST CLASS	32
5.3 ANEMÓMETRO DE COPOS NRG#40	41
5.4 ANÁLISE GLOBAL DO COMPORTAMENTO DOS SENSORES	49
5.5 SIMULAÇÃO DE UMA TORRE TRIANGULAR MACIÇA	51
5.6 ANEMÓMETRO ULTRASSÓNICO	53
6. CONCLUSÕES	57
7. BIBLIOGRAFIA	59
ANEXOS	61
ANEXO A: CONFIGURAÇÃO GERAL DA TORRE	63
ANEXO B - CONFIGURAÇÃO 4	65
ANEXO C: CÁLCULO DA SOLIDEZ DA TORRE	67
ANEXO D: DADOS COMPLEMENTARES PARA A CONF_1	69
ANEXO E: DADOS COMPLEMENTARES PARA A CONF_2	73
ANEXO F: DADOS COMPLEMENTARES PARA A CONF_3	75
ANEXO G: DADOS COMPLEMENTARES PARA A CONF_4	79
ANEXO H: CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO DOS ANEMÓMETROS	81

Índice de Figuras

FIGURA 1 - <i>MIX</i> DA CAPACIDADE DE POTÊNCIA ENERGÉTICA NA UE EM 2000 (À ESQUERDA) E 2011 [EWEA, 2011]	5
FIGURA 2 - CRESCIMENTO DA CAPACIDADE GERADORA DE BASE EÓLICA EM PORTUGAL [RODRIGUES, 2011]	7
FIGURA 3- ÍNDICES DE DENSIDADE NA EUROPA DEZ 2011 [RODRIGUES, 2011]	7
FIGURA 4 - ESCOAMENTO ATMOSFÉRICO	9
FIGURA 5 - ACELERAÇÃO DO ESCOAMENTO SOBRE UMA ELEVAÇÃO [WEGLEY <i>ET AL.</i> , 1980]	11
FIGURA 6 - ORIENTAÇÕES E FORMAS POSSÍVEIS DE LINHAS DE CUMEADA [WEGLEY <i>ET AL.</i> , 1980]	11
FIGURA 7- INFLÊNCIA DA RUGOSIDADE NO PERFIL VERTICAL DO VENTO.....	12
FIGURA 8- EFEITOS NO ESCOAMENTO DEVIDO AO ENCONTRO COM UM OBSTÁCULO [WEGLEY <i>ET AL.</i> , 1980]	13
FIGURA 9: ESPETRO DE ENERGIA EM FUNÇÃO DO TEMPO.....	15
FIGURA 10 - REPRESENTAÇÃO DO LOCAL DA ESTAÇÃO DE MEDIÇÃO EM RELAÇÃO AO AEROGERADOR [IEC, 2005]	17
FIGURA 11 - ANEMÓMETRO ULTRASSÓNICO METEK USA-1	18
FIGURA 12 - ESQUEMA DE TRANSDUTORES DO ANEMÓMETRO SÓNICO	19
FIGURA 13 - VISTA AÉREA DO CAMPUS DA FEUP [GOOGLE MAPS, 2009].....	21
FIGURA 14 - VISTA DO TERRAÇO DO EDIFÍCIO DO DEMEC	22
FIGURA 15 - ANEMÓMETRO DE COPOS DA MARCA THIES (À ESQUERDA) E NRG#40	23
FIGURA 16- SENSOR DE DIREÇÃO THIES FIRST CLASS (À ESQUERDA) E THIES COMPACT	24
FIGURA 17 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] REFERENTE AO PERÍODO DE ABRIL A JUNHO DE 2010 E 2011	26
FIGURA 18 - ROSA DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] REFERENTE AO PERÍODO DE ABRIL A JUNHO DE 2010 E 2011	26
FIGURA 19 - ORIENTAÇÃO DAS HASTES	27
FIGURA 20 - TORRE DO DEMEC INSTRUMENTADA [CORTESIA DO INEGI].....	28
FIGURA 21- ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] DO CTV1 E CTV2.....	31
FIGURA 22 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO.....	32
FIGURA 23 - ROSA DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	32
FIGURA 24 - DIFERENÇA DE VELOCIDADES MÉDIAS DO ESCOAMENTO PARA 1 E 10 MIN	33
FIGURA 25 - RÁCIO DA DIFERENÇA DE VELOCIDADES DO ESCOAMENTO PARA 1 E 10MIN.....	33
FIGURA 26 - CORRELAÇÃO ENTRE OS REGISTOS COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 1 E 10 MIN DE A_1 E A_2 PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO.....	34
FIGURA 27 - CORRELAÇÃO ENTRE OS REGISTOS COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 1 E 10 MIN DE A_2 E A_3 PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO.....	34
FIGURA 28 - DESVIO-PADRÃO DA MÉDIA DAS DIFERENÇAS DE VELOCIDADE MÉDIA DO ESCOAMENTO PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	34
FIGURA 29 - INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA DO ESCOAMENTO PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO.....	35
FIGURA 30 - RÁCIO DO Δ FLUXO DE POTÊNCIA PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	35
FIGURA 31 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO	36
FIGURA 32 - ROSA DE VELOCIDADES MÉDIAS [M/S] PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO.....	36
FIGURA 33 - CORRELAÇÃO ENTRE REGISTOS COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 10 MIN DE A_1 E A_2 PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO	36
FIGURA 34 - CORRELAÇÃO ENTRE REGISTOS COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 10 MIN DE A_2 E A_3 PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO	37
FIGURA 35- DIFERENÇA DA VELOCIDADES MÉDIA DE A_2 E A_3 E RESPECTIVO RÁCIO PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO	37
FIGURA 36 - DESVIO-PADRÃO DA MÉDIA DAS DIFERENÇAS DE VELOCIDADE DE A_2 E A_3 PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO ...	38
FIGURA 37- INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO	38
FIGURA 38 - RÁCIO DO Δ FLUXO DE POTÊNCIA PARA O PERÍODO DE 15 A 31 DE MAIO.....	38
FIGURA 39 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] E DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JULHO	39

FIGURA 40 - CORRELAÇÃO ENTRE A VELOCIDADE MÉDIA DE A_1 E A_2 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 10 MINUTOS PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JULHO.....	39
FIGURA 41- CORRELAÇÃO ENTRE A VELOCIDADE MÉDIA DE A_2 E A_3 PARA REGISTOS DE 10 MINUTOS PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JULHO.....	40
FIGURA 42 - DIFERENÇA DA VELOCIDADES MÉDIA DE A_2 E A_3 E RESPECTIVO RÁCIO PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JULHO.....	40
FIGURA 43 - DESVIO-PADRÃO DA MÉDIA DAS DIFERENÇAS DE VELOCIDADE PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JULHO.....	40
FIGURA 44 - INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO	41
FIGURA 45 - RÁCIO DO Δ FLUXO DE POTÊNCIA PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO.....	41
FIGURA 46 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] E DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	42
FIGURA 47 - DIFERENÇA DA VELOCIDADES MÉDIA DE A_4 E A_5 PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO.....	42
FIGURA 48 - RÁCIO DA DIFERENÇA DA VELOCIDADE MÉDIA DE A_4 E A_5 PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO.....	42
FIGURA 49 - CORRELAÇÃO ENTRE A VELOCIDADE MÉDIA DE A_4 E A_5 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 10 MINUTOS PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	43
FIGURA 50 - CORRELAÇÃO ENTRE REGISTOS DE A_1 E A_4 PARA UM INTERVALO DE 10 MIN DURANTE O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	43
FIGURA 51 - DESVIO-PADRÃO DA MÉDIA DAS DIFERENÇAS DE VELOCIDADES MÉDIAS E INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	44
FIGURA 52 - RÁCIO DO Δ FLUXO DE POTÊNCIA PARA O PERÍODO DE 20 DE ABRIL A 5 DE MAIO	44
FIGURA 53 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] E DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO.....	45
FIGURA 54 - DIFERENÇA DAS VELOCIDADES MÉDIAS DE A_4 E A_5 PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO	45
FIGURA 55 - RÁCIO DA DIFERENÇA DAS VELOCIDADES MÉDIAS DE A_4 E A_5 PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO.....	45
FIGURA 56 - DESVIO-PADRÃO DA MÉDIA DAS DIFERENÇAS DAS VELOCIDADES MÉDIAS E INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO	46
FIGURA 57 - RÁCIO DO Δ FLUXO DE POTÊNCIA PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO.....	46
FIGURA 58 - CORRELAÇÃO ENTRE REGISTOS DE A_4 E A_5 COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 10 MIN PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO	47
FIGURA 59 - CORRELAÇÃO ENTRE REGISTOS DE A_1 E A_4 COM UM INTERVALO DE INTEGRAÇÃO DE 10 MIN PARA O PERÍODO DE 1 A 17 DE JUNHO	47
FIGURA 60 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] E DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO.....	47
FIGURA 61 - DIFERENÇA DA VELOCIDADES MÉDIA DE A_4 E A_5 PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO	48
FIGURA 62- RÁCIO DA DIFERENÇA DA VELOCIDADE MÉDIA DE A_4 E A_5 PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO	48
FIGURA 63 - INFLUÊNCIA DA TORRE VS DISTÂNCIA DO ANEMÓMETRO A_3 AO CENTRO DA TORR	49
FIGURA 64 - INFLUÊNCIA DA TORRE VS DISTÂNCIA DO ANEMÓMETRO A_5 AO CENTRO DA TORRE.....	50
FIGURA 65 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] E DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO.....	51
FIGURA 66 - DIFERENÇA DA VELOCIDADES MÉDIA DE A_2 E A_3 PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO	51
FIGURA 67 - RÁCIO DA DIFERENÇA DA VELOCIDADE MÉDIA DE A_2 E A_3 PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO	52
FIGURA 68 - DESVIO-PADRÃO DAS MÉDIAS DAS DIFERENÇAS DA VELOCIDADE MÉDIA E INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO	52
FIGURA 69 - ROSA DE OCORRÊNCIAS [%] E DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] PARA O PERÍODO DE 18 A 24 DE JUNHO.....	53
FIGURA 70- COMPONENTE VERTICAL DA VELOCIDADE DO VENTO EM FUNÇÃO DA DIREÇÃO.....	53
FIGURA 71 - CORRELAÇÃO ENTRE A VELOCIDADE MÉDIA MEDIDA POR A_1 E O ANEMÓMETRO ULTRASSÔNICO.....	54
FIGURA 72 - COMPARAÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA MEDIDA POR A_1 E O ULTRASSÔNICO PARA OS PRIMEIROS 100 MINUTOS DE MEDIÇÃO.....	54
FIGURA 73 - CORRELAÇÃO ENTRE A VELOCIDADE MÉDIA MEDIDA POR A_1 E O ANEMÓMETRO ULTRASSÔNICO SEM DESFASAMENTO	55
FIGURA 74- ESQUEMA GERAL DA TORRE À ESCALA	63
FIGURA 75 – CONFIGURAÇÃO 4	65

FIGURA 76 - ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_2 E A_3	69
FIGURA 77 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_2 E A_3	70
FIGURA 78 - ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_4 E A_5	70
FIGURA 79 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_4 E A_5	70
FIGURA 80 - CORRELAÇÃO ENTRE A_4 E A_5 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA A CONF_1	71
FIGURA 81 - CORRELAÇÃO ENTRE A_1 E A_4 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA A CONF_1	71
FIGURA 82 - ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_2 E A_3 PARA A CONF_2.....	73
FIGURA 83 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_2 E A_3 PARA CONF_2.....	74
FIGURA 84 - CORRELAÇÃO ENTRE A_1 E A_2 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA A CONF_2	74
FIGURA 85 - CORRELAÇÃO ENTRE A_2 E A_3 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA CONF_2	74
FIGURA 86 - ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_2 E A_3 PARA A CONF_3.....	75
FIGURA 87 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_2 E A_3 PARA A CONF_3	76
FIGURA 88- ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_4 E A_5 PARA A CONF_3	76
FIGURA 89 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_4 E A_5 PARA A CONF_3	76
FIGURA 90 - CORRELAÇÃO ENTRE A_1 E A_2 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA CONF_3.....	77
FIGURA 91 - CORRELAÇÃO ENTRE A_2 E A_3 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA CONF_3.....	77
FIGURA 92 - CORRELAÇÃO ENTRE A_4 E A_5 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA CONF_3	77
FIGURA 93 - CORRELAÇÃO ENTRE A_1 E A_4 PARA REGISTOS COM UM INTERVALO DE 1MIN PARA CONF_3	78
FIGURA 94 - ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_2 E A_3 PARA A CONF_4.....	79
FIGURA 95 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_2 E A_3 PARA A CONF_4	80
FIGURA 96 - ROSAS DA VELOCIDADE MÉDIA [M/S] DE A_4 E A_5 PARA A CONF_4.....	80
FIGURA 97 - ROSAS DE FLUXO DE POTÊNCIA [W/M ²] DE A_4 E A_5 PARA A CONF_4	80

Índice de Tabelas

TABELA 1- INVESTIMENTO REALIZADO NA CONSTRUÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO [EWEA, 2011].....	2
TABELA 2- CARATERÍSTICAS DOS ANEMÓMETROS DE COPOS THIES	23
TABELA 3-CARATERÍSTICAS DO ANEMÓMETRO SE COPOS NRG	23
TABELA 4- CARATERÍSTICAS GERAIS NO ANEMÓMETRO SÓNICO	24
TABELA 5-CARATERÍSTICAS DOS SENSORES DE DIREÇÃO THIES	25
TABELA 6 - DESIGNAÇÃO ADOTADA PARA CADA SENSOR.....	27
TABELA 7 - PROGRAMA DE MEDIÇÕES	28
TABELA 8 - ANÁLISE GLOBAL DA INTERFERÊNCIA DA TORRE NOS SENSORES	49
TABELA 9 - RESUMO DAS CORRELAÇÕES EFETUADAS PARA REGISTO DE 10 MIN	50
TABELA 10 - ANÁLISE SETORIAL PARA A CONF_1	69
TABELA 11 - ANÁLISE SETORIAL PARA A CONF_2	73
TABELA 12 - ANÁLISE SETORIAL PARA A CONF_3	75
TABELA 13 - ANÁLISE SETORIAL PARA A CONF_4	79

Nomenclatura

E_c - Energia Cinética

m - Massa do corpo

v - Velocidade do corpo

P_d - Potência disponível

ρ - Massa volúmica

A - Área da secção

FP - Fluxo de potência

$V(z)$ - velocidade do escoamento a uma altura z

Z_r - Altura de referência

Z_0 - Rugosidade do terreno

α - *Shear factor*

IT - Intensidade de turbulência

U - Velocidade média horizontal

T1 - Tempo dispendido pelo pulso sonoro emitido pelo transdutor1 até atingir o transdutor2

T2 - Tempo dispendido pelo pulso sonoro emitido pelo transdutor2 até atingir o transdutor1

L - Distância entre sensores

c - Velocidade do som

V - Velocidade do vento

N - Norte

NNE - Nor-nordeste

NE - Nordeste

ENE - És-nordeste

E - Este

ESE - És-sudeste

SE - Sudeste

SSE - Su-sudeste

S - Sul

SSW - Su-sudoeste

SW - Sudoeste

WSW - Oés-sudoeste

W - Oeste

WNW - Oés-noroeste

NW - Noroeste

NNW - Nor-noroeste

Lista de acrónimos

DEMec - Departamento de Engenharia Mecânica

EWEA - Associação Europeia da Energia do Vento

EUA - Estados Unidos da América

FEUP - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

IEC - Comissão Eletrónica Internacional

INEGI - Instituto Nacional de Engenharia e Gestão Industrial

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

1. INTRODUÇÃO

No decorrer das últimas décadas, a energia eólica tem vindo a destacar-se de entre as fontes renováveis de energia pelo seu crescimento rápido, embora sustentado. Um dos motivos que contribuiu para esse crescimento foi o facto de ter ocorrido uma maior abertura do mercado energético e um aumento dos incentivos à instalação de centrais eletroprodutoras com base em fontes renováveis de energia.

A acompanhar este crescimento houve um aperfeiçoamento da indústria eólica, tendo ocorrido uma evolução tecnológica dos sistemas mecânicos e eléctricos associados à transformação do vento em energia eléctrica (aerogeradores com rendimentos superiores), a publicação de normas por parte de entidades especializadas, como a IEC 61400, o desenvolvimento de novas técnicas de caracterização do escoamento atmosférico e novos instrumentos de medição, como a anemometria sónica e o LIDAR, embora este último seja uma tecnologia recente. Esta melhoria fez com que a indústria eólica se tornasse mais sustentável e um investimento com um fator de risco inferior.

1.1 Enquadramento

O aumento da procura de energia eléctrica a nível mundial nos últimos anos, associado, por um lado, à subida dos padrões de conforto das sociedades e, por outro, ao aumento da população, conduziu, de uma maneira geral, a que a fatura energética de diversos países, com uma indústria de produção de electricidade baseada essencialmente em combustíveis fósseis, se tornasse insustentável. O aumento do preço dos combustíveis fósseis, devido ao crescente ritmo da sua procura e da diminuição das suas reservas mundiais, refletiu-se no preço de produção de electricidade. Em consequência, a sociedade fomentou a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis e endógenas, com o objetivo de tornar mais sustentável tanto a nível económico-financeiro como ambiental, sendo este último fator bastante importante.

De entre as principais fontes renováveis de energia (energia solar, hídrica e eólica), a energia eólica e a hídrica têm desempenhado um papel de inegável importância no *mix* energético nacional e internacional, tendo dominado o mercado de produção eléctrica a partir de fontes renováveis de energia.

Devido à crise financeira que, a partir de 2008, conduziu a uma forte crise económica, o acesso ao crédito tornou-se bastante difícil, tendo as entidades de crédito começado a exigir mais estudos e provas da viabilidade dos investimentos. Consequentemente a indústria eólica sentiu uma maior

dificuldade em obter investimento, dado que a construção de novos parques eólicos implica um esforço financeiro, unicamente possível na maioria dos casos, através de acesso ao crédito. Trata-se de investimentos vultuosos, de capital intensivo, em que os desembolsos são efetuados na altura de construção, como se pode verificar na Tabela 1, sendo a recuperação do investimento gradual ao longo da vida do projeto, tipicamente de 20 anos. Portanto, assiste-se em simultâneo, a um aumento assinalável da exigência no que respeita ao rigor da caracterização do recurso eólico e do seu potencial energético no local a construir o parque eólico, de modo a diminuir a incerteza associada aos valores previstos de produção. Pretende-se assim diminuir o risco da entidade financiadora do projeto em questão, uma vez que depois de o parque estar construído não é, geralmente, possível remediar os erros cometidos a esse respeito.

Tabela 1- Investimento realizado na construção de um parque eólico [EWEA, 2011]

	Investimento (€1000/MW)	Parcela do custo total (%)
Aerogeradores	928	75,6
Conexão à rede	109	8,9
Fundações	80	6,5
Aluguer do terreno	48	3,9
Instalação elétrica	18	1,5
Consultadoria	15	1,2
Custos financeiros	15	1,2
Construção de vias de acesso	11	0,9
Sistemas de controlo	4	0,3
Total	1227	100

Perante o exposto, este estudo procura contribuir na área de caracterização do recurso eólico, estudando a influência da torre meteorológica nos sensores durante a medição do recurso. Pretende-se quantificar a diminuição da velocidade do escoamento por interferência da torre durante a sua medição e posteriormente quantificar a variação da estimativa de produção provocado por esse decréscimo da velocidade.

1.2 Objetivos

Este trabalho pretende, pela via experimental, efetuar a análise da influência das estruturas de suporte dos anemómetros na medição das características do vento, através da quantificação dessa influência sobre os valores da velocidade.

Durante o trabalho utilizar-se-á uma gama de instrumentos variados, segundo diferentes configurações, permitindo recolher uma maior diversidade de dados. Serão medidas as características do vento recorrendo à anemometria convencional de copos e ultrassónica, para diferentes distâncias à

torre e para diversos rumos de vento. Os sensores serão montados segundo as diretrizes disponíveis na norma vigente, IEC 61400.12.1.

A partir dos resultados espera-se obter algumas indicações sobre a importância das interferências em causa quanto à caracterização do recurso eólico e indicar algumas considerações a ter em conta na realização de futuras campanhas de medição.

1.3 Breve descrição de conteúdos

Inicialmente, no capítulo 2, é exposto o contexto no qual se encontram as fontes renováveis de energia atualmente, particularmente a energia eólica. Posteriormente é feita uma descrição da situação desta no panorama nacional atual e o que se espera no futuro.

O capítulo 3 disserta sobre o recurso eólico, referindo as suas principais características, velocidade *versus* potência, intensidade de turbulência. É realizada uma descrição dos fatores que influenciam as suas características e como se realiza a medição dessas características.

No capítulo 4 é apresentada a campanha de medição efetuada ao longo do trabalho. Procede-se inicialmente à caracterização do local onde está instalada a estação de medição e em seguida faz-se uma descrição geral das características dos sensores utilizados, bem como à definição dos parâmetros utilizados e grandezas medidas.

A análise de resultados é realizada no capítulo 5, estando separada de acordo com o tipo de sensor utilizado. Inicialmente é feita uma análise aos dois sensores de direção utilizados e em seguida são apresentados separadamente os resultados para os anemómetros de copos dos fabricantes Thies e NRG para as diferentes distâncias à torre. Por fim serão apresentados os resultados da anemometria ultrassónica.

No sexto e último capítulo são apresentadas as conclusões do estudo efetuado, de forma sintética e concisa. Para finalizar são apresentadas propostas para futuros trabalhos.

2. Energia eólica

2.1 Evolução

O aproveitamento da energia contida no vento data de há 3000 anos, época na qual os nossos antepassados já construíam moinhos de vento para a moagem de grão e bombagem de água.

Os primeiros aerogeradores começaram a ser desenvolvidos no século XIX nos EUA, mas o aparecimento dos motores de combustão aliado ao seu baixo preço de produção e dos combustíveis fósseis levou a que outras soluções tecnológicas para produção de energia elétrica fossem postas de parte.

No século XX, com a grave crise petrolífera mundial e consequente aumento do preço do petróleo, os governos dos países cuja dependência da importação de combustíveis fósseis era mais acentuada foram obrigados a rever as suas políticas energéticas, de modo a equilibrar a balança energética e comercial. Foram criados em vários países programas de incentivo à produção de energia elétrica a partir de fontes de energia alternativas. Foi neste contexto que a energia eólica renasceu, sofrendo um grande desenvolvimento em países como os EUA, Alemanha, Dinamarca, Reino Unido e Suécia, entre outros. [Manwell *et al*, 2001]

Ao longo dos anos a energia eólica foi vista como uma das fontes renováveis de energia mais promissoras, sendo nos dias de hoje uma tecnologia madura e a segunda fonte de energia renovável com maior cota na produção de energia elétrica a nível europeu, unicamente superada pela energia hídrica, como se pode verificar pela análise da Figura 1.

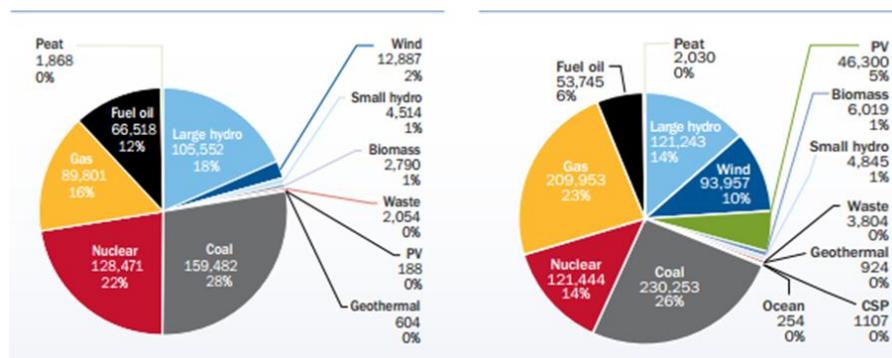


Figura 1 - Mix da capacidade de potência energética na UE em 2000 (à esquerda) e 2011 [EWEA, 2011]

Tendo em conta as atuais preocupações ambientais, como as emissões de CO₂ e o aquecimento global, a “captação” de energia eólica conta com a benesse de ser uma tecnologia com baixo índice de produção de CO₂ durante o seu período de vida (que inclui o planeamento, a construção dos parques eólicos e o seu funcionamento propriamente dito).

Embora a energia eólica traga muitas vantagens, também apresenta algumas desvantagens, como o facto de exigir um investimento inicial muito elevado, a necessidade de condições mínimas (no limite, existência de vento com velocidade acima de um determinado valor) para a construção de um parque eólico ser viável, produzir poluição sonora e visual. Estas desvantagens fazem com que atualmente em alguns países a produção de energia elétrica a partir do vento seja pouco incentivada, especialmente nos países mais pobres.

2.2 Situação em Portugal

Portugal é um país sem recursos conhecidos de petróleo e gás natural, e os que tinha de carvão já quase esgotaram. Como consequência, muita da energia elétrica consumida em Portugal é importada, acarretando custos elevados para a economia do país.

De modo a mitigar esta situação insustentável o governo português procurou promover novas fontes de energia, sendo as energias renováveis a grande aposta. Em 1988 foi aprovada legislação para regular a potência elétrica produzida por produtores independentes. Com a criação desta legislação houve um grande crescimento da produção de energia hídrica e de cogeração, tendo a energia eólica ficado um pouco esquecida, exceto nos arquipélagos dos Açores e Madeira, onde foram desenvolvidos alguns dos primeiros projetos eólicos em Portugal. Esta situação deveu-se, sobretudo, ao facto de inicialmente se considerar que o potencial eólico de Portugal continental fosse reduzido, perante a comparação do nosso recurso eólico com o dos países nórdicos, onde as características do vento são bastantes distintas.

Nos dias que correm a situação é diferente, sendo quase 20% da energia elétrica consumida pelo país proveniente da energia eólica. Tal situação deveu-se a três grandes ações [Castro, 2011]:

- A reestruturação do sector elétrico, iniciada em 1995 e reforçada em 2006, estabelecendo o aprofundamento da liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos;
- Publicação de legislação específica com o objetivo de promover o desenvolvimento das energias renováveis, designadamente através da agilização de procedimentos administrativos com o objetivo de melhorar a gestão da capacidade de receção e a introdução de tarifários de venda de energia de origem renovável à rede pública com preços atrativos;
- Aprovação das “Diretivas da Renováveis”, cuja aplicação em Portugal levou o governo a definir metas ainda mais ambiciosas para a penetração das energias renováveis, designadamente a energia eólica, com a previsão de ter 5100 MW instalados em 2012.

No gráfico da Figura 2 é possível constatar a evolução do setor eólico em Portugal durante os últimos 15 anos, verificando-se um crescimento da capacidade instalada na ordem dos 4400 MW.

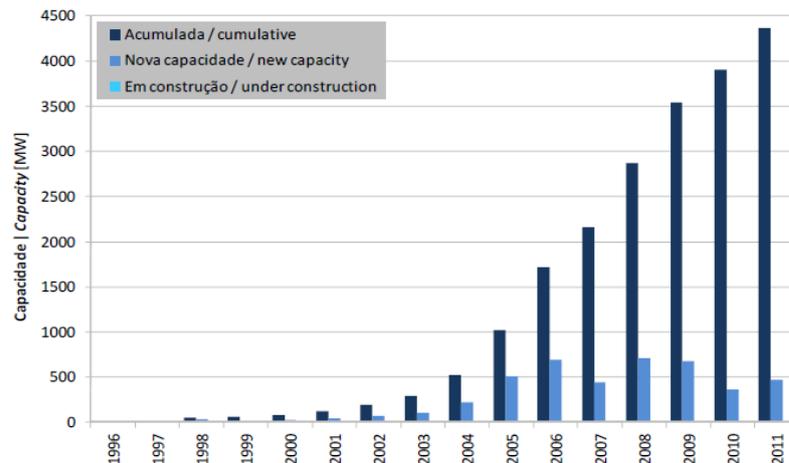


Figura 2 - Crescimento da capacidade geradora de base eólica em Portugal [Rodrigues, 2011]

No final de 2011, a potência total de aproveitamento de energia eólica em Portugal é de aproximadamente 4400 MW, segundo um relatório publicado pelo INEGI no fim de 2011, [Rodrigues, 2011], o que torna difícil até ao final de 2012 ter uma potência instalada de 5100 MW como previsto para Portugal, embora tudo indique que não ficará muito longe dessa meta.

