

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Avaliação da interferência aerodinâmica entre as pás e a torre de uma turbina eólica

Ana Raquel Coutinho Fernandes

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2010

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Avaliação da interferência aerodinâmica entre as pás e a torre de uma turbina eólica

Ana Raquel Coutinho Fernandes

Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de
Professora Doutora Ana Estanqueiro (LNEG)
Professor Doutor Jorge Maia Alves (FCUL)

2010

Agradecimentos

À Doutora Ana Estanqueiro pela proposta da dissertação e pela ajuda ao longo da realização da mesma, por ter vindo a partilhar comigo os seus vastos conhecimentos em Energia eólica.

Ao Engenheiro Marques da Silva por todo o esforço, confiança e dedicação que investiu em mim ao longo da realização da tese.

Aos Engenheiros António Santos e Luís Pestana pela sua constante disponibilidade e ajuda na construção dos modelos utilizados no ensaio.

Quero agradecer aos meus pais por acreditarem sempre no meu sucesso dando-me coragem para nunca desistir.

À minha irmã Sofia por ter estado sempre do meu lado nos momentos mais difíceis.

Ao meu primo Nuno pela ajuda na formatação da tese que me facilitou em muito a realização da mesma.

A todos os meus amigos um muito obrigado por todo o apoio e compreensão ao longo destes últimos meses, sem vocês tudo teria sido bem mais difícil.

Não querendo esquecer de ninguém agradeço a todos os que colaboraram para que a realização deste trabalho fosse possível.

Resumo

Devido à crise energética e problemas ambientais, houve uma forte aposta na diversificação de recursos energéticos, particularmente nas energias renováveis, de forma a assegurar a diversidade e a segurança no abastecimento de energia. A Energia eólica é uma das mais promissoras, sendo utilizada em pequena e grande escala, maioritariamente em parques eólicos capazes de gerar grande quantidade de energia.

O diâmetro do rotor tem aumentado significativamente ao longo dos anos, sendo necessário estudar os efeitos adversos que ocorrem nas pás durante a sua rotação. A interferência aerodinâmica que ocorre, quando as pás de uma turbina de eixo horizontal, se encontram próximas da torre, é designada **efeito sombra**. Este efeito provoca um défice da velocidade do vento causado pela obstrução da torre quando cada pá passa à frente dessa no seu movimento de rotação, causando perda de potência e vibrações na estrutura. Este efeito é mais significativo quando o rotor se encontra a jusante da torre, *downwind*, provocando flexões nas pás e contribuindo para o seu stress, aumentando o ruído. Para as turbinas com o rotor a montante, *upwind*, da torre este efeito é menos significativo sentindo-se no entanto oscilações significativas nos coeficientes aerodinâmicos da pá. O presente trabalho consistiu no estudo deste efeito através de ensaios em túnel de vento dos modelos da torre e da pá, e a determinação dos coeficientes aerodinâmicos desta para o escoamento não perturbado e para o escoamento afectado pelo posicionamento da torre, numa turbina *upwind*, considerando várias posições relativas da trajectória da pá quando esta passa em frente à torre. Para a realização dos ensaios utilizou-se um perfil alar 2D e um cilindro cujo diâmetro e afastamento da pá foram escalados a partir da pá, tomando a dimensão da corda como referência. Finalmente foram analisados os resultados e constatada a importância desta interferência aerodinâmica.

Palavras-chave: (Energia eólica, efeito sombra, ensaios em túnel de vento, coeficientes aerodinâmicos)

Abstract

Due to the energy crises and environmental problems the latest development in the energy sector reflected a strong focus on diversification of energy resources particularly in renewable energy in order to ensure diversity and security of energy supply. Wind energy is one of the most promising, being used on small and large scale; mainly in wind farms that can generate large amounts of energy.

As the rotor diameter as increased significantly over the years is necessary to study the adverse effects that occur on the blades during their rotation. The aerodynamic interference that occurs when the rotor blades, of a horizontal turbine, are closer to the wind tower is known as **tower shadow effect**. This effect induces a wind speed deficit caused by obstruction of the tower when each blade passes in front of it during their rotation, causing a decrease of power and induced vibrations in the structure. This effect is more significant when the rotor is located downstream of the tower, *downwind*, causing inflections in the blades contributing to their stress and increasing the noise. For turbines with the rotor upstream, *upwind*, of the tower this interference is less significant. However there are significant oscillations in the blades aerodynamic coefficients. This work is to study this effect by testing in a wind tunnel, tower and blade models and to determine blade's aerodynamic coefficients for undisturbed flow and for the flow affected by the tower, in a *upwind* turbine considering various positions on the trajectory of the blade as it passes in front of the tower. For the tests we used a 2D airfoil, and a cylinder whose diameter and spacing of the blade has been scaled from the blade, taking the dimension of the chord as a reference. Finally the results confirmed the importance of aerodynamic interference.

Keywords: (Wind energy, tower shadow effect, testing wind tunnel, aerodynamic coefficients)

Índice

| | |
|---|-----|
| Agradecimentos..... | i |
| Resumo..... | ii |
| Abstract | iii |
| 1 Introdução..... | 1 |
| 1.1 Motivação e objectivo | 1 |
| 1.2 Estrutura da dissertação..... | 1 |
| 2 Energia eólica..... | 2 |
| 2.1 Introdução..... | 2 |
| 2.1.1 História da Energia eólica | 2 |
| 2.1.2 Evolução da dimensão das turbinas eólicas..... | 4 |
| 2.1.3 Conjectura actual e Perspectivas futuras | 5 |
| 2.1.4 Turbinas eólicas em meio urbano..... | 6 |
| 2.2 Recurso..... | 7 |
| 2.3 Tecnologia..... | 10 |
| 2.3.1 Tipos de turbinas | 10 |
| 2.3.2 Principais componentes de uma turbina eólica..... | 11 |
| 2.3.2.1 <i>Nacelle</i> | 12 |
| 2.3.2.2 Rotor..... | 12 |
| 2.3.2.3 Cubo (<i>Hub</i>)..... | 13 |
| 2.3.2.4 Controle de potência..... | 13 |
| 2.3.2.5 Torre | 15 |
| 3 Aerodinâmica | 19 |
| 3.1 Conceitos fundamentais | 19 |
| 3.2 Principais forças exercidas no perfil alar..... | 19 |
| 3.2.1 Força de sustentação (<i>Lift</i>)..... | 20 |
| 3.2.2 Força de arrastamento (<i>Drag</i>) | 21 |
| 3.2.4 Forças aerodinâmicas que actuam na pá do rotor..... | 21 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.3 | Número de <i>Reynolds</i> (Re) | 23 |
| 4 | Interferência Aerodinâmica entre a torre e pás eólicas..... | 25 |
| 4.1 | Efeito sombra da torre | 25 |
| 4.2 | Estudo dos coeficientes aerodinâmicos de um cilindro devido à existência de outro nas proximidades | 28 |
| 4.2.1 | Interferência básica entre dois cilindros no escoamento | 28 |
| 5 | Ensaio Dinâmico em Túnel de Vento..... | 32 |
| 5.1 | Objectivo do ensaio | 32 |
| 5.2 | Equipamentos | 32 |
| 5.2.1 | Túnel de vento | 32 |
| 5.2.2 | Barómetro de Fortin | 33 |
| 5.2.3 | Termómetros | 34 |
| 5.2.4 | Tubo de Pitot | 34 |
| 5.2.5 | Manómetro de Betz | 36 |
| 5.2.6 | Extensómetros | 37 |
| 5.2.7 | Sistema de aquisição de dados e software..... | 37 |
| 5.3 | Construção dos modelos para teste em túnel de vento | 38 |
| 5.3.1 | Cálculos efectuados para o modelo da pá eólica | 39 |
| 5.3.2 | Cálculos efectuados para o modelo da torre eólica | 41 |
| 5.4 | Montagem do modelo em túnel de vento | 43 |
| 5.5 | Resultados | 49 |
| 5.5.1 | Cálculo dos coeficientes aerodinâmicos..... | 49 |
| 5.5.2 | Discussão de resultados obtidos nos ensaios..... | 53 |
| 6 | Conclusão | 60 |
| 7 | Referências | 62 |

Índice de Figura

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 - Moinho de vento de eixo vertical persa; panémonas Chinesas | 2 |
| Figura 2.2 - Moinho de vento Holandês | 2 |
| Figura 2.3 - Moinho de vento Americano | 3 |
| Figura 2.4 - Primeiro aerogerador | 3 |
| Figura 2.5 - Turbina de Poul de La Cour..... | 3 |
| Figura 2.6 - Turbinas Allgaier (numa instalação actual) , MOD1 de 2 MW (1978) , EUA e de Tvind de 2MW (1978), Dinamarca. | 4 |
| Figura 2.7 - Evolução das turbinas desde 1980 até 2020 | 5 |
| Figura 2.8 – Aumento da potência eólica instalada ao longo dos anos | 5 |
| Figura 2.9 – Países da Europa com maior potência instalada | 6 |
| Figura 2.10 - Turbina eólica Turban..... | 6 |
| Figura 2.11 - Turbina eólica integrada no edifício | 7 |
| Figura 2.12 – Turbinas eólicas de aplicação urbana | 7 |
| Figura 2.13 - Distribuição de energia eólica na Europa | 8 |
| Figura 2.14 - Atlas de potencial eólico, em m/s em Portugal | 9 |
| Figura 2.15 - Turbinas de eixo horizontal e vertical | 10 |
| Figura 2.16 - Vários tipos de rotores de eixo horizontal | 10 |
| Figura 2.17 - <i>upwind</i> e <i>downwind</i> | 11 |
| Figura 2.18 - Principais componentes | 11 |
| Figura 2.19 - Principais componentes | 13 |
| Figura 2.20 - Curva de potência da turbina Vestas V80..... | 13 |
| Figura 2.21 - Regulação de potência por perda aerodinâmica | 14 |
| Figura 2.22 - Regulação de potência por controlo do ângulo de passo. | 15 |
| Figura 2.23 - Tipos de torres eólicas | 15 |
| Figura 2.24 – Turbinas de eixo vertical..... | 16 |
| Figura 2.25 - Curvas típicas de C_p para vários tipos de eólicas..... | 16 |
| Figura 2.26 - Variação de C_p máximo com λ | 17 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.27 - Variação do binário com λ | 17 |
| Figura 2.28 - Tubo de fluxo | 18 |
| Figura 2.29 - Limite de Betz | 18 |
| Figura 3.1 - Esquema de um perfil alar | 19 |
| Figura 3.2 - Principais forças exercidas no perfil alar..... | 20 |
| Figura 3.3 - Esquema representativo de separação no extradorso de um perfil alar | 20 |
| Figura 3.4 – Velocidade relativa do vento que actua no perfil..... | 22 |
| Figura 3.5 – Forças actuantes e velocidade relativa no perfil | 22 |
| Figura 3.6 - Forças actuantes no perfil | 23 |
| Figura 3.7 - Tipos de escoamento. | 23 |
| Figura 3.8 - Variação dos coeficientes de sustentação e arrastamento com o número de Reynolds | 24 |
| Figura 4.1 - Interferência entre a pá e a torre eólica | 25 |
| Figura 4.2 - Interferência entre a pá e a torre eólica | 25 |
| Figura 4.3 - Interferência entre a pá e a torre eólica..... | 26 |
| Figura 4.4 - Interferência entre a pá e a torre eólica..... | 26 |
| Figura 4.5 - Aumento do momento flexão das pás na raiz da pá Growian devido ao efeito sombra | 27 |
| Figura 4.6 - Influência do efeito de sombra no torque de uma turbina eólica Mod-o | 27 |
| Figura 4.7 - Posicionamento de cilindros | 28 |
| Figura 4.8 – Esquema de interferência..... | 29 |
| Figura 4.9 - Coeficientes de sustentação e arrastamento..... | 30 |
| Figura 4.10 – Interferência aerodinâmica na força axial e na potência..... | 31 |
| Figura 5.1 - Túnel de vento do LNEC..... | 32 |
| Figura 5.2 - Esquema de funcionamento do túnel de vento do LNEC..... | 33 |
| Figura 5.3 - Barómetro de Fortin e nónio..... | 33 |
| Figura 5.4 - Termómetro. | 34 |
| Figura 5.5 - Termómetro dentro do túnel de vento. | 34 |
| Figura 5.6 - Tubo de Pitot no interior do túnel de vento | 34 |
| Figura 5.7 - Esquema de pressões de um Tubo de Pitot..... | 35 |
| Figura 5.8 - Micromanómetro de Betz. | 36 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.9 - Esquema de um Micromanómetro de Betz..... | 36 |
| Figura 5.10 - Meia ponte de Wheatstone com um par de extensómetros..... | 37 |
| Figura 5.11 - Balança com extensómetro..... | 37 |
| Figura 5.12 - Sistema de aquisição de dados Spider 8..... | 38 |
| Figura 5.13 - Esquema da pá eólica utilizada durante os ensaios..... | 39 |
| Figura 5.14 - Esquema da pá eólica Vestas..... | 39 |
| Figura 5.15 - Ângulo de ataque α , de torção ψ , e de fluxo ϕ | 40 |
| Figura 5.16 - Representação da corda média, torre média e distância entre a pá e a torre..... | 43 |
| Figura 5.17 - Representação do diâmetro médio da torre e da distância entre a pá e a torre..... | 43 |
| Figura 5.18 - Balanças..... | 44 |
| Figura 5.19 - Massas utilizadas para a calibração..... | 44 |
| Figura 5.20 - Curva de calibração para uma balança..... | 45 |
| Figura 5.21 - Coeficiente de sustentação para a pá..... | 46 |
| Figura 5.22 - Modelos da torre e pá a um ângulo de ataque..... | 47 |
| Figura 5.23 – Ensaios..... | 48 |
| Figura 5.24 - Sentido positivo do momento de picada..... | 49 |
| Figura 5.25 coeficiente de sustentação..... | 51 |
| Figura 5.26 - Coeficiente de arrastamento..... | 51 |
| Figura 5.27 - Coeficiente de momento de picada..... | 52 |
| Figura 5.28 - Coeficiente de sustentação do perfil..... | 53 |
| Figura 5.29 - Coeficientes de sustentação para a pá..... | 54 |
| Figura 5.30 - Coeficientes de interferência de sustentação..... | 55 |
| Figura 5.31 - Coeficiente de arrastamento do perfil..... | 55 |
| Figura 5.32 - Coeficientes de arrastamento para a pá..... | 56 |
| Figura 5.33 - Coeficientes de interferência de arrastamento..... | 57 |
| Figura 5.34 - Coeficiente de momento de picada do perfil..... | 57 |
| Figura 5.35 - Coeficientes de momento de picada para a pá..... | 58 |
| Figura 5.36 - Coeficientes de interferência de momento de picada..... | 59 |

Figura 6.1 - Valores máximos de C_L e aos ângulos de ataque α que ocorrem para os vários valores do ângulo de posição σ 60

Figura 6.2 - Valores mínimos de C_D e aos ângulos de ataque α que ocorrem para os vários valores do ângulo de posição σ 60

Índice de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1- Principais características da turbina | 38 |
| Tabela 2 - Cálculos efectuados..... | 41 |
| Tabela 3 – Corda média..... | 41 |
| Tabela 4 – Cálculo do diâmetro médio da torre para ensaio. | 42 |
| Tabela 5 - Cálculos efectuados..... | 42 |
| Tabela 6 – recta de calibração. | 45 |
| Tabela 7 - Rectas de calibração..... | 45 |
| Tabela 8 – Valores obtidos..... | 50 |
| Tabela 9 – Forças em cada balança..... | 50 |
| Tabela 10 – Forças aerodinâmicas e parâmetros do escoamento | 50 |
| Tabela 11 – momento de picada e parâmetros do escoamento..... | 52 |

Símbolos

| | |
|-----------|---|
| A | Área de referência |
| B | número de pás |
| c | Corda média do perfil aerodinâmico |
| C_d | Coefficiente de arrastamento |
| C_f | Coefficiente da força |
| C_L | Coefficiente de sustentação |
| C_m | Coefficiente de momento |
| C_p | Coefficiente de potência |
| D | Força de arrastamento |
| g | gravidade |
| L | Força de sustentação |
| m | massa |
| M | Força de momento de picada |
| M_0 | Momento de flexão das pás |
| N | componente da força que contribui para o movimento da pá |
| P | Potência |
| \dot{P} | peso |
| q | Pressão dinâmica do escoamento |
| r | secção da pá |
| R_x | Resistência |
| R | comprimento da pá |
| Re | Número de Reynolds |
| T | componente da força que se traduz em carga mecânica para a estrutura de suporte |
| T | Binário |
| U | Velocidade do escoamento |
| V | Velocidade do vento (não perturbada) |
| V_r | Velocidade relativa |
| V_t | Velocidade tangencial da pá em movimento |
| W | Velocidade angular |
| α | Ângulo de ataque |
| β | Ângulo de Passo |
| Φ | Ângulo de fluxo |
| λ | <i>tip speed ratio</i> |
| ρ | Massa volúmica do ar |
| ν | viscosidade cinemática do ar |
| Ψ | Ângulo de torção do perfil |

| | |
|------------|--|
| σ | Trajectória da pá quando se aproxima e afasta da torre |
| ΔV | diferença de potencial |
| τ | Posição de rotação do rotor |

Siglas

| | |
|------|--|
| BWEA | <i>British Wind Energy Association</i> |
| EWEA | <i>European Wind Energy Association</i> |
| HAWT | <i>Horizontal axis wind turbine</i> |
| LNEG | Laboratório Nacional de Energia e Geologia |
| LNEC | Laboratório Nacional de Energia Civil |
| VAWT | <i>Vertical axis wind turbine</i> |

1 Introdução

1.1 Motivação e objectivo

Tendo em conta os choques petrolíferos que ocorreram na década de 70, e a existência de uma cada vez maior preocupação ambiental, desenvolveu-se uma aposta significativa nas energias renováveis de modo a assegurar a diversidade e segurança no abastecimento de energia. As últimas evoluções no sector energético reflectiram uma forte aposta na diversificação dos recursos, o que não se verificou em períodos anteriores muito marcados pela produção de energia através de combustíveis fósseis. As preocupações ambientais, os avanços tecnológicos, o alarmante crescimento da procura de energia e outras forças socioeconómicas conduziram à adopção de novos recursos energéticos. Sendo a energia eólica uma das mais promissoras, a sua tecnologia tem evoluído muito ao longo dos anos podendo ser utilizada tanto em pequena escala (microgeração) como em larga escala maioritariamente em parques eólicos para produção de energia eléctrica, tendo vindo a ser considerada como uma forma eficaz de diversificar o abastecimento energético. Esta tecnologia já apresenta alguma maturidade, sendo agora feita também exploração *offshore*, pois o vento apresenta condições particularmente favoráveis no mar, devido à ausência de orografia e à reduzida rugosidade da superfície.

O objectivo desta dissertação consiste em estudar, recorrendo a ensaios em túnel de vento, os efeitos de interferência no escoamento que ocorrem quando a pá de uma turbina passa em frente da torre e a influência desta sobre os coeficientes aerodinâmicos da pá. Este efeito dito de “sombra” é muito significativo não só aerodinâmica, mas também mecanicamente pois, quando a pá passa em frente da torre verificam-se flexões na pá, diminuindo-se, assim, o seu ciclo de vida.

1.2 Estrutura da dissertação

Esta tese encontra-se dividida em 7 capítulos:

- No capítulo 1 é referida qual a motivação para a realização da dissertação, e qual o principal objectivo da sua realização.
- No capítulo 2 faz-se uma breve revisão do historial da energia eólica, abordando os tipos de turbina utilizados, os seus principais componentes e princípios de funcionamento. É feita uma análise da conjectura actual da energia eólica e quais as suas perspectivas futuras. É referida também a implementação de turbinas eólicas em meio urbano.
- No capítulo 3 apresenta-se uma breve introdução aos conceitos fundamentais de aerodinâmica das pás eólicas para uma melhor compreensão dos coeficientes aerodinâmicos, que vão ser calculados durante o ensaio em túnel de vento.
- No capítulo 4 é analisado o “efeito sombra”, que ocorre quando a pá eólica se encontra em frente à torre. Esta análise tem por base a metodologia proposta por Estanqueiro [Estanqueiro, 1997] para este efeito de interferência entre a pá e a torre, recorrendo ao método desenvolvido por Zravkovich para a interferência de dois corpos circulares [Zravkovich, 1987].
- No capítulo 5 são descritos os ensaios que foram efectuados para a determinação dos coeficientes aerodinâmicos para o escoamento não perturbado e para o escoamento afectado pela presença da torre. Sendo feita uma análise aos resultados obtidos.
- No capítulo 6 descrevem-se as conclusões finais e são propostos trabalhos futuros de modo a um estudo mais exacto e preciso deste efeito.
- No capítulo 7 encontram-se as referências bibliográficas.

2 Energia eólica

2.1 Introdução

2.1.1 História da Energia eólica

Os primeiros registos históricos conhecidos da utilização de moinhos de vento remontam ao século X na **Pérsia** [Manwell *et al.*, 2002]¹. Retratam os moinhos de vento com sendo de eixo vertical com as pás de palha assentes numa estrutura de madeira. Esta estrutura estava dependente da direcção do vento e era utilizada sobretudo para a moagem de cereais [Manwell *et al.*, 2002].

Alguns séculos mais tarde são conhecidas as **Panémonas Chinesas** que datam do século XIII [Nelson, 2009], tendo estas uma tecnologia mais avançada que os moinhos Persas na medida em que utilizavam um sistema de pás auto posicionáveis de forma a reduzir a resistência do vento. Estas são estruturas muito simples feitas de bambu e tecido com eixo de rotação vertical, mas independentes da direcção do vento e utilizadas sobretudo para a bombagem de água e moagem de cereais. [Hau, 2006]

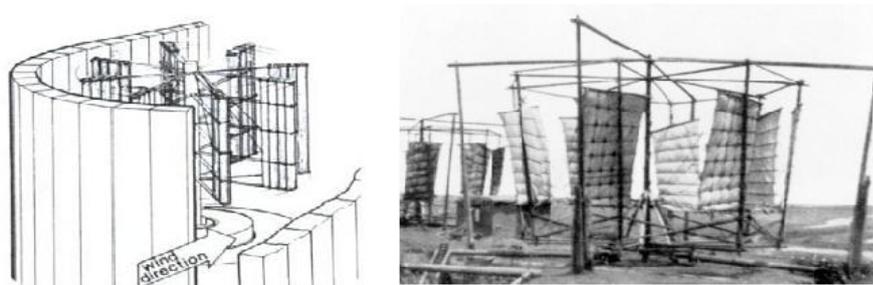


Figura 2.1 - Moinho de vento de eixo vertical persa [Manwell *et al.*, 2002]; panémonas Chinesas [Hau, 2006].

As turbinas de eixo horizontal na Europa foram inventadas independentemente das turbinas de eixo vertical fabricadas no Oriente. Os moinhos de vento de eixo horizontal apareceram durante a Idade Média, e foram muito utilizados na Europa antes do período da revolução Industrial. Baseando-se numa tecnologia completamente diferente das de eixo vertical apresentavam um eixo de rotação horizontal sendo, em alguns casos, orientáveis com a direcção do vento. Eram utilizados em qualquer tarefa mecânica desde a bombagem de água, moagem de grãos ou serração de madeira. Caíram em desuso durante o período da revolução industrial, passando a utilizar-se carvão como fonte primária, devido à sua possibilidade de transporte e armazenamento, o que não se verifica com a energia eólica [Manwell *et al.*, 2002]. Antes do seu desaparecimento os moinhos de vento já apresentavam um elevado desempenho sendo que apenas o topo do moinho era orientado com a direcção do vento.



Figura 2.2 - Moinho de vento Holandês [Manwell *et al.*, 2002].

¹ Estes moinhos podiam ainda ser encontrados no norte do Irão durante a década de 60 do século passado.

Enquanto aqueles moinhos se apresentavam em declínio na Europa, estavam em grande uso no Ocidente dos Estados Unidos durante a segunda metade do século XIX, em particular para a bombagem de água. O moinho representado na figura 2.3 apresentava diferenças significativas relativamente ao moinho Europeu, devido à sua leveza, facilidade de construção e às suas múltiplas pás que permitem aproveitar ventos suaves [Manwell *et al.*, 2002].



