



Caraterização e otimização do desempenho de pequenos rotores eólicos

Luís Miguel Marinho da Silva

UMINHO | julho de 2021



**Universidade do Minho**  
Escola de Engenharia

Luís Miguel Marinho da Silva

**Caraterização e Otimização do  
Desempenho de Pequenos Rotores  
Eólicos**

julho de 2021





**Universidade do Minho**  
Escola de Engenharia

Luís Miguel Marinho da Silva

**Caracterização e Otimização do  
Desempenho de Pequenos Rotores Eólicos**

Dissertação de Mestrado

Ciclo de Estudos Integrados Conducente ao Grau de  
Mestre em Engenharia Mecânica

Trabalho efetuado sob a orientação do

**Professor Doutor Luís António de Sousa Barreiros  
Martins**

**Professor Doutor José Carlos Fernandes Teixeira**

julho de 2021

## DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

### *Licença concedida aos utilizadores deste trabalho*



Atribuição  
CC BY

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

## AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de dedicar este documento, as pessoas que de alguma forma, direta ou indiretamente, contribuíram para o meu percurso académico e, mais concretamente, para a realização deste trabalho.

Começo por agradecer aos professores Luís António de Sousa Barreiros Martins e José Carlos Fernandes Teixeira, por me terem orientado ao longo deste projeto de dissertação e pela permanente disponibilidade e apoio demonstrados, sem os quais este trabalho não seria exequível e não teria o grau de veracidade que tem.

Agradeço também ao Sr. Engenheiro Filipe Marques das oficinas do Departamento de Engenharia Mecânica que me orientou e ajudou com a impressão 3D dos protótipos.

Deixo também um agradecimento muito especial a toda a minha família, com um especial carinho para a minha mãe, o meu pai e a minha irmã. Sem a vossa ajuda, paciência, motivação e compreensão seria impossível chegar onde estou hoje.

A todos os meus amigos de longa data, gostaria de agradecer pelos momentos bem passados à volta da mesa do café e pelo companheirismo. Convosco tive a oportunidade de descontraír, para assim encontrar forças e determinação para prosseguir com a realização do projeto.

Por fim, dedico este parágrafo para agradecer aos colegas universitários que me acompanharam ao longo desta caminhada de 5 anos, especialmente ao João Peixoto, João Mendonça, Gonçalo Pereira, Mané Leite e Ricardo Machado. Obrigado pela companhia e constante boa-disposição com que me foram brindando ao longo deste período, sem vocês seria bem mais difícil.

## **DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE**

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho acadêmico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

## RESUMO

Atualmente há uma grande necessidade de recorrer a fontes de energia renováveis devido não só à crescente possibilidade de escassez dos recursos fósseis, mas sobretudo face à crescente consciencialização ambiental, com as energias renováveis a serem consideradas “limpas” e menos nocivas para a natureza. Isto acarreta a que o ramo da energia eólica tenha de estar na vanguarda dos recursos disponíveis, sendo esta a principal motivação do desenvolvimento deste trabalho.

O objetivo deste trabalho passou por estudar os pequenos aerogeradores de eixo horizontal e a sua respetiva aerodinâmica. Posteriormente procedeu-se a conceção de um rotor com base na teoria do elemento e momento de pá (BEMT), de forma analítica (folha de cálculo Excel) e recorrendo ao *software* de cálculo de código aberto, o *Qblade*.

Para cumprir estes objetivos, iniciou-se o projeto com uma revisão bibliográfica relativa ao fenómeno do vento, evolução dos aerogeradores e mais concretamente na aerodinâmica que esta associada a estes. Posteriormente, mediante algumas condições de projeto, selecionou-se um perfil alar para o rotor, analisou-se o seu comportamento e recorrendo à teoria do elemento e momento de pá (BEMT) e a uma folha de cálculo Excel, foi possível obter a distribuição da corda e do ângulo de torção para as pás do rotor.

Depois através da utilização do *software* de cálculo de código aberto, o *Qblade*, que utiliza o modelo invíscido (escoamento potencial) aliado a correções inerentes à viscosidade do fluido (leis de parede), foi possível obter uma nova distribuição da corda e do ângulo de torção, o desempenho do rotor para várias velocidades do vento e de rotação (curva de potência da turbina eólica) e por fim obteve-se também uma estimativa da produção anual de energia (produção esta que foi posteriormente comparada com dados eólicos obtidos pelo Departamento do DEM – com base em distribuições de *Weibull* normalizadas).

A aplicação da teoria BEMT permitiu obter uma pá ideal para as condições de projeto selecionadas. Sendo que no software em comparação com a folha de cálculo existe principalmente uma grande diferença relativamente aos ângulos de torção, relativamente a corda os valores são bastante parecidos. Em relação a produção anual de energia os valores são semelhantes.

**Palavras – chave:** Fontes de Energia Renováveis, Aerodinâmica, *QBlade* e Perfil Alar

## ABSTRACT

Currently, there is a great need to use renewable energy sources due to the growing possibility of scarcity of fossil resources, such as coal and oil, and also due to the environmental awareness, since renewable energies are considered clean and less harmful to the atmosphere. This means that the wind energy industry has to be at the forefront of available resources, which is the main motivation for the development of this work.

The objective of this work was to study small horizontal axis wind turbines and their respective aerodynamics. Subsequently, a rotor was designed based on the blade element and moment theory (BEMT), analytically (Excel spreadsheet) and using the open source calculation software, *Qblade*.

In order to fulfill these objectives, the project began with a literature review on the phenomenon of wind, evolution of wind turbines and more specifically on the aerodynamics associated with them. Subsequently, under some design conditions, a wing profile for the rotor was selected, its behavior was analyzed and using the blade element and moment theory (BEMT) and an Excel spreadsheet, it was possible to obtain the distribution of the rope and the angle of twist for the rotor blades.

Then, through the use of open source calculation software, the *Qblade*, which uses the inviscid model (potential flow) combined with corrections inherent to the fluid viscosity (wall laws), it was possible to obtain a new distribution of the chord and the angle of torsion, the performance of the rotor for various wind speeds and rotation (wind turbine power curve) and finally an estimate of the annual energy production was also obtained (this production was later compared with wind data obtained by the Department of DEM – based on normalized Weibull distributions).

The application of BEMT theory allowed to obtain an ideal blade for the selected design conditions. Since in the software compared to the spreadsheet there is mainly a big difference regarding torsion angles, relative to the rope the values are quite similar. Regarding the annual energy production, the values are also similar.

**Keywords:** Renewable Energy Sources, Aerodynamics, QBlade, Airfoil

## ÍNDICE

Agradecimentos .....	iii
Resumo.....	v
Abstract .....	vii
Índice .....	ix
Índice de Figuras.....	xiii
Índice de Tabelas.....	xxi
Lista de Abreviaturas, Símbolos Latinos e Símbolos Gregos.....	xxii
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e Motivação .....	1
1.2 Objetivos do Trabalho .....	4
1.3 Estrutura da Dissertação .....	4
2. Estado de arte .....	6
2.1 Caraterísticas e Recursos eólicos.....	7
2.1.1 Mecânica do Movimento do Vento .....	9
2.1.2 Outros Padrões de Circulação Atmosférica .....	11
2.2 Caraterísticas Temporais e Espaciais do Vento .....	13
2.3 Estimativa do Potencial do Recurso Eólico: Energia Eólica Disponível .....	14
2.4 Análise de Dados Eólicos e Estimativa de Recursos .....	17
2.4.1 Aspetos Gerais da Produção de Energia das Turbinas Eólicas.....	17
2.4.2 Métodos diretos de análise de dados, caracterização de recursos e produtividade da turbina .....	19
2.4.3 Análise estatística dos dados eólicos .....	22
Velocidades Eólicas extremas.....	28
2.4.4 .....	28
2.5 Monitorização do vento: análise dos Dados Eólicos .....	29
2.6 Turbinas Eólicas Modernas.....	31
2.7 Design Das Turbinas Eólicas Modernas .....	32

2.7.1	Rotor.....	35
2.7.2	Nacela e Sistema de Guinada (Yaw System) .....	36
2.7.3	Torre:.....	37
2.7.4	Caixa de Velocidades.....	38
2.7.5	Gerador .....	38
2.7.6	Mecanismos de Adaptação à Velocidade do Vento e Segurança .....	39
2.7.7	Sistema de Transmissão .....	41
2.7.8	Controlo.....	41
2.8	Previsão da Saída de Potência .....	42
2.9	Turbinas Eólicas de Pequeno Porte .....	45
2.10	Outros Conceitos Relacionados com Turbinas Eólicas .....	47
2.11	Breve História dos Moinhos Eólicos .....	51
2.12	Produção de Eletricidade a Partir da Energia Eólica .....	56
2.13	A Reemergência da Energia Eólica .....	59
2.14	Fundamentos Tecnológicos das Turbinas Eólicas Modernas .....	62
2.15	Tendências.....	62
3.	Aerodinâmica das Turbinas Eólicas.....	64
3.1	Teoria do Momento Unidimensional e o Limite de <i>Betz</i> .....	66
	Turбина eólica de eixo horizontal ideal com rotação de esteira ( <i>wake rotation</i> ).....	70
3.2	.....	70
3.3	Perfis Alares e Conceitos Gerais de Aerodinâmica.....	77
3.3.1	Terminologia do Perfil Alar .....	77
3.3.2	Parâmetros de Sustentação, Arrasto e Não-Dimensionais.....	78
3.3.3	Fluxo Sobre um Perfil Alar .....	81
3.3.4	Comportamento do Perfil Alar .....	84
3.3.5	Máquinas de Sustentação e Máquinas de Arrasto .....	91
3.4	Teoria do <i>Momentum</i> e Teoria dos Elementos da Pá .....	94
3.4.1	Visão Geral .....	95
3.4.2	Teoria da conservação do <i>Momentum</i> .....	96
3.4.3	Teoria dos Elementos da Pá .....	97

3.5	Forma da Pá para um Rotor Ideal sem Rotação de Esteira.....	100
3.6	Previsão Global do Desempenho da Forma da Pá do Rotor .....	102
3.6.1	Teoria BEM para um rotor generalizado, incluindo rotação da esteira.....	102
3.6.2	Cálculo do Coeficiente de Potência.....	105
3.6.3	Perda da ponta: efeito no coeficiente de potência do número de pás .....	107
3.6.4	Problemas de Desempenho Fora do Projeto .....	109
3.7	Forma da pá para um rotor ideal com rotação de esteira .....	113
3.8	Efeito do Número de Pás e do Arrasto no Desempenho Ideal .....	114
4.	Desenvolvimento do Rotor .....	117
4.1	Seleção do Perfil Alar.....	117
4.1.1	Perfis Alares Para Pequenas Turbinas Eólicas .....	119
4.2	Determinação dos Parâmetros Básicos do Rotor .....	121
4.3	Definição da Forma da Pá .....	124
4.4	Cálculo da Performance do Rotor e Modificação do Design da Pá (Solução Iterativa para $a$ e $a'$ ) .....	127
4.5	Obtenção do Coeficiente de Potência, Força Normal e Força Tangencial .....	139
4.6	Modelação da Pá e Impressão 3D .....	142
5.	Programa de Modulação/Simulação da Pá: <i>QBlade</i> .....	146
5.1	Teoria do Escoamento Potencial ( <i>Potential Flow Theory</i> ) .....	147
5.2	Projeto de <i>Software</i> .....	149
5.3	Módulo de Design do Perfil Alar do <i>Qblade</i> .....	154
5.4	Módulo de Análise Direta do XFOIL do <i>Qblade</i> .....	155
5.5	Modulo de Extrapolação Polar 360° dos ângulos de ataque do <i>QBlade</i> .....	156
5.6	Módulo HAWT do <i>QBlade</i> .....	159
5.6.1	Procedimento de Iteração.....	159
5.6.2	Submódulo de <i>Design</i> e Otimização da Pá.....	160
5.7	Módulo de Simulação do Rotor.....	167
5.8	Módulo de Simulação de Multi-Parâmetros .....	176
5.9	Módulo de Definição e Simulação de Turbinas.....	179

6. Considerações finais .....	184
6.1 Conclusões.....	184
6.2 Limitações.....	186
6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros .....	187
Referências Bibliográficas .....	188
Anexo I – Coordenadas do Perfil Alar Selecionado (SG 6043) .....	191
Anexo II – Processo Iterativo de Design do Rotor – Teoria BEM (Folha de Cálculo em Excel) .....	194
Anexo III – Dados do DEM da Distribuição <i>Weibull</i> (Folha de Cálculo em Excel) .....	199

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental por fonte, com principal destaque para os valores da fonte eólica. ....	2
Figura 1.2 - Contribuição da energia eólica na geração de eletricidade por fonte, com principal destaque para os valores da fonte eólica. ....	3
Figura 1.3 - Contribuição da utilização dos recursos endógenos e renováveis portugueses para a produção de eletricidade e consequente satisfação do consumo, com principal destaque para os valores da fonte eólica. ....	3
Figura 2.1 - Ventos de superfície com padrão de circulação mundial. ....	8
Figura 2.2 - Ilustração do vento geostrófico, em que $F_p$ é a força de pressão no ar e $F_c$ é a força Coriolis. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	9
Figura 2.3 - Ilustração do gradiente de vento, $U_{gr}$ em que $R$ é o raio de curvatura. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	10
Figura 2.4 – Recirculação dos ventos de vales e montanhas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	12
Figura 2.5 - Escalas de tempo e espaço do movimento atmosférico. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	13
Figura 2.6 - Séries temporais das velocidades mensais do vento para Glasgow, Aeroporto Internacional de Montana e Base da Força Aérea (AFB). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	14
Figura 2.7 - Fluxo de ar através de um disco do rotor em que, $A$ é área e $U$ a velocidade do vento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	15
Figura 2.8 - Curva de saída de potência de duas turbinas com dois sistemas de controlo/regulação. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	18
Figura 2.9 - Histograma típico. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	20
Figura 2.10 - 10 (Exemplo de uma curva de duração da velocidade. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	21
Figura 2.11 - Curva de duração da potência de uma turbina num dado local. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	22

Figura 2.12 - Exemplo da função de densidade de probabilidade Rayleigh. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	25
Figura 2.13 - Exemplos de funções de densidade de probabilidade <i>Weibull</i> para $U = 6 \text{ m/se}$ vários valores do fator de forma $k$ . Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	26
Figura 2.14 - Ilustração de uma distribuição de <i>Gumbel</i> . Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	29
Figura 2.15 - Ilustração de uma rosa dos ventos. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	31
Figura 2.16 - Turbina Eólica - General Electric 1.5 MW (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	32
Figura 2.17 - Orientação do rotor de acordo com a direção do vento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	33
Figura 2.18 - Principais subsistemas de uma típica turbina eólica de eixo horizontal (terrestre). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	34
Figura 2.19 - Componentes de um Turbina Eólica de Eixo Horizontal. Adaptado de (Iberdola, 2020).....	34
Figura 2.20 - Representação do <i>tilt angle</i> ( $\theta_T$ ) do rotor. Adaptado de (Wiley Online Library, 2019).....	36
Figura 2.21 – Estrutura das torres. Adaptado de (MATHEW, 2006) .....	37
Figura 2.22 - Exemplo de uma curva de potência de uma dada turbina eólica. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	43
Figura 2.23 - Sandia Darrieus VAWT de 17 metros. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ..	48
Figura 2.24 - Tipos de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	49
Figura 2.25 - Tipos de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	50
Figura 2.26 - Moinho de Vento - Hero's (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	51
Figura 2.27 - Moinho de vento semelhante ao de <i>Seistan</i> . Adaptado de (SURFIRAN, s.d.) ....	52
Figura 2.28 – Post Mill (Pós-Moinho). Adaptado de (dreamstime, s.d.) .....	53
Figura 2.29 - European smock mill. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	54

Figura 2.30 - Aparelho de teste do moinho de vento do laboratório de Smeaton. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	55
Figura 2.31 - Projeto americano de moinho de vento de bombeamento de água (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	55
Figura 2.32 - Turbina Jacobs (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)´ .....	56
Figura 2.33 - Turbina de <i>Johannes Juul</i> (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	57
Figura 2.34 - Turbina Eólica de Smith-Putnam de final dos anos 30 (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	58
Figura 2.35 - Parque Eólico da Califórnia (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	60
Figura 2.36 - Tamanho, altura e diâmetro representativos das turbinas eólicas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	61
Figura 3.1 - Modelo de disco atuador de uma turbina eólica, onde, $U$ é velocidade média do ar e 1, 2, 3 e 4 indicam diferentes locais. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)..	66
Figura 3.2 - Parâmetros operacionais para uma turbina Betz ideal, onde $U$ é a velocidade do ar não perturbado, $U_4$ é a velocidade do ar atrás do rotor, $C_P$ é o coeficiente de potência e $C_T$ é o coeficiente de impulso. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	69
Figura 3.3 - Modelo do tubo de fluxo com rotação de esteira, de Lysen (1982). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	70
Figura 3.4 - Geometria para análise de rotores, onde, $U$ é a velocidade do ar não perturbado, $a$ é o fator de indução e $r$ é o raio. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	71
Figura 3.5 - Coeficiente teórico de potência máxima em função da razão de velocidade da ponta para uma turbina eólica de eixo horizontal ideal, com e sem rotação de esteira. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	76
Figura 3.6 - (Fatores de indução para uma turbina eólica ideal com rotação de esteira, onde a razão de velocidade da ponta, $\lambda = 7.5$ , $a$ é o fator de indução axial, $a'$ é o fator de indução angular, $r$ é o raio e $R$ é o Raio do rotor. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	76
Figura 3.7 – Nomenclatura do Perfil Alar (Correia,2014).....	78
Figura 3.8 - Exemplos de perfis alares. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). 78	

Figura 3.9 - Forças e momentos numa seção do aerofólio, em que $\alpha$ é o ângulo de ataque e $c$ é a corda. A direção das forças e momentos positivos é indicada pela direção da seta. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	79
Figura 3.10 - Efeitos dos gradientes de pressão favoráveis (decrecentes) e adversos (crescentes) na camada limite. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	84
Figura 3.11 - (a) ilustra um fluxo em torno de um cilindro estacionário e (b) Fluxo em torno de um cilindro rotativo. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	85
Figura 3.12 - Perfil alar derivado de uma transformação de um cilindro. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	86
Figura 3.13 - Coeficientes de sustentação e arrasto para o aerofólio simétrico NACA 0012, em que $Re$ é o número de Reynolds. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	87
Figura 3.14 - Forma do perfil alar DU-93-W-210. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	88
Figura 3.15 - Coeficiente de sustentação $C_l$ para o perfil alar DU-93-W-210. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	88
Figura 3.16 - Coeficientes de arrasto e de momento do perfil alar DU-93-W-210, $C_d$ e $C_m$ , respetivamente. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	89
Figura 3.17 - Coeficientes de Sustentação e arrasto, $C_l$ e $C_d$ , respetivamente, do perfil alar S809, número de Reynolds = 75 000 000. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	89
Figura 3.18 - Ilustração de perda de sustentação de um perfil alar. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	90
Figura 3.19 - Máquina de arrasto simples e respetivo modelo, em que, $U$ é a velocidade do fluxo de ar sem perturbações, $\Omega$ é a velocidade angular do rotor da turbina eólica e $r$ é o raio. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	92
Figura 3.20 - Coeficiente de potência da máquina de arrasto de placa plana. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	93
Figura 3.21 - Velocidade relativa de uma máquina de sustentação; para a notação, ver Figura 3.19. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	93

Figura 3.22 - Esquema dos elementos da pá, em que, $c$ é o comprimento da corda do perfil alar, $dr$ é o comprimento radial do elemento, $r$ é o raio, $R$ é o raio do rotor e $\Omega$ é a velocidade angular do rotor. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	97
Figura 3.23 - Geometria geral para uma análise de uma turbina eólica de eixo horizontal com o rotor a sotavento(downwind), em que $a$ é o fator de indução axial, $U$ é a velocidade do escoamento não perturbado e $\Omega$ a velocidade angular do rotor. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	98
Figura 3.24 - Geometria das pás para análise de uma turbina eólica de eixo horizontal. Para definição das variáveis, consultar o texto. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	98
Figura 3.25 - Ângulo de ataque - método de solução gráfica, em que, $C_l$ é o coeficiente de sustentação bidimensional, $\alpha$ é o ângulo de ataque, $\lambda_r$ é o rácio de velocidade local ( <i>local speed ratio</i> ), $\phi$ é o ângulo do vento relativo e $\sigma'$ é a solidez local do rotor. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	105
Figura 3.26 – Solução múltipla, em que, $\alpha$ é o ângulo de ataque e $C_l$ é o coeficiente de sustentação bidimensional. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	109
Figura 3.27 - Ajuste dos coeficientes de impulso das turbinas eólicas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	110
Figura 3.28 - Ângulo <i>Coning</i> . ....	112
Figura 3.29 - Coeficientes de potência máximos alcançáveis em função do número de pás, sem arrasto. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	115
Figura 3.30 - Coeficientes de potência máximos alcançáveis de um rotor ideal de três pás em função da razão de sustentação/arrasto, $C_l/C_d$ . Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	116
Figura 4.1 - Perfis alares selecionados para o estudo.....	120
Figura 4.2 – Máxima Sustentação/Arrasto versus o corresponde coeficiente de sustentação para várias turbinas eólicas de eixo horizontal para um $Re= 300\ 000$ . Adaptado de (Lyon, 1997).....	121
Figura 4.3 - Influência da velocidade específica no coeficiente de potência da turbina. (Thiago Bazzo, 2017) .....	122

Figura 4.4 - Representação do quociente de $C_l/C_d$ ao longo de toda a gama de ângulos de ataque, para o perfil alar SG 6043.....	124
Figura 4.5 - Coeficiente de arrasto do perfil alar SG6043.....	125
Figura 4.6 - Coeficiente de sustentação do perfil alar SG6043.....	125
Figura 4.7 - Variação da solidity, ao longo da extensão da pá.....	130
Figura 4.8 - Fator de indução axial ao longo da extensão da pá.....	132
Figura 4.9 - Fator de indução tangencial ao longo da extensão da pá.....	133
Figura 4.10 - Comprimento da corda ao longo da pá.....	134
Figura 4.11 - Variação do ângulo de torção ao longo da pá.....	135
Figura 4.12 - Variação do ângulo de vento relativo ao longo da pá.....	135
Figura 4.13 - Variação do ângulo de ataque ao longo da pá.....	136
Figura 4.14 - Eficiência aerodinâmica do aerogerador ao longo da extensão da pá.....	136
Figura 4.15 - Fator de perda de ponta ao longo da extensão da pá.....	137
Figura 4.16 - Evolução do coeficiente de impulso ao longo da extensão da pá.....	137
Figura 4.17 - Velocidade relativa do vento ao longo da extensão da pá.....	138
Figura 4.18 - Variação do número de Reynolds ao longo da pá.....	139
Figura 4.19 - Variação do coeficiente de potência ao longo da extensão da pá.....	140
Figura 4.20 – Evolução da força normal de cada elemento ao longo da extensão da pá.....	141
Figura 4.21 – Evolução do binário de cada elemento ao longo da extensão da pá.....	141
Figura 4.22 - Perfis alares das secções da pá.....	142
Figura 4.23 - Modelação da pá.....	143
Figura 4.24 - Modelação completa do rotor e das pás.....	143
Figura 4.25 - Impressora 3D utilizada - WIT BOX 2.....	144
Figura 4.26 - Suporte adicionado a pá no programa Ultimaker Cura.....	144
Figura 4.27 - Intradorso da pá.....	145
Figura 4.28 - Extradorso da pá.....	145
Figura 5.1 - Base de dados e fluxo de dados do QBlade. QBlade_ShortManual_v06.(s.d) ...	151
Figura 5.2 - Interface gráfica do utilizador do QBlade.....	153
Figura 5.3 - Design do perfil alar no Qblade.....	154
Figura 5.4 – Análise direct do XFOIL.....	155
Figura 5.5 - Dados da extrapolação de Montgomery.....	158

Figura 5.6 - Diferença existente entre a extrapolação (linha vermelha) e a suavização da extrapolação (linha verde). .....	158
Figura 5.7 - Secções ao longo da pá. QBlade_ShortManual_v06 (s.d). .....	161
Figura 5.8 - Caixa de diálogo de definição da posição de cada perfil alar e da posição da base da pá, perfil alar ( <i>foil</i> ) e extrapolação polar 360° de ângulos de ataque associada. ....	161
Figura 5.9 - Caixa de diálogo de otimização da pá. ....	162
Figura 5.10 - Comparação das dimensões da corda segundo Betz e Schmitz. ....	163
Figura 5.11 - Variação do comprimento da corda ao longo da extensão da pá segundo a folha de cálculo analítica (capítulo 4) e segundo a otimização Betz do Qblade. ....	163
Figura 5.12 - Variação do comprimento da corda ao longo da extensão da pá segunda a folha de cálculo analítico (capítulo 4) e segundo a otimização Schmitz do Qblade. ....	164
Figura 5.13 - Parâmetros da pá obtidos através da otimização do QBlade. ....	164
Figura 5.14 - Diferença entre os ângulos de torção obtidos ao longo da extensão da pá. ...	166
Figura 5.15 - Intradorso da pá obtida através da impressão 3D. ....	166
Figura 5.16 - Figura 5.15 - Extradorso da pá obtida através da impressão 3D. ....	166
Figura 5.17 - Espaçamento sinusoidal dos elementos ao longo da extensão da pá. ....	168
Figura 5.18 - Comportamento flutuante do fator de indução axial ao longo da comutação periódica do estado de carregamento das turbinas entre cargas leves e pesadas. ....	169
Figura 5.19 - Flutuação do fator de indução axial para diferentes fatores de relaxamento. ....	170
Figura 5.20 - Distribuição dos aerofólios ao longo da pá sem interpolação. ....	173
Todos os elementos, cujos centros estão entre a seção 1 e a seção 2, estão ligados aos dados polares do perfil 1 ( <i>Foil 1</i> na figura 5.21). O último perfil, na posição Z, não está incluído na simulação. Do último elemento que fica na seção 1, ao primeiro elemento que fica na seção 2, há uma descontinuidade, pois o perfil muda bruscamente do perfil 1 para o perfil 2. Isto é expresso nos resultados da simulação, se a interpolação não estiver incluída. ....	
Figura 5.22 - Parâmetros BEM da simulação. ....	174
Figura 5.23 - Escolha dos parâmetros da taxa de velocidade de ponta e velocidade do vento. ....	175
Figura 5.24 - Coeficiente de potência do rotor, em função da taxa de velocidade de ponta, para várias velocidades do vento. ....	175
Figura 5.25 - Parâmetros utilizados para a simulação HAWT. ....	177

Figura 5.26 – Desempenho global do rotor (em função da velocidade angular). .....	178
Figura 5.27 - Efeito de alguns fatores de perda variáveis na potência produzida pelo aerogerador.....	180
Figura 5.28 - Parâmetros preponderantes para o funcionamento da turbina eólica.....	180
Figura 5.29 - Curva de potência da turbina eólica projetada. ....	181
Figura 5.30 – Modos de controlo de uma turbina eólica com velocidade variável e controlo de potência através de perda de sustentação/perda aerodinâmica. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). ....	182
Figura 5.31 - Parâmetros definidos no <i>QBlade</i> para cálculo da produção anual de energia.	183

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Potência por unidade de área disponível de vento constante (densidade do ar = 1,225 kg/m <sup>3</sup> ). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	16
Tabela 2.2 - Variação dos parâmetros com o fator de forma <i>Weibull</i> , <i>k</i> . Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). .....	28
Tabela 2.3 - Subclassificação de pequenas turbinas eólicas (ESTANQUEIRO & SIMÕES, 2010). .....	45
Tabela 2.4 - Dados relativos a algumas turbinas eólicas de pequenas dimensões. Adaptado de (Urbanwind, s.d.).....	47
Tabela 3.1 - Coeficiente de Potência, $C_{P, \max}$ , em função da taxa de velocidade de ponta, $\lambda$ ; $a_2$ = fator de indução axial quando a taxa de velocidade de ponta é igual à a taxa de velocidade local. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).....	75
Tabela 4.1 – Características principais dos perfis alares selecionados.....	120
Tabela 4.2 – Variáveis iniciais do projeto.....	123
Tabela 4.3 - Raio de cada um dos elementos da pá (distância ao centro do rotor).....	126
Tabela 4.4 - Aplicação do BEMT considerando um rotor ideal com rotação na esteira.....	127
Tabela 4.5 - Solidez local, para cada um dos elementos da pá.....	128
Tabela 4.6 - Primeira estimativa ( $j = 1$ ) dos valores de $a$ (fator de indução axial) e $a'$ (fator de indução tangencial). .....	128
Tabela 4.7 - Valores do ângulo de vento relativo e fator de perda na ponta.....	129
Tabela 4.8 - Resultados dos cálculos intermédios do processo iterativo. ....	130
Tabela 4.9 - Coeficiente de impulso dos elementos da pá. ....	131
Tabela 4.10 - Valores de $a$ e $a'$ da segunda iteração ( $j=2$ ). ....	131
Tabela 4.11 - Valores finais dos fatores de indução. ....	132
Tabela 4.12 - Parâmetros de funcionamento da pá.....	133
Tabela 4.13 - Valores da velocidade relativa do vento e do número de Reynolds.....	138
Tabela 4.14 - Valores obtidos do coeficiente de potência, força normal e binário.....	140
Tabela 5.1 - Tabela comparativa dos valores obtidos através da folha de cálculo e os valores obtidos através do Qblade. ....	165

## LISTA DE ABREVIATURAS, SÍMBOLOS LATINOS E SÍMBOLOS GREGOS

Abreviatura	Significado
BEMT	Blade Element Momentum Theory (Teoria BEM)
CAD	Computer Assisted Design
CFD	Computacional Fluid Dynamics
NREL	National Renewable Energy Laboratory
GUI	Graphical User Interface
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
PLA	Polylactic Acid
DMS	Double Multiple Streamtube

Símbolo Latino	Significado	Unidades
$F_p$	Força de Pressão no Ar	[N]
$F_c$	Força de Coriolis (força inercial)	[m/s <sup>2</sup> ]
$U_g$	Velocidade do vento geostrófico	[m/s]
$P/A$	Densidade da Energia Eólica	[W/m <sup>2</sup> ]
$\bar{P}/A$	Densidade Média da Energia Eólica	[W/m <sup>2</sup> ]
$k_e$	Fator Padrão de Energia	[----]
$\bar{P}_w$	Potência Média da Energia Eólica	[W]
$E_w$	Energia de uma Turbina Eólica	[J]
$\bar{U}$	Velocidade Média do Vento	[m/s]
$c$	Fator de Escala	[----]
$k$	Fator de Forma	[----]
$P_{rotor}$	Potência do Rotor	[W]
$n_{rotor}$	Velocidade de Rotação do Rotor	[rpm]
$P_{gerador}$	Potência do Gerador	[W]
$K_v$	Fator de Perdas Variáveis	[----]
$P_{fixed}$	Fator de Perdas Fixas	[----]

$C_T$	Coeficiente de Impulso	[----]
$C_d$	Coeficiente de Arrasto	[----]
$C_l$	Coeficiente de Sustentação	[----]
$C_m$	Coeficiente de Momento	[----]
$C_p$	Coeficiente de Potência	[----]
$F_N$	Força Normal	[N]
$F_T$	Força Tangencial	[N]
$P_{ext}$	Potência Extraível do Vento	[W]
$V_{rel}, U_{rel}, V_\infty$	Velocidade Relativa do Vento	[m/s]
$a'$	Fator de Indução Tangencial	[----]
$v_{prod}$	Velocidade de Produção ( <i>cut-in wind speed</i> )	[m/s]
$v_{corte}$	Velocidade de Corte ( <i>cut-out wind speed</i> )	[m/s]
$v_{proj}$	Velocidade de Projeto	[m/s]
Re	Número de Reynolds	[----]
T	Impulso tangencial ( <i>Thrust</i> )	[N]
A	Área Varrida pelo Rotor	[m]
D	Força de Arrasto ( <i>Drag</i> )	[N]
F	Fator de Perdas de Ponta (Prandtl)	[----]
L	Força de Sustentação ( <i>Lift</i> )	[N]
N	Número de Elementos de Pá	[----]
R	Raio do Rotor	[m]
a	Fator de Indução Axial	[----]
$a'$	Fator de Indução Tangencial/Radial	[----]
c	Corda	[m]
j	Número da Iteração	[----]
u	Velocidade do Vento no Rotor	[m/s]
$v, V_0, V_a, U$	Velocidade do Vento	[m/s]

<b>Símbolo Grego</b>	<b>Significado</b>	<b>Unidades</b>
$\partial_p/\partial_n$	Gradiente de Pressão normal às Linhas de Pressão	[----]
	Constates ou Isóbaras	
$f$	Parâmetro de Coriolis	[----]
$\Gamma$	Integral da Vorticidade dos Elementos	[----]
$\Delta^2$	Operador de Laplace	[----]
$W_{relax}$	Fator de Relaxamento	[----]
$\rho$	Massa Volúmica	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\Delta p$	Perda de Carga	[Pa/m]
$\Delta t$	Intervalo de Tempo	[s]
$\omega$	Velocidade de Rotação na Esteira	[rad/s]
$\Omega$	Velocidade de Rotação da Turbina	[rad/s]
$\lambda$	Tip Speed Ratio/Velocidade Específica	[----]
$\alpha$	Ângulo de Ataque	[°]
$\eta$	Rendimento	[%]
$\nu$	Viscosidade Dinâmica/Cinemática	[m <sup>2</sup> /s]
$\beta/\phi$	Ângulo de Fluxo Livre/Não Perturbado/Vento Relativo ou Potencial da Velocidade	[°]
$\theta$	Ângulo de Torção	[°]
$\sigma'$	Solidez	[----]

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Enquadramento e Motivação

O vento é o movimento de massas de ar, provocado por um aquecimento diferenciado de zonas da atmosfera ou pela orografia do terreno. Esta forma de energia há muito que é utilizada para deslocar barcos à vela, moer cereais ou elevar água dos poços. Atualmente é também usada para produzir eletricidade. As centrais eólicas instalam-se em locais onde a velocidade média anual do vento excede os 6 m/s, o que em Portugal se verifica em zonas montanhosas e junto à costa. As centrais eólicas têm aerogeradores cujas pás rodam com a força do vento, fazendo rodar o eixo do gerador, que produz eletricidade. Além das instalações em terra (*onshore*), as centrais eólicas também podem ser instaladas no mar (*offshore*), aproveitando o recurso presente em zonas marítimas e a grande área disponível, mesmo considerando as restrições (zonas de pescas, áreas protegidas, navegação, etc.). Atualmente, cerca de 1/4 da eletricidade consumida em Portugal tem origem eólica (APREN, 2020).

Com a crescente necessidade de produção de energia elétrica de fontes de energia renovável, facilmente surgiram as turbinas eólicas. As primeiras turbinas eólicas surgiram nos anos 80 e tinham 10 a 20 metros de diâmetro e potências de 25 a 100 kW. Com o passar dos anos estes valores foram subindo consideravelmente, podendo-se ver que já existem aerogeradores com 236 metros de diâmetro e com potências na ordem dos 15 MW (Vestas, 2021), sendo que atualmente Portugal instalou para teste a maior turbina eólica flutuante do mundo (num pequeno parque *offshore* com 3 unidades de 8.4 MW num total de 25 MW, situado a 20 km da costa portuguesa, em Viana do Castelo (aberto até de madrugada, 2020). (EDP, 2021) (TSF, 2021)

As turbinas pequenas, com rotores de 3 a 10 m de diâmetro, alimentam geradores até 100 kW de potência. Destinam-se à injeção de eletricidade numa casa ou na rede de uma comunidade isolada.

As turbinas de maiores dimensões, com diâmetro superior a 10 m, são instaladas em grupos, parques eólicos, que operam como uma só unidade a produzir e injetar eletricidade na rede de distribuição do país. O funcionamento das turbinas é interrompido tanto com

ventos fracos (abaixo de  $3 \approx 4$  m/s) como demasiado fortes (acima de 25 m/s). Portugal tinha em 2019 uma potência total instalada nos parques eólicos electroprodutores de Portugal Continental de cerca de 5,4 GW. Na Figura 1.1 é possível observar a evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental (APREN, 2020).

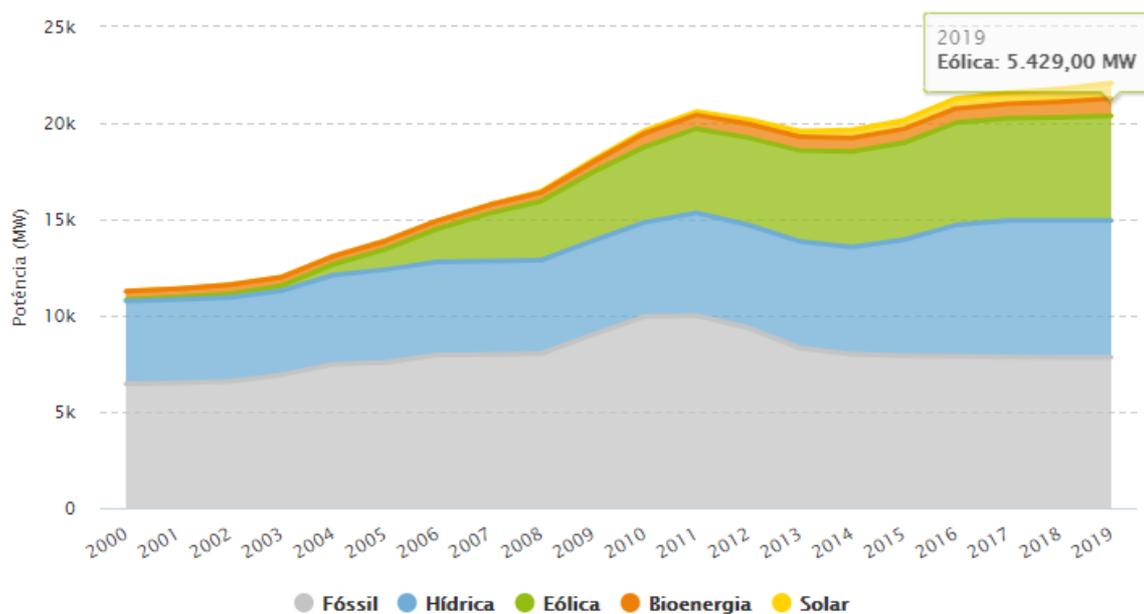


Figura 1.1 - Evolução da potência instalada nos centros electroprodutores de Portugal Continental por fonte, com principal destaque para os valores da fonte eólica.