Com esta extraordinária aposta na energia eólica, Portugal orgulha-se de ser o sexto país a nível europeu no que diz respeito à potência instalada. Se forem analisados os índices de potência por habitante e por unidade de área, Portugal ganha ainda maior destaque uma vez que ocupa a 3ª e 4ª posição, respetivamente, como se pode observar na Figura 3.

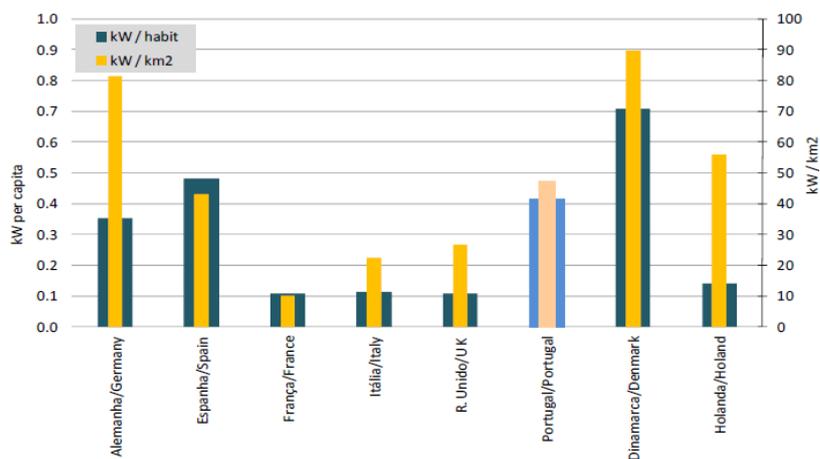


Figura 3- Índices de densidade na Europa Dez 2011 [Rodrigues, 2011]

2.3 Futuro

Apesar deste crescimento absolutamente fantástico, espera-se que a energia eólica continue a assumir um papel importante no aumento de produção de energia a partir de fontes renováveis nos próximos anos. A União Europeia estabeleceu através da Diretiva 2009/28/CE que até 2020 a quota global de energia proveniente de fontes renováveis de energia seja de 20 %, em conjunto com aumentos de 20 % da eficiência energética. Parte do cumprimento desta meta está a cargo da energia eólica, dada a sua rápida implementação e seu historial. Com estas novas medidas, a EWEA estima que a potência eólica instalada em 2020 seja entre 230 GW e 260 GW, o que poderá produzir 14,4 % a 16,7 % da eletricidade consumida, e duplicando para valores entre 400 e 556 GW em 2030, cerca de 26,2 % a 34,3 % dos consumos elétricos. Isto implicará um investimento de 26,6 biliões de euros até 2020 e mais 25,3 biliões até 2030, originando aproximadamente 480 mil postos de trabalho direta e indiretamente.

Relativamente a Portugal, foi apresentado o PNAER em acordo com a Diretiva 2009/28/CE, onde se propôs que até 2020 31 % do consumo final bruto de energia, 60 % da eletricidade produzida e 10 % do consumo de energia no setor dos transportes rodoviários provenha de fontes renováveis. Este plano também prevê para o mesmo período uma capacidade de conversão de energia eólica instalada de 6900 MW, sendo 6850 MW *onshore*. Os 50 MW *offshore* serão provenientes de instalações para fins de investigação e desenvolvimento de tecnologia. [Republica Portuguesa, 2010]

3. Recurso Eólico

O vento é definido genericamente como sendo o movimento do ar em relação à superfície terrestre. É causado por gradientes de pressão ao longo desta originados por um aquecimento heterogêneo desta devido à radiação solar, sendo maior nas zonas equatoriais (trópicos) e menor nas zonas polares. Originando assim enormes fluxos de calor que se deslocam dos trópicos para os polos.

3.1 Velocidade/ Potência

Um dos parâmetros na caracterização do escoamento atmosférico é a sua velocidade. A partir da velocidade do escoamento determina-se o fluxo de potência deste.

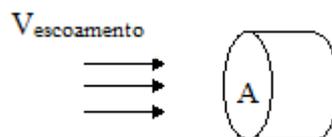


Figura 4 - Escoamento atmosférico

A energia do escoamento atmosférico encontra-se na natureza em forma de energia cinética, sendo expressa pela seguinte fórmula:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2$$

Eq.1

onde m é a massa do ar e v a sua velocidade absoluta, Figura 4.

A potência do escoamento corresponde à energia cinética deste por unidade de tempo, e é dada pela seguinte expressão:

$$P_d = \frac{E_c}{\Delta t} = \frac{1}{2} \left(\frac{dm}{dt} \right) v^2 \quad \text{Eq.2}$$

Determinando a massa do escoamento de ar que atravessa uma secção de área A , conforme ilustrado na Figura 4, através da equação da continuidade obtém-se $\frac{dm}{dt}$ em função da densidade do ar, ρ , e da sua velocidade, v , :

$$\frac{dm}{dt} = \rho v A \quad \text{Eq.3}$$

Da conjugação das equações 2 e 3 obtemos que a potência disponível no escoamento é calculada pela seguinte expressão:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad \text{Eq.4}$$

Dividindo a equação 4 por A , obtemos o fluxo de potência disponível no escoamento:

$$FP = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \text{Eq.5}$$

Ao analisar-se a equação 5 verifica-se que a velocidade está ao cubo, logo uma pequena variação da velocidade do escoamento originará uma acentuada variação do fluxo de potência. Sendo assim, é importantíssimo na caracterização de um local para instalação de um parque eólico, ter em atenção o modo como o escoamento está influenciado, com o objetivo de garantir uma estimativa da produção com o menor erro possível.

3.2 Fatores que influenciam as características do vento

3.2.1 Orografia e efeitos térmicos

A influência da orografia na produção energética de um parque eólico pode ser tão elevada que pode pôr em causa a sua viabilidade económica em determinadas zonas.

O aquecimento das encostas das montanhas durante o dia e o arrefecimento durante a noite propicia que o ar adjacente à montanha aqueça ou arrefeça por condução ou mistura. A diferença entre a temperatura do ar junto à montanha e do ambiente circundante origina fenómenos de brisa. Perante uma estabilidade estática neutra, o escoamento sobre a montanha dá origem a gradientes de pressão que juntamente com o atrito, devido à fricção junto da superfície, resulta na separação do fluxo. Este fenómeno provoca turbilhões em esteira a jusante ou a montante da montanha, podendo se estender por grandes distâncias dependendo da inclinação da montanha. Se este ocorrer a montante, geralmente para elevações de grande inclinação, ocorre um aumento da turbulência na base da montanha,

formando um esteira duas vezes superior à altura desta. Em elevações com uma inclinação suave este fenómeno é quase inexistente, verificando-se um aumento da velocidade do escoamento devido à concentração das correntes de fluxo no topo da montanha e consequentemente um aumento da potência disponível, exemplificado na Figura 5. [Meroney, 1991]

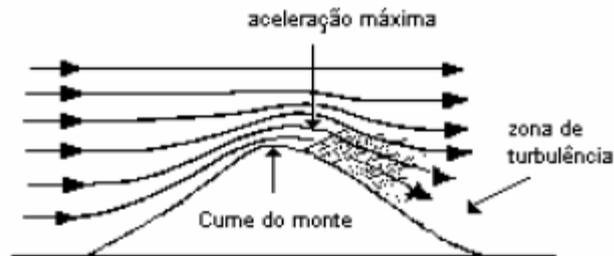


Figura 5 - Aceleração do escoamento sobre uma elevação [Wegley *et al.*, 1980]

Deste modo, a orientação da cumeada é um fator importante na estimativa da aceleração do escoamento. Conforme ilustrado na figura 6, uma cumeada perpendicular ao escoamento proporciona a máxima aceleração do escoamento em comparação com as restantes orientações. Embora uma orientação paralela produza pouca aceleração no cume da montanha, provoca boas acelerações nas zonas laterais de colinas tornando-se uma orientação interessante. Em relação à forma da cumeada, uma forma côncava aumenta a aceleração do escoamento através do afunilamento deste. Em sentido contrário, uma forma convexa é indesejável visto que deflecte o escoamento diminuindo assim a sua direção. [Wegley *et al.*, 1980]

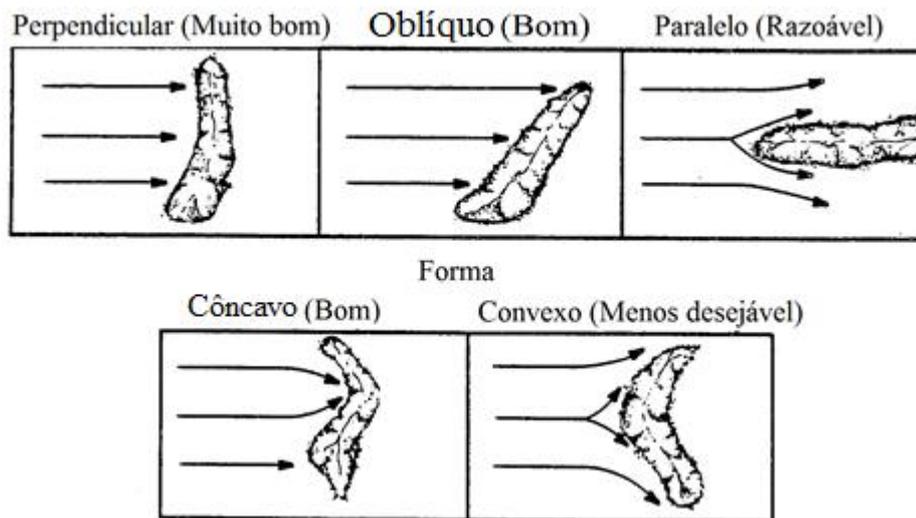


Figura 6 - Orientações e formas possíveis de linhas de cumeada [Wegley *et al.*, 1980]

3.2.2 Rugosidade

A variação da velocidade do escoamento atmosférico com a altura ao solo, designada por perfil vertical do escoamento, é um aspeto importante a ter em atenção aquando da realização de medições no terreno.

Uma das teorias que explica o fenómeno descrito anteriormente é a teoria da camada limite sobre placa plana. Esta teoria define que a velocidade do escoamento varia com a altura, sendo nula à superfície e posteriormente aumentando com a distância à placa até atingir uma velocidade constante denominada por velocidade não perturbada. Se a rugosidade da superfície variar, o perfil vertical do escoamento altera-se, dado que o atrito causado pela rugosidade da superfície origina um deslocamento da velocidade da parte inferior para a parte superior do perfil, como pode ser observado na Figura 7.

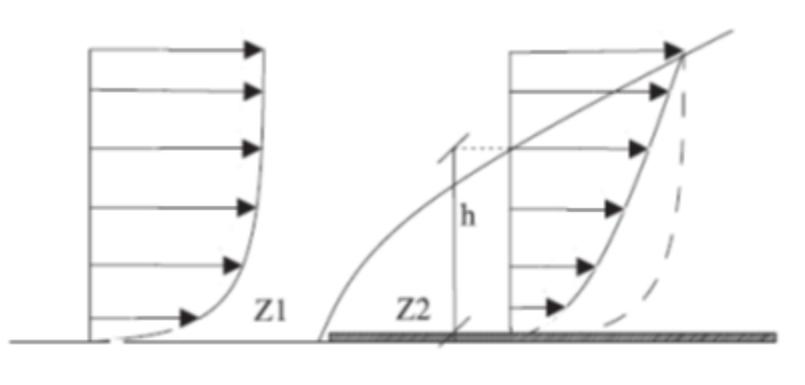


Figura 7- Influência da rugosidade no perfil vertical do vento

Na indústria eólica, como referido anteriormente, é muito importante na fase de projeto de um parque eólico determinar o perfil vertical do escoamento atmosférico local, de modo a se determinar-se a que altura em relação ao nível do solo que o rotor dos aerogeradores deve ser instalado. Deste modo, procura-se evitar questões relacionadas com fadiga nas pás do rotor devido às solicitações cíclicas a que estas estão sujeitas quando giram perante ventos com velocidades que variam com a distância ao solo. Para traçar o perfil vertical são utilizados dois modelos matemáticos: a Lei da Logarítmica (Eq.6) e a Lei da Potência (Eq.7) sendo a última uma simplificação da primeira e a mais utilizada pela indústria eólica:

$$V(z) = V(z_r) \times \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \tag{Eq.6}$$

$$V(z) = V(z_r) \times \ln\left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \tag{Eq.7}$$

sendo $V(z)$ a velocidade do escoamento a uma determinada altura z , $V(z_r)$ a velocidade a uma altura de referência, z_0 a rugosidade e α denominado por *shear factor*. O valor de α não é constante, variando com a altura, hora do dia, natureza do terreno, velocidade do escoamento e temperatura do ar. [Mertens, 2003]

Os dois modelos matemáticos acima mencionados são utilizados para terrenos planos e regiões homogêneas, sendo a incerteza em ambiente urbano elevada.

3.2.3 Obstáculos

Ultimamente têm-se estudado exaustivamente a influência de obstáculos naturais (árvores) ou construídos pelo Homem (edifícios) no vento. De modo a simular a alteração do escoamento devido a obstáculos edificados pelo Homem, considera-se o obstáculo um bloco retangular e que o escoamento é bidimensional. O escoamento é perturbado pelo obstáculo formando uma esteira a jusante deste. Ao passar por este forma-se uma esteira com a forma de uma ferradura, que se estende para jusante do obstáculo. Na Figura 8 observa-se as estimativas da variação da velocidade, da turbulência e da potência disponível no escoamento em função da distância ao obstáculo, sendo que o escoamento só recupera totalmente a uma distância de vinte vezes a altura do obstáculo (h_s). De referir que estas estimativas podem variar dependendo da forma do edifício e da orientação do escoamento. [Wegley *et al.*, 1980]

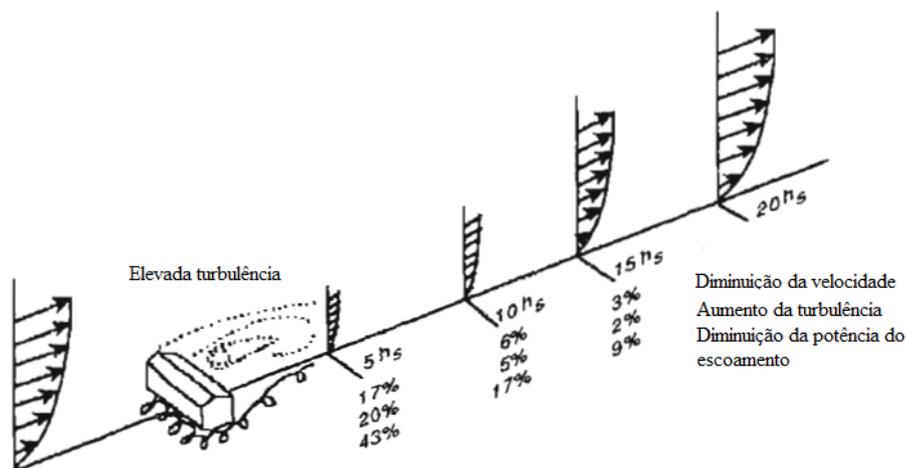


Figura 8- Efeitos no escoamento devido ao encontro com um obstáculo [Wegley *et al.*, 1980]

3.3 Intensidade de turbulência

O fenómeno da turbulência refere-se a flutuações na velocidade do escoamento de ar durante um pequeno intervalo de tempo, tipicamente na ordem do segundo. Para intervalos de tempo superiores a médias destas flutuações é praticamente desprezável.

Em geral a turbulência ocorre devido a duas origens: [Burton *et al.*, 2001]

Origem Mecânica: ocorre devido ao atrito entre o escoamento e a superfície terrestre se nos referimos a um escoamento turbulento causado pela orografia e características locais, como montanhas, zonas de elevada densidade florestal ou zonas urbanas;

Origem Térmica: ocorre devido a diferenças de temperatura que causam o movimento vertical de massas de ar, originando um padrão de células de convecção que provocam, em larga escala, vórtices de turbulência.

Frequentemente estas duas razões estão interligadas, como por exemplo, quando uma massa de ar flui sobre uma montanha e é forçada a subir para regiões mais frias, deixando de estar em equilíbrio com o ambiente circundante.

Dado que a turbulência é um processo complexo não pode ser definida através de simples equações físicas, uma vez ser necessário ter em consideração vários parâmetros como a pressão atmosférica, a temperatura, a densidade, a humidade e a velocidade do escoamento definida em 3 componentes. Sendo assim, torna-se mais prático definir a turbulência com recurso a métodos estatísticos.

Um dos modos de definir a intensidade de turbulência, prática comum na engenharia do vento, é pelo seguinte rácio:

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{U}} \quad \text{Eq.8}$$

sendo σ o desvio padrão da velocidade e \bar{U} a velocidade média do escoamento de uma amostra com um determinado intervalo temporal, geralmente de 10 min. [Burton *et al*, 2001]

3.4 Quantificação do recurso

A quantificação do recurso no local apresenta-se como um processo indispensável na caracterização do mesmo. Embora se possam realizar estimativas através de correlações com estações de medição já existentes e haja um grande conhecimento dos fatores que influenciam o seu comportamento, como foi descrito na secção 3.2, existe sempre a necessidade de se efetuarem medições no local. Ao realiza-lo está-se a eliminar o erro das estimativas com base em correlações e a garantir que a quantificação do recurso é realizada com a maior precisão possível.

Outro aspeto a ter em consideração é a qualidade do recurso. A existência de vento com velocidades médias de 12 m/s não o torna por si só viável. Por exemplo, se essa média foi obtida maioritariamente a partir de velocidades de 5 m/s e velocidades ocasionais de 30 m/s, prevê-se inviável o aproveitamento energético deste local, visto as velocidades estarem fora da gama de funcionamento do aerogerador. O facto da velocidade no local ao longo do ano rondar os 12 m/s, também por si só, não tornaria o aproveitamento energético viável, sendo necessário ter em conta os valores da componente vertical do vento e da turbulência no local. Se estes forem muito elevados o local será inviável. Sendo assim é necessário ter uma boa intensidade do recurso aliada a uma boa qualidade para aproveitamento energético de um determinado local tornar-se viável.

3.5 Medição das características do vento

3.5.1 Campanhas de medição

A correta caracterização do escoamento atmosférico num determinado local passa necessariamente pela medição da velocidade e direção deste. As campanhas de medição são normalmente realizadas no local onde se pretende instalar os parques eólicos durante, pelo menos, 12 meses consecutivos, de modo a garantir que as piores condições atmosféricas sejam registadas, embora sempre que possível

esta deve ser prolongada por períodos superiores de forma a reduzir as incertezas associadas à variabilidade inter-anual do vento. [IEC, 2005]

As séries de dados deverão conter informação referente à velocidade média do escoamento, desvio-padrão e velocidade máxima e mínima, registadas com um tempo de integração de 10 minutos. A norma IEC 61400-12-1 define um tempo de integração de 10 minutos, tendo por base trabalhos de investigação realizados por *Isaac Van der Hoven*, que através de uma abordagem estatística construiu um espectro de velocidade do escoamento atmosférico a partir de registos de longa e curta duração, representado na Figura 9.

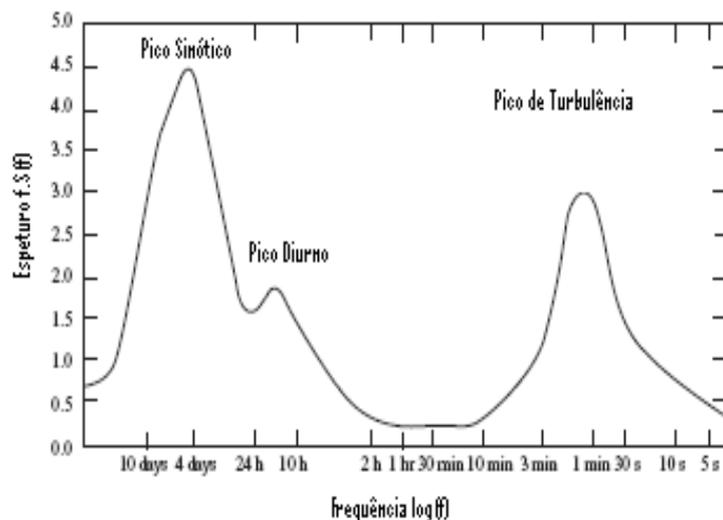


Figura 9: Espectro de energia em função do tempo

O gráfico da Figura 9 demonstra três picos, os quais correspondem ao: [Burton *et al*, 2001]

- Pico de energia durante um período de 4 dias, originado pela ocorrência de ciclones e anticiclones e à passagem de frentes frias/quentes;
- Pico de energia durante um período de 24 horas, devido às variações diurnas da velocidade do vento;
- Pico de energia durante um período de 1 min, decorrente da turbulência atmosférica.

A lacuna ou vazio espectral ocorre devido à falta de processos físicos que provoquem flutuações da velocidade do escoamento no período entre 10 minutos e 1 hora. [Hoven, 1956] Por este motivo, a velocidade média do vento, para o período de tempo referido não sofre grandes variações, sendo o mais recomendado.

Durante o registo dos dados é possível que ocorram erros ou falhas, que posteriormente devem ser eliminados da série de dados através de processos informáticos com aplicação de filtros ou de modo manual com uma simples inspeção visual da série de dados em comuns editores de dados (como por exemplo, o Excel). Para o aparecimento de erros contribuem os seguintes fatores:

- Degradação dos equipamentos de registo;
- Problemas no programa de registo ou de leitura;
- Condições atmosféricas adversas (e.g. descargas atmosféricas, gelo).

3.5.2 Normas

Fundada em 1906, a IEC (Comissão Eletrotécnica Internacional) é uma organização que prepara e publica normas internacionais nas áreas da eletrônica, eletricidade e tecnologias relacionadas. Os documentos publicados pela IEC são o produto de comissões técnicas compostas por peritos provenientes de vários sectores, desde o industrial, empresarial ao estatal. Estes, de seguida, são sujeitos a uma avaliação por parte das Comissões Nacionais, que votam ou dão sugestões conforme o seu estatuto de membro na IEC.

Em 2005 foi publicada a norma IEC 61400-12-1 “*Power performance measurements of electricity producing wind turbines*” substituindo a norma IEC 61400-12 “*Wind turbine power performance testing*” publicada em 1999, que foi o primeiro documento a apresentar uma metodologia de teste do desempenho de aerogeradores. A IEC 61400-12-1 tem como objetivo proporcionar uma metodologia universal que garanta consistência, precisão e reprodutibilidade nas medições e análises da performance energética dos aerogeradores.

Esta norma vem complementar documentos não normativos já existentes, como o MEASNET “*Power Performance Measurement Procedure*”, versão 3, de Novembro de 2000. Este último documento já tem uma nova versão publicada em Dezembro de 2009, o que mostra o empenho da MEASNET nesta temática. Este ano está previsto a publicação de uma nova atualização da norma IEC 61400-12-1.

3.5.3 Estação de medição

As estações de medição geralmente têm um anemómetro instalado no topo, estando um segundo anemómetro e um sensor de direção instalados em hastes adicionadas à torre segundo distâncias normalizadas. Estas também são instrumentadas com um para-raios, um sensor de temperatura, de pressão e de humidade, e a caixa do *data logger*.

No caso das medições de curva de potência ou de avaliação do desempenho de um parque eólico a norma IEC 61400-12-1 define que a sua localização deve ser definida de modo a não ficar demasiado perto do aerogerador, uma vez que o escoamento nessa zona está influenciado pelo funcionamento do mesmo, nem muito longe. A norma define que a torre deve estar posicionada a uma distância entre 2 a 4 vezes o diâmetro do rotor do aerogerador, sendo recomendado uma distância de 2,5 vezes. Esta deverá ser instalada a montante do aerogerador segundo a direção com maior ocorrência de escoamento. A Figura 10 ilustra o referido anteriormente.

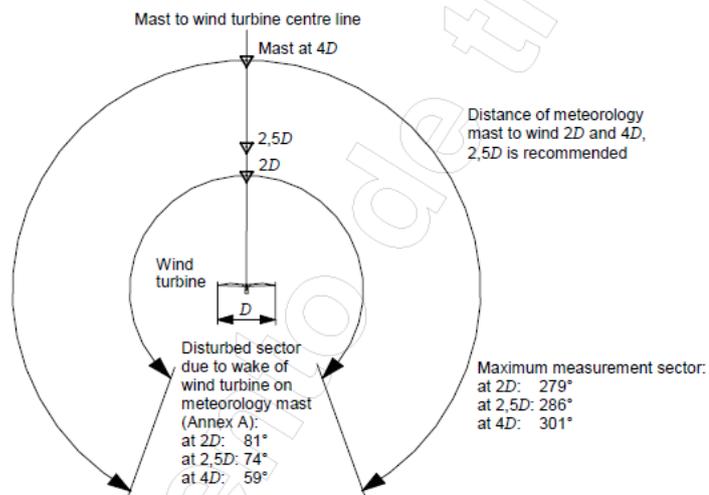


Figura 10 - Representação do local da estação de medição em relação ao aerogerador [IEC, 2005]

3.5.4 Sensores

Os sensores principais instalados na torre durante uma campanha de medição têm por objetivo de medir a velocidade do vento e a sua direção. Os sensores utilizados para a medição da velocidade do vento são os anemómetros de copos e os ultrassónicos. Para medir a direção do vento são utilizados sensores de direção, geralmente conhecidos por cata-ventos.

3.5.4.1 Cata-ventos

Os cata-ventos são transdutores potenciométricos com saída em tensão. Só conseguem medir direções com precisão a partir de velocidades do vento superiores a 0,5 m/s, conhecida por velocidade de *threshold*. A frequência de amostragem sugerida pela norma IEC 61400-12-1 é de 1 Hz.

3.5.4.2 Anemómetro de copos

Os anemómetros de copos são os mais utilizados na indústria eólica. São robustos, relativamente baratos, e os dados recolhidos são facilmente tratados.

Consistem em 3 ou 4 copos montados num eixo vertical, de modo a permitirem rotação. Durante o período de funcionamento a configuração com três copos garante que pelo menos um copo está na direção do escoamento de ar. Estes copos são fabricados com uma determinada forma aerodinâmica de modo a converter a energia contida no escoamento em velocidade de rotação, que posteriormente é convertida num sinal em frequência através de um transdutor, sendo este posteriormente lido por um *data logger*.

Ao utilizar-se a anemometria de copos é necessário ter em conta alguns aspetos característicos como o fenómeno de *overspeeding*. Este fenómeno define-se como sendo uma resposta assimétrica por parte do anemómetro a mudanças bruscas da velocidade do escoamento. Perante uma mudança brusca de velocidade o anemómetro não consegue vencer rapidamente a sua inércia, tendo uma resposta lenta às variações de velocidade. [Leif Kristensen, 2005] Devido a esta característica, a norma IEC 61400-12-1 sugere uma frequência de registo de 1Hz, registando a cada segundo o valor da velocidade do vento. A

utilização de frequências superiores não traria nenhuma vantagem, uma vez que devido ao tempo de reação os valores da velocidade medidos não seriam independentes.

Outro parâmetro a ter em conta aquando da utilização deste tipo de anemómetros é a sua constante de distância. Esta caracteriza a resposta dinâmica do instrumento. Tecnicamente a constante de distância é definida como sendo o comprimento de coluna de ar que terá de passar através do anemómetro antes de este atingir uma fração de $1-e^{-1}=0,643$ da sua resposta final perante pequenas mudanças de velocidade do escoamento, aquando de uma solicitação de 1ª ordem com uma constante de tempo igual a l_0/U , sendo U a velocidade média do escoamento. Por outras palavras, é a constante de tempo do instrumento em forma de distância. Quanto menor for o seu valor, melhor é a *performance* do aparelho. [Leif Kristensen, 2005]

Atualmente, os anemómetros de copos apresentam, em média, constantes de distância na ordem dos 2 m, logo perante escoamentos de dimensão inferior a 2 m o sensor não consegue acompanhar pequenas variações da velocidade destes. Isto faz com que os anemómetros de copos não sejam muito utilizados na mediação de turbulência e em ambientes urbanos, uma vez que neste tipo de ambientes predominam escoamentos turbulentos.