Figura 2.3 - Moinho de vento Americano [Nelson, 2009].

Em finais do século XIX (1888) construiu-se o primeiro aerogerador para a produção de electricidade. Esta primeira tentativa foi realizada por um industrial Americano chamado Charles Brush, com um rotor de 144 pás de 17 m de diâmetro e suportada por uma torre com 18m de altura. A potência desta turbina era de 12 kW e carregava uma bateria de acumuladores. A sua construção ficou a dever-se à procura de energia eléctrica em zonas cada vez mais remotas [Da Rosa, 2009].

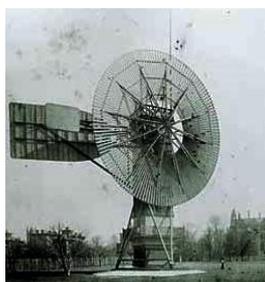


Figura 2.4 - Primeiro aerogerador [Righter, 1996].

Poul La Cour foi o criador da primeira turbina eólica para produção de electricidade (1890), sendo ainda hoje considerado um visionário devido ao seu grande interesse pelo armazenamento desta energia, utilizando a electricidade produzida pelas suas turbinas para realizar a electrólise da água obtendo hidrogénio que utilizava na iluminação da sua escola [Hau, 2006].



Figura 2.5 - Turbina de Poul de La Cour²

² Acessível em: Danish wind industry association : <http://guidedtour.windpower.org/en/pictures/lacour.htm>; última consulta em 10/9/2010

Em meados do século passado foram instalados alguns protótipos de turbinas eólicas, precursoras das actuais, como a Smith-Putnam (EUA, 1941, com 53m de diâmetro e 1250 kW) e a de Gedser (Dinamarca, 1957, com 24m e 200 kW, e que entregou energia à rede até 1967). A primeira turbina da era moderna, tal como as conhecemos hoje, foi comercializada na década de 50 pelo construtor alemão Allgaier, com modelos com 10m de diâmetro e de 6 e 10 kW potência, de fácil instalação. Algumas dessas turbinas ainda se encontram em funcionamento [Sorensen, 2004].

Na década de 60 o preço do petróleo tornou desinteressante o uso da energia eólica e apenas se regressou a este tema nos anos 70 com algumas tentativas de funcionamento de protótipos de grande dimensão (MOD 1- 2 MW- e MOD 2 – 2,5 MW, nos EUA; GROWIAN – 3 MW, na Alemanha WTS-75 – 3MW, na Suécia). No entanto foi em Tvind, na Dinamarca, que foi instalada, em 1978, com sucesso a primeira grande turbina (54 m de diâmetro e 2 MW). Integralmente projectada e construída pelas Escolas da cidade ainda hoje se encontra em funcionamento [Hau, 2006].



Figura 2.6 - Turbinas Allgaier (numa instalação actual) [Sorensen, 2004], MOD1 de 2 MW (1978) [Mathew, 2006], EUA e de Tvind de 2MW (1978), Dinamarca [Sorensen, 2004].

2.1.2 Evolução da dimensão das turbinas eólicas

Ao longo dos anos o comércio de turbinas eólicas tem sofrido um grande desenvolvimento. Através da análise da figura 2.7 é possível constatar que nos últimos 30 anos o diâmetro do rotor de uma turbina eólica de eixo horizontal tem vindo a aumentar significativamente, permitindo desta forma aumentar a energia extraída no vento pela turbina. Esta evolução da dimensão das turbinas é muito vantajosa em termos económicos existindo assim um melhor aproveitamento das infra-estruturas bem como uma maior produção de energia, necessitando para isso de um menor número de turbinas eólicas e diminuindo também o impacte visual [Castro, 2003].

Estas grandes turbinas para a produção de electricidade apresentam custos, por kW instalado, mais baixos e são ideais para a ligação à rede. Sendo bastante vantajosas em termos ambientais pois a energia eólica é considerada uma energia limpa, durante o seu ciclo de vida, apenas emitindo gases com efeito de estufa durante a fase de construção.

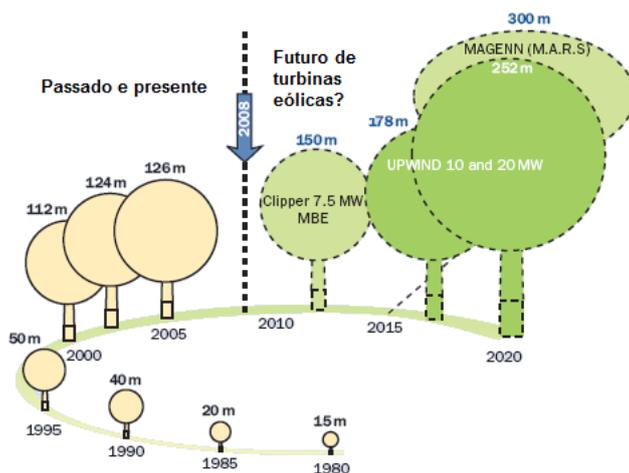


Figura 2.7 - Evolução das turbinas desde 1980 até 2020 [Adaptado: EWEA, 2009].

Quanto às perspectivas de futuro já existe um projecto para um protótipo, a ser apresentado em 2012, para uma turbina com 7,5 MW de potência instalada. Pensa-se que o no futuro as turbinas *offshore* aumentem em muito a dimensão do seu rotor conseguindo atingir uma potência de 20 MW como se encontra evidenciado na figura 2.7 [EWEA, 2009].

2.1.3 Conjectura actual e Perspectivas futuras

Cada vez mais a energia eólica se afirma como uma fonte essencial para o aprovisionamento de energia. Tanto na Europa como no resto do mundo a energia eólica tem-se desenvolvido rapidamente ao longo dos últimos anos. Analisando a figura 2.8 é possível averiguar que nos últimos 10 anos a potência eólica instalada a nível mundial aumentou de cerca de 1,7 GW em 1990 para 120 GW em 2008. Desde 1997 a 2008 a potência instalada cresceu uma média de 35% ao ano [EWEA, 2009]. Esta evolução demonstra de forma evidente o potencial que a energia eólica apresenta para a produção de energia eléctrica.

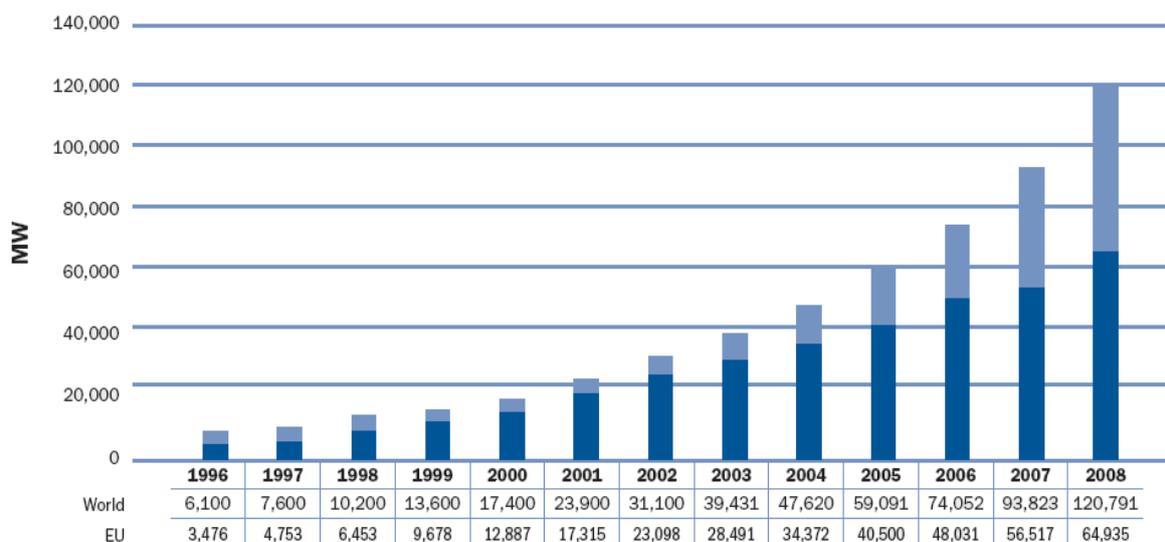


Figura 2.8 – Aumento da potência eólica instalada ao longo dos anos [Adaptado: EWEA, 2009].

A Alemanha é o país da União Europeia com uma maior potência instalada, seguida pela Espanha, Itália, França e Reino Unido, figura 2.9 [EWEA, 2009]



Figura 2.9 – Países da Europa com maior potência instalada [Adaptado: EWEA, 2009]

2.1.4 Turbinas eólicas em meio urbano

Cada vez mais devido à consciencialização das vantagens do uso de energias renováveis se começa a investir na implementação de pequenas turbinas eólicas em meio urbano. Isto deve-se sobretudo à grande concentração populacional nas áreas urbanas, que se apresenta como uma boa oportunidade para a geração local de energia, através da instalação de pequenas turbinas nos telhados, mesmo que a rugosidade do local e a turbulência no escoamento provoque redução de velocidade do vento. Devido a esta geração de energia tanto em áreas residenciais como para a indústria, a integração de pequenas turbinas eólicas é uma aplicação emergente que permite reduzir a dependência energética externa [EWEA, 2009].

O Reino Unido é o líder em microgeração eólica, que inclui as micro-turbinas eólicas como um dos principais contributos para atingir as metas nacionais propostas para as energias renováveis. A Associação de Energia Britânica (*BWEA*) afirma que será possível instalar, até ao ano 2020, micros e pequenas turbinas eólicas suficientes para gerar 1200 MW [EWEA, 2009].

Em Portugal no ano de 2007 foi aprovado o decreto de lei 363/2007 para a implementação de microgeração através de tarifas com uma potência contratada inferior a 3,68 kW. Através destes incentivos está a desencadear uma mudança de paradigma na rede eléctrica.

O Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) foi pioneiro na produção das primeiras micro turbinas eólicas em Portugal. Foi concebida e criada uma turbina eólica tanto de eixo horizontal como vertical designada **Turban** com 2,5 kW de potência nominal, para ser integrada em ambiente urbano. Esta turbina entra em funcionamento com velocidades de vento mais baixas, característica essencial numa turbina urbana devido à rugosidade do local e a turbulência no escoamento. Apresenta como principal vantagem tornar os edifícios sustentáveis, e reduzir a sua factura energética permitindo reduzir 30% do consumo interno do edifício. O principal obstáculo a este tipo de tecnologia está associado à incerteza da energia produzida devido à elevada variabilidade do vento em meio urbano³



Figura 2.10 - Turbina eólica Turban³

³ Imagem acessível em: T.Urban Technical Details: <http://turban.ineti.pt/entrada.htm>; última consulta em:10/9/2010

Existem turbinas eólicas urbanas cuja sua integração arquitectónica é feita adaptando-as directamente à estrutura do edifício, existindo um estudo realizado pela União Europeia “*Wind Energy for Built Environment*” em que o próprio edifício produz energia de modo a tornar-se sustentável. Este projecto permite demonstrar que o uso de turbinas eólicas incorporadas nos edifícios revela algum interesse na medida em que 75% da população da União Europeia vive nas cidades, sendo os edifícios o principal foco de consumo eléctrico, representando 40% do consumo total de energia [*Wind Energy for Built Environment*, 2001].



Figura 2.11 - Turbina eólica integrada no edifício [*Wind Energy for Built Environment*, 2001]

Já existem alguns exemplos de turbinas eólicas integradas em edifícios sustentáveis como as que estão representadas na figura 2.12.



Figura 2.12 – Turbinas eólicas de aplicação urbana [Stankovic *et al.*, 2009]

2.2 Recurso

Os **ventos** globais são causados por diferenças de pressão sobre a superfície terrestre, devido ao facto de a radiação solar recebida na terra ser desigual, maior nas zonas equatoriais que nas zonas polares, pelo que a energia eólica é uma forma indirecta da energia solar. Esta variação resulta na circulação de massas de ar sendo influenciada pelos efeitos de rotação da terra. [Manwell *et al.*, 2002]. Um a dois por cento da radiação total que atinge a superfície da terra é convertida em energia eólica [Mathew, 2006].

O potencial eólico tem de ser correctamente avaliado através de medições de velocidade e direcção do vento, com vista à produção de energia. A Europa tem feito um esforço para a avaliação do recurso eólico e para isso no ano 1989 foi publicado o Atlas Europeu do vento [Nelson, 2009]. Os dados, obtidos através da análise de estações meteorológicas seleccionadas, mostram a distribuição do vento em larga escala sendo depois corrigidos, de modo a ter em conta os efeitos da topografia. A figura 2.13 representa a distribuição, à data, do recurso eólico na Europa, mostrando regiões com maior disponibilidade de recurso localizadas no Norte do Reino Unido, Dinamarca, costa de Espanha e Sul de França. Este mapa foi preparado para uma altura de referência de 50m com 5 rugosidades diferentes. As áreas mais escuras têm maior densidade energética. O recurso eólico encontra-se mapeado em termos de velocidade do vento e potência disponível. Apesar do Atlas Europeu do vento apresentar algumas limitações, foi um marco importante pois permite ter uma ideia da disponibilidade do recurso eólico à escala Europeia nos anos 90.

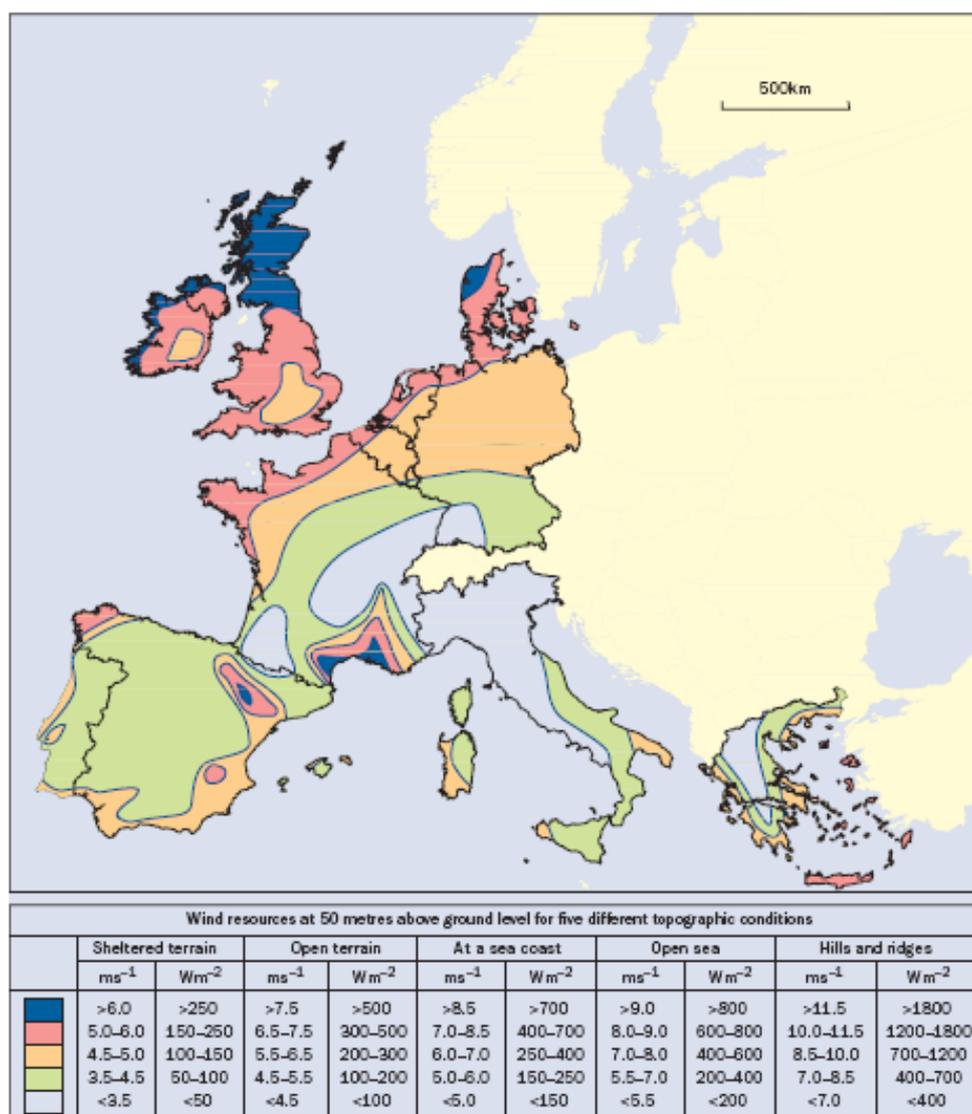


Figura 2.13 - Distribuição de energia eólica na Europa [EWEA, 2009].

O LNEG elaborou, em 1999 um Atlas de potencial eólico para Portugal, para uma altura do rotor de 80 m, por aplicação de um modelo de mesoescala a um conjunto alargado de pontos de medida disseminados pelo território nacional, que se representa na figura 2.14. Este mapa tem como principal

finalidade permitir encontrar locais onde a velocidade de vento seja adequada ao aproveitamento eólico.

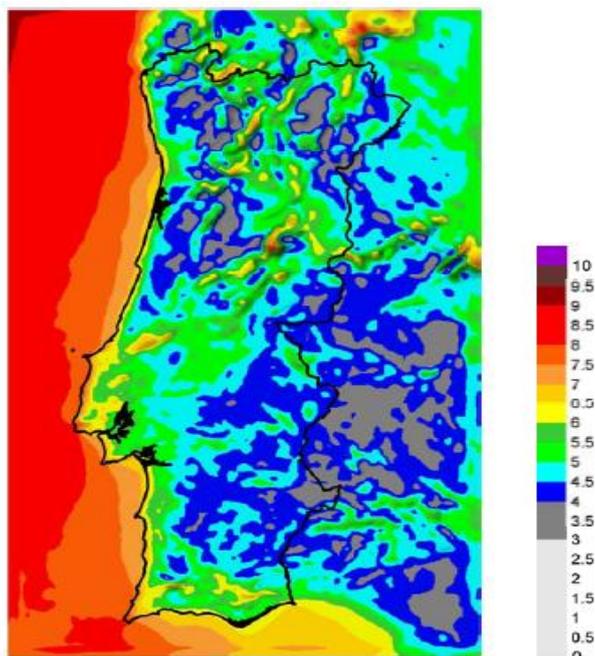


Figura 2.14 - Atlas de potencial eólico, em m/s em Portugal [LNEG, 1999]

O estudo da velocidade do vento é de extrema importância, visto que a potência extraída pelas pás do rotor depende fortemente (numa relação cúbica) da velocidade do vento.

Existem vários factores que influenciam o regime dos ventos: [Castro, 2003]

- Características topográficas do local
- Rugosidade do terreno
- Presença de obstáculos

Claro que a disponibilidade de vento é essencial em termos económicos para a um projecto de produção eléctrica. Para isso é sempre indispensável um estudo do recurso. Regra geral para o projecto ser considerado viável é necessária uma velocidade média anual do vento superior a 4,2 m/s.

Para a identificação de locais com potencial são utilizados os seguintes critérios: [Mathew, 2006]

- Indicadores geomorfológicos de existência de vento: cumeada com orientação adequada; encostas de forma arredondada; altitude > 500m
- Indicadores de vegetação: ausência de vegetação devido a fortes velocidades do vento, presença de árvores com inclinação numa dada direcção
- Presença de moinhos
- Localidades com nome sugestivo
- Zonas costeiras

2.3 Tecnologia

Neste subcapítulo são abordados conceitos relativos à posição do eixo de rotação das pás, posição do rotor em relação à torre, e número de pás de uma turbina eólica.

2.3.1 Tipos de turbinas

As turbinas eólicas podem ser classificadas em dois grandes grupos, de acordo com a posição do eixo de rotação das pás, em horizontal e vertical.

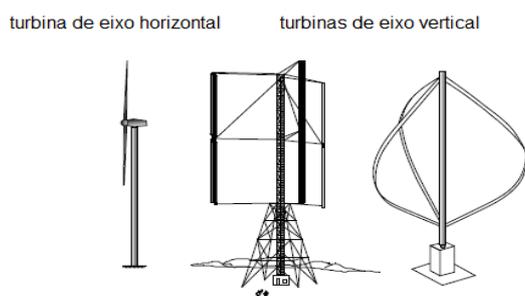


Figura 2.15 - Turbinas de eixo horizontal e vertical [Adaptado: Da Rosa, 2009].

2.3.1.1 Rotor de eixo horizontal:

Estas turbinas têm o eixo de rotação das pás horizontal (*HAWT*), sendo o escoamento incidente paralelo a este eixo de rotação. A grande maioria das turbinas eólicas comercializadas actualmente são de eixo horizontal, pois apresentam elevada eficiência aerodinâmica e funcionam a baixas velocidades do vento. Apresentam como principal desvantagem a necessidade de um sistema de alinhamento designado de “*yaw*”, ou sistema de orientação, que alinhe o rotor com a direcção do escoamento incidente dominante [Mathew, 2006].

Dentro da tecnologia de eixo horizontal as turbinas podem ser classificadas dependendo do número de pás do rotor em: uma pá, 2 pás, 3 pás e multi pá, como demonstra a figura 2.16.

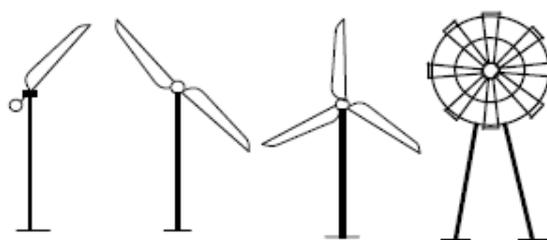


Figura 2.16 - Vários tipos de rotores de eixo horizontal [Mathew, 2006].

As turbinas com rotor de uma pá não se comercializam actualmente, devido ao seu inerente desequilíbrio necessitando de um contra-peso para manter o equilíbrio durante a rotação da pá, logo apresentando problemas estruturais e de impacte visual. O rotor de duas pás apresenta também alguns problemas estruturais, menor rendimento, maior ruído devido à necessidade de rodar mais vezes de forma a extrair a mesma potência que um rotor com 3 pás. O rotor de 3 pás constitui o modelo preferencial que actualmente se comercializa, pois é o que apresenta maior equilíbrio, maior rendimento e boa aceitação em termos de impacte visual comparativamente com as restantes [Mathew, 2006].

2.3.1.2 Turbinas *upwind* e *downwind*

As turbinas de eixo horizontal são classificadas de acordo com a posição do rotor a montante (*upwind*) ou a jusante (*downwind*) da torre, figura 2.17.

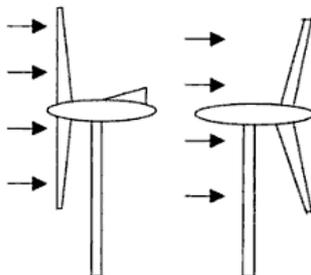


Figura 2.17 - *upwind* e *downwind* [Adaptado: Mathew, 2006]

Nas turbinas *upwind* - a maioria das turbinas comercializadas actualmente o vento incide directamente no rotor evitando que o escoamento seja perturbado pela torre, minimizando o **efeito sombra**⁴ e evitando a turbulência provocada pelo vento na torre [Mathew, 2006].

Nas turbinas *downwind* - a torre interpõe-se entre o vento incidente e o rotor sendo a sua principal vantagem o auto-alinhamento do rotor na direcção do vento não necessitando de nenhum mecanismo de regulação. Estas turbinas têm vindo a ser abandonadas devido ao escoamento ser fortemente perturbado pela torre antes de incidir nas pás, provocando acentuado **efeito sombra** [Castro, 2003] que provoca a flexão das pás contribuindo para o seu stress mecânico, e aumentando o ruído, o que a torna de difícil aceitação principalmente quando instalada em zonas próximas de habitações [Yuan *et al.*, 2009].

2.3.2 Principais componentes de uma turbina eólica

Os principais componentes de uma turbina eólica horizontal, *upwind* com 3 pás ligada à rede são: a *nacelle*, pás do rotor e a torre.