Em dezembro de 2020 a contribuição da energia eólica na geração de eletricidade foi de cerca de 1 558 GWh, sendo que os primeiros nove meses do ano, a incorporação renovável na geração de eletricidade foi de 61%, o correspondente a 21 510 GWh, sendo, portanto, superior à dos centros electroprodutores térmicos fósseis (39% ou 13 747 GWh). Desta forma é possível observar a maior utilização das energias renováveis para geração de eletricidade, sendo estas menos poluentes. Na Figura 1.2 é possível observar a evolução da produção de eletricidade por fonte em Portugal Continental (dezembro de 2018 a dezembro de 2020) (APREN, 2020).

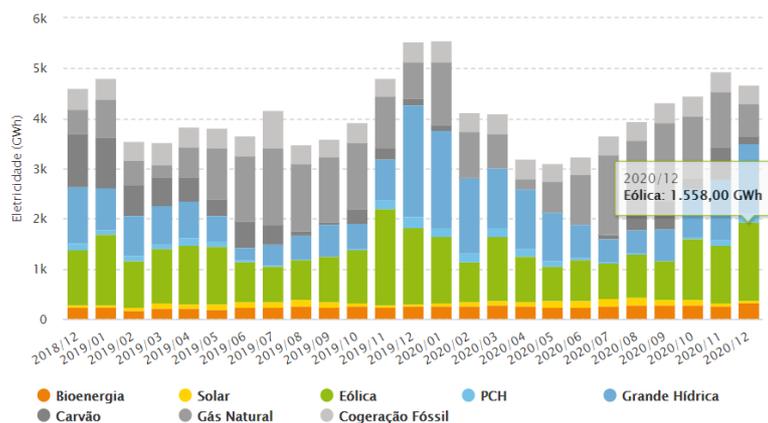


Figura 1.2 - Contribuição da energia eólica na geração de eletricidade por fonte, com principal destaque para os valores da fonte eólica.

A maior utilização dos recursos endógenos e renováveis portugueses para a produção de eletricidade tem alterado a composição do mix de produção de eletricidade em Portugal e tem, consecutivamente, desempenhado um papel cada vez mais determinante na satisfação do consumo. Esta mesma evidencia poderá ser observada na próxima Figura 1.3, em que a contribuição da energia eólica em dezembro de 2019 foi de cerca de 13,42 TWh (APREN, 2020). Portugal deverá ter cumprido em 2020 a muito exigente meta de 31% de quota de energias renováveis no seu consumo bruto de energia final, imposto pela Diretiva Europeia 2009/28/CE (Europeu, 2009) (vide a tabela do Anexo I, página L140/46) e pela Figura 1.3 é perceptível que a energia eólica teve um papel fundamental (sobretudo a partir de 2010) para que este objetivo fosse atingido.

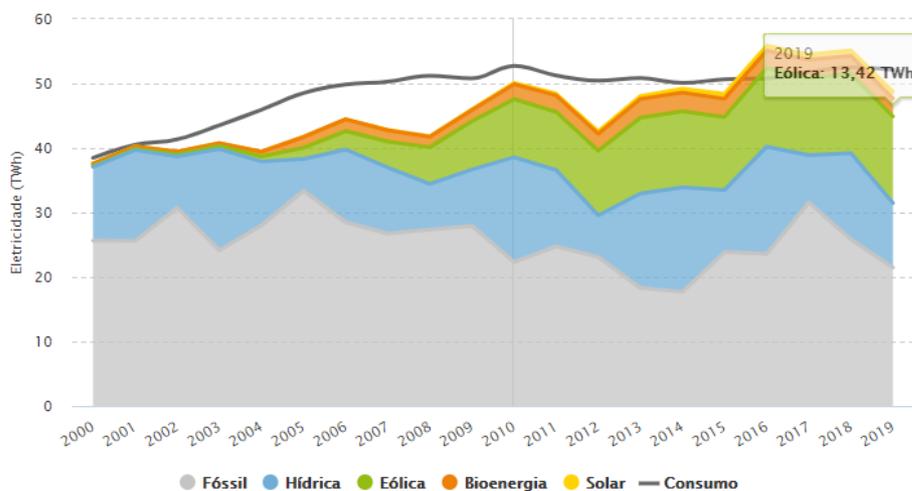


Figura 1.3 - Contribuição da utilização dos recursos endógenos e renováveis portugueses para a produção de eletricidade e consequente satisfação do consumo, com principal destaque para os valores da fonte eólica.

No entanto, uma vez que os melhores locais já foram ocupados, a instalação e desenvolvimento futuro deste tipo de equipamentos acarreta uma série de problemas, pois tenderão a ser colocados em locais onde o potencial eólico não será o mais desejável (áreas urbanizadas e/ou com terrenos irregulares), levando a que o principal objetivo não seja a maximização da potência nominal do aerogerador, mas sim a da energia gerada. Torna-se assim importante a caracterização e otimização dos perfis aerodinâmicos para as pás dos aerogeradores que permitam a produção de eletricidade a partir de baixas velocidades do vento.

O ponto de partida deste projeto de dissertação é a continuação de um trabalho anterior, que envolveu o projeto (folha de cálculo e QBlade/XFOIL) e simulação CFD em *Ansys-Fluent* de um rotor ideal com 3 pás e 2 m de diâmetro, sendo que neste documento será dado um maior realce ao programa *Qblade/XFOIL*, uma vez que é uma alternativa mais barata e rápida em relação aos programas CFD existentes, nomeadamente o *Ansys-Fluent*.

## 1.2 Objetivos do Trabalho

Os objetivos primordiais do trabalho são:

1. Revisão bibliográfica sobre aerogeradores, com especial incidência nas micro-élicas, mais especificamente no comportamento aerodinâmico de rotores com pás baseadas em perfis adaptados para o funcionamento a baixos números de Reynolds (rotores de pequena dimensão) em que a camada limite laminar predomina, propiciando a de separação do escoamento;
2. Caracterização do funcionamento de um novo rotor (cerca de 2 m de diâmetro), com a obtenção da curva ótima de potência (relação da velocidade de rotação com a velocidade do vento), produção anual de energia e impressão 3D das pás;

## 1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos, sendo este o primeiro, com um breve enquadramento ao tema escolhido seguido da apresentação dos objetivos e descrição da estrutura do documento.

O capítulo 2 debruça-se sobre o estado da arte expondo as características do vento e da tecnologia da energia eólica desde a antiguidade até a atualidade, de modo a estabelecer um fio condutor para o resto desta dissertação.

O capítulo seguinte ficou reservado para a análise aerodinâmica em estado estacionário das turbinas eólicas de eixo horizontal. Este capítulo forneceu o pano de fundo para permitir a compreensão da produção de energia através do uso de perfis alares e a compreensão do procedimento de cálculo para a obtenção do formato ideal das pás do aerogerador.

No capítulo 4 inicia-se com o desenvolvimento de um rotor, baseando-se nos conceitos apreendidos ao longo dos capítulos anteriores. Deste modo, após ser selecionado um perfil alar adequado, este é simulado no *software Qblade* de forma a obterem-se os seus coeficientes de sustentação e arrasto. Ao longo dos restantes subcapítulos, é modelado e caracterizado o desempenho do rotor, tendo por base a teoria do elemento e *momentum* da pá (*Blade Element Momentum – BEM*) e a metodologia de simulação do programa XFOIL.

Depois de analisado o desempenho do rotor, ao longo do capítulo 5 procedeu-se a uma caracterização completa do *software QBlade* que implementa a integração da teoria BEM na sofisticada GUI (*Graphical User Interface*) do XFOIL, podendo desta forma ser usado em alternativa às simulações de CFD. Este programa permitiu visualizar o comportamento da sustentação e do arrasto do perfil alar em função de uma ampla gama de ângulos de ataque, possibilitando a obtenção dos parâmetros da pá e a posterior curva de potência da turbina eólica, bem como o subjacente valor da energia anual produzida, após ser conhecida a estatística do vento local.

Por fim, no capítulo 6 tecem-se alguns comentários globais relativos à dissertação e são enumeradas as principais conclusões retiradas dos vários estudos e simulações efetuadas. Para além disso, são apontadas algumas limitações e dificuldades sentidas ao longo deste trabalho, assim como sugestões para possíveis trabalhos futuros.

## 2. ESTADO DE ARTE

O reaparecimento do vento como uma fonte significativa de produção de energia a nível mundial deve ser classificado como um dos desenvolvimentos mais significativos do século XX. O advento da máquina a vapor, seguido do aparecimento de outras tecnologias de conversão de combustíveis fósseis em energia útil parecia ter deixado esquecer o importante papel do vento no passado. No entanto, no início dos anos 90 já se tornava evidente que estava em curso uma inversão fundamental. Nesta década, assistiu-se ao ressurgimento no Mundo inteiro da indústria eólica, com a capacidade instalada a aumentar cerca de cinco vezes em alguns países . Os anos 90 também foram marcados por uma mudança para as turbinas eólicas de grande potência (na ordem dos megawatts) e o desenvolvimento real da energia eólica offshore (instalação de turbinas eólicas em alto mar). Durante o início do século XXI, esta tendência continuou com os países a implementar políticas governamentais focadas em desenvolver o fornecimento doméstico de energia sustentável, recorrendo a fontes alternativas e assim reduzir as emissões de poluentes. Os fatores que levaram a este forte investimento foram principalmente os seguintes: a escassez das reservas de combustíveis fósseis, bem como o efeito adverso da queima destes mesmos combustíveis .

O vento existe em toda a terra e em alguns lugares com uma considerável densidade energética e foi amplamente usado no passado, tanto para impulsionar a evolução mecânica como na evolução dos transportes, tendo sido muito rentável a sua utilização. Desenvolvimentos associados a evolução tecnológica, que quando aplicados às turbinas eólicas, poderiam revolucionar a sua forma de utilização, o investimento por parte de alguns investigadores numa nova visão de usar o vento, tais como Poul la Cour, Albert Betz, Palmer Putnam, Percy Thomas, Johannes Juul, E. W. Golding, Ulrich Hutter e Willian Heronemus e a existência de vontade política, foram fundamentais para investir nesta fonte de energia renovável e não poluente.

No início do ressurgimento do vento como fonte de energia o custo unitário da eletricidade produzida nas turbinas eólicas era muito superior ao das centrais convencionais (térmicas ou hidroelétricas), sendo necessário o apoio do governo para realizar pesquisas, estudos e testes de maneira a proporcionar uma reforma regulatória que permitisse a conexão das turbinas eólicas com as redes elétricas e oferecesse incentivos para ajudar a impulsionar a implantação desta nova tecnologia. Os apoios governamentais surgiram em

diferentes momentos e em diferentes graus, em vários países, primeiro nos Estados Unidos, Dinamarca e Alemanha e atualmente em grande parte do resto do Mundo. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

O objetivo deste capítulo é fornecer uma visão geral das características do vento e da tecnologia da energia eólica desde a antiguidade até a atualidade, de modo a estabelecer um contexto para o resto deste documento.

## 2.1 Características e Recursos eólicos

A fonte original da energia que é convertida no recurso eólico na Terra é o Sol. Os ventos são causados por diferenças de pressões na superfície da Terra devido ao aquecimento da terra pela radiação solar. Por exemplo, a quantidade de radiação absorvida na superfície terrestre é maior no equador do que nos polos. A variação da energia recebida cria células convectivas nas camadas inferiores da atmosfera (a troposfera). Num modelo de fluxo simples, o ar sobe no equador e afunda nos polos. A movimentação do ar ou das massas de ar, ocasionado pelas diferenças de pressão e temperatura existentes na atmosfera terrestre é muito desigual e influenciada pelos efeitos da rotação da Terra (aceleração de *Coriolis*). Além disso, as variações sazonais na distribuição da energia solar dão origem a variações na circulação.

As variações espaciais na transferência de calor para a atmosfera terrestre criam variações no campo de pressões atmosféricas que provocam o movimento do ar de alta para baixa pressão. Existe uma força de gradiente de pressão (*pressure gradient force*) na direção vertical, mas esta é normalmente anulada pela força gravitacional descendente. Desta forma, os ventos sopram predominantemente no plano horizontal, respondendo a gradientes de pressão horizontais. Ao mesmo tempo, existem forças responsáveis por misturar as diferentes massas de ar com respetiva temperatura e pressão, distribuídas pela superfície da Terra. Além do gradiente de pressão e das forças gravitacionais, a inércia do ar, a rotação da Terra e o atrito com a superfície da Terra (resultando em turbulência) afetam os ventos atmosféricos. A influência de cada uma destas forças nos sistemas eólicos atmosféricos difere, dependendo da escala de movimento considerada.

Como representado na Figura 2.1, a circulação eólica mundial envolve padrões de vento em larga escala que cobrem todo o planeta. Isso afeta os ventos predominantes próximos à

superfície. Deve-se notar que este modelo é uma simplificação excessiva, pois não reflete o efeito que as massas terrestres têm sobre a distribuição eólica. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

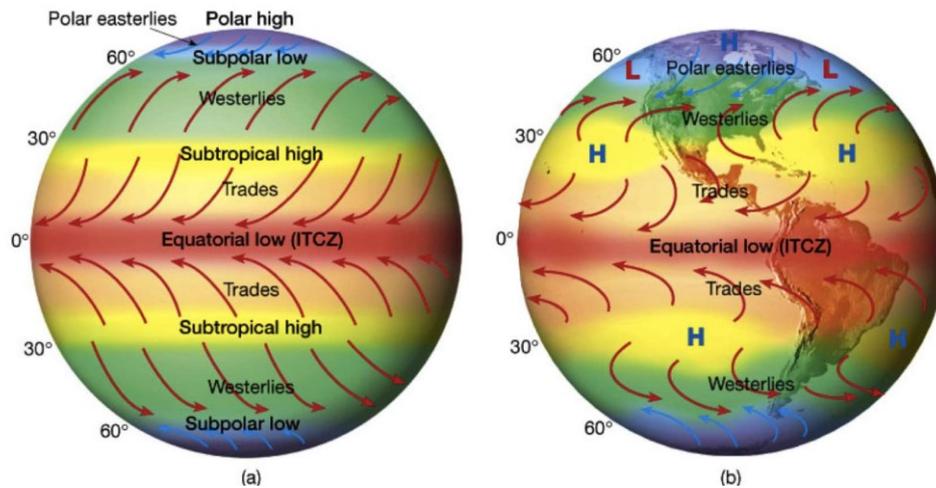


Figura 2.1 - Ventos de superfície com padrão de circulação mundial.

O conhecimento do vento de um determinado local é relevante para os seguintes tópicos, adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009):

- Conceção de sistemas – a conceção de sistemas requer o conhecimento das condições médias representativas do vento, além das informações sobre a natureza turbulenta do vento e eventos extremos de vento. Estas informações são usadas no projeto/conceção e na seleção de uma turbina eólica destinada a um determinado local;
- Avaliação do desempenho – a avaliação do desempenho requer a determinação da produtividade energética e relação custo-eficácia de um determinado sistema de energia eólica com base no recurso eólico;
- A localização – os requisitos de localização podem incluir a avaliação ou previsão da conveniência relativa dos locais candidatos para uma ou mais turbinas eólicas;
- Operações – os requisitos operacionais incluem a necessidade de informação sobre os recursos eólicos que podem ser utilizados para a gestão das cargas aplicadas na turbina eólica, os procedimentos operacionais (como o arranque e o encerramento) e a previsão da manutenção ou da vida útil do sistema.

### 2.1.1 Mecânica do Movimento do Vento

Num dos modelos mais simples para a mecânica do movimento do vento na atmosfera podem ser consideradas quatro forças. Estas incluem a força de pressão, a força de *Coriolis* causada pela rotação da terra, forças de inércia devido ao movimento circular em grande escala e forças de atrito na superfície da terra.

A força de pressão no ar (por unidade de massa),  $F_p$ , é dada por:

$$F_p = \frac{-1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (2.1)$$

Em que,  $\rho$  é a densidade do ar,  $n$  é a direção normal para linhas de pressão constante,  $\partial p = \partial n$  é definido como o gradiente de pressão normal às linhas de pressão constantes ou isóbaras que são nada mais nada menos que as linhas de um mapa que ligam pontos de igual pressão atmosférica. A força de *Coriolis* (por unidade de massa),  $F_c$ , é uma força fictícia causada quando existe movimento em relação a um quadro de referência rotativo (a terra), e é dada por:

$$F_c = -2\omega \sin(\varphi) \cdot U \quad (2.2)$$

Onde  $U$  é a velocidade do vento e  $2\omega \cdot \sin(\varphi)$  é o parâmetro de *Coriolis*, sendo  $\varphi$  a latitude e  $\omega$  a velocidade de rotação da terra. Assim, a magnitude da força de *Coriolis* depende da velocidade do vento e da latitude sendo nula no equador. A direção da força de *Coriolis* é perpendicular à direção do movimento do ar. A resultante destas duas forças, de seu nome, vento geostrófico, tende a ser paralelo as isóbaras (ver Figura 2.2). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

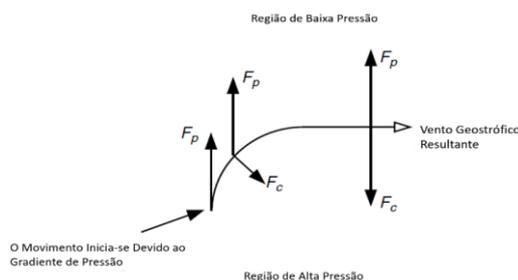


Figura 2.2 - Ilustração do vento geostrófico, em que  $F_p$  é a força de pressão no ar e  $F_c$  é a força Coriolis. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

A magnitude do vento geostrófico,  $U_g$ , é uma função do equilíbrio de forças e é dada por:

$$U_g = \frac{-1}{f\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (2.3)$$

Este é um caso idealizado, pois a presença de áreas de alta pressão faz com que as isóbaras tenham uma forma um pouco curva. Isto impõem uma força adicional sobre o vento, uma força centrífuga. Ao vento resultante, é dado o nome de vento de gradiente (vento que sopra acima do nível de atrito e ao redor das isóbaras de forma curva),  $U_{gr}$ , e esta representado na Figura 2.3. O vento de gradiente também é paralelo as isóbaras e é o resultado do equilíbrio de forças:

$$\frac{U_{gr}^2}{R} = -fU_{gr} - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n} \quad (2.4)$$

Onde R é o raio de curvatura do trajeto das partículas de ar, e substituindo na Equação (2.3) para o  $U_g$ , vem que:

$$U_g = U_{gr} + \frac{U_{gr}^2}{fR} \quad (2.5)$$

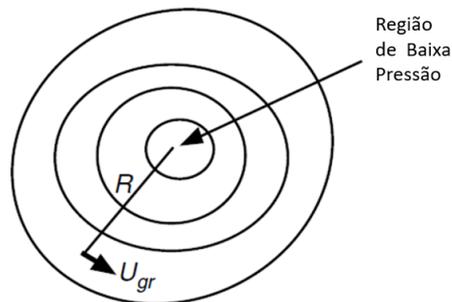


Figura 2.3 - Ilustração do gradiente de vento,  $U_{gr}$  em que R é o raio de curvatura. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

A força final exercida sobre o vento, deve-se ao atrito na superfície da terra. Ou seja, a superfície da terra exerce uma força horizontal sobre o ar em movimento, cujo efeito é retardar o fluxo deste. Esta força diminui à medida que a altura acima do solo aumenta e torna-se insignificante acima da camada limite (região próxima da superfície da Terra onde as forças viscosas são relevantes). Acima da camada limite, é estabelecido um equilíbrio de vento sem atrito e o vento flui com a velocidade do vento gradiente ao longo das isóbaras. O atrito na superfície faz com que o vento seja desviado para as regiões de baixa pressão. Mais detalhes sobre a camada limite da terra e as suas características será apresentado nas secções seguintes. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### 2.1.2 Outros Padrões de Circulação Atmosférica

O padrão geral do fluxo de circulação descrito anteriormente representa de melhor forma um modelo para uma superfície esférica lisa. Na realidade, a superfície da terra varia consideravelmente, com grandes massas oceânicas e terrestres. Estas diferentes superfícies podem afetar o fluxo de ar devido às variações nos campos de pressão, a absorção da radiação solar e a quantidade de humidade disponível.

Os oceanos atuam como um grande dissipador de energia. Portanto, o movimento do ar é frequentemente afetado pela circulação oceânica. Todos estes efeitos levam a pressões diferenciais que afetam os ventos globais e muitos dos ventos regionais persistentes, tais como os que ocorrem durante monções (ventos sazonais). Além disso, o aquecimento ou arrefecimento local pode causar ventos locais persistentes tanto diariamente como sazonalmente. Estes incluem brisas marítimas e ventos de montanha.

A circulação atmosférica em menor escala pode ser dividida em circulação secundária e terciária. A circulação secundária ocorre se os centros de alta ou baixa pressão são causados pelo aquecimento ou arrefecimento da atmosfera inferior. Circulações secundárias incluem o seguinte:

- Furacões;
- Monções que são um exemplo sazonal, iniciado por um aquecimento mais rápido da terra do que do oceano, o que provoca que o ar quente ascenda sobre o continente, criando um gradiente de pressão que aspira o ar húmido do oceano, que depois sobe, a água condensa e a chuva cai, libertando calor latente que reforça a circulação;
- Ciclones extratropicais.

Circulações terciárias são pequenas circulações locais, caracterizadas por ventos locais. Estas incluem o seguinte:

- Brisas terrestres e marítimas;
- Ventos de vales de montanhas;
- Fluxo semelhante ao das monções (exemplo: fluxo nos desfiladeiros da Califórnia);
- Ventos de *Foehn* (ocorrem quando uma camada profunda de vento persistente é forçada a subir uma montanha, ao subir a encosta, o ar expande-se devido à

diminuição da pressão atmosférica com a altitude e arrefece adiabaticamente, a ponto de atingir o seu ponto de orvalho, condensando-se e ocasionalmente proporcionando precipitação);

- Tempestades com trovoadas;
- Tornados.

Exemplos de circulação terciária são os ventos de vales e montanhas, presentes na Figura 2.4. Durante o dia, o ar mais quente da encosta da montanha sobe e substitui o ar frio mais pesado acima dela. A direção inverte-se à noite, devido ao maior arrefecimento noturno na montanha, com o ar frio a “escorrer” pelas encostas, estagnando e entrando em ascensão no centro mais quente do vale.

Uma compreensão destes padrões de vento, e outros efeitos locais, é importante para a avaliação de potenciais locais de produção de energia eólica Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

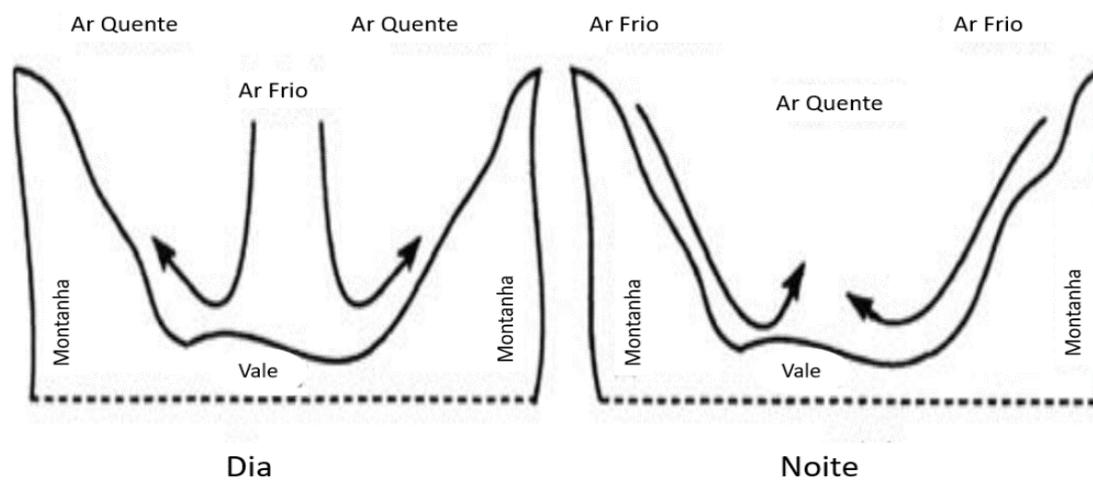


Figura 2.4 – Recirculação dos ventos de vales e montanhas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.2 Características Temporais e Espaciais do Vento

Os movimentos atmosféricos variam tanto no tempo (segundos a meses) como no espaço (centímetros a milhares de quilómetros). A Figura 2.5 resume as variações temporais e espaciais do movimento atmosférico aplicado à energia eólica. As variações espaciais são geralmente dependentes da altura acima do solo e das condições geográficas globais e locais.

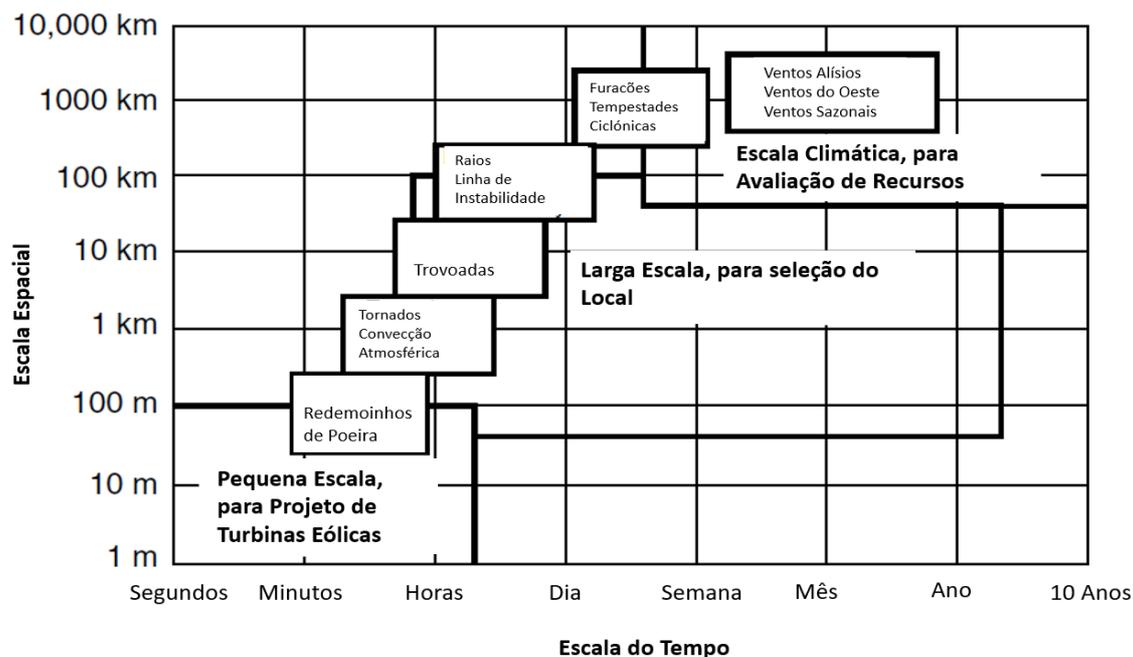


Figura 2.5 - Escalas de tempo e espaço do movimento atmosférico. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### Variações no tempo:

Seguindo a prática convencional, as variações na velocidade do vento no tempo podem ser divididas nas seguintes categorias: *inter-annual* (ao longo dos anos), anual, diurno e de curto prazo (rajadas e turbulência). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### Variações devido à localização:

A velocidade do vento é fortemente dependente das variações topográficas locais e da cobertura do solo. Por exemplo, como demonstrado na Figura 2.6, as diferenças entre dois locais próximos um do outro podem ser significativas. O gráfico representa as velocidades médias mensais do vento de cinco anos para dois locais com 21 km de distância entre si. As velocidades médias do vento durante cinco anos diferem em cerca de 12% (médias anuais de 4,75 e 4,25 m/s). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

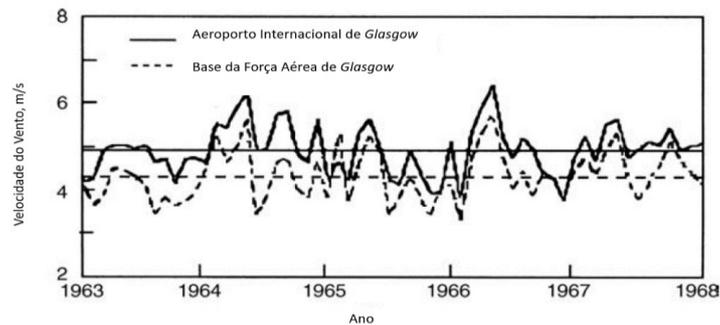


Figura 2.6 - Séries temporais das velocidades mensais do vento para Glasgow, Aeroporto Internacional de Montana e Base da Força Aérea (AFB). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### Variações devido a direção do vento:

A direção do vento também varia em relação às mesmas escalas de tempo sobre as quais as velocidades do vento variam. As variações sazonais podem ser pequenas, na ordem dos 30 graus, ou os ventos médios mensais podem mudar de direção em 180° ao longo de um ano. Variações de direção de curto prazo são o resultado da natureza turbulenta do vento. Estas variações a curto prazo na direção do vento devem ser consideradas no design e na colocação de turbinas eólicas. As turbinas eólicas do eixo horizontal devem rodar com alterações na direção do vento. Estas ao rodarem provocam cargas em toda a estrutura da turbina incluindo nos componentes que permitem a rotação de esta. Os ventos laterais (*crosswinds*) devido a alterações na direção do vento afetam as cargas nas pás. Assim, como será discutido mais tarde, variações de curto prazo na direção do vento e o movimento associado afetam a vida à fadiga de componentes como as pás e os componentes responsáveis pelo acionamento da rotação das turbinas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.3 Estimativa do Potencial do Recurso Eólico: Energia Eólica Disponível

Como ilustrado na Figura 2.7, pode-se determinar o fluxo de massa de ar,  $dm/dt$ , que atravessa um disco de área  $A$  varrida por um rotor de diâmetro  $D$ . Da equação de continuidade da mecânica dos fluidos, a taxa de fluxo de massa é uma função da densidade do ar,  $\rho$ , e desta forma a velocidade do ar (uniforme),  $U$ , e é dado por, adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009):

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU \quad (2.6)$$

A energia cinética por unidade de tempo, ou potência do fluxo de ar é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (2.7)$$

A energia eólica por unidade de área,  $P/A$  ou densidade de energia eólica é dada por

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (2.8)$$

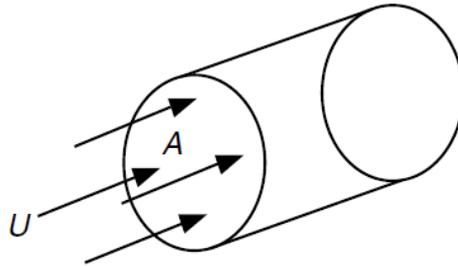


Figura 2.7 - Fluxo de ar através de um disco do rotor em que,  $A$  é área e  $U$  a velocidade do vento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

É de salientar que, adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009):

- A densidade de energia eólica é proporcional à densidade do ar. Para as condições padrão (nível do mar, 15 °C), a densidade do ar é de 1,225 kg/m<sup>3</sup>;
- A potência do vento é proporcional à área varrida pelo rotor (ou ao diâmetro do rotor ao quadrado para uma turbina eólica de eixo horizontal convencional);
- A densidade de energia eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento;

O potencial real de produção de energia de uma turbina eólica deve ter em conta a mecânica do fluido que passa através de um rotor produtor de energia, e a aerodinâmica e eficiência da combinação rotor/gerador. Na prática, um máximo de cerca de 45% da energia eólica disponível é captado pelas melhores turbinas eólicas de eixo horizontal modernas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Na Tabela 2.1 é possível observar que a velocidade do vento é um parâmetro importante e influencia significativamente a potência por unidade de área disponível a partir do vento.

Tabela 2.1 - Potência por unidade de área disponível de vento constante (densidade do ar = 1,225 kg/m<sup>3</sup>). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Velocidade do vento (m/s)	Potência/área (W/m <sup>2</sup> )
0	0
5	80
10	610
15	2070
20	4900
25	9560
30	16 550

Sendo as velocidades médias anuais do vento conhecidas para certas regiões, é possível desenvolver mapas que mostram a densidade média da energia eólica sobre essas regiões. Estimativas mais precisas podem ser feitas se estiverem disponíveis médias  $U_i$  para intervalos de tempo curtos, tipicamente 10 minutos, (cada um consiste numa “ocorrência”) e estas estiverem disponíveis pelo menos para um ano. Desta forma, a estimativa da potência para cada ocorrência pode ser determinada. A densidade média de energia eólica, baseada em todas as ocorrências, será:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{U}^3 K_e \quad (2.9)$$

Onde  $\bar{U}$  é a velocidade média anual do vento e  $K_e$  é o fator padrão de energia, que é calculado a partir da seguinte equação:

$$K_e = \frac{1}{N \bar{U}^3} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad (2.10)$$

Onde N é o número total de ocorrências num ano, (365 dias\*24 horas\*6; para ocorrências de 10 minutos).

Algumas avaliações qualitativas da magnitude do recurso eólico podem ser observadas de seguida, adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009):

$$\frac{\bar{P}}{A} < 100 \frac{W}{m^2} - \text{baixo}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} \approx 400 \frac{W}{m^2} - \text{bom}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} > 700 \frac{W}{m^2} - \text{ótimo}$$

## 2.4 Análise de Dados Eólicos e Estimativa de Recursos

Estes dados podem incluir dados da direção predominante do vento, bem como dados de velocidade do vento. Há uma série de maneiras de resumir os dados de forma compacta para que se possa avaliar o recurso eólico ou o vento potencial de produção de energia eólica de um determinado local. Estes incluem tanto a produção direta como a produção estatística de energia. Além disso, algumas destas técnicas podem ser utilizadas com uma quantidade limitada de dados do vento (por exemplo, apenas velocidade média do vento) a partir de um determinado local. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). Esta secção irá analisar os seguintes tópicos:

- Produção de energia por turbinas eólicas em geral;
- Métodos diretos (não estatísticos) de análise de dados e caracterização de recursos;
- Análise estatística dos dados eólicos e caracterização dos recursos;
- Estimativas de produtividade das turbinas eólicas com base estatística.

### 2.4.1 Aspectos Gerais da Produção de Energia das Turbinas Eólicas

Nesta secção será determinada a produtividade (potencial energético máximo e potência da máquina) de uma determinada turbina eólica num determinado local em que a informação sobre a velocidade do vento esteja disponível em formato de série cronológica ou em formato de resumo (velocidade média do vento, desvio padrão, etc.).

A potência disponível a partir do vento é  $P = (1/2) \rho A U^3$ , como indicado na secção 2.3 (Equação 2.7). Na prática, a potência disponível de uma turbina eólica,  $P_w$ , é apresentada por uma curva de potência da máquina em função de  $U$ . Duas curvas típicas,  $P_w(U)$ , simplificadas para efeitos de ilustração, são demonstradas na Figura 2.8. Secções posteriores deste texto descreverão como tais curvas podem ser estimadas a partir de modelos analíticos do sistema de turbinas eólicas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

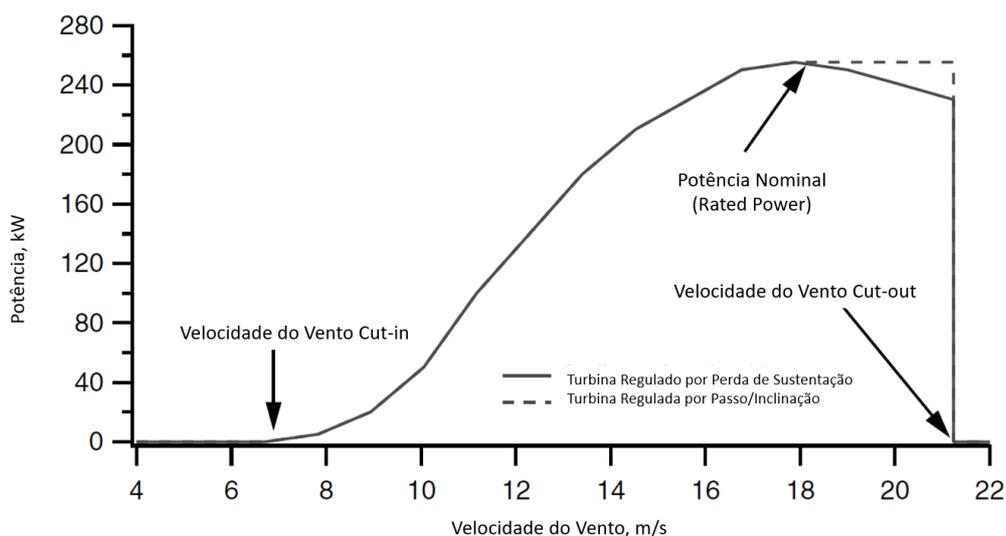


Figura 2.8 - Curva de saída de potência de duas turbinas com dois sistemas de controlo/regulação. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Como também discutido anteriormente, a curva de potência ilustra três importantes velocidades características: (1) a velocidade do vento *cut-in* de início de produção, (2) a velocidade nominal, e (3) a velocidade do vento de *cut-out*. Nas secções seguintes, serão analisados métodos para a determinação da produção da máquina, bem como métodos para resumir a informação da velocidade do vento a partir de um determinado local. Serão consideradas as quatro abordagens seguintes:

- Utilização direta dos dados em média durante um curto intervalo de tempo;
- *Method of bins* (“Método das Caixas de Contagem”) (multiplica a produção de energia de cada velocidade do vento pelas horas (por ano) que o vento sopra nessa velocidade, isto resulta numa “caixa” de energia diferente para cada velocidade de vento. A produção total de energia é calculada adicionando a produção de energia em todas estas denominadas “caixas”);
- Desenvolvimento de curvas de velocidade e potência a partir dos dados;
- Análise estatística utilizando medidas sumárias.