Para evitar erros sistemáticos na recolha de dados deve-se realizar uma calibração do anemómetro. A calibração dos anemómetros de copos é realizada num túnel de vento. Durante a calibração o anemómetro é exposto a um escoamento de ar numa gama de velocidades definida pela entidade, geralmente de 4 a 16 m/s, sendo recolhidos os dados referentes à verdadeira velocidade do escoamento e o correspondente sinal de saída do anemómetro. Posteriormente, ao tratar estatisticamente estes dados pode-se caracterizar o comportamento do anemómetro de copos através de uma regressão linear, estando esta unicamente em função de dois parâmetros: o declive e a ordenada na origem. [Busche, 2005]

3.5.4.3 Anemómetro ultrassónico

Conhecendo as limitações dos anemómetros de copos a indústria da anemometria começou a desenvolver novos aparelhos de medição das características do escoamento atmosférico. Sendo assim foi desenvolvido o anemómetro ultrassónico, que mede a velocidade do vento através de ultrassons.

Relativamente à anterior, esta tecnologia tem como vantagens em relação à anemometria de copos a não existência de partes móveis, conferindo-lhes uma maior resistência e eliminando a possibilidade de registos influenciados pela presença de poeiras ou acumulação de gelo. Fornecem as medições da velocidade segundo as suas 3 componentes, possibilitando posteriormente a determinação da direção e inclinação do escoamento.

Outra das grandes vantagens destes anemómetros é a sua elevada resolução temporal, podendo terem uma frequência de amostragem de 20 Hz ou mais. Permitindo-os assim detetar variações rápidas da velocidade do escoamento, tornando-os muito fiáveis na caracterização da turbulência de um determinado escoamento.

Como principal desvantagem são bastantes sensíveis à chuva, visto que perante a ocorrência de chuva o tempo que o som leva a percorrer a distância de um transdutor ao outro pode variar, fazendo com que o valor

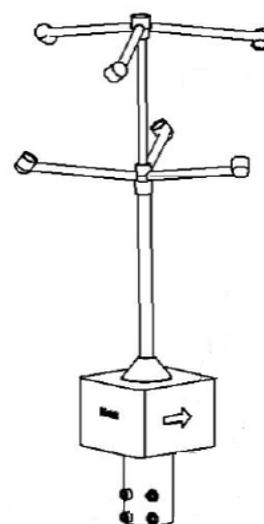


Figura 11 - Anemómetro ultrassónico Metek USA-1

da velocidade do escoamento registado esteja influenciado.

Os anemómetros ultrassónicos, representados na Figura 11, efetuam a medição da velocidade do escoamento através da medição do tempo que leva um impulso ultrassónico emitido por um transdutor situado num dos braços do anemómetro a percorrer uma determinada distância, correspondendo à distância entre o transdutor de receção e o de emissão de sinal. De forma a garantir um bom funcionamento do aparelho é utilizada uma razão de 20:1 entre a distância entre transdutores e o diâmetro destes.

Analisando um par de transdutores composto pelos transdutor1 e transdutor2, o primeiro emite um sinal que demora um intervalo T1 a chegar ao segundo, acontecendo também o inverso sendo o tempo a realizar o caminho igual a T2. (Figura 12)

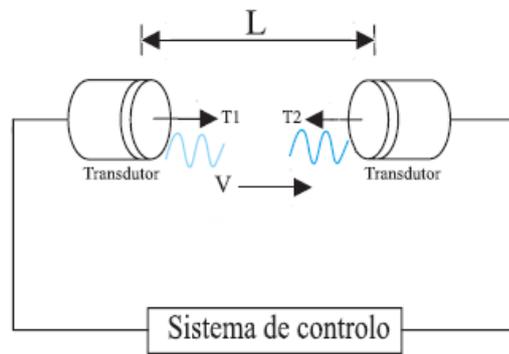


Figura 12 - Esquema de transdutores do anemómetro sónico

Assumindo que o sentido da velocidade do vento (V) é igual ao da Figura 12, os intervalos de tempo T1 e T2 definem-se através das seguintes expressões:

$$T1 = \frac{L}{c+V} \tag{Eq.9}$$

$$T2 = \frac{L}{c-V} \tag{Eq.10}$$

Posteriormente a velocidade do vento (V) e a do som (c) são definidas pelas seguintes expressões:

$$V = \frac{L}{2} \left(\frac{1}{T1} - \frac{1}{T2} \right) \tag{Eq.11}$$

$$c = \frac{L}{2} \left(\frac{1}{T1} + \frac{1}{T2} \right) \tag{Eq.12}$$

A partir das Equações 11 e 12 podemos observar a importância de definir uma correta distância entre transdutores (L), de modo a obtermos um correto funcionamento do aparelho. Esta distância é imposta pelo fabricante.

Como acontece com os anemômetros de copos, também é necessário efetuar a calibração dos anemômetros ultrassônicos antes de estes serem utilizados. Em túnel de vento as medições são executadas em sequências automatizadas, tendo por objetivo obter-se séries de dados com diversa informação para diferentes ângulos de incidência do escoamento, tornando assim possível, quantificar a variação da velocidade do escoamento para os diferentes ângulos de incidência. [Busche, 2005]. Uma vez que os níveis de turbulência que se desenvolvem no interior de um túnel de vento são inferiores aos que se desenvolvem na camada limite atmosférica, a separação do escoamento em torno do transdutor pode ser diferente da esperada, podendo posteriormente ser necessário implementar pequenas correções. Compreende-se, portanto, que os anemômetros ultrassônicos têm a necessidade de serem calibrados no local. [Ribeiro, 2005]

3.5.5 Montagem dos sensores

A montagem dos sensores requer um estudo prévio das distâncias e alturas nos quais serão montados na torre de medição, com vista a diminuir ao mínimo a influência da torre e dos suportes na caracterização do vento. A norma IEC 61400-12-1 define uma metodologia de montagem dos sensores, que conta com o abrandamento do escoamento antes da torre, sendo apresentado um método de cálculo para a distância horizontal de afastamento à torre do anemómetro, de modo a não se refletir esse abrandamento da velocidade nos registos de medição. Em sentido inverso, a norma não define a influência da torre na velocidade do escoamento se o anemómetro estiver instalado na zona de esteira desta. A zona de esteira da torre é a zona a jusante desta, sendo caracterizada por uma velocidade do escoamento inferior à velocidade do escoamento a montante desta, devido à perda de energia por parte do escoamento ao passar pela torre.

Este trabalho tem como objetivo estudar a questão levantada no parágrafo anterior. Para tal, realizou-se uma campanha de medição numa estação meteorológica pertencente ao INEGI, instalada no cimo de um dos edifícios do DEMec, FEUP. Os resultados e a sua análise serão apresentados em capítulos posteriores.

4. Campanha de medições

As medições realizadas durante este trabalho foram efetuadas numa torre de medição treliçada de formato triangular com 12 metros de altura e um comprimento lateral de 0,35 m. A torre foi instrumentada com vários anemómetros de copos, um anemómetro ultrassónico e com sensores de direcção. Os dados recolhidos foram guardados em três *data logger*, devido ao número elevado de anemómetros. A torre também foi instrumentada com sondas de pressão, temperatura e humidade. As medições começaram no dia 20 de abril de 2012 e prolongaram-se até ao dia 25 de junho de 2012.

4.1 Localização

A torre encontra-se instalada na cobertura do edifício do DEMec, pertencente à FEUP, situada na Rua Dr. Roberto Farias, Paranhos, Porto. Este edifício está orientado com um desvio de 6° em relação a Norte, a uma altitude de 125 metros em relação ao nível médio das águas do mar. A Este do edifício encontra-se a autoestrada A3 (#1), com orientação Norte-Sul, sendo esta ladeada por uma área de vegetação com altura considerável (#2).

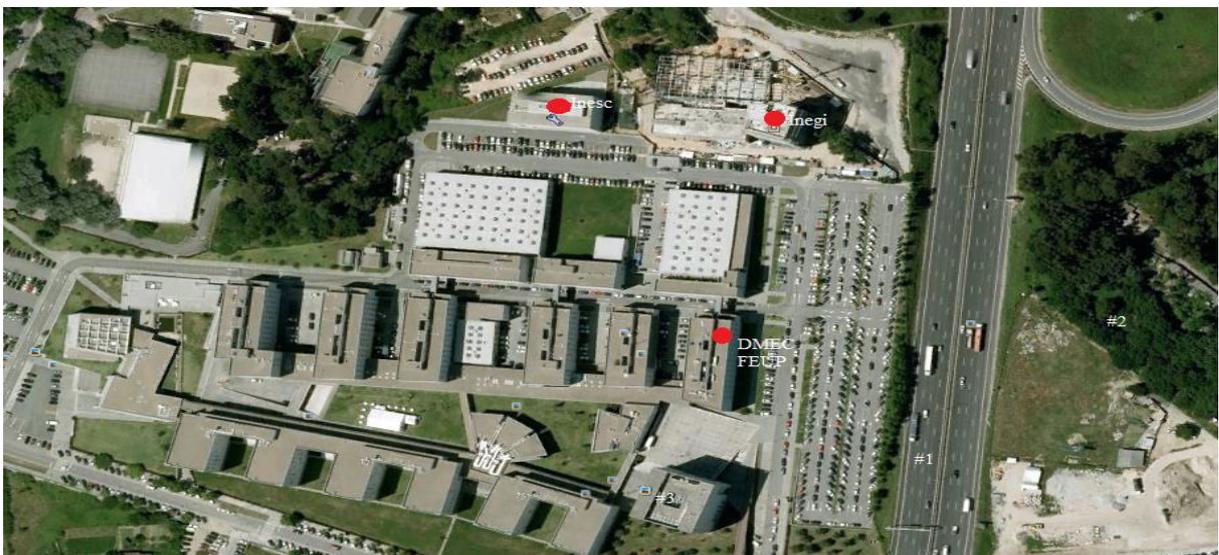


Figura 13 - Vista aérea do campus da FEUP [Google maps, 2009]

Em relação aos edifícios envolventes do DEMec, a maioria apresenta o mesmo número de pisos, com exceção a Sul onde se situa o edifício da biblioteca da FEUP (#3), com 7 pisos, e a Norte o edifício do INEGI com 8 pisos, a uma distância de 107 m. Na Figura 13 pode-se comprovar visualmente a descrição acima realizada.



Figura 14 - Vista do terraço do edifício do DEMec

A cobertura do edifício do DEMec, representada na Figura 14, é constituída por um terraço com 6,8 m de largura a todo o comprimento do edifício. A torre encontra-se montada no sector Norte do terraço, encostada a uma caixa de escadas com 3 m de altura. Sendo assim, dos 12 m de altura da torre só 9 m estão acima do limite superior do edifício.

4.2 Sensores

Foram utilizados para registar a velocidade do vento anemómetros do tipo copos e ultrassónico. Em relação aos anemómetros de copos foram utilizados anemómetros de dois fabricantes, da Thies e da NRG. Assim poderá ser comparada a resposta dos diferentes tipos de sensores à influência das estruturas de suporte na medição da velocidade do vento. O anemómetro sónico foi utilizado com dois objetivos: determinar a componente vertical da velocidade, visto tal não ser possível através da anemometria de copos, e analisar a correlação entre a velocidade média registada pelo ultrassónico e por um anemómetro de copos para o mesmo intervalo de tempo.

4.2.1 Anemómetro de copos

Durante a campanha de medições os anemómetros utilizados do fabricante Thies foram um First Class Advanced, instalado no topo, e dois modelo First Class. Do fabricante NRG foram utilizados dois anemómetros NRG#40. Na Figura 15 encontram-se ilustrados os anemómetros de ambos os fabricantes.



Figura 15 - Anemómetro de copos da marca Thies (à esquerda) e NRG#40

Nas Tabelas 2 e 3 estão descritas as características mais importantes de cada um dos sensores. Embora os sensores NRG tenham uma gama de medições mais alargada, ambos os Thies apresentam uma precisão de medição superior, fornecendo-nos medições de velocidade com uma qualidade superior.

Tabela 2- Características dos anemómetros de copos Thies

Marca	Thies	
Modelo	First Class Advanced	First Class
Gama de medição	0,3 até 75 m/s	0,3 até 75 m/s
Resolução	0,05 m/s	0,05 m/s
Precisão	<0,2 m/s	<0,3 m/s
Velocidade máxima de funcionamento	80 m/s	85 m/s
Gama de temperatura de funcionamento	-50 até 80 °C	-50 até 80 °C

Tabela 3- Características do anemómetro se copos NRG

Marca	NRG
Modelo	40C
Gama de medição	1 até 96 m/s
Precisão	<0,78 m/s
Constante de distância	2,55 a 2,56 m
Gama de temperatura de funcionamento	-55 até 60 °C

De referir que ambos os sensores foram calibrados por entidades especializadas anteriormente à sua utilização neste trabalho. Encontram-se em anexo os referentes certificados de calibração.

4.2.2 Anemómetro ultrassónico

O anemómetro ultrassónico utilizado foi do fabricante Metek, modelo USA-1. Na Tabela 4 podemos observar as principais características deste.

Tabela 4- Características gerais no anemómetro sónico

Marca	Metek
Modelo	USA-1
Gama de direções	0 - 360°
Gama de velocidades	0 - 60 m/s
Gama de temperaturas	-40 até 60° C
Resolução	1 cm/s
Saída	Velocidade em x, y, z e temperatura em t
Frequência máxima de amostragem	20 Hz
Transferência de dados	RS 232

4.2.3 Sensores de direção

Neste trabalho foram utilizados sensores de direção do fabricante Thies, modelos First Class POT e Compact POT que se encontram representados na Figura 16.



Figura 16- Sensor de direção Thies First Class (à esquerda) e Thies Compact

O sensor Thies First Class é mais recente do que o Compact. Apresenta características superiores ao Compact, de entre as quais se destacam a precisão e a velocidade de *threshold*. Na Tabela 5 encontram-se descritas as principais características de ambos os sensores.

Tabela 5-Caraterísticas dos sensores de direção Thies

Marca	Thies	
	First Class POT	Compact POT
Modelo	First Class POT	Compact POT
Resolução	1°	0,5°
Precisão	±1°	±2°
Sinal de saída	Potenciômetro 2 kΩ	Potenciômetro 2 kΩ
Threshold	<0,5 m/s	<1 m/s
Velocidade máxima de funcionamento	85 m/s	60 m/s
Gama de temperatura de funcionamento	-50 até 80 °C	-30 até 70 °C

4.2.4 Data logger

Os *data logger* da marca Ammonit são aparelhos bastante fiáveis e com boa resistência. Estes funcionam a corrente contínua de 13V e permitem a ligação de 3 anemómetros, 2 sensores de direção, um barómetro, um termómetro e mais 3 sondas. Têm capacidade de memória para 500000 registos contínuos.

A ligação do *data logger* a um PC é efetuada através de porta SÉRIE via protocolo RS232, sendo os registos gravados em ficheiros de texto.

Para registar as medições do anemómetro ultrassónico foi utilizado o *data logger* da marca Campbell, modelo CR1000.

4.3 Programa de medição

Anteriormente à realização deste trabalho a estação de medição utilizada já existia no local, medindo continuamente desde há 2 anos. De modo a termos uma estimativa das características do vento no local onde está instalada a torre para período de realização da campanha foram construídas as rosas de ocorrências e de velocidades do escoamento, tendo por base os dados registados nesses 2 anos.

Ao analisarem-se a Figura 17, observou-se que nesse período de tempo a direção preferencial do vento foi NW, com aproximadamente 15% das ocorrências, seguido do sector WNW que obteve 13,5 % das ocorrências.

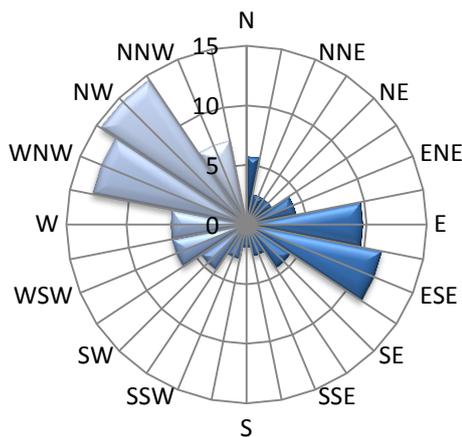


Figura 17 - Rosa de ocorrências [%] referente ao período de Abril a Junho de 2010 e 2011

No que diz respeito à velocidade média esta teve o seu valor máximo de 4,2 m/s segundo a direção Este. Nas direções NW e WNW registaram-se valores de velocidades médias de 3 e 3,5 m/s respetivamente, como pode-se observar na Figura 18.

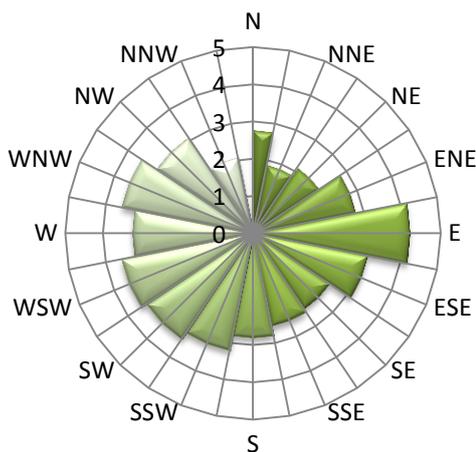


Figura 18 - Rosa da velocidade média [m/s] referente ao período de Abril a Junho de 2010 e 2011

Com base nestes resultados, instalou-se um dos pares de anemómetro com as hastes de suporte orientadas na direção WNW (290°), embora seja a segunda direção com maior percentagem de ocorrências, em comparação com a direção NW tem valores de velocidade média superiores. O outro par foi instalado com as hastes orientadas para WSW (250°), uma vez que se previu boas velocidades médias nessa direção.

4.3.1 Instrumentação da torre

Os sensores montados na torre terão a seguinte designação:

Tabela 6 - Designação adotada para cada sensor

Sensor	Designação
Anemómetro de copos no topo da torre	A_1
Anemómetro Thies não perturbado pela torre	A_2
Anemómetro Thies perturbado	A_3
Anemómetro NRG#40 não perturbado pela torre	A_4
Anemómetro NRG#40 perturbado	A_5
Cata-vento Thies First Class	CTV1
Cata-vento Thies Compact	CTV2

Durante o período de recolha de dados a orientação das hastes de suporte dos anemómetros manteve-se inalterada, tendo seguido a seguinte configuração, Figura 19:

- Haste de A_2 - orientada a 290° do Norte Geográfico
- Haste de A_3 - orientada a 110° do Norte Geográfico
- Haste de A_4 - orientada a 250° do Norte Geográfico
- Haste de A_5 - orientada a 70° do Norte Geográfico
- Haste de CTV1 - mesma orientação da haste de A_4
- Haste de CTV2 - mesma orientação da haste de A_5

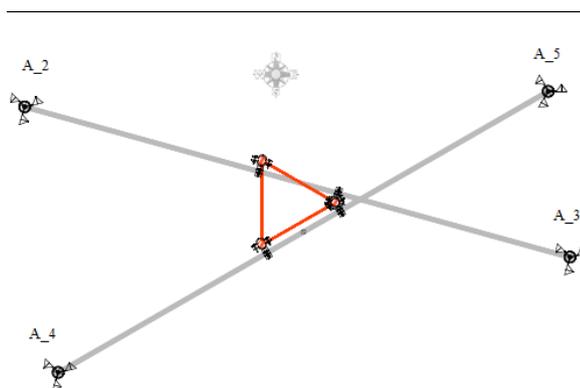


Figura 19 - Orientação das hastes

Em sentido contrário, a distância dos anemómetros ao centro da torre foi alterada por quatro vezes, com exceção dos anemómetros A_2 e A_4 que se mantiveram a uma distância 1,5 m durante a campanha. A distância de 1,5 m foi definida de acordo com a norma IEC 61400-12-1, tal como as distâncias verticais. Em anexo encontra-se o cálculo para definir a distância de 1,5 m.

Na Tabela7 pode-se visualizar um mapa do programa de recolha de dados, com datas de início, fim e a designação da configuração correspondente.

Tabela 7 - Programa de medições

Configuração	Data Inicio	Data Fim	Duração	Distância à torre
Conf_1	20-Abril	5- Maio	16 dias	A_3 - 1 m
	16:00m	23:59m		A_5 - 1 m
Conf_2	15-Maio	31-Maio	17 dias	A_3 - 1,8 m
	00:00m	23:59m		A_5 - 1 m
Conf_3	1-Junho	17-junho	17 dias	A_3 - 0,8 m
	17:00m	23:59m		A_5 - 1,8 m
Conf_4	18-Junho	24-Junho	7 dias	A_3 - 1 m
	15:00m	23:59m		A_5 -0,8 m

Durante a Conf_4 montou-se no topo da torre numa haste em U, orientada a 70° do Norte Geográfico, o anemómetro A_1 e o anemómetro ultrassónico com uma distância entre si de 2 m. Ao mesmo tempo foi simulada uma torre maciça. Recorreu-se a papel de filtro transparente e envolveu-se a torre, ficando a secção envolta com uma altura de 1,5 m acima da haste do anemómetro A_2.

A Figura 20, não estando à escala, representa a disposição vertical dos instrumentos instalados na torre. Encontram-se em anexo mais informações sobre as configurações.

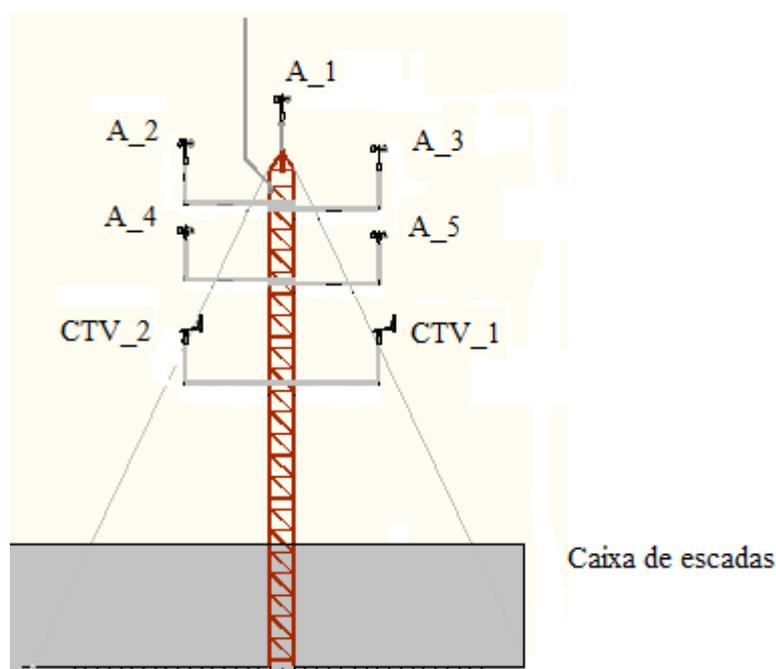


Figura 20 - Torre do DEMec instrumentada [Cortesia do Inegi]

Em relação à frequência de amostragem, foi definida para os anemômetros de copos e sensores de direção uma frequência de 1Hz, ou seja, a cada segundo efetua-se uma leitura da velocidade e da direção do vento. Em relação ao anemômetro sônico a frequência de amostragem utilizada foi de 5 e 20 Hz. A uma frequência de 20 Hz, a cada segundo que passa, realizam-se 20 leituras da velocidade do vento. O tempo de integração utilizado é de 1 minuto para os vários tipos de sensores. A indústria eólica utiliza um tempo de integração de 10 minutos, mas neste caso optou-se pelo de 1 minuto uma vez que os períodos de campanha foram pequenos, e assim com um tempo de integração de 1 minuto temos acesso a um maior número de dados e uma melhor “resolução temporal”.

4.4 Tratamento de dados

Os dados recolhidos foram tratados com recurso a *software* de linguagem *Python*. Nele foram criadas as rotinas matemáticas para a realização dos gráficos presentes na análise de dados.

Os dados brutos foram calibrados de acordo com o boletim de calibração de cada anemómetro.

A intensidade de turbulência do escoamento foi calculada através de dados com um intervalo de tempo de 1 minuto e não de 10, devido ao fato do desvio-padrão dos dados brutos ser das médias dos registos com para um intervalo de tempo de 1 minuto. Sendo assim calculou-se a intensidade de turbulência do seguinte modo:

$$IT_{1min} = \frac{\sigma_{1min}}{\bar{U}} \quad \text{Eq.13}$$

sendo σ_{1min} o desvio padrão da média das velocidades para um intervalo de 1 minuto e \bar{U} a velocidade média do escoamento.

A velocidade média para 10 minutos calculou-se fazendo a média dos dados de 1 minuto de 10 em 10 minutos.

O rácio da diferença de velocidades foi calculado do seguinte modo:

$$R\acute{a}c\acute{i}o \Delta V = \frac{(V_{anem\acute{o}metro\ n\acute{o}o\ perturbado} - V_{anem\acute{o}metro\ perturbado})}{(V_{anem\acute{o}metro\ n\acute{o}o\ perturbado})} \quad \text{Eq.14}$$

Nos gráficos em função da direção cada ponto corresponde a uma média para *bins* de 5° de direção.

No cálculo do fluxo de potência disponível no escoamento foi utilizado um valor de 1,225 Kg/m³ para a massa volúmica do ar.

5. Análise de Resultados

No decorrer deste capítulo será realizada uma análise dos dados recolhidos durante a campanha de medição, individualmente para cada tipo de anemómetro, Thies First Class e NRG#40, consoante a distância ao centro da torre a que este esteve montado. No final da análise individual será realizada uma comparação do comportamento dos diferentes anemómetros.

5.1 Sensores de direção

A campanha de medição ocorreu desde o dia 20 de Abril até ao dia 25 de Junho, equivalendo a um período de 60 dias. Na Figura 21, estão ilustradas as rosas de ocorrências construídas com base nas medições de cada sensor para o período de tempo em causa. Como se pode observar estas diferem uma da outra, em particular nas direções NW e NNW. Para estas direções do vento o sensor Thies First Class registou um número de ocorrências de 14 % e 11,5 %, respetivamente, enquanto o sensor Thies Compact registou para as mesmas direções ocorrências de 16 % e 7 %.

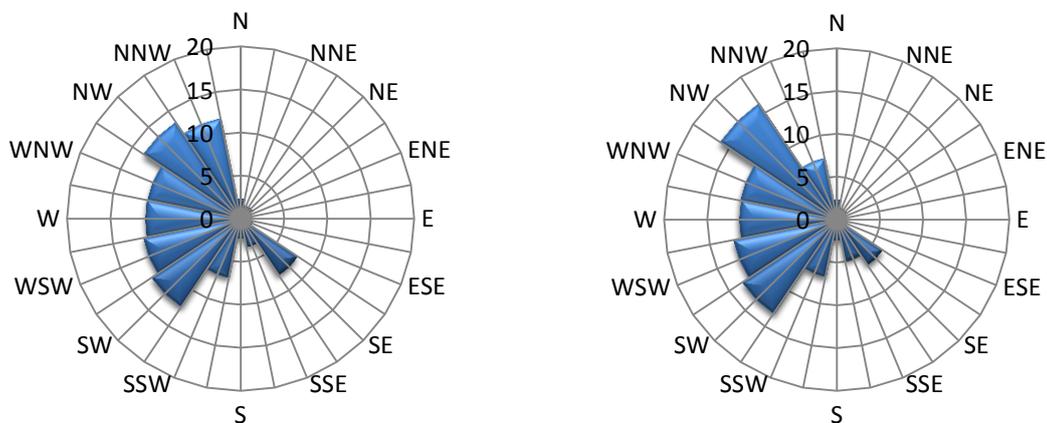


Figura 21- Rosa de ocorrências [%] do CTV1 e CTV2

Esta diferença de resultados poderá dever-se ao facto do sensor Thies First Class ser dotado de uma maior precisão e uma velocidade de *threshold* inferior, 1° e 0,5 m/s respetivamente, em comparação

com o Thies Compact, 2° e 1 m/s. Como o Compact só deteta variações de direção superiores a 2°, em certos períodos de tempo em que o escoamento atmosférico ocorra, por exemplo, na direção NW e ocorra uma variação da sua direção de 1.5° originando que o escoamento passe a ocorrer na direção NNW, o sensor Thies Compact não consegue detetar essa variação continuando a indicar que o escoamento dá-se no setor NW. Perante uma variação da direção do escoamento idêntica, o sensor Thies First Class tendo uma precisão de 1° indicará que este ocorre na direção NNW. Outro dos fatores que poderá ter causado as diferenças observados é um possível desalinhamento de um dos sensores.