Figura 2.18 - Principais componentes [Adaptado: Catálogo Vestas V-80]

⁴ Efeito de sombra: Interferência aerodinâmica que ocorre quando a pá passa em frente da torre, provocando um déficit na velocidade de vento, causado pela obstrução da torre três vezes por rotação, causando perda de potência e vibrações na estrutura

Legenda:

| | |
|---|--|
| 1-controlador do cubo | 11- Transformador de alta tensão |
| 2-controle de passo | 12- Pás |
| 3-Fixação das pás do cubo | 13- Rolamento das pás |
| 4- Eixo Principal | 14- Sistema de travão do rotor |
| 5- Aquecedor de óleo | 15- Sistema hidráulico |
| 6- Caixa multiplicadora | 16- Plataforma de nacelle |
| 7- Sistema de freios | 17- Motores de posicionamento da Nacelle |
| 8- Plataforma de serviços | 18- Luva de acoplamento |
| 9- Controladores e inversores | 19- Gerador |
| 10- Sensores de direcção e de velocidade do vento | 20- Aquecimento de ar |

Nota: os aquecedores só se aplicam em climas frios

2.3.2.1 Nacelle

A *nacelle* é o local onde estão localizados os equipamentos para a conversão de potência mecânica em potência eléctrica, como os que se encontram representados na figura 2.18.

O mecanismo de “*yaw*” permite alinhar o rotor com a direcção do escoamento incidente de forma a extrair o máximo de energia possível. Normalmente é constituído por um ou vários motores que face à informação recebida por um sensor de direcção de vento, roda a *nacelle* até que esta fique adequadamente posicionada [Mathew, 2006].

A caixa de velocidades é necessária para adaptar a velocidade de rotação do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 20 rpm ou 30 rpm à do gerador, tipicamente entre 750 e 3000 rpm.

Na parte superior da *nacelle* encontra-se montado um sistema de monitorização de vento, um anemómetro que permite medir a velocidade do vento, entrando as turbinas modernas em funcionamento a partir de 3.5 m/s e verificando-se a sua paragem para ventos superiores a 25 m/s [Castro, 2003].

2.3.2.2 Rotor

A principal função do rotor consiste na conversão de energia cinética disponível no vento, por intermédio das pás, em energia mecânica e sua transmissão ao eixo do gerador. Esta transmissão pode ser feita de forma directa para geradores síncronos ou de forma indirecta através de uma caixa de velocidades para geradores assíncronos.

Como foi referido anteriormente existem vários tipos de rotores de eixo horizontal, e a sua vida útil está relacionada com esforços mecânicos a que fica sujeito e com as condições ambientais no local da instalação, figura 2.19. Como a totalidade das turbinas comercializadas são de eixo horizontal *upwind* implica que quando o vento incide nas pás eólicas estas sejam empurradas contra a torre. Isto provoca fadiga nas pás reduzindo a vida útil do rotor [Mathew, 2006].

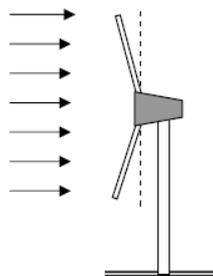


Figura 2.19 - Principais componentes [Mathew, 2006].

A selecção de materiais utilizados na construção das pás eólicas revela-se de extrema importância, sendo que actualmente os mais utilizados são: compostos sintéticos e metais. Os compostos sintéticos são os mais utilizados para turbinas eólicas de grande dimensão, em particular as fibras de vidro e carbono, pois resistem melhor à fadiga, devido à sua grande rigidez e podem ser posicionados mais perto da torre, isto reduz o peso das pás em 20%, apresentando como principal desvantagem o seu preço elevado [Mathew, 2006].

2.3.2.3 Cubo (*Hub*)

O cubo é o elemento de ligação entre as pás do rotor e o eixo da turbina.

2.3.2.4 Controle de potência

As turbinas eólicas são projectadas para gerar a potência máxima para uma determinada velocidade de vento. Como a potência extraída pelas pás depende fortemente (numa relação cúbica) da velocidade do vento, para velocidades abaixo de um certo valor não interessa extrair energia. Para velocidades superiores à nominal, não é vantajoso em termos económicos pois seria necessária uma construção mais robusta apenas tirando partido durante um limitado número de horas ao longo do ano.

A figura 2.20 representa a curva de potência de uma turbina Vestas V80. A turbina eólica começa a entrar em funcionamento a uma velocidade de vento de 4 m/s. A potência cresce com o aumento da velocidade do vento até 16 m/s atingindo a potência nominal de 2 MW.

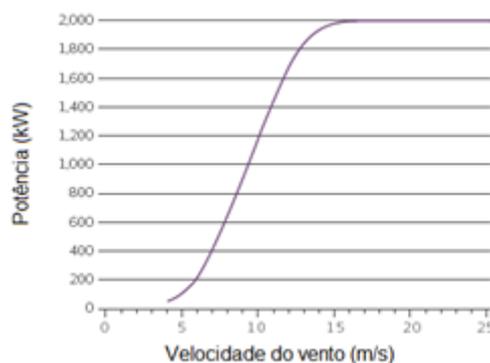


Figura 2.20 - Curva de potência da turbina Vestas V80⁵. [Adaptado Catálogo Vestas],

⁵ Imagem retirada de: <http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/V80/V80UK/>; acessível em 20/6/2010

É necessário limitar a potência da turbina eólica para valores acima da velocidade nominal do vento de forma a evitar esforços mecânicos excessivos, que reduzam a vida útil dos componentes do sistema. Actualmente existem duas formas de limitar a potência para velocidades de vento superiores à nominal, sendo estas:

- **Perda aerodinâmica (*stall*)**

A limitação de potência pelo processo de perda aerodinâmica encontra-se esquematizada na figura 2.21. O perfil alar das pás do rotor é desenhado de modo a entrar em perda aerodinâmica a partir de uma determinada velocidade do vento, sem que haja necessidade de variar o ângulo de passo.

A turbina tem as pás fixas, ou seja, não rodam em torno do seu eixo longitudinal, sendo colocadas com um determinado ângulo de passo fixo. Quando a velocidade aumenta o ângulo de ataque aumenta até um determinado valor limite, entrando em perda aerodinâmica, a componente de sustentação diminui, passando as forças de arrastamento a ser dominantes, regulando assim a potência. O ângulo de ataque aumenta quando a velocidade do vento aumenta, dado que o rotor roda a uma velocidade constante. As pás são torcidas para que a velocidade relativa, que varia ao longo da pá, ataque o perfil sempre com o mesmo ângulo de ataque [Castro, 2003]. Apresenta como principais vantagens a sua simplicidade devido à ausência de partes em movimento, logo torna-se mais barato. Todavia o projecto aerodinâmico das pás é bastante mais complexo.

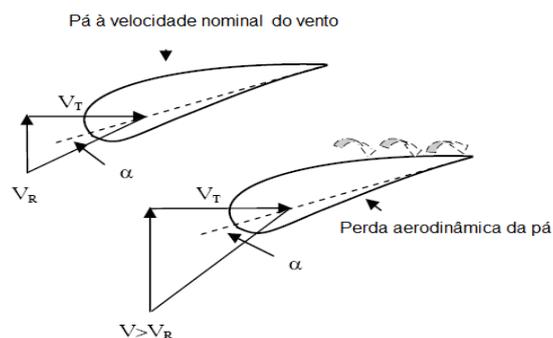


Figura 2.21 - Regulação de potência por perda aerodinâmica [Adaptado: Mathew, 2006].

- **Controlo de passo**

A limitação de potência também pode ser efectuada através do controlo do ângulo de passo, figura 2.22. Este controlo do ângulo de passo é utilizado para turbinas de velocidade variável, onde as pás são projectadas para rodar em torno do seu eixo longitudinal.

Sempre que a velocidade do vento é superior à velocidade nominal o controlador é activado de forma a ajustar o ângulo de passo, as pás rodam em torno do seu eixo longitudinal, em sintonia com a variação da velocidade do vento, resultando numa redução do ângulo de ataque. Esta redução diminui as forças aerodinâmicas, sustentação e arrastamento, de forma a produzir apenas a potência nominal.

Apresenta com principal vantagem o bom controlo de potência para todas as gamas de variação de velocidade do vento, ajustando o passo das pás para um óptimo ângulo de ataque. E a variação do ângulo de passo permite a redução dos esforços por fadiga como vento muito forte pois a pá apresenta uma menor superfície frontal em relação ao vento. Este mecanismo é mais complexo na medida em que necessitam da variação do ângulo de passo que funciona de forma hidráulica [Mathew, 2006].

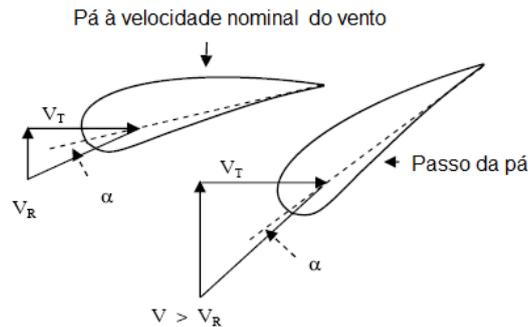


Figura 2.22 - Regulação de potência por controlo do ângulo de passo [Adaptado: Mathew, 2006].

2.3.2.5 Torre

A principal função da torre é o suporte da *nacelle* e do rotor a uma determinada altura, onde velocidade do vento seja mais elevada e menos sujeita a perturbações do que junto ao solo devido à influência dos obstáculos. As torres actuais apresentam uma maior altura, pelo que a sua estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como resistir a condições ambientais ao longo do seu ciclo de vida estimado entre 20 a 25 anos. Existem dois tipos de torre: treliça e tubulares. Para as torres em treliça apesar de os seus custos serem menores e de o efeito sombra ser atenuado, não são comercializadas devido ao seu grande impacte visual. As mais utilizadas são as torres tubulares podendo ser de aço ou betão, no entanto o efeito de sombra da torre é mais significativo mas sendo aceites em termos de impacte visual [Mathew, 2006].

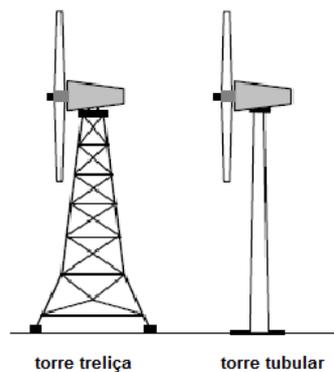


Figura 2.23 - Tipos de torres eólicas [Adaptado: Mathew, 2006].

2.3.3 Rotor de eixo vertical

Têm o eixo de rotação das pás vertical (*VAWT*), e perpendicular à direcção do escoamento. Estas turbinas podem receber vento de qualquer direcção. A sua principal vantagem consiste no facto de não necessitarem de um mecanismo de orientação direcciona “*yaw*”, e de todo o equipamento de conversão de energia estar junto ao solo. A principal desvantagem consiste na sua incapacidade de auto-arranque e no facto de a velocidade do vento ser muito baixa junto à base [Mathew, 2006].

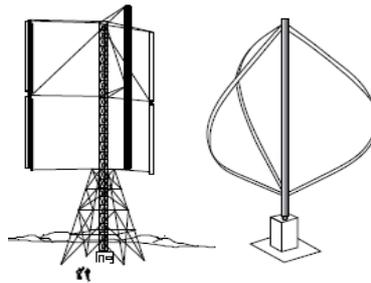


Figura 2.24 – Turbinas de eixo vertical [Da Rosa, 2009].

2.3.4 Características dos rotores eólicos

Define-se coeficiente de potência, como a razão entre a potência produzida pelo rotor, e a potência disponível no vento. É usualmente interpretado como sendo o rendimento de uma turbina.

$$C_p = \frac{P_{rotor}}{P_{vento}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \times \rho \times U^3 \times A} \quad (\text{Eq.1})$$

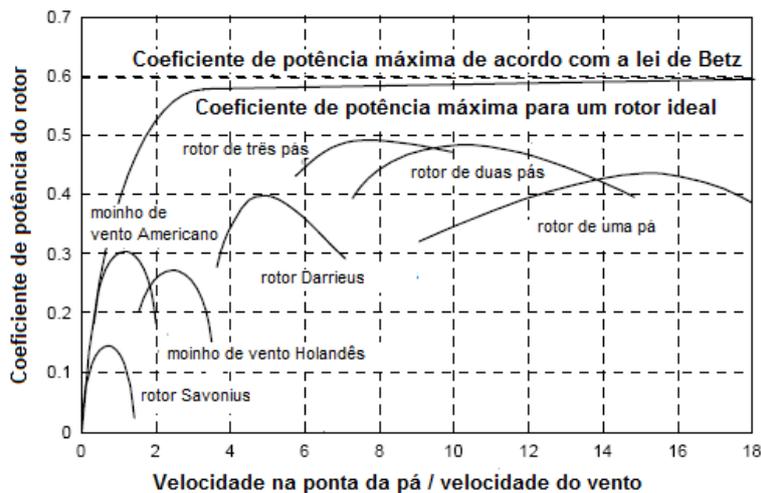


Figura 2.25 - Curvas típicas de Cp para vários tipos de eólicas [Adaptado: Kaltschmitt *et al.*, 2007].

Uma das formas mais usuais de ilustrar o coeficiente de potência do rotor C_p é apresentá-lo em função do λ (*tip speed ratio*) que é a razão entre a velocidade linear a que se desloca a ponta da pá do rotor e a velocidade do vento, evidenciado na equação 2.

$$\lambda = \frac{\text{velocidade tan gencial}}{\text{velocidade do vento}} = \frac{R \times \Omega}{V} = \frac{R \frac{2\pi \times r.p.m}{60}}{V} \quad (\text{Eq.2})$$

Pela análise da figura 2.26 é possível demonstrar que existe uma variação do C_p que depende das características de operação do rotor. Logo para uma turbina de eixo horizontal *upwind* com um rotor de 3 pás pode concluir-se que para manter o valor o de coeficiente de potência máximo é necessário que a velocidade de rotação das pás do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento, neste caso com um $\lambda = 7$.

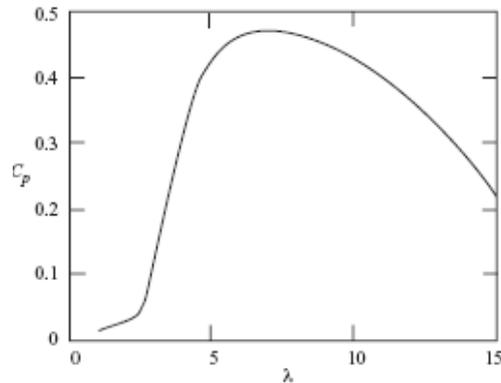


Figura 2.26 - Variação de C_p máximo com λ [Burton *et al.*, 2001].

As pás eólicas em movimento convertem a energia cinética do vento em energia rotacional.

$$P = T \times W \quad (\text{Eq.3})$$

Onde:

T: binário

W: velocidade angular

P: Potência

Analisando a figura 2.27 é possível constatar que as turbinas com menor número de pás apresentam valores de λ mais elevados, com menores binários, enquanto as turbinas multi pá apresentam uma relação inversa. Isto é, para produzir a mesma potência uma turbina com menor número de pás tem de rodar mais rápido, o que é apropriado para a produção de energia eléctrica.

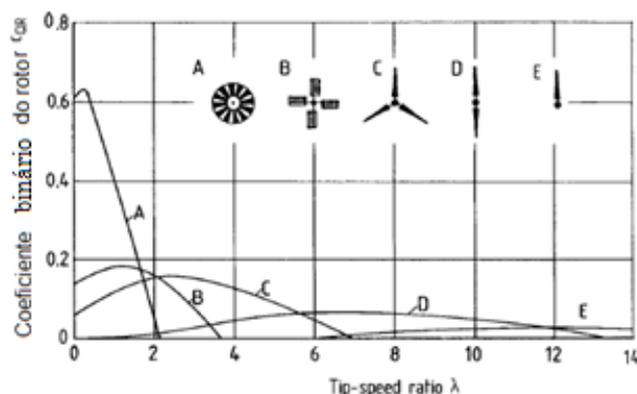


Figura 2.27 - Variação do binário com λ [Adaptado: Burton *et al.*, 2001].

A relação entre o binário e a velocidade de rotação permite constatar porque é que as turbinas de arrastamento não são utilizadas. Apesar de terem um elevado binário como têm poucas rpm, a potência produzida é baixa.

2.3.4.1 Limite de Betz

Todas as tecnologias na área de energia respeitam determinados fundamentos teóricos que limitam a eficiência de conversão máxima de um tipo de energia para outra. Para o caso da conversão eólica esse máximo é designado por limite de Betz.

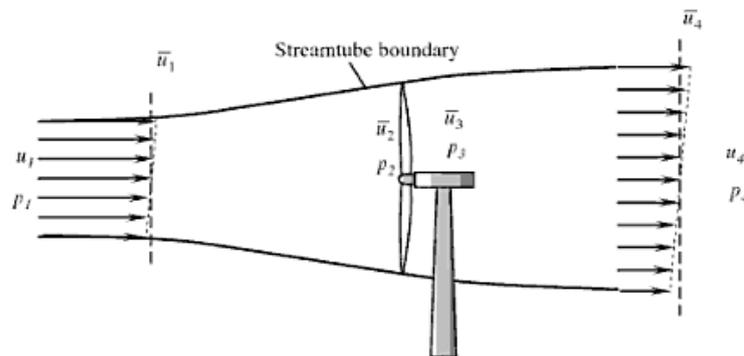


Figura 2.28 - Tubo de fluxo [Tong, 2010].

A energia cinética disponível no vento não é toda convertida em energia mecânica, uma vez que o vento ao atravessar as pás tem de sair com velocidade não nula, pois se fosse convertido integralmente ficaria uma massa de ar parada à saída da turbina. Essa massa de ar não escoando iria bloquear qualquer outra massa que tentasse passar através do rotor. Betz demonstrou que uma turbina ideal para extrair o máximo de potência, deve abrandar a sua velocidade à saída para 1/3 da velocidade inicial do vento, figura 2.29. O valor máximo da eficiência do rotor calculado por Betz é de 59,3 % (16/27).

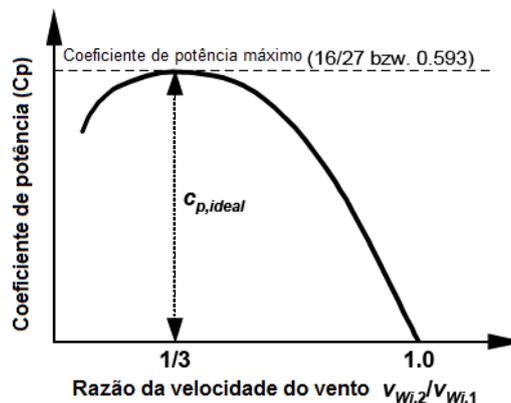


Figura 2.29 - Limite de Betz [Adaptado: Kaltschmitt *et al.*, 2007].

Na prática o valor máximo extraído pela turbina é inferior ao limite de Betz devido ao desempenho das pás, rendimento das máquinas, inversor, transmissão, etc. Tudo isto diminui o coeficiente de potência da turbina eólica. Valores típicos, para máquinas actuais, bem concebidas, e de grande potência atingem valores de $C_p = 0,5$.

3 Aerodinâmica

3.1 Conceitos fundamentais

A Aerodinâmica é a área da física que permite o estudo do escoamento de ar, ou outros fluidos gasosos, dos seus efeitos em torno de um corpo, e das forças que actuam nesse mesmo corpo. Para o caso de turbinas eólicas, são estudados o escoamento e as principais forças aerodinâmicas que actuam nas pás eólicas.

A figura 3.1 ilustra a secção obtida pelo corte transversal da pá do rotor, com a forma de um perfil alar, que permite determinar a potência extraída a cada velocidade do vento. Este perfil é utilizado para ilustrar as forças que actuam no rotor como a força de sustentação e de arrastamento. Estas forças dependem da velocidade do vento e do ângulo de ataque α ilustrado na figura.

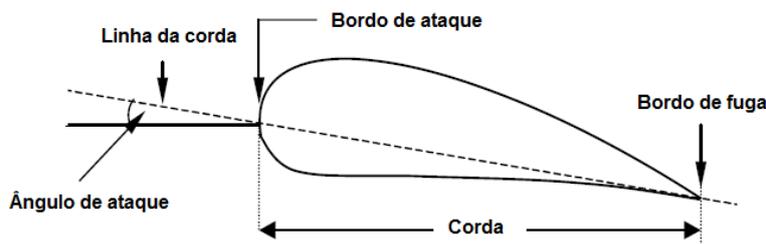


Figura 3.1 - Esquema de um perfil alar [Adaptado: Mathew, 2006]

Vão ser evidenciados alguns conceitos de aerodinâmica que permitem caracterizar um perfil alar como: [Oliveira *et al*, 2010]

- Intradorso: a face inferior do perfil
- Extradorso: a face exterior do perfil
- Linha média: lugar geométrico (uma linha curva) equidistante do intradorso e extradorso, que define a curvatura do perfil
- Bordo de ataque: Encontro entre a linha média e a parte anterior do perfil
- Bordo de fuga: Encontro entre a linha média e a parte posterior do perfil
- Linha da Corda: é uma linha recta imaginária que une os centros de curvatura do bordo de ataque e o bordo de fuga. Trata-se de uma linha de referência para o ângulo de ataque. A distância medida ao longo da linha da corda entre o bordo de ataque e de fuga é designada de corda do perfil.
- Ângulo de ataque: O ângulo de ataque, α , é definido como o ângulo formado entre a velocidade do escoamento e a linha da corda.

3.2 Principais forças exercidas no perfil alar

Quando um perfil alar é imerso num escoamento, e devido à curvatura do perfil – definido pela linha média - o fluido percorre, no extradorso, uma maior distância por unidade de tempo do que no intradorso do perfil. Logo as partículas de ar na parte superior deslocam-se com maior velocidade do que as que percorrem a face inferior [Mathew, 2006]. De acordo com o teorema de Bernoulli a pressão no extradorso é inferior à do intradorso, com um pico depressionário acentuado imediatamente a jusante do bordo de ataque. A diferença de pressão entre a parte superior e inferior do perfil resulta numa força F . A componente desta força perpendicular à direcção do escoamento (não sendo portanto

necessariamente vertical) é chamada de **força de sustentação** e permite que a pá de uma turbina eólica rode. A componente da força na direcção do escoamento é chamada de **força de arrastamento** [Mathew, 2006]. As principais forças exercidas no perfil alar encontram-se representadas na figura 3.2.

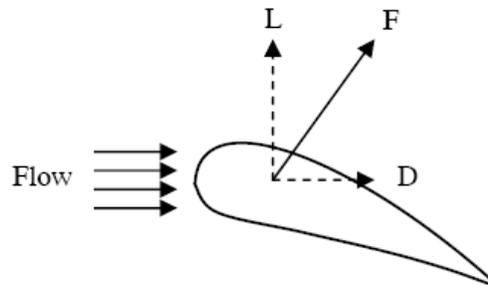


Figura 3.2 - Principais forças exercidas no perfil alar [Mathew, 2006].

As forças aerodinâmicas são, usualmente, caracterizadas através dos respectivos coeficientes adimensionais, definidos genericamente como,

$$C_f = \frac{\text{Força}}{\frac{1}{2} \times \rho \times U^2 \times A} \quad (\text{Eq.4})$$

onde o produto $\frac{1}{2} \rho U^2 = q$ representa a pressão dinâmica do escoamento, sendo ρ é a massa volúmica do ar, U a velocidade do escoamento e A uma área de referência.

3.2.1 Força de sustentação (*Lift*)

A força de sustentação depende de vários factores como, a velocidade, a área do perfil alar, a curvatura e o ângulo de ataque. A curvatura do perfil alar faz com que a pressão na parte superior do perfil seja menor que na parte inferior devido ao efeito de Bernoulli. A sustentação aumenta com o ângulo de ataque, até um dado valor máximo de α , a partir do qual esta força diminui devido à incapacidade do escoamento se manter aderente à superfície (separação), figura 3.3 [Burton *et al.*, 2006].