A secção seguinte resume a utilização dos três métodos não estatísticos.

2.4.2 Métodos diretos de análise de dados, caracterização de recursos e produtividade da turbina

**Utilização direta dos dados:**

Suponhamos que é dada uma série de N observações da velocidade média do vento,  $U_i$ , ao longo do intervalo de tempo,  $\Delta t$ . Estes dados podem ser utilizados para calcular os seguintes parâmetros úteis:

- 1) A velocidade média do vento a longo prazo,  $\bar{U}$ , ao longo do período total de recolha de dados é:

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i \quad (2.11)$$

- 2) O desvio padrão das médias individuais da velocidade do vento,  $\sigma_U$  é:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{i=1}^N U_i^2 - N\bar{U}^2 \right\}} \quad (2.12)$$

- 3) A densidade média de potência eólica,  $\bar{P}/A$ , é a energia eólica média disponível por unidade de área e é dada por:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad (2.13)$$

Do mesmo modo, a densidade de energia eólica por unidade de superfície durante um determinado período de tempo prolongado,  $N\Delta t$ , é dada por:

$$\frac{\bar{E}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \Delta t \sum_{i=1}^N U_i^3 = \left(\frac{\bar{P}}{A}\right) (N\Delta t) \quad (2.14)$$

- 4) A potência média da máquina eólica,  $\bar{P}_w$ , é:

$$\bar{P}_w = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_w(U_i) \quad (2.15)$$

Onde  $P_w(U_i)$  é a curva de saída de potência da máquina eólica (e.g. vide a Fig. 2.8).

- 5) A energia produzida por uma máquina eólica,  $E_w$ , será:

$$E_w = \sum_{i=1}^N P_w(U_i) (\Delta t) \quad (2.16)$$

## Method of Bins

O “método das caixas de contagem” também fornece uma forma de resumir os dados eólicos e de determinar a produtividade esperada das turbinas. Os dados devem ser primeiro separados nos intervalos de velocidade do vento ou nas “caixas” em que estes ocorrem. É mais conveniente utilizar “caixas” do mesmo tamanho. Supondo que os dados sejam separados em “caixas”,  $N_B$ , de largura  $w_j$ , com pontos médios  $m_j$ , e com  $f_j$ , sendo o número de ocorrências em cada “caixa” ou frequência, de modo que:

$$N = \sum_{j=1}^{N_B} f_j \quad (2.17)$$

Os valores encontrados nas Equações (2.11), (2.13), (2.15) e (2.16), podem ser determinados a partir das seguintes equações:

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} m_j f_j \quad (2.18)$$

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{j=1}^{N_B} (m_j^2 f_j - N(\bar{U})^2) \right\}} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left\{ \sum_{j=1}^{N_B} m_j^2 f_j - N \left( \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} m_j f_j \right)^2 \right\}} \quad (2.19)$$

$$\frac{\bar{P}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} m_j^3 f_j \quad (2.20)$$

$$\bar{P}_w = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N_B} P_w(m_j) f_j \quad (2.21)$$

$$E_w = \sum_{j=1}^{N_B} P_w(m_j) f_j (\Delta t) \quad (2.22)$$

Um histograma (gráfico de barras) apresentando o número de ocorrências e a largura da “caixa” é normalmente esboçado quando se utiliza este método. A Figura 2.9 ilustra um histograma típico. Este histograma foi derivado de um ano de dados horários, para o qual a média foi de 5,91 m/s e o desvio-padrão foi de 2,95 m/s.

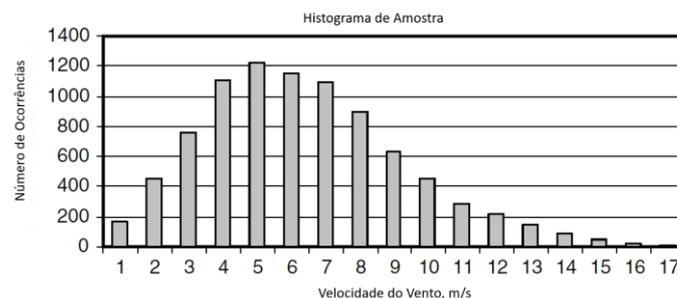


Figura 2.9 - Histograma típico. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)

## Curvas de Velocidade e Duração da Potência a partir dos Dados

As curvas de velocidade e duração de potência podem ser úteis quando se compara o potencial energético dos locais eólicos candidatos. Conforme definido neste texto, a curva de velocidade e duração é um gráfico com a velocidade do vento no eixo y e o número de horas no ano em que a velocidade é igual ou superior a cada valor particular no eixo x. Um exemplo de curvas de duração da velocidade para várias partes do mundo (com velocidades médias do vento que variam de cerca de 4 a 11 m/s) é apresentado na Figura 2.10. Este tipo de figura dá uma ideia aproximada sobre a natureza do regime eólico em cada local. A área total sob a curva é uma medida da velocidade média do vento. Além disso, quanto mais plana é a curva, mais constante é a velocidade do vento (por exemplo, característica das regiões de comércio eólico da Terra). Quanto mais acentuada for a curva, mais variável será o regime eólico.

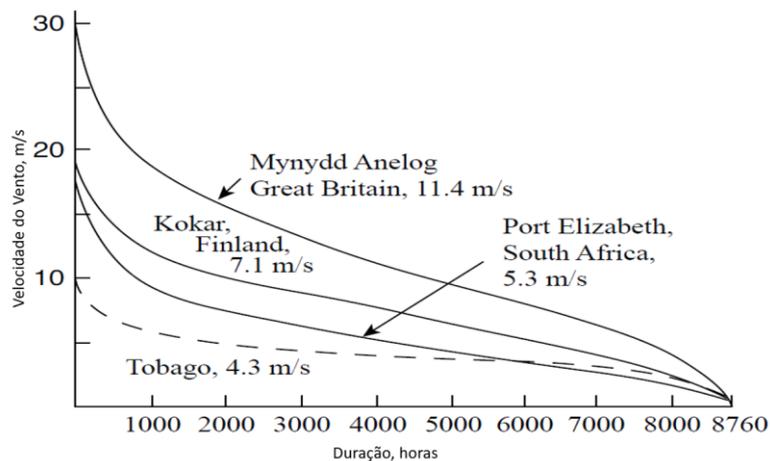


Figura 2.10 - 10 (Exemplo de uma curva de duração da velocidade. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Uma curva de duração da velocidade pode ser convertida numa curva de duração da potência, colocando as ordenadas ao cubo, que são proporcionais à energia eólica disponível para uma determinada área varrida pelo rotor. A diferença entre o potencial energético de diferentes locais é visualmente evidente, porque as áreas sob as curvas são proporcionais à energia anual disponível a partir do vento. As etapas seguintes devem ser executadas para construir curvas de velocidade e duração de potência a partir dos dados:

- Organizar os dados em caixas;
- Saber qual o número de horas em que uma determinada velocidade (ou potência por unidade de área) é excedida;
- Traçar as curvas resultantes.

Uma curva de duração da potência da turbina para uma turbina eólica específica em um determinado local pode ser construída usando a curva de duração da potência em conjunto com uma curva de potência para uma dada turbina eólica. Um exemplo de uma curva desse tipo está representado na Figura 2.11. Observe que a perda na produção de energia com o uso de uma turbina eólica real neste local pode ser identificada. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

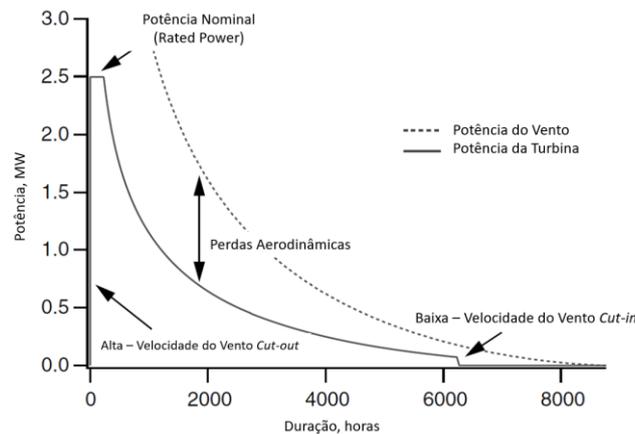


Figura 2.11 - Curva de duração da potência de uma turbina num dado local. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### 2.4.3 Análise estatística dos dados eólicos

A análise estatística pode ser usada para determinar o potencial de energia eólica de um determinado local e estimar a produção de energia de uma turbina eólica instalada nesse mesmo local. Essas técnicas foram discutidas por vários autores, incluindo Justus (1978), Johnson (1985) e Rohatgi e Nelson (1994). Se os dados medidos por séries temporais estiverem disponíveis no local e na altura desejados, pode haver pouca necessidade de uma análise de dados em termos de distribuição de probabilidade e técnicas estatísticas. Ou seja, as técnicas descritas anteriormente podem ser tudo o que é necessário. Por outro lado, se for necessária a projeção dos dados medidos de um local para outro, ou quando apenas dados resumidos estão disponíveis, há vantagens distintas no uso de representações analíticas para a distribuição da probabilidade da velocidade do vento.

Para análise estatística, uma distribuição de probabilidade é um termo que descreve a probabilidade de certos valores de uma variável aleatória (como a velocidade do vento) ocorrerem. Conforme discutido a seguir, as distribuições de probabilidade são tipicamente caracterizadas por uma função de densidade de probabilidade ou uma função de distribuição acumulada. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### Função de densidade de probabilidade:

A frequência de ocorrência das velocidades do vento pode ser descrita pela função de densidade de probabilidade,  $p(U)$ , da velocidade do vento. Essa função matemática foi mencionada anteriormente como um meio de caracterizar turbulência (consulte a Seção 2.3.3.2). A função densidade de probabilidade pode ser usada para expressar a probabilidade de uma velocidade do vento entre  $U_a$  e  $U_b$ :

$$p(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U) dU \quad (2.23)$$

Além disso, a área total sob a curva de densidade de probabilidade é dada por:

$$\int_0^{\infty} p(U) dU = 1 \quad (2.24)$$

Se a  $p(U)$  for conhecida podem ser calculados os seguintes parâmetros:

- Velocidade média do vento  $\bar{U}$ :

$$\bar{U} = \int_0^{\infty} U \cdot p(U) dU \quad (2.25)$$

- O desvio padrão  $\sigma_U$ :

$$\sigma_U = \int_0^{\infty} (U - \bar{U})^2 \cdot p(U) dU \quad (2.26)$$

- Densidade média da energia eólica disponível,  $\frac{\bar{P}}{A}$

$$\frac{\bar{P}}{A} = 1/2\rho \int_0^{\infty} U^3 \cdot p(U) dU = 1/2\rho\bar{U}^3 = 1/2\rho\bar{U}^3 \cdot K_e \quad (2.27)$$

Onde  $\bar{U}^3$  é maior do que o cubo da velocidade média do vento  $\bar{U}^3$ , ou seja,  $K_e$  é  $> 1.0$  (ver tab.2.2 e eq.2.9).

E de salientar que a função de densidade de probabilidade pode ser sobreposta a um histograma da velocidade do vento para a área do histograma (de acordo com a sua escala).

### **Função de Distribuição Acumulada:**

A função de distribuição acumulada  $F(U)$  representa a fração ou probabilidade de tempo em que a velocidade do vento é menor ou igual a uma determinada velocidade do vento,  $U$ . Ou seja:  $F(U) = \text{Probabilidade}(U' \leq U)$  em que  $U'$  é uma variável binária (codificada como 1 ou 0). Desta forma, pode-se demonstrar que:

$$F(U) = \int_0^U p(U') dU' \quad (2.28)$$

Além disso, a derivada da função de distribuição acumulada é igual à função de densidade de probabilidade, ou seja:

$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU} \quad (2.29)$$

É de realçar que a curva anual de duração da velocidade está intimamente relacionada com a função de distribuição acumulada. Na verdade, a curva de duração da velocidade =  $8760 \cdot (1 - F(u))$ , mas com os eixos  $x$  e  $y$  invertidos e em que 8760 é o nº de horas de 1 ano.

### **Distribuição de Probabilidade Usualmente Utilizadas:**

Duas distribuições de probabilidade são normalmente utilizadas na análise de dados eólicos: (1) o *Rayleigh* e (2) o *Weibull*. A distribuição de *Rayleigh* utiliza um parâmetro: a velocidade média do vento. A distribuição de *Weibull* é baseada em dois parâmetros e, portanto, pode representar de melhor forma a variedade de regimes do vento. Tanto a distribuição de *Rayleigh* como a de *Weibull* são chamadas distribuições "oblíquas", na medida em que são definidas apenas para valores superiores a 0.

- **Distribuição de *Rayleigh*:**

Esta é a distribuição de probabilidade de velocidade mais simples para representar o recurso eólico, uma vez que requer apenas um conhecimento da velocidade média do vento,  $\bar{U}$ . A função de densidade de probabilidade e a função de distribuição acumulada são dadas por:

$$p(U) = \frac{\pi}{2} \left( \frac{U}{\bar{U}} \right) \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (2.30)$$

$$F(U) = 1 - \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (2.31)$$

A Figura 2.12 ilustra uma função de densidade de probabilidade *Rayleigh* para diferentes velocidades médias do vento. Como representado, um valor superior da velocidade média do vento resulta numa maior probabilidade de velocidades do vento mais elevadas.

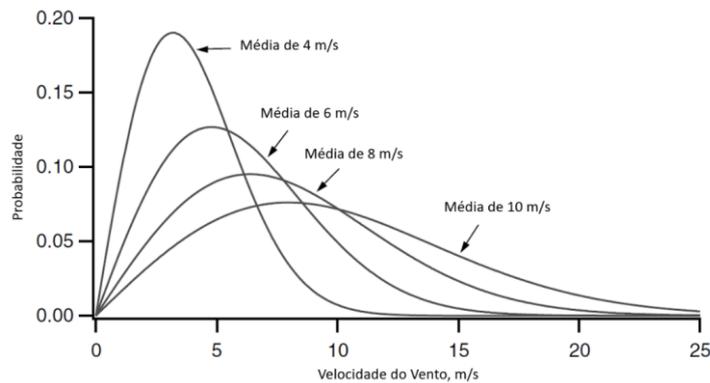


Figura 2.12 - Exemplo da função de densidade de probabilidade Rayleigh. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

- **Distribuição de Weibull:**

A utilização de uma função densidade de probabilidade *Weibull* requer o conhecimento de dois parâmetros: um fator de forma  $k$  e um fator de escala  $c$ . Estes dois parâmetros são funções de  $\bar{U}$  e  $\sigma_U$ . A função de densidade de probabilidade *Weibull* e a função de distribuição acumulada são dadas por:

$$p(U) = \left( \frac{k}{c} \right) \left( \frac{U}{c} \right)^{k-1} \exp \left[ -\left( \frac{U}{c} \right)^k \right] \quad (2.32)$$

$$F(U) = 1 - \exp \left[ -\left( \frac{U}{c} \right)^k \right] \quad (2.33)$$

A Figura 2.13 (Exemplo de função de densidade de probabilidade *Weibull* para  $\bar{U} = 6 \text{ m/s}$ ) apresenta exemplos de uma função de densidade de probabilidade *Weibull*, para vários valores de  $k$ . Como representado, à medida que o valor de  $k$  aumenta, a curva tem um pico mais acentuado, indicando que há menor variação da velocidade do vento. Os métodos para determinar  $k$  e  $c$  de  $\bar{U}$  e  $\sigma_U$  são apresentada de seguida.

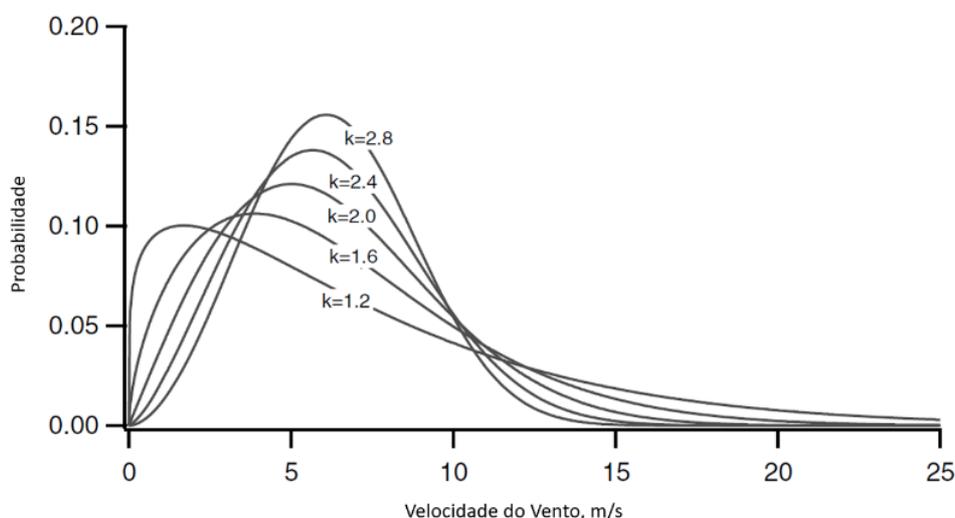


Figura 2.13 - Exemplos de funções de densidade de probabilidade *Weibull* para  $\bar{U} = 6 \text{ m/s}$  e vários valores do fator de forma  $k$ . Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Utilizando a Equação (2.32) para a distribuição de *Weibull*, é possível determinar a velocidade média como função do fator de escala  $c$  e de  $k$ :

$$\bar{U} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.34)$$

Onde  $\Gamma(x)$  = função gama =  $\int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt$

A função gama pode ser aproximada por:

$$\Gamma(x) = (\sqrt{2\pi x})(x^{x-1})(e^{-x}) \left(1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots\right) \quad (2.35)$$

Como a distribuição não é simétrica, a sua moda (valor mais provável) e a mediana são menores do que a velocidade média (que representa o centro de gravidade da distribuição) podendo ser assim calculadas:

$$\tilde{U}(\text{mediana}) = c (\ln 2)^{1/k} \quad (2.36)$$

$$\tilde{U}(\text{moda}) = c (\ln 2)^{1/k} \quad (2.37)$$

Assim e como exemplo, à distribuição com velocidade média no tempo de 6 m/s e  $k=2$ , corresponde um fator de escala  $c$  de 6.77 m/s, uma mediana de 5.64 m/s e um valor modal de 4.79 m/s.

Também pode ser demonstrado que para a distribuição *Weibull*:

$$\sigma_u^2 = \bar{U}^2 \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right] \quad (2.38)$$

Não é um processo simples obter c e k em termos de U e  $\sigma_u$ . No entanto, há uma série de aproximações que podem ser utilizadas. Por exemplo:

**(i) Analítico/Empírico (Justus, 1978):**

Para  $1 \leq k < 10$ , uma boa aproximação de k é:

$$k = \left( \frac{\sigma_u}{\bar{U}} \right)^{-1.086} \quad (2.39)$$

A Equação (2.34) pode ser usada para determinar c:

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.40)$$

Este método ainda requiere a utilização da função gama.

**(ii) Empírico (Lysen, 1983)**

Poderemos usar a Equação (2.37) para encontrar k. De seguida, encontra-se c a partir da seguinte aproximação:

**(iii) Gráfico: Log-Log Plot (Rohatgi and Nelson, 1994)**

Utilizando este método, é esboçada uma linha reta através de uma fração de velocidade do vento, U, no eixo x e  $\log F(U)$  no eixo y (do papel de log-log). A inclinação da linha reta dá k. Depois, a intersecção de uma linha horizontal com  $F(U) = 0.632$  dá uma estimativa de c no eixo x.

É de salientar que os valores normalizados de  $\bar{U}^3$  dependem apenas do fator de forma k. Por exemplo, o fator padrão de energia,  $K_e$  (definido como a quantidade total de potência disponível no vento dividida pela potência calculada a partir do cubo da velocidade média do vento) é dado por:

$$K_e = \frac{\bar{U}^3}{(\bar{U})^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.41)$$

Na Tabela 2.2 são apresentados exemplos de alguns parâmetros de interesse. Note-se também que uma distribuição de *Weibull* para a qual o  $k = 2$  é um caso especial da distribuição de *Weibull*. É igual à distribuição de *Rayleigh*. Ou seja, para  $k = 2$ ,  $\Gamma^2(1+1/2) = \pi/4$ . Também se

pode notar que  $\sigma_U/\bar{U} = 0.523$  para uma distribuição Rayleigh. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Tabela 2.2 - Variação dos parâmetros com o fator de forma *Weibull*, k. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

k	$\sigma_U/\bar{U}$	$k_e$
1.2	0.837	3.99
2	0.523	1.91
3	0.363	1.40
5.0	0.229	1.15

#### 2.4.4 Velocidades Eólicas extremas

O principal fator meteorológico na avaliação de um potencial local de instalação de uma turbina eólica é a velocidade média do vento. Outra consideração importante é a prevista velocidade extrema do vento. Esta é a maior velocidade do vento expectável durante um período de tempo relativamente longo. As velocidades do vento extremas são particularmente preocupantes no processo de conceção, uma vez que a turbina deve ser concebida de modo a suportar as condições prováveis, mas pouco frequentes.

Os ventos extremos são normalmente descritos em termos de período de recorrência (ou retorno). Especificamente, um vento extremo é o valor da maior velocidade do vento, com uma média ao longo de algum intervalo de tempo apropriado, com uma probabilidade anual de ocorrência de 1/N anos. Por exemplo, a maior velocidade média do vento em 10 minutos com um período de recorrência de 50 anos teria uma probabilidade de ocorrência de  $1/(6*8760*50) = 3.8*10^{-7}$ .

A determinação das velocidades extremas do vento através da medição real é difícil, uma vez que exigiria medições durante um longo período de tempo. No entanto, é possível estimar velocidades extremas do vento, utilizando extremos durante um período de tempo mais curto, juntamente com um modelo estatístico adequado.

O modelo estatístico mais comum para estimar velocidades de vento extremas é a distribuição de *Gumbel*. A função de densidade de probabilidade para a distribuição de *Gumbel* é apresentada na Equação (2.42) e a função de distribuição acumulada é apresentada na Equação (2.43). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

$$p(U_e) = \frac{1}{\beta} \exp\left(\frac{-(U_e - \mu)}{\beta}\right) \exp\left(-\exp\left(\frac{-(U_e - \mu)}{\beta}\right)\right) \quad (2.42)$$

Onde,  $U_e$  é o vento extremo durante algum período de tempo ainda não especificado,  $\beta = \frac{(\sigma_e \sqrt{6})}{\pi}$ ,  $\mu = \bar{U}_e - 0.577\beta$ ,  $\bar{U}_e$ , são termos que correspondem a média de um conjunto de valores extremos, e  $\sigma_e$  é o desvio padrão do conjunto referido anteriormente.

$$F(U_e) = \exp\left(-\exp\left(\frac{-(U_e - \mu)}{\beta}\right)\right) \quad (2.43)$$

A Figura 2.14 ilustra uma função de densidade de probabilidade de *Gumbel* para o caso de uma média de 10 m/s e um desvio-padrão de 4 m/s.

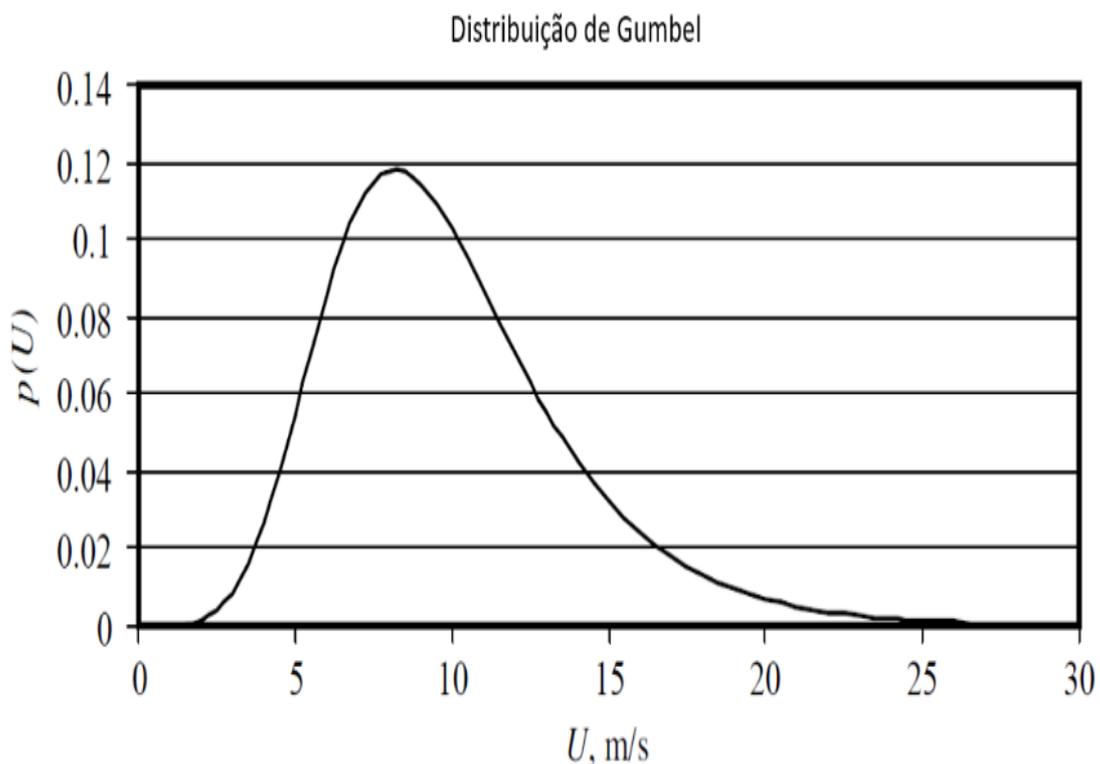


Figura 2.14 - Ilustração de uma distribuição de *Gumbel*. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.5 Monitorização do vento: análise dos Dados Eólicos

Os dados produzidos por um sistema de monitorização do vento podem ser analisados de várias formas. Estas podem incluir:

- Velocidades médias horizontais do vento em intervalos de tempo específicos;
- Variações na velocidade horizontal do vento ao longo dos intervalos de amostra (desvio-padrão, intensidade de turbulência, máximos);
- Direção horizontal média do vento;
- Variações na direção horizontal do vento ao longo dos intervalos de amostra (desvio-padrão);
- Distribuições da velocidade e da direção;
- Persistência;
- Determinação dos parâmetros de rajada;
- Análise estatística, incluindo autocorrelação, densidade espectral de potência, escalas de comprimento e de tempo e correlações espaciais e temporais com medições próximas;
- Componentes de vento constantes e flutuantes  $u$ ,  $v$ ,  $w$  ;
- Variações diurnas, sazonais, anuais, interanuais e direcionais de qualquer um dos parâmetros acima referidos.

Foram feitas algumas referências a cada uma destas medidas de dados eólicos, exceto no que diz respeito à persistência. A persistência é a duração da velocidade do vento dentro de um determinado intervalo de velocidades do vento. Além disso, histogramas da frequência dos períodos contínuos de vento entre a velocidade do vento de entrada e a velocidade do vento de saída forneceria informações sobre a duração prevista dos períodos de funcionamento contínuo da turbina.

Uma rosa dos ventos é um diagrama que mostra a distribuição temporal da direção do vento e da distribuição azimute da velocidade do vento num determinado local. Uma rosa dos ventos (cujo um exemplo é apresentado na Figura 2.15) é uma ferramenta conveniente para exibir os dados do anemómetro (velocidade e direção do vento) para análise de localização. Esta figura ilustra a forma mais comum, que consiste igualmente em círculos concêntricos espaçados com 16 linhas radiais igualmente espaçadas (cada uma representa um ponto de bússola). O comprimento da linha é proporcional à frequência do vento a partir do ponto da bússola, com os círculos formando uma escala. A frequência de condições calmas é indicada no centro. As linhas mais longas identificam as direções predominantes do vento. As rosas de

vento são geralmente utilizadas para representar dados anuais, sazonais ou mensais. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

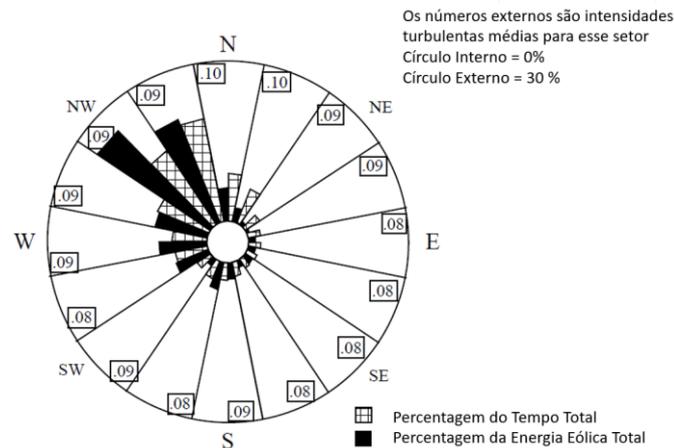


Figura 2.15 - Ilustração de uma rosa dos ventos. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.6 Turbinas Eólicas Modernas

As turbinas eólicas modernas permitem a conversão da energia proveniente do vento em eletricidade. Diferem do tradicional “moinho de vento” que é uma máquina que converte o vento que recebe em energia mecânica. Tal como os geradores de eletricidade, as turbinas eólicas estão ligadas a uma rede elétrica. Estas redes incluem circuitos de carregamento de baterias, energia à escala residual, redes isoladas ou insulares e grandes redes de serviços públicos. Em termos de números totais, as turbinas eólicas mais frequentemente encontradas são na verdade bastante pequenas – na ordem de 10 KW ou ainda com uma menor potência. Em termos de capacidade total de produção, as turbinas que compõem a maior parte da capacidade são, em geral, bastante grandes na faixa de 1,5 a 10 MW. Estas turbinas maiores são usadas principalmente em grandes redes de serviços públicos, no início principalmente na Europa e nos Estados Unidos e mais recentemente na China e Índia. Uma turbina eólica moderna típica, na configuração de um parque eólico, conectada a uma rede de serviços públicos, como poderemos ver na Figura 2.16. A turbina representada nesta figura é uma General Electric 1.5 MW e este fabricante tinha vendido mais de 10 000 unidades no ano de 2009. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). Atualmente as maiores turbinas são instaladas no mar em plataformas *off-shore* sendo habituais potências de 8 – 10 MW, havendo já modelos em teste com 15 MW e rotores com diâmetro superior a 200 m (Vestas, 2021).



Figura 2.16 - Turbina Eólica - General Electric 1.5 MW (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Para entender como as turbinas eólicas são utilizadas, é útil considerar brevemente alguns dos factos subjacentes ao seu funcionamento. Nas turbinas eólicas modernas, o processo de conversão real utiliza a força aerodinâmica básica de sustentação para produzir um binário positivo líquido num eixo rotativo, resultando em primeiro lugar na produção de energia mecânica e depois na sua transformação em eletricidade num gerador. As turbinas eólicas, ao contrário da maioria dos outros geradores, só podem produzir energia em resposta ao recurso que está imediatamente disponível. Não é possível armazenar a energia eólica produzida e utilizá-la mais tarde (o máximo que se pode fazer é limitar a produção abaixo da que o vento poderá produzir). Qualquer sistema ao qual uma turbina eólica esta conectada, de alguma forma, deve ter em conta esta variabilidade. Em redes maiores, a turbina eólica serve para reduzir a carga elétrica total e assim resulta numa diminuição do número de geradores convencionais em uso ou no uso de combustível dos que se encontram em funcionamento. Em redes menores deverá haver armazenamento de energia, em conjunto com geradores térmicos de *backup* e alguns sistemas de controlo especializados. Um outro facto é que o vento não é trasladável, sendo que só pode ser convertido no local onde é capturado. Historicamente, um produto como o trigo moído era feito no moinho e depois transportado para o seu ponto de uso. Atualmente, a possibilidade de transportar energia elétrica através de linhas elétricas compensa em certa medida a incapacidade do vento para ser transportado. No futuro, os sistemas de energia baseados em hidrogénio poderão aumentar esta possibilidade. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.7 Design Das Turbinas Eólicas Modernas

Atualmente, o projeto mais comum é o das turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT), ou seja, o eixo de rotação é paralelo ao solo. Os rotores HAWT são geralmente classificados de acordo com a orientação do rotor: rotor a barlavento (*upwind*) ou rotor a sotavento (*downwind*), do tipo de cubo (rígido ou oscilante-*teetering*), do tipo de controlo do rotor (inclinação-*pitch* ou perda de sustentação-*stall*), do número de pás (geralmente duas ou três) e do modo como são alinhadas com o vento (movimento de guinada livre-*free yaw* ou movimento de guinada ativo-*active yaw*). A Figura 2.17 mostra as configurações da orientação do rotor de acordo com a direção do vento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

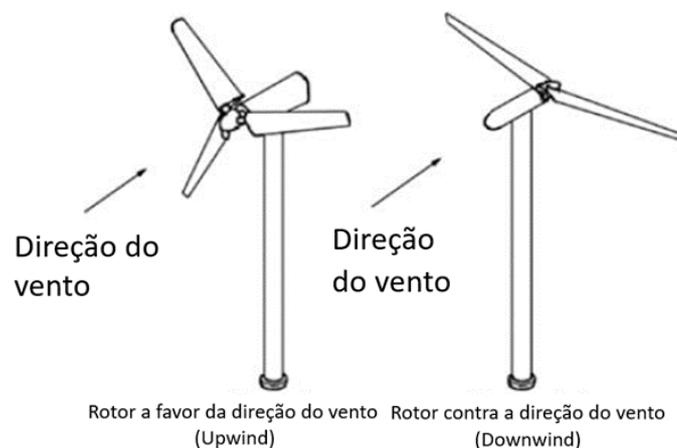


Figura 2.17 - Orientação do rotor de acordo com a direção do vento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Os principais subsistemas de uma típica turbina eólica de eixo horizontal (terrestre) estão representados na Figura 2.18 e em mais detalhe na Figura 2.19. Estes incluem:

- O rotor, composto pelas pás e pelo cubo de suporte;
- A transmissão (*drive train*), que inclui as partes rotativas da turbina eólica (exclusivas do rotor);
- Geralmente consiste em eixos, caixa de velocidades, acoplamentos, um travão mecânico e um gerador;
- A nacela e a estrutura principal, incluindo a carcaça da turbina eólica, a placa de base de apoio (*bedplates*) e o sistema de movimento de guinada;
- A torre e a fundação;
- Os controlos da máquina;

- O sistema elétrico, incluindo cabos, painel de distribuição, transformadores e possivelmente, conversores eletrónicos de energia.