Durante a análise serão utilizados os dados referentes às medições de direção do CTV1.

5.2 Anemómetro de copos Thies First Class

5.2.1 Distância ao centro da torre de 1 m

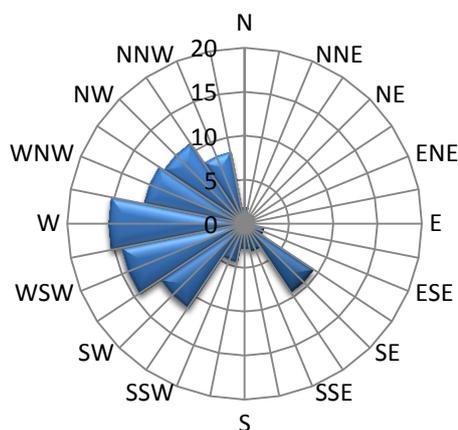


Figura 22 - Rosa de ocorrências [%] para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Durante o período correspondente a esta distância, a direção preferencial do vento foi Oeste, com 15% das ocorrências. A direção WNW obteve 11,5 % das ocorrências e uma velocidade média de 4,55 m/s, Figuras 22 e 23.

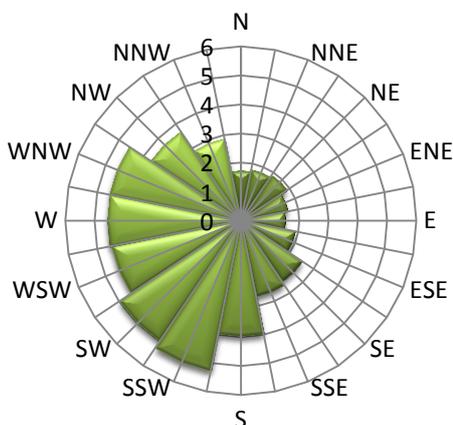


Figura 23 - Rosa da velocidade média [m/s] para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

O escoamento atmosférico por interferência da torre sofreu uma diminuição máxima da velocidade de 0,65 m/s analisando os registos com um tempo de integração de 1 minuto e 0,47m/s para registos de 10 minutos como se observa na Figura 24. Estes valores, em termos percentuais, equivalem a um decréscimo de 13,5 % e 9,5 % da velocidade registada por A_2 por influência da torre, Figura 25.

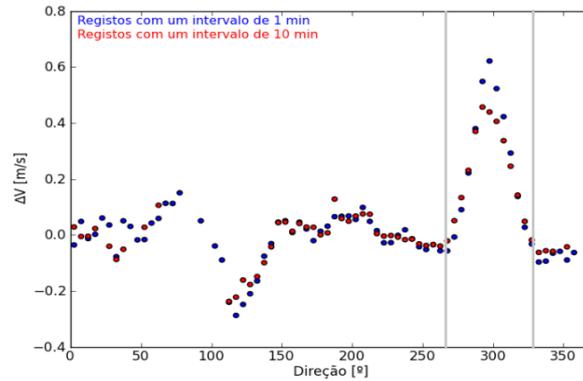


Figura 24 - Diferença de velocidades médias do escoamento para 1 e 10 min

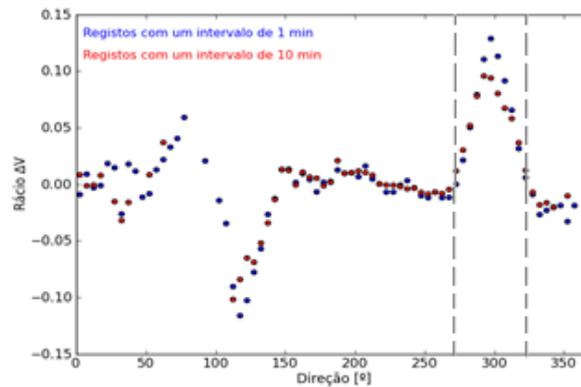


Figura 25 - Rácio da diferença de velocidades do escoamento para 1 e 10min

Supõe-se que a diferença da influência da torre na velocidade do escoamento observada para registos médios de 1min e 10 min se deve ao facto dos registos de 10 minutos serem resultado de uma média dos valores de 1 minuto, uniformizando assim a velocidade média do escoamento. Como tal certas flutuações de velocidade devido a processos físicos observadas com um intervalo de integração de um 1 minuto não se observam com um intervalo de 10 minutos, como foi anteriormente demonstrado na secção 3.5.1.

Para o setor definido entre as direções de 275 ° e 325°, no qual os registos de A_3 encontram-se influenciados pela torre, o coeficiente de determinação da correlação entre os registos para intervalos de 1 min e 10 min dos anemómetros A_1 e A_2 é igual a 0,9932 e 0,9983 respetivamente. Pode-se com base nestes valores afirmar que para este setor as medições de A_2 estão livres de perturbação, Figura 26. Para este caso foram analisadas as correlações tendo por base registos com um intervalo de diferente, sendo que nos restantes casos será efetuada a análise só para registos com um intervalo de 10 min. Em anexo encontram-se as correlações com registos de 1 min para as diferentes configurações.

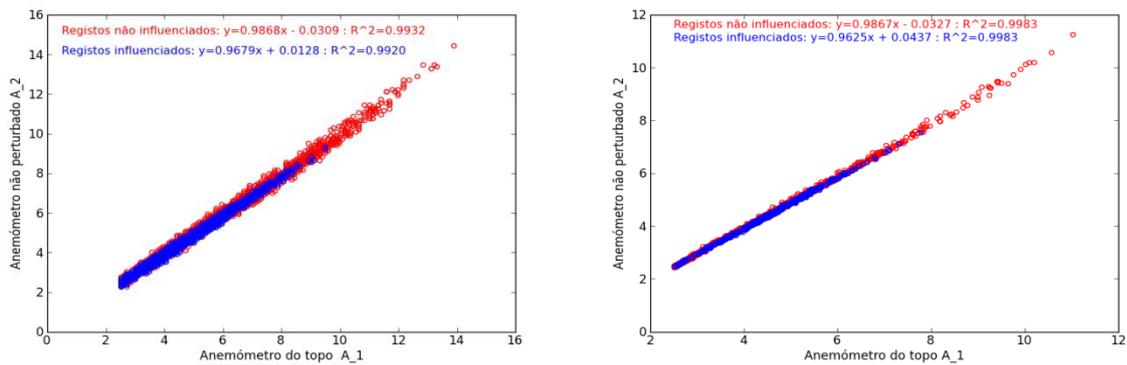


Figura 26 - Correlação entre os registos com um intervalo de integração de 1 e 10 min de A_1 e A_2 para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

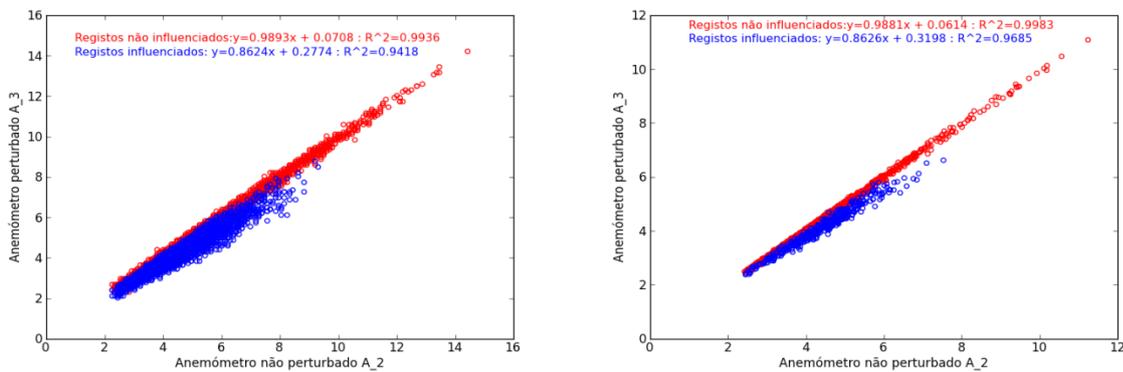


Figura 27 - Correlação entre os registos com um intervalo de integração de 1 e 10 min de A_2 e A_3 para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Analisando a correlação entre o anemómetro A_2 e A_3, Figura 27, nota-se que o coeficiente de determinação para o setor afetado pela torre é bastante inferior ao das restantes regiões, diferença de 0,9936 para 0,9418 para registos de 1 min e de 0,9983 a 0,9685 para registos de 10 min.

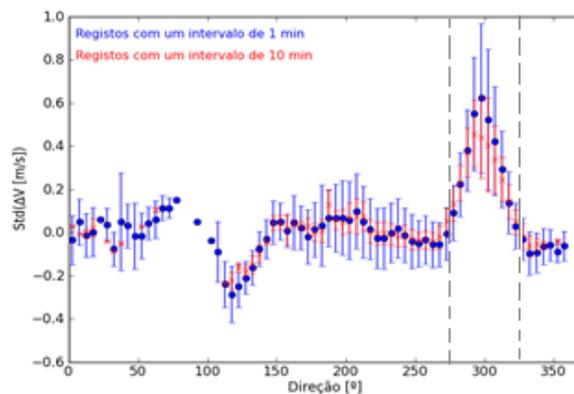


Figura 28 - Desvio-padrão da média das diferenças de velocidade média do escoamento para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Ao analisar a Figura 28, observa-se que nas zonas influenciadas pela torre o desvio-padrão da média das diferenças de velocidades aumenta nas direções sob influência da torre, graças ao aumento da instabilidade verificada no anemómetro colocado na zona de esteira da torre e exposto a escoamentos perturbados. A intensidade de turbulência registada pelos anemómetros A_2 e A_3 é praticamente igual, com exceção no setor influenciado pela torre, onde escoamento apresenta da intensidade de turbulência ligeiramente superior, Figura 29.

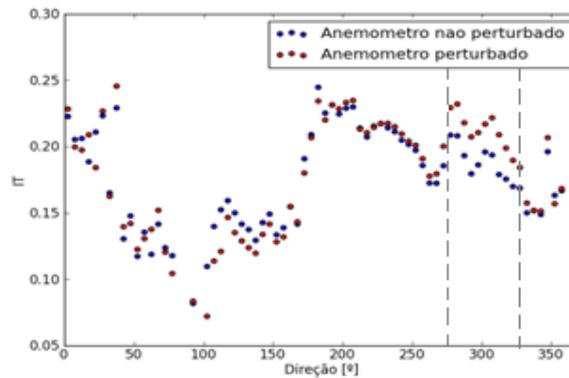


Figura 29 - Intensidade de turbulência do escoamento para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

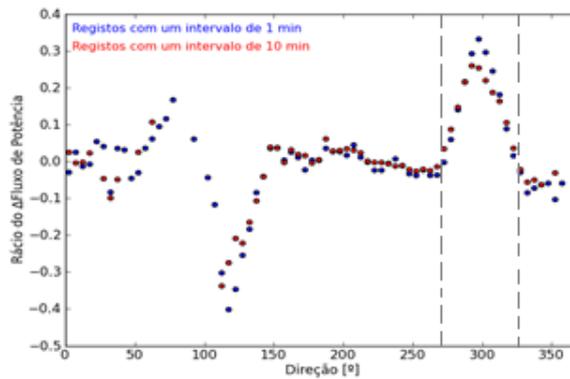


Figura 30 - Rácio do Δ Fluxo de Potência para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Analisando a Figura 30, observou-se no setor influenciado pela torre uma diminuição do fluxo de potência estimado com base nos registos com um intervalo de 1 minuto do anemómetro A_3 de 35 % em relação ao estimado com base nos do anemómetro A_2 e de 24 % para registos com um intervalo de 10 minutos.

5.2.2 Distância ao centro da torre de 1,8 m

As medições correspondentes a esta distância foram realizadas de 15 a 31 de Maio de 2012. Durante este período a direção preferencial do vento foi NNW com 15 % das ocorrências e NW com 14 %, na direção WNW foi de 9 %. As direções a Oeste foram as que apresentaram maiores velocidades médias do escoamento, tendo sido de 3,43 m/s na direção WNW.

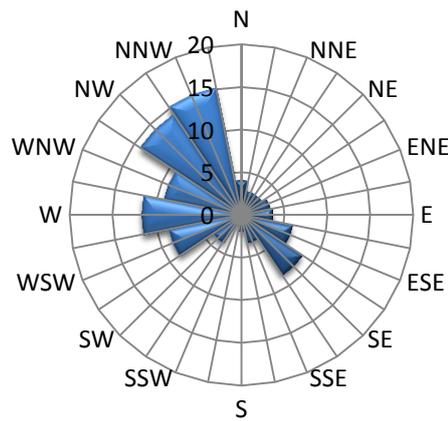


Figura 31 - Rosa de ocorrências [%] para o período de 15 a 31 de Maio

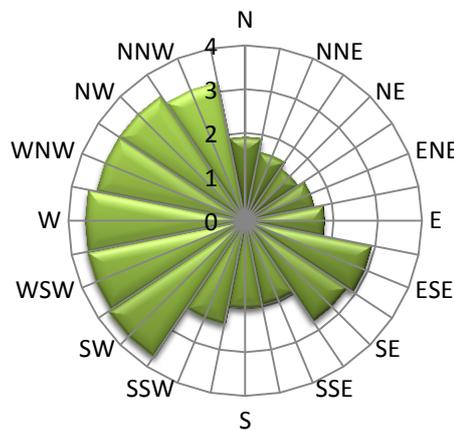


Figura 32 - Rosa de Velocidades médias [m/s] para o período de 15 a 31 de Maio

Durante este período, para o setor influenciado pela torre o coeficiente de determinação entre os registos dos anemómetros A_1 e A_2 apresenta um valor de 0,9980, representado na Figura 33, indicando uma boa correlação entre os registos de A_1 e A_2. Perante este facto, considerou-se os registos de A_2 para o setor em causa livres de perturbação.

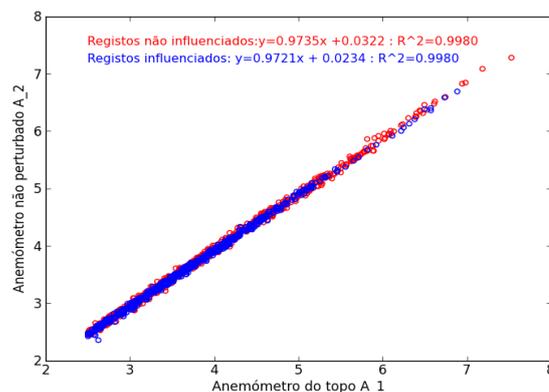


Figura 33 - Correlação entre registos com um intervalo de integração de 10 min de A_1 e A_2 para o período de 15 a 31 de Maio

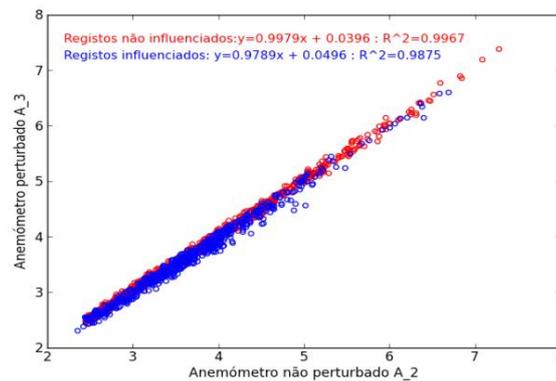


Figura 34 - Correlação entre registos com um intervalo de integração de 10 min de A_2 e A_3 para o período de 15 a 31 de Maio

O coeficiente de determinação referente à correlação entre os registos dos anemómetros A_2 e A_3 é de 0,9932 no setor perturbado. A torre não tem muita influência nas medições.

Analisando o gráfico da Figura 35, constatou-se que a influência da torre provocou uma diminuição da velocidade medida por A_3 em relação a A_2 de 0,27 m/s, correspondendo a uma diminuição de 5,5 % da velocidade medida por A_2, tendo por base os registos de 1 minuto, e um decréscimo de 0,15 m/s, o equivalente a 3 % da velocidade registada por A_2 para registos de 10 minutos.

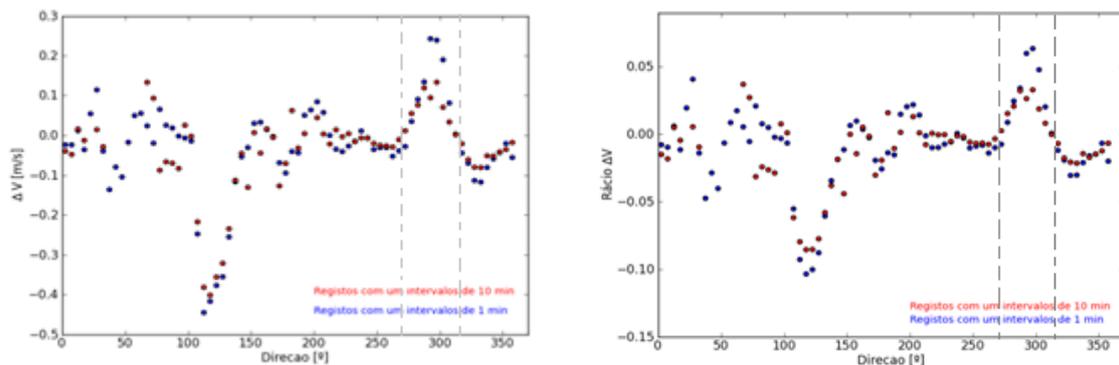


Figura 35- Diferença da velocidades média de A_2 e A_3 e respetivo rácio para o período de 15 a 31 de Maio

Analisando o desvio-padrão da média das diferenças de velocidades verificou-se que o seu valor mantém-se quase constante, aumentando ligeiramente no sector perturbado pela torre, Figura 36. Os valores da intensidade de turbulência registados pelos anemómetros A_2 e A_3 são praticamente iguais para qualquer direção do escoamento, Figura 37.

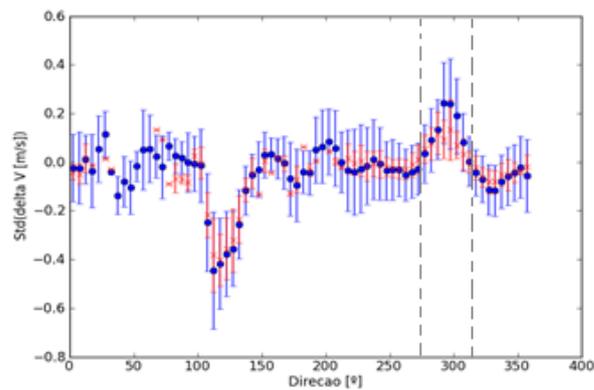


Figura 36 - Desvio-padrão da média das diferenças de velocidade de A_2 e A_3 para o período de 15 a 31 de Maio

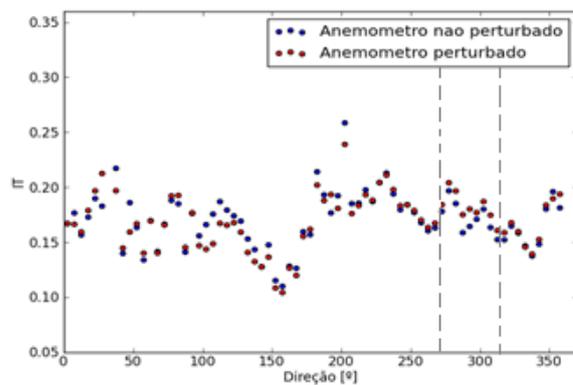


Figura 37- Intensidade de turbulência para o período de 15 a 31 de Maio

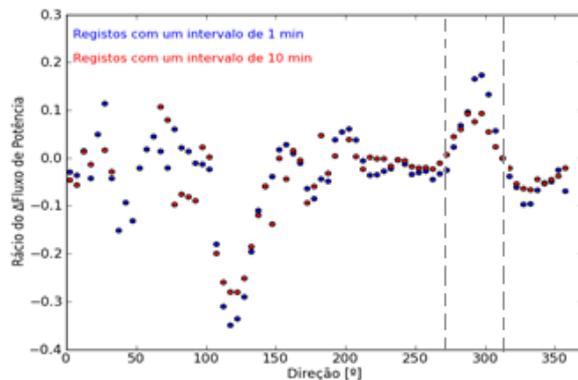


Figura 38 - Rácio do Δ Fluxo de Potência para o período de 15 a 31 de Maio

Ao analisar a Figura 38, observou-se que o fluxo de potência estimado com base nos registos com um intervalo de 1 minuto do anemómetro A_3 apresenta uma diminuição de 19 % em relação ao estimado com base nos do anemómetro A_2 e de 10 % para registos com um intervalo de 10 minutos.

5.2.3 Distância ao centro da torre de 0,8 m

Durante o período correspondente a esta distância, a direção preferencial do vento foi NW, com 14% das ocorrências. A direção WNW, segundo a qual estão alinhadas as hastes dos anemômetros em análise, obteve 11 % das ocorrências. A velocidade média do escoamento para esta direção foi de 4,2 m/s, Figura 39.

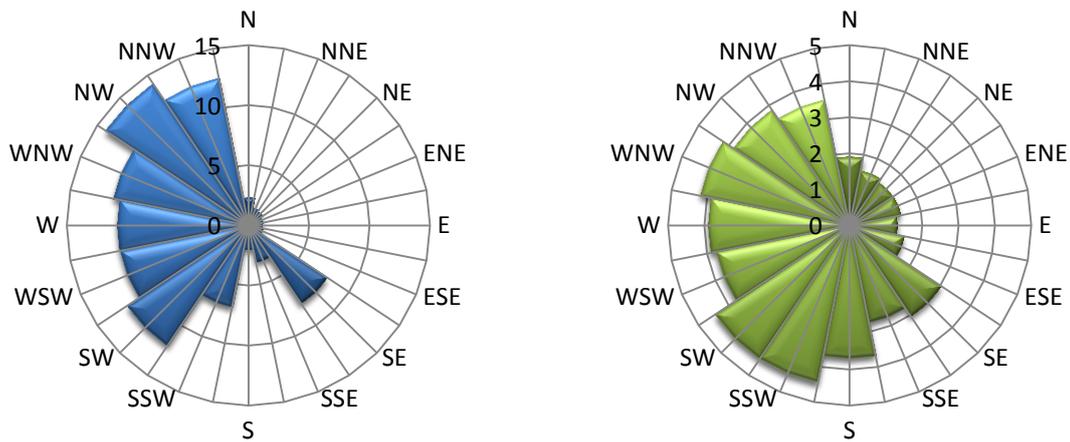


Figura 39 - Rosa de ocorrências [%] e da velocidade média [m/s] para o período de 1 a 17 de Julho

O coeficiente de determinação da correlação entre os registos dos anemômetros A_1 e A_2 apresenta um valor de 0,9985, como se observa na Figura 40, indicando uma correlação quase perfeita entre os registos de A_1 e A_2. Comprova-se que os registos de A_2 para o setor perturbado, com direções entre os 270 e o 330°, estão livres de perturbação. O coeficiente entre os registos de A_2 e A_3 para o mesmo setor foi de 0,9767, Figura 41.

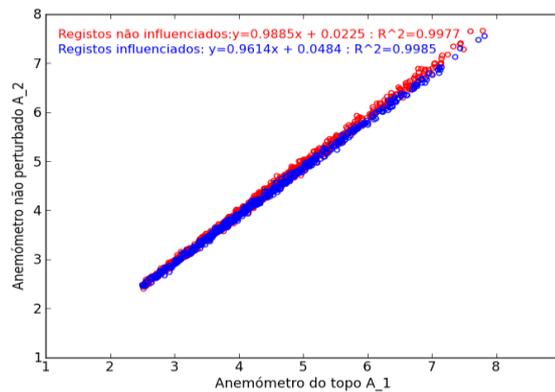


Figura 40 - Correlação entre a velocidade média de A_1 e A_2 para registos com um intervalo de integração de 10 minutos para o período de 1 a 17 de Julho

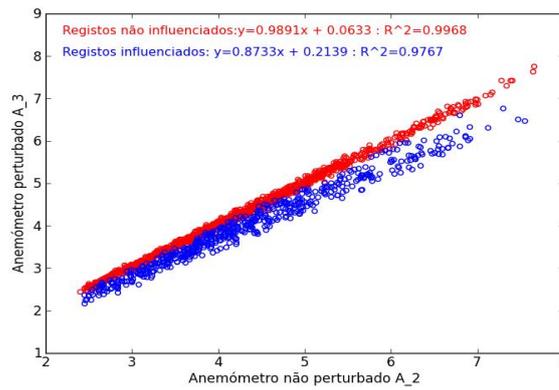


Figura 41- Correlação entre a velocidade média de A_2 e A_3 para registos de 10 minutos para o período de 1 a 17 de Julho

Constatou-se que para uma distância de 0,8 m, a influência da torre provocou uma diminuição da velocidade do escoamento atmosférico medida por A_3 em relação a A_2 de 0,65 m/s, correspondendo a uma diminuição de 16 % da velocidade medida por A_2, tendo por base os registos de 1 minuto, e um decréscimo de 0,45 m/s, o equivalente a 12,5 % da velocidade medida por A_2 para registos de 10 minutos, Figura 42.

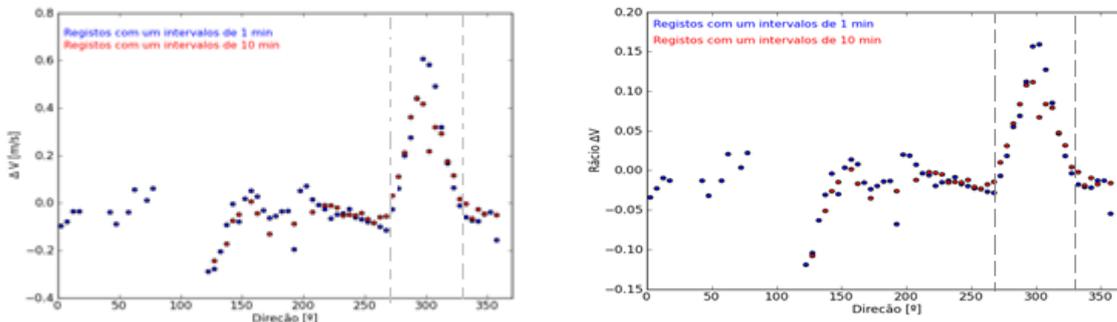


Figura 42 - Diferença da velocidades média de A_2 e A_3 e respetivo rácio para o período de 1 a 17 de Julho

Nas zonas influenciadas pela torre o desvio-padrão da média das diferenças de velocidades aumenta nas direções sob influência da torre, graças ao aumento da instabilidade verificada no anemómetro colocado exposto a escoamentos perturbados, Figura 43.

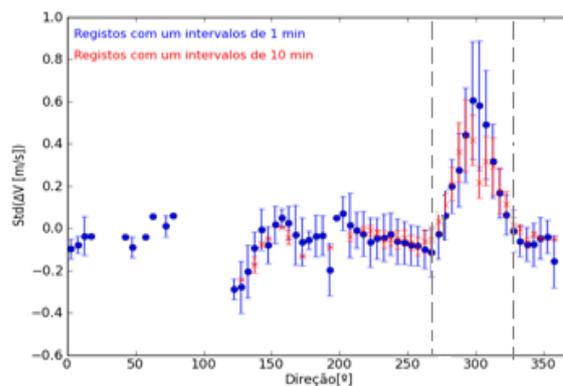


Figura 43 - Desvio-padrão da média das diferenças de velocidade para o período de 1 a 17 de Julho

A intensidade de turbulência registada pelos anemómetros A_2 e A_3 é praticamente igual, com exceção no setor onde escoamento é perturbado pela torre, no qual o anemómetro perturbado apresentando uma intensidade de turbulência superior, conforme ilustra a Figura 44.