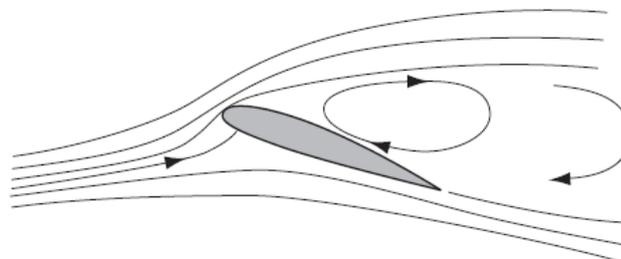


Figura 3.3 - Esquema representativo de separação no extradorso de um perfil alar [Burton *et al.*, 2001]

De acordo com a expressão (4), o coeficiente de sustentação, que caracteriza o perfil é dado por,

$$C_l = \frac{L}{q \times A} \quad (\text{Eq.5})$$

3.2.2 Força de arrastamento (*Drag*)

Componente da força paralela à direcção do escoamento incidente, esta força de arrastamento deve-se tanto às forças de atrito viscosas na superfície do perfil alar como também à diferença de pressão no perfil alar. O coeficiente de arrastamento é dado pela equação 6 [Manwell *et al.*, 2002].

$$C_D = \frac{D}{q \times A} \quad (\text{Eq.6})$$

3.2.3 Momento de picada

É definido como tendo o sentido de rotação em torno de um eixo perpendicular à secção transversal do perfil alar [Manwell *et al.*, 2002].

O coeficiente de momento de picada é dado pela equação 7.

$$C_m = \frac{M}{q \times A \times c} \quad (\text{Eq.7})$$

3.2.4 Forças aerodinâmicas que actuam na pá do rotor

Descrever as forças que actuam numa turbina eólica é algo complexo, na medida em que a pá do rotor “vê” o ar deslocar-se ao longo dela não apenas devido à velocidade do vento mas também devido ao movimento da sua rotação em torno do eixo, como representado na figura 3.4. A velocidade que efectivamente actua sobre o perfil resulta, portanto, da combinação vectorial de ambas – a velocidade relativa.

O vector velocidade relativa do vento que actua nas pás resulta, assim, de duas componentes: a velocidade do vento (não perturbada) e a velocidade tangencial da pá em movimento, devido à sua rotação, equação (2). A velocidade relativa varia, portanto, ao longo da pá [Mathew, 2006].

O ângulo de torção, ψ , é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha da corda. Como a pá se move muito mais rapidamente (velocidade tangencial) na ponta da pá do que na vizinhança do cubo, tem de ser torcida ao longo do seu comprimento - ψ varia ao longo da pá - de modo a obter um ângulo correcto e uma direcção resultante ao longo do seu comprimento, com um ângulo tal que permite obter a sustentação que faz mover a pá.

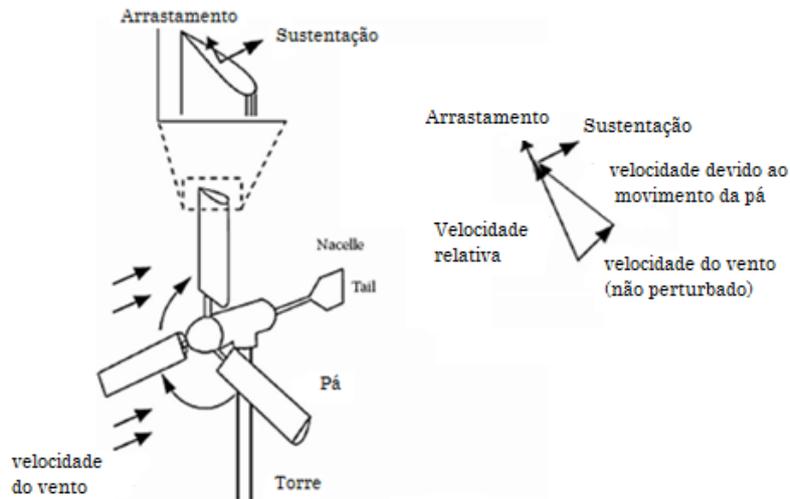


Figura 3.4 – Velocidade relativa do vento que actua no perfil [Adaptado: Nelson, 2009].

Para combinar a velocidade do vento e o movimento da turbina, devem ser adicionados os vectores, ilustrados na figura 3.5.

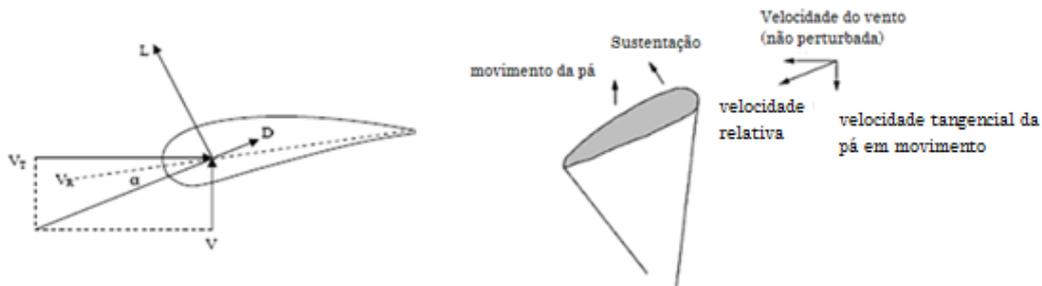


Figura 3.5 – Forças actuantes e velocidade relativa no perfil. [Adaptado: Mathew, 2006];

O vector força pode ser decomposto em duas componentes. Uma delas na direcção do plano de rotação das pás e a outra na direcção perpendicular, obtendo-se desta forma a componente N que contribui para o movimento da pá, e a componente T que se traduz em carga mecânica para a estrutura de suporte [Castro, 2003].

Estas forças podem ser determinadas pelas seguintes equações:

$$N = L \sin(\phi) - D \cos(\phi) \quad (\text{Eq.8})$$

$$T = L \cos(\phi) + D \sin(\phi) \quad (\text{Eq.9})$$

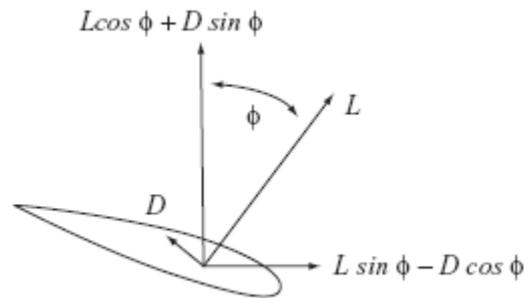


Figura 3.6 - Forças actuantes no perfil [Burton *et al.*, 2001].

Analisando todas as figuras referidas anteriormente é fácil constatar que existem diversas possibilidades de se conseguir uma força de sustentação elevada e de arrastamento reduzido, ou seja, conseguir elevadas velocidades e rendimento aerodinâmicos elevados. Uma das formas consiste em controlar a velocidade do rotor enquanto a outra consiste no controle do ângulo de passo, β , rodando a pá em torno do seu eixo longitudinal.

3.3 Número de *Reynolds* (*Re*)

É um número adimensional muito utilizado em mecânica de fluidos que permite determinar o regime de escoamento, compreendido entre laminar e turbulento, mede a razão entre as forças inerciais e as forças viscosas [Oliveira, 2010].

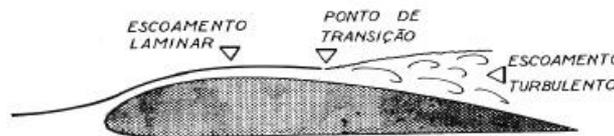


Fig. 46

Figura 3.7 - Tipos de escoamento.

Logo, considerando o escoamento em torno de um perfil aerodinâmico, o número de Reynolds pode ser expresso em função da corda média do perfil.

$$R_e = \frac{U \times c}{\nu} \quad (\text{Eq.10})$$

Onde:

U: velocidade do escoamento

c: corda média do perfil aerodinâmico

ν : viscosidade cinemática do ar

O tipo de escoamento em torno de um perfil alar é caracterizado pelo número de Reynolds e isso afecta significativamente os valores dos coeficientes de sustentação e arrastamento.

O número de Reynolds influencia directamente as características aerodinâmicas de um perfil alar, como ilustrado na figura 3.8.

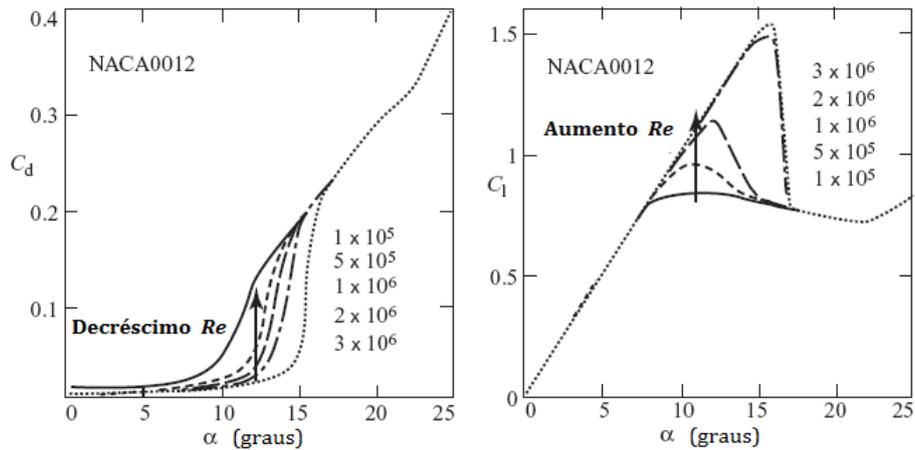


Figura 3.8 - Variação dos coeficientes de sustentação e arrastamento com o número de Reynolds [Adaptado: Burton *et al.*, 2001]

O coeficiente de arrastamento aumenta com a diminuição do número de Reynolds. A influência do número de Reynolds no coeficiente de sustentação está relacionada com o ângulo de ataque a que ocorre a perda aerodinâmica. À medida que o número de Reynolds aumenta também a o ângulo de ataque a que ocorre a perda aerodinâmica aumenta, porque a separação do escoamento é retardada [Burton *et al.*, 2001].

4 Interferência Aerodinâmica entre a torre e pás eólicas

4.1 Efeito sombra da torre

A **interferência aerodinâmica** entre as pás e a torre é constante na estrutura de uma turbina eólica de eixo horizontal. Isto deve-se sobretudo às pás do rotor se encontrarem muito próximas da torre eólica, logo a interferência aerodinâmica que ocorre entre elas é muito significativa. Esta distância é tão pequena que o escoamento em torno da torre influencia o escoamento que actua sobre a pá podendo afectar as suas características aerodinâmicas, provocando instabilidade nas cargas que actuam na torre. Assim, o estudo deste tipo de interferência revela-se de grande interesse de forma a avaliar correctamente o ciclo de vida do rotor uma turbina eólica [Hau, 2006].

Analisando a figura 4.1 é possível constatar que a torre eólica se encontra imersa na esteira da pá, e que o escoamento, modificado pelo conjunto dos dois corpos, actua sobre a pá de forma diferente da que ocorre fora da área de influência da torre.

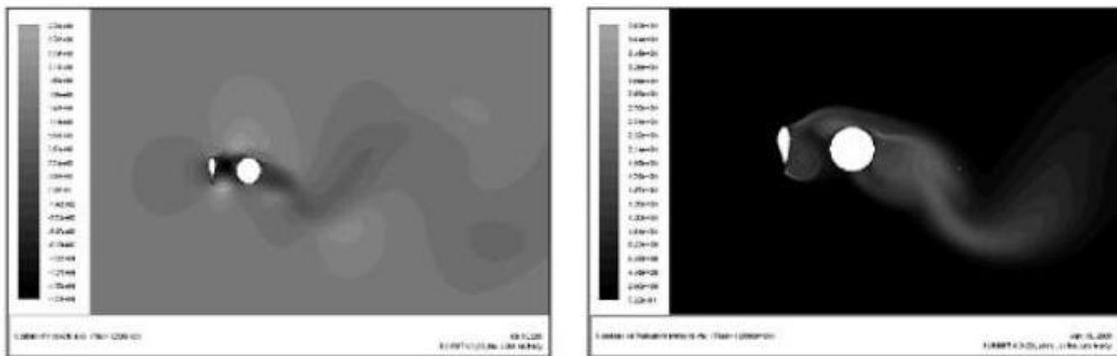


Figura 4.1 - Interferência entre a pá e a torre eólica [Yuan, 2009].

Esta interferência aerodinâmica que ocorre quando a pá passa em frente da torre é designada por **efeito sombra**, provocando um défice na velocidade de vento, causado pela obstrução da torre três vezes por rotação, causando perda de potência e vibrações na estrutura. O efeito sombra pode causar stress indevido nas pás, originar oscilações dinâmicas ressonantes destrutivas entre a torre e a pá, e causar efeitos adversos na operação da turbina [Yuan, 2009].

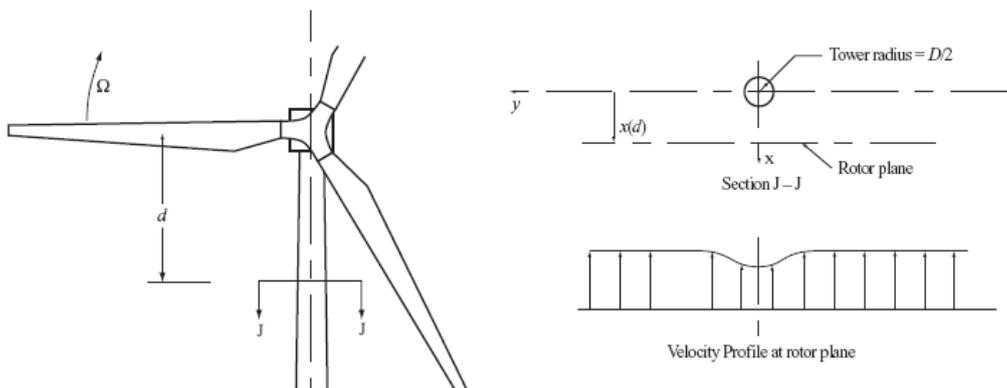


Figura 4.2 - Interferência entre a pá e a torre eólica [Burton *et al.*, 2001].

Este efeito de bloqueio do escoamento pela torre eólica, resulta numa zona de velocidade reduzida do vento tanto a montante como a jusante da torre [Hau, 2006]. Esta redução de velocidade do vento é

mais significativa para torres tubulares do que para as treliças, o que não impede que praticamente só sejam comercializadas actualmente torres tubulares por questões estéticas [Burton *et al.*, 2001]

Esta interferência aerodinâmica do escoamento em torno da torre é menos significativa quando o rotor é colocado a montante da torre. Neste caso, este é apenas afectado pela redução da velocidade do escoamento em frente da torre chamado de *bow-wave* ou *tower dam effect* [Hau, 2006]. Todavia, na situação actual como as torres são cada vez mais estreitas relativamente à dimensão das pás, este efeito torna-se menos acentuado, sendo no entanto sentido nas cargas das pás do rotor. Assegurando-se uma distância mínima entre a torre e as pás (que é de um diâmetro de torre de distância entre ambas) este efeito é menos relevante [Hau, 2006]. Todavia esta interferência tem de ser sempre considerada para a análise do ciclo de vida do rotor. E, também, na avaliação dinâmica da potência eléctrica entregue pela turbina eólica [Estanqueiro, 1997].

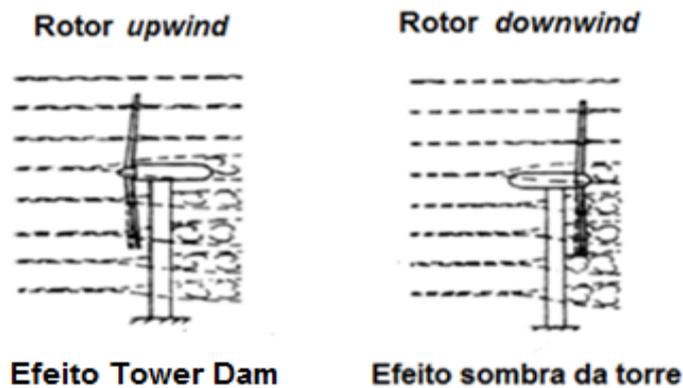


Figura 4.3 - Interferência entre a pá e a torre eólica [Adaptado: Hau, 2006].

Esta perda de velocidade é mais acentuada nas turbinas *downwind* como evidencia a figura 4.3, tendo um efeito completamente diferente das *upwind*. Este efeito é chamado **efeito sombra**, ocorre uma redução acentuada da velocidade do escoamento a jusante da torre, sendo perceptível mesmo a grande distância. As pás eólicas têm de passar pelo vento a uma velocidade mais reduzida a cada volta. Existe bastante ruído provocado pelo efeito de sombra nas turbinas *downwind* sendo essa uma das principais razões para que esta turbina cair em desuso [Yuan, 2009].

Quando as pás rodam a jusante da torre a força de sustentação experimenta subitamente um aumento do valor mínimo para o máximo, enquanto a força de arrastamento decresce do valor normal para o valor mínimo. Isto deve-se sobretudo à rotação da pá quando esta se encontra na zona instável de esteira da torre [Yuan, 2009].

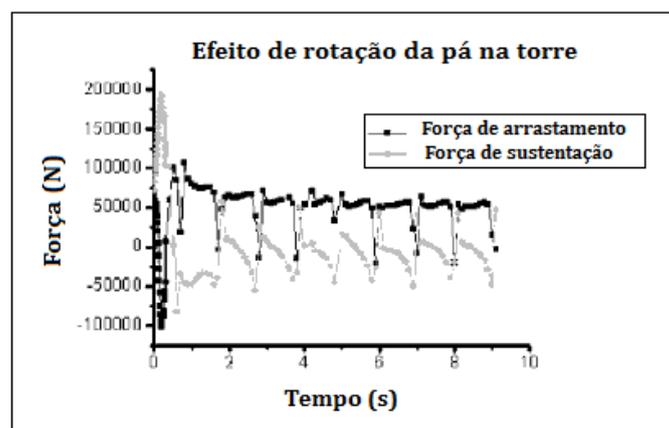


Figura 4.4 - Interferência entre a pá e a torre eólica [Yuan, 2009].

As duas figuras seguintes mostram dois exemplos típicos do efeito sombra numa turbina de eixo horizontal *downwind*.

O **momento de flexão das pás** na direcção do escoamento é um parâmetro importante para o dimensionamento das pás do rotor. A influência do efeito de sombra é considerável devido ao elevado número de cargas cerca de 10^7 a 10^8 a que fica sujeito durante o seu ciclo de vida. O efeito de sombra é um factor que não pode ignorado relativamente à fadiga das pás do rotor [Hau, 2006].

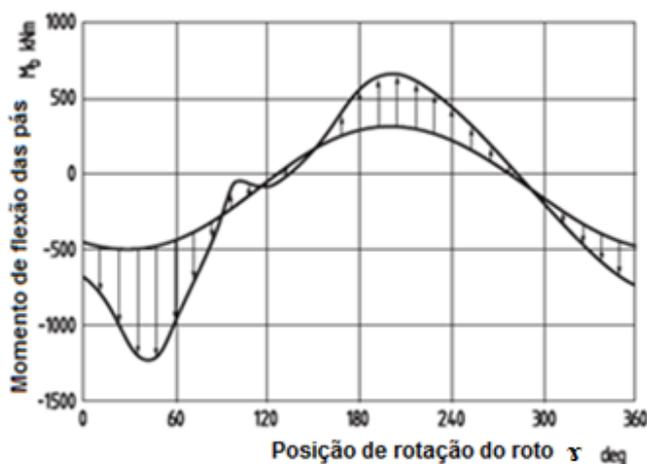


Figura 4.5 - Aumento do momento de flexão das pás na raiz da pá Growian devido ao efeito sombra [Adaptado: Hau, 2006].

A potência eléctrica extraída pelo rotor a jusante da torre para o caso de uma turbina *downwind*, é um bom indicador da influência do efeito de sombra. Em casos extremos pode ocorrer uma redução de 30 a 40% abaixo da potência à saída devido ao efeito de sombra [Hau, 2006].

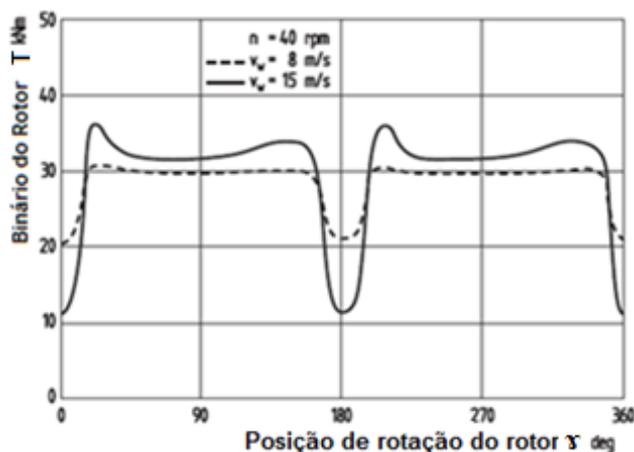


Figura 4.6 - Influência do efeito de sombra no torque de uma turbina eólica Mod-o [Adaptado: Hau, 2006].

Esta influência do efeito de sombra em termos de ruído revelou-se tão importante que levou ao desaparecimento das turbinas *downwind*.

4.2 Estudo dos coeficientes aerodinâmicos de um cilindro devido à existência de outro nas proximidades

Como o estudo da **interferência aerodinâmica** entre as pás e a torre de uma turbina eólica de eixo horizontal ainda é bastante recente, carecendo de resultados práticos, Estanqueiro [Estanqueiro, 1997] propôs assumir-se um comportamento idêntico ao determinado experimentalmente por Zdravkovich [1987] para a interferência aerodinâmica de um cilindro devido à existência de outro na vizinhança imediata. Esta interferência ocorre quando os dois cilindros se encontram muito próximos um do outro, de modo em que o escoamento em torno de um é perturbado pelo escoamento em torno do outro, provocando não só mudanças no escoamento, mas também inesperadas distribuições de pressão e intensificação das forças de sustentação e arrastamento. Assim quando mais de um corpo é colocado a uma pequena distância face ao escoamento, as forças resultantes e os vórtices emitidos são completamente diferentes daqueles encontrados num único cilindro, para o mesmo número de Reynolds. [Zdravkovich, 1987].

Zdravkovich determinou experimentalmente a interferência aerodinâmica através da variação nos coeficientes de sustentação e arrastamento de um cilindro devido à existência de outro na vizinhança próxima. Foi definido o seguinte posicionamento para dois cilindros idênticos dispostos a uma pequena distância, figura 4.7:

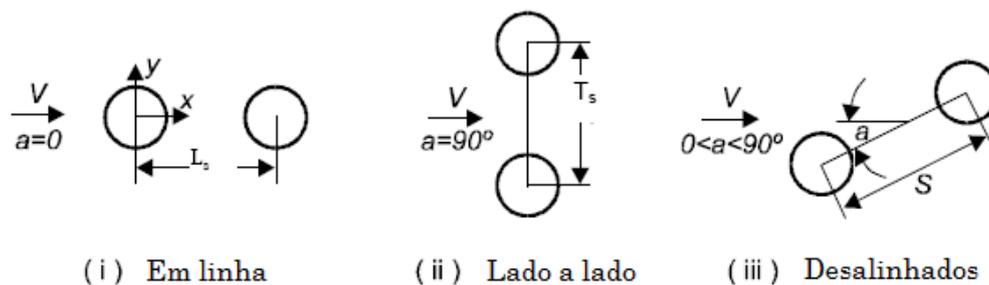


Figura 4.7 - Posicionamento de cilindros [Adaptado: Zdravkovich, 1987].

Este método é considerado aceitável para uma da turbina eólica na medida em que a pás do rotor em relação à torre eólica apresentam a mesma posição relativa que os corpos cilíndricos, figura 4.7 (iii) - (ii) – (iii) inversa, em sequência.