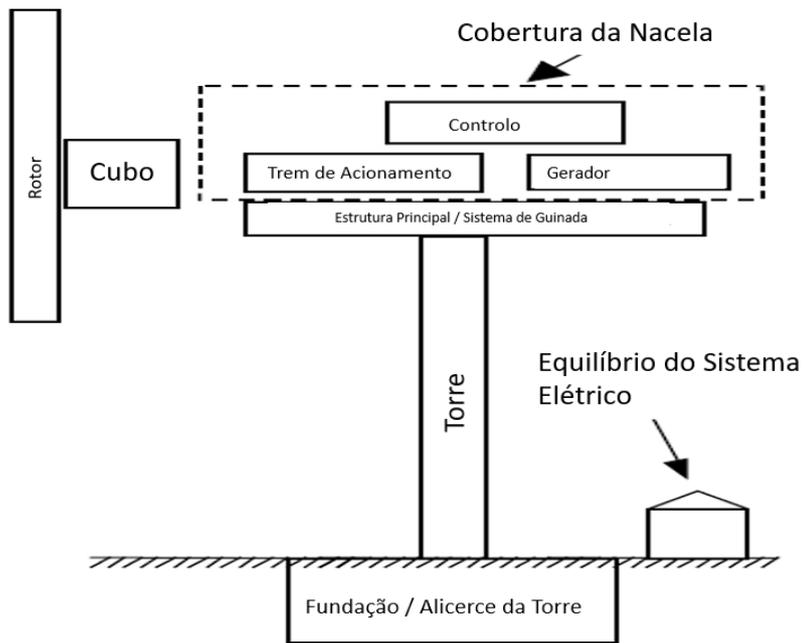


Figura 2.18 - Principais subsistemas de uma típica turbina eólica de eixo horizontal (terrestre). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

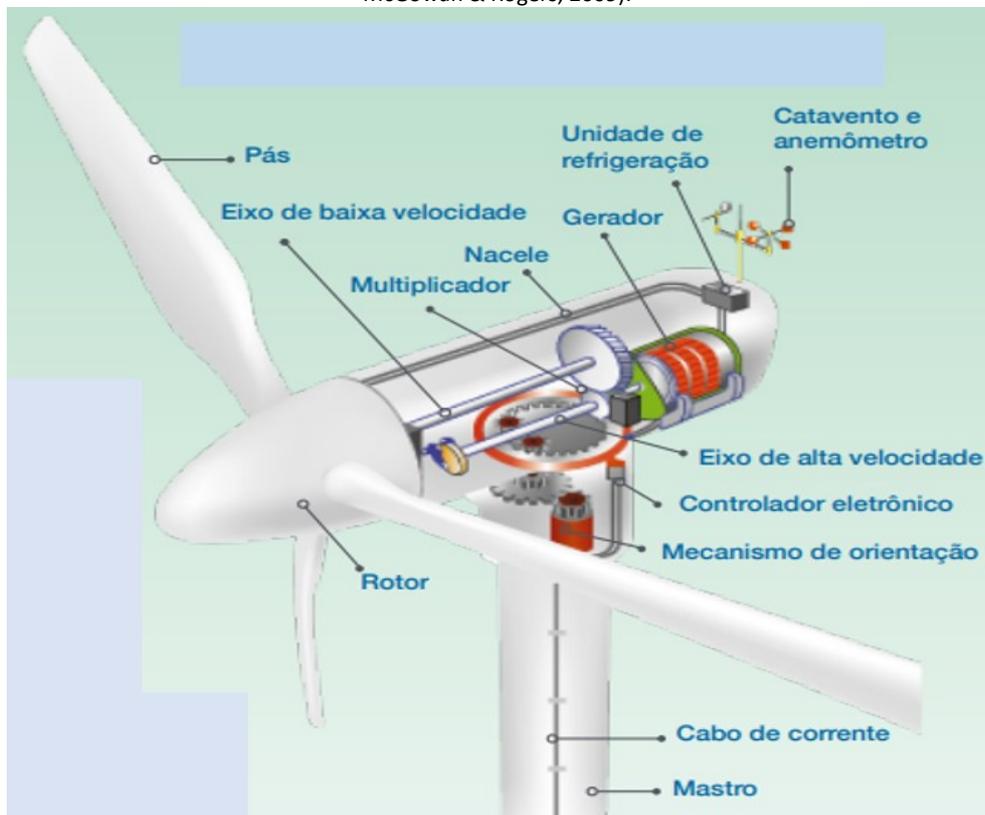


Figura 2.19 - Componentes de um Turbina Eólica de Eixo Horizontal. Adaptado de (Iberdola, 2020).

As principais opções no projeto e construção de turbinas eólicas incluem:

- Número de pás (geralmente três);
- Orientação do rotor: rotor a favor da direção do vento e rotor contra a direção do vento;
- Material da pá, método de construção e perfil;
- Design do cubo: rígido, oscilante (*teetering*) ou articulado (*hinged*);
- Controle de potência através de controle aerodinâmico (movimento de guinada livre) ou controle direto (movimento de guinada ativa) ou por variação do *pitch* das pás;
- Gerador síncrono ou gerador assíncrono (gaiola de esquilo ou alimentado duplamente);
- Caixa de velocidades ou gerador de acionamento direto.

De seguida, é apresentada uma breve introdução e uma visão geral de alguns dos componentes mais importantes as turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT).

### 2.7.1 Rotor

O rotor corresponde à parte rotativa do aerogerador, responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia mecânica. É constituído pelo cubo e pelas pás. Estes são geralmente considerados os componentes mais importantes da turbina, tanto do ponto de vista do desempenho quanto do custo geral. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). Associado ao rotor aparece o conceito de solidez que consiste na razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas. Para um diâmetro e solidez constantes, o rendimento do aerogerador aumenta com o número de pás mas também acarreta a um aumento de custo do equipamento. De destacar ainda a chumaceira de grandes dimensões na qual o rotor é apoiado e ainda a necessidade de inclinar ligeiramente o cubo do rotor (*tilt angle*  $\theta_T$ ) (Figura 2.20), afastando-o da torre, permitindo assim o “baloiçar” natural resultante dos desequilíbrios mecânicos (decorrentes do vento) que surgem no aerogerador (Martins, 2007).

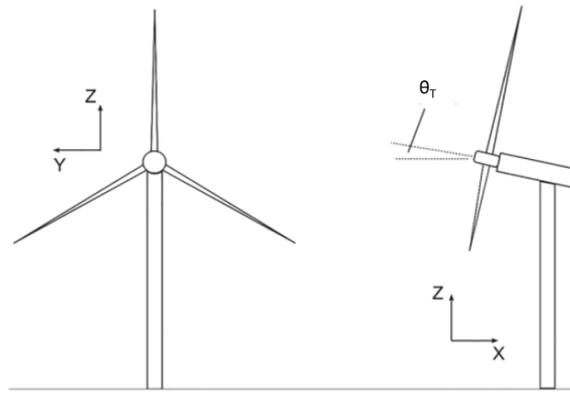


Figura 2.20 - Representação do *tilt angle*( $\theta_T$ ) do rotor. Adaptado de (Wiley Online Library, 2019).

### 2.7.2 Nacela e Sistema de Guinada (Yaw System)

Nacela ou cabina é o local onde estão alojados todos os equipamentos que permitem a conversão da energia mecânica proveniente do rotor em energia elétrica. No seu interior existe ainda um mecanismo rotativo associado ao um controlador que recebe informação do anemoscópio e direciona a turbina no sentido adequado (Martins, 2007).

Esta categoria inclui o alojamento da turbina eólica, a base da máquina ou a estrutura principal e o sistema de orientação da guinada. A estrutura principal fornece a montagem e o alinhamento adequado dos componentes do sistema de transmissão (*drive train*). A tampa/cobertura da nacela protege o conteúdo das intempéries.

É necessário um sistema de orientação de guinada (*yaw orientation system*) para manter o eixo do rotor alinhado adequadamente com o vento. O seu componente principal é um rolamento de grandes dimensões que conecta a estrutura principal à torre. Um acionamento de guinada ativo (*active yaw drive*), usado em turbinas eólicas com o rotor a barlavento e às vezes com turbinas com o rotor a sotavento, contém um ou mais motores de guinada, cada um dos quais aciona uma engrenagem de pinhão contra uma engrenagem de touro acoplada ao rolamento de guinada. Esse mecanismo é controlado por um sistema de controlo de guinada automático com um sensor de direção do vento geralmente montado na nacela da turbina eólica. Às vezes, os travões de guinada são usados com esse tipo de projeto para manter a nacela na posição, quando esta não sofre o movimento de guinada. Sistemas de guinada livre (*free yaw*) (o que significa que estes se alinham automaticamente com o vento) são frequentemente usados em máquinas de vento com o rotor a sotavento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### 2.7.3 Torre:

A torre possui a função de sustentação da nacela e do rotor, colocando estes elementos a uma altura em que a velocidade do vento é maior e mais constante do que junto ao solo (Martins, 2007). O dimensionamento e construção deste elemento é bastante importante, dado que suporta cargas bastante significativas e está sujeito à ação constante dos elementos. A construção mais popular é a torre tubular (em aço ou betão) (Figura 2.21-a)), mas também é possível a construção de uma “torre treliça” (Figura 2.21-b) e de uma torre sustentada por cabos (Figura 2.21-c)). A torre tubular é a mais comum, pois apesar de mais cara, causa menor impacto visual e possibilita ainda a construção de uma escada interior, facilitando assim os acessos aquando da necessidade de manutenção.

A altura da torre é tipicamente de 1 a 1,5 vezes o diâmetro do rotor, mas em qualquer caso é normalmente de pelo menos 20 m. A seleção da torre é grandemente influenciada pelas características do local. A rigidez da torre é um fator importante na dinâmica do sistema de turbinas eólicas devido à possibilidade de vibrações acopladas entre o rotor e a torre. Para turbinas com rotores a sotavento, o efeito da sombra da torre (a esteira criada pelo fluxo de ar em torno de uma torre) na dinâmica da turbina, flutuações de energia e produção de ruído deve ser considerado. Por exemplo, devido à sombra da torre, as turbinas com o rotor a sotavento são geralmente mais ruidosas do que as turbinas com o rotor a barlavento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

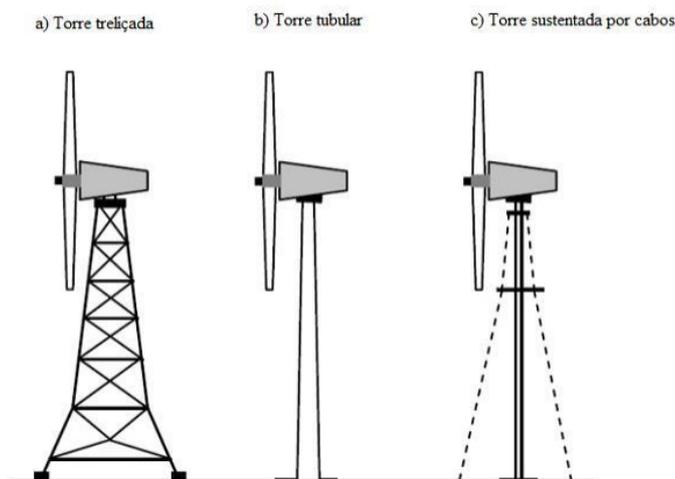


Figura 2.21 – Estrutura das torres. Adaptado de (MATHEW, 2006)

#### 2.7.4 Caixa de Velocidades

A caixa de velocidades tem como função adaptar a velocidade do rotor (tipicamente baixa nas grandes eólicas—0.1 a 0.5 Hz) à velocidade do gerador, habitualmente relacionada com a frequência da rede elétrica (50 Hz). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Pode possuir a configuração de trem epicicloidal ou de eixos paralelos, tal como na Figura 2.4. O último tem a vantagem de possuir um projeto e manutenção mais simplificados (Martins, 2007).

#### 2.7.5 Gerador

O gerador é o dispositivo que se encontra na cabina e que tem como função a conversão do movimento rotativo das pás do rotor em energia elétrica. Tipicamente, para aplicação em aerogeradores, estes dividem-se em dois grandes grupos – geradores síncronos (alternadores) ou assíncronos (de indução). O gerador síncrono, quando ligado diretamente à rede elétrica, requer uma velocidade fixa para o seu funcionamento, sendo por isso bastante rígido na sua operação, não permitindo flutuações na velocidade do vento. Para além disso, o processo de arranque também é dificultado, pois é necessário que a turbina gire na polaridade correta. Quando acoplado a um retificador, pode ser utilizado em pequenas instalações.

Os geradores de indução são muito mais flexíveis e a maior parte dos fabricantes utiliza este tipo de dispositivo nos seus aerogeradores. Abaixo da velocidade de sincronismo este funciona como um motor de indução, produzindo binário. Acima da velocidade de sincronismo funciona como gerador, produzindo corrente elétrica. Geralmente, ambos os tipos de gerador requerem a existência da caixa de velocidades para o ajuste de velocidades. No entanto, o advento dos geradores síncronos de ímanes permanentes com um elevado número de polos e a utilização de modernos conversores eletrónicos de potência tem possibilitado uma grande evolução nestes sistemas, nomeadamente através de (Martins, 2007):

- Aumento da produção de energia e fiabilidade;
- Redução de esforços mecânicos e ruído;
- Ligação suave à rede elétrica, pois a frequência da corrente produzida pelo gerador está desacoplada da frequência da rede;
- Possibilidade de abandono da caixa de velocidades.

Muitas turbinas eólicas instaladas em aplicações conectadas à rede usam geradores de indução de “gaiola de esquilo” (SQIG). Um SQIG opera dentro de uma faixa estreita de velocidades ligeiramente superior à sua velocidade síncrona (um gerador de quatro polos em operação numa rede de 50 Hz possui uma velocidade síncrona de 1500 rpm). As principais vantagens desse tipo de gerador de indução são que este é robusto, económico e fácil de ligar a uma rede elétrica. Uma opção cada vez mais popular atualmente é o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). O DFIG é frequentemente usado em aplicativos de velocidade variável.

Uma opção cada vez mais popular para geração de energia elétrica em escala de utilidade pública é a turbina eólica de velocidade variável. Há uma série de benefícios que essa configuração oferece, incluindo a redução do desgaste da turbina eólica e a operação potencial da turbina eólica com eficiência máxima em uma ampla faixa de velocidades do vento, resultando em maior captura anual de energia.

Embora exista um grande número de opções de *hardware* com potencial para operar com velocidade variável, componentes eletrônicos de potência são usados na maioria das máquinas de velocidade variável, atualmente sendo projetadas. Quando usados com conversores eletrônicos de potência adequados, geradores síncronos ou assíncronos de qualquer tipo podem funcionar em velocidade variável. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

#### 2.7.6 Mecanismos de Adaptação à Velocidade do Vento e Segurança

O vento é um fenómeno natural e bastante imprevisível. Nesse sentido, os aerogeradores estão dotados de uma série de sistemas de segurança e de adaptação à velocidade do vento:

- **Varição do Passo:** A maioria dos aerogeradores de grandes dimensões possui um sistema de variação do passo das pás que permite que estas rodem longitudinalmente sobre si próprias. Assim, o controlador recebe os dados lidos pelo anemómetro e, quando a velocidade do vento é baixa, as pás são orientadas de tal forma que a componente da força que contribui para o binário é maximizada. Por outro lado, quando a velocidade do vento é superior à nominal, o sistema de controlo atua de forma que o binário seja constante (inclinando a pá adequadamente). Caso a

velocidade do vento supere a velocidade de corte (máxima velocidade à qual a turbina pode funcionar), por exemplo, no decorrer de uma tempestade, as pás são colocadas em “bandeira” de forma a não serem perturbadas pelo escoamento, oferecendo a mínima resistência ao vento. Em suma, este tipo de aerogeradores, apesar de mais caro, permite um controlo ótimo da orientação das pás de acordo com a velocidade do vento, mantendo uma velocidade de rotação quase constante e diminuindo os esforços mecânicos, maximizando a produção energética e aumentando a segurança (Martins, 2007).

- **Entrada em Perda:** Os aerogeradores mais pequenos, antigos ou menos evoluídos não estão dotados do sistema de variação de passo. Neste caso, o próprio perfil aerodinâmico da pá está projetado para entrar em perda de sustentação/ perda aerodinâmica quando a velocidade supera um dado valor. Neste tipo de aerogeradores o arranque é dificultado, pois não é possível maximizar a componente do binário orientando as pás – normalmente recorre-se a um motor de arranque auxiliar ou ao próprio gerador para iniciar o movimento da turbina (Martins, 2007).
- **Travão:** Apesar dos aerogeradores estarem projetados para interromper o seu movimento por meios aerodinâmicos, a existência de um sistema mecânico de travagem é da maior importância para situações de emergência e manutenções. Normalmente trata-se de um disco aplicado no veio de baixa velocidade (mais caro, pois requer maior binário de travagem) ou no veio de alta velocidade (mais barato, mas menos seguro porque não assegura a travagem do rotor em caso de falha da caixa de velocidades) (Martins, 2007).
- **Sistema de Arrefecimento:** Devido à grande quantidade de calor gerada pela conversão de energia mecânica em energia elétrica, por um lado nos próprios componentes do aerogerador, e por outro no óleo que circula nas chumaceiras e engrenagens da caixa de velocidades, o risco de incêndio ou de falha mecânica é elevado. Assim, as turbinas eólicas estão dotadas de entradas de ar e de circuitos de refrigeração que permitem baixar a temperatura no seu interior e melhorar o seu funcionamento.

### 2.7.7 Sistema de Transmissão

O trem de acionamento consiste nas outras partes rotativas da turbina eólica a jusante do rotor. Este geralmente inclui um eixo de baixa velocidade (no lado do rotor), uma caixa de engrenagens e um eixo de alta velocidade (no lado do gerador), como é passível de ser observado na Figura 2.4. Outros componentes do trem de acionamento incluem os rolamentos de suporte, um ou mais acoplamentos, um travão e as partes rotativas do gerador. O objetivo da caixa de velocidades é converter a baixa velocidade de rotação do rotor (dezenas de rpm) a uma taxa adequada para acionar um gerador padrão (centenas ou milhares de rpm). Dois tipos de caixas de velocidades são usados em turbinas eólicas: eixo paralelo e planetário. Para turbinas eólicas de maior dimensão (acima de aproximadamente 500 kW), as vantagens de peso e tamanho das caixas de velocidades planetárias tornam-se mais acentuadas. Alguns projetos de turbinas eólicas usam vários geradores e, portanto, são acoplados a uma caixa de velocidades com mais de um eixo de saída. Outros usam geradores de baixa velocidade, especialmente projetados, que não requerem caixa de velocidades.

Enquanto o projeto dos componentes do sistema de transmissão de turbinas eólicas geralmente segue a prática convencional de projeto de máquinas de engenharia mecânica, o seu carregamento inabitual exige uma consideração especial. Ventos flutuantes e a dinâmica de grandes rotores rotativos impõem cargas variáveis significativas nos vários componentes do sistema (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### 2.7.8 Controlo

O sistema de controlo de uma turbina eólica é importante no que diz respeito à operação da máquina e à produção de energia. Um sistema de controlo de turbinas eólicas inclui os seguintes componentes, Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009):

- Sensores: de velocidade, posição, fluxo, temperatura, corrente, tensão, etc.;
- Controladores: mecanismos mecânicos, circuitos elétricos;
- Amplificadores de potência: interruptores, amplificadores elétricos, bombas hidráulicas e válvulas;
- Atuadores: motores, pistões, ímanes e solenoides;
- Inteligência: computadores, microprocessadores.

O controle de turbinas eólicas envolve os três aspectos principais seguintes e o equilíbrio criterioso de seus requisitos:

- Definir limites superiores e limitar o binário e a potência ao qual o sistema de transmissão, gerador e outros componentes eletrônicos estão sujeitos;
- Maximização da vida à fadiga do sistema de transmissão do rotor e outros componentes estruturais na presença de mudanças na direção do vento, velocidade (incluindo rajadas) e turbulência, bem como ciclos de arranque e paragem da turbina eólica;
- Maximizar a produção de energia.

## 2.8 Previsão da Saída de Potência

A potência de uma turbina eólica varia vigorosamente com a velocidade do vento e cada turbina eólica possui uma curva característica de desempenho de potência. Com essa curva, é possível prever a energia produzida de uma turbina eólica sem considerar os detalhes técnicos de seus diversos componentes. A curva de potência fornece a potência elétrica em função da velocidade do vento na altura ao qual se encontra o rotor.

A Figura 2.22 apresenta um exemplo de uma curva de potência para uma turbina eólica hipotética. O desempenho de um determinado gerador de turbina eólica pode estar relacionado a três pontos-chave na escala de velocidade:

- **Cut-in speed:** velocidade do vento necessária para que uma turbina eólica em particular comece a produzir energia elétrica): a velocidade do vento mínima na qual a máquina fornecerá energia útil;

- **Velocidade nominal do vento (*rated wind speed*):** a velocidade do vento na qual a potência nominal (geralmente a potência máxima de saída do gerador elétrico) é atingida;

- **Cut-out speed:** a velocidade máxima do vento na qual a turbina pode fornecer energia (geralmente limitado pelo projeto de engenharia e restrições de segurança).

Normalmente, as curvas de potência existentes para máquinas podem ser obtidas através do fabricante das mesmas. As curvas são derivadas de testes em campo e usando métodos de teste padronizados. É possível estimar a forma aproximada da curva de potência para uma dada turbina eólica. Tal processo envolve a determinação das características de

potência do rotor da turbina eólica, relação de engrenagens da caixa de velocidades e eficiência dos seus componentes. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

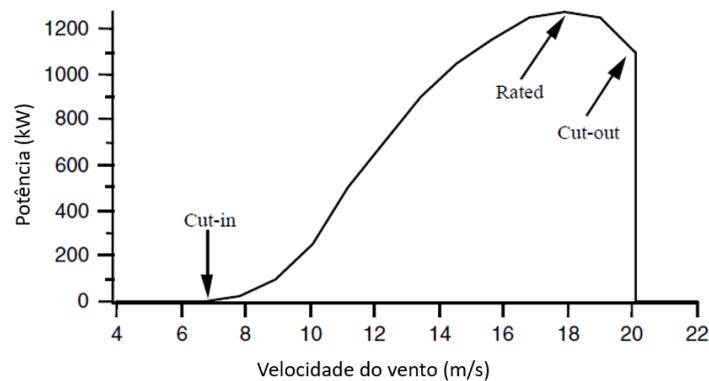


Figura 2.22 - Exemplo de uma curva de potência de uma dada turbina eólica. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

A previsão da curva de potência de uma turbina eólica é uma etapa importante no processo de design. Envolve a consideração do rotor, caixa de velocidades, gerador e sistema de controlo. O processo é um pouco diferente com uma turbina eólica de velocidade fixa do que com uma turbina eólica de velocidade variável. O processo será ilustrado primeiro com uma máquina de passo fixo (*fixed pitch*) e velocidade fixa, seguida de uma discussão sobre turbinas eólicas de velocidade variável e passo variável (*variable pitch*).

O método usado na previsão da curva de potência para uma turbina eólica de passo fixo e velocidade fixa é combinar a potência do rotor em função da velocidade do vento e da velocidade de rotação com a potência produzida pelo gerador, também em função da velocidade rotacional. Os efeitos das eficiências dos componentes também são considerados, quando apropriado. Nesta discussão, assume-se que todas as eficiências do sistema de transmissão (*drive train*) são contabilizadas ajustando a potência do rotor. O processo pode ser feito graficamente ou de maneira mais automatizada. O método gráfico ilustra melhor o conceito e será descrito aqui.

A potência do rotor em função da velocidade de rotação é prevista para uma série de velocidades do vento aplicando estimativas para o coeficiente de potência,  $C_p$ . A potência do rotor,  $P_{rotor}$ , é então:

$$P_{rotor} = C_p \eta \frac{1}{2} \rho \pi R^2 U^3 \quad (2.44)$$

Onde,  $\eta$  é a eficiência do sistema de transmissão,  $\rho$  é a densidade do ar,  $R$  é raio do rotor e  $U$  é a velocidade do vento.

A velocidade do rotor,  $n_{rotor}$ , em rpm, é encontrada a partir do rácio da velocidade da ponta da pá e do vento (tip speed ratio) ou velocidade específica,  $\lambda$ :

$$n_{rotor} = \frac{30}{\pi} \lambda \frac{U}{R} \quad (2.45)$$

Uma relação de potência versus rpm é encontrada para o gerador e refere-se ao lado de baixa velocidade da caixa de velocidades, dividindo a velocidade do gerador pela razão de transmissão da caixa de velocidades. Essa relação é sobreposta a uma série de parcelas (para uma variedade de velocidades do vento) para potência do rotor versus rotação do rotor. Todo e qualquer ponto no qual uma linha de um gerador cruza uma linha de um rotor define um par de pontos de potência e velocidade do vento na curva de potência. Esses pontos também definem a velocidade de operação do rotor.

Os geradores que estão diretamente conectados à rede geralmente são do tipo síncrono ou de indução (gaiola de esquilo). Os geradores síncronos giram a uma velocidade fixa, determinada pelo número de polos magnéticos e pela frequência da rede. Os geradores de indução giram a uma velocidade quase fixa, determinada principalmente pelo número de polos e frequência da rede, mas também pelo nível de potência. Para uma operação normal, a potência varia diretamente com o “deslizamento”. A relação também pode ser expressa como:

$$P_{gerador} = \frac{g n_{rotor} - n_{sync}}{n_{rated} - n_{sync}} P_{rated} \quad (2.46)$$

Onde,  $P_{gerador}$  é a potência do gerador,  $g$  é o rácio da caixa de velocidades,  $P_{rated}$  é a potência nominal do gerador (*rated generator power*),  $n_{sync}$  é a velocidade síncrona do gerador e  $n_{rated}$  é a velocidade do gerador na potência nominal.

As turbinas eólicas de velocidade variável estão conectadas indiretamente à rede. Estas geralmente têm um gerador síncrono ou um gerador de indução de rotor de enrolamento (*wound rotor induction generator*), juntamente com conversores eletrónicos de potência. A curva de potência versus velocidade do gerador são diferentes nesses casos, mas o princípio na determinação da curva de potência total da turbina eólica é a mesma. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.9 Turbinas Eólicas de Pequeno Porte

Simultaneamente ao aumento da potência e dimensão das turbinas eólicas, têm surgido também esforços para o desenvolvimento de instalações de tamanho reduzido e para diferentes aplicações industriais e/ou domésticas. Visto que o objetivo desta dissertação passa por conceber, caracterizar e otimizar um pequeno rotor eólico, é essencial uma revisão bibliográfica um pouco mais aprofundada deste tipo de aerogeradores.

Existem várias definições e classificações de pequenas turbinas eólicas, sendo a única universalmente aceite que são turbinas eólicas cuja área de captação da energia incidente do vento é inferior a 200 m<sup>2</sup> de acordo com a norma IEC 61400-2. No entanto, é normal que estas pequenas turbinas sejam objeto de subclassificação e categorização adicionais quanto à dimensão e orientação do rotor. No que respeita à dimensão deste, utiliza-se a denominação de “micro” turbinas eólicas, quando a sua utilização é doméstica (e a potência raramente excede os 5 kW) e de mini turbinas eólicas para potências de uma a algumas dezenas de kW. Na Tabela 2.3 apresenta-se a subclassificação das pequenas turbinas eólicas quanto à dimensão do rotor proposta na norma IEC 61400-2 e a subclassificação quanto à potência nominal aceite no sector (ESTANQUEIRO & SIMÕES, 2010).

Tabela 2.3 - Subclassificação de pequenas turbinas eólicas (ESTANQUEIRO & SIMÕES, 2010).

Subclasse	Diâmetro do Rotor (m)	Classificações Normativas (área varrida, (m <sup>2</sup> ))	Classificações Comuns (Potência Nominal, Pu)(KW)	Aplicações
Microturbina	D < 1,6 m	A < 2 m <sup>2</sup>	< 5 KW	Domésticas
Mini Turbina	1,6 m < D < 5 m	2 < A < 78,5 m <sup>2</sup>	5 < Pu < 50 KW	Urbanizações e pequenas empresas
Pequena Turbina	5 m < D < 16 m	78,5 < A < 200 m <sup>2</sup>	50 < Pu < 500 KW	Grandes urbanizações e PMEs de consumo significativo (ex: agropecuárias e outras)

Quanto à utilização da energia elétrica, e sua integração (ou não) numa rede preexistente, as pequenas turbinas eólicas dizem-se “interligadas” à rede elétrica quando dispõem de um sistema que lhes permite entregar energia à rede de distribuição e, funcionando em “regime isolado” da rede, quando operam sem o apoio desta, necessitando normalmente de um sistema de armazenamento de energia elétrica (ESTANQUEIRO & SIMÕES, 2010).

Existem algumas características que estabelecem diferenças importantes entre as pequenas turbinas eólicas e as grandes máquinas de vários MW. Sendo que, ambas as classes recorrem essencialmente às forças de sustentação exercidas nas pás, independentemente da orientação do seu eixo de rotação, verifica-se que, no segmento das pequenas turbinas eólicas, e ao contrário do verificado no sector das turbinas de vários MW, poucos fabricantes apresentam máquinas com indicadores técnicos de elevada eficiência.

Alguns fatores que têm contribuído para este cenário: o primeiro e, possivelmente, o mais relevante, é que, ao contrário das grandes turbinas eólicas, no segmento das microturbinas poucos ou nenhuns programas de I&D que cofinanciem o desenvolvimento destes produtos no espaço Europeu, têm existido. Nos USA, embora o panorama seja idêntico, tem-se contudo verificado um interesse mais continuado neste sector eólico. Por outro lado, um projeto aerodinamicamente otimizado de um micro-rotor eólico apresenta dificuldades acrescidas, no que diz respeito ao reduzido número de Reynolds a que estes rotores funcionam, facto que é reforçado pela diminuta dimensão das mini e microturbinas, o que leva a uma diminuição na eficiência global do aerogerador, pelo que o seu projeto aerodinâmico requer um estudo bastante aprofundado de forma a “superar” esta diminuição (ESTANQUEIRO & SIMÕES, 2010).

Efetuada uma rápida análise ao Catálogo Europeu de Fabricantes de Turbinas Eólicas para Ambiente Urbano (Urbanwind, s.d.), foi possível ter uma perspetiva geral das várias turbinas eólicas de pequenas dimensões existentes, sendo que algumas destas encontram-se devidamente caracterizadas na Tabela 2.4 (as turbinas eólicas selecionadas são de eixo horizontal e possuem 3 pás, pois estas são as de maior interesse para o presente estudo). Para além disso, o intervalo de velocidades do vento nos quais as turbinas desenvolvem a sua potência nominal é bastante ampla, normalmente, desde os 8 até aos 20 m/s e a velocidade à qual os aerogeradores começam a produzir energia elétrica também é bastante importante, os melhores fazem-no a partir dos 2,5 m/s.

Tabela 2.4 - Dados relativos a algumas turbinas eólicas de pequenas dimensões. Adaptado de (Urbanwind, s.d.).

Aerogerador (Fabricante/Modelo)	Potência Nominal (KW)	Velocidade Nominal (m/s)	Velocidade Mínima (m/s)	Diâmetro (m)	Ilustração
<a href="#">Aircon /Aircon</a> 10 KW	10	11	2,5	7,1	
<a href="#">Eoltec/Wind</a> <a href="#">Runner</a> 25 KW	25	12	3	10	
<a href="#">Ampair / Ampair</a> <a href="#">Pacific Hawk</a> 0,3 KW	0,3	12,6	3	1,2	
<a href="#">Fortis Wind</a> <a href="#">Energy/ Passaat</a> 1,4 KW	1,4	16	2,5	3,12	
<a href="#">Fuhrländer/ FL</a> 100 KW	100	13	2,5	21	

## 2.10 Outros Conceitos Relacionados com Turbinas Eólicas

O panorama geral das turbinas eólicas acima apresentado assumiu uma topologia do tipo básico, nomeadamente uma tipologia que utiliza um rotor de eixo horizontal, acionado por forças de sustentação. É de notar que um grande número de outras tipologias foi proposto e, em alguns casos, construídas. Nenhuma destas outras tipologias tiveram tanto impacto na produção de energia a partir do vento, como as turbinas eólicas de eixo horizontal. As turbinas eólicas mais próximas das convencionais de eixo horizontal são as de eixo vertical (VAWT), também conhecidas como de Darrieus. Estas, foram amplamente estudadas nas décadas de 70 e 80. Um exemplo de um tipo de estas turbinas está presente na Figura 2.23. Apesar de algumas características atrativas, as turbinas eólicas Darrieus no entanto apresentavam alguns problemas e nunca foram capazes de igualar as HAWT no que diz respeito ao custo da energia produzida. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

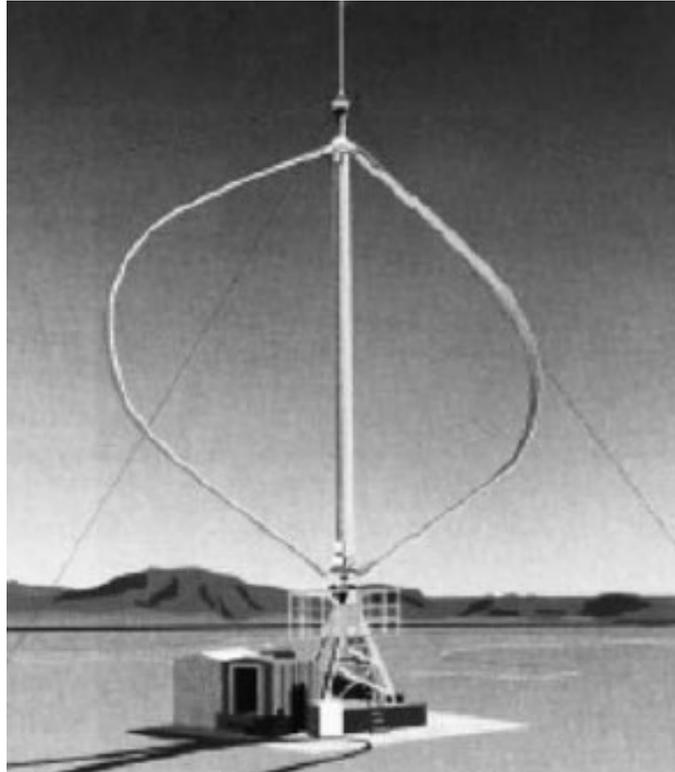


Figura 2.23 - Sandia Darrieus VAWT de 17 metros. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Outro conceito que aparece periodicamente é o de concentrador ou difusor de vento, que aumenta a velocidade do vento e assim aumentam a eficiência da turbina eólica. O problema é que o custo de produção de um concentrador ou difusor, que também pode suportar ventos extremos ocasionais, é muito elevado e não compensa o que o dispositivo vale.

Por último, foram propostos vários rotores que utilizam o acionamento através de forças de arrasto em vez de forças de sustentação. Um desses exemplos é o rotor *Savonius*, utilizado para algumas pequenas aplicações de bombeamento de água. O problema de estes rotores é que são intrinsecamente ineficientes e difíceis de proteger de ventos extremos. É muito duvidoso que estes venham a ser amplamente usados em turbinas eólicas. Alguns dos diversos conceitos relacionados com turbinas eólicas estão representados nas próximas Figuras 2.24 e 2.25. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

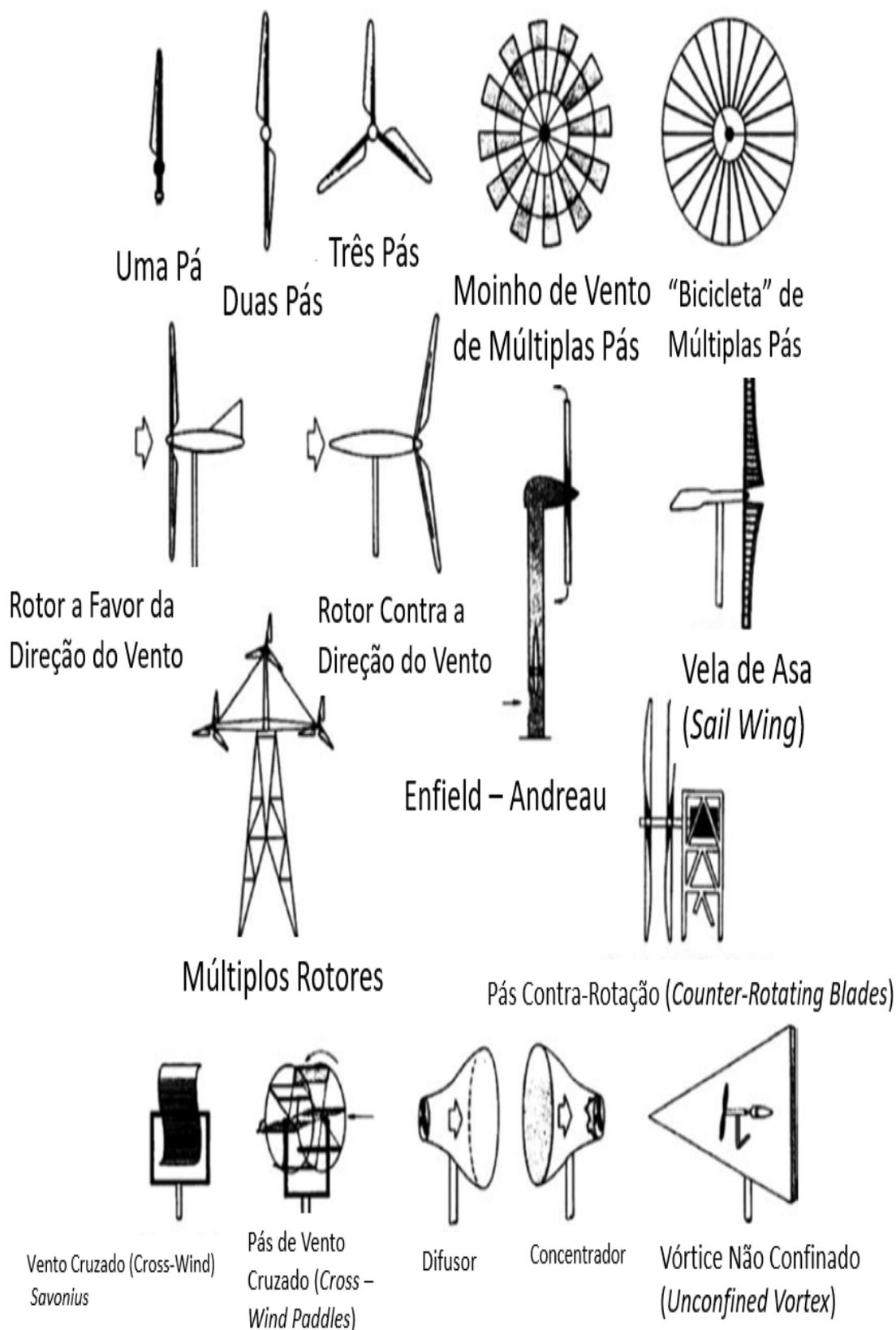
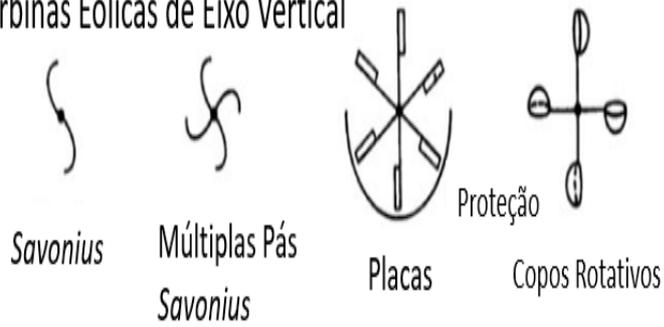


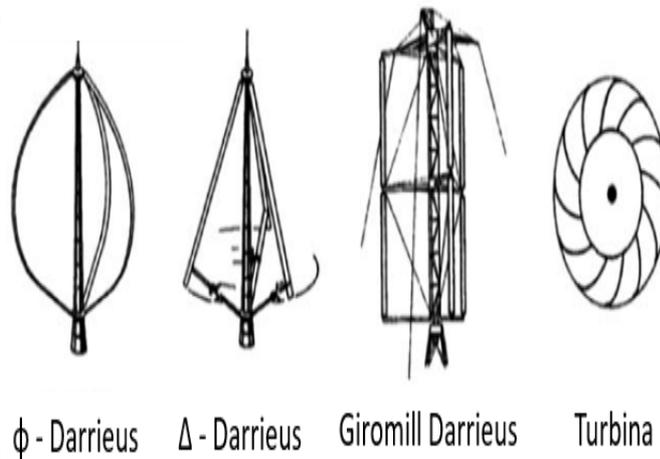
Figura 2.24 - Tipos de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Turbinas Eólicas de Eixo Vertical

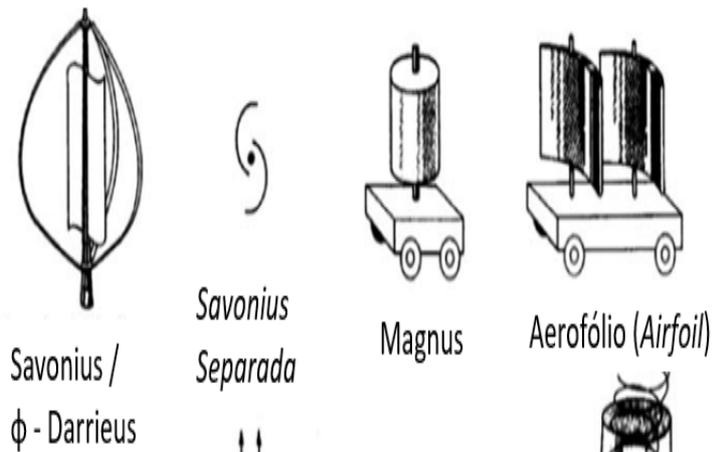
Primeiros Tipos de Turbinas que usam a Força de Arrasto:



Primeiros Tipos de Turbinas que usam a Força de Sustentação:



Combinações:



Outras:

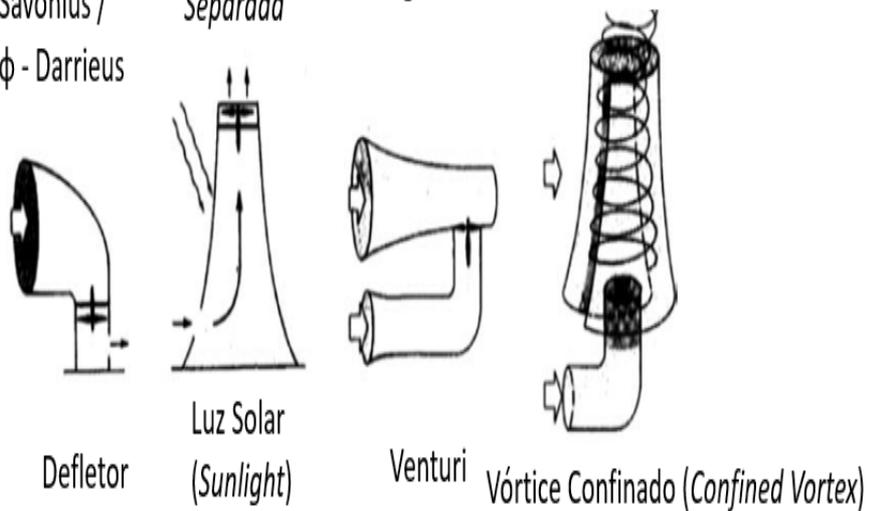


Figura 2.25 - Tipos de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.11 Breve História dos Moinhos Eólicos

É sempre recomendado considerar um pouco da história da energia eólica, uma vez que permite perceber a razão pela qual as turbinas eólicas são da forma como são hoje em dia.