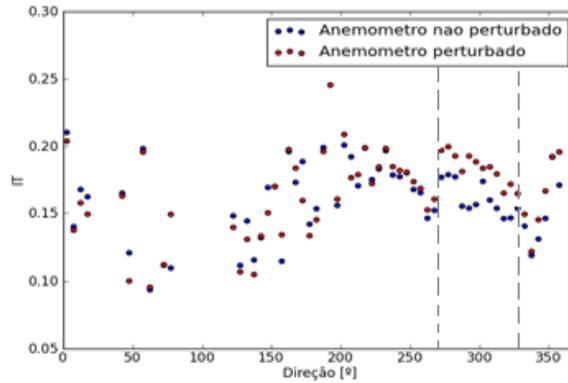


Figura 44 - Intensidade de turbulência para o período de 1 a17 de Junho

Analisando na Figura 45 a influência da torre na estimativa do de fluxo de potência, observou-se no setor influenciado que o fluxo de potência estimado com base nos registos com um intervalo de 1 minuto do anemómetro A_3 apresenta uma diminuição de 37,5 % em relação ao estimado com base nos do anemómetro A_2 e de 30,5 % para registos com um intervalo de 10 minutos.

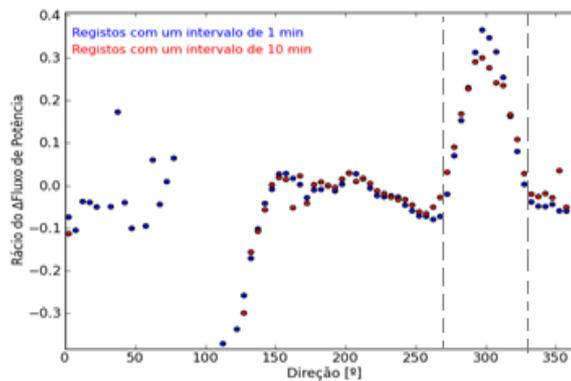


Figura 45 - Rácio do Δ Fluxo de Potência para o período de 1 a17 de Junho

5.3 Anemómetro de copos NRG#40

5.3.1 Distância ao centro da torre de 1 m

Durante o período de medição correspondente a esta distância o escoamento atmosférico teve um maior número de ocorrências na direção W, cerca de 15 %. A direção WSW na qual estão orientados os anemómetros teve 14% das ocorrências e uma velocidade média de 4,5 m/s, como se observa na Figura 46.

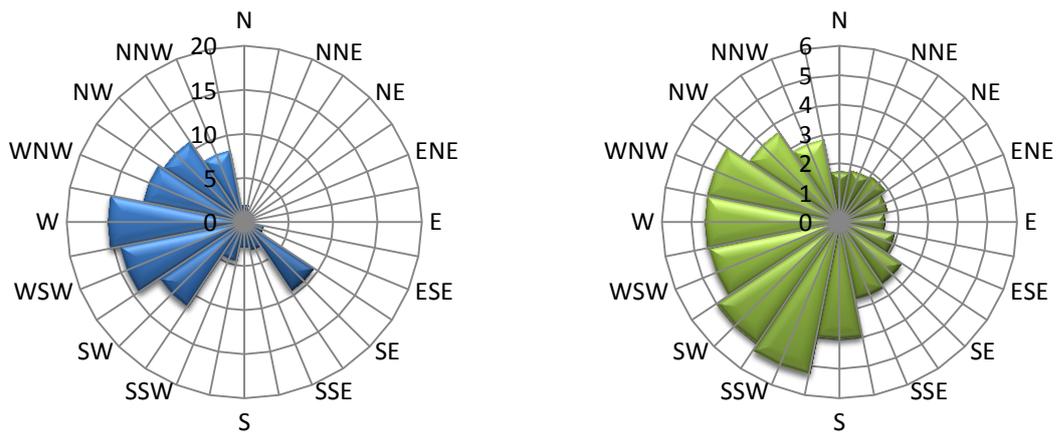


Figura 46 - Rosa de ocorrências [%] e da velocidade média [m/s] para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Ao analisar a Figura 47, constatou-se que com o anemómetro perturbado A_5 montado a 1 m da torre, a influência desta no escoamento provocou uma diminuição da velocidade média do vento de 0,67 m/s para registos com intervalo de 1 minuto e 0,57 para registos de 10 minutos. Em termos percentual provocou uma diminuição da velocidade média de 13,5 % para registos de 1 minuto e 12,5 % para registos de 10 minutos.

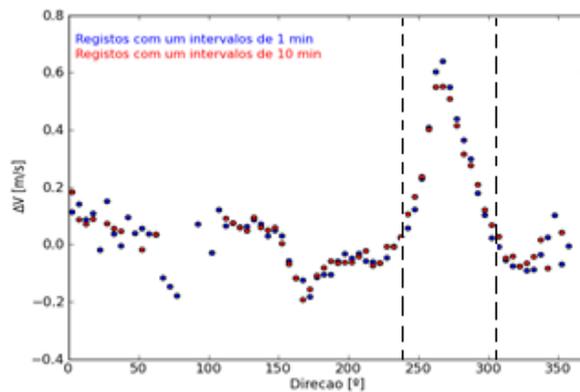


Figura 47 - Diferença da velocidades média de A_4 e A_5 para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

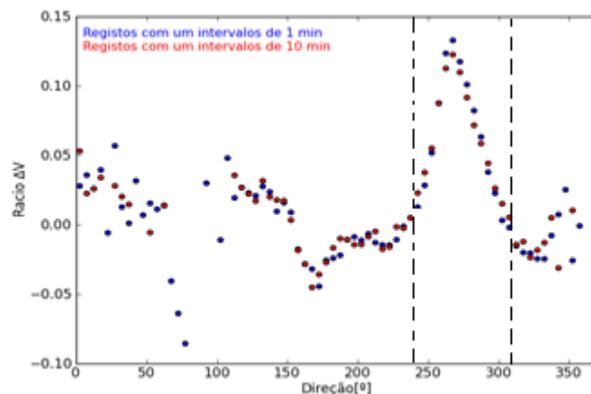


Figura 48 - Rácio da diferença da velocidade média de A_4 e A_5 para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Para o setor com direções entre 240° e 310°, considerado o setor no qual a velocidade média do escoamento é influenciada pela torre, a correlação entre as medições dos anemômetros A_4 e A_5 apresenta um coeficiente de determinação de 0,9701, tendo os setores não perturbados apresentado um coeficiente de 0,9959, como se observa na Figura 49. Através da Figura 50, verificou-se que o valor do coeficiente da correlação entre as medições dos anemômetros A_1 e A_4 para o setor perturbado e para os setores não perturbados são muito próximos, comprovando que a velocidade média do escoamento medida por A_4 é livre de perturbações.

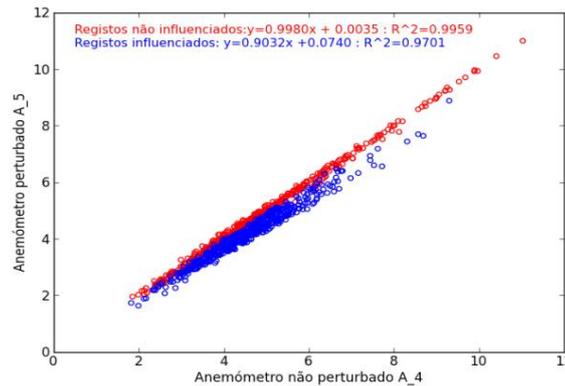


Figura 49 - Correlação entre a velocidade média de A_4 e A_5 para registos com um intervalo de integração de 10 minutos para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

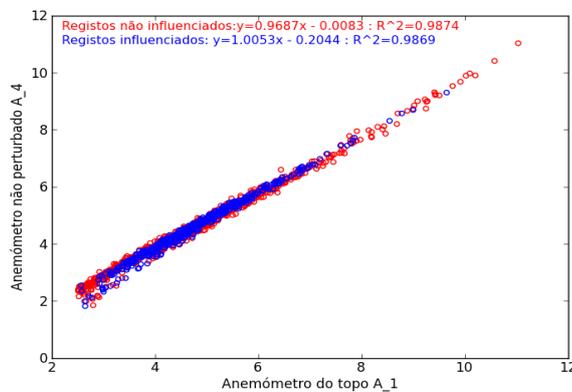


Figura 50 - Correlação entre registos de A_1 e A_4 para um intervalo de 10 min durante o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Ao analisar o gráfico da Figura 51, notou-se que o desvio-padrão da média das velocidades médias aumenta nas direções em que o escoamento se encontra influenciado pela torre, indicando um aumento da instabilidade do anemómetro A_5. A intensidade de turbulência registada pelo anemómetro A_5 é superior à registada por A_4, indicando que os registos do anemómetro A_5 são influenciados pela turbulência originada pela torre.

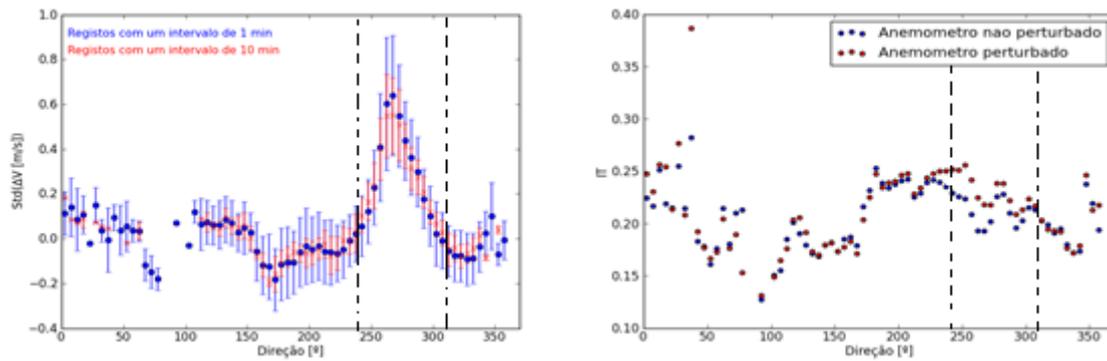


Figura 51 - Desvio-padrão da média das diferenças de velocidades médias e intensidade de turbulência para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

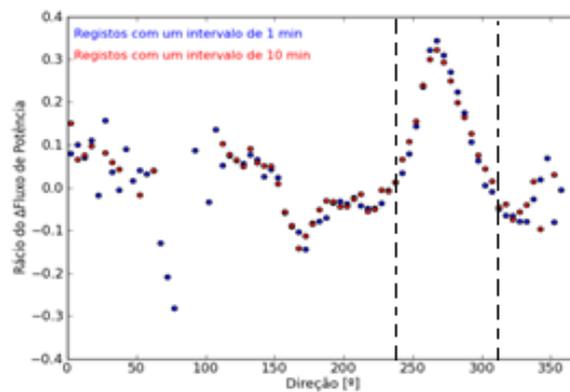


Figura 52 - Rácio do Δ Fluxo de Potência para o período de 20 de Abril a 5 de Maio

Analisando a Figura 52 observou-se que no setor influenciado pela torre que o fluxo de potência estimado com base nos registos com um intervalo de 1 minuto do anemómetro A_5 apresenta uma diminuição de 35 % em relação ao estimado com base nos do anemómetro A_4 e de 33 % para registos com um intervalo de 10 minutos.

5.3.2 Distância ao centro da torre de 1,8 m

Durante este período, a direção preferencial do vento foi NW com 14% das ocorrências. A direção WSW, segundo a qual estão alinhadas as hastes dos anemómetros em análise, obteve 10,7 % das ocorrências. A velocidade média do escoamento para esta direção foi de 3,7 m/s, Figura 53.

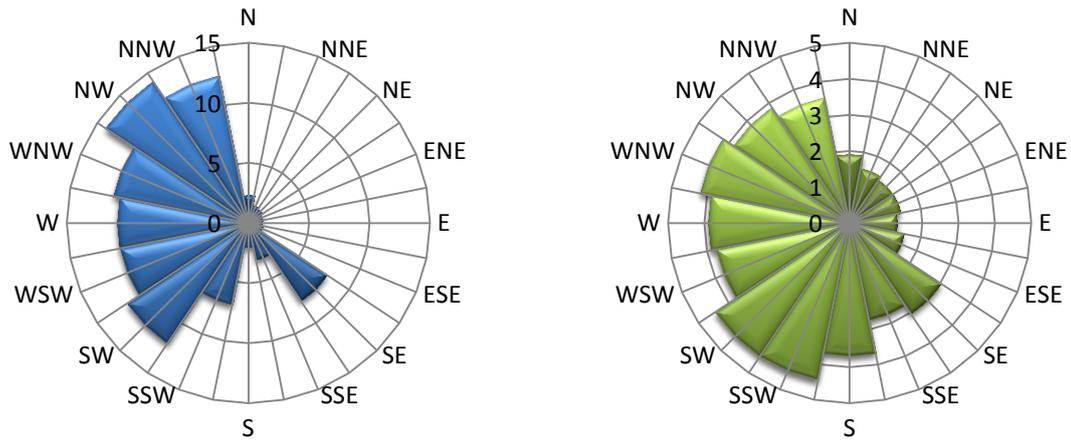


Figura 53 - Rosa de ocorrências [%] e da velocidade média [m/s] para o período de 1a 17 de Junho

Constatou-se que para uma distância de 1,8 m, a influência da torre provocou uma diminuição da velocidade do vento medida por A_5 em relação a A_4 de 0,33 m/s, correspondendo a uma diminuição de 7,5 % da velocidade medida por A_4 para registos de 1 minuto, e um decréscimo de 0,23 m/s, o equivalente a 5,5 % da velocidade medida por A_4 para registos de 10 minutos, Figuras 54 e 55.

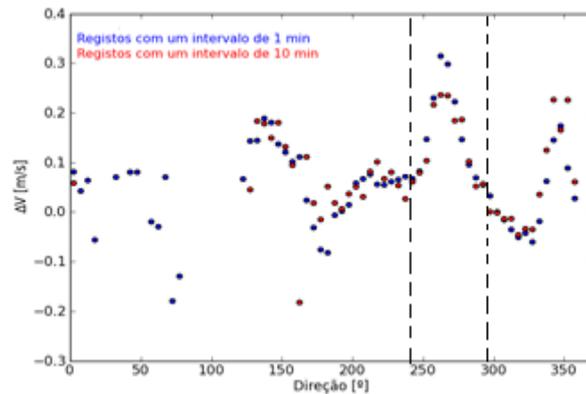


Figura 54 - Diferença das velocidades médias de A_4 e A_5 para o período de 1 a 17 de Junho

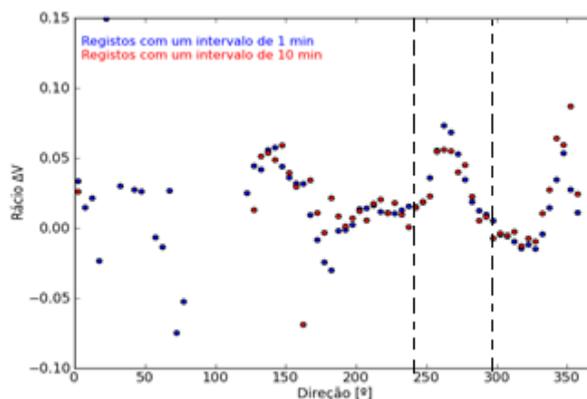


Figura 55 - Rácio da diferença das velocidades médias de A_4 e A_5 para o período de 1a 17 de Junho

Nas zonas influenciadas pela torre o desvio-padrão da média das diferenças de velocidades manteve-se constante, não mostrando aumento da instabilidade do anemómetro A_5 na zona perturbado, Figura 56. A intensidade de turbulência registada pelo anemómetro A_5 é ligeiramente superior à registada por A_4.

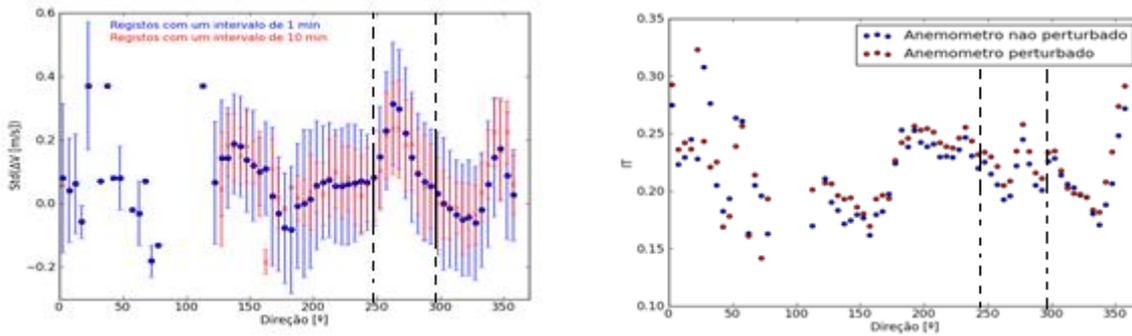


Figura 56 - Desvio-padrão da média das diferenças das velocidades médias e intensidade de turbulência para o período de 1 a 17 de Junho

Analisando a influência da torre em termos de fluxo de potência, observou-se no setor influenciado pela torre que o fluxo de potência estimado com base nos registos com um intervalo de integração de 1 minuto do anemómetro A_5 apresenta uma diminuição de 20 % em relação ao estimado com base nos do anemómetro A_4 e de 15 % para registos com um intervalo de 10 minutos.

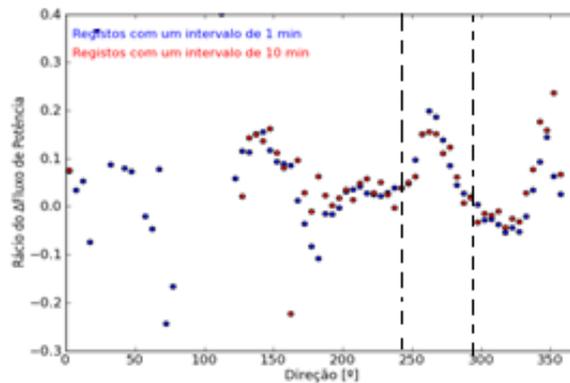


Figura 57 - Rácio do ΔFluxo de Potência para o período de 1 a 17 de Junho

O coeficiente de determinação referente à correlação entre as medições dos anemómetros A_4 e A_5 é de 0,9930 no setor perturbado, setor definido pelas direções entre 245 e 295°. Comparando com o coeficiente 0,9945 referentes aos setores não perturbados confirmou-se que a influência da torre no escoamento foi pequena, como se observa na Figura 58. A correlação entre os registos de A_1 e A_4 apresentou coeficientes de determinação próximos na zona perturbada e não perturbada pela torre garantindo que A_4 não se encontra perturbado, Figura 59.

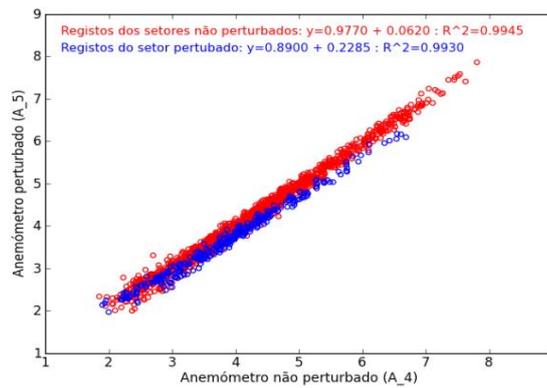


Figura 58 - Correlação entre registos de A_4 e A_5 com um intervalo de integração de 10 min para o período de 1 a 17 de Junho

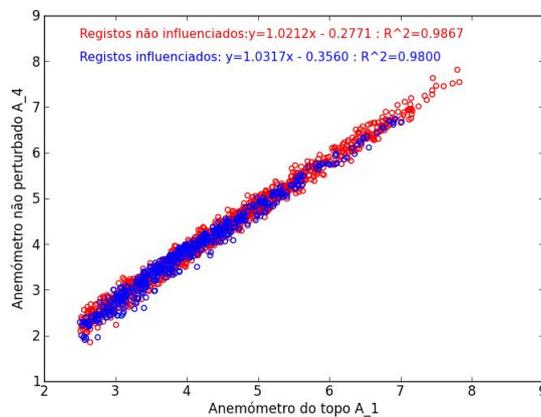


Figura 59 - Correlação entre registos de A_1 e A_4 com um intervalo de integração de 10 min para o período de 1 a 17 de Junho

5.3.3 Distância ao centro da torre de 0,8 m

As medições correspondentes a esta distância foram realizadas de 18 a 24 de Junho. Durante este período a direção preferencial do vento foi NNW com 24 % das ocorrências e Noroeste com 19,5 %, na direção WSW foi de 3,4 %. Na direção a WSW a velocidade média do escoamento foi de 3 m/s.

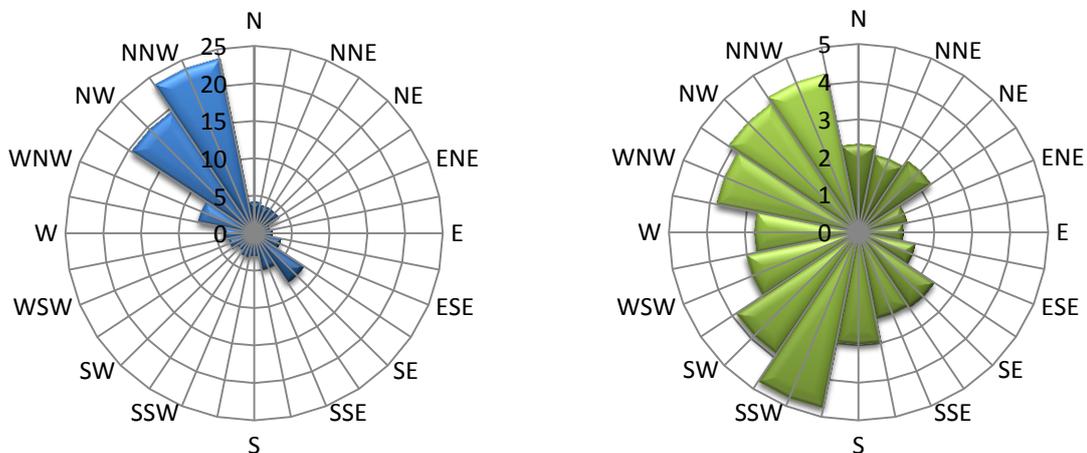


Figura 60 - Rosa de ocorrências [%] e da velocidade média [m/s] para o período de 18 a 24 de Junho

Devido ao número de ocorrências no setor WSW, setor considerado influenciado pela torre, ter sido muito pequeno, a análise que irá ser efetuada para a distância à torre em causa apresenta um elevado grau de incerteza, uma vez que o número de dados é muito reduzido. Como tal serão unicamente apresentados os gráficos referentes à diferença de velocidade média e o seu rácio entre A_4 e A_5.

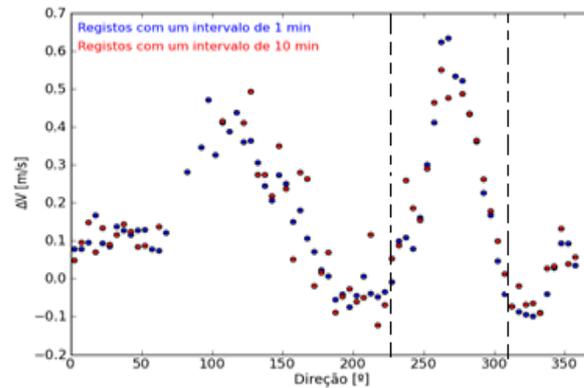


Figura 61 - Diferença da velocidades média de A_4 e A_5 para o período de 18 a 24 de Junho

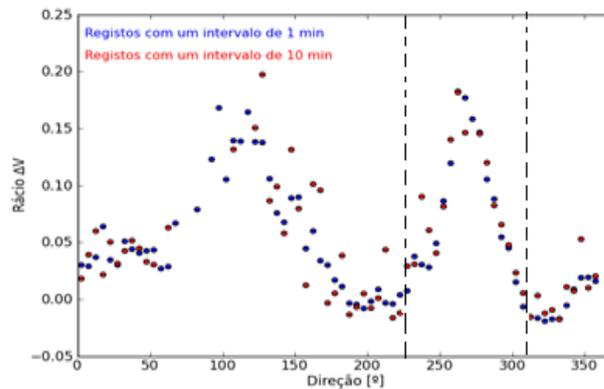


Figura 62- Rácio da diferença da velocidade média de A_4 e A_5 para o período de 18 a 24 de Junho

Como pode-se comprovar pelas Figuras 61 e 62 ocorreu uma diminuição da velocidade média do escoamento por influência da torre de 0,67 m/s, o equivalente a 18 % da velocidade de A_4 para registos de 1 minuto e de 0,58 m/s ou 18 % respetivamente para registos de 10 minutos.

5.4 Análise global do comportamento dos sensores

Fazendo uma análise global da influência da torre registada pelos sensores Thies, verificou-se que com o aumento da distância do anemómetro à torre de 0,8 para 1,8 m, tendo como base os registos da velocidade do escoamento em médias 10 minutos, verificou-se uma diminuição da influência da torre de cerca de 76 %, tendo esta diminuído de 12,5 para 3 %. Em termos de fluxo de potência verificou-se uma melhoria de 67 %. Na Tabela 8 podemos observar a influência da torre nos sensores.

Tabela 8 - Análise global da interferência da torre nos sensores

	Dist. ao centro da torre[m]	Rácio ΔV [%]	Rácio Δ Fluxo de Potência [%]	Desvio-padrão (setor pert.) [m/s]	Desvio-padrão (setor livre) [m/s]	ΔIT [%]
Thies	0,8	12,5	30,5	0,15	0,04	5
	1	9,5	24	0,15	0,04	2,5
	1,8	3	10	0,08	0,04	0,5
NRG	0,8	18	-	-	-	-
	1	12,5	33	0,11	0,05	2,5
	1,8	5,5	15	0,12	0,09	1

Continuando a analisar a Tabela 8 verificou-se uma diminuição do desvio-padrão da média das velocidades médias e da diferença da intensidade de turbulência a montante e jusante da torre com o aumento da distância do sensor a esta. Comparando ambos os sensores verificou-se que o NRG#40 apresentava uma maior influência da torre nas medições, em sentido inverso apresentou uma menor variação do desvio-padrão. Os NRG#40 demonstraram medir com melhor qualidade a intensidade de turbulência, isto deve-se ao fato de apresentarem uma constante de distância superior.

Ao analisar a Figura 63 constatou-se que se a distância do anemómetro Thies A_3 à torre continuasse a aumentar a influência da torre aproximar-se-ia de 0 %. Para o NRG#40, Figura 64, observou-se uma assíntota aos 5 % indicando que aumentando a distância à torre a influência desta nunca baixará dos 5 % .

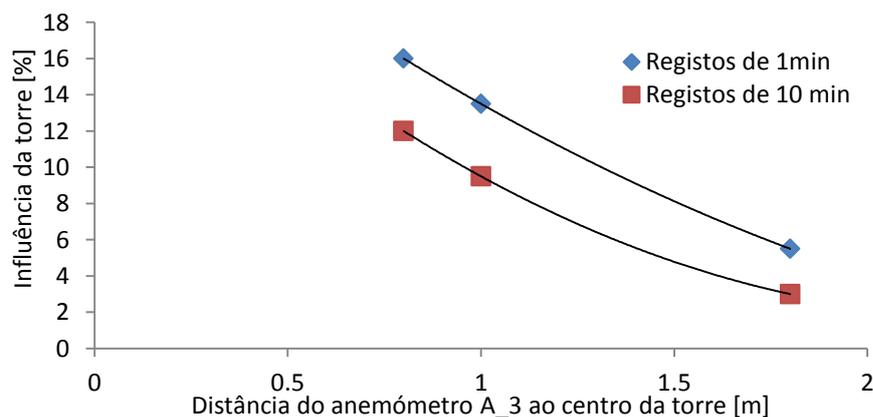


Figura 63 - Influência da torre vs distância do anemómetro A_3 ao centro da torre

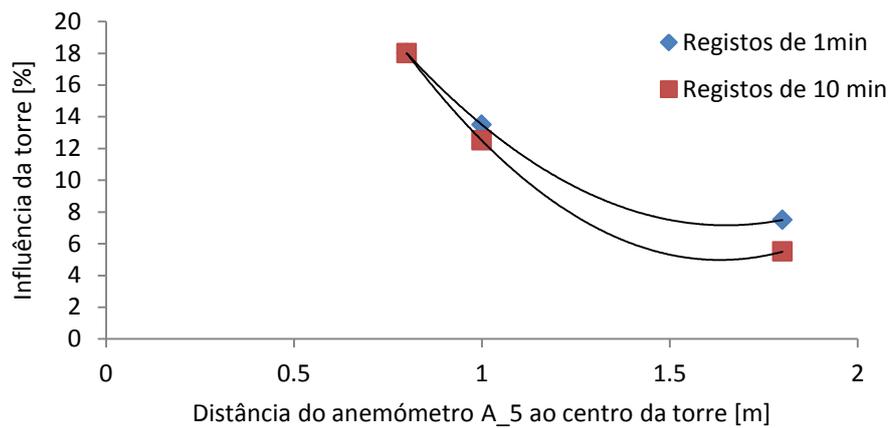


Figura 64 - Influência da torre vs distância do anemômetro A_5 ao centro da torre

Analisando a Tabela 9 verificou-se uma melhoria em ambos os sensores no coeficiente de determinação da correlação entre o anemômetro perturbado e não perturbado com o aumento da distância do sensor perturbado ao centro da torre. Para uma distância de 1,8 m ambos apresentam um bom coeficiente de determinação. As medições dos anemômetros A_2 e A_4 nas direções consideradas não perturbadas pela torre encontram-se livres de perturbações. A correlação do sensor A_4 com A_1 apresentou valores inferiores em relação à de A_1 com A_2, devido ao fato de A_4 ter uma precisão inferior.