4.2.1 Interferência básica entre dois cilindros no escoamento

O escoamento em torno de dois cilindros a uma pequena distância um do outro é denominado por **interferência básica**, depende da orientação, espaçamento e do número de cilindros. Existindo no entanto parâmetros que influenciam o escoamento como número de Reynolds, rugosidade, turbulência do escoamento não perturbado, e todos os outros que afetam o escoamento em torno de um único cilindro. [Zdravkovich, 1987]

Existe uma infinidade de tipos de interferência básica entre dois cilindros próximos no entanto apenas quatro zonas foram consideradas:

- Interferência próxima (P), ocorre quando dois cilindros estão próximos um do outro, mas nenhum está imerso na esteira do outro. Tipo de interferência lado a lado (Side-by-side).
- Interferência de esteira (W), ocorre quando um cilindro está muito próximo ou imerso na esteira do outro. Quando o cilindro a jusante está alinhado ou desalinhado dentro do limite de interferência.

- Região P+W, representa a combinação entre a interferência próxima e de esteira.
- A interferência é negligenciada. O escoamento nesta região à volta de cada cilindro é idêntico ao de um único cilindro.

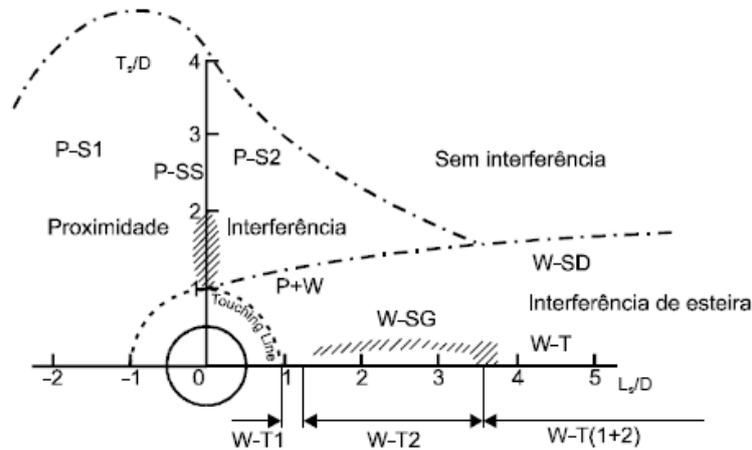


Figura 4.8 – Esquema de interferência [Zdravkovich, 1987].

O cilindro de referência como um diâmetro D na figura 4.8 representa um cilindro a montante relativamente ao escoamento dominante para $L/D > 0$ e um a jusante para $L/D < 0$.

Estas regiões apresentadas podem ser divididas em Sub-regiões:

Proximidade

- P-SS: Posicionamento lado a lado nos 2 corpos
- P-S1: região do corpo a montante em posição não alinhada
- P-S2: região do corpo a jusante em posição não alinhada

Esteira

- W-T: interferência entre corpos alinhados
- W-S: interferência entre corpos desalinhados

Para este caso como o que se pretende é caracterizar este efeito para uma turbina eólica *upwind* com o rotor a montante da torre e dado que se pretende caracterizar o efeito da torre nas pás (corpo a montante) a zona de interesse corresponde a P-S1.

Os coeficientes de sustentação e arrastamento calculados por Zdravkovich encontram-se representados na figura 4.9.

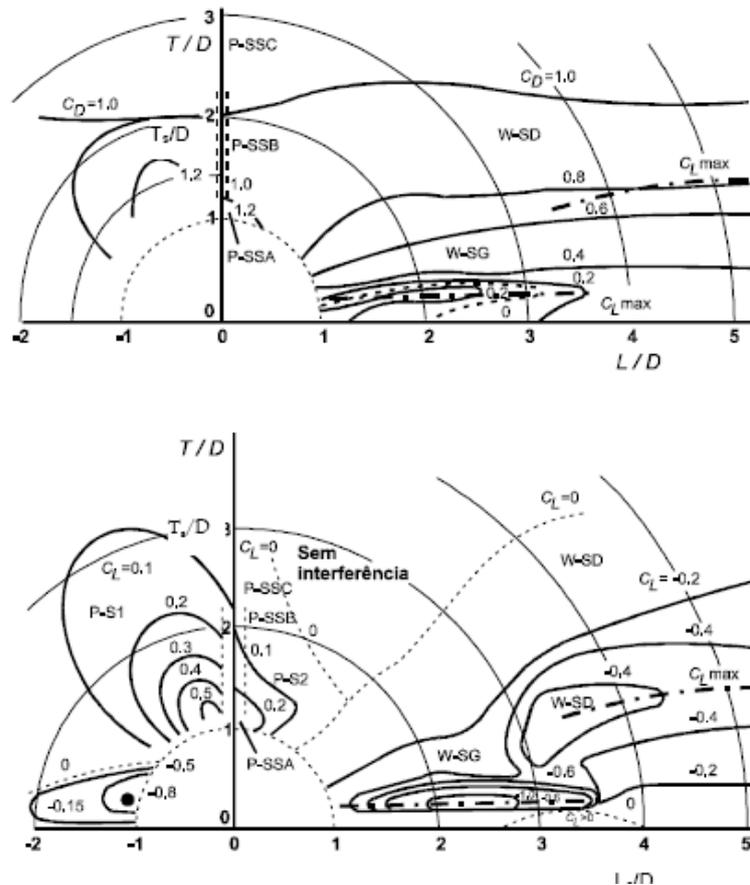


Figura 4.9 - Coeficientes de sustentação e arrastamento [Zdravkovich , 1987].

Foi desenvolvido um novo método proposto por Estanqueiro [1997,2007] para a extensão dos resultados propostos por Zdravkovich para a sua aplicação numa turbina eólica com base nos coeficientes de sustentação e arrastamento.

Baseava-se nos seguintes pressupostos:

1. Num aerogerador não se está na presença de corpos cilíndricos, mas sim de uma pá eólica constituída por perfis aerodinâmicos a montante de um tronco cónico, torre a jusante. Logo as suas simplificações consistem em tomar cilindros com dimensão média, respectivamente da corda e da estrutura de suporte, considerar os valores da turbina estudada.
2. Considerar o movimento de rotação da pá. Este é introduzido por via da velocidade tangencial por sectores, sendo obtido, o ângulo relativo equivalente entre estes dois corpos.
3. Sendo que o último passo consiste na construção de uma tabela de coeficientes de interferência em função do raio da pá e do ângulo relativo entre esta e a torre.

De seguida apresentam-se os resultados obtidos por Estanqueiro:

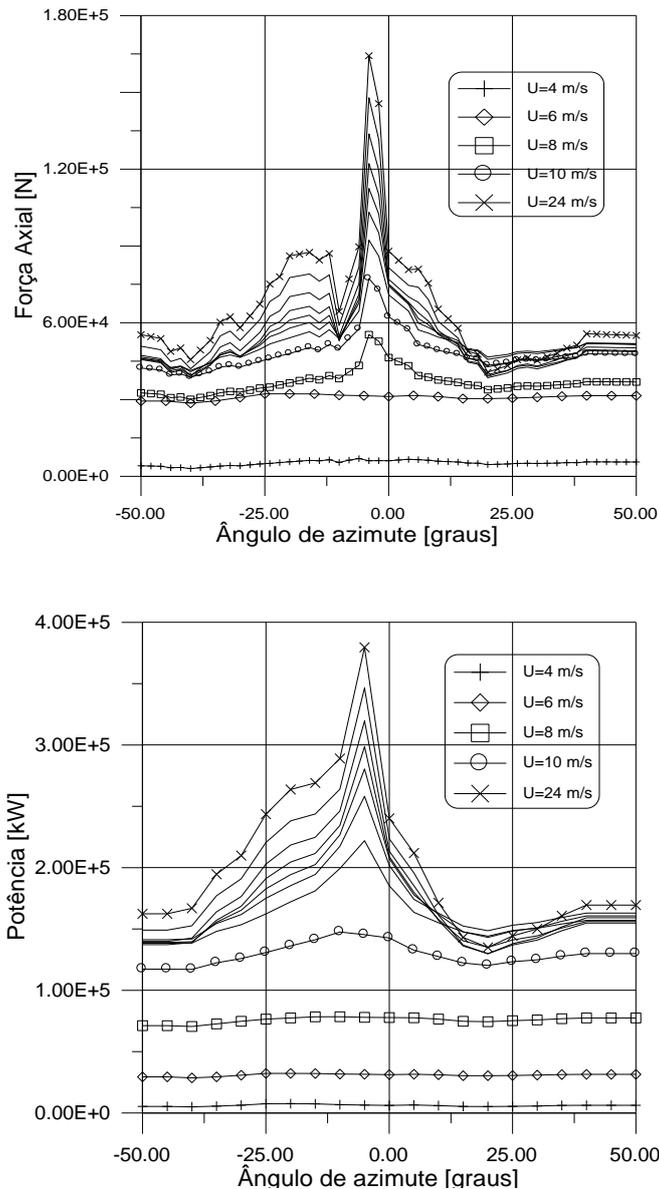


Figura 4.10 – Interferência aerodinâmica na força axial e na potência [Estanqueiro, 1997]

Analisando a figura 4.10 conclui-se a interferência do efeito de sombra na força axial e na potência mecânica produzida pela turbina. Permite demonstrar que à medida que a velocidade do vento não perturbada aumenta a interferência aerodinâmica torna-se cada vez mais significativa para velocidades de 8 m/s e desprezável para velocidades de 4 m/s. No capítulo 5 vai ser estudada esta interferência para os coeficientes aerodinâmicos quando a pá passa em frente à torre.

5 Ensaios Dinâmicos em Túnel de Vento

O presente capítulo descreve os ensaios realizados em túnel de vento, referindo especificamente qual o seu objectivo, como é efectuada a montagem dos modelos no túnel, equipamentos utilizados e respectivas calibrações. Por fim é feita uma análise e discussão de resultados obtidos.

5.1 Objectivo do ensaio

Este ensaio em túnel de vento dos modelos da torre e da pá, tem como objectivo a determinação experimental dos coeficientes aerodinâmicos desta, para o escoamento não perturbado (apenas a pá) e para o escoamento afectado pelo posicionamento da torre, numa turbina *upwind*, considerando várias posições relativas da trajectória da pá quando passa em frente da torre. Para a realização dos ensaios utilizou-se um perfil alar 2D e um cilindro, cujo diâmetro e afastamento da pá foram devidamente escalados a partir da escala da pá, tomando a dimensão da corda como referência.

5.2 Equipamentos

Neste subcapítulo são referidos os principais equipamentos utilizados, e qual a sua função na realização dos ensaios. São descritos de forma pormenorizada com recurso a fotografias e esquemas.

5.2.1 Túnel de vento

O Túnel de vento utilizado para a realização dos ensaios fica situado no Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC), no sector de Aerodinâmica do Núcleo de Observação de Estruturas.

Trata-se de um túnel de vento de circuito fechado cuja velocidade é continuamente regulável até cerca de 45 m/s, sendo a intensidade de turbulência em vazio inferior a 1%. As dimensões da secção de trabalho são aproximadamente de 1,25 x 1,0 x 3,0 m³, sendo a espessura das camadas limites nessa zona inferior a 3 cm, figura 5.1.



Figura 5.1 - Túnel de vento do LNEC.

Na figura 5.2 encontra-se representado o esquema de um túnel aerodinâmico de circuito fechado, idêntico ao utilizado para a realização dos ensaios. Na secção mais estreita, câmara de ensaios, é colocado o modelo a ensaiar. O escoamento de ar é assegurado por um ventilador ligado a um motor eléctrico.

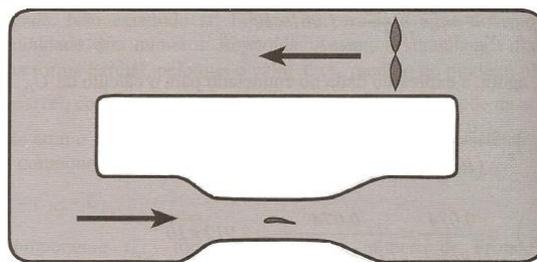


Figura 5.2 - Esquema de funcionamento do túnel de vento do LNEC [Oliveira *et al.*, 2010]

A velocidade do escoamento no túnel de vento é ajustada através de um variador de frequência, actuando sobre a velocidade de rotação do ventilador, controlada pelo operador, com recurso a um comando digital.

5.2.2 Barómetro de Fortin

É um manómetro de pressão absoluta, que permite medir de forma exacta a **pressão atmosférica**, através de uma coluna de mercúrio que contém uma escala incorporada, figura 5.3.

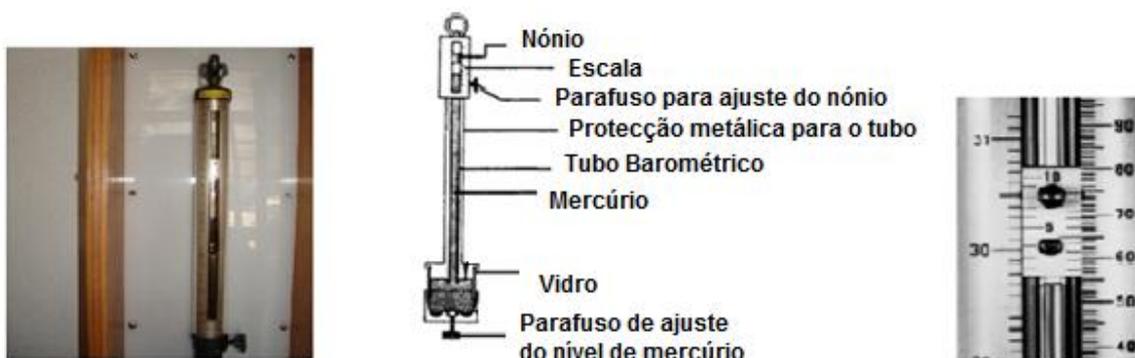


Figura 5.3 - Barómetro de Fortin [Adaptado: Mutoro *et al.*, 2003] e nóvio⁶

Consiste num tubo de vidro vertical fechado numa das extremidades, submetido a vácuo e cheio de mercúrio. Este tubo é invertido, permitindo assim que a extremidade aberta fique submersa dentro de uma cisterna que também contém mercúrio. A superfície da cisterna está exposta à pressão atmosférica que suporta a coluna de mercúrio, sendo a altura da coluna de líquido a medida da pressão atmosférica. O mercúrio é ideal comparativamente a outros componentes como a água pois a sua alta densidade permite uma pequena coluna. Possui uma escala graduada metálica que permite a leitura da altura (comprimento) da coluna de mercúrio (no caso presente em mm). A diferença entre o barómetro de Fortin e um simples barómetro de mercúrio é que este contém, associada à escala metálica, um nóvio que possibilita uma maior precisão na medida da altura da coluna de mercúrio, figura 5.3. A pressão barométrica varia com o local, ou seja, com a altitude e com as condições atmosféricas.

⁶Accessível em: Instruction Booklet Princo Barometers: www.princoinstruments.com; última consulta em: 5/7/2010

5.2.3 Termómetros

A **temperatura ambiente** é medida directamente por um termómetro de coluna de mercúrio, que se encontra acoplado ao Barómetro de Fortin, figura 5.4.



Figura 5.4 - Termómetro.

A **temperatura do ar no túnel de vento** é medida directamente através de um termómetro digital, figura 5.5, colocado dentro do túnel.



Figura 5.5 - Termómetro dentro do túnel de vento.

As temperaturas medidas no exterior (ambiente) e interior do túnel de vento permitem, em conjunto com a pressão atmosférica, determinar o valor da massa volúmica do ar, necessária ao cálculo da velocidade do escoamento.

5.2.4 Tubo de Pitot

O tubo de **Pitot-Prandtl**, é um manómetro de pressão diferencial, que permite determinar a velocidade do escoamento através da diferença de valores lidos nas tomadas de **pressão estática** e de **pressão total** (estagnação) [Oliveira *et al.*, 2010].



Figura 5.6 - Tubo de Pitot no interior do túnel de vento

O tubo de Pitot, encontra-se montado no interior do túnel de vento alinhado com o escoamento incidente, com o intuito de medir a velocidade do vento no interior do túnel, figura 5.6.

Na figura 5.7 encontra-se representado um esquema de um tubo de Pitot, sendo feita uma breve análise ao seu funcionamento.

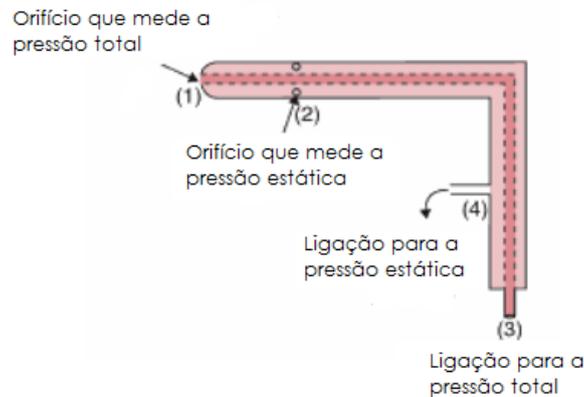


Figura 5.7 - Esquema de pressões de um Tubo de Pitot [Adaptado: Singh *et al.*, 2009].

Na primeira tomada de pressão do sistema mede-se a pressão total ou de estagnação (**soma de pressão estática e dinâmica**) e é medida no orifício frontal ao escoamento incidente. Corresponde à pressão que o escoamento teria se a sua velocidade fosse localmente reduzida a zero através de um processo isentrópico [Oliveira *et al.*, 2010].

Na segunda tomada de pressão mede-se a **pressão estática**, esta é medida em orifícios laterais que comunicam com uma câmara comum, pelo que a pressão de saída representa uma média entre todas elas. A diferença entre estas duas pressões, a **pressão dinâmica**, pode ser medida num manómetro diferencial de Betz que é um dos equipamentos que vai ser referido no próximo subcapítulo. Conhecida esta pressão dinâmica, é possível a determinação da **velocidade do escoamento**, sabendo previamente a massa volúmica do ar [Oliveira *et al.*, 2010].

Utilizando a equação de Bernoulli para fluidos não compressíveis:

$$P_{estática} + P_{dinâmica} = P_{total} \quad (\text{Eq.11})$$

$$P_{estática} + \frac{1}{2} \rho v^2 = P_{total} \quad (\text{Eq.12})$$

Logo resolvendo em ordem à velocidade:

$$V = \frac{\sqrt{2 \times (P_{total} - P_{estática})}}{\rho} \quad (\text{Eq.13})$$

5.2.5 Manómetro de Betz

É um micromanómetro diferencial de coluna de água, ou seja, mede directamente diferenças de pressões, sendo estas utilizadas na determinação experimental de velocidades do escoamento.



Figura 5.8 - Micromanómetro de Betz.

O micromanómetro de Betz, representado na figura 5.8, é essencialmente um manómetro em tubo, no qual o nível de fluido é medido por meio de uma escala flutuante de vidro. A escala está graduada em Pascal. A imagem da escala de vidro é projectada sobre um ecrã graduado. Neste equipamento a pressão total é aplicada a uma das aberturas do tubo, enquanto a pressão estática é aplicada a outra abertura.

A figura 5.9 esquematiza as principais características de um micromanómetro de Betz, como as ligações de pressão, a escala flutuante de vidro.

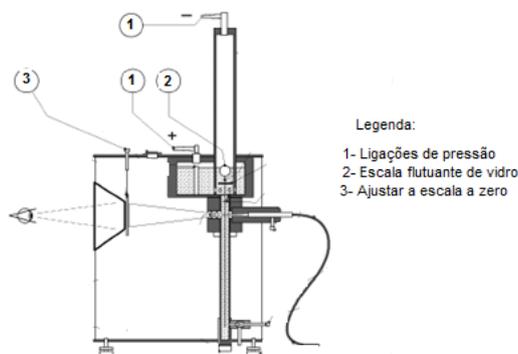


Figura 5.9 - Esquema de um Micromanómetro de Betz⁷

Nos ensaios o micromanómetro de Betz encontra-se ligado ao tubo de pitot, estando uma das saídas ligada à pressão total e outra à pressão estática permitindo assim medir as diferenças entre estas duas pressões, ou seja, a **pressão dinâmica** do escoamento no túnel de vento.

⁷ Imagem retirada de :Betz micromanometer, Acin instrument bv: <http://www.acin.nl/EN/PDF/Calibration/instruments/Betz.pdf>; ultima consulta em 7/7/2010.

5.2.6 Extensómetros

Os **Extensómetros** (*Strain Gauges*) são os equipamentos mais usuais para a monitorização de deformações específicas. São transdutores passivos resistivos, o seu princípio de funcionamento baseia-se no facto de a resistência eléctrica de um condutor variar proporcionalmente à sua deformação (extensão) [Portela & Silva., 1996].

Para medir variações nas resistências eléctricas, os extensómetros são geralmente ligados a circuitos eléctricos, sendo o mais comum a ligação a uma ponte de Wheatstone [Portela & Silva, 1996]. Esta ponte é ideal para a medição de pequenas variações de resistência, como é o caso da variação de resistência de um extensómetro. Na prática o circuito eléctrico utilizado encontra-se representado figura 5.10.

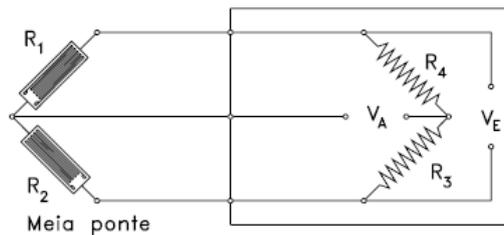


Figura 5.10 - Meia ponte de Wheatstone com um par de extensómetros [Portela & Silva., 1996].

No circuito em meia ponte de Wheatstone, encontram-se representados os extensómetros (R_1 , R_2), sendo estas resistências sujeitas a deformação, e duas resistências da ponte de Wheatstone (R_3 , R_4) que não sofrem deformações. Sabendo que as resistências da ponte são idênticas às dos extensómetros ($R_1=R_2=R_3=R_4$) permite que a ponte se encontre em equilíbrio, logo $V_A/V_E=0$. Qualquer variação nas resistências da meia ponte de Wheatstone provocará uma diferença de potencial diferente de zero. Como a deformação do corpo provoca uma variação na resistência do extensómetro, em consequência disso a ponte fica desequilibrada dando origem a uma tensão que pode ser medida directamente.

Para a realização dos ensaios as forças em jogo são medidas por balanças, constituídas por argolas onde foram colados os extensómetros, figura 5.11.

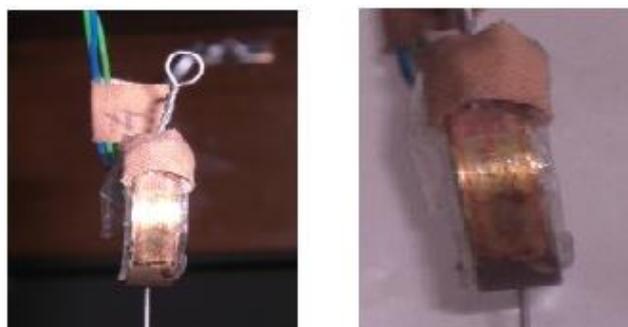


Figura 5.11 - Balança com extensómetro

5.2.7 Sistema de aquisição de dados e software

O sistema de aquisição de dados utilizado é da marca HBM, modelo **Spider 8** possibilitando que até 8 variáveis possam ser acompanhadas simultaneamente, sendo os dados adquiridos por este sistema analisados através do software **Catman**. Este software mostra os dados em tempo real por meio de tabelas e diagramas, permitindo controlar e visualizar os dados medidos. Cada canal dispõe de uma

alimentação para transdutores, neste caso extensómetros. No presente ensaio, apenas foram utilizados 6 canais para a medição das forças de arrastamento e sustentação⁸.



Figura 5.12 - Sistema de aquisição de dados Spider 8

5.3 Construção dos modelos para teste em túnel de vento

O modelo da pá disponível para utilização nos ensaios consiste num modelo bi-dimensional da pá de uma turbina eólica Turban H2.5, e o modelo da torre eólica utilizado na realização dos ensaios, é um modelo à escala de uma turbina eólica Vestas V80- 2MW.

Na tabela 1 encontram-se representados os principais dados técnicos de uma turbina Vestas V80-2.0 MW. Estes dados foram utilizados para o cálculo dos modelos à escala da torre eólica utilizados nos ensaios aerodinâmicos.