A primeira referência histórica conhecida de um moinho eólico é a de Hero de Alexandria, na sua obra *Pneumatics* (Woodcroft, 1851). Acredita-se que este herói tenha vivido entre o século I a.C e o século II d.C. Na sua obra descreveu um dispositivo que fornece ar a um órgão por meio de um moinho de vento. Na Figura 2.26 poderemos ver a estrutura inerente a este tipo de moinhos.

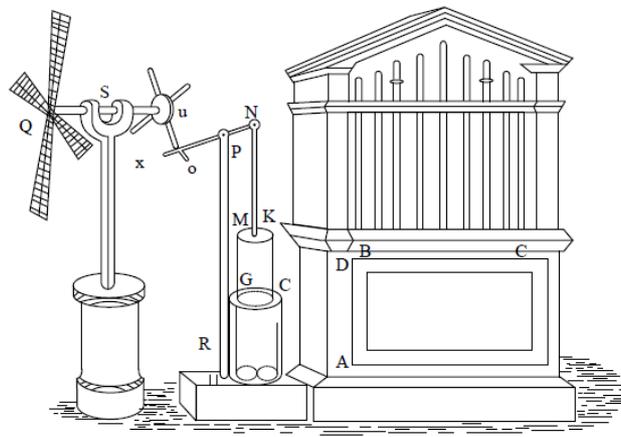


Figura 2.26 - Moinho de Vento - Hero's (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Para além do moinho de vento *Hero's*, a referência seguinte data o século IX d.C. Os moinhos de vento estavam definitivamente em ascensão na região persa do *Seistan*, naquela época (agora Irão Oriental). *Al Masudi* também relatou uma história que indica que os moinhos de vento foram utilizados até 644 d.C. Os moinhos de vento do *Seistan* continuaram a ser utilizados até o tempo atual. Este tipo de aerogerador tinha rotores de eixo vertical, como ilustrado na Figura 2.27. Os moinhos de vento apareceram no Norte da Europa aproximadamente no século X ou XI. Estes moinhos de vento eram consideravelmente diferentes dos do *Seistan* e tem havido alguma especulação sobre se e como as fábricas de *Seistan* poderiam ter influenciado as que surgiram mais tarde na Europa. Não há respostas definitivas, mas *Vowles* em 1930 sugeriu que os *Vikings*, que viajavam regularmente do Norte da Europa para o Médio Oriente, poderão ter trazido o conceito, numa das suas viagens de regresso. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.27 - Moinho de vento semelhante ao de *Seistan*. Adaptado de (SURFIRAN, s.d.)

Uma nota interessante sobre a evolução inicial diz respeito à alteração do desenho do rotor dos moinhos de vento do *Seistan* para os do Norte da Europa. Os rotores *Seistan* tinham eixos verticais e eram impulsionados por forças de arrasto, como tal eram inerentemente ineficientes e particularmente suscetíveis de serem danificados por ventos fortes. Os modelos do Norte da Europa tinham eixos horizontais e eram acionados por forças de sustentação. Como surgiu esta transição não é bem explicável, mas deveria ser de grande significado. Pode-se somente supor que a evolução dos rotores dos aerogeradores foi paralela à evolução dos navios durante o primeiro milénio a.C., que passou progressivamente de velas quadradas (principalmente dispositivos de arrasto) para outros tipos de velas de sustentação, usados para facilitar o “ataque” contra o vento.

Os primeiros moinhos de vento do Norte da Europa eram todos de eixos horizontais. Eram utilizados em quase todas as tarefas mecânicas, incluindo o bombeamento de água, a moagem de cereais, o corte de madeira e ferramentas. Os primeiros moinhos foram construídos em postes, para orientar o moinho de acordo com a orientação dos ventos dominantes. Estes moinhos tinham normalmente quatro pás. O número e dimensão das pás baseava-se na facilidade de construção, bem como na solidez eficiente, determinada empiricamente (razão entre a área da pá e a área varrida). A Figura 2.28 apresenta um exemplo de um moinho de este tipo.



Figura 2.28 – Post Mill (Pós-Moinho). Adaptado de (dreamstime, s.d.).

O vento continuou a ser uma importante fonte de energia na Europa durante o período imediatamente anterior à Revolução Industrial, mas começou a recuar de importância depois de este período. A razão pela qual a energia eólica começou a desaparecer deve-se principalmente à sua não transportabilidade. O carvão apresentava muitas vantagens que o vento não possuía, embora sendo poluente. O carvão podia ser transportado para onde fosse preciso e utilizado quando necessário. Quando o carvão era utilizado para alimentar uma máquina a vapor, a potência do motor podia ser ajustada em função da carga de carvão adicionada. A potência da água, que tem algumas semelhanças com a energia eólica, não foi eclipsada de forma tão dramática, uma vez que era possível de ser transportada através de canais e armazenada em lagoas.

Antes do seu desaparecimento, os moinhos de vento europeus tinham atingido um elevado nível de sofisticação, principalmente a nível de *design*. Nos moinhos posteriores, os *smock mil*, como o representado na Figura 2.29, apenas o topo sofria movimento para enfrentar o vento (pás do moinho), o resto do moinho encontrava-se em estado estacionário. Os mecanismos de controlo da posição do rotor (movimento de guinada) da turbina eólica em relação à direção do vento (girar a nacela em relação a uma torre, em torno de um eixo substancialmente vertical), eram sistemas constituídos inicialmente por braços operados manualmente e rotores de guinada independentes. As pás tinham adquirido a forma de um perfil alar e com alguma torção. A potência de algumas de estas máquinas poderia ser já

ajustada com o auxílio de um controlo automático. Este foi o sistema de controlo usado por *James Watt* em motores a vapor e adequada as turbinas eólicas de forma adequada e funcional. No caso dos moinhos de vento, uma espécie de regulador com “esferas de inércia” era capaz de detetar quando a velocidade do motor estava a mudar. Uma ligação a um mecanismo de sustentação que permitia que a pedra do moinho se afastasse ou aproxima-se da pedra inferior, deixando entrar mais ou menos grãos para moer. Aumentar a distância resultaria na moagem de mais grãos e, por conseguinte, numa maior carga sobre o rotor, e ao contrário exatamente o oposto. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.29 - European smock mil. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Um desenvolvimento significativo no século XVIII foi a introdução de testes científicos de avaliação dos moinhos de vento. O inglês *John Smeaton*, utilizando três aparelhos, como ilustrado na Figura 2.30 e foram descobertas três regras básicas que ainda são aplicáveis atualmente:

- ✓ o binário máximo é proporcional à velocidade do vento ao quadrado;
- ✓ a potência máxima é proporcional à velocidade do vento ao cubo;
- ✓ a velocidade de ponta das pás (*speed of the blade tips*) é idealmente proporcionais à velocidade do vento.

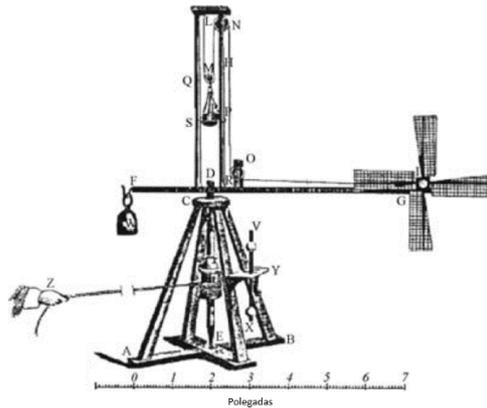


Figura 2.30 - Aparelho de teste do moinho de vento do laboratório de Smeaton. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Os moinhos de vento Europeus do século XVIII representam o culminar de uma abordagem à utilização da eólica para produzir energia mecânica e inclui uma série de características que foram posteriormente incorporadas em algumas turbinas eólicas produtoras de energia elétrica. Quando os moinhos de vento europeus estavam a entrar nos seus últimos anos, uma outra variante de moinho de vento passou a ser amplamente utilizada nos Estados Unidos. Este tipo de moinho de vento, ilustrado na Figura 2.31, foi utilizado principalmente para bombear água, particularmente no Oeste. Estes moinhos distinguiram-se pelas suas múltiplas pás e são frequentemente designados por ‘moinhos de ventoinhas’. Uma das suas características mais significativas era um sistema de regulação simples mais eficaz, permitindo que as turbinas funcionassem sem vigilância durante longos períodos de tempo. Esses sistemas de regulação antecipavam os sistemas de controlo automático que são agora parte integrante das modernas turbinas eólicas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.31 - Projeto americano de moinho de vento de bombeamento de água (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.12 Produção de Eletricidade a Partir da Energia Eólica

A utilização inicial do vento para a produção de eletricidade, através de geradores elétricos que convertiam a energia mecânica em energia elétrica, incluiu o desenvolvimento comercial de pequenos aerogeradores e investigações e experiências utilizando turbinas eólicas de maior dimensão. Quando os geradores elétricos surgiram no final do século XIX, era razoável que as pessoas iriam tentar adaptá-los aos rotores dos moinhos de vento. Nos Estados Unidos, o projeto mais notável foi o de Charles Brush em Cleveland, Ohio, em 1888. As turbinas de Brush não resultaram em qualquer tendência, mas nos anos seguintes os pequenos geradores elétricos inventados por este, fizeram-se generalizar e tornaram-se adaptáveis aos rotores dos moinhos de vento de forma a conceber a transformação de energia mecânica em energia elétrica. Estas pequenas turbinas, nomeadamente as de Marcellus Jacobs e ilustradas na Figura 2.32, foram as sucessoras para o bombeamento de água a partir de moinhos de ventoinhas uma vez que as suas pás já tinham perfis alares, tais como as turbinas de hoje em dia. Outra característica da turbina Jacobs foi que estas foram tipicamente incorporadas num sistema completo de energia à escala residencial, incluindo o armazenamento de baterias. A turbina Jacobs é considerada como uma precursora direta de pequenas turbinas modernas como as máquinas Bergey e Southwest Windpower. A expansão da rede elétrica central, sob os auspícios da Administração de Eletrificação Rural, durante os anos 30, marcou o início do fim do amplo uso de pequenos geradores eólicos, pelo menos por enquanto. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.32 - Turbina Jacobs (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)´.

A primeira metade do século XX também assistiu à construção ou conceptualização de uma série de grandes aerogeradores, o que influenciou substancialmente o desenvolvimento da tecnologia atual. Provavelmente a sequência mais importante no desenvolvimento de turbinas eólicas foi na Dinamarca. Entre 1891 e 1918, *Poul La Cour* construiu mais de 100 turbinas produtoras de eletricidade na faixa dos 20-35 KW. A sua concepção baseava-se na última geração de moinhos dinamarqueses (moinhos *Smock*). Uma das características mais notáveis da turbina era que a eletricidade produzida era utilizada para produzir hidrogénio e gás de hidrogénio que era depois utilizada para iluminação. As turbinas *La Cour* foram seguidas por uma série de turbinas fabricadas pela *Lykkegaard Ltd.* e pela *F.L. Smidth & Co* antes da Segunda Guerra Mundial. Estas variavam de dimensão e produção entre 30 e 60 KW. Logo após a guerra, *Johannes Juul* inventou uma turbina com capacidade de produção de 200 KW ilustrada na Figura 2.33, no Sudeste da Dinamarca. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.33 - Turbina de *Johannes Juul* (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Esta máquina de três pás foi particularmente inovadora, na medida em que empregou um sistema aerodinâmico para controlo de potência e utilizou um gerador de indução (tipo gaiola de esquilo) em vez de um gerador síncrono convencional (na altura). Este tipo de gerador de indução é muito mais simples de ligar à rede do que um gerador síncrono. A perda de sustentação/aerodinâmica (*stall*) evita partes móveis no próprio rotor e sistemas de

controlo complexos e é também uma forma mais simples de poder de controlo. Estes dois conceitos formaram o núcleo da forte presença dinamarquesa na produção de energia eólica na década de 1980. Um dos pioneiros da energia eólica na década de 1950 foi *Ulrich Hutter* na Alemanha. O seu trabalho centrou-se na aplicação da aerodinâmica moderna para a conceção de turbinas eólicas. Muitos dos conceitos com que trabalhou ainda estão em uso atualmente de alguma forma. Nos Estados Unidos, a turbina de grande porte mais significativa era a máquina *Smith-Putnam*, construída no *Grandpa's Knob* no *Vermont* no final da década de 1930 (Putnam, 1948), com um diâmetro de 53,3 m e uma potência de 1,25 MW, esta foi a maior turbina eólica alguma vez construída até essa altura e durante os anos seguintes. Esta turbina, ilustrada na Figura 2.34, foi também significativa na medida em que foi a primeira grande turbina com duas pás.

Neste sentido, foi uma predecessora das duas pás, turbinas construídas pelo Departamento de Energia dos EUA no final da década de 1970 e início da década de 1980. A turbina foi também notável na medida em que a empresa que a construiu, *S. Morgan Smith*, tinha uma longa experiência em produção de hidroelétrica e destinada à produção de uma linha comercial de máquinas eólicas. Infelizmente, a turbina *Smith-Putnam* era demasiado grande, e com o aumento do conhecimento da engenharia, aliado a uma rotura das pás da mesma em 1945, este projeto foi abandonado. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.34 - Turbina Eólica de Smith-Putnam de final dos anos 30 (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)

### 2.13 A Reemergência da Energia Eólica

O reaparecimento da energia eólica pode ser considerado como tendo início no final da década de 1960. Os limites para o crescimento surgiram de igual forma, uma vez que o crescimento sem restrições, conduziria inevitavelmente ou a catástrofes ou a mudanças sem retorno. Os principais responsáveis seriam a utilização dos combustíveis fósseis e os perigos potenciais da energia nuclear. A discussão de estes temas constitui o pano de fundo de um movimento ambientalista que começou a defender fontes de energia mais limpa, tal como, a energia eólica.

Nos Estados Unidos, apesar da crescente preocupação com as questões ambientais, não aconteceram muitas novidades no desenvolvimento da energia eólica até às crises petrolíferas de meados da década de 1970. Na sequência de um novo esforço de desenvolvimento de fontes de energia alternativas, uma das quais a energia eólica, o Departamento de Energia dos EUA (DOE) patrocinou uma série de projetos destinados a promover o desenvolvimento da tecnologia. A maior parte dos recursos foi atribuída a grandes máquinas, com resultados mistos. Estas máquinas variavam entre os 1000 KW (38 m de diâmetro) (NASA MOD-0) até à Boeing MOD-5B de 3200 KW e 98 m de diâmetro. Foram germinados vários dados interessantes, mas nenhum conduziu a projetos comerciais. A DOE também apoiou o desenvolvimento de algumas turbinas eólicas de pequeno porte e contruiu uma instalação para realização de testes para pequenas eólicas em Rocky Flats, Colorado.

As grandes oportunidades surgiram como resultado de mudanças na estrutura reguladora tanto dos serviços públicos como da oferta de incentivos. O governo federal dos EUA, através da Lei de Política Regulatória de Utilidade Pública de 1978, exigiu que os serviços públicos permitissem a ligação das turbinas eólicas à rede e pagassem o 'custo evitado' por cada KWh que as turbinas produziam e alimentavam na rede. O custo real evitado era discutível, mas em muitos Estados os serviços públicos pagariam o suficiente para a produção de energia eólica, sendo que esta começou a parecer rentável do ponto de vista económico. Além disso o governo federal e alguns Estados concederam créditos fiscais ao investimento àqueles que instalassem turbinas eólicas, de forma a incentivar a sua rápida ascensão entre a comunidade. O Estado que proporcionava os melhores incentivos, e que também tinham regiões com bons ventos, era a Califórnia. Desta forma, seria possível instalar uma série de pequenas turbinas em grupo ("parque eólico"), conectá-las à rede e ganhar algum dinheiro.

O vento na Califórnia continuava a ser de elevada intensidade e logo com uma elevada rentabilidade. Ao longo dos anos, milhares de turbinas eólicas foram instaladas na Califórnia, particularmente no Altamont Pass, San Gorgonio Pass e Tehachapi. Uma das instalações mais comuns está presente na Figura 2.35. A capacidade instalada atingiu aproximadamente os 1500 MW. No entanto, os primeiros anos de aproveitamento dos ventos da Califórnia foram repletos de dificuldades, uma vez que, muitas das turbinas ainda eram protótipos e ainda não se encontravam à altura da tarefa desejada e também porque o apoio a créditos fiscais ao investimento, por oposição a um crédito fiscal à produção, não era a melhor forma de incentivar o desenvolvimento e a implantação de máquinas produtivas, especialmente quando não haviam meios para certificar que as máquinas funcionavam efetivamente como o fabricante afirmava. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).



Figura 2.35 - Parque Eólico da Califórnia (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Quando os créditos fiscais federais foram retirados pela administração Reagan, no início da década de 1980, a ‘corrida’ ao vento entrou em colapso. As turbinas eólicas instaladas na Califórnia não se limitaram às que são fabricadas nos Estados Unidos, uma vez que, as turbinas dinamarquesas começaram a ter enorme presença nos parques eólicos da Califórnia. As turbinas eólicas dinamarquesas também tiveram alguns problemas de arranque na Califórnia, mas no geral eram mais produtivas do que as suas homólogas americanas. Após o fim da “corrida” ao vento, a maioria dos fabricantes dos EUA tinha falido. Os fabricantes dinamarqueses tinham procedido a reestruturações ou fusões, no entanto conseguiram arranjar artimanhas de sobrevivência.

Durante a década de 90, uma década que assistiu ao desaparecimento (em 1996) do maior fabricante americano, *Kennetech Windpower*, o ponto fulcral do fabrico de turbinas eólicas passou definitivamente para a Europa, nomeadamente para a Dinamarca e a Alemanha. A preocupação com o aquecimento global e a apreensão crescente sobre a energia nuclear resultaram em uma forte procura por uma maior produção de energia eólica tanto na Europa como fora desta. O século XXI viu alguns dos principais fornecedores europeus estabelecer fábricas noutros países, tais como a China, a Índia, e os Estados Unidos.

Nos últimos tempos, a dimensão das maiores turbinas eólicas comerciais, como ilustrado na Figura 2.36, aumentou de aproximadamente 25 KW para 6000 KW (6 MW), com máquinas de até 15 MW já em projeto.

A capacidade total instalada no Mundo a partir de 2009 foi cerca de 115 GW, com a maioria das instalações presentes na Europa. Os sistemas de energia eólica *offshore* também se encontravam em crescente desenvolvimento na Europa, com cerca de 2 GW instalados a partir de 2008. Normas de conceção e procedimentos de certificação das turbinas foram previamente estabelecidos, de modo que a fiabilidade e o desempenho são bastante superiores aos das décadas de 1970 e 1980. O custo da energia eólica baixou para o ponto de que em muitos locais é quase competitivo com as fontes convencionais, mesmo sem incentivos. Nos países em que existem incentivos, a taxa de desenvolvimento é bastante mais elevada. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

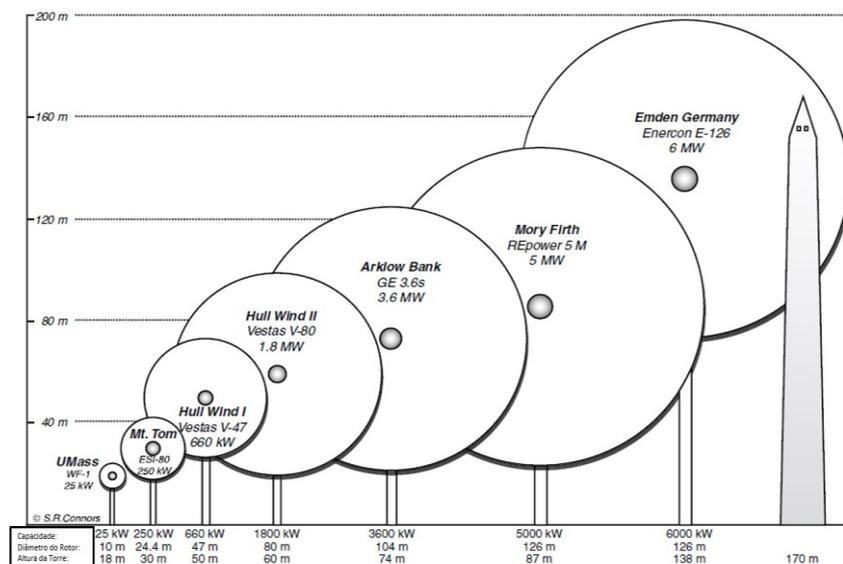


Figura 2.36 - Tamanho, altura e diâmetro representativos das turbinas eólicas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.14 Fundamentos Tecnológicos das Turbinas Eólicas Modernas

A tecnologia das turbinas eólicas, entorpecida durante muitos anos, despertou no final do século XX para um mundo de novas oportunidades. Os desenvolvimentos em muitas outras áreas da tecnologia foram adaptados às turbinas eólicas e contribuíram para acelerar o seu ressurgimento. Algumas das muitas áreas que contribuíram para a nova produção de turbinas eólicas foram a ciência dos materiais, ciência da computação, aerodinâmica, métodos analíticos de projeto e análise, testes e monitorização e a eletrónica de potência. A ciência dos materiais levou a novos compósitos para as pás e ligas para os componentes metálicos. Os desenvolvimentos na informática facilitaram a conceção, análise, monitorização e controlo das turbinas eólicas. Os métodos de conceção aerodinâmica, originalmente desenvolvidos para a indústria aeroespacial, foram agora adaptados às turbinas eólicas. Os métodos analíticos de projeto e análise desenvolveram-se ao ponto de ser possível ter uma compreensão muito mais clara, de como um novo projeto deve ter um desempenho superior ao que era possível anteriormente. Testes e monitorização utilizando um vasto leque de sensores, comercialmente disponíveis e equipamentos modernos de recolha e análise de dados, permitiram aos projetistas compreender de melhor forma o desempenho real das novas turbinas eólicas. Os dispositivos eletrónicos de potência ajudaram a conectar o gerador da turbina a rede, sem problemas. Estes também permitiram que a turbina funcione a uma velocidade variável, produzindo mais energia, reduzindo os danos provocados pela fadiga e beneficiar a utilidade do processo, facilitar a operação numa rede pequena e isolada e transferir energia de e para o armazenamento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 2.15 Tendências

As turbinas eólicas evoluíram muito ao longo dos últimos 35 anos. Possuem um maior nível de fiabilidade, são mais eficazes do ponto de vista de custos e mais silenciosas. No entanto, não se pode concluir que o período evolutivo tenha terminado. Deverá ainda ser possível reduzir o custo da energia em locais com menor velocidade do vento. Turbinas para utilização em comunidades remotas ainda não se tornou comercialmente viável. O mundo da energia eólica *offshore* está apenas a dar os primeiros grandes passos. Há enormes oportunidades no mar, mas também muitas dificuldades a ultrapassar. A medida que a

energia eólica é aproveitada para produção de eletricidade mundialmente, as questões da intermitência, do transporte e do armazenamento têm de ser mais estudadas.

Haverá uma pressão contínua para que os projetistas melhorem a relação custo-eficácia das turbinas para todas as aplicações. Será necessária uma melhoria dos métodos de engenharia para análise, concepção e produção em massa e ter uma maior consideração em relação às exigências de aplicações especializadas. Existirá também melhores oportunidades para o desenvolvimento de novos materiais destinados a aumentar a vida útil das turbinas eólicas. Em todos os casos, o avanço da indústria eólica representa uma oportunidade e um desafio para uma vasta gama de áreas, especialmente a mecânica, a eletrônica, a ciência dos materiais, a aeronáutica, os mecanismos de controlo, a engenharia marítima e civil, bem como a informática.

### 3. AERODINÂMICA DAS TURBINAS EÓLICAS

A produção de energia das turbinas eólicas depende da interação entre o rotor e o vento. Conforme discutido no Capítulo 2, o vento pode ser considerado uma combinação do vento médio e das flutuações turbulentas em relação a esse fluxo médio. A experiência demonstrou que os principais aspectos do desempenho das turbinas eólicas (produção média de potência e cargas médias) são determinados pelas forças aerodinâmicas produzidas pelo vento médio. Forças aerodinâmicas periódicas causadas pelo gradiente/cisalhamento do vento, ventos fora do eixo, rotação do rotor e forças flutuantes aleatórias induzidas por turbulência e efeitos dinâmicos são uma fonte de cargas de fadiga e são um dos fatores das cargas máximas a que as turbinas eólicas estão sujeitas. Estes são, obviamente, importantes, mas só podem ser entendidos quando a aerodinâmica da operação em estado estacionário tiver sido entendida. Consequentemente, este capítulo concentra-se principalmente na aerodinâmica em estado estacionário. Uma visão geral dos fenômenos complexos da aerodinâmica instável e como eles são abordados na análise do desempenho do rotor é apresentada no final deste capítulo.

Projetos práticos de turbinas eólicas de eixo horizontal usam perfis alares para transformar a energia cinética do vento em energia mecânica útil. Este capítulo fornece o pano de fundo para permitir a compreensão da produção de energia com o uso de perfis alares, calcular o formato ideal da pá do aerogerador para o início do projeto da pá, analisar o desempenho aerodinâmico de um rotor com uma forma conhecida da pá e características do perfil alar. Vários autores derivaram métodos para prever o desempenho em estado estacionário de rotores de turbinas eólicas. A análise clássica da turbina eólica foi originalmente desenvolvida por Betz e Glauert (Glauert, 1935) na década de 1930. Posteriormente, a teoria foi expandida e adaptada para ser solucionada por computadores digitais (ver Wilson e Lissaman, 1974; Wilson et al., 1976; de Vries, 1979). Em todos esses métodos, a teoria do momento e a teoria dos elementos das pás são combinadas em uma só teoria que permite o cálculo das características de desempenho de uma seção anular do rotor. As características para todo o rotor são então obtidas pela integração ou soma dos valores obtidos para cada uma das seções transversais ao eixo da pá. Essa abordagem é a usada neste capítulo.

O capítulo começa com a análise de um rotor ideal de uma turbina eólica. A discussão introduz conceitos importantes e ilustra o comportamento geral dos rotores das turbinas eólicas e o fluxo de ar sobre estes. As análises também são utilizadas para determinar os limites teóricos de desempenho das turbinas eólicas.

A seguir são introduzidos conceitos aerodinâmicos gerais e a operação dos perfis alares. Esta informação é então utilizada para considerar as vantagens da utilização de perfis aerodinâmicos alares para a produção de energia elétrica em relação a outras abordagens possíveis.

A maioria do capítulo detalha a abordagem analítica clássica para a análise de turbinas eólicas de eixo horizontal, bem como algumas aplicações e exemplos de seu uso. Primeiro, os detalhes da teoria do momento e da teoria dos elementos da pá são desenvolvidos e usados para calcular o formato ideal da pá para condições operacionais simplificadas e ideais. Os resultados ilustram a derivação da forma geral da pá usada em turbinas eólicas. A combinação das duas abordagens, denominada teoria do momento dos elementos das pás (BEM), é então usada para delinear um procedimento para o design aerodinâmico e uma análise de desempenho de um rotor de uma turbina eólica. As perdas aerodinâmicas e o desempenho fora do projeto são discutidos, bem como um projeto ideal da pá que leva em consideração os efeitos do escoamento bastante turbulento criado pela rotação das pás da turbina e a jusante desta, denominada de rotação da esteira. Um procedimento simplificado de projeto é apresentado e pode ser usado para análises rápidas.

As duas últimas secções discutem limitações ao desempenho teórico máximo de uma turbina eólica e introduzem modificações na teoria BEM em estado estacionário que abordam questões relacionadas com a aerodinâmica não ideal em estado estacionário, a esteira das turbinas e a aerodinâmica instável.

O material deste capítulo é acessível aos leitores sem conhecimentos aprofundados de mecânica dos fluidos. No entanto, seria útil estar familiarizado com uma variedade de conceitos, incluindo a equação de Bernoulli, linhas de fluxo, análises de volume de controlo, e os conceitos de fluxo laminar e turbulento. É necessário, de facto, uma compreensão de Física básica.

### 3.1 Teoria do Momento Unidimensional e o Limite de *Betz*

Um modelo simples, geralmente atribuído a *Betz* (1926), pode ser utilizado para determinar a potência a partir de um rotor de uma turbina ideal, o impulso(*thrust*) do vento sobre o rotor ideal e o efeito da operação do rotor no campo eólico local. Este modelo simples é baseado numa teoria do momento linear desenvolvida há mais de 100 anos para prever o desempenho das hélices dos navios.

A análise assume um volume de controlo, no qual os limites do volume de controlo são a superfície de um tubo de fluxo e as suas duas secções transversais a montante e a jusante (ver Figura 3.1). O único fluxo é através destas secções do tubo de fluxo. A turbina é representada por um “disco atuador” uniforme que cria uma descontinuidade de pressão no tubo de fluxo de ar que flui através deste. Esta análise não se limita a nenhum tipo específico de turbina eólica.

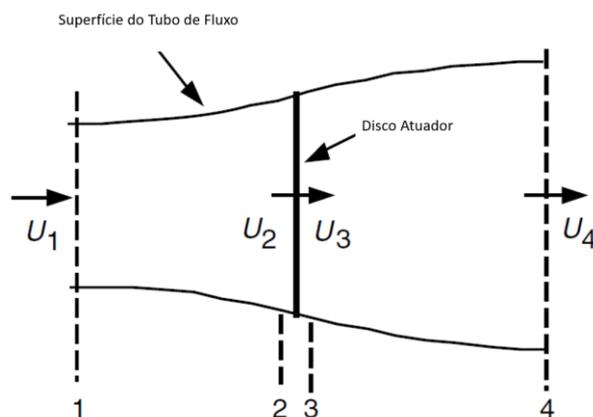


Figura 3.1 - Modelo de disco atuador de uma turbina eólica, onde,  $U$  é velocidade média do ar e 1, 2, 3 e 4 indicam diferentes locais. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Esta análise utiliza os seguintes pressupostos:

- fluxo de fluido homogéneo, incompressível e em estado estacionário;
- sem atrito;
- um número infinito de pás;
- impulsão uniforme sobre a área do disco ou do rotor;
- uma esteira não rotativa (*non-rotating wake*);
- a pressão estática a montante e a jusante do rotor é igual à pressão estática ambiente imperturbável.

Aplicando a conservação do momento linear ao volume de controlo que envolve todo o sistema, é possível encontrar a força resultante no conteúdo do volume de controlo. Essa força é igual e oposta ao impulso,  $T$ , que representa a força do vento na torre da turbina eólica. A partir da conservação do *momentum* linear para um fluxo unidimensional, incompressível e invariante no tempo, o impulso é igual e oposto à taxa de variação da quantidade de movimento do fluxo de ar:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (3.1)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área da secção transversal,  $U$  é a velocidade do ar e os subscritos indicam os valores das secções transversais numeradas na Figura 3.1. Para um fluxo em estado estacionário,  $(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m}$ , onde este último termo corresponde ao caudal mássico. Por conseguinte:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (3.2)$$

O impulso é positivo, pelo que a velocidade na parte de trás do rotor,  $U_4$ , é inferior à velocidade do fluxo livre,  $U_1$ . Nenhum trabalho é feito em ambos os lados do rotor da turbina. Assim, a função Bernoulli pode ser utilizada nos dois volumes de controlo de ambos os lados do disco do atuador. No tubo de fluxo a montante do disco:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (3.3)$$

o tubo de fluxo a jusante do disco:

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (3.4)$$

Onde é assumido que as pressões a montante e a jusante são iguais ( $p_1=p_4$ ) e que a velocidade através do disco permanece a mesma ( $U_2=U_3$ ).

O impulso também pode ser expresso como sendo a soma resultante das forças que atuam em cada um dos lados do atuador do disco:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (3.5)$$

Se se resolver  $(p_2 - p_3)$  usando as Equações (3.3) e (3.4) e substituindo na Equação (3.5), obtém-se:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (3.6)$$

Equacionando os valores de impulsão das Equações (3.2) e (3.6) e reconhecendo que o caudal mássico é dado por,  $\rho A_2 U_2$ , obtém-se:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (3.7)$$

Assim, a velocidade do vento no plano do rotor, utilizando este modelo simples, é a média das velocidades do vento a montante e a jusante.

Se se definir o fator de indução axial,  $a$ , como sendo a diminuição fracionária da velocidade do vento entre o fluxo livre e o plano do rotor, então:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (3.8)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (3.9)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (3.10)$$

A quantidade  $U_1$  é frequentemente referida como a velocidade induzida no rotor, nesse caso, a velocidade do vento no rotor é uma combinação da velocidade de fluxo livre e da velocidade do vento induzida. À medida que o fator de indução axial é superior a 0, a velocidade do vento atrás do rotor diminui cada vez mais. Se  $a = 1/2$ , o vento diminuiu para velocidade zero atrás do rotor e a teoria simples não é mais aplicável.

A potência de saída,  $P$ , é igual a propulsão vezes a velocidade no disco:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_2 (U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (3.11)$$

Substituindo por  $U_2$  e  $U_4$  na Equação (3.9) e (3.10) vem que:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (3.12)$$

Onde a área do volume de controlo no rotor,  $A_2$ , é substituída por  $A$ , a área do rotor e a velocidade de fluxo livre  $U_1$  é substituída por  $U$ .