Tabela 9 - Resumo das correlações efetuadas para registo de 10 min

	R² da correlação do anemômetro não perturbado com A_1	R² da correlação do anemômetro perturbado como o não perturbado
Thies	0,9977 - 0,9985	0,9968 - 0,9767
	0,9983 - 0,9983	0,9983 - 0,9685
	0,9980 - 0,9980	0,9967 - 0,9875
NRG	0,9874 - 0,9867	0,9959 - 0,9701
	0,9867 - 0,9800	0,9945 - 0,9930

5.5 Simulação de uma torre triangular maciça

Durante o período de 18 a 24 de Junho a direção preferencial do vento foi NNW com 24 % das ocorrências e NW com 19,5 %. Na direção a NW a velocidade média do escoamento foi de 4,1 m/s, ilustrado na Figura 65.

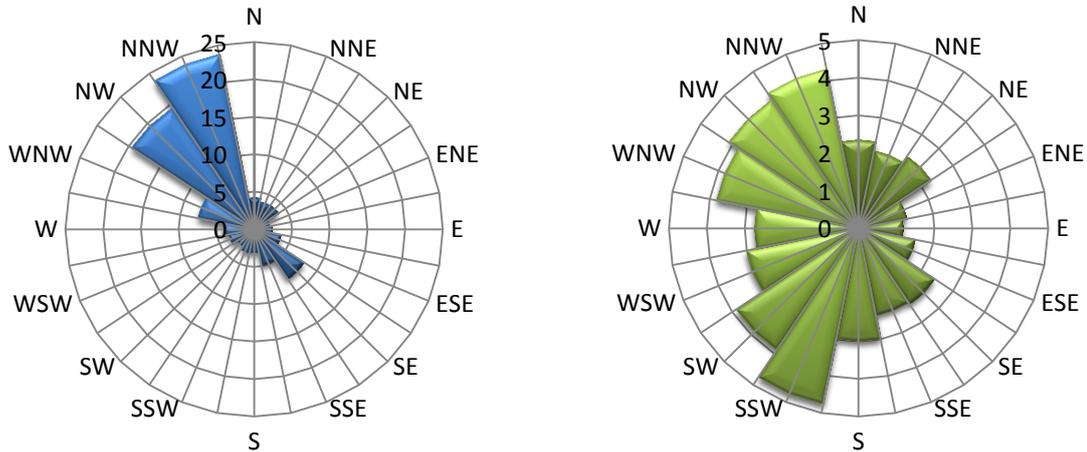


Figura 65 - Rosa de ocorrências [%] e da velocidade média [m/s] para o período de 18 a 24 de Junho

Estando o anemómetro perturbado A_3 pela torre a uma distância de 1 m desta, setor definido pelas direções de 275° a 320°, constatou-se que se a torre fosse triangular maciça provocaria uma diminuição da velocidade média do escoamento de 1,57 e 1,32 m/s para registos de 1 e 10 minutos respetivamente. Em termos percentuais corresponderia a diminuição de 35 e 30% da velocidade do anemómetro não perturbado A_2. (Figura 66 e 67)

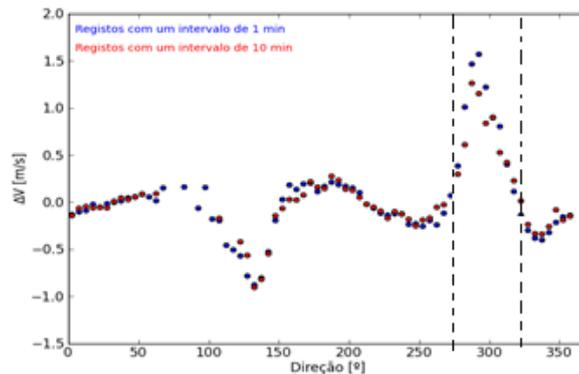


Figura 66 - Diferença da velocidades média de A_2 e A_3 para o período de 18 a 24 de Junho

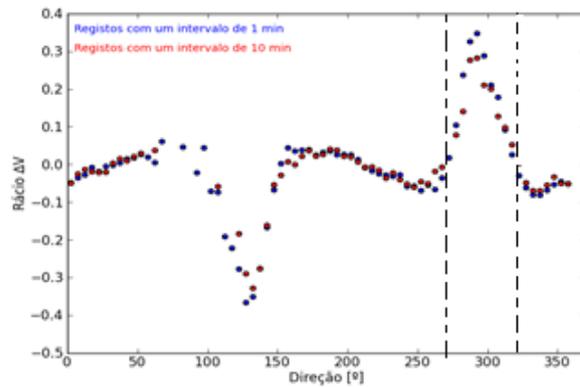


Figura 67 - Rácio da diferença da velocidade média de A_2 e A_3 para o período de 18 a 24 de Junho

Ao analisar a Figura 68, observou-se que nas zonas influenciadas pela torre o desvio padrão da média das diferenças de velocidades aumentou nas direções sob influência da torre, graças ao aumento da instabilidade verificada no anemómetro colocado na zona de esteira da torre e exposto a escoamentos perturbados. A intensidade de turbulência aumentou significativamente com esta configuração, tendo o anemómetro A_3 no setor no qual o escoamento é perturbado pela torre, 280 a 320°, apresentado valores de intensidade de turbulência bastante superiores ao do anemómetro A_2. Em comparação com a análise realizada no subcapítulo 5.3.1 os valores de intensidade de turbulência aumentam significativamente na zona de esteira da torre.

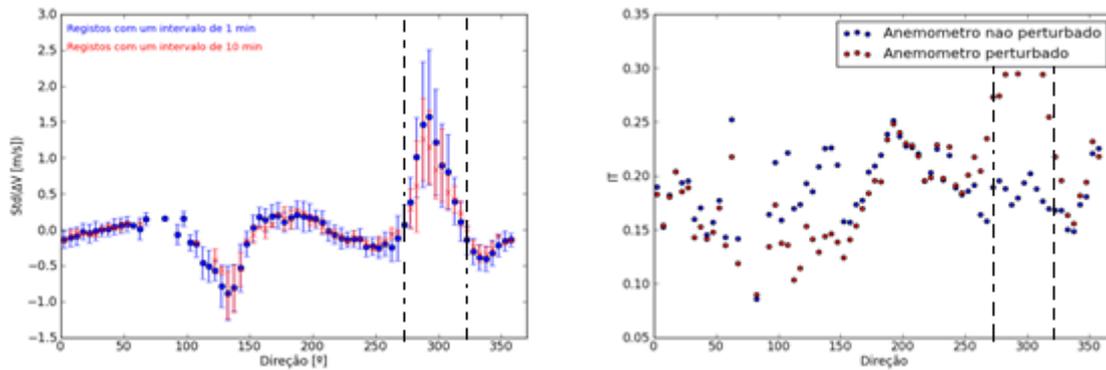


Figura 68 - Desvio-padrão das médias das diferenças da velocidade média e intensidade de turbulência para o período de 18 a 24 de Junho

5.6 Anemómetro ultrassónico

O anemómetro ultrassónico esteve a medir a velocidade do vento durante um período de 7 dias, referente aos dias de 18 a 24 de Junho. Durante este período a direção preferencial do vento foi NNW com 25 % das ocorrências e NW com 19.5 %, na direção SE foi de 8 %. A velocidade média do vento máxima registou-se na direção SSW tendo sido de 4.73 m/s.

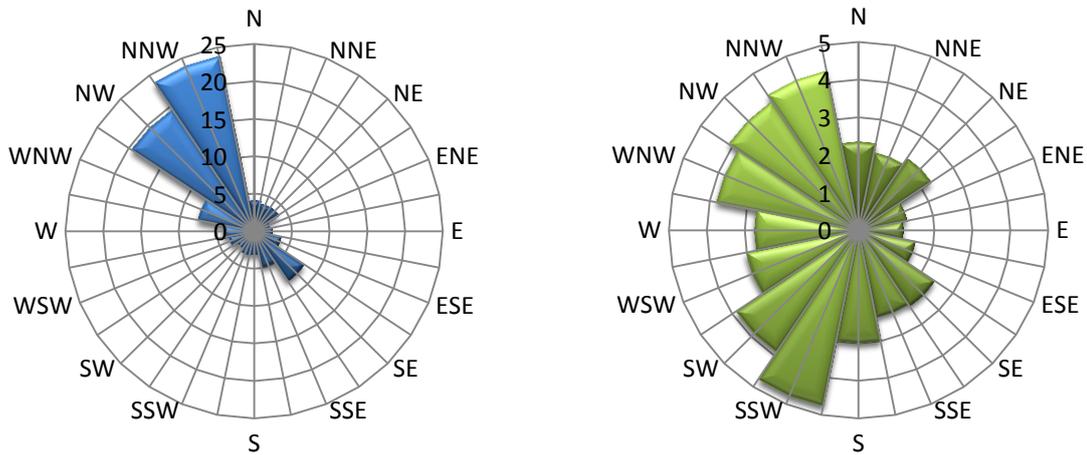


Figura 69 - Rosa de ocorrências [%] e da velocidade média [m/s] para o período de 18 a 24 de Junho

Na Figura 70, encontra-se ilustrada a componente vertical da velocidade média do local, apresentando valores entre -0,3 e 0,2 m/s. Os valores de velocidade com sinal negativo referem-se a escoamentos com inclinação negativa. Observou-se que nas direções em estudo, assinalada na figura, a componente vertical teve um valor médio de 0,05 m/s, podendo assim ser desprezada.

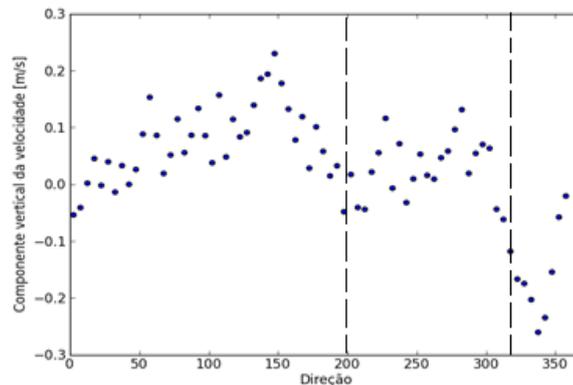


Figura 70- Componente vertical da velocidade do vento em função da direção

Analisando o resultado da correlação entre os registos da velocidade média registada pelo anemómetro A_1 e os registos da velocidade horizontal média registada pelo ultrassónico a uma frequência de 5 Hz, Figura 71, observou-se que o coeficiente de determinação é de 0,9084, o que neste caso é significativamente baixo uma vez que os dois anemómetros estão sobre as mesmas condições atmosféricas e altura.

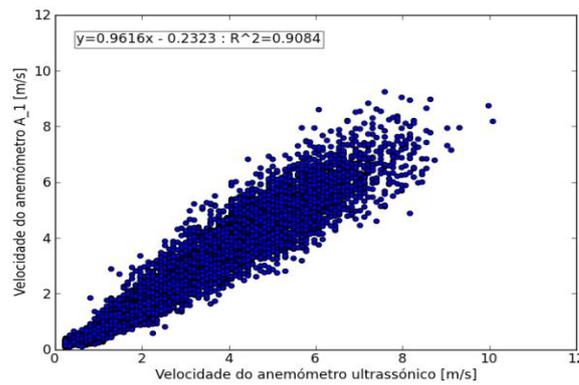


Figura 71 - Correlação entre a velocidade média medida por A_1 e o anemómetro ultrassónico

Ao analisar a Figura 72, chegou-se a conclusão que existia um desfasamento temporal entre as medições do anemómetro A_1 e o ultrassónico. Este desfasamento era de cerca de 1 minuto e deveu-se ao facto de os anemómetros estarem conectados a diferentes *data logger's*. Outra das causas foi o fenómeno de *overspeeding* característico do anemómetro de copos A_1, logo a velocidade medida por A_1 em certos momentos era superior à medida pelo ultrassónico.

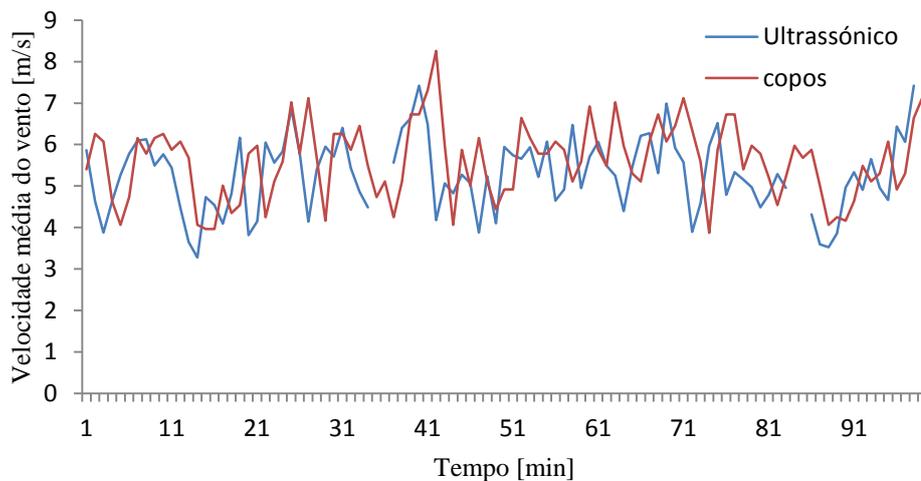


Figura 72 - Comparação da velocidade média medida por A_1 e o ultrassónico para os primeiros 100 minutos de medição

Ao corrigir o desfasamento entre as medições obteve-se uma correlação com um coeficiente de determinação de 0,97 sendo já uma boa correlação, pode-se observa o gráfico da correlação na Figura 73.

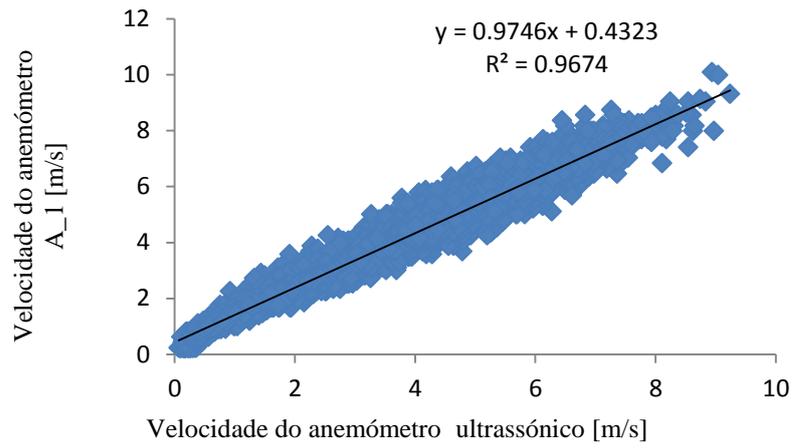


Figura 73 - Correlação entre a velocidade média medida por A_1 e o anemómetro ultrassónico sem desfasamento

6. Conclusões

A interferência da torre na medição das características do vento revelou ser um aspeto a ter em conta. A comparação da velocidade média medida por um sensor considerado não perturbado pela torre com a velocidade medida por um sensor perturbado revelou uma significativa diferença para distâncias entre o sensor e o centro da torre de 0,8 e 1,8 m. Notou-se nos anemómetros Thies uma diminuição de cerca de 12,5 % da velocidade medida pelo sensor não perturbado devido à interferência da torre para registos com um intervalo de 10 minutos. Ao aumentar a distância para 1,8 m ocorreu uma melhoria bastante significativa, passando a observar-se uma diminuição da velocidade média mediada na zona perturbada pela torre de 3 %. Para registos com um intervalo de integração de 1 minuto verificou-se um ligeiro aumento do valor de interferência da torre nas medições. Os anemómetros NRG revelaram uma maior influência da torre nas suas medições em relação aos Thies.

Notou-se que para menores distâncias à torre, o anemómetro perturbado apresenta um aumento do desvio-padrão da média da velocidade média do escoamento, significando um aumento da instabilidade deste. Para uma distância de 1,8 m essa instabilidade é muito pouco significativa, observando-se um desvio-padrão constante para as diferentes direções do vento. No sensor Thies observou-se uma instabilidade ligeiramente superior em relação ao NRG.

De referir que a diferença da intensidade de turbulência do vento registada pelo anemómetro montado na zona perturbada e o anemómetro não perturbado pela torre aumentou para distâncias ao centro da torre inferiores. Os anemómetros NRG mostraram uma maior capacidade de medir os níveis de turbulência.

Com uma diminuição da velocidade média do vento medida por interferência notou-se uma significativa diferença entre o fluxo de potência estimado com base nas medições do anemómetro perturbado e não perturbado. Para uma distância de 0,8 m a torre promoveu uma diminuição do valor do fluxo de potência disponível de 30 %. Com o aumento da distância para 1,8 m observou-se uma diminuição de 10 %, embora ainda seja significativa. Os NRG apresentam um maior rácio de variação do fluxo de potência. A interferência da torre embora seja significativa em valores de velocidade, quando discutida em valores de fluxo de potência é notória uma maior interferência.

Considera-se sem interferência por parte da torre as medições do sensor a montante desta, colocado a uma distância de 1,5 m, uma vez que apresentam uma boa correlação com as medições do anemómetro situado no topo da torre. Mesmo assim aconselha-se uma distância de 1,8 m de forma a

preaver que esse anemómetro com a mudança de direção do vento se torne perturbado pela torre. Para esta distância a interferência da torre não se reflete muito nas medições.

Não foi possível comparar os resultados deste estudo com as recomendações feitas pelas normas em vigor para a caracterização do vento, uma vez que estas só consideram o abrandamento da velocidade do vento causado pela torre se o sensor estiver a montante desta e não a jusante, concretamente na zona de esteira. Sendo assim a comparação dos resultados não seria correta.

A medição das características do vento utilizando uma torre triangular maciça torna-se inviável uma vez que a simulação feita revelou valores de interferência desta nas medições muito elevados. Os níveis de turbulência na zona perturbada pela torre maciça são muito superiores aos registados com uma torre treliçada.

A componente vertical da velocidade do vento é desprezável no local onde foi realizado o estudo.

De modo, a colaborar para uma melhoria da caracterização do vento propõe-se que na montagem da estação de medição os anemómetros sejam montados a uma distância de 1,8 m ao centro da torre. Devendo em todo o caso ter-se em atenção a vibração das hastes. Em locais no qual existe uma direção predominante do vento, a torre deverá ser instrumentada com um anemómetro no topo e um segundo anemómetro montado na torre a uma altura inferior com a haste orientada a 90° da direção do vento. Em locais com ventos de direção variável a torre deverá ser instrumentada com três anemómetros, um no topo e dois a uma altura inferior com as hastes orientadas 90° uma da outra.

Para futuros trabalhos, propõem-se a realização deste estudo em terreno aberto, de modo a se realizar com velocidades de vento superiores. Outro dos trabalhos propostos seria a medição da influência da vibração das hastes utilizando uma simulação em túnel de vento para vários comprimentos de haste.

7. Bibliografia

- Association, E. W. E. (2001). *Wind in Power 2011 European Statistics*.
- Ammonit. (s.d.). Cup anemometer "first class advanced"
- Ammonit. (s.d.). Wind Vane "first class".
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, Ltd.
- Busche, P. H. K. (2005). *Wind Tunnel Calibration of Sonic- and Cup Anemometers*.
- Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*, Instituto Superior Técnico Universidade Técnica de Lisboa.
- Hoven, I. (1956). Power Spectrum of Horizontal wind Speed in Frequency Range from 0.0007 to 900 Cycles per Hour. *Journal of Meteorology*. Volume 14.
- <http://www.ewea.org/index.php?id=1639>. (s.d.) Obtido em 3 de 05 de 2012
- <http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/products/1900.aspx>. (s.d.) Obtido em 10 de 04 de 2012
- <http://www.measnet.com/wp-content/uploads/2011/06/power5.pdf>. (s.d.) Obtido em 10 de 04 de 2012
- IEC. (2005). *61400 Part 12-1: Wind turbines power performance testing*. IEC, first edition.
- Kline, J.. *Effects of Tubular Anemometer Towers on Wind Speed Measurements*
- Leif Kristensen, F. (2005). *Fragments of the Cup Anemometer History*.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L. (2002). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons.
- Meroney, R. (1991). Fluid Dynamics of flow over hills/mountains Insights obtained through physical modeling. *Seminário de escoamentos em terrenos complexos*, Universidade de Coimbra.
- Mertens, S. (2003). The energy yield of roof mounted wind turbines. *Wind Engineering* .
- Republica Portuguesa. (2010). *Plano De Acção Nacional Para As Energias Renováveis ao Abrigo Da Diretiva 2009/28/CE*. Lisboa.
- Rodrigues, Á. (2011). *Parques Eólicos em Portugal, Dezembro de 2011*.

Rodrigues, Á. (2009). *Acetatos aulas de Energias Renováveis*.

Ribeiro, L. M. (2005). *Sonic Anemometer and Atmospheric Flows over Complex Terrain*.

Wegley, H.L., J.V. Ramsdell, M.M. Orgil, R.L. Drake (1980). *A Siting Handbook for Small Wind Energy Conversion Systems*. Windbooks, Washington, USA.

www.measnet.com.(s.d.) Obtido a 10 de 04 de 2012

Anexos

Anexo A: Configuração geral da torre

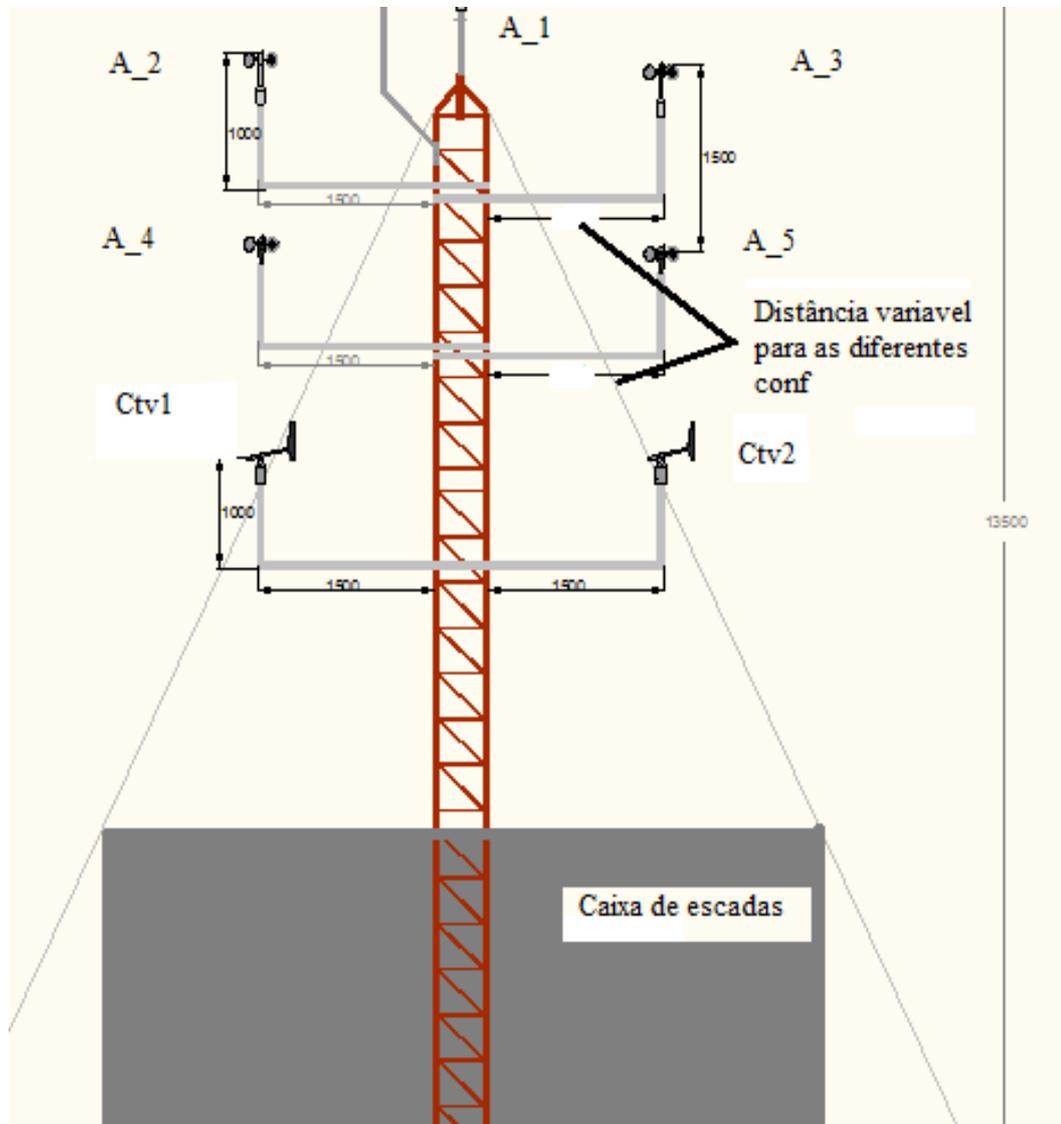


Figura 74- Esquema geral da torre à escala

Anexo B - Configuração 4



Figura 75 – Configuração 4

Anexo C: Cálculo da solidez da torre

Tubos verticais		Tubos Horizontais	
Quantidade	2	Quantidade	8
Diâmetro [mm]	38.39	Diâmetro [mm]	8.56
Comprimento [mm]	12000	Comprimento [mm]	310
Área projectada [mm ²]	921360	Área projectada [mm ²]	21228.8
Tubos na diagonal		Área Total [mm ²]	4200000
Quantidade	7	Ct	0.3733512
Diâmetro [mm]	8.56		
Comprimento [mm]	480		
Área projectada [mm ²]	28761.6	Solidez	0.2312739
R(distância do centro da torre ao local de medição) [m]			1.612358654
L(largura da torre)[mm]			350
Ud(Défice provocado no vento)			0.995

Anexo D: Dados complementares para a Conf_1

Tabela 10 - Análise setorial para a Conf_1

Número	Setor	N. Ocor. ($V_{A,1} > 2,5$)	Freq. [%]	$V_{média}$ [m/s]
1	0	42	0,32	1,73
2	22,5	35	0,27	1,79
3	45	46	0,36	1,87
4	67,5	25	0,19	1,63
5	90	1	0,01	1,50
6	112,5	60	0,46	1,88
7	135	793	6,12	2,49
8	157,5	235	1,81	2,63
9	180	314	2,42	3,95
10	202,5	678	5,23	5,25
11	225	1859	14,35	4,97
12	247,5	2204	17,02	4,48
13	270	2494	19,26	4,55
14	292,5	1892	14,61	4,57
15	315	1478	11,41	3,69
16	337,5	796	6,15	2,86