Tabela 1- Principais características da turbina

Rotor

| | |
|--|--------|
| r.p.m. nominal | 16,7 |
| Raio do rotor | 40 m |
| V (Velocidade nominal do vento) | 16 m/s |

Pás

| | |
|-----------------------------------|-------|
| Número de pás (B) | 3 |
| Corda máxima da pá (C máx) | 3,5 m |
| Comprimento (R) | 39 m |

Cubo

| | |
|--------------------|-------|
| Comprimento | 4,2 m |
| Largura | 4 m |
| Diâmetro | 3,3 m |

Nacelle

| | |
|--------------------|--------|
| Comprimento | 10,4 m |
| Largura | 3,4 m |

Torre

| | |
|------------------------|-----|
| Diâmetro máximo | 4 m |
|------------------------|-----|

⁸ Imagem retirada de:Spider 8: site: <http://www.hbm.com>; última consulta acessível em:10/7/2010

5.3.1 Cálculos efectuados para o modelo da pá eólica

O modelo do perfil alar 2D utilizado nos ensaios já se encontrava construído, sendo de uma micro turbina eólica urbana Turban H2.5. A pá foi construída no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) sendo um modelo em madeira, bi-dimensional, com uma corda constante de 9,8 centímetros ao longo do seu comprimento (R). O esquema da pá utilizada durante a realização dos ensaios encontra-se representado na figura 5.13.

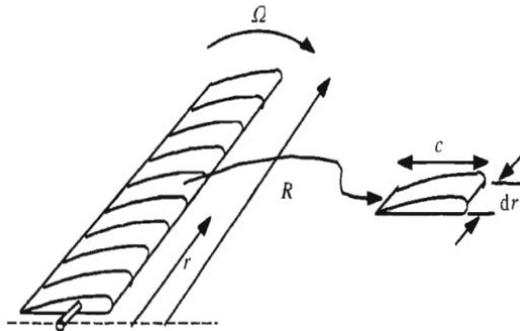


Figura 5.13 - Esquema da pá eólica utilizada durante os ensaios [Manwell, 2002]

Sendo que as pás de uma turbina eólica Vestas, figura 5.14, apresentam uma corda variável ao longo da sua envergadura, é necessário avaliar a sua corda média, relacionando-a proporcionalmente, à posteriori, com a corda constante da pá eólica Turban.

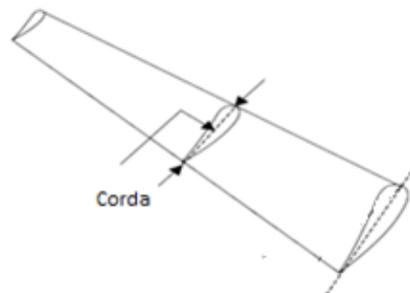


Figura 5.14 - Esquema da pá eólica Vestas [Adaptado: Mathew, 2006].

Foi feita uma análise às principais características da pá eólica Vestas, dividindo-a em **10 secções**, cada uma com características locais de **velocidade tangencial**, **ângulo de fluxo** e **corda** em função do número de secções e dos seus respectivos raios.

O ângulo de fluxo, ϕ , é o ângulo definido entre a velocidade do escoamento e o plano de rotação da pá, fig. 5.15.

$$\phi = \psi + \alpha \quad (\text{Eq.14})$$

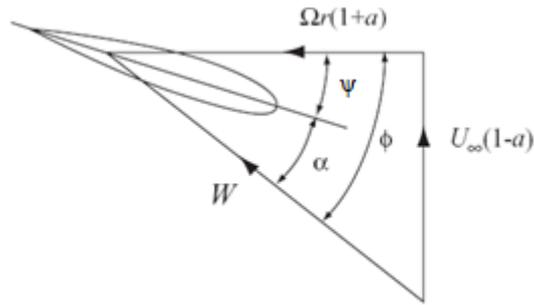


Figura 5.15 - Ângulo de ataque α , de torção ψ , e de fluxo ϕ [Burton *et al.*, 2001].

- Para o cálculo da **corda** de uma pá eólica utiliza-se a equação 15:

$$C = \frac{8 \times \pi \times r}{B \times Cl} (1 - \cos(\phi)) \quad (\text{Eq.15})$$

Onde:

r: secção da pá

ϕ : ângulo de fluxo

B: número de pás

C_l : Coeficiente de sustentação, equação (5)

- Para o cálculo do **ângulo de Fluxo**

$$\phi = \frac{2}{3} \arctan\left(\frac{1}{\lambda r}\right) \quad (\text{Eq.16})$$

O resultado do cálculo destas variáveis encontra-se expresso nas tabelas 2 e 3, permitindo assim estimar o valor da **corda média**.

A corda média da pá é calculada através da equação 17.

$$C_{MÉDIA} = \frac{\text{média}(\text{corda} \times \text{raio})}{\text{média}(\text{secções})} \quad (\text{Eq.17})$$

Tabela 2 - Cálculos efectuados

| Secções da pá (r) [m] | Relação (r / R) | λ (r / R) |
|-----------------------|-----------------|-------------------|
| 3,90 | 0,10 | 0,44 |
| 7,80 | 0,20 | 0,87 |
| 11,70 | 0,30 | 1,31 |
| 15,60 | 0,40 | 1,75 |
| 19,50 | 0,50 | 2,19 |
| 23,40 | 0,60 | 2,62 |
| 27,30 | 0,70 | 3,06 |
| 31,20 | 0,80 | 3,50 |
| 35,10 | 0,90 | 3,93 |
| 39,00 | 1,00 | 4,37 |
| Média =21,45 | | |

O coeficiente de sustentação (C_L) é mantido constante ao longo do comprimento da pá (R), o que implica uma variação da corda e do ângulo de fluxo ao longo da sua envergadura.

Tabela 3 – Corda média

| C_L | ϕ | Corda [m] | Corda x raio [m2] | Corda média [m] |
|-------|--------|-----------|---------------------------|-----------------|
| 2,649 | 0,772 | 3,500 | 13,650 | 2,323 |
| 2,649 | 0,568 | 3,876 | 30,232 | |
| 2,649 | 0,434 | 3,434 | 40,183 | |
| 2,649 | 0,346 | 2,929 | 45,686 | |
| 2,649 | 0,286 | 2,505 | 48,854 | |
| 2,649 | 0,243 | 2,171 | 50,792 | |
| 2,649 | 0,211 | 1,906 | 52,047 | |
| 2,649 | 0,186 | 1,696 | 52,900 | |
| 2,649 | 0,166 | 1,524 | 53,503 | |
| 2,649 | 0,150 | 1,383 | 53,944 | |
| | | | Média = 49,8231791 | |

5.3.2 Cálculos efectuados para o modelo da torre eólica

Para o modelo da torre utilizado nos ensaios, foi calculado o diâmetro médio e a distância entre a pá e a torre da turbina eólica Vestas considerando várias posições relativas da trajectória da pá quando esta passa em frente à torre.

5.3.2.1 Diâmetro médio da torre para ensaio:

O cálculo do diâmetro médio da torre eólica consiste em relacionar as características técnicas da corda da pá com as de diâmetro da torre. Sabendo a corda média é possível determinar o diâmetro médio da torre, através de relações de escala. Estimou-se, assim, um diâmetro médio de 11,2 cm para a torre utilizada no ensaio, isto é à escala de 1/23,7. Estas relações de escala encontram-se na tabela 4.

Tabela 4 – Cálculo do diâmetro médio da torre para ensaio.

| | Corda [m] | Diâmetro torre [m] |
|---------------------------------|-----------|--------------------|
| Valor máximo | 3,500 | 4,000 |
| Valor médio | 2,323 | 2,655 |
| Dimensão média do modelo | 0,098 | 0,112 |

A última linha refere-se ao modelo ensaiado, enquanto as outras se referem ao protótipo nas secções de corda máxima e corda média respectivamente.

5.3.2.2 Distância entre a pá e a torre

Devido à falta de informação apresentada nas características técnicas fornecidas pelos fabricantes, partiu-se do pressuposto que a *nacelle* se encontra dividida em 3 partes, pois embora tal dependa do modelo de turbina, tal aproxima o posicionamento da torre em turbinas equipadas com caixa de velocidade, encontrando-se o centro da torre localizado a 1/3 da *nacelle*, e as pás localizadas no centro do cubo.

Assim a distância entre a pá e torre será:

$$Distância = \frac{L_{nacelle}}{3} + \frac{L_{cubo}}{2} \quad (Eq.18)$$

Relacionando os dados técnicos para a corda máxima e calculando a distância através da equação 18 é possível calcular a distância entre a pá e a torre eólica. Através de relações de escala consegue-se calcular a distância entre a torre e a pá para o ensaio, representada na última linha.

Na tabela seguinte a primeira linha refere-se ao protótipo na secção de corda média respectivamente, enquanto a segunda linha refere-se ao modelo ensaiado.

Tabela 5 - Cálculos efectuados.

| | Corda (m) | Comp.Nacelle/3 (m) | Comp.cubo/2 (m) | D (Cpá-Ctorre) (m) |
|---------------------------------|-----------|--------------------|-----------------|--------------------|
| Valor médio | 2,323 | 3,467 | 2,100 | 5,567 |
| Dimensão média do modelo | 0,098 | 0,146 | 0,089 | 0,235 |

Na figura 5.16 encontra-se um esquema com todos os parâmetros calculados: **corda média**, **diâmetro médio da torre** e finalmente **distância média entre a torre e a pá eólica**.

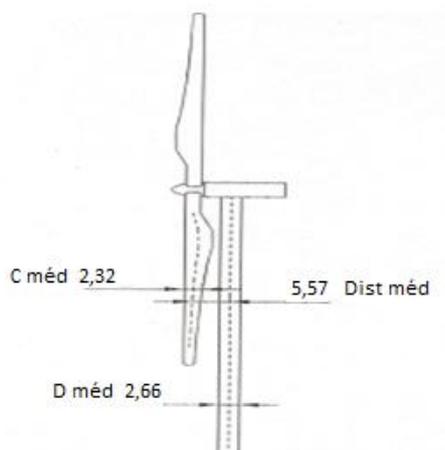


Figura 5.16 - Representação da corda média, torre média e distância entre a pá e a torre.

Depois de todos estes cálculos prévios já é possível a realização do ensaio, sabendo que, o diâmetro da torre utilizada tem 11,2 cm e que se encontra a uma distância de 23,5 cm da pá como se encontra ilustrado na figura 5.17, após a sua montagem em túnel de vento.



Figura 5.17 - Representação do diâmetro médio da torre e da distância entre a pá e a torre

5.4 Montagem do modelo em túnel de vento

Depois de todos os cálculos efectuados para a construção dos modelos, neste subcapítulo vai ser referido como se procedeu à montagem destes modelos no túnel de vento.

Montar a instalação implica:

1. Montar placas nas extremidades da pá e extensões longitudinais

Montar bolachas circulares nas extremidades da pá, que tem como principal função tornar o escoamento bidimensional, evitando os escoamentos locais em torno dos extremos. Foram colocadas, em cada uma das extremidades, extensões metálicas longitudinais que permitiram a ligação ao sistema de suspensão, tendo sido fixadas segundo a corda da pá de modo a garantir um ângulo de ataque de zero graus com o escoamento incidente.

2. Montar as cadeias de suspensão

Com este ângulo correctamente marcado é possível mover verticalmente a pá, tanto no bordo de ataque como no bordo de fuga, variando o comprimento das cadeias de suspensão, de modo a se obter diferentes ângulos de ataque, quer positivos quer negativos.

3. Calibrar as balanças

Foram colocados seis extensómetros para a medição das forças, figura 5.18, sendo que os representados pelos números 1,2,3 e 4 medem a força de sustentação, ao passo que os representados por 5 e 6 medem a força de arrastamento. Estes extensómetros foram ligados à terra de modo a que não ocorram interferências externas como por exemplo o ruído electromagnético, que alterem a fiabilidade dos valores medidos.

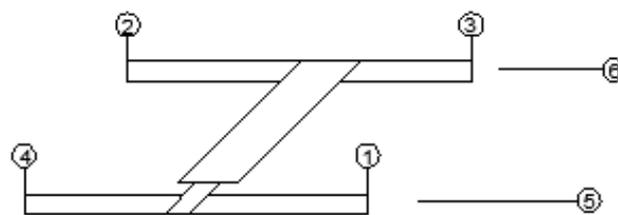


Figura 5.18 - Balanças.

A sua calibração consistiu na colocação de massas calibradas directamente nas balanças, figura 5.19. Para a calibração das balanças que medem a força de sustentação foram colocadas massas calibradas directamente em cima da pá, medidas em simultâneo, enquanto para as balanças que medem a força de arrastamento foram medidas individualmente. Estes resultados foram adquiridos durante um determinado período de tempo escolhido, neste caso 30 segundos, sendo feita uma média desses valores.



Figura 5.19 - Massas utilizadas para a calibração.

Como o que se pretende obter é uma força, neste caso o peso, e sabendo as massas colocadas, tendo em atenção as unidades:

$$\dot{P}\left(\frac{Kg.m}{s^2}\right) = m(kg) \times g\left(\frac{m}{s^2}\right) \quad (\text{Eq.19})$$

Os resultados analisados no software Catman são adquiridos em formato Excel, depois é feita uma média desses valores ao longo do tempo. São então calculadas as rectas de calibração relacionando a deformação, expressa pela tensão de saída das meias-pontes, com o peso.

Em seguida encontra-se um exemplo dos cálculos efectuados para a recta de calibração de uma das balanças.

Tabela 6 – recta de calibração.

| Massa (kg) | Peso (N) | V Saida (V) | ΔV (V) |
|------------|----------|-------------|----------------|
| 0,000 | 0,000 | 0,989 | 0,000 |
| 0,050 | 0,123 | 0,992 | 0,003 |
| 0,150 | 0,368 | 0,995 | 0,007 |
| 0,200 | 0,490 | 0,997 | 0,009 |
| 0,300 | 0,735 | 1,002 | 0,013 |
| 0,450 | 1,103 | 1,007 | 0,018 |
| 0,500 | 1,225 | 1,009 | 0,020 |

Logo a recta de calibração relaciona a deformação expressa pela tensão de saída das meias-pontes com o peso.

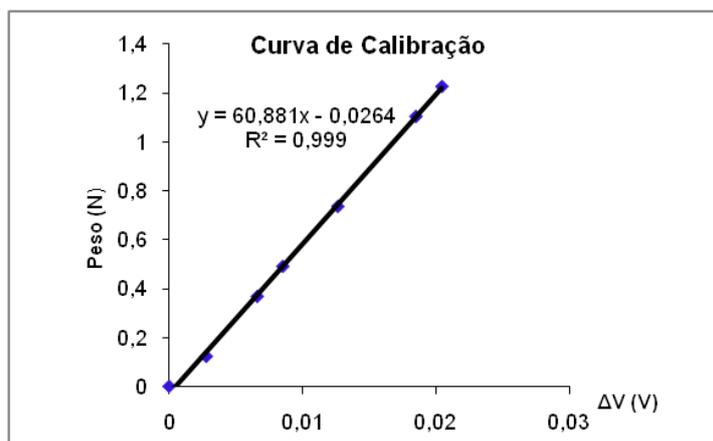


Figura 5.20 - Curva de calibração para uma balança.

Na tabela 7 encontram-se representadas as equações das rectas de calibração para as seis balanças utilizadas para a medição das forças durante a realização dos ensaios.

Tabela 7 - Rectas de calibração.

| Balanças | Rectas de calibração |
|----------|------------------------|
| 1,000 | $Y = 57,769x - 0,0222$ |
| 2,000 | $Y = 60,881x - 0,0264$ |
| 3,000 | $Y = 28,661x + 0,0247$ |
| 4,000 | $Y = 51,236x + 0,0266$ |
| 5,000 | $Y = 16,901x + 0,3806$ |
| 6,000 | $Y = 24,1x + 0,3316$ |

Estas equações são posteriormente utilizadas para o cálculo dos coeficientes de sustentação e arrastamento.

4. Instalar a pá e a torre

A instalação dos modelos da pá e da torre para os ensaios foi realizada em duas fases. A primeira consistiu na montagem da pá no túnel de vento e o cálculo dos coeficientes aerodinâmicos de sustentação, arrastamento e momento de picada para o escoamento não perturbado.

Foi seguida a seguinte **metodologia**:

- Colocados suportes no túnel que permitem suportar os extensómetros e a pá.
- Ligar os extensómetros à terra e ao sistema de aquisição de dados Spider 8.
- Variar o comprimento das cadeias de suspensão permitindo mover verticalmente o bordo de fuga e o bordo de ataque da pá. No ensaio realizado a forma de alterar o ângulo de ataque consiste em descer ou subir uma argola da cadeia de suspensão. Sabendo a distância das extensões longitudinais $L1=20$ cm e a distância de cada argola $L2=1,3$ cm

Utilizando a expressão seguinte foram calculados diferentes ângulos de ataque:

$$\tan \alpha = \frac{L1}{L2} \quad (\text{Eq.20})$$

Como o que se pretende estudar é o perfil aerodinâmico da pá eólica era necessário ensaiar ângulos de ataque positivos e negativos, até entrar em perda aerodinâmica.

- A partir dos valores da **Temperatura ambiente** fornecida pelo termómetro, **Pressão atmosférica** fornecido pelo barómetro de Fortin, **Temperatura no túnel** fornecida pelo termómetro fixo dentro do túnel e finalmente e **pressão dinâmica no túnel** fornecida pelo tubo de pitot e medida no micromanómetro de Betz calcula-se a massa volúmica do ar no escoamento e a velocidade dentro do túnel de vento.
- Neste caso devido ao número de Reynolds consideraram-se velocidades entre 7 e 12 m/s, a que correspondem valores de $5.2 \times 10^4 < Re < 8.2 \times 10^4$
- Subtraindo os valores médios obtidos pelo extensómetro para cada velocidade medida aos valores médios para a velocidade do vento igual a zero e em seguida aplicando as rectas de calibração para cada valor e somando as balanças temos o cálculo das forças.

A segunda parte do ensaio consistiu em calcular os coeficientes aerodinâmicos para o escoamento afectado pelo posicionamento da torre. Na colocação da torre são consideradas 3 posições relativas da trajectória da pá quando esta se aproxima da torre: ângulos positivos de σ correspondem às posições de escoamento perturbado quando a pá se aproxima da torre; $\sigma = 0$ quando a pá se encontra em frente à torre e ângulos negativos de σ quando a pá se afasta da torre, como se encontra ilustrado na figura 5.21. A torre posiciona-se em diferentes ângulos que permitem registar o efeito de sombra, correspondentes ao percurso da pá.

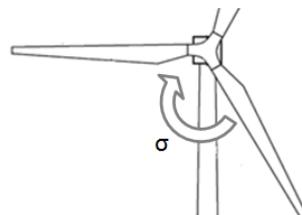


Figura 5.21 - Coeficiente de sustentação para a pá. [Adaptada: Burton *et al.*, 2001].

Foi seguida a seguinte **metodologia**:

- Foram colocados suportes na torre, sendo a torre fixa na parte de trás e da frente do túnel de vento, podendo no entanto rodar na parte da frente do túnel permitindo ilustrar as várias posições relativas da torre que corresponde à trajetória da pá quando esta passa em frente à torre. A torre foi sendo posicionada em vários ângulos o que permite ver a sua influência quando se aproxima da pá e quando se afasta.

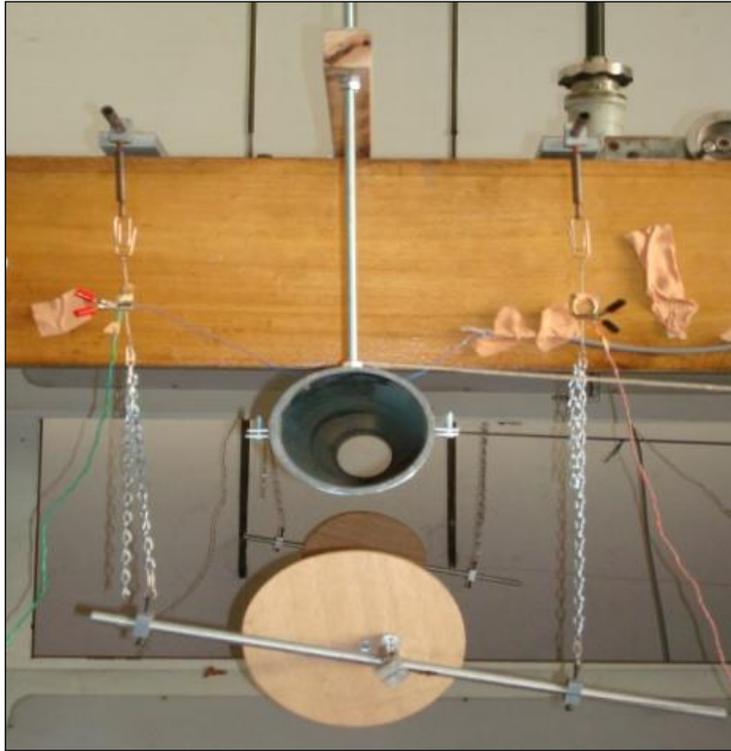


Figura 5.22 - Modelos da torre e pá a um ângulo de ataque.

Os ângulos foram calculados sabendo a distância entre o apoio central da pá e os apoios das cadeias de suspensão, $L1$, e variando o comprimento destas cadeias, $L2$, pode calcular-se a rotação da pá.

$$\text{Tan}\alpha = \frac{L2}{L1} \quad (\text{Eq.21})$$

Por fim encontra-se representado um esquema da realização do ensaio experimental dos respectivos equipamentos utilizados.

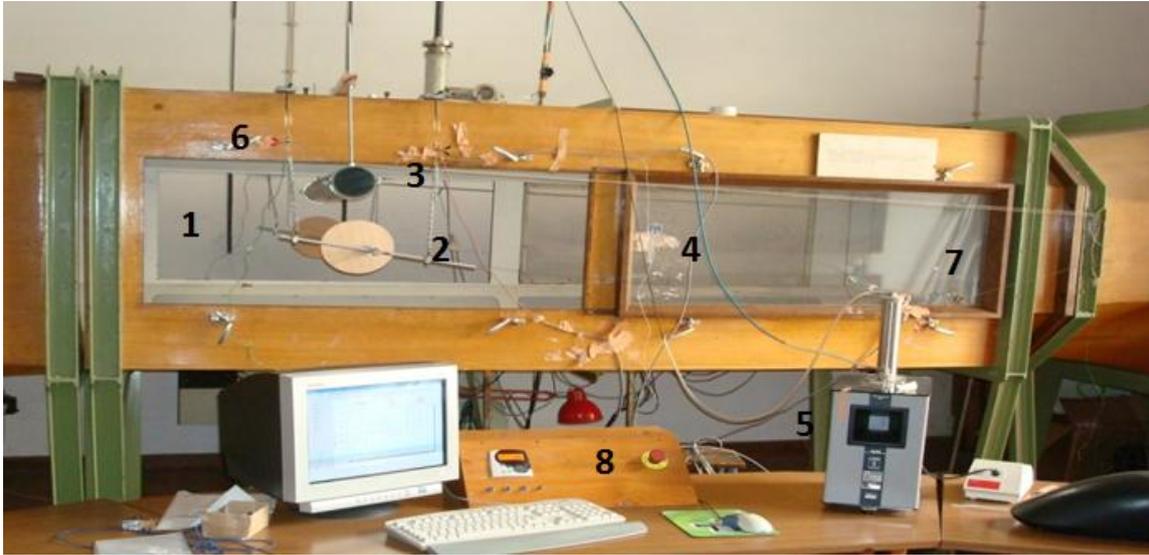


Figura 5.23 – Ensaio

Legenda da figura:

1. Túnel de vento
2. Pá
3. Torre
4. Termómetro
5. Micromanómetro de Betz
6. Balanças sustentação
7. Balanças arrastamento
8. Controlo

5.5 Resultados

Depois de realizados os ensaios, são calculados os coeficientes aerodinâmicos para o escoamento não perturbado e para o escoamento a montante afectado pelo posicionamento da torre. São apresentados e discutidos os resultados dos ensaios realizados. A análise destes resultados inclui o levantamento dos perfis de sustentação, arrastamento e momento e a interferência aerodinâmica que ocorre quando a pá passa em frente da torre eólica.