O desempenho do rotor da turbina eólica é normalmente caracterizado pelo seu coeficiente de potência,  $C_p$ :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U^3 A} = \frac{\text{Potência do Rotor}}{\text{Potência do Vento}} \quad (3.13)$$

O coeficiente de potência não dimensional representa a fração de potência do vento que é extraído pelo rotor. Da equação (3.12), o coeficiente de potência é:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.14)$$

O  $C_P$  máximo é determinado através da derivação do coeficiente de potência (Equação 3.14) em relação a  $a$  e definindo-o como igual a zero, resultando  $a = 1/3$ . Assim:

$$C_{P,max} = \frac{16}{27} = 0.5926 \quad (3.15)$$

Quando  $a = 1/3$ . Para este caso, o fluxo através do disco corresponde a um tubo de fluxo com uma área transversal a montante de  $2/3$  da área do disco que se expande para o dobro da área do disco a jusante. Este resultado indica que, se um rotor ideal fosse concebido e operado de forma que a velocidade do vento no rotor fosse  $2/3$  da velocidade do vento de fluxo livre, então este estaria a funcionar no ponto de máxima produção de energia. Além disso, tendo em conta as leis básicas da física, esta é a potência máxima possível.

Das Equações (3.6), (3.9) e (3.10), o impulso axial sobre o disco é dado por:

$$T = \frac{1}{2} \rho A U^2 [4a(1 - a)] \quad (3.16)$$

Tal como a potência, o impulso sobre uma turbina eólica pode ser caracterizada por um coeficiente de impulso não dimensional:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho U^2 A} = \frac{\text{Força de Impulso}}{\text{Força Dinâmica}} \quad (3.17)$$

Da equação (3.16), o coeficiente de impulso para uma turbina eólica ideal é igual a  $4a(1-a)$ . O  $C_T$  tem um valor máximo de 1.0 quando  $a = 0.5$  e a velocidade a jusante é zero. Na potência máxima de saída ( $a = 1/3$ ) o  $C_T$  tem um valor  $8/9$ . Um gráfico dos coeficientes de potência e de impulsão para uma turbina *Betz* ideal e a velocidade do vento a jusante não dimensional está ilustrado na Figura 3.2.

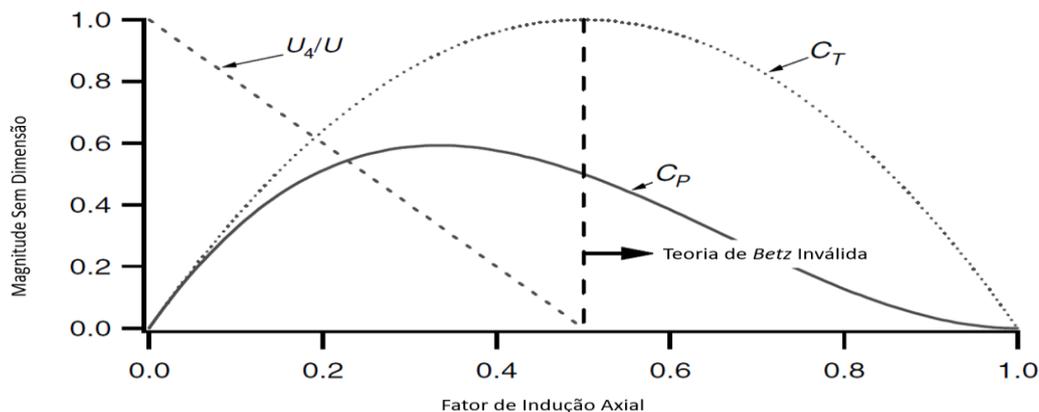


Figura 3.2 - Parâmetros operacionais para uma turbina Betz ideal, onde  $U$  é a velocidade do ar não perturbado,  $U_4$  é a velocidade do ar atrás do rotor,  $C_P$  é o coeficiente de potência e  $C_T$  é o coeficiente de impulso. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)

Como mencionado anteriormente, este modelo idealizado não é válido para fatores de indução axial superiores a 0.5. Na prática, à medida que o fator de indução axial se aproxima e ultrapassa 0.5, padrões de fluxo complicados que não estão representados neste modelo simples resultam em coeficientes de propulsão que podem ir até 2.

O limite de Betz,  $C_{P,max} = 16/27$ , é o coeficiente máximo de potência do rotor teoricamente possível. Na prática, três efeitos conduzem a uma diminuição do coeficiente de potência máxima possível:

- Rotação da esteira atrás do rotor;
- Número finito de pás e perdas de ponta associadas;
- Resistência aerodinâmica não nula.

É de salientar que a eficiência global da turbina é uma função tanto do coeficiente de potência do rotor como da eficiência mecânica (incluindo elétrica) da turbina eólica:

$$\eta_{global} = \frac{P_{saída (out)}}{\frac{1}{2}\rho AU^3} = \eta_{mecânico} C_P \quad (3.18)$$

Portanto:

$$P_{saída} = \frac{1}{2}\rho AU^3 (\eta_{mecânico} C_P) \quad (3.19)$$

### 3.2 Turbina eólica de eixo horizontal ideal com rotação de esteira (*wake rotation*)

Na análise anterior, utilizando a teoria do momento linear, partiu-se do princípio de que a rotação não era transmitida ao fluxo. A análise anterior pode ser alargada ao caso em que o rotor rotativo gera um momento angular, que pode ser relacionado com o binário do rotor. No caso de um rotor de turbina eólica rotativo, o fluxo atrás do rotor gira na direção oposta à do rotor, em reação ao binário exercido pelo fluxo sobre o rotor. Um modelo de tubo de fluxo anular deste fluxo, ilustrando a rotação de esteira, está representado na Figura 3.3.

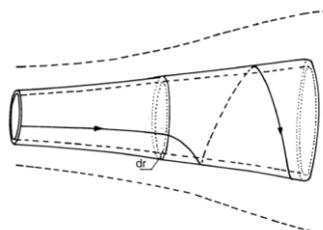


Figura 3.3 - Modelo do tubo de fluxo com rotação de esteira, de Lysen (1982). Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

A produção de energia cinética rotacional na esteira resulta numa menor extração de energia pelo rotor do que seria de esperar sem a rotação da esteira. Em geral, a energia cinética extra na esteira da turbina eólica será maior se o binário gerado for maior. Assim, como será demonstrado aqui, os aerogeradores de funcionamento lento (com uma baixa velocidade de rotação e um elevado binário) sofrem mais perdas na rotação da esteira do que os aerogeradores de alta velocidade com baixo binário.

A Figura 3.4 apresenta um esquema dos parâmetros envolvidos nesta análise onde é possível observar os valores nas secções transversais identificados por números. Se se assumir que a velocidade angular transmitida à corrente de fluxo,  $\omega$ , é pequena em relação à velocidade angular,  $\Omega$ , do rotor da turbina eólica, então também se pode assumir que a pressão na esteira mais distante é igual à pressão no fluxo livre. A análise que se segue baseia-se na utilização de um tubo de fluxo com um raio  $r$  e uma espessura  $dr$ , resultando numa área de secção transversal igual a  $2\pi r dr$  (ver figura 3.4). Assume-se que a pressão, a rotação da esteira e os fatores de indução são todos assumidos como funções do raio.

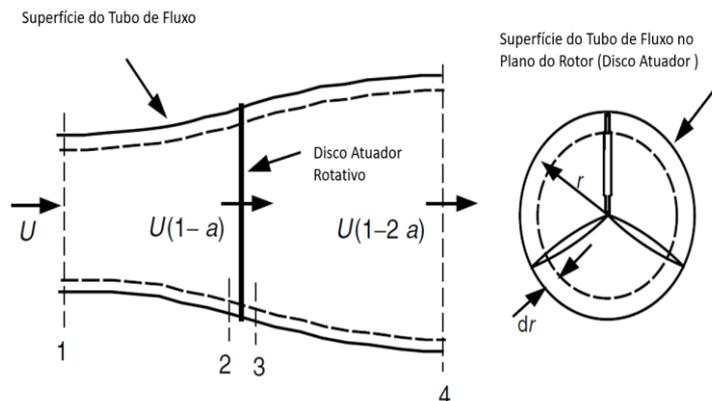


Figura 3.4 - Geometria para análise de rotores, onde,  $U$  é a velocidade do ar não perturbado,  $a$  é o fator de indução e  $r$  é o raio. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009)

Usando um volume de controlo que se mova com a velocidade angular  $\Omega$  das pás da turbina, a equação da energia pode ser aplicada nas secções posteriores e anteriores da pá, para derivar uma expressão para a diferença de pressão entre as pás. É de salientar que no disco de fluxo, a velocidade angular do ar em relação à pá aumenta de  $\Omega$  para  $\Omega + \omega$ , enquanto a componente axial da velocidade permanece constante. Os resultados são:

$$p_2 - p_3 = \rho \left( \Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \quad (3.20)$$

A impulsão resultante sobre um elemento anular,  $dT$ , é:

$$dT = (p_2 - p_3)dA = \left[ \rho \left( \Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \right] 2\pi r dr \quad (3.21)$$

Um fator de indução angular,  $a'$ , é então definido como:

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (3.22)$$

É de salientar que quando a rotação da esteira é incluída na análise, a velocidade induzida no rotor consiste não só na componente axial,  $U_a$ , mas também numa componente no plano do rotor,  $r\Omega a'$ .

A expressão para a impulsão torna-se:

$$dT = 4a'(1 + a') \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (3.23)$$

Após a análise do momento linear anterior, a impulsão numa secção transversal anular também pode ser determinado pela seguinte expressão que usa o fator de indução axial,  $a$ , (note que  $U_f$ , a velocidade do fluxo livre, é designada por  $U$  nesta análise):

$$dT = 4a(1 - a) \frac{1}{2} \rho U^2 2\pi r dr \quad (3.24)$$

Relacionando as duas expressões a impulsão, vem que:

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U^2} = \lambda_r^2 \quad (3.25)$$

Onde  $\lambda_r$  é a taxa/ráciode velocidade local (ver abaixo). Este resultado será usado mais tarde na análise.

O rácio de velocidade de ponta  $\lambda$ , é definido como a razão entre a velocidade de ponta da hélice e a velocidade de vento de fluxo livre, e é dada pela seguinte expressão:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (3.26)$$

O rácio de velocidade de ponta, denominado habitualmente de velocidade específica, aparece de forma recorrente nas equações aerodinâmicas do rotor. Já o rácio de velocidade local é a razão entre a velocidade do rotor num raio intermediário e a velocidade do vento:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U} = \frac{\lambda_r}{R} \quad (3.27)$$

Em seguida, pode-se obter uma expressão para o binário no rotor aplicando a conservação do momento angular. Para esta situação, o binário exercido no rotor,  $Q$ , deve igualar a mudança no momento angular da esteira. Num elemento incremental de área anular, fica:

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)(r) = (\rho U^2 2\pi r dr)(\omega r)(r) \quad (3.28)$$

Uma vez que  $U_2 = U(1-a)$  e  $a' = \omega/2\Omega$ , esta expressão pode ser reduzida para:

$$dQ = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U\Omega r^2 2\pi r dr \quad (3.29)$$

A energia produzida em cada elemento,  $dP$ , é dada por:

$$dP = \Omega dQ \quad (3.30)$$

Substituindo  $dQ$  nesta expressão e utilizando a definição da razão de velocidade local,  $\lambda_r$ , (Equação (3,27)), a expressão para a potência produzida em cada elemento, fica da seguinte forma:

$$dP = \frac{1}{2}\rho AU^3 \left[ \frac{8}{\lambda^2} a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (3.31)$$

Pode-se ver que a potência de qualquer anel anular é uma função dos fatores de indução axial e angular e da relação de velocidade da ponta. Os fatores de indução axial e angular determinam a magnitude e a direção do fluxo de ar no plano do rotor. A taxa de velocidade local é uma função da velocidade específica e do raio.

A contribuição incremental para o coeficiente de potência,  $dC_P$ , de cada anel anular é dada por:

$$dC_P = \frac{dP}{\frac{1}{2}\rho AU^3} \quad (3.32)$$

Portanto:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (3.33)$$

Para integrar esta expressão, é necessário relacionar as variáveis  $a$ ,  $a'$  e  $\lambda_r$ . Resolvendo a Equação (3.25) para expressar  $a'$  em termos de  $a$ , obtém-se:

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left[1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a(1-a)\right]} \quad (3.34)$$

As condições aerodinâmicas para a máxima produção de energia possível ocorrem quando o termo  $a'(1-a)$  na Equação (3.33) está no seu valor mais alto. Substituindo o valor de  $a'$  da Equação (3.34) por  $a'(1-a)$  e fixando a derivada que diz respeito a  $a$  igual a um rendimento zero, vem que:

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{1-3a} \quad (3.35)$$

As condições aerodinâmicas para a máxima produção de energia possível ocorrem quando o termo  $a'(1-a)$  na Equação (3.33) está no seu valor mais alto. Substituindo o valor de  $a'$  da Equação (3.34) por  $a'(1-a)$  e fixando a derivada que diz respeito a  $a$  igual a um rendimento zero, vem que:

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{1-3a} \quad (3.35)$$

Esta equação define o fator de indução axial para o máximo poder em função do rácio de velocidade local para cada cada anel. Substituindo na Equação (3.25), averigua-se que, para a máxima potência em cada anel:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (3.36)$$

Se a Equação (3.35) for diferenciada em relação a  $a$ , obtém-se uma relação entre  $d\lambda_r$  e  $da$ , estas condições resultam na produção máxima de energia:

$$2\lambda_r d\lambda_r = \left[ \frac{6(4a-1)(1-2a)^2}{(1-3a)^2} \right] da \quad (3.37)$$

Agora, substituindo as Equações (3.35)-(3.37) na expressão para o coeficiente de potência (Equação (3.33)), dá:

$$C_{P,max} = \frac{24}{\lambda^2} \int_{a_1}^{a_2} \left[ \frac{(1-a)(1-2a)(1-4a)}{(1-3a)} \right]^2 da \quad (3.38)$$

Aqui o limite inferior de integração  $a_1$ , corresponde ao fator de indução axial para  $\lambda_r = 0$  e o limite superior,  $a_2$ , corresponde ao fator de indução axial em  $\lambda_r = \lambda$ . Além disso, a partir Equação (3.35):

$$\lambda^2 = \frac{(1 - a_2)(1 - 4a_2)^2}{(1 - 3a_2)} \quad (3.39)$$

É de salientar que da Equação (3.35),  $a_1 = 0.25$  o que dá um valor de zero para  $\lambda_r$ .

A Equação (3.39) pode ser resolvida para os valores de  $a_2$  que correspondem à operação na taxa de velocidade de ponta de interesse. É de salientar que na Equação (3.39),  $a_2 = 1/3$ , o que corresponde ao limite superior do fator de indução axial,  $\sigma$ , dando uma taxa de velocidade de ponta infinitamente grande.

Tabela 3.1 - Coeficiente de Potência,  $C_{P, \max}$ , em função da taxa de velocidade de ponta,  $\lambda$ ;  $a_2 =$  fator de indução axial quando a taxa de velocidade de ponta é igual à taxa de velocidade local. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

$\lambda$	$a_2$	$C_{P, \max}$
<b>0.5</b>	0.2983	0.289
<b>1.0</b>	0.3170	0.416
<b>1.5</b>	0.3245	0.477
<b>2.0</b>	0.3279	0.511
<b>2.5</b>	0.3279	0.533
<b>5.0</b>	0.3324	0.570
<b>7.5</b>	0.3329	0.581
<b>10.0</b>	0.3330	0.585

O integral definido pode ser avaliado alterando as variáveis: substituindo  $x$  por  $(1-3a)$  na Equação (3.38). O resultado é:

$$C_{P, \max} = \frac{8}{729\lambda^2} \left\{ \frac{64}{5}x^5 + 72x^4 + 124x^3 + 38x^2 - 62x - 12[\ln(x) - 4x^{-1}] \right\} \quad (3.40)$$

$x = 0.25$   
 $x = (1 - 3a_2)$

A Tabela 3.1 apresenta um resumo dos valores numéricos para  $C_{P, max}$  em função de  $\lambda$ , com valores correspondentes para o fator de indução axial na região da ponta,  $a_2$ .

Os resultados desta análise estão representados graficamente na Figura 3.5, que também mostra o limite de Betz da turbina ideal com base na análise do momento linear anterior. Os resultados mostram que, quanto maior a taxa de velocidade de ponta (velocidade específica), mais próximo o  $C_P$  pode estar do limite teórico máximo.

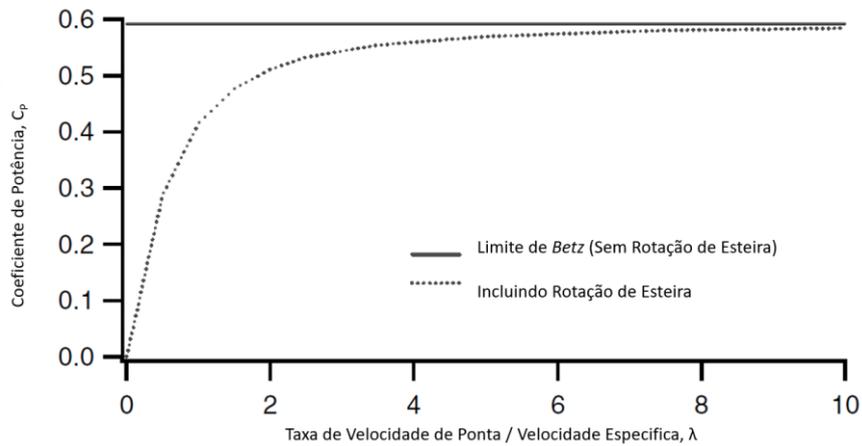


Figura 3.5 - Coeficiente teórico de potência máxima em função da razão de velocidade da ponta para uma turbina eólica de eixo horizontal ideal, com e sem rotação de esteira. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Estas equações podem ser usadas para observar o funcionamento de uma turbina eólica ideal, assumindo a rotação da esteira. Por exemplo, a Figura 3.6 representa os fatores de indução axial e angular para uma turbina com uma taxa de velocidade de ponta de 7.5. Pode-se ver que os fatores de indução axial estão próximos do ideal de  $1/3$  até que se chegue perto do cubo da turbina eólica. Os fatores de indução angular estão próximos de zero nas partes externas do rotor, mas aumentam significativamente perto do cubo.

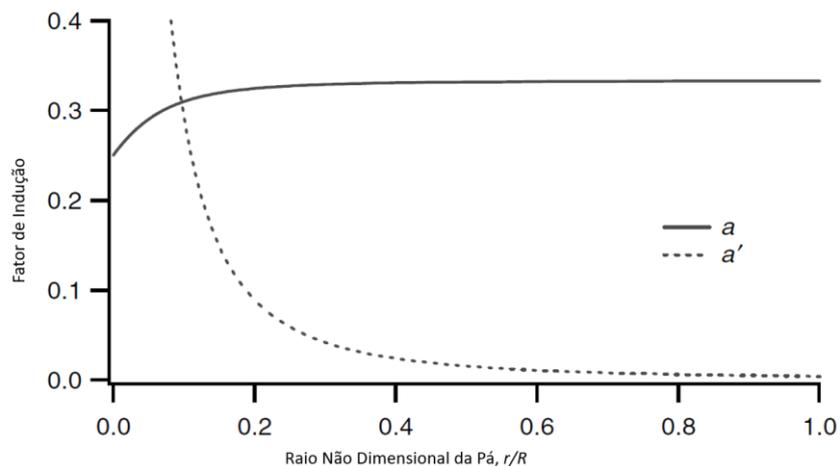


Figura 3.6 - (Fatores de indução para uma turbina eólica ideal com rotação de esteira, onde a razão de velocidade da ponta,  $\lambda = 7.5$ ,  $a$  é o fator de indução axial,  $a'$  é o fator de indução angular,  $r$  é o raio e  $R$  é o Raio do rotor. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Nas duas seções anteriores, a física básica foi usada para determinar a natureza do fluxo de ar em torno de uma turbina eólica e os limites teóricos sobre a potência máxima que pode ser extraída do vento. O resto do capítulo explica como os perfis alares podem ser usados para abordar esta extração de energia teoricamente realizável.

### 3.3 Perfis Alares e Conceitos Gerais de Aerodinâmica

Os perfis alares são estruturas com formas geométricas específicas que são utilizadas para gerar forças mecânicas devido ao movimento relativo do perfil alar e de um fluido circundante. Os perfis alares são usados para desenvolver potência mecânica. As seções transversais das pás das turbinas eólicas têm a forma de perfis alares. A largura e o comprimento da pá são funções do desempenho aerodinâmico desejado, da potência máxima do rotor desejada, das propriedades assumidas do perfil alar e das considerações de resistência. Antes da explicação dos detalhes da produção de energia das turbinas eólicas, as considerações aerodinâmicas relacionadas com os perfis alares têm de ser discutidas.

#### 3.3.1 Terminologia do Perfil Alar

Vários termos são usados para caracterizar um perfil alar, como representado na Figura 3.7. A linha média de curvatura está localizada no espaço intermédio entre as superfícies superior e inferior do perfil alar. A linha reta que une o bordo de ataque (parte mais à frente do perfil) e o bordo de fuga (parte mais atrás do perfil) é a linha de corda do perfil alar e a distância entre o bordo de fuga e o bordo de ataque, medida ao longo da linha de corda, é designado de corda,  $c$ , do perfil alar (comprimento da linha de corda). A curvatura é a distância entre a linha média de curvatura e a linha de corda, medida perpendicularmente à linha de corda. A espessura é a distância entre a superfície superior e inferior do perfil alar, também medida perpendicularmente à linha de corda. Finalmente, o ângulo de ataque,  $\alpha$ , é definido como o ângulo entre o vento relativo ( $U_{rel}$ ) e a linha da corda.

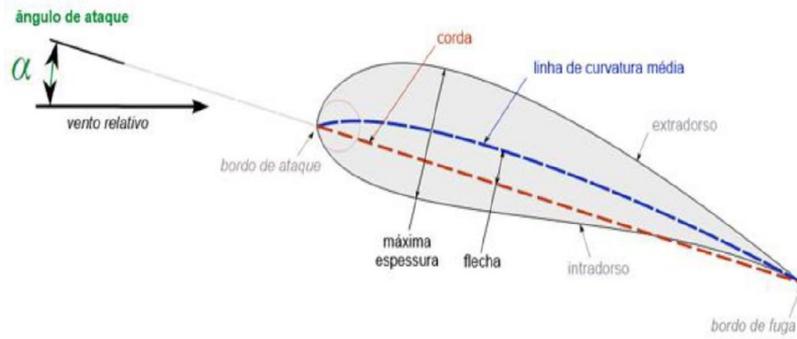


Figura 3.7 – Nomenclatura do Perfil Alar (Correia,2014).

Não aparece na figura a extensão do perfil alar, que é o comprimento do perfil alar perpendicular à sua secção transversal. Os parâmetros geométricos que têm um efeito sobre o desempenho aerodinâmico de um aerofólio incluem: o raio do bordo de ataque, a linha de curvatura média, a espessura máxima, a distribuição da espessura do perfil e o ângulo do bordo de fuga.

Existem muitos tipos de perfis alares. Alguns exemplos de alguns que foram utilizados em projetos de turbinas eólicas estão representados na Figura 3.8. O NACA 0012 tem uma espessura de 12% e um perfil alar simétrico. O NACA 63(2)-215 é um perfil alar com 15% de espessura e com uma ligeira curvatura, e o LS(1)-0417 é um aerofólio/perfil alar com 17% de espessura e uma curvatura mais acentuada.

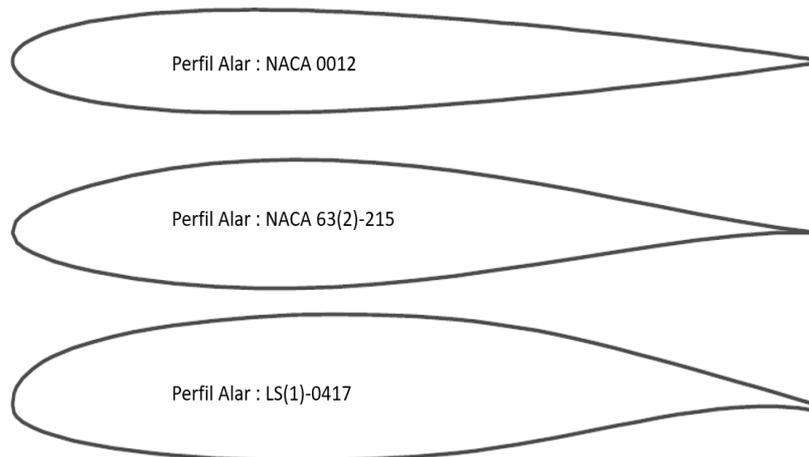


Figura 3.8 - Exemplos de perfis alares. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### 3.3.2 Parâmetros de Sustentação, Arrasto e Não-Dimensionais

O fluxo de ar sobre um perfil alar produz uma distribuição de forças sobre a superfície do perfil alar. A velocidade do fluxo sobre o perfil alar aumenta sobre a superfície convexa resultando numa menor pressão média no lado de “sucção” do perfil alar em comparação com o lado côncavo ou de "pressão" do perfil alar. Enquanto isso, o atrito viscoso entre o ar e a superfície do perfil alar retarda o fluxo de ar até certo ponto próximo à superfície.

Como representado na Figura 3.9, a resultante de todas estas forças de pressão e de atrito resulta em duas forças e num momento que atuam ao longo da corda a uma distância de cerca de  $c/4$  do bordo de ataque:

- Força de sustentação (*Lift Force*)- definida para ser perpendicular à direção do fluxo de ar que se aproxima. A força de sustentação é uma consequência da pressão desigual nas superfícies superior e inferior do perfil alar;
- Força de arrasto (*Drag Force*) - definida para ser paralela à direção do fluxo de ar que se aproxima. A força de arrasto é devida tanto as forças de atrito viscosas na superfície do perfil alar como a pressões desiguais sobre as superfícies do perfil alar direcionadas e afastadas do fluxo de ar que se aproxima;
- Momento de inclinação (“lançamento”) (*Pitching moment*) - definido para ser aproximadamente um eixo perpendicular à seção transversal do perfil alar.

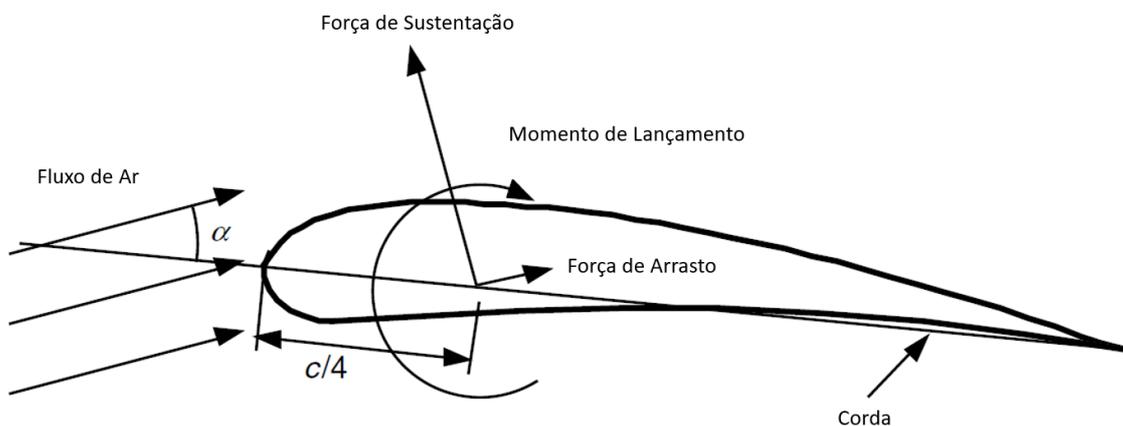


Figura 3.9 - Forças e momentos numa seção do aerofólio, em que  $\alpha$  é o ângulo de ataque e  $c$  é a corda. A direção das forças e momentos positivos é indicada pela direção da seta. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

A teoria e as pesquisas têm demonstrado que muitos problemas de fluxo podem ser caracterizados por parâmetros não-dimensionais. O parâmetro não-dimensionais mais

importante para definir as características das condições de fluxo de fluidos é o número Reynolds. O número de Reynolds,  $Re$ , é definido por:

$$Re = \frac{UL}{\nu} = \frac{\rho UL}{\mu} = \frac{\text{Força Inercial}}{\text{Força Viscosa}} \quad (3.41)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do fluido,  $\mu$  é a viscosidade do fluido,  $\nu = \mu/\rho$  é a viscosidade cinemática, e  $U$  e  $L$  são a velocidade e comprimento que caracterizam a escala do fluxo. Estes podem ser a velocidade do fluxo de entrada (*incoming stream velocity*),  $U_{\text{wind}}$ , e o comprimento de corda num perfil alar,  $c$ .

Coeficientes não dimensionais de força e momento são funções do número de Reynolds, e podem ser definidos para objetos bidimensionais ou tridimensionais, com base em testes em túneis de vento. Os perfis aerodinâmicos tridimensionais têm um alcance finito e os coeficientes de força e momento são afetados pelo fluxo final que contorna o perfil alar. Os dados bidimensionais do perfil aerodinâmico, por outro lado, são assumidos como tendo uma extensão infinita (sem efeitos finais). Os dados bidimensionais são medidos de forma a que não haja fluxo de ar na seção de teste do perfil alar. Os coeficientes de força e momento para objetos bidimensionais de fluxo contínuo são geralmente designados com um índice subscrito em minúsculas, assim como  $C_d$ , para o coeficiente de arrasto bidimensional. Nesse caso, as forças medidas são forças por unidade de extensão. Os coeficientes de sustentação e arrasto medidos para o fluxo em torno de objetos tridimensionais são geralmente designados com um índice em maiúsculas,  $C_D$ . O projeto do rotor geralmente usa coeficientes bidimensionais, determinados para uma variedade de ângulos de ataque e números de Reynolds, em testes de túnel de vento. O coeficiente de sustentação bidimensional é definido como:

$$C_l = \frac{\frac{L}{l}}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\frac{\text{Força de Sustentação}}{\text{Unidade de Comprimento}}}{\frac{\text{Força Dinâmica}}{\text{Unidade de Comprimento}}} \quad (3.42)$$

O coeficiente de arrasto bidimensional é definido como:

$$C_d = \frac{\frac{D}{l}}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\frac{\text{Força de Arrasto}}{\text{Unidade de Comprimento}}}{\frac{\text{Força Dinâmica}}{\text{Unidade de Comprimento}}} \quad (3.43)$$

O coeficiente do momento de lançamento é:

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U^2 A c} = \frac{\text{Momento de Inclinação (Pitching moment)}}{\text{Momento Dinâmico}} \quad (3.44)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $U$  é a velocidade do fluxo de ar sem perturbação,  $A$  é a área do perfil alar projetada (corda\* $l$ ),  $c$  é o comprimento de corda do aerofólio, e  $l$  é a extensão do perfil alar.

Outros coeficientes sem dimensão que são importantes para a análise e projeto de turbinas eólicas incluem os coeficientes de potência e de impulsão e o rácio da velocidade da ponta ou velocidade específica (referida anteriormente), um deles é o coeficiente de pressão, dado pela seguinte expressão:

$$C_p = \frac{p - p_\infty}{\frac{1}{2}\rho U^2} = \frac{\text{Pressão Estática}}{\text{Pressão Dinâmica}} \quad (3.45)$$

Que é usado para analisar o fluxo ao longo do aerofólio, e a relação de rugosidade superficial:

$$\frac{\varepsilon}{L} = \frac{\text{Altura da Rugosidade da Superfície}}{\text{Comprimento da Corda}} \quad (3.46)$$

### 3.3.3 Fluxo Sobre um Perfil Alar

Os coeficientes de sustentação, arrasto e momento de lançamento de um perfil alar são germinados pela variação de pressão sobre a superfície do perfil alar e o atrito entre o ar e o perfil alar. As variações de pressão são causadas por mudanças na velocidade do ar que podem ser compreendidas usando o princípio de Bernoulli, que afirma que a soma da pressão estática e da pressão dinâmica (assumindo um fluxo sem atrito) é constante:

$$p + \frac{1}{2}\rho U^2 = \text{constante} \quad (3.47)$$

Onde  $p$  é a pressão estática e  $U$  é a velocidade local ao longo da superfície do perfil alar.

À medida que o fluxo de ar acelera em torno do bordo de ataque, a pressão cai, resultando num gradiente de pressão negativo. À medida que o fluxo de ar se aproxima do bordo de fuga, desacelera e a pressão da superfície aumenta, resultando num gradiente de pressão positivo. Se, devido ao design do perfil alar e ao ângulo de ataque, o ar acelera mais sobre a superfície superior (extradorso) do que sobre a superfície inferior (intradorso) do perfil alar, então há uma força de sustentação resultante. Da mesma forma, o momento de

lançamento é uma função da parte integrante dos momentos das forças de pressão sobre o quarto de corda e sobre a superfície do perfil alar.

As forças de arrasto são o resultado da distribuição da pressão sobre o perfil alar e do atrito entre o fluxo de ar e o perfil alar. A componente da distribuição da pressão líquida na direção do fluxo de ar resulta no arrasto devido à pressão. O arrasto devido ao atrito é uma função da viscosidade do fluido e dissipa energia no campo de fluxo. e da espessura da camada limite que se forma junto às superfícies do perfil alar.

O arrasto também causa o desenvolvimento de duas regiões diferentes de fluxo: uma mais distante da superfície do perfil alar, onde os efeitos de atrito são desprezíveis e a camada limite, imediatamente ao lado da superfície do perfil alar, onde predominam os efeitos de atrito. Na camada limite, a velocidade aumenta de zero na superfície do perfil alar para a do fluxo livre de atrito fora da camada limite. A camada limite numa pá de uma turbina eólica pode variar em espessura de um milímetro a dezenas de centímetros.

O fluxo na camada limite pode ser laminar ou turbulento. No bordo de ataque do perfil alar, o fluxo é laminar. Normalmente, em algum momento a jusante, o fluxo na camada limite torna-se turbulento à medida que a interação entre a viscosidade e as forças inerciais não lineares o que causa uma transição para o fluxo caótico e turbulento. Camadas limite laminares resultam em forças de atrito muito mais baixas do que as camadas limite turbulentas.

O gradiente de pressão do fluxo tem um efeito significativo na camada limite, conforme ilustrado na Figura 3.10. Esse gradiente de pressão pode ser um gradiente de pressão favorável (negativo na direção do fluxo) ou um gradiente de pressão adverso (positivo na direção do fluxo). O fluxo na camada limite é acelerado ou desacelerado pelo gradiente de pressão. Na camada limite, o fluxo também é retardado pelo atrito da superfície. Assim, numa zona de gradiente de pressão adverso e com a ajuda do atrito da superfície, o fluxo na camada limite pode ser interrompido ou pode reverter a direção. Isso resulta na separação do fluxo do perfil alar, causando uma condição chamada perda de sustentação. Camadas limite que já fizeram a transição para fluxo turbulento são menos sensíveis a um gradiente de pressão adverso do que as camadas limite laminar, mas uma vez que a camada limite laminar ou turbulenta se separa do perfil alar, a sustentação cai. Um perfil alar só pode produzir uma

sustentação eficiente, se as distribuições de pressão superficial forem suportadas pela camada limite.

O gradiente de pressão do fluxo tem um efeito significativo na camada limite, conforme ilustrado na Figura 3.10. Esse gradiente de pressão pode ser um gradiente de pressão favorável (negativo na direção do fluxo) ou um gradiente de pressão adverso (positivo na direção do fluxo). O fluxo na camada limite é acelerado ou desacelerado pelo gradiente de pressão. Na camada limite, o fluxo também é retardado pelo atrito da superfície. Assim, numa zona de gradiente de pressão adverso e com a ajuda do atrito da superfície, o fluxo na camada limite pode ser interrompido ou pode reverter a direção. Isso resulta na separação do fluxo do perfil alar, causando uma condição chamada perda de sustentação. Camadas limite que já fizeram a transição para fluxo turbulento são menos sensíveis a um gradiente de pressão adverso do que as camadas limite laminares, mas uma vez que a camada limite laminar ou turbulenta se separa do perfil alar, a sustentação cai. Um perfil alar só pode produzir uma sustentação eficiente, se as distribuições de pressão superficial forem suportadas pela camada limite.

É importante distinguir os efeitos da turbulência na atmosfera daqueles que ocorrem na camada limite do perfil alar. Os perfis alares de uma turbina eólica operam na camada limite planetária turbulenta, mas a escala das flutuações turbulentas na atmosfera é muito maior que a escala de uma turbulência na camada limite de um perfil alar de uma turbina eólica. O fluxo na camada limite é sensível apenas a flutuações na ordem do tamanho da própria camada limite em si. Assim, a turbulência atmosférica não afeta diretamente a camada limite do perfil alar. Isso pode afetá-lo indiretamente, alterando os ângulos de ataque, o que alterará os padrões de fluxo e as distribuições de pressão sobre a superfície da pá.