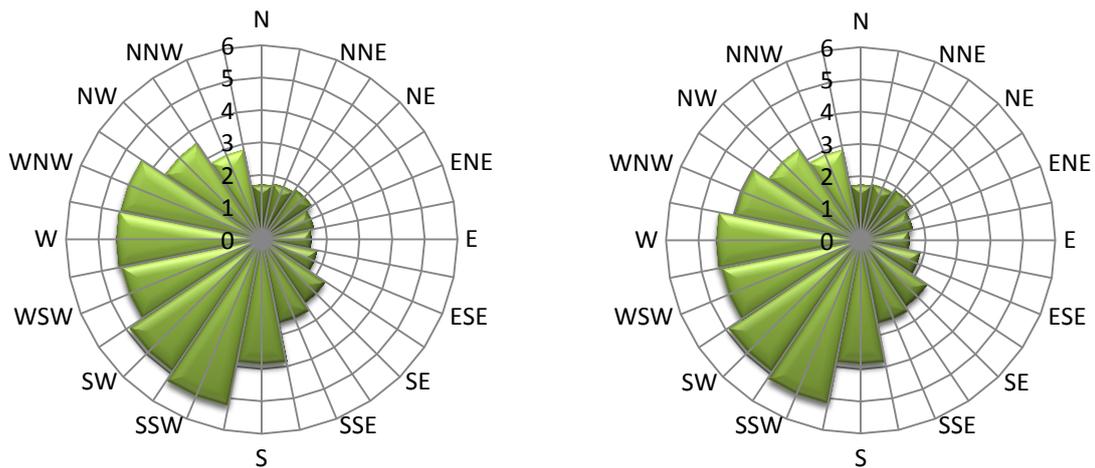


Figura 76 - Rosas da velocidade média [m/s] de A_2 e A_3

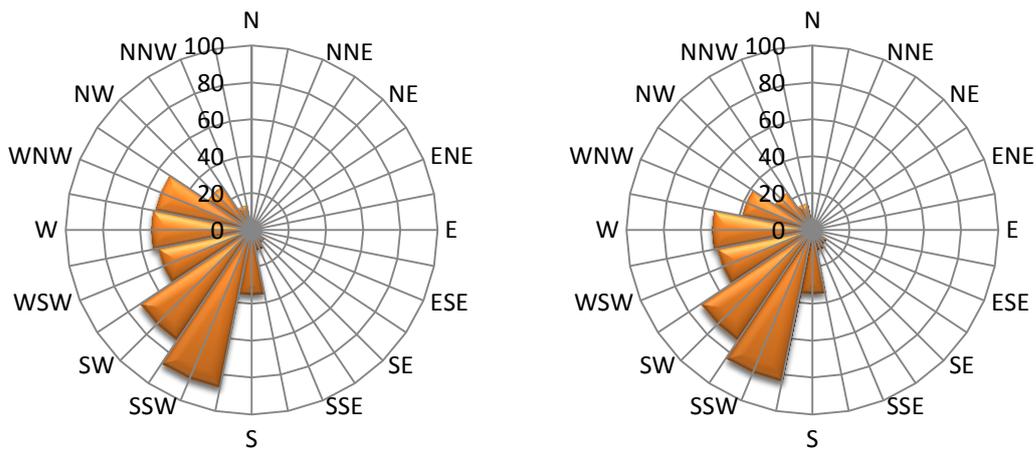


Figura 77 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_2 e A_3

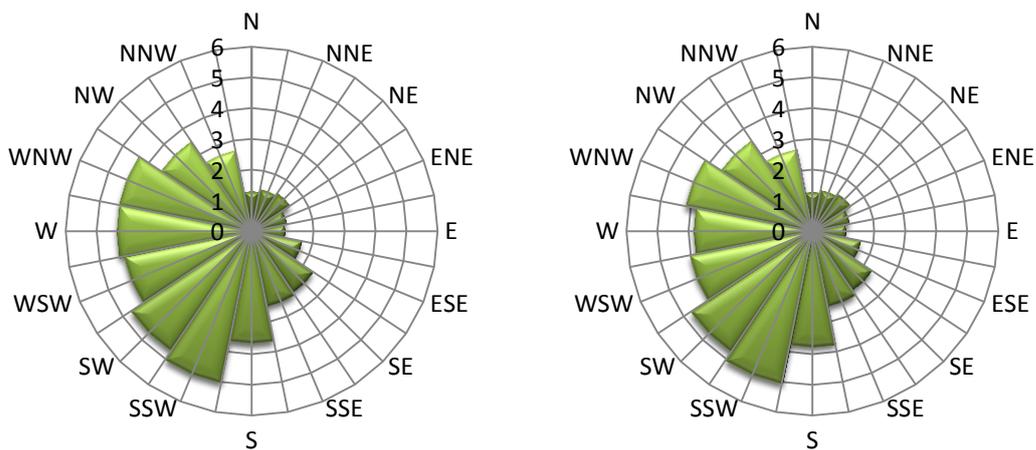


Figura 78 - Rosas da velocidade média [m/s] de A_4 e A_5

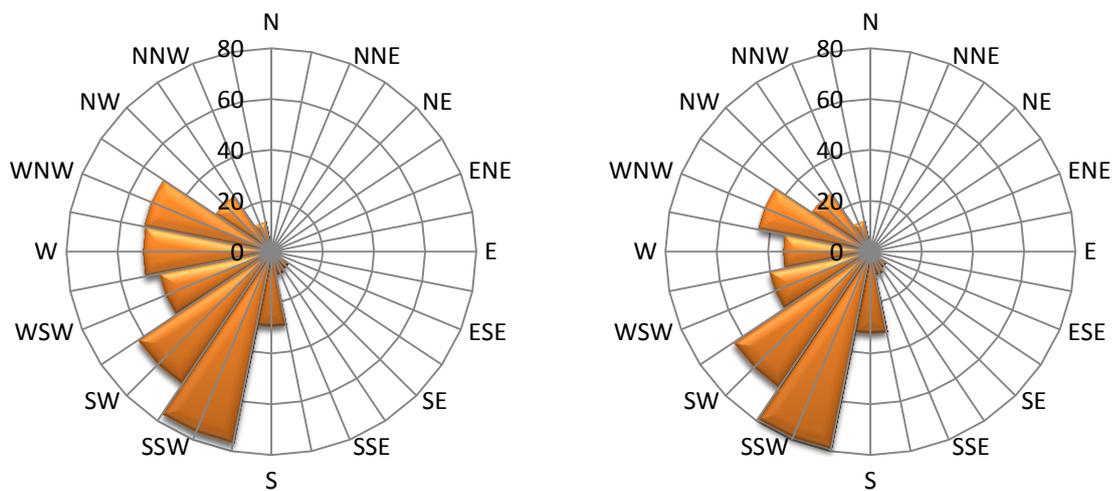


Figura 79 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_4 e A_5

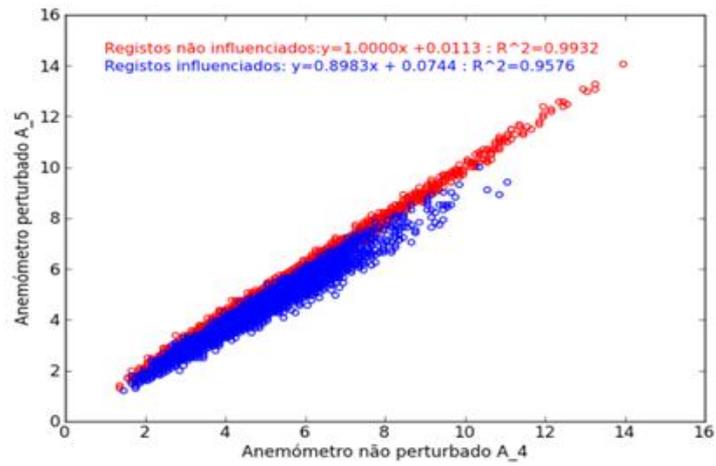


Figura 80 - Correlação entre A_4 e A_5 para registos com um intervalo de 1min para a Conf_1

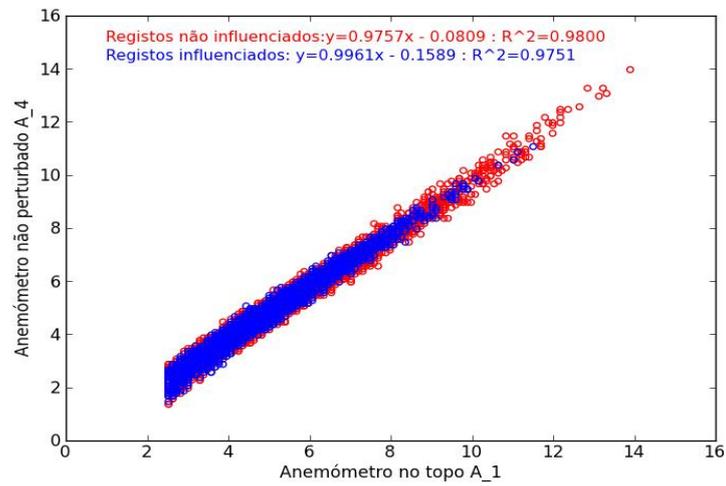


Figura 81 - Correlação entre A_1 e A_4 para registos com um intervalo de 1min para a Conf_1

Anexo E: Dados complementares para a Conf_2

Tabela 11 - Análise setorial para a Conf_2

Número	Setor	N. Ocor. ($V_{A_1} > 2,5$)	Freq. [%]	$V_{média}$ [m/s]
1	0	195	1,43	1,90
2	22,5	58	0,43	1,59
3	45	33	0,24	1,44
4	67,5	71	0,52	1,58
5	90	115	0,85	1,78
6	112,5	585	4,30	2,91
7	135	815	6,00	2,75
8	157,5	133	0,98	1,92
9	180	100	0,74	1,98
10	202,5	105	0,77	2,39
11	225	692	5,09	3,73
12	247,5	1629	11,99	3,64
13	270	2237	16,46	3,61
14	292,5	1773	13,05	3,44
15	315	2628	19,34	3,44
16	337,5	2420	17,81	3,21

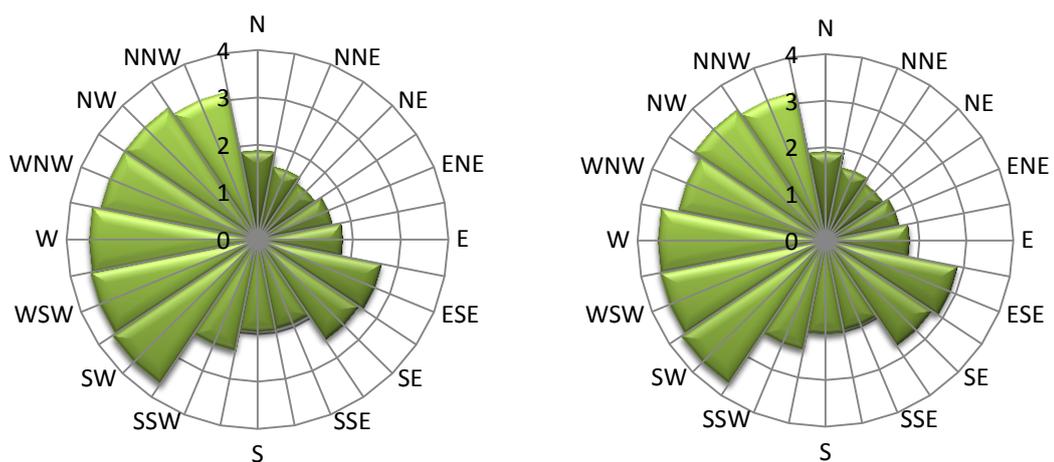


Figura 82 - Rosas da velocidade média [m/s] de A_2 e A_3 para a Conf_2

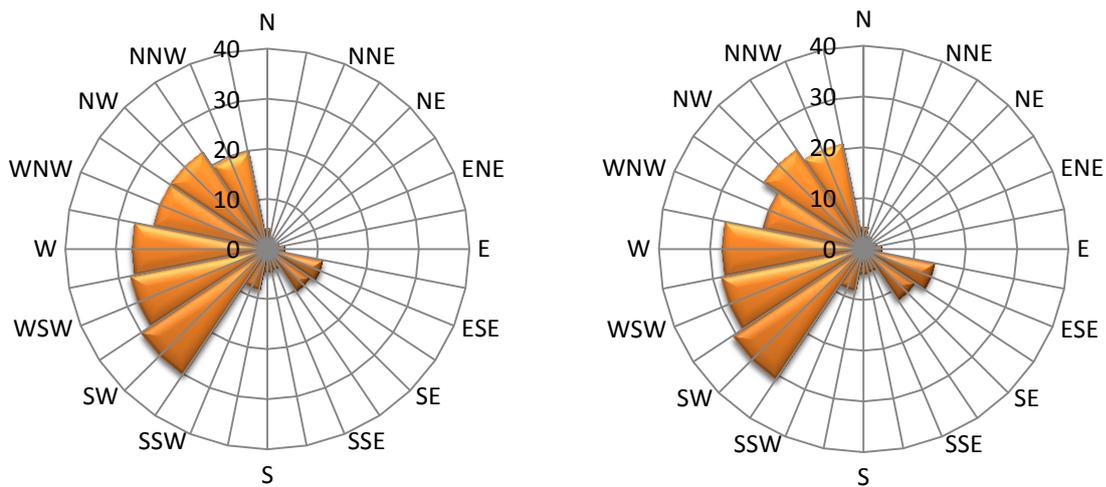


Figura 83 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_2 e A_3 para Conf_2

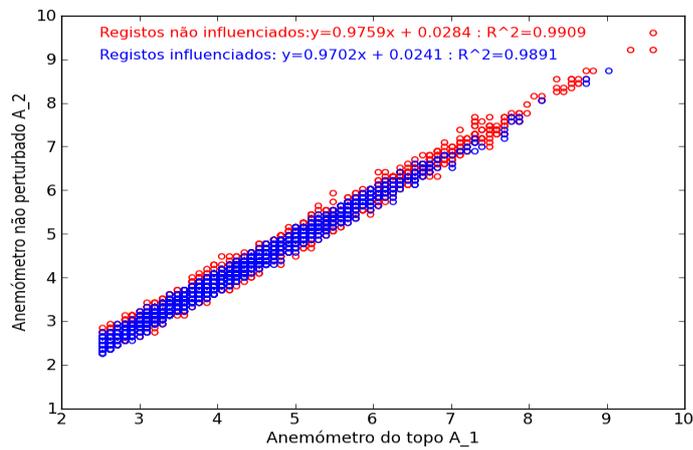


Figura 84 - Correlação entre A_1 e A_2 para registos com um intervalo de 1min para a Conf_2

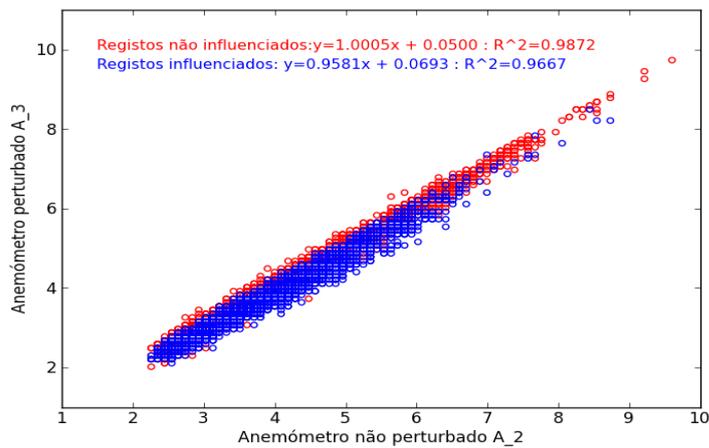


Figura 85 - Correlação entre A_2 e A_3 para registos com um intervalo de 1min para conf_2

Anexo F: Dados complementares para a Conf_3

Tabela 12 - Análise setorial para a Conf_3

Número	Setor	N. Ocor. ($V_{A,1} > 2,5$)	Freq. [%]	$V_{média}$ [m/s]
1	0	98	0,58	1,91
2	22,5	15	0,09	1,54
3	45	7	0,04	1,44
4	67,5	10	0,06	1,44
5	90	0	0,00	1,30
6	112,5	16	0,09	1,53
7	135	1243	7,37	3,02
8	157,5	395	2,34	2,72
9	180	343	2,03	3,67
10	202,5	1481	8,78	4,43
11	225	2421	14,35	4,44
12	247,5	2030	12,03	3,75
13	270	2136	12,66	3,89
14	292,5	2309	13,69	4,20
15	315	2506	14,85	3,86
16	337,5	1861	11,03	3,56

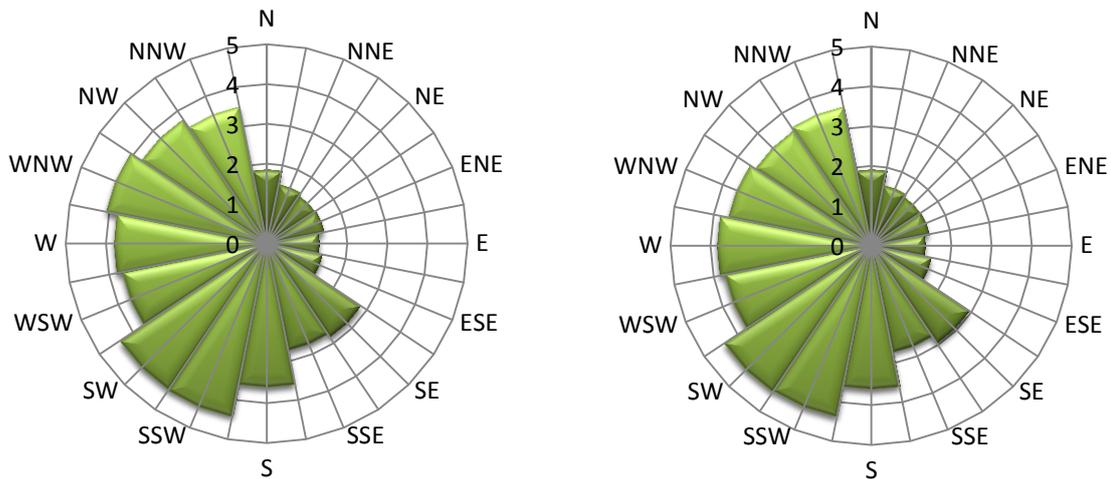


Figura 86 - Rosas da velocidade média [m/s] de A_2 e A_3 para a Conf_3

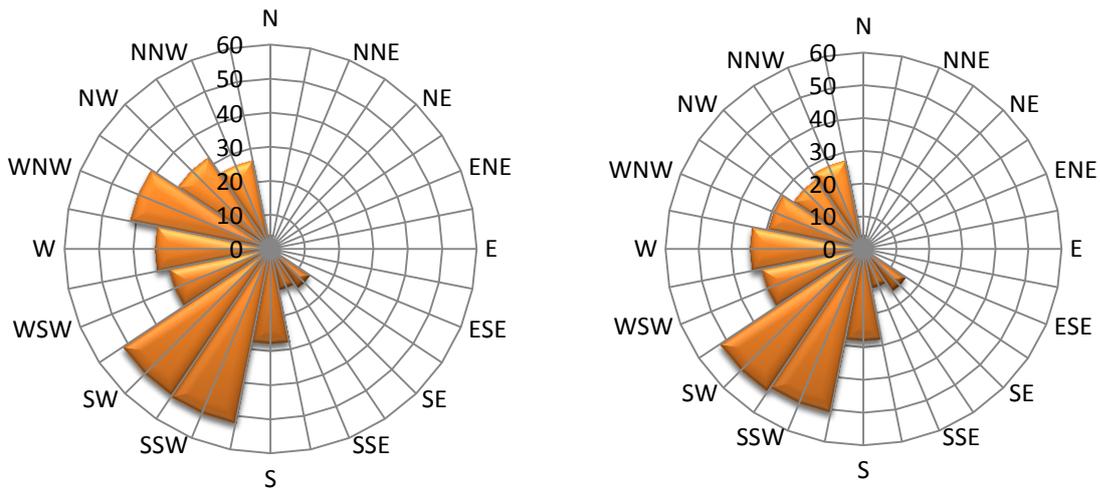


Figura 87 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_2 e A_3 para a Conf_3

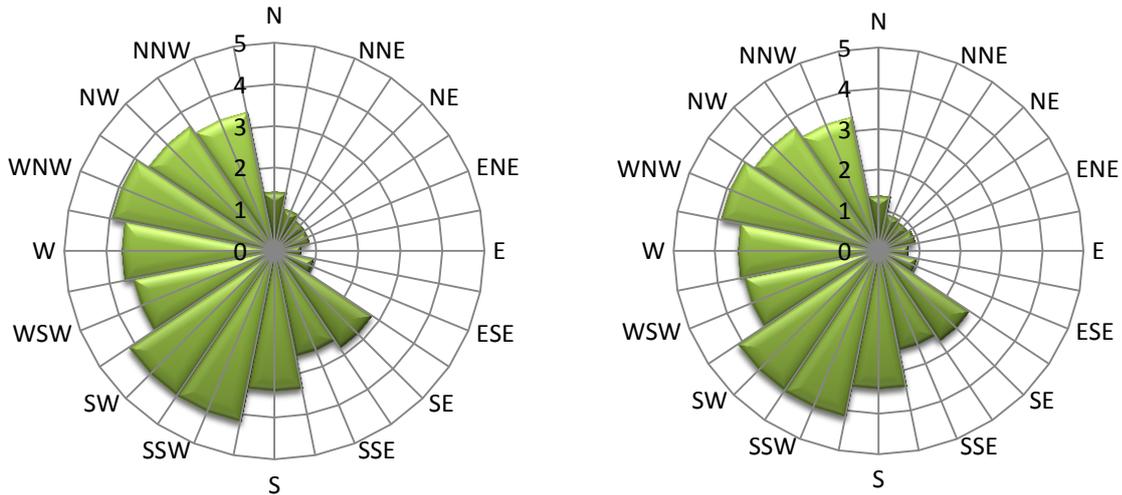


Figura 88- Rosas da velocidade média [m/s] de A_4 e A_5 para a Conf_3

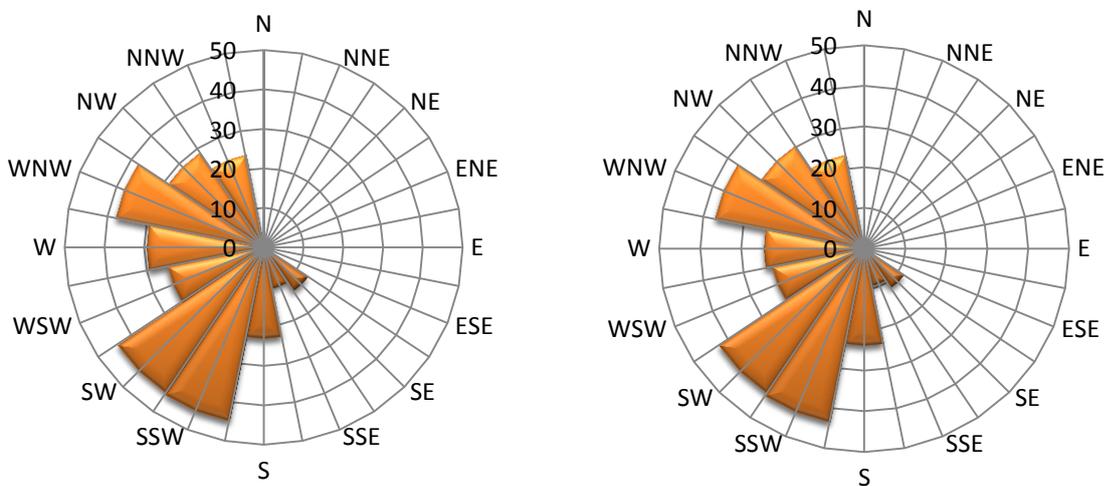


Figura 89 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_4 e A_5 para a Conf_3

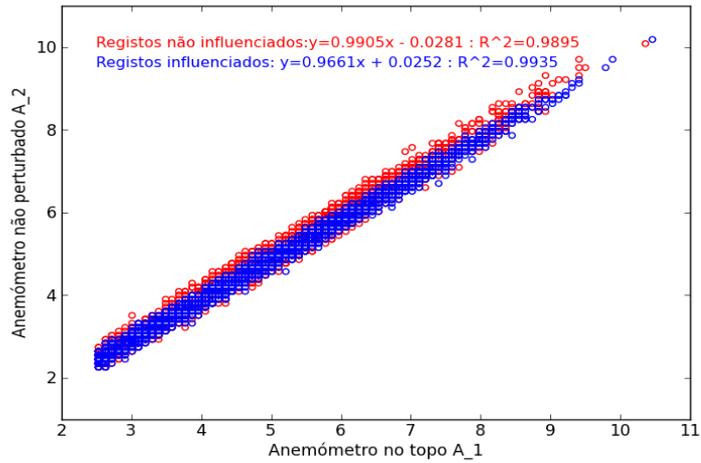


Figura 90 - Correlação entre A_1 e A_2 para registos com um intervalo de 1min para Conf_3

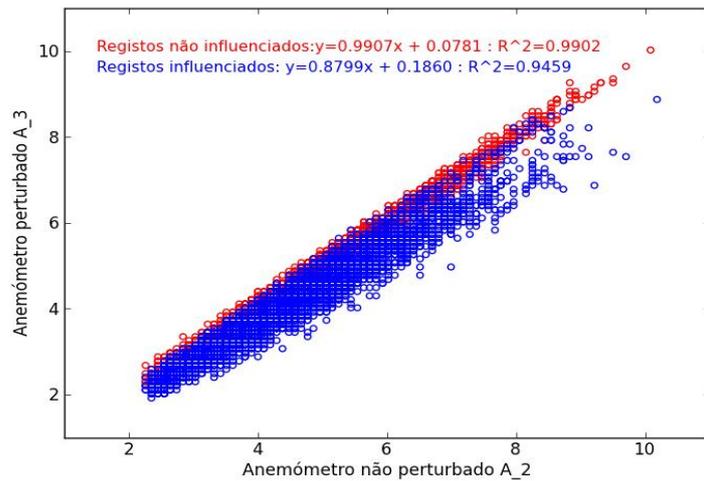


Figura 91 - Correlação entre A_2 e A_3 para registos com um intervalo de 1min para Conf_3

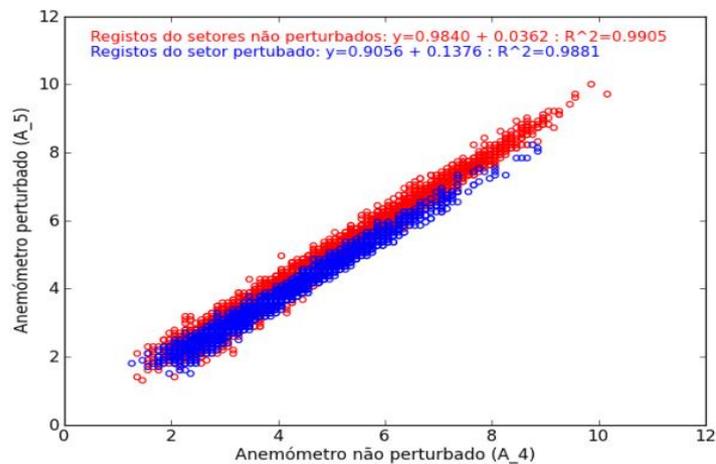


Figura 92 - Correlação entre A_4e A_5 para registos com um intervalo de 1min para Conf_3

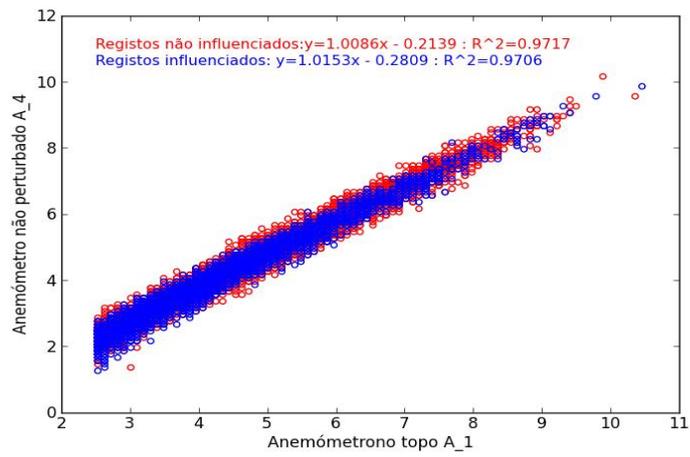


Figura 93 - Correlação entre A_1e A_4 para registos com um intervalo de 1min para Conf_3