5.5.1 Cálculo dos coeficientes aerodinâmicos

O perfil alar encontra-se fixo no túnel de vento com diferentes ângulos de ataque relativamente ao escoamento incidente, e as forças de sustentação e arrastamento que actuam no perfil alar são medidas através de balanças de extensómetros colocados nos planos vertical e horizontal. Fazendo a diferença entre os diferentes valores obtidos para a velocidade de zero m/s e, aplicando as curvas de calibração calculam-se as várias componentes da força global. Os coeficientes aerodinâmicos são obtidos por regressão linear aos pares de valores (F, q), como ilustrado nas figuras 5.25, 5.26 e 5.27. O procedimento repete-se com a presença da torre.

Os coeficientes de sustentação e arrastamento são calculados através das seguintes equações:

Para a **força de sustentação**: soma das componentes da força perpendicular à direcção da velocidade relativa do escoamento.

$$L = \text{Balança1} + \text{Balança2} + \text{Balança3} + \text{balança4} \quad (\text{Eq.22})$$

Para a **força de arrasto**: soma das componentes da força paralela à direcção da velocidade relativa do escoamento.

$$D = \text{Balança5} + \text{Balança6} \quad (\text{Eq.23})$$

Para o **momento de picada**: diferença entre a soma das componentes da força perpendicular à direcção da velocidade no bordo de ataque e a soma das componentes da força perpendicular à direcção da velocidade no bordo de fuga, considerando-se como positivo o sentido representado na figura 5.24.

$$M = (\text{Balança1} + \text{Balança3}) - (\text{Balança2} + \text{balança4}) \quad (\text{Eq.24})$$

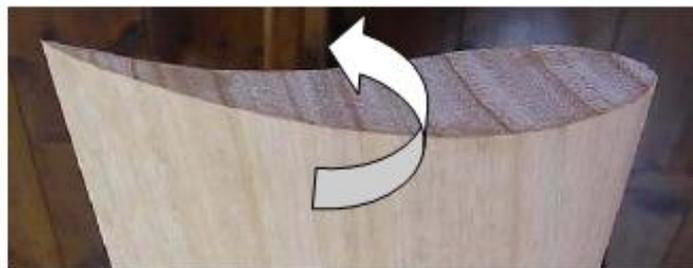


Figura 5.24 - Sentido positivo do momento de picada.

Em seguida encontra-se um exemplo do cálculo dos coeficientes aerodinâmicos de sustentação, arrastamento e momento de picada.

Na tabela 8 encontra-se a média dos valores de tensão de saída das meias-pontes para cada velocidade de vento.

Tabela 8 – Valores obtidos

| Velocidade | Balança 1 | Balança 2 | Balança 3 | Balança 4 | Balança 5 | Balança 6 |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 0,000 | 0,365 | 0,918 | 1,506 | 1,674 | 1,082 | 2,449 |
| 7,870 | 0,391 | 0,939 | 1,528 | 1,700 | 1,090 | 2,461 |
| 8,470 | 0,396 | 0,942 | 1,532 | 1,705 | 1,092 | 2,463 |
| 9,130 | 0,402 | 0,947 | 1,535 | 1,710 | 1,093 | 2,465 |
| 10,280 | 0,414 | 0,955 | 1,544 | 1,721 | 1,096 | 2,468 |
| 11,310 | 0,427 | 0,965 | 1,553 | 1,733 | 1,098 | 2,471 |
| 12,210 | 0,442 | 0,979 | 1,568 | 1,746 | 1,100 | 2,470 |

Fazendo a diferença entre os diferentes valores obtidos e os de velocidade zero m/s e sendo aplicadas as rectas de calibração expressas na tabela 7 a esses valores obtêm-se as forças em cada balança.

Tabela 9 – Forças em cada balança

| Balança 1 | Balança 2 | Balança 3 | Balança 4 | Balança 5 | Balança 6 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1,487 | 1,275 | 0,681 | 1,349 | 0,514 | 0,617 |
| 1,779 | 1,484 | 0,771 | 1,569 | 0,546 | 0,652 |
| 2,126 | 1,737 | 0,881 | 1,847 | 0,575 | 0,697 |
| 2,837 | 2,264 | 1,138 | 2,412 | 0,620 | 0,772 |
| 3,584 | 2,840 | 1,393 | 3,002 | 0,655 | 0,848 |
| 4,449 | 3,701 | 1,810 | 3,677 | 0,678 | 0,837 |

Aplicando as equações 22 e 23 é possível calcular as forças de sustentação e arrastamento.

Tabela 10 – Forças aerodinâmicas e parâmetros do escoamento

| L | D | ρ | U | $1/2 * \rho * (U^2) * A$ |
|--------|-------|-----------------|--------|--------------------------|
| 4,792 | 1,131 | 1,130 | 7,870 | 3,809 |
| 5,603 | 1,198 | 1,128 | 8,472 | 4,415 |
| 6,591 | 1,272 | 1,128 | 9,130 | 5,127 |
| 8,651 | 1,393 | 1,127 | 10,276 | 6,494 |
| 10,820 | 1,503 | 1,127 | 11,305 | 7,861 |
| 13,637 | 1,515 | 1,127 | 12,211 | 9,172 |
| | | Méd=1,127823103 | | |

Por fim nos gráficos seguintes encontram-se representados, a título de exemplo, os coeficientes de sustentação e arrastamento, para um dado valor de α .

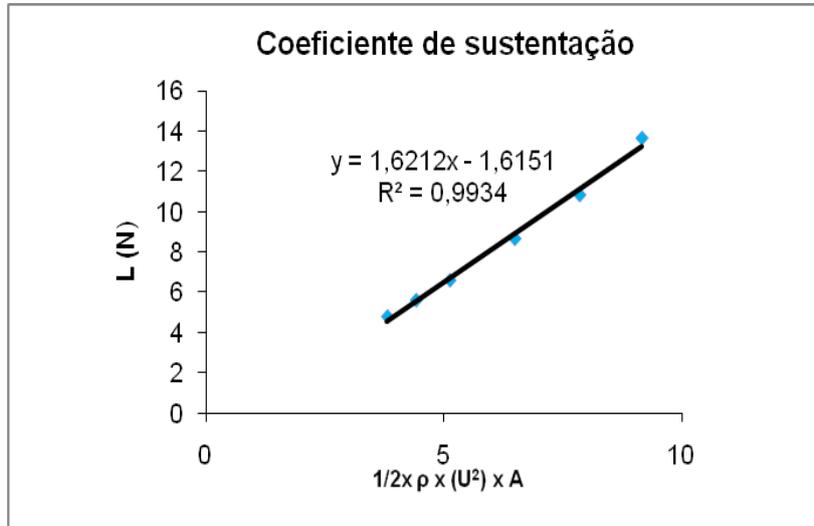


Figura 5.25 coeficiente de sustentação

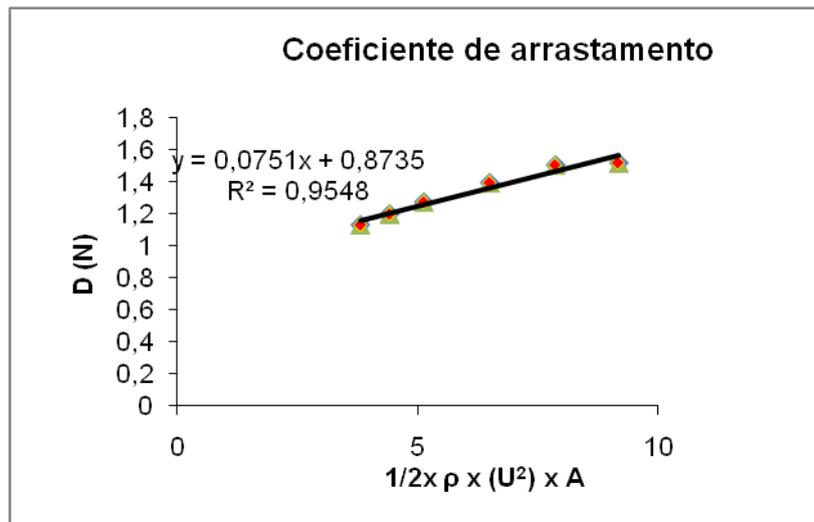


Figura 5.26 - Coeficiente de arrastamento.

Para o cálculo do **momento de picada** é aplicada a equação 24 descrita anteriormente.

Tabela 11 – momento de picada e parâmetros do escoamento

| Bordo de ataque | Bordo de fuga | Diferença | ρ | U | Corda | $1/2 \times \rho \times (U^2) \times A \times c$ |
|-----------------|---------------|-----------|------------------|--------|-------|--|
| 2,168 | 2,624 | -0,456 | 1,130 | 7,870 | 0,098 | 0,373 |
| 2,550 | 3,053 | -0,503 | 1,128 | 8,472 | - | 0,433 |
| 3,007 | 3,584 | -0,577 | 1,128 | 9,130 | - | 0,502 |
| 3,975 | 4,677 | -0,702 | 1,127 | 10,276 | - | 0,636 |
| 4,978 | 5,842 | -0,865 | 1,127 | 11,305 | - | 0,770 |
| 6,259 | 7,378 | -1,119 | 1,127 | 12,211 | - | 0,899 |
| | | | Méd=1,128 | | | |

Na figura 5.27 encontra-se representado um coeficiente de momento:

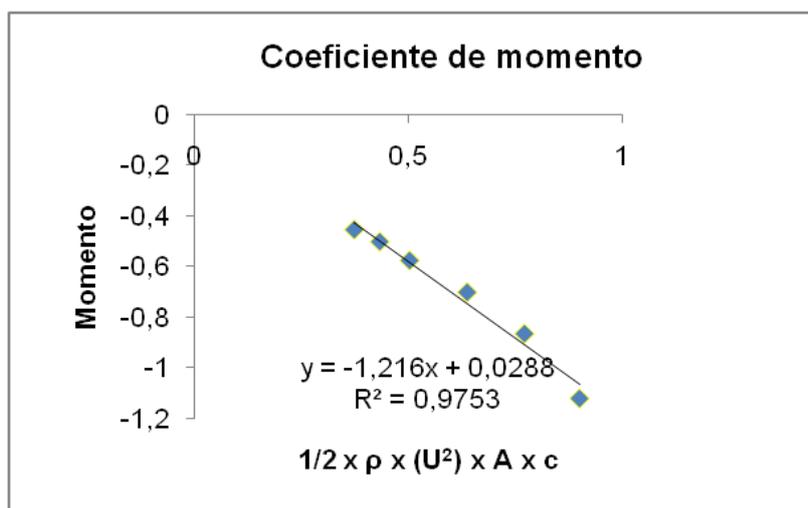


Figura 5.27 - Coeficiente de momento de picada.

5.5.2 Discussão de resultados obtidos nos ensaios

Neste subcapítulo são analisados os gráficos para os coeficientes de sustentação, arrastamento e momento de picada em função do ângulo de ataque, para o escoamento não perturbado e para o escoamento afectado pelo posicionamento da torre.

- **Coeficiente de sustentação**

A figura 5.28 ilustra a variação do coeficiente de sustentação com o ângulo de ataque para o escoamento não perturbado pela torre. Para pequenos ângulos de ataque, mesmo para ângulos negativos, o coeficiente de sustentação aumenta até um dado valor máximo de α , onde o escoamento adere à parte superior do perfil alar, atingindo o valor crítico de α perto dos 19 graus. A partir deste valor ocorre uma redução do coeficiente de sustentação devido à incapacidade de o escoamento se manter aderente à superfície, i. e., ocorre a separação do escoamento, decrescendo rapidamente com o aumento de α , entrando em regime de perda aerodinâmica. Aumentar o ângulo de ataque é uma das formas de controlar a potência produzida pela turbina quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal, bem como com o aumento da velocidade tangencial da pá. Os perfis alares da maioria das turbinas de eixo horizontal, são desenhados para trabalhar com pequenos α , onde os coeficientes de sustentação são elevados.

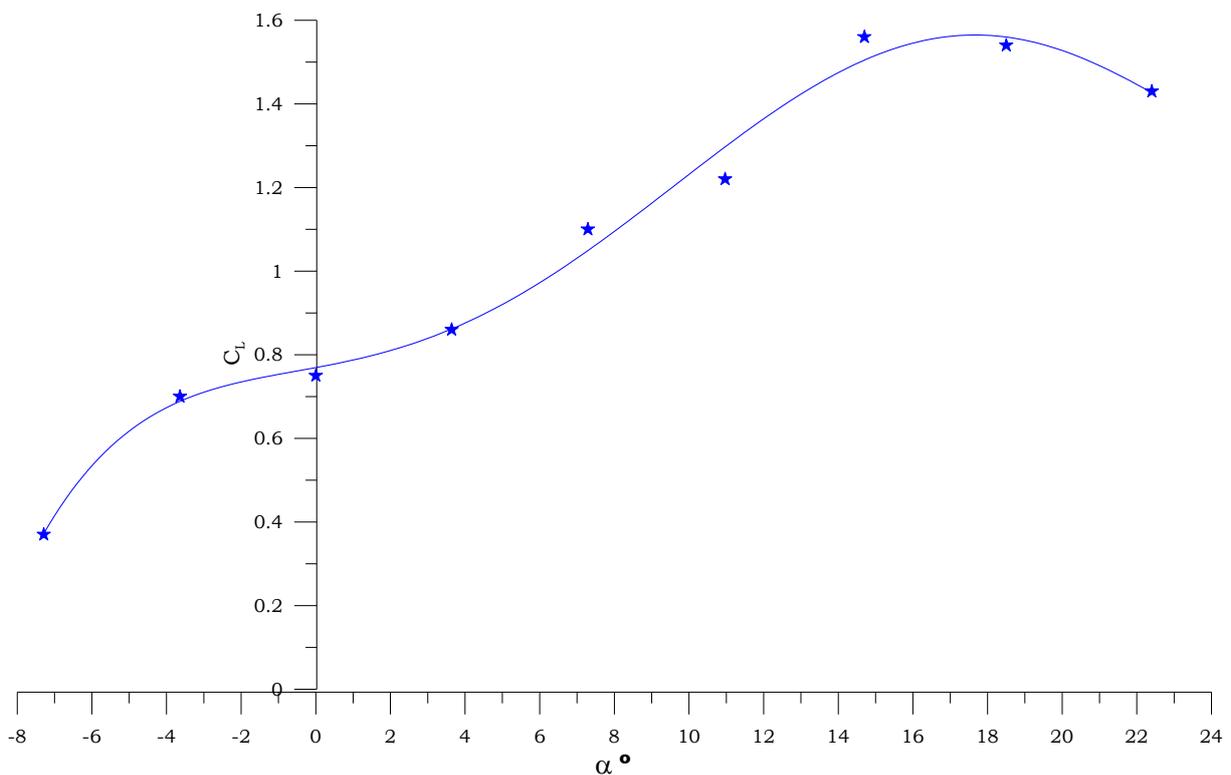


Figura 5.28 - Coeficiente de sustentação do perfil

Seguidamente representam-se os coeficientes de sustentação para o perfil alar em questão, quando o escoamento é perturbado pelo posicionamento da torre para as três situações referidas anteriormente, figura 5.29.

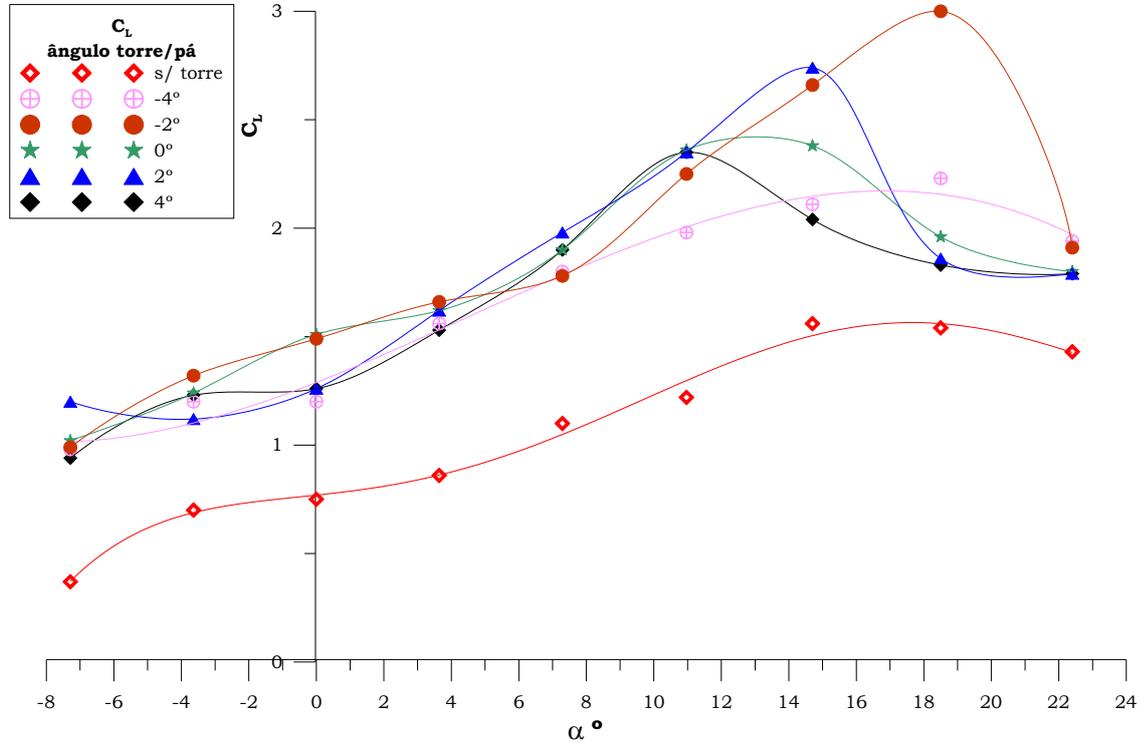


Figura 5.29 - Coeficientes de sustentação para a pá.

É claro o aumento global dos coeficientes de sustentação na vizinhança da torre, quando comparados com os valores correspondentes à situação de escoamento não perturbado e, em particular, o aumento do pico de sustentação. Note-se, no entanto, que este valor de pico ocorre a ângulos de ataque diferentes consoante a posição relativa pá-torre.

Os coeficientes de interferência de sustentação foram calculados considerando a equação 25:

$$\frac{C_1(\text{torre}) - C_1(\text{pá})}{C_1(\text{pá})} \quad (\text{Eq.25})$$

Os coeficientes de interferência de sustentação para as várias posições relativas de trajectória da pá quando esta se aproxima da torre encontram-se representados na figura 5.30

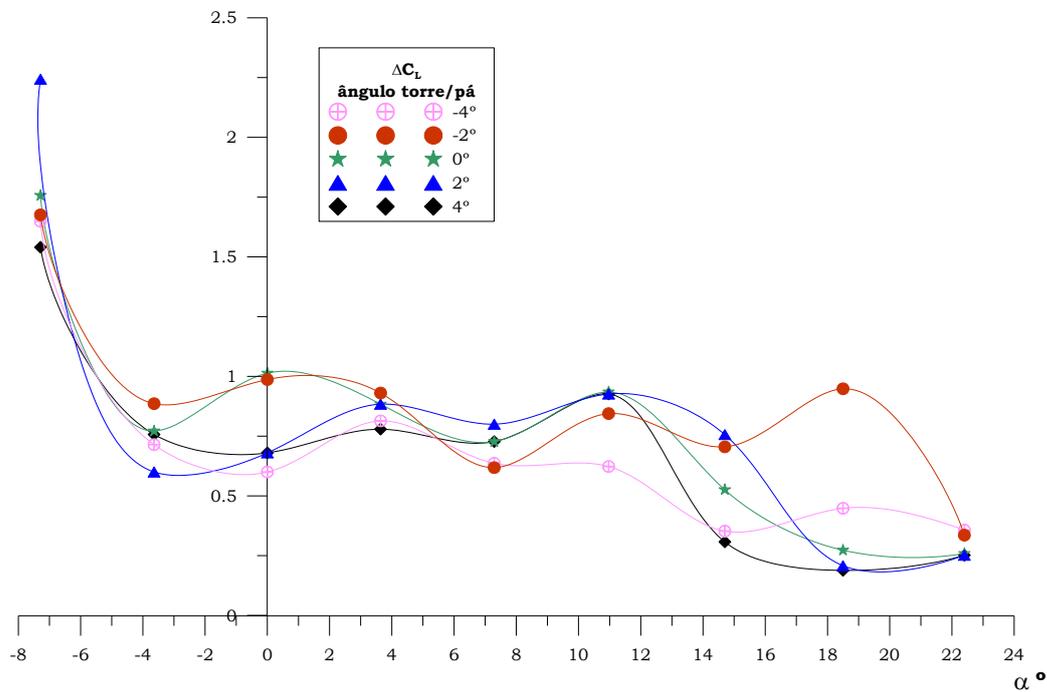


Figura 5.30 - Coeficientes de interferência de sustentação

A análise da figura 5.30 permite reforçar o que foi evidenciado no gráfico anterior, ou seja, existe um aumento global dos coeficientes de sustentação na vizinhança da torre, sendo que este aumento é percentualmente mais significativo para ângulos de ataque negativos.

- **Coefficiente de arrastamento**

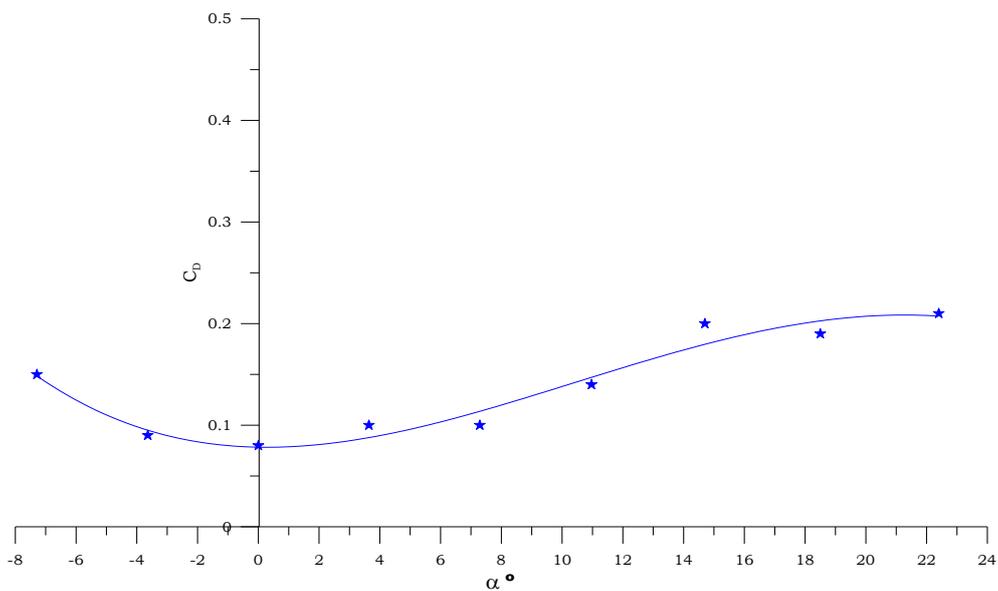
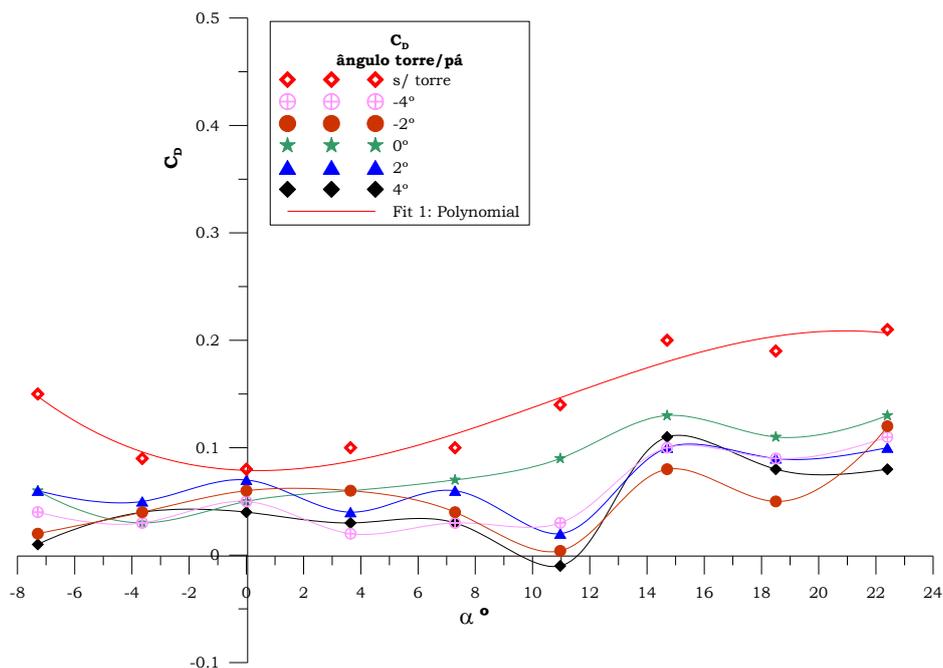


Figura 5.31 - Coeficiente de arrastamento do perfil.