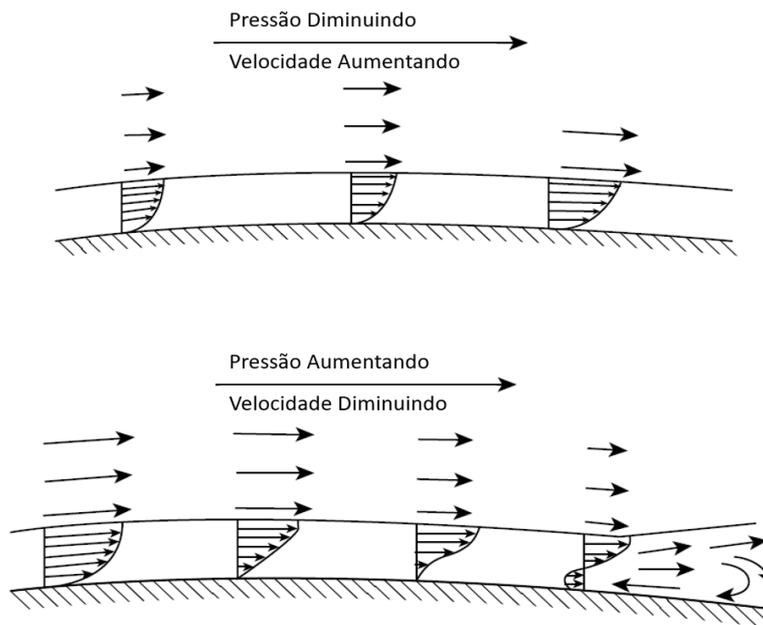


Figura 3.10 - Efeitos dos gradientes de pressão favoráveis (decréscimos) e adversos (crescentes) na camada limite. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### 3.3.4 Comportamento do Perfil Alar

É útil considerar o fluxo em torno de um cilindro como ponto de partida para observar perfis alares. O fluxo pode ser visualizado de melhor forma com a ajuda de linhas de fluxo. Uma linha de fluxo pode ser pensada como o caminho que uma partícula seguiria quando colocada num fluido que flui. Um campo de fluxo pode então ser representado em termos de várias linhas de fluxo. As linhas de fluxo têm algumas propriedades visualmente interessantes. Por exemplo, linhas de fluxo que convergem indicam um aumento na velocidade e uma diminuição na pressão. O oposto é o caso de linhas de fluxo divergentes. Também é o caso em que a equação de Bernoulli é apenas estritamente aplicável ao longo das linhas de fluxo. A Figura 3.11 (a) ilustra um fluxo em torno de um cilindro estacionário e (b) Fluxo em torno de um cilindro rotativo. Nesse caso, o fluxo assume que não há arrasto nem inércia. Pode-se ver que as linhas de corrente se aproximam mais à medida que passam no cilindro. Isso indica que a velocidade está aumentando e a pressão está diminuindo. O padrão é simétrico em ambos os lados do cilindro, portanto, não há sustentação resultante no cilindro. De facto, na ausência de arrasto viscoso, não há força resultante no cilindro nessa situação.

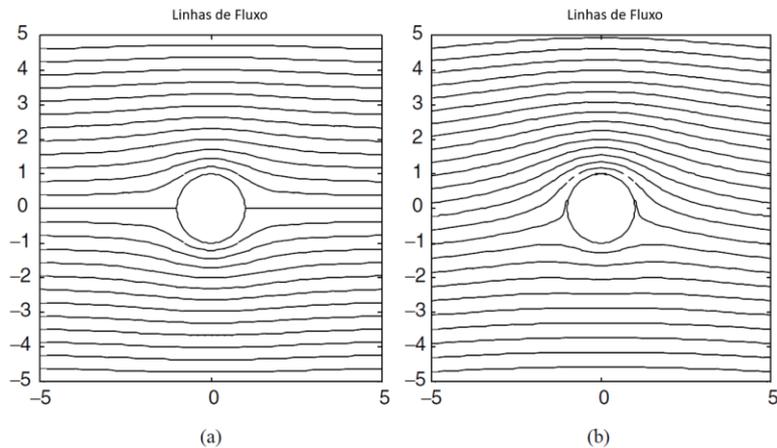


Figura 3.11 - (a) ilustra um fluxo em torno de um cilindro estacionário e (b) Fluxo em torno de um cilindro rotativo. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Quando há fluxo rotacional, no entanto, a situação muda. A rotação do fluido pode ser provocada pela rotação de um objeto no fluxo ou pode resultar da forma do objeto (como um perfil alar), que transmite um movimento de rotação ao fluido.

O fluxo rotacional é descrito em termos de vorticidade (quantifica a rotação de partículas de um fluido em movimento) e circulação. Se um elemento de fluido está em rotação, a sua velocidade angular é caracterizada pela sua vorticidade,  $\zeta$ , que é dada por:

$$\zeta = \frac{\partial u}{\partial y} - \frac{\partial v}{\partial x} \quad (3.48)$$

Onde  $u$  é a componente de velocidade na direção do fluxo ( $x$ ) e  $v$  é a componente perpendicular ao fluxo ( $y$ ). A vorticidade também é igual ao dobro da velocidade angular do elemento fluídico.

Circulação,  $\Gamma$ , é o integral da vorticidade dos elementos, multiplicada pelas suas respectivas áreas incrementais, sobre a região de interesse, como mostra a Equação (3.49):

$$\Gamma = \iint \left( \frac{\partial u}{\partial y} - \frac{\partial v}{\partial x} \right) dx dy \quad (3.49)$$

Pode ser demonstrado que, em geral a sustentação por unidade de comprimento,  $L/l$ , num corpo é dado por  $L/l = \rho U_\infty \Gamma$ , onde  $U_\infty$  é a velocidade de fluxo livre. Para um cilindro de raio,  $r$ , o valor máximo da circulação é  $\Gamma = 4\pi U_\infty r$ . O coeficiente máximo de sustentação é correspondente a  $y = 4\pi$ . A Figura 3.11(b) ilustra o fluxo em torno de um cilindro rotativo. Note que, neste caso, as linhas de fluxo estão mais próximas em cima do que em baixo, indicando que existe uma pressão resultante inferior e, portanto, de sustentação, no sentido

vertical. Este fenómeno é conhecido como o efeito *Magnus*. O efeito *Magnus* é a base física do rotor *Flettner*, que tem sido utilizado com sucesso na propulsão de navios.

O método descrito acima pode ser usado para prever as distribuições de pressão sobre um perfil alar. O primeiro passo para fazer isso é transformar o sistema de coordenadas do cilindro no fluxo de modo que a forma resultante se assemelhe ao perfil alar de interesse. A Figura 3.12(Perfil alar derivado de um cilindro transformado) ilustra uma forma simétrica do perfil alar derivado de um cilindro desta forma. A forma resultante do perfil alar é a localização dos pontos,  $\xi$ , resultante da transformação dada pela Equação (3.50).

$$\xi = z + \frac{r^2}{z} \quad (3.50)$$

Onde  $z$  é o vetor para um círculo deslocado desde a origem. No exemplo demonstrado, o raio do círculo é de 5.5 e o desvio de 0.8. Um círculo de raio 5 centrado na origem é incluído para comparação.

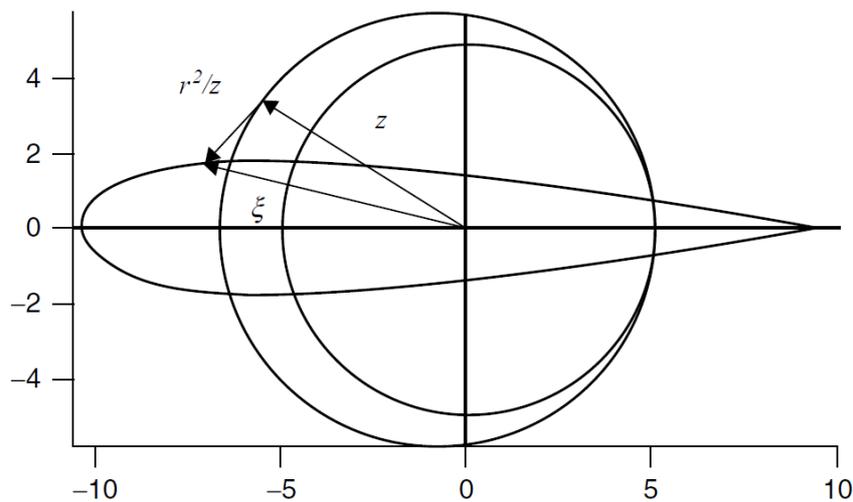


Figura 3.12 - Perfil alar derivado de uma transformação de um cilindro. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Este método de análise (ou seja, a aplicação de transformações de formas, linhas aerodinâmicas e distribuição de pressão) fornece a base da teoria do perfil alar fino, que é usada para prever as características dos perfis alares mais comumente utilizados. A teoria dos perfis alares finos mostra, por exemplo, que o coeficiente de sustentação de um perfil alar simétrico em ângulos baixos de ataque é igual a  $2\pi\alpha$  (quando o ângulo  $\alpha$  é medido em radianos), como mostra a Equação (3.51):

$$C_1 = 2\pi\alpha \quad (3.51)$$

Em condições ideais, todos os perfis alares simétricos de espessura finita teriam coeficientes teóricos de sustentação. Isto significa que os coeficientes de sustentação aumentariam com o ângulo de ataque e continuariam a aumentar até que este atingisse os 90 graus. O comportamento dos perfis alares simétricos reais aproxima-se de facto deste comportamento teórico com baixos ângulos de ataque, embora não aconteça o mesmo para ângulos de ataque mais altos. Por exemplo, os típicos coeficientes de arrasto e sustentação para um perfil alar simétrico, o perfil alar NACA 0012, cujo perfil foi demonstrado na Figura 3.8, estão representados na Figura 3.13 em função do ângulo de ataque e do número de Reynolds. O coeficiente de sustentação para uma placa plana em condições ideais também é demonstrado para comparação.

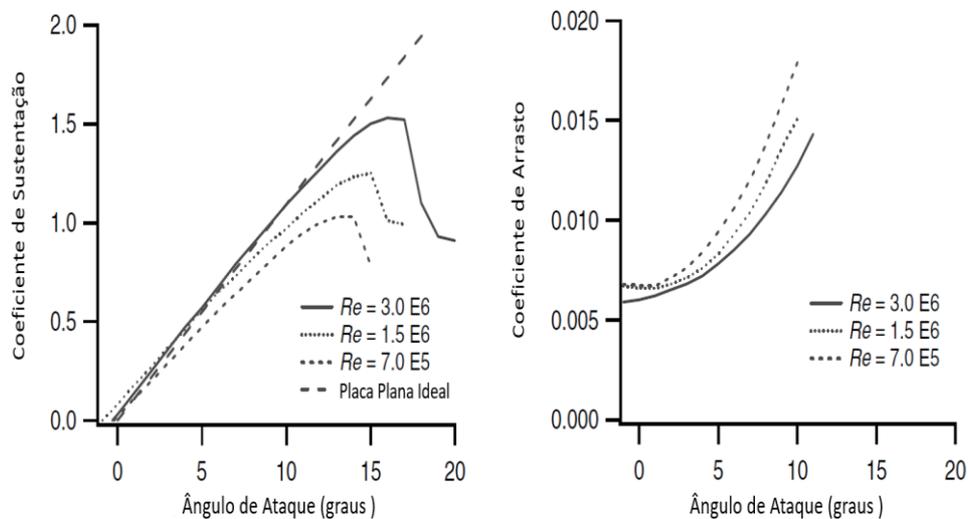


Figura 3.13 - Coeficientes de sustentação e arrasto para o aerofólio simétrico NACA 0012, em que Re é o número de Reynolds. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

É de salientar que apesar da correlação muito boa para ângulos de ataque baixos, há diferenças entre o funcionamento real do perfil alar e o desempenho teórico para valores superiores. As diferenças devem-se principalmente à suposição, na estimativa teórica do coeficiente de sustentação, de que o ar não tem viscosidade. Como mencionado anteriormente, o atrito superficial devido à viscosidade retarda o fluxo de ar até à superfície do perfil alar, o que resulta numa separação do fluxo da superfície para ângulos de ataque mais altos e uma diminuição rápida da sustentação.

Os perfis alares para turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT) são frequentemente projetados para serem usados com ângulos de ataque baixos, onde os coeficientes de sustentação são bastante altos e os coeficientes de arrasto bastante baixos. O coeficiente de

sustentação para um perfil alar simétrico é zero para um ângulo de ataque de zero e aumenta para mais de 1.0 antes de diminuir para ângulos de ataque elevados. O coeficiente de arrasto é normalmente muito mais baixo do que o coeficiente de sustentação para ângulos de ataque baixos aumentando de forma significativa para ângulos de ataque mais altos.

Existem também diferenças significativas no comportamento do perfil alar com a variação do número de Reynolds. Por exemplo, à medida que o número de Reynolds diminui, as forças viscosas aumentam em magnitude em comparação com as forças de inércia. Isto aumenta os efeitos do atrito superficial, afetando as velocidades, o gradiente de pressão, e a sustentação gerada pelo perfil alar ao facilitar a separação do escoamento. Os projetistas de rotores devem certificar-se de que estão disponíveis dados numéricos de números Reynolds apropriados para a análise detalhada de um sistema de um rotor de uma turbina eólica.

O coeficiente de sustentação para ângulos de ataque baixos pode ser aumentado e o arrasto pode muitas vezes ser diminuído utilizando um perfil alar curvado. Por exemplo, o perfil alar DU-93-W-210 é utilizado em algumas turbinas eólicas europeias. O seu perfil transversal está representado na Figura 3.14.

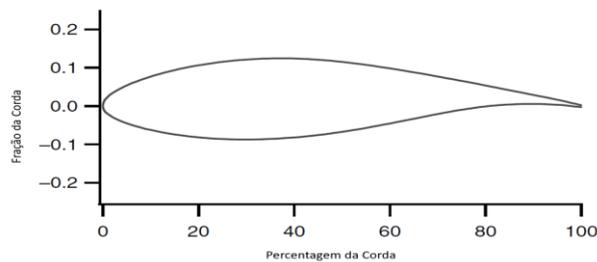


Figura 3.14 - Forma do perfil alar DU-93-W-210. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Os coeficientes de sustentação, arrasto e de momento de inclinação para este mesmo perfil alar estão representados nas Figuras 3.15 e 3.16 para um número de Reynolds de 3 milhões.

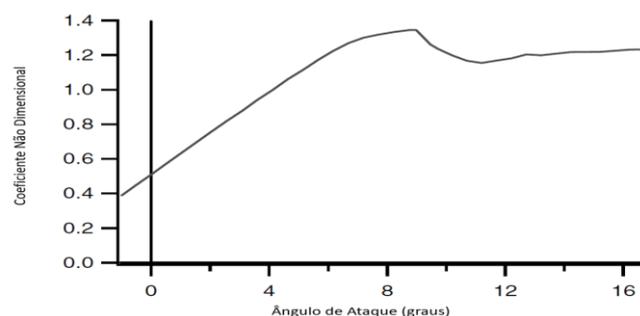


Figura 3.15 - Coeficiente de sustentação  $C_l$  para o perfil alar DU-93-W-210. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

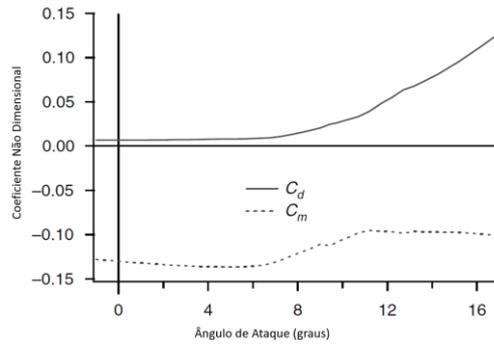


Figura 3.16 - Coeficientes de arrasto e de momento do perfil alar DU-93-W-210,  $C_d$  e  $C_m$ , respectivamente. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

De forma semelhante ao comportamento do perfil alar simétrico, o coeficiente de sustentação para o perfil alar DU-93- W-210 aumenta para cerca de 1.35, mas depois diminui à medida que o ângulo de ataque aumenta.

Do mesmo modo, o coeficiente de arrasto começa por ter um valor muito baixo, mas aumenta de forma significativa aproximadamente para o mesmo ângulo de ataque em que o coeficiente de sustentação começa a diminuir. Este comportamento é comum à maioria dos perfis alares. Este perfil alar com uma maior curvatura tem também um coeficiente de sustentação não nulo para um ângulo de ataque nulo.

O comportamento do perfil alar pode ser categorizado em três regimes de escoamento: o regime de escoamento não separado, o regime de desenvolvimento de alta sustentação e princípio de perda de sustentação e o regime de placa plana / totalmente em perda de sustentação (*the attached flow regime, the high lift/stall development regime, and the flat plate/fully stalled regime*).

Estes regimes de escoamento são descritos abaixo e podem ser vistos nas curvas de sustentação representadas na Figura 3.17. A Figura 3.17 mostra os coeficientes de sustentação e de arrasto para o perfil alar S809, que também tem sido utilizado em turbinas eólicas.

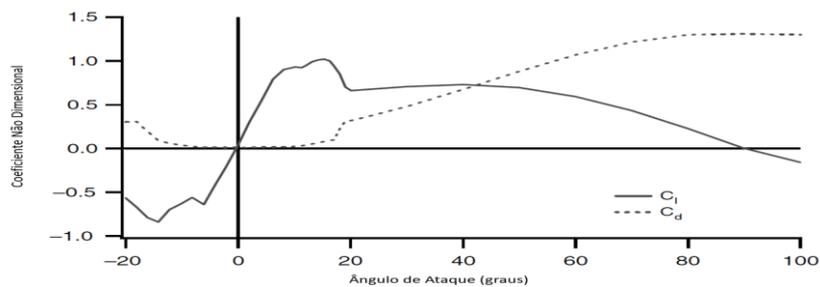


Figura 3.17 - Coeficientes de Sustentação e arrasto,  $C_l$  e  $C_d$ , respectivamente, do perfil alar S809, número de Reynolds = 75 000 000. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

- **Regime de escoamento não separado (*attached flow regime*):**

Em ângulos de ataque baixos (até cerca de 7 graus no perfil alar DU-93-W-210), o escoamento permanece colado à superfície superior do perfil alar. Neste regime de escoamento, a sustentação aumenta de forma aproximadamente linear com o ângulo de ataque e o arrasto é relativamente baixo.

- **Regime de desenvolvimento de alta sustentação/início de perda de sustentação (*high lift/stall development regime*):**

No regime de desenvolvimento de uma sustentação alta com probabilidade de entrada em perda de sustentação (de 7 a 11 graus para o perfil alar DU-93-W-210), o coeficiente de sustentação atinge o pico com o aumento da inclinação do perfil alar. A perda de sustentação ocorre quando o ângulo de ataque excede um certo valor crítico (digamos 10 a 16 graus, dependendo do número de Reynolds e da forma do perfil alar) e ocorre a separação da camada limite na superfície superior, como demonstra a Figura 3.18. Isso faz com que uma esteira se forme acima do perfil alar, o que reduz bruscamente a sustentação e aumenta o arrasto.

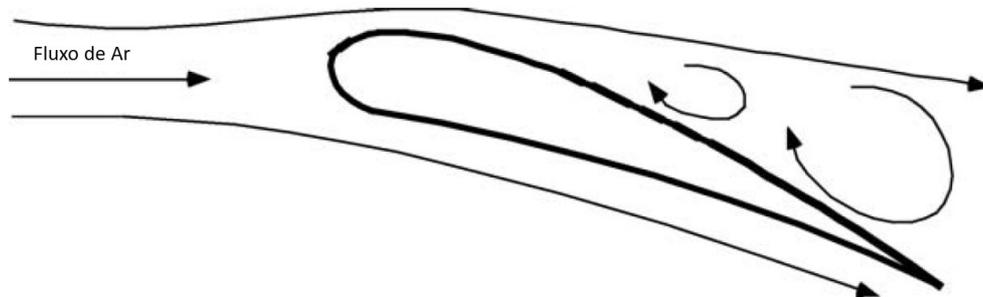


Figura 3.18 - Ilustração de perda de sustentação de um perfil alar. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Essa condição pode ocorrer em determinados locais da pá ou em certas condições de funcionamento da turbina eólica. Às vezes, é usado para limitar a energia da turbina eólica com ventos fortes. Por exemplo, muitos projetos de turbinas eólicas que utilizam pás de passo/inclinação fixo dependem do controle de regulação de potência por meio da perda de sustentação aerodinâmica das pás. Ou seja, à medida que a velocidade do vento aumenta, a perda de sustentação progride para o exterior ao longo da extensão da pá (em direção à ponta), causando diminuição da sustentação e aumento do arrasto. Numa máquina bem

projetada e regulada para a perda de sustentação, isso resulta em potência quase constante à medida que a velocidade do vento aumenta acima de um determinado valor.

- **Regime de placa plana / totalmente em perda de sustentação (*flat plate/fully stalled regime*):**

No regime de placa plana/totalmente em perda de sustentação, em ângulos de ataque maiores e até 90°, o perfil alar atua cada vez mais como uma placa plana simples com coeficientes de sustentação e arrasto aproximadamente iguais para um ângulo de ataque de 45° e sustentação zero a 90°.

- **Modelação das características do perfil alar após a perda de sustentação:**

Os dados medidos do perfil alar são utilizados para projetar as pás das turbinas eólicas. As pás das turbinas eólicas podem muitas vezes funcionar na região de funcionamento com perda de sustentação, mas os dados para ângulos de ataque elevados não estão por vezes disponíveis. Devido à similaridade do comportamento de perda de sustentação com o comportamento da placa plana, foram desenvolvidos modelos para modelar os coeficientes de sustentação e de arrasto para uma operação com perda de sustentação.

### 3.3.5 Máquinas de Sustentação e Máquinas de Arrasto

Os conversores de energia eólica que têm sido construídos ao longo dos séculos podem ser divididos em máquinas de sustentação e máquinas de arrasto. As máquinas de sustentação utilizam as forças de sustentação para gerar energia. As máquinas de arrasto utilizam as forças de arrasto. As turbinas eólicas de eixo horizontal, que são o tema principal deste documento (e quase todas as turbinas eólicas modernas) são máquinas de sustentação, mas foram desenvolvidas muitas máquinas de arrasto úteis. As vantagens das máquinas de sustentação sobre as máquinas de arrasto são descritas nesta secção através da utilização de alguns exemplos simples.

Conforme discutido no Capítulo 2, os moinhos de vento de arrasto, mostrados na Figura 3.19, foram utilizados na Médio Oriente há mais de mil anos. Incluíam um rotor de eixo vertical composto por superfícies planas em que metade do rotor estava protegido do vento. O modelo simplificado representado à direita da Figura 3.19 é usado para analisar o desempenho desta máquina de arrasto.

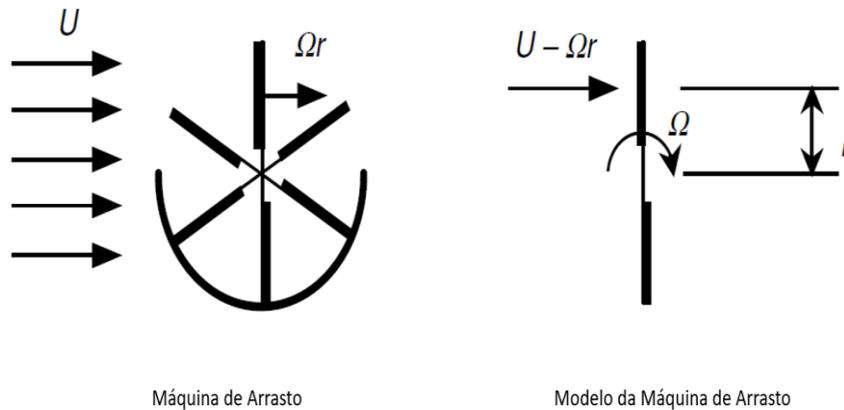


Figura 3.19 - Máquina de arrasto simples e respetivo modelo, em que,  $U$  é a velocidade do fluxo de ar sem perturbações,  $\Omega$  é a velocidade angular do rotor da turbina eólica e  $r$  é o raio. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

A força de arrasto,  $F_D$ , é uma função da velocidade relativa do vento na superfície do rotor (a diferença entre a velocidade do vento,  $U$ , e a velocidade da superfície,  $\Omega r$ ):

$$F_D = C_D \left[ \frac{1}{2} \rho (U - \Omega r)^2 A \right] \quad (3.52)$$

Onde  $A$  é a área da superfície de arrasto e onde o coeficiente de arrasto tridimensional,  $C_D$ , para uma placa quadrada é assumido como 1.1.

A potência do rotor é o produto do binário devido à força de arrasto e a velocidade de rotação das superfícies do rotor:

$$P = C_D \left[ \frac{1}{2} \rho A (U - \Omega r)^2 \right] \Omega r = (\rho A U^3) \left[ \frac{1}{2} C_D \lambda (1 - \lambda)^2 \right] \quad (3.53)$$

O coeficiente de potência, demonstrado na Figura 3.20, é uma função de  $\lambda$ , a razão entre a velocidade da superfície  $\Omega r$  e a velocidade do vento  $U$  e é baseada numa área total de máquina assumida como  $2A$ :

$$C_P = \left[ \frac{1}{2} C_D \lambda (1 - \lambda)^2 \right] \quad (3.54)$$

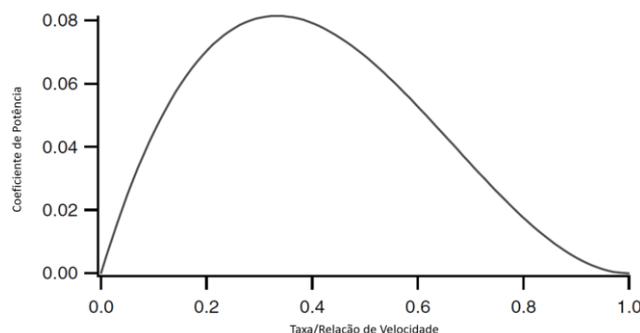


Figura 3.20 - Coeficiente de potência da máquina de arrasto de placa plana. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

O coeficiente de potência é zero nas relações de velocidade de zero (sem movimento) e 1.0 (a velocidade na qual a superfície se move na velocidade do vento e não sofre força de arrasto). O coeficiente de potência de pico de 0.08 ocorre a um de rácio de velocidade  $\lambda$  de 1/3. Esse coeficiente de potência é significativamente menor que o limite de Betz de 0,593. Este exemplo também ilustra uma das principais desvantagens de uma máquina de arrasto pura: a superfície do rotor não se pode mover mais rápido que a velocidade do vento. Assim, a velocidade do vento em relação às superfícies produtoras de energia da máquina,  $U_{rel}$ , é limitada à velocidade do fluxo livre:

$$U_{rel} = U(1 - \lambda) \quad \lambda < 1 \quad (3.55)$$

As forças nas máquinas de sustentação são também função da velocidade relativa do vento e do coeficiente de sustentação:

$$F_L = C_L \left( \frac{1}{2} \rho A U_{rel}^2 \right) \quad (3.56)$$

Os coeficientes máximos de sustentação e arrasto dos perfis alares são de magnitude semelhante. Uma diferença significativa no desempenho entre as máquinas de sustentação e arrasto é que com as máquinas de sustentação é possível obter velocidades de vento relativas muito mais elevadas. As velocidades relativas são sempre maiores que a velocidade do vento de fluxo livre, às vezes por uma ordem de magnitude. Como ilustrado na Figura 3.21, a velocidade relativa do vento no perfil alar de uma máquina de sustentação é:

$$U_{rel} = \sqrt{U^2 + (\Omega r)^2} = U\sqrt{1 + \lambda^2} \quad (3.57)$$

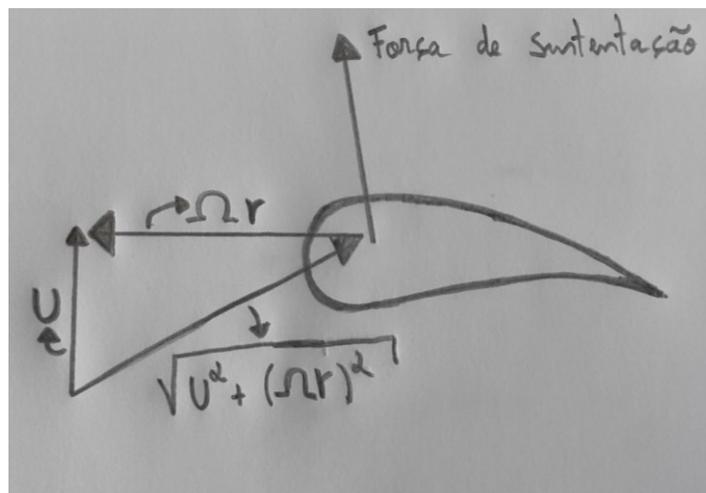


Figura 3.21 - Velocidade relativa de uma máquina de sustentação; para a notação, ver Figura 3.19. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Com rácios de velocidade de e até 10 e forças que são uma função do quadrado da velocidade relativa, pode-se observar que as forças que podem ser desenvolvidas por uma máquina de sustento são significativamente maiores do que aquelas alcançáveis com uma máquina de arrasto com a mesma área de superfície. As forças maiores permitem coeficientes de potência muito maiores.

Deve-se ressaltar que algumas máquinas baseadas em arrasto, como o rotor *Savonius*, podem atingir coeficientes de potência maiores que 0.2 e podem ter taxas de velocidade de ponta maiores que 1.0. Isso deve-se principalmente a sustento desenvolvida quando as superfícies do rotor se afastam do vento  medida que o rotor gira. Assim, o rotor *Savonius* e muitos outros dispositivos baseados em arrasto têm podem sofrer algumas forças de sustento.

### **3.4 Teoria do *Momentum* e Teoria dos Elementos da P**

O complexo ambiente de funcionamento que as ps das turbinas eólicas experimentam e a interação entre (1) as camadas limite em torno dos perfis alares, (2) o campo do escoamento em torno da turbina eólica e (3) a produção de energia , exigem o uso de códigos de computador para o projeto das pás. Esses códigos de computador podem calcular alguns ou todos os seguintes itens: desempenho geral do rotor em estado estacionário (rendimento energético), cargas aerodinâmicas flutuantes ao longo da pá, campo de fluxo em torno da turbina eólica e emissões de ruído geradas por efeitos aerodinâmicos.

Os códigos que calculam as cargas flutuantes ao longo da pá são chamados de *Aeroelastic Codes*, pois devem modelar não apenas a aerodinâmica do rotor, mas têm os movimentos das pás deformadas elasticamente e as interações entre esses movimentos e o fluxo. Os fabricantes usam esses resultados para melhorar o desempenho das suas turbinas eólicas e para obter a certificação do seu projeto. Os projetos de turbinas eólicas precisam ser certificados de acordo com os padrões internacionais para serem vendidos em vários países. Muitas condições de carga precisam e devem ser analisadas para obter a certificação. Esses requisitos exigem códigos de modelação que fornecem respostas precisas atempadamente e a partir de códigos cujos resultados foram validados contra dados de teste em condições de funcionamento realistas.

Há uma variedade de *Aeroelastic Codes* usados na indústria e em projetos de investigação para analisar o comportamento do rotor de turbinas eólicas. Os códigos usados diariamente na indústria para o projeto de rotores são referidos como modelos de engenharia. Esses modelos são baseados na teoria do *momentum* do elemento da pá (*Blade Element Momentum Theory -BEMT*), que descreve o comportamento em estado estacionário de um rotor de uma turbina eólica, com extensões para abordar operações instáveis.

#### 3.4.1 Visão Geral

O cálculo do desempenho do rotor e da forma de pá aerodinamicamente eficaz é apresentado nesta e nas secções seguintes. A análise baseia-se na teoria apresentada nas secções anteriores. Um rotor de uma turbina eólica consiste em perfis alares que geram sustentação em virtude da diferença de pressão no perfil aerodinâmico, produzindo a mesma mudança de pressão observada no tipo de análise do disco atuador. Nas secções 3.2 e 3.3, o campo de escoamento em torno de um rotor de uma turbina eólica, representado por um disco do atuador, foi determinado usando a conservação do *momentum* linear e angular. Esse campo de escoamento, caracterizado por fatores de indução axial e angular que são uma função de extração e impulsão da potência do rotor, será usado para definir o fluxo de ar nos perfis aerodinâmicos do rotor. A geometria do rotor e as características de sustentação e arrasto dos perfis alares do rotor, descritas na Seção 3.4, podem ser usadas para determinar a forma do rotor, se certos parâmetros de desempenho forem conhecidos, ou o seu desempenho, se a forma da pá já tiver sido definida.

A análise aqui usa a teoria da conservação da quantidade de movimento e a teoria dos elementos da pá. A primeira refere-se a uma análise de volume de controlo da pá com a determinação de forças tendo por base a conservação do *momentum* linear e angular. A teoria dos elementos da pá refere-se a uma análise de forças em uma seção da pá, em função da sua geometria que vai variando ao longo do seu comprimento. Os resultados dessas abordagens podem ser combinados com o que é conhecido como teoria da quantidade de movimento do elemento da pá (BEMT).

Esta teoria pode ser usada para relacionar o formato da pá com a capacidade do rotor de extrair energia do vento. A análise nesta e nas seguintes secções abrange:

- Teoria do *momentum* e dos elementos da pá;

- O design mais simples da pá “ideal”, com um número infinito de pás e sem rotação da esteira;
- Características de desempenho (forças, características do escoamento de ar, coeficiente de potência) para um projeto geral da pá com a distribuição conhecida da corda e da torção, incluindo rotação de esteira, arrasto e perdas devido a um número finito de pás;
- Um simples projeto da pá “ideal”, incluindo rotação de esteira e um número finito de pás. Este o projeto da pá que pode ser usado como o começo para uma análise geral do projeto da pá.

### 3.4.2 Teoria da conservação do *Momentum*

As forças na pá de uma turbina eólica e as condições de fluxo nas pás podem ser derivadas considerando a conservação da quantidade de movimento, uma vez que para um volume de controlo a força resultante depende da variação da quantidade de movimento. As equações necessárias já foram desenvolvidas na derivação do desempenho de uma turbina eólica ideal, incluindo rotação de esteira. A presente análise é baseada no volume de controlo anular demonstrado na Figura 3.4. Nesta análise, os fatores de indução axial e angular são assumidos como funções do raio  $r$ .

O resultado, da Seção 3.3, da aplicação da conservação do *momentum* linear ao volume de controlo de raio  $r$ , e espessura  $dr$ , (Equação (3.24)) é uma expressão para a contribuição diferencial para o impulso  $T$ :

$$dT = \rho U^2 4a(1 - a)\pi r dr \quad (3.58)$$

Da mesma forma, a partir da conservação da equação do *momentum* angular, Equação (3.29), o momento diferencial  $Q$ , transmitido às pás em N.m (e igualmente, mas em oposição, ao ar) é:

$$dQ = 4a'(1 - a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (3.59)$$

Assim, a partir da teoria da conservação do *momentum*, obtêm-se duas equações, as Equações (3.58) e (3.59), que definem a impulso e o binário numa seção anular do rotor em função dos fatores de indução axial e angular (isto é, das condições de escoamento).

### 3.4.3 Teoria dos Elementos da Pá

As forças nas pás de uma turbina eólica também podem ser expressas em função dos coeficientes de sustentação e arrasto e do ângulo de ataque. Como demonstrado na Figura 3.22, para esta análise, presume-se que a pá seja dividida em  $N$  seções (ou elementos). Além disso, são feitas as seguintes premissas:

- Não há interação aerodinâmica entre os elementos (portanto, não há fluxo radial);
- As forças nas pás são determinadas apenas pelas características de sustentação e arrasto da forma do perfil alar das pás.

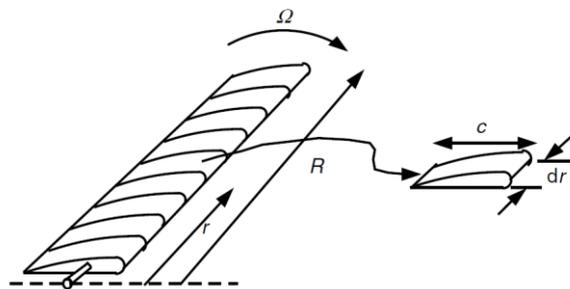


Figura 3.22 - Esquema dos elementos da pá, em que,  $c$  é o comprimento da corda do perfil alar,  $dr$  é o comprimento radial do elemento,  $r$  é o raio,  $R$  é o raio do rotor e  $\Omega$  é a velocidade angular do rotor. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Ao analisar as forças na seção da pá, deve-se notar que as forças de sustentação e arrasto são perpendiculares e paralelas, respectivamente, a um vento efetivo ou relativo. O vento relativo é a soma vetorial da velocidade do vento no rotor,  $U(1-a)$ , e a velocidade do vento devido à rotação da pá. Esta componente rotacional é a soma vetorial da velocidade da seção da pá,  $\Omega r$ , e a velocidade angular induzida nas pás pela conservação do momento angular,  $\Omega r/2$ , ou:

$$\Omega r + (\omega/2)r = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (3.60)$$

A situação global do escoamento é demonstrada na Figura 3.23 e as relações das várias forças, ângulos e velocidades para um elemento pá (ou seção), estão representadas na Figura 3.24.

$$\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0}$$

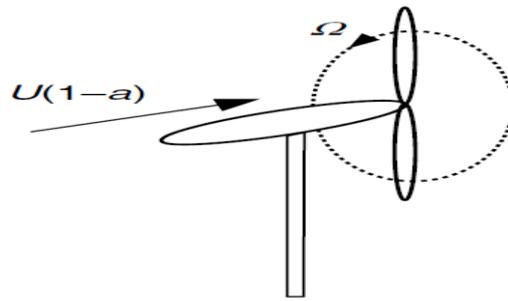


Figura 3.23 - Geometria geral para uma análise de uma turbina eólica de eixo horizontal com o rotor a sotavento(downwind), em que  $a$  é o fator de indução axial,  $U$  é a velocidade do escoamento não perturbado e  $\Omega$  a velocidade angular do rotor. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

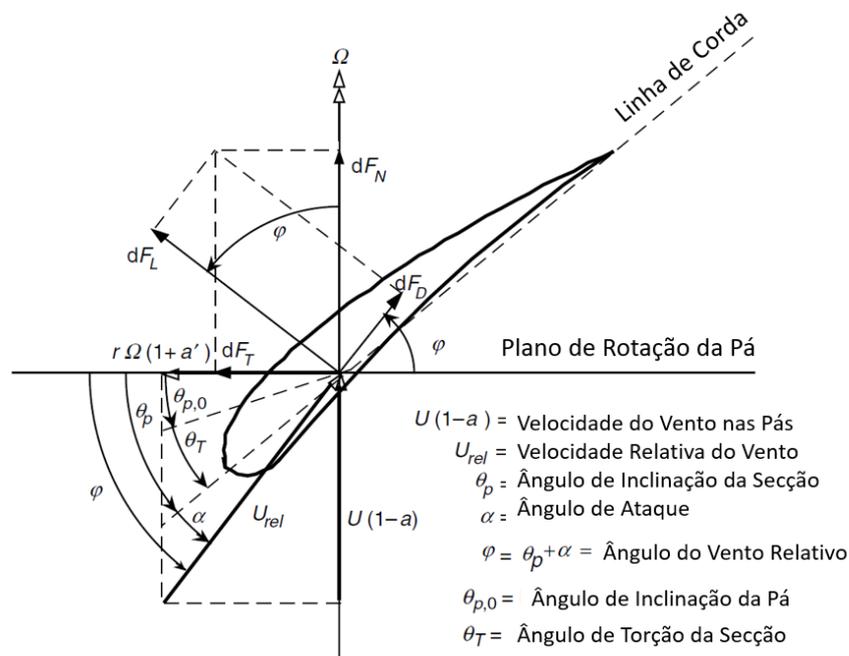


Figura 3.24 - Geometria das pás para análise de uma turbina eólica de eixo horizontal. Para definição das variáveis, consultar o texto. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Aqui,  $\theta_p$  é o ângulo de inclinação da secção, que é o ângulo entre a linha de corda e o plano de rotação,  $\theta_{p,0}$  é o ângulo de inclinação da pá na ponta,  $\theta_T$  é o ângulo de torção da pá,  $\alpha$  é o ângulo de ataque (o ângulo entre a linha de corda e o vento relativo),  $\varphi$  é o ângulo do vento relativo;  $dF_L$  é a força incremental de sustentação,  $dF_D$  é a força incremental de arrasto;  $dF_N$  é a força incremental normal ao plano de rotação (que contribui para a impulsão na torre) e  $dF_T$  é a força incremental tangencial ao círculo varrido pelo rotor. Essa é a força que cria um binário útil. Finalmente,  $U_{rel}$  é a velocidade relativa do vento.