Anexo G: Dados complementares para a Conf_4

Tabela 13 - Análise setorial para a Conf_4

Número	Setor	N. Ocor. (V _{A,1} > 2,5)	Freq. [%]	V _{média} [m/s]
1	0	174	3,10	2,34
2	22,5	122	2,18	2,11
3	45	160	2,86	2,28
4	67,5	14	0,25	1,28
5	90	7	0,12	1,17
6	112,5	31	0,55	1,51
7	135	265	4,73	2,39
8	157,5	142	2,53	2,33
9	180	114	2,03	2,97
10	202,5	216	3,85	4,74
11	225	172	3,07	3,87
12	247,5	184	3,28	3,03
13	270	192	3,43	2,75
14	292,5	555	9,90	3,82
15	315	1476	26,34	4,12
16	337,5	1780	31,76	4,30

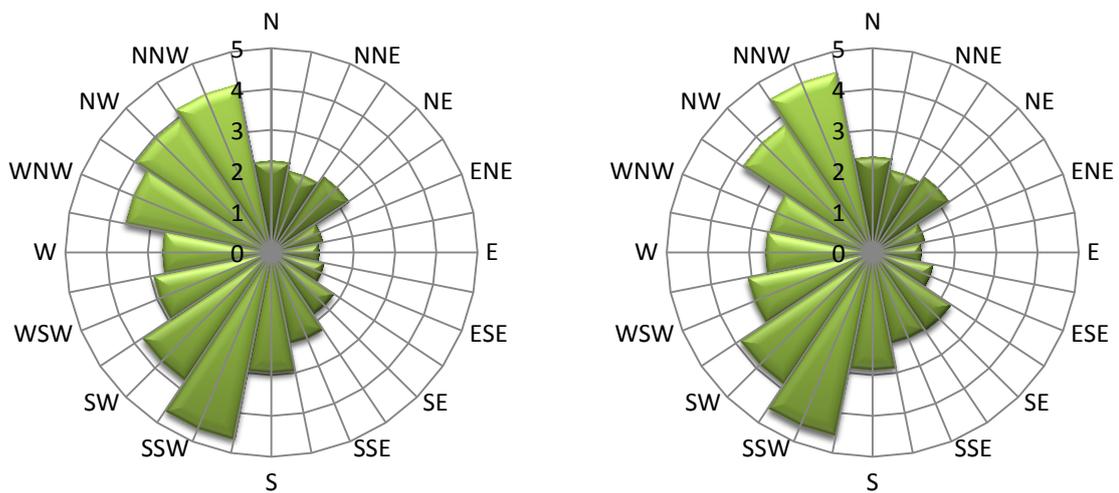


Figura 94 - Rosas da velocidade média [m/s] de A_2 e A_3 para a Conf_4

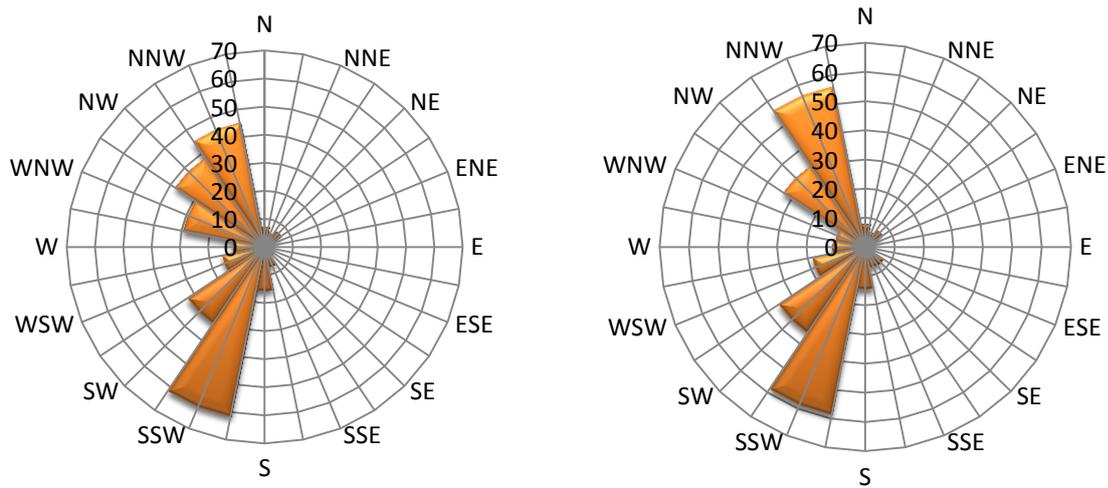


Figura 95 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_2 e A_3 para a Conf_4

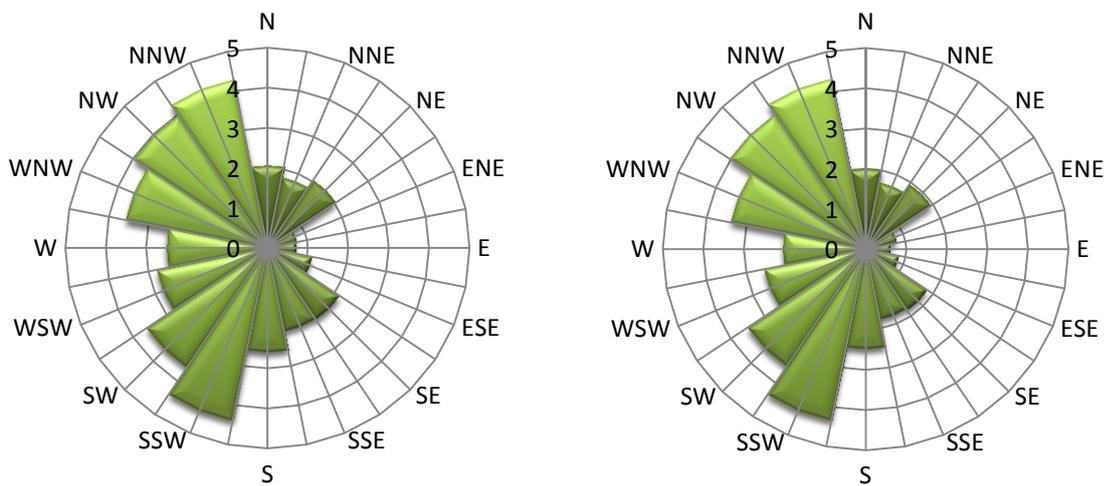


Figura 96 - Rosas da velocidade média [m/s] de A_4 e A_5 para a Conf_4

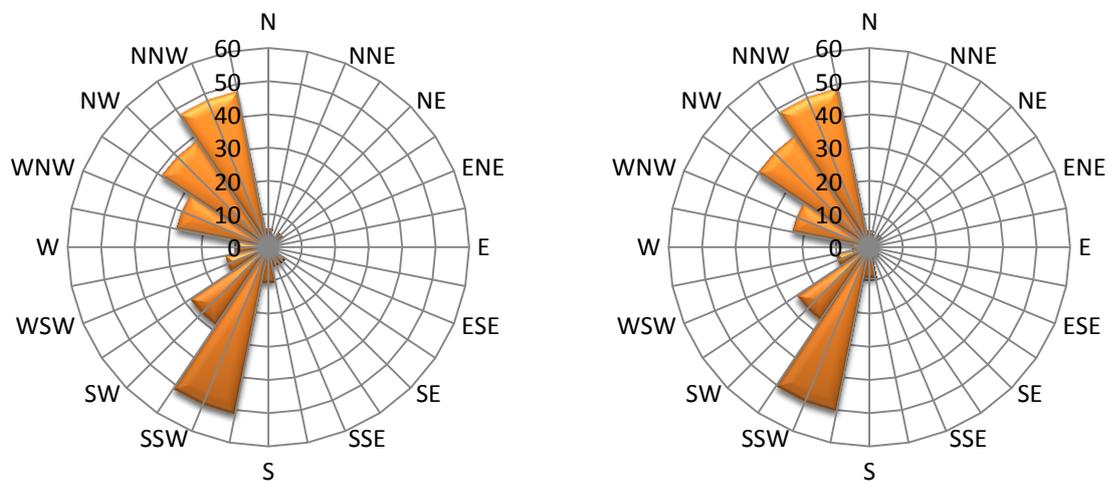


Figura 97 - Rosas de Fluxo de Potência [W/m^2] de A_4 e A_5 para a Conf_4

Anexo H: Certificado de Calibração dos Anemômetros

Anemómetro A_1

Deutsche WindGuard
Wind Tunnel Services GmbH, Varel



akkreditiert durch die / *accredited by the*

Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH

als Kalibrierlaboratorium im / *as calibration laboratory in the*



Deutschen Kalibrierdienst



Kalibrierschein
Calibration certificate

Calibration mark

10841
D-K- 15140-01-00
01/2012

Gegenstand <i>Object</i>	Cup Anemometer
Hersteller <i>Manufacturer</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen
Typ <i>Type</i>	4.3350.00.000
Fabrikat/Serien-Nr. <i>Serial number</i>	1208976
Auftraggeber <i>Customer</i>	Thies Clima D-37083 Göttingen
Auftragsnummer <i>Order No.</i>	VT120258
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines <i>Number of pages of the certificate</i>	3
Datum der Kalibrierung <i>Date of calibration</i>	31.01.2012

Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI).

Die DAkkS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine.

Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.

This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI).

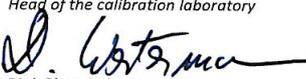
The DAkkS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.

The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.

Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung sowohl der Deutschen Akkreditierungsstelle als auch des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine ohne Unterschrift haben keine Gültigkeit.

This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of both the German Accreditation Body and the issuing laboratory. Calibration certificates without signature are not valid.

Datum
Date
31.01.2012

Leiter des Kalibrierlaboratoriums
Head of the calibration laboratory

Dipl. Phys. D. Westermann

Bearbeiter
Person in charge

Dipl.-Ing. (FH) Catharina Herold

1 Detailed MEASNET¹ Calibration Results

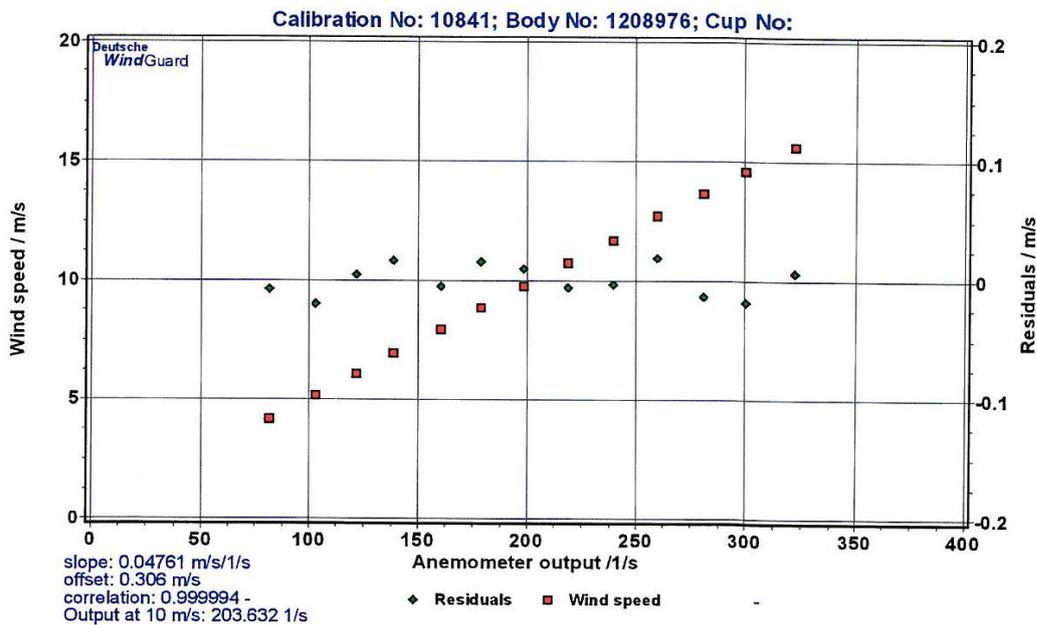
DKD calibration no. 10841
 Body no. 1208976
 Cup no.
 Date 31.01.2012
 Air temperature 19.3 °C
 Air pressure 1034.4 hPa
 Humidity 28.5 %



Linear regression analysis

Slope 0.04761 (m/s)/(1/s) ± 0.00005 (m/s)/(1/s)
 Offset 0.3058 m/s ± 0.011 m/s
 St.err(Y) 0.011 m/s
 Correlation coefficient 0.999994

Remarks no



¹) According to MEASNET Cup Anemometer Calibration Procedure 2009-10. Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services is accredited by MEASNET and by the Deutsche Akkreditierungsdienst – DAkkS (German Accreditation Service). Registration: D-K-15140-01-00

Anemómetro A_2



CERTIFICADO DE CALIBRACION

Certificate of Calibration

Número **9718AC**
Number

Página 1 de 5 páginas
Page 1 of 5 pages

Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva"
Laboratorio de Calibración en Túnel Aerodinámico, LAC, IDR/UPM
c/o E.T.S.I. Aeronáuticos
Plaza del Cardenal Cisneros, 3, E-28040 Madrid
Tel.: 91 336 63 53, Fax: 91 336 63 63
<http://www.idr.upm.es>, email: lac@idr.upm.es



OBJETO **Cup Anemometer**
Item

MARCA **Thies Clima**
Mark

MODELO **4.3350.00.000**
Model

IDENTIFICACION **0307062**
Identification

SOLICITANTE **INEGI – Inst. de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial**
Applicant Rua Doutor Roberto Frias, 400
4200-465 Porto, Portugal

FECHA DE CALIBRACION **January 29, 2009**
Date of Calibration



Signatarios autorizados
Authorized signatories

Fecha de emisión:
Date of issue

January 30, 2009

Alejandro Martínez
Responsable de Operaciones
Responsible for Operations

Angel Sanz
Director Técnico
Technical Director



Sello/Seal

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones de la acreditación concedida por ENAC, que ha comprobado las capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales.
Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite y de ENAC.

*This certificate is issued in accordance with the conditions of accreditation granted by ENAC which has assessed the measurement capability of the laboratory and its traceability to national standards.
This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory and ENAC.*



1. ORDER IDENTIFICATION

Order reference number: 0931054ES
 Arrival date: 15/01/2009

2. MEASUREMENTS

Measurements were made at the Wind Tunnel of LAC, IDR/UPM following procedure PE-02 of LAC, IDR/UPM, according to the guidelines set by the MEASNET network .

The reference velocity was measured using a Pitot tube ISO3966.

The anemometer was placed on the mounting pillar of the wind tunnel test section which is rectangular of 0.9 m height and 0.9 m width. Before calibration, the anemometer was run at a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical friction of the anemometer bearings. Calibration was performed under both rising and falling wind speed in the range of 4 to 16 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling interval was 30 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established.

The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT. CAMPAIGN 2000".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Instrument	Manufacturer	Type	Serial Number	Code	Calibration	
					Date	Traceability
Pitot Tube	AIRFLOW	0.48	N.A.	9410009	07/02/2007	PTB 1.41-ST-0702-1-m
Pressure Transducer	DRUCK	LPM 9481	30064	7111006	25/03/2008	ENAC 18566
Digital Multimeter	KEITHLEY	2000	0980771	1011007	23/09/2008	ENAC 08/203358
Barometer Transmitter	VAISALA	PTU 200	Z1110003	9711001	02/04/2008	ENAC 45944
Temp.-humid. Sensor		HMP45D	Z1110022		12/03/2008	ENAC 45598
Universal Counter	AGILENT	53131A	MY40003942	2011003	22/09/2008	ENAC 08/203347



Sello/Seal



4. AMBIENT CONDITIONS

		Mean	Min.	Max.
Air temperature:	[°C]	24.98	24.82	25.18
Air pressure:	[hPa]	940.90	940.86	940.96
Air humidity:	[%]	34.5	34.1	34.9

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the time instant and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Anemometer Output F [Hz]	Reference Wind Speed V [m/s]	Uncertainty of V ($k=2$) [m/s]	Residuals* [m/s]
86.824	4.37	0.10	-0.0123
122.888	6.08	0.10	-0.0245
164.097	8.10	0.10	0.0224
207.891	10.18	0.10	0.0083
251.466	12.23	0.12	-0.0178
294.819	14.30	0.14	-0.0190
328.470	15.93	0.16	0.0096
317.486	15.36	0.15	-0.0391
271.902	13.24	0.13	0.0140
227.787	11.17	0.11	0.0488
185.316	9.12	0.10	0.0309
143.829	7.10	0.10	-0.0112
101.302	5.07	0.10	-0.0101

* Residuals: difference between the anemometer output and the linear regression result. These calculations are not covered by the accreditation.

"The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with EAL Publication EA -4/02".



Sello/Seal



Linear Regression Results**

The statistical uncertainty is given by

$$\sigma(y_a) = \left\{ x_a^2 \sigma_A^2 + \sigma_B^2 + 2x_a \text{COV}(A, B) \right\}^{1/2}$$

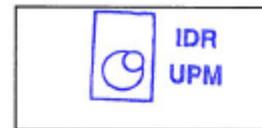
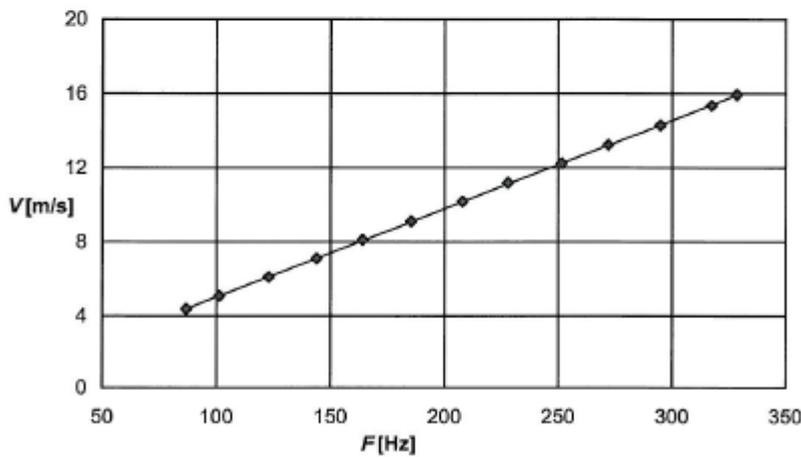
For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $\sigma(y_a)$ is 0.0072 [m/s].

Table 2. Linear Regression Results

$$V[\text{m/s}] = A \left(\frac{\text{m/s}}{\text{Hz}} \right) * F[\text{Hz}] + B [\text{m/s}]$$

Parameter	Value	sd	Comments
<i>A</i>	0.04775	0.00009	Slope
<i>B</i>	0.24138	0.02032	Offset
<i>r</i>	0.99998		Regression Coefficient
sd(<i>V</i>)	0.02590		Standard Deviation

**The linear regression has been carried out by using a least squares fitting. These calculations are not covered by the accreditation.



Sello/Seal

Anemómetro A_3



CERTIFICADO DE CALIBRACION

Certificate of Calibration

Número **11070AC**
Number

Página 1 de 5 páginas
Page 1 of 5 pages

Instituto Universitario de Microgravedad "Ignacio Da Riva"
Laboratorio de Calibración en Túnel Aerodinámico, LAC, IDR/UPM
c/o E.T.S.I. Aeronáuticos
Plaza del Cardenal Cisneros, 3, E-28040 Madrid
Tel.: 91 336 63 53, Fax: 91 336 63 63
<http://www.idr.upm.es>, email: lac@idr.upm.es



OBJETO **Cup Anemometer**
Item

MARCA **Thies Clima**
Mark

MODELO **4.3350.00.000**
Model

IDENTIFICACION **0109453**
Identification

SOLICITANTE **INEGI – Instituto Engenharia Mecânica e Gestão Industrial**
Applicant
Rua Doutor Roberto Frias, 400
4200-465 Porto, Portugal

FECHA DE CALIBRACION **August 12, 2009**
Date of Calibration



Signatarios autorizados
Authorized signatories

Fecha de emisión:
Date of issue

August 14, 2009

Alejandro Martinez
Responsable de Operaciones
Responsible for Operations

Angel Sanz
Director Técnico
Technical Director



Sello/Seal

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones de la acreditación concedida por ENAC, que ha comprobado las capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales.
Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite y de ENAC.

*This certificate is issued in accordance with the conditions of accreditation granted by ENAC which has assessed the measurement capability of the laboratory and its traceability to national standards.
This certificate may not be partially reproduced, except with the prior written permission of the issuing laboratory and ENAC.*



1. ORDER IDENTIFICATION

Order reference number: 09310626ES
 Arrival date: 16/07/2009

2. MEASUREMENTS

Measurements were made at the Wind Tunnel of LAC, IDR/UPM following procedure PE-02 of LAC, IDR/UPM, according to the guidelines set by the MEASNET network .

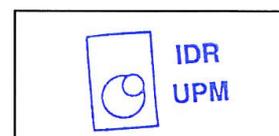
The reference velocity was measured using a Pitot tube ISO3966.

The anemometer was placed on the mounting pillar of the wind tunnel test section which is rectangular of 0.9 m height and 0.9 m width. Before calibration, the anemometer was run at a steady wind tunnel velocity of 10 m/s for 5 minutes in order to avoid the effect that the temperature variations may have on the mechanical friction of the anemometer bearings. Calibration was performed under both rising and falling wind speed in the range of 4 to 16 m/s. The sampling frequency was 10 Hz and the sampling interval was 30 s. Before collecting data at each wind speed, 1 minute delay was allowed for stable conditions to become established.

The calibration campaign is described in Report "ANEMOMETER CALIBRATION REPORT. CAMPAIGN 2000".

3. LIST OF EQUIPMENT USED

Instrument	Manufacturer	Type	Serial Number	Code	Calibration	
					Date	Traceability
Pitot Tube	AIRFLOW	0.48	N.A.	9410009	07/02/2007	PTB 1.41-ST-0702-1-m
Pressure Transducer	DRUCK	LPM 9481	30065	7111007	18/12/2008	ENAC 20536
Digital Multimeter	KEITHLEY	2000	0653686	1011002	18/03/2009	ENAC 1250-307011658
Barometer Transmitter	VAISALA	PTU 200	Z1110002	9711002	20/01/2008	ENAC 50964
Temp.-humid. Sensor		HMP45D	Z1110021		22/12/2008	ENAC 50684
Universal Counter	HP	53131A	3736A22513	2011002	13/03/2009	ENAC 1250-307011659



Sello/Seal



4. AMBIENT CONDITIONS

		Mean	Min.	Max.
Air temperature:	[°C]	30.30	30.08	30.53
Air pressure:	[hPa]	944.39	944.26	944.46
Air humidity:	[%]	31.5	31.1	31.8

5. RESULTS

The results included in this certificate are only applicable to the calibrated instrument and to the time instant and conditions at which the calibration was carried out.

Table 1. Calibration Results

Anemometer Output <i>F</i> [Hz]	Reference Wind Speed <i>V</i> [m/s]	Uncertainty of <i>V</i> (<i>k</i> =2) [m/s]	Residuals* [m/s]
85.449	4.34	0.10	-0.0055
120.695	6.03	0.10	-0.0071
162.437	8.02	0.10	-0.0283
203.704	10.08	0.10	0.0478
246.996	12.11	0.12	-0.0075
288.870	14.17	0.14	0.0354
326.815	15.93	0.16	-0.0286
311.539	15.20	0.15	-0.0246
267.244	13.10	0.13	0.0067
224.897	11.05	0.11	-0.0026
182.656	9.04	0.10	0.0161
140.772	7.02	0.10	0.0213
100.007	5.02	0.10	-0.0231

* Residuals: difference between the anemometer output and the linear regression result. These calculations are not covered by the accreditation.

"The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by the coverage factor $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with EAL Publication EA -4/02".



Sello/Seal



Linear Regression Results**

The statistical uncertainty is given by

$$\sigma(y_a) = \left\{ x_a^2 \sigma_A^2 + \sigma_B^2 + 2x_a \text{COV}(A, B) \right\}^{1/2}.$$

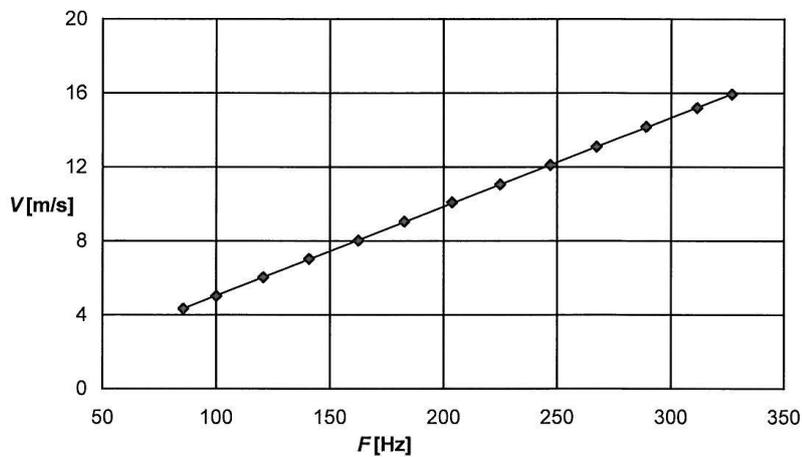
For 10 m/s wind speed the statistical uncertainty $\sigma(y_a)$ is 0.0071 [m/s].

Table 2. Linear Regression Results

$$V \text{ [m/s]} = A \text{ ([m/s]/[Hz])} * F \text{ [Hz]} + B \text{ [m/s]}$$

Parameter	Value	sd	Comments
<i>A</i>	0.04813	0.00009	Slope
<i>B</i>	0.22853	0.02005	Offset
<i>r</i>	0.99998		Regression Coefficient
sd(<i>V</i>)	0.02559		Standard Deviation

**The linear regression has been carried out by using a least squares fitting. These calculations are not covered by the accreditation.



Sello/Seal

Anemómetro A_4

Svend Ole Hansen ApS

SCT. JØRGENS ALLÉ 7 · DK-1615 KØBENHAVN V · DENMARK
 TEL: (+45) 33 25 38 38 · FAX: (+45) 33 25 38 39 · WWW.SOHANSEN.DK



CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 11.02.1708 **Date of issue:** March 7, 2011
Type: NRG #40 **Serial number:** 179500169351
Manufacturer: NRG Systems, 110 Commerce Street, Hinesburg, Vermont 05461, USA
Client: NRG Systems, Inc., 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: February 24, 2011 **Anemometer calibrated:** March 7, 2011
Calibrated by: tb **Calibration procedure:** IEC 61400-12-1, MEASNET
Certificate prepared by: soh **Approved by:** Calibration engineer, soh

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.76469 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.28975$ *Svend Ole Hansen*
Standard uncertainty, slope: 0.00134 **Standard uncertainty, offset:** 0.04945
Covariance: -0.0000138 (m/s)²/Hz **Coefficient of correlation:** $\rho = 0.999990$
Absolute maximum deviation: -0.032 m/s at 4.134 m/s

Barometric pressure: 1035.2 hPa **Relative humidity:** 17.5%

Succession	Velocity pressure, q, [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in control room [°C]	Wind velocity, v, [m/s]	Frequency, f, [Hz]	Deviation, d, [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
2	10.12	30.6	23.0	4.134	5.0684	-0.032	0.028
4	15.63	30.5	22.9	5.137	6.3587	-0.015	0.032
6	22.42	30.4	22.8	6.153	7.6509	0.012	0.038
8	30.81	30.3	22.8	7.211	9.0386	0.009	0.043
10	39.86	30.3	22.7	8.202	10.3408	0.005	0.049
12	50.57	30.2	22.6	9.237	11.6685	0.024	0.055
13-last	61.92	30.2	22.6	10.220	12.9736	0.009	0.061
11	75.16	30.2	22.7	11.261	14.3227	0.019	0.067
9	88.85	30.3	22.7	12.245	15.6170	0.013	0.073
7	104.24	30.4	22.8	13.264	16.9891	-0.017	0.079
5	121.96	30.4	22.9	14.349	18.3898	-0.003	0.085
3	139.49	30.5	22.9	15.347	19.7266	-0.027	0.091
1-first	158.06	30.6	23.0	16.339	20.9879	0.000	0.097