A figura 5.31 ilustra a variação do coeficiente de arrastamento com o ângulo de ataque para o escoamento não perturbado. Para pequenos ângulos de ataque, em que o escoamento adere à parte superior do perfil alar, o coeficiente de arrastamento apresenta um valor baixo. Para valores de ângulo de ataque superiores, devido à incapacidade de o escoamento se manter aderente à superfície, entrando em regime de perda aerodinâmica, o coeficiente de arrastamento sofre um crescimento com o aumento do ângulo de ataque.

Na figura 5.32 representam-se os coeficientes de arrastamento, quando o escoamento é perturbado pelo posicionamento da torre para as três situações referidas anteriormente.



Existe um decréscimo dos coeficientes de arrastamento na vizinhança da torre, quando comparados com os valores correspondentes à situação de escoamento não perturbado. Para os coeficientes de arrastamento existem picos crescentes e decrescentes para os mesmos ângulos de ataque para as diferentes posições relativas pá-torre. Existe um pico decrescente significativo para o ângulo de ataque de 11 graus.

Os coeficientes de interferência de arrastamento foram calculados considerando a seguinte equação:

$$\frac{C_d(torre) - C_d(pá)}{C_d(pá)} \quad (Eq.26)$$

Os coeficientes de interferência de arrastamento para as várias posições relativas de trajectória da pá quando esta se aproxima da torre encontram-se representados na figura 5.33

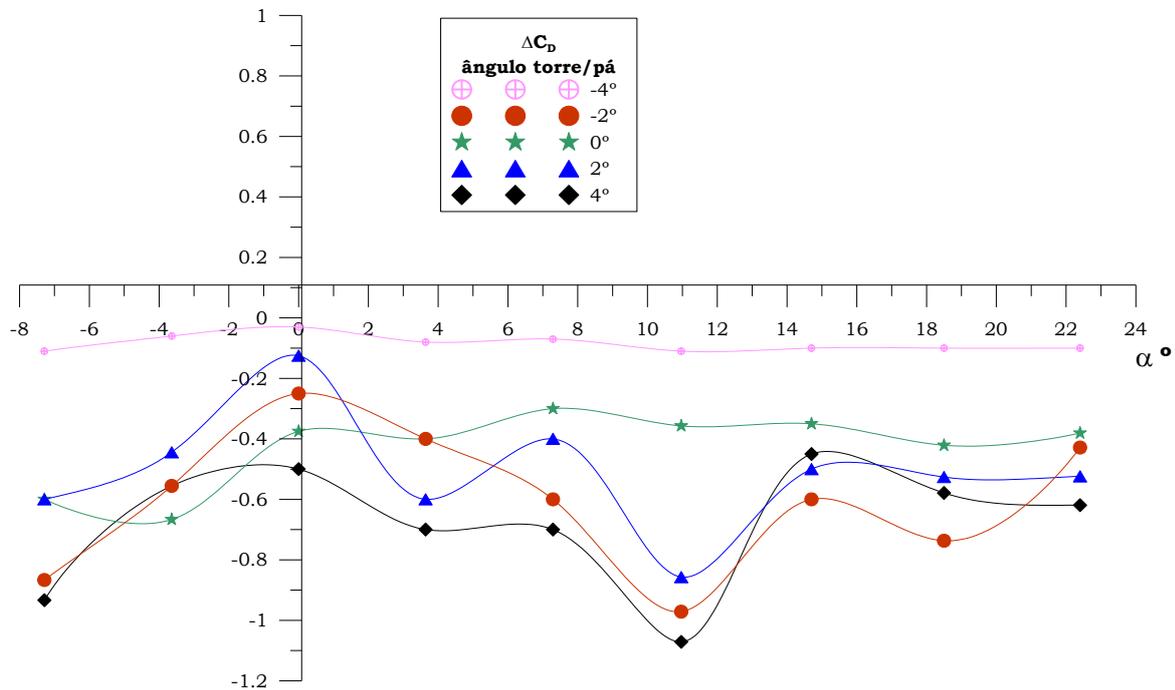


Figura 5.33 - Coeficientes de interferência de arrastamento.

A análise da figura 5.33 permite reforçar o que foi evidenciado no gráfico anterior, ou seja, existe uma diminuição global dos coeficientes de arrastamento na vizinhança da torre, sendo este decréscimo mais significativo para o ângulo de ataque de 11 graus.

- **Coefficiente de momento de picada**

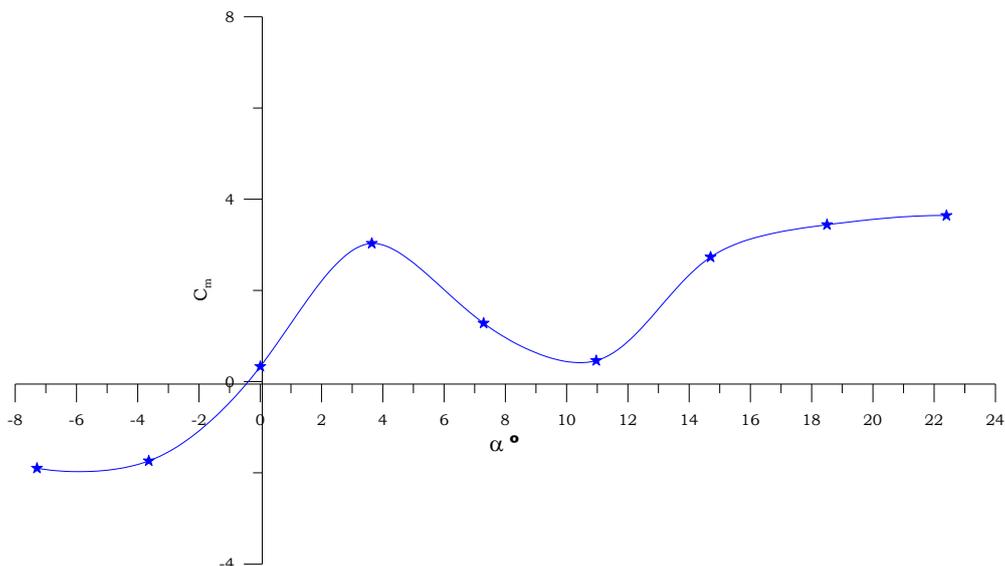


Figura 5.34 - Coeficiente de momento de picada do perfil.

A figura 5.34 ilustra a variação do coeficiente de momento de picada com o ângulo de ataque para o escoamento não perturbado pela torre. À medida que o ângulo de ataque aumenta o coeficiente de momento de picada também aumenta passando de valores negativos para valores positivos até ao ângulo de ataque de 4 graus. Entre o ângulo de ataque de 4 a 11 graus ocorre uma redução do coeficiente de momento sendo que a partir deste ângulo o valor do coeficiente de momento de picada volta a aumentar.

Na figura 5.35 representam-se os coeficientes de momento de picada para o perfil alar em questão, quando o escoamento é perturbado pelo posicionamento da torre para as três situações referidas.

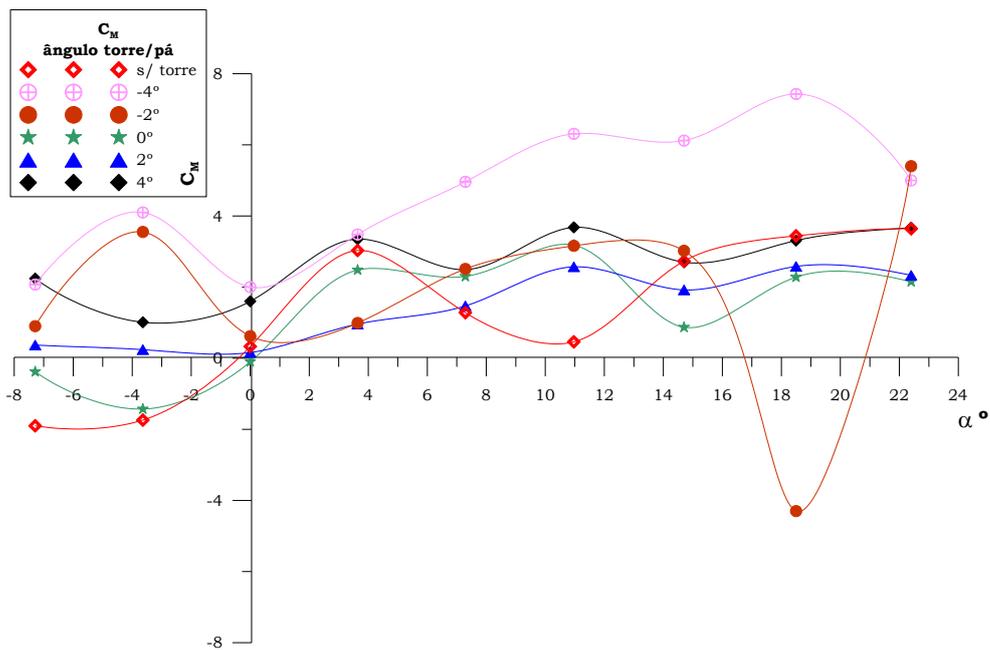


Figura 5.35 - Coeficientes de momento de picada para a pá

A análise da figura 5.35 permite evidenciar vários picos de coeficiente de momento de picada tanto crescentes como decrescentes para ângulos de ataque diferentes consoante a posição relativa pá-torre.

Os coeficientes de interferência de momento foram calculados considerando a seguinte equação:

$$\frac{C_m(torre) - Cm(pá)}{Cm(pá)} \quad (Eq.27)$$

Os coeficientes de interferência de momento de picada para as várias posições relativas de trajetória da pá quando esta se aproxima da torre encontram-se representados na figura 5.36

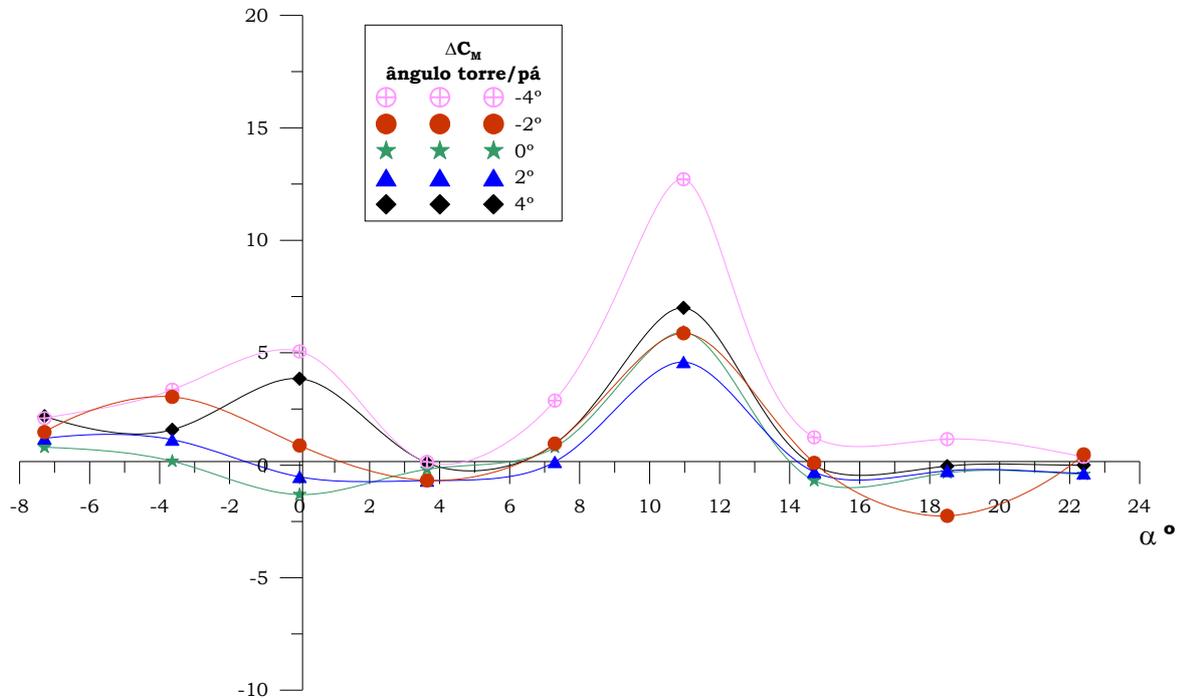


Figura 5.36 - Coeficientes de interferência de momento de picada.

A análise dos coeficientes de interferência permite evidenciar um comportamento padrão “sinusoidal” do coeficiente de momento de picada para as diferentes posições pá-torre, existindo vários picos com o aumento do ângulo de ataque. Para ângulos de ataque negativos o pico de coeficiente de momento de picada varia para cada posição pá-torre enquanto para um ângulo de ataque de 11 graus existe um aumento acentuado do coeficiente de momento de picada para todas as posições

6 Conclusão

Este trabalho teve como principal objectivo o estudo da interferência aerodinâmica que ocorre quando as pás de uma turbina eólica *upwind* passam a uma distância muito próxima da torre. Foram ensaiados em túnel de vento os modelos da pá e da torre e determinados os coeficientes aerodinâmicos para o escoamento não perturbado e para o escoamento afectado pelo posicionamento da torre, considerando várias posições relativas da trajectória da pá quando passa em frente à torre.

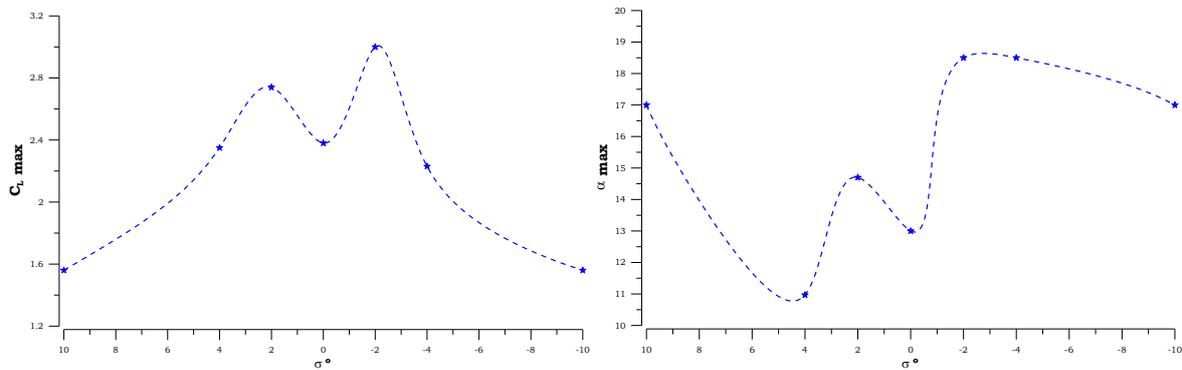


Figura 6.1 - Valores máximos de C_L e aos ângulos de ataque a que ocorrem para os vários valores do ângulo de posição σ .

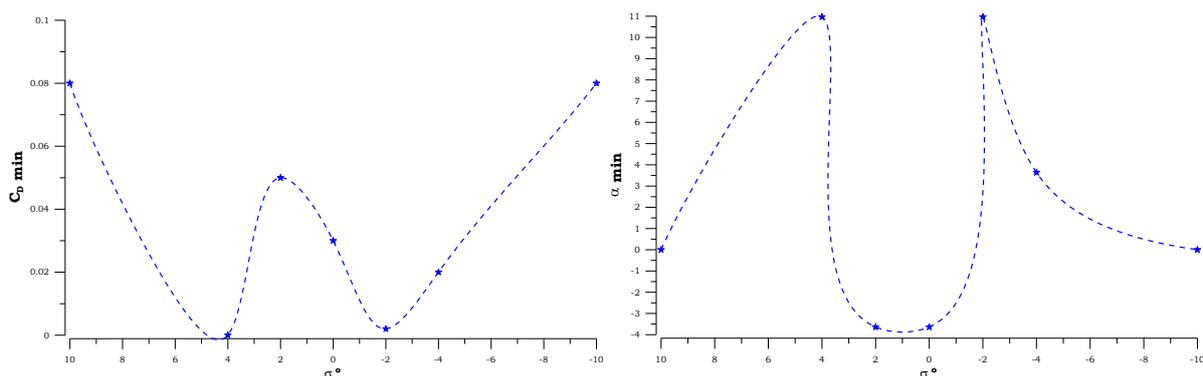


Figura 6.2 - Valores mínimos de C_D e aos ângulos de ataque a que ocorrem para os vários valores do ângulo de posição σ .

Comparando os resultados obtidos constatou-se os que à medida que a pá se aproxima da torre esta interferência nos coeficientes aerodinâmicos torna-se cada vez mais significativa, sendo que quando se afasta da torre tende a comportar-se como uma pá isolada onde o seu escoamento não é perturbado, como ilustrado nas figuras 6.1 e 6.2, onde os ângulos positivos de σ correspondem às posições de escoamento perturbado quando a pá se aproxima da torre; $\sigma = 0$ quando a pá se encontra em frente à torre; os ângulos negativos de σ quando a pá se afasta da torre; e “correspondendo” os valores de $\sigma = 10^\circ$ às posições de escoamento não perturbado.

Analisando as figuras 6.1 e 6.2 são evidentes as variações significativas dos coeficientes aerodinâmicos máximos e mínimos, de sustentação e arrastamento respectivamente, na vizinhança da torre, relativamente aos valores correspondentes à situação de escoamento não perturbado. É, também, evidente a perturbação do escoamento quando a pá se encontra em frente à torre.

No que respeita aos ângulos de ataque, para os quais ocorrem aqueles valores máximos e mínimos, o comportamento para a sustentação é diferente do correspondente ao arrastamento. Para o primeiro verifica-se, inicialmente, uma redução significativa de α , seguida de um aumento progressivo, com um

máximo ligeiramente superior ao do escoamento não perturbado. No que respeita ao arrastamento o valor de α aumenta e decresce rapidamente, passando por um máximo (indeterminado devido à passagem em frente da torre). Também para estes valores de α é evidente a perturbação provocada pela passagem em frente da torre.

Finalizando, o coeficiente de momento de picada evidencia um comportamento sinusoidal para as diferentes posições pá-torre, existindo vários picos significativos com o aumento do ângulo de ataque. Para ângulos negativos varia consoante a posição da pá, para ângulos positivos existe uma interferência significativa para o ângulo de 11 graus para as diferentes posições pá-torre.

Por fim é importante fazer uma breve referência ao triângulo de velocidade referido no capítulo 3, na medida em que a velocidade relativa que actua nas pás resulta de duas componentes, a velocidade não perturbada do vento e a velocidade tangencial da pá em movimento devido à sua rotação. Logo a velocidade relativa varia ao longo da pá, havendo uma variação dos coeficientes aerodinâmicos em cada secção da pá, dependendo tanto da velocidade do vento como da velocidade tangencial. A velocidade do vento no túnel representa a velocidade relativa real.

No âmbito de trabalhos futuros seria importante analisar, por exemplo:

- O comportamento do escoamento recorrendo a métodos de CFD.
- A variação destes coeficientes ao longo da pá, dado que a velocidade tangencial, e portanto o ângulo de ataque, variam ao longo da envergadura.
- A influência da variação da corda ao longo da envergadura.
- A influência no comportamento mecânico da pá, devido ao facto de a aproximação à torre ser progressiva ao longo da envergadura.

7 Referências

- Burton, Tony et al. (2001). WIND ENERGY HANDBOOK, Wiley, England
- Castro, Rui M.G. (2003). Energias Renováveis e Produção Descentralizada, INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO
- Da Rosa, Aldo V. (2009). FUNDAMENTALS OF RENEWABLE ENERGY PROCESSES, 2nd ed, Elsevier
- Estanqueiro, A. (1997). Modelação dinâmica de parques eólicos. Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Dissertação para a obtenção do Grau de Doutor
- Hau, Erich. (2006). Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2nd ed. Springer., ISBN-10 3-540-24240-6
- Heier, S. (2006). Grid Integration of Wind Energy conversion Systems, 2d ed. Jon Willey & Sons Ed., ISBN-13 978-0-470-86899-7.
- Kaltschmitt, Martin et al. (2007). Renewable Energy: Technology, Economics and Environment, Springer, New York., ISBN- 978-3-540-70947-3
- Mathew, Satyajith. (2006). WIND ENERGY: Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer, ISBN-3-540-30905-5
- Manwell, J.F., McGowan, J.G.,Rogers, A.L. (2002). WIND ENERGY EXPLAINED: Theory, Design and Application, John Wiley & Sons
- Mutoro, Patrick., Nderitu, Jacob., Waititu, Michael. (2003). Certificate Physics Form one, New Syllabus
- Oliveira, Luis Adriano., Lopes., António Gameiro. Mecânica dos Fluidos, 3rd ed. ETEP
- Portela, Artur., Silva, Arlindo. (1996). Mecânica dos materiais, Plátano Editora
- Yuan, Yong., Cui, Junzhi., Mang, Herbert A. (2009). Computational Structural Engineering, Springer
- Singh, R. Paul., Heldman, Dennis R. (2009). Introduction to Food Engineering, 4rd ed. Elsevier Academic press
- Righter, Robert W. (1996). Wind Energy in America, University of Oklahoma Press
- Sorensen, Bent. (2004). Renewable Energy: Its physic, engineering, environmental impacts, economics & planning, 3rd ed. Elsevier Academic press
- Tong, Wei. (2010). Wind Power Generation and wind turbine design, WIT Press
- Wind Energy The Facts: A guide to the tecnology, economics, and future of wind power, EWEA
- Vaughn, Nelson. (2009). Wind Energy: Renewable Energy and the Environment, CRC Press
- Zdravkovich, M.M. (1987).The effects of interference between circular cylinders in cross flow, journal of Fluids and Structures 1, 239-261
- Zdravkovich, M.M., Pridden, D.L. (1977). Interference Between two circular cylinders; series of unexpected discontinuities, journal of industrial Aerodynamics 2, 255-270
- Zdravkovich, M.M. (1977). Review of flow interference between two circular cylinders in various arrangements, Journal of fluids engineering
- Betz micromanometer, Acin instrument bv. <http://www.acin.nl/EN/PDF/Calibration/instruments/Betz.pdf> ultima consulta em 7/7/2010
- Vestas V-80; http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/v80-20-mw-brochure/20680-53605-_3.html ultima consulta em 5/5/2010
- Catálogo Vestas, <http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/V8020/> ultima consulta em 10/5/2010
- Equipamento Spider 8 <http://www.hbm.com/pt/menu/produtos/electronica-de-medicao/sistemas-de-aquisicao-de-dados/standalone-daq-devices/single/categorie/daq-standalone/product/spider8/backPID/standalone-daq-devices> ultima consulta em 10/7/2010.
- Danish Wind Industry Association (2010).Site: <http://guidedtour.windpower.org/en/pictures/lacour.htm> ultima consulta em 10/8/2010
- Fortin Barometer. http://www.casellausa.com/en/docs/manuals/cas/fortin_hb_i2.pdf ultima consulta em 10/7/2010
- Fortin type mercurial Barometers. <http://www.princoinstruments.com/booklet2007.pdf> última consulta em 7/7/2010.
- T.Urban Technical Details, <http://turban.ineti.pt/entrada.htm> última consulta em 10/9/2010.
- http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_Full_Report.pdf ultima consulta em 15/9/2010.
- http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf ultima consulta em 17/9/2010.