É de salientar também que, aqui, o ângulo de torção da pá,  $\theta_T$ , é definido em relação à ponta da pá (pode ser definido de outra forma). Portanto:

$$\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0} \quad (3.61)$$

Onde  $\theta_{p,0}$  é o ângulo de inclinação da pá na ponta. O ângulo de torção é, obviamente, uma função da geometria da pá, enquanto  $\theta_p$  muda se a posição da pá,  $\theta_{p,0}$  for alterada. Observa-se também que o ângulo do vento relativo é a soma do ângulo de inclinação da secção e do ângulo de ataque:

$$\varphi = \theta_p + \alpha \quad (3.62)$$

A partir da Figura 3.24, é possível determinar as seguintes relações:

$$\tan \varphi = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (3.63)$$

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi} \quad (3.64)$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (3.65)$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (3.66)$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \quad (3.67)$$

$$dF_T = dF_L \sin \varphi - dF_D \cos \varphi \quad (3.68)$$

Se o rotor tiver B pás, a força normal total na secção à distância  $r$ , do centro é:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c dr \quad (3.69)$$

O binário diferencial devido à força tangencial que opera a uma distância  $r$ , do centro é dado por:

$$dQ = BrdF_T \quad (3.70)$$

Então:

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi + C_d \cos \varphi) c r dr \quad (3.71)$$

É de salientar que o efeito do arrasto diminui o binário e, portanto, a potência, mas aumenta a carga de impulsão na torre.

Assim, a partir da teoria dos elementos das pás, obtêm-se também duas equações (Equações (3.69) e (3.71)) que definem a força normal (impulso) e a força tangencial (binário) na seção do rotor anular em função dos ângulos de fluxo na pá e características do perfil alar. Essas equações serão usadas mais abaixo, com suposições ou equações adicionais, para determinar os formatos ideais da pá para um desempenho ideal e para determinar o desempenho do rotor para qualquer formato arbitrário da pá.

### 3.5 Forma da Pá para um Rotor Ideal sem Rotação de Esteira

Como mencionado acima, pode-se combinar as relações da teoria da quantidade de movimento com as da teoria dos elementos da pá para relacionar a forma da pá com o desempenho. Como a álgebra pode se tornar complexa, um exemplo simples, mas útil, será apresentado aqui para ilustrar o método. No primeiro exemplo deste capítulo, determinou-se que o coeficiente de potência máximo possível de uma turbina eólica, assumindo que não houvesse rotação ou arrasto, com um fator de indução axial de  $1/3$ , em sintonia com a fórmula de Betz. Se as mesmas suposições simplificadoras forem aplicadas às equações do momento e à teoria dos elementos da pá, a análise torna-se simples o suficiente para que um formato ideal da pá possa ser determinado. A forma da pá aproxima-se de uma que forneceria a máxima potência para a velocidade específica do projeto de uma turbina eólica real. Isto será chamado de “rotor ideal de Betz”.

Nesta análise, serão feitas as seguintes suposições:

- Não há rotação de esteira e sendo assim  $\alpha' = 0$ ;
- Não há atrito e sendo assim  $C_d = 0$ ;
- Não há perdas devido a um número finito de pás (ou seja, sem perda de ponta);
- O fator de indução axial  $a$  é  $1/3$  em cada tubo de fluxo anular.

Primeiro, é necessário escolher a velocidade específica e projeto,  $\lambda$ , o número desejado de pás  $B$ , o raio  $R$  e um perfil alar com coeficientes de sustentação e arrasto conhecidos em função do ângulo de ataque. Também é escolhido um ângulo de ataque (logo, o coeficiente de sustentação com que o perfil alar vai funcionar). Esse ângulo de ataque deve ser selecionado de modo a que o rácio  $C_d/C_l$  seja mínimo, a fim de se aproximar da suposição de  $C_d = 0$ . Estas opções permitem determinar a torção e a distribuição da corda de uma pá

que forneceria a potência em acordo com limite de *Betz* (dadas as suposições de entrada). Supondo que  $a = 1/3$ , obtém-se da teoria do *momentum* (Equação (3.58)):

$$dT = \rho U^2 4 \frac{1}{3} \left(1 - \frac{1}{3}\right) \pi r dr = \rho U^2 \left(\frac{8}{9}\right) \pi r dr \quad (3.72)$$

e, da teoria do elemento de pá (Equação (3.69)), com  $C_d = 0$ :

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi) c dr \quad (3.73)$$

Uma terceira equação, Equação (3.64), pode ser usada para expressar  $U_{rel}$  em termos de outras variáveis conhecidas:

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi} = \frac{2U}{3 \sin \varphi} \quad (3.74)$$

A teoria BEM refere-se à determinação do desempenho das pás das turbinas eólicas através da combinação das equações da teoria do momentum e da teoria dos elementos das pás. Neste caso, igualando as Equações (3.72) e (3.73) e usando a Equação (3,74), produz a seguinte relação:

$$\frac{C_l B c}{4 \pi r} = \tan \varphi \sin \varphi \quad (3.75)$$

Uma quarta equação, a Equação (3.63), que relaciona  $a$ ,  $a'$  e  $\varphi$  com base em considerações geométricas, pode ser usada para determinar a forma da pá. A Equação (3.63), com  $a' = 0$  e  $a = 1/3$ , passa a:

$$\tan \varphi = \frac{2}{3 \lambda_r} \quad (3.76)$$

Portanto:

$$\frac{C_l B c}{4 \pi r} = \left(\frac{2}{3 \lambda_r}\right) \sin \varphi \quad (3.77)$$

Rearranjando, e observando que  $\lambda_r = \lambda(r/R)$ , pode-se determinar o ângulo do vento relativo e a corda da pá para cada seção do rotor ideal:

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{2}{3 \lambda_r}\right) \quad (3.78)$$

$$c = \frac{8 \pi r \sin \varphi}{3 B C_l \lambda_r} \quad (3.79)$$

As pás concebidas para uma produção otimizada têm uma corda e um ângulo de torção cada vez maiores à medida que se aproxima da raiz da pá. Uma consideração no projeto da pá é o custo e a dificuldade de fabricar a pá. Uma pá ideal seria muito difícil de fabricar a um custo razoável, mas o projeto fornece uma visão da forma da pá que poderia ser desejada para uma turbina eólica.

### 3.6 Previsão Global do Desempenho da Forma da Pá do Rotor

Em geral, um rotor não tem a forma ideal devido a dificuldades de fabricação. Além disso, o rotor não tem a forma ideal, quando uma pá “ideal” funciona com uma velocidade de rotação correspondente a uma velocidade específica diferente daquela para a qual está concebida, já não é “ideal”. Assim, as formas das pás devem ser projetadas para facilitar o fabrico e para um desempenho geral na faixa de vento e nas velocidades de rotor que estas vão encontrar. Ao considerar as pás não ótimas, geralmente utiliza-se uma abordagem iterativa. Ou seja, pode-se assumir a forma de uma pá e prever o seu desempenho, tentar outra forma e repetir a previsão até que uma pá adequada tenha sido escolhida.

Até agora, a forma da pá para um rotor ideal sem rotação da esteira foi considerada. Nesta análise as formas arbitrárias das pás são consideradas. A análise inclui a rotação da esteira, arrasto, perdas devido a um número finito de pás e desempenho fora do projeto. Em seções subsequentes, estes métodos serão usados para determinar uma forma ideal de uma pá, incluindo a rotação da esteira, e como parte de um procedimento completo de um projeto do rotor.

#### 3.6.1 Teoria BEM para um rotor generalizado, incluindo rotação da esteira

A análise de uma pá que inclui rotação da esteira baseia-se na análise usada na seção anterior. Aqui também se considera a faixa não linear da curva do coeficiente de sustentação versus o ângulo de ataque, ou seja, perda de sustentação/perda aerodinâmica (*stall*). A análise começa com as quatro equações derivadas das teorias da conservação do momentum e dos elementos da pá. Nesta análise, supõe-se que as distribuições de corda e torção da pá sejam conhecidas. O ângulo de ataque não é conhecido, mas correlações adicionais poderão ser usadas para determinar o ângulo de ataque e o desempenho da pá.

As forças e binários derivados da teoria BEM devem ser iguais. Equacionando estes, pode-se derivar as condições de escoamento para um projeto de uma turbina eólica.

- **Teoria da conservação do *Momentum*:**

Da conservação de *momentum* axial (Equação (3.58)) já temos que:

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr$$

Da conservação de *momentum* angular (Equação (3.59)), já temos que:

$$dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr$$

- **Teoria do Elemento da Pá:**

Da teoria do elemento da pá (Equações (3.69) e (3.71))

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c dr$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi + C_d \cos \varphi) c r dr$$

Onde o impulso,  $dT$ , é a mesma força que a força normal,  $dF_N$ . A velocidade relativa pode ser expressa como uma função do vento de corrente livre usando a Equação (3.64).

Assim, as Equações (3.69) e (3.71) da teoria dos elementos da pá podem ser escritas como:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) r dr \quad (3.80)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) r^2 dr \quad (3.81)$$

Onde  $\sigma'$  é a solidez local (razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas) e é definida por:

$$\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (3.82)$$

- **Teoria do Momento dos Elementos da Pá (BEMT):**

No cálculo dos fatores de indução,  $a$  e  $a'$ , a prática aceita é definir  $C_d$  igual a zero. Para perfis alares com baixos coeficientes de arrasto, essa simplificação introduz erros insignificantes. Assim, quando as equações de binário da teoria da conservação do *momentum* e dos elementos da pá são equacionadas (Equações (3.59) e (3.81)), com  $C_d = 0$ , obtém-se:

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma' C_l}{4\lambda_r \sin \varphi} \quad (3.83)$$

Ao equacionar as equações de força normal da teoria BEM (Equações (3.58) e (3.80)), obtém-se:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma' C_l \cos \varphi}{4 \sin^2 \varphi} \quad (3.84)$$

Após alguma manipulação algébrica usando a Equação (3.63) (que relaciona  $a$ ,  $a'$ ,  $\varphi$  e  $\lambda_r$  com base em considerações geométricas) e as Equações (3.83) e (3.84), resultam as seguintes relações úteis

$$\sigma' = C_l = 4 \sin \varphi \frac{(\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma'(\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (3.85)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma' C_l}{4 \cos \varphi} \quad (3.86)$$

Outras relações úteis que podem ser derivadas incluem:

$$\frac{a}{a'} = \frac{\lambda_r}{\tan \varphi} \quad (3.87)$$

$$a = \frac{1}{\left[ \left( \frac{1+4 \sin^2 \varphi}{\sigma' C_l \cos \varphi} \right) \right]} \quad (3.88)$$

$$a' = \frac{1}{\left[ \left( \frac{4 \cos \varphi}{\sigma' C_l} \right) - 1 \right]} \quad (3.89)$$

- **Métodos de Solução:**

Dois métodos de solução serão propostos usando estas equações para determinar as condições de escoamento e as forças em cada secção da pá. O primeiro usa as características medidas do perfil alar e as equações BEM para resolver diretamente  $C_l$  e  $a$ . Este método pode ser resolvido numericamente, mas também se presta a uma solução gráfica que mostra claramente as condições de escoamento na pá e a existência de várias soluções (consultar a Secção 3.8.4). A segunda solução é uma abordagem numérica iterativa que é mais facilmente estendida para condições de escoamento com grandes fatores de indução axial.

### **Método 1 - Resolução de $C_l$ e $a$**

Como  $\varphi = \alpha + \theta_p$ , para uma dada geometria da pá e em condições operacionais, existem duas incógnitas na Equação (3.85),  $C_l$  e  $\alpha$  em cada secção. Para encontrar esses valores, pode-se usar o  $C_l$  empírico *versus* uma curva para o perfil alar escolhido. Em seguida,

encontramos o  $C_l$  e  $\alpha$  a partir dos dados empíricos que satisfazem a Equação (3.85). Isso pode ser feito numericamente ou graficamente (como mostra a Figura 3.25). Uma vez que  $C_l$  e  $\alpha$  foram encontrados,  $a'$  e  $a$  podem ser determinados a partir de qualquer uma das Equações (3.86) a (3.89). Deve-se verificar que o fator de indução axial no ponto de interseção das curvas é menor que 0.5 para garantir que o resultado seja válido.

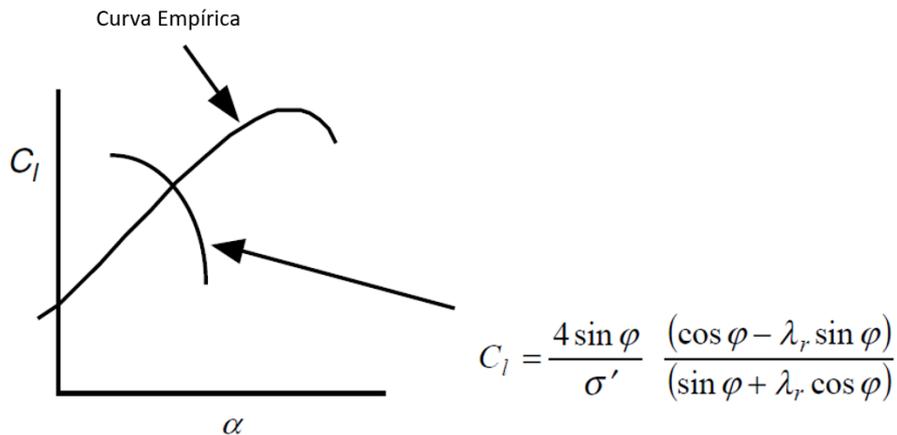


Figura 3.25 - Ângulo de ataque - método de solução gráfica, em que,  $C_l$  é o coeficiente de sustentação bidimensional,  $\alpha$  é o ângulo de ataque,  $\lambda_r$  é o rácio de velocidade local (*local speed ratio*),  $\varphi$  é o ângulo do vento relativo e  $\sigma'$  é a solidez local do rotor. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

### Método 2 - Solução iterativa para $a$ e $a'$

Outro método de solução equivalente começa com suposições para  $a$  e  $a'$ , a partir das quais são calculadas as condições de fluxo e novos fatores de indução. Especificamente:

1. Adivinhar os valores de  $a$  e  $a'$ ;
2. Calcular o ângulo do vento relativo a partir da Equação (3.63);
3. Calcule o ângulo de ataque de  $y \frac{1}{4} a_{yp}$  e, em seguida,  $C_l$  e  $C_d$ ;
4. Atualizar  $a$  e  $a'$  das Equações (3.83) e (3.84) ou (3.88) e (3.89).

O processo é repetido até que os fatores de indução recém-calculados estejam dentro de uma tolerância aceitável dos anteriores. Este método é especialmente útil para condições de rotores altamente carregados.

#### 3.6.2 Cálculo do Coeficiente de Potência

Uma vez obtido o  $a$  de cada secção, o coeficiente global de potência do rotor pode ser calculado a partir da seguinte equação:

$$C_P = \left(\frac{8}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \lambda_r^3 a'(1-a) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l}\right) \cot \varphi\right] d\lambda_r \quad (3.90)$$

Onde  $\lambda_h$  é o rácio de velocidade local no cubo da turbina eólica. De forma equivalente (de Vries, 1979):

$$C_P = \left(\frac{8}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)(\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l}\right) \cot \varphi\right] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.91)$$

Normalmente estas equações são resolvidas numericamente, como será discutido mais adiante. Observe-se que, embora os fatores de indução axial tenham sido determinados assumindo  $C_d=0$ , o arrasto é incluído aqui no cálculo do coeficiente de potência.

Segue-se a derivação da Equação (3.90). A contribuição de potência de cada coroa anular é:

$$dP = \Omega dQ \quad (3.92)$$

onde  $\Omega$  é a velocidade de rotação do rotor. A potência total do rotor é:

$$P = \int_{r_h}^R dP = \int_{r_h}^R \Omega dQ \quad (3.93)$$

onde  $r_h$  é o raio do rotor no cubo da pá. O coeficiente de Potência  $C_P$  é:

$$C_P = \frac{P}{P_{vento}} = \frac{\int_{r_h}^R \Omega dQ}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 U^3} \quad (3.94)$$

Utilizando a expressão para o binário diferencial da Equação (3.81) e a definição do rácio de velocidade local (Equação (3.27)), o coeficiente de potência é:

$$C_P = \left(\frac{2}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sigma' C_l (1-a)^2 \left(\frac{1}{\sin \varphi}\right) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l}\right) \cot \varphi\right] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.95)$$

onde  $\lambda_r$  é a taxa de velocidade local no cubo da turbina eólica. Das Equações (3.84) e (3.87):

$$\sigma' C_l (1-a) = \frac{4a \sin^2 \varphi}{\cos \varphi} \quad (3.96)$$

$$a \tan \varphi = a' \lambda_r \quad (3.97)$$

Substituindo-as pela Equação (3.95), obtém-se o resultado desejado, ou seja, pela Equação (3.90):

$$C_p = \left(\frac{8}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \lambda_r^3 a'(1-a) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l}\right) \cot \varphi\right] d\lambda_r \quad (3.98)$$

É de salientar que quando  $C_d = 0$ , esta equação para o  $C_p$  é a mesma que a derivada da teoria do momento, incluindo a rotação da esteira, Equação (3.33). A derivação da Equação (3.91) é complexa do ponto de vista algébrico e dessa forma não se encontra presente neste documento.

### 3.6.3 Perda da ponta: efeito no coeficiente de potência do número de pás

Como a pressão no lado de sucção de uma pá é menor que a pressão no lado de pressão, o ar tende a fluir em torno da ponta da superfície inferior para a superior, reduzindo a sustentação e, portanto, a produção de energia próxima à ponta. Esse efeito é mais perceptível com pás mais largas e em menor número.

Foram sugeridos vários métodos para incluir o efeito da perda da ponta. A abordagem mais simples a utilizar é a desenvolvida por *Prandtl*. De acordo com este método, deve ser introduzido um fator de correção  $F$ , nas equações anteriormente discutidas. Este fator de correção é uma função do número de pás, do ângulo do vento relativo e da posição na pá. Com base no método de *Prandtl*:

$$F = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} \left[ \exp \left( - \left\{ \frac{\frac{B}{2} \left[ 1 - \left( \frac{r}{R} \right) \right]}{\left( \frac{r}{R} \right) \sin \varphi} \right\} \right) \right] \quad (3.99)$$

Onde o ângulo resultante da função cosseno inversa é assumido em radianos. Se a função cosseno inversa estiver em graus, depois o fator inicial,  $2/\pi$ , é substituído por  $1/90$ . É de salientar também que  $F$  está sempre entre 0 e 1. Este fator de correção de perdas de ponta caracteriza a redução das forças num raio  $r$  ao longo da pá que se devem à perda da ponta na extremidade da pá. O fator de correção da perda da ponta afeta as forças derivadas da conservação da quantidade de movimento. Assim as Equações (3.58) e (3.59) tornam-se:

$$dT = F \rho U^2 4a(1-a) \pi r dr \quad (3.100)$$

e,

$$dQ = 4F a'(1-a) \rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (3.101)$$

Observe-se que nesta subsecção, as modificações das equações anteriores usam os números da equação original seguidos por um “a” para facilitar a comparação com as equações originais.

As Equações (3.61) a (3.71) são todas baseadas na definição das forças usadas na teoria dos elementos da pá e permanecem inalteradas. Quando as forças da teoria do *momentum* e da teoria dos elementos das pás são definidas iguais, usando os métodos da teoria BEM ou teoria das pás, a derivação das condições de escoamento é alterada. Carregando o fator de perda de ponta através dos cálculos, encontramos as seguintes mudanças:

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma' C_l}{4F \lambda_r \sin \varphi} \quad (3.102)$$

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma' C_l \cos \varphi}{4F \sin^2 \varphi} \quad (3.103)$$

$$C_l = 4F \sin \varphi \frac{(\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma' (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (3.104)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma' C_l}{4F \cos \varphi} \quad (3.105)$$

$$a = \frac{1}{\left[ \left( \frac{1 + 4F \sin^2 \varphi}{\sigma' C_l \cos \varphi} \right) \right]} \quad (3.106)$$

$$a' = \frac{1}{\left[ \left( \frac{4F \cos \varphi}{\sigma' C_l} \right) - 1 \right]} \quad (3.107)$$

e,

$$U_{rel} = \frac{U(1-a)}{\sin \varphi} = \frac{U}{\frac{\sigma' C_l}{4F} (\cot \varphi) + \sin \varphi} \quad (3.108)$$

Observe-se que a Equação (3.87) permanece inalterada. O coeficiente de potência pode ser calculado a partir de:

$$C_P = \left( \frac{8}{\lambda^2} \right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} F \lambda_r^3 a' (1-a) \left[ 1 - \left( \frac{C_d}{C_l} \right) \cot \theta \right] d\lambda_r \quad (3.109)$$

ou,

$$C_p = \left(\frac{8}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} F \sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)(\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l}\right) \cot \varphi\right] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (3.110)$$

### 3.6.4 Problemas de Desempenho Fora do Projeto

Quando uma seção da pá tem um ângulo de inclinação ou condições de escoamento muito diferentes das condições do projeto, várias complicações podem afetar a análise. Isso inclui várias soluções na região de transição para a perda de sustentação e soluções para condições de carga elevadas com valores do fator de indução axial próximos e superiores a 0,5.

- **Soluções múltiplas para equações de momento do elemento da pá:**

Na região de perda de sustentação, como representado na Figura 3.26, pode haver várias soluções para  $C_l$ . Cada uma dessas soluções é possível. A solução correta deve ser a que mantém a continuidade do ângulo de ataque ao longo da extensão da pá.

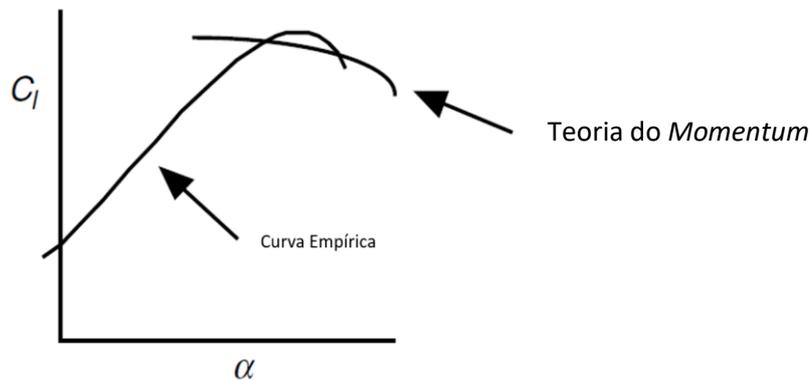


Figura 3.26 – Solução múltipla, em que,  $\alpha$  é o ângulo de ataque e  $C_l$  é o coeficiente de sustentação bidimensional. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

- **Estados de Escoamento das Turbinas Eólicas:**

Os desempenhos das turbinas eólicas aproximam-se dos resultados da teoria BEM quando os valores do fator de indução axial são baixos. A teoria do momento não é mais válida em fatores de indução axial superiores a 0,5, porque a velocidade do vento na esteira distante seria negativa. Na prática, à medida que o fator de indução axial aumenta acima de 0,5, os padrões de escoamento através da turbina eólica tornam-se muito mais complexos do que os

previstos pela teoria do momento. Vários estados operacionais de um rotor foram identificados. Os estados operacionais relevantes para turbinas eólicas são designados como o estado do moinho de vento e estado turbulento de esteira. O estado do moinho de vento é o estado operacional normal de uma turbina eólica. O estado turbulento de esteira ocorre em operação com ventos fortes. A Figura 3.27 ilustra ajustes aos coeficientes de pressão medidos para esses estados operacionais. O estado do moinho de vento é caracterizado pelas condições de escoamento descritas pela teoria do *momentum* para fatores de indução axial inferiores a cerca de 0.5. Acima de  $a = 0.5$ , no estado turbulento de esteira, os dados medidos indicam que o coeficiente de impulsão aumenta até cerca de 2.0 com um fator de indução axial de 1.0. Esse estado é caracterizado por uma grande expansão do coning (“cone”) de aspiração (volume de menor pressão deixado para trás de um sólido em deslocamento através de um fluido gasoso ou líquido), turbulência e recirculação atrás do rotor. As relações empíricas entre o  $C_T$  e o fator de indução axial são frequentemente usadas para prever o comportamento da turbina eólica.

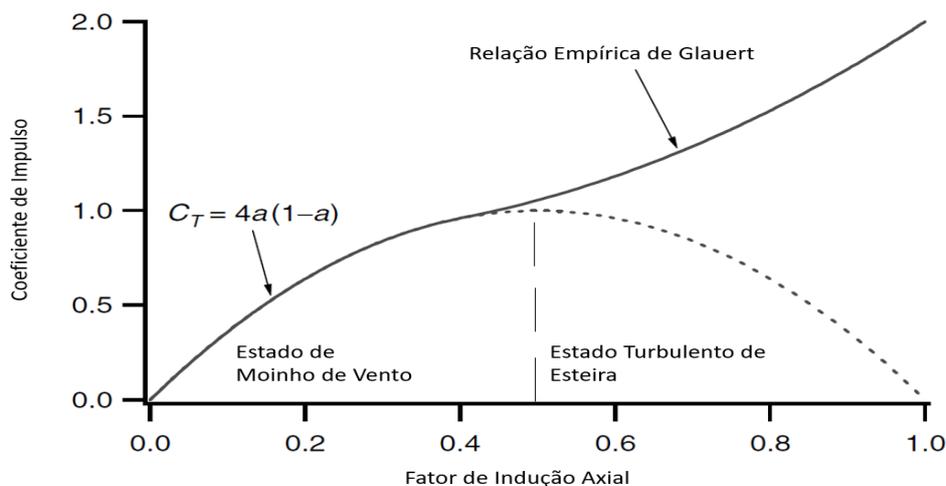


Figura 3.27 - Ajuste dos coeficientes de impulsão das turbinas eólicas. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

- **Modelação de rotores num estado de esteira turbulenta:**

A análise do rotor discutida até agora usava a equivalência das forças de impulsão determinadas a partir da teoria do *momentum* e da teoria dos elementos da pá para determinar o ângulo de ataque na pá. No estado turbulento de esteira, a impulsão determinada pela teoria do momento já não é válida. Nesses casos, a análise anterior pode levar a uma falta de convergência para uma solução ou uma situação em que a curva definida pela Equação (3.85) ficaria abaixo da curva de sustentação do perfil alar. No estado de esteira

turbulenta, uma solução pode ser encontrada usando a relação empírica entre o fator de indução axial e o coeficiente de impulsão em conjunto com a teoria dos elementos da pá. A relação empírica desenvolvida por Glauert esta representada na Figura 3.29 (veja Eggleston e Stoddard, 1987), incluindo perdas de ponta, é e caracterizada pela seguinte equação:

$$a = \left(\frac{1}{F}\right) \left[0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_T)}\right] \quad (3.111)$$

Esta equação é valida para  $a > 0.4$  ou, de forma equivalente quando  $C_T > 0.96$ .

A relação empírica de Glauert foi determinada para o coeficiente de impulso geral de um rotor. É habitual assumir que se aplica igualmente a coeficientes de impulso locais equivalentes para cada secção da pá. O coeficiente de impulso local,  $C_{T_r}$ , pode ser definido para cada secção do rotor anular como (Wilson et al., 1976):

$$C_{T_r} = \frac{dF_N}{\frac{1}{2} \rho U^2 2\pi r dr} \quad (3.112)$$

A partir da equação da força normal da teoria dos elementos da pá, Equação (3.80), o coeficiente de impulso local é:

$$C_{T_r} = \frac{\sigma'(1-a)^2(C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi)}{\sin^2 \varphi} \quad (3.113)$$

O procedimento da solução pode ser modificado para incluir turbinas com cargas elevadas. O procedimento mais fácil de usar é o procedimento iterativo (método 2) que começa com a seleção de valores possíveis para  $a$  e  $a'$ . Uma vez determinado o ângulo de ataque,  $C_l$  e  $C_d$ , o coeficiente de impulso local pode ser calculado de acordo com a Equação (3.102). Se  $C_T < 0,96$ , as equações derivadas anteriormente podem ser usadas. Se  $C_T > 0,96$ , a próxima estimativa para o fator de indução axial deve ser determinada usando o coeficiente de propulsão local e a Equação (3.111). O fator de indução angular,  $a'$ , pode ser determinado pela Equação (3.89).

- **Escoamentos fora do eixo e “cone” da pá (*blade coning*):**

A análise neste capítulo pressupõe que o vento dominante seja uniforme e alinhado com o eixo do rotor e que as pás giram em um plano perpendicular ao eixo do rotor. Essas suposições raramente são o caso por causa do gradiente do vento, do erro do movimento de guinada, das componentes verticais do vento, da turbulência e do *coning* da pá. O gradiente do vento resultará em velocidades do vento que variam com a altura através do disco do rotor.

As turbinas eólicas costumam operar com um estado estacionário ou com um erro do movimento de guinada transitório (desalinhamento do eixo do rotor e da direção do vento em torno do eixo vertical de rotação de movimento de guinada da turbina eólica). O erro de rotação do movimento de guinada resulta numa componente de fluxo perpendicular ao disco do rotor. Os ventos no rotor também podem ter uma componente vertical, especialmente em locais com terrenos complexos. A turbulência resulta numa variedade de condições de vento sobre o rotor. A posição angular da pá no plano do rotor é chamada de ângulo de azimute e é medida a partir de alguma referência adequada. Cada um dos efeitos mencionados acima resulta em condições na pá variando com o ângulo de azimute da pá. Finalmente, as pás também são frequentemente presas ao cubo em um pequeno ângulo em relação ao plano perpendicular ao eixo do rotor. Este denominado *coning* da pá pode ser feito para reduzir os momentos de flexão nas pás ou para impedir que as pás atinjam a torre e está representado na próxima Figura 3.28.

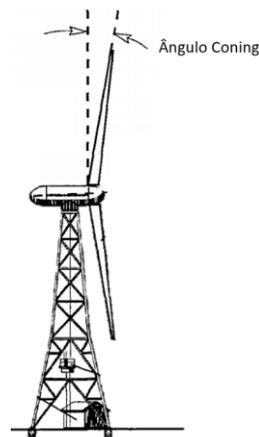


Figura 3.28 - Ângulo *Coning*.

Numa análise do rotor, cada uma dessas situações geralmente é tratada com transformações geométricas apropriadas. O *coning* da pá é manipulado através da resolução das forças aerodinâmicas em componentes perpendiculares e paralelos ao plano do rotor. Os fluxos fora do eixo também são resolvidos nos componentes de fluxo que são perpendiculares e paralelos ao plano do rotor. O desempenho do rotor é então determinado para uma variedade de ângulos de azimute do rotor. As componentes axiais e no plano do fluxo que dependem da posição da pá resultam em ângulos de ataque e forças aerodinâmicas que flutuam ciclicamente à medida que as pás giram.

### 3.7 Forma da pá para um rotor ideal com rotação de esteira

A forma da pá para um rotor ideal que inclui os efeitos da rotação de esteira pode ser determinada usando uma análise desenvolvida para um rotor geral. Essa otimização inclui a rotação da esteira, mas ignora o arrasto ( $C_D = 0$ ) e as perdas de ponta ( $F = 1$ ). Pode-se realizar a otimização através da derivada parcial da parte da integral correspondente ao  $C_P$  (Equação (3.91)), que é uma função do ângulo do vento relativo,  $\varphi$ , e definindo-o como zero, ou seja:

$$\frac{\partial}{\partial \varphi} [\sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)] = 0 \quad (3.114)$$

Isto resulta em:

$$\lambda_r = \frac{\sin \varphi (2 \cos \varphi - 1)}{(1 - \cos \varphi)(2 \cos \varphi + 1)} \quad (3.115)$$

Através da utilização de um estudo de álgebra mais intenso vem que:

$$\varphi = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (3.116)$$

$$c = \frac{8\pi r}{BC_l} (1 - \cos \varphi) \quad (3.117)$$

Os fatores de indução podem ser calculados a partir das Equações (3.88) e (3.36):

$$a = \frac{1}{\frac{1 + 4 \sin^2 \varphi}{\sigma' C_l \cos \varphi}} \quad (3.118)$$

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (3.119)$$

Estes resultados podem ser comparados com o resultado de uma pá ideal sem rotação de esteira, para a qual, nas Equações (3.78) e (3.79):

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{2}{3\lambda_r}\right) \quad (3.120)$$

$$c = \frac{8\pi r}{BC_l} \left(\frac{\sin \varphi}{3\lambda_r}\right) \quad (3.121)$$

Observe-se que os valores ótimos para  $\varphi$  e  $c$ , incluindo a rotação de esteira, geralmente são semelhantes, mas podem ser significativamente diferentes daqueles obtidos sem assumir a rotação de esteira. Além disso, como antes, selecionou-se um local onde  $C_d/C_l$  era mínimo.

Solidez é a razão entre a área de forma de plano (contorno da pá visto de cima) das pás e da área varrida, assim:

$$\sigma = \frac{1}{\pi R^2} \int_{r_h}^R c \, dr \quad (3.122)$$

A solidez ideal do rotor de pás pode ser encontrada nos métodos discutidos acima. Quando a pá é modelada como um conjunto de N seções de pá de extensão igual, a solidez pode ser calculada a partir de:

$$\sigma \cong \frac{B}{N\pi} \left( \sum_{i=1}^N \frac{c_i}{R} \right) \quad (3.123)$$

### 3.8 Efeito do Número de Pás e do Arrasto no Desempenho Ideal

No início do capítulo, o coeficiente máximo de potência teoricamente possível para as turbinas eólicas foi determinado em função do rácio de velocidade na ponta da pá (velocidade específica). Como explicado neste capítulo, as perdas de arrasto e ponta do perfil alar são uma função do número total de pás e reduzem os coeficientes de potência das turbinas eólicas. O coeficiente máximo de potência possível para turbinas eólicas com uma forma ideal da pá, mas com um número finito de pás e arrasto aerodinâmico foi calculado por Wilson *et al.* (1976). A sua adequação aos dados é precisa até 0,5% para rácios de velocidade de ponta de 4 a 20, rácio de sustentação e arrasto ( $C_l/C_d$ ) de 25 para o infinito, de uma e para três pás(B):

$$C_{p,max} = \left( \frac{16}{27} \right) \lambda \left[ \lambda + \frac{1.32 + \left( \frac{\lambda - 8}{20} \right)^2}{B^{\frac{2}{3}}} \right]^{-1} - \frac{(0.57)\lambda^2}{\frac{C_l}{C_d} \left( \lambda + \frac{1}{2B} \right)} \quad (3.124)$$

A Figura 3.29, baseada nesta equação, representa os coeficientes máximos de potência alcançáveis para uma turbina com uma, duas e três pás ideais e sem arrasto. O desempenho para condições ideais, incluindo a rotação da esteira (um número infinito de pás) também está representado. Pode-se ver que quanto menor for o número de pás, menor será o  $C_p$  possível com a mesma relação de velocidade da ponta. A maioria das turbinas eólicas utiliza duas ou três pás e, em geral, a maioria das turbinas eólicas de duas pás utiliza uma relação de velocidade de ponta mais elevada do que a maioria das turbinas eólicas de três pás. Assim, há pouca diferença prática no  $C_p$  máximo alcançável entre os designs típicos de duas e três pás, assumindo que não há qualquer arrasto.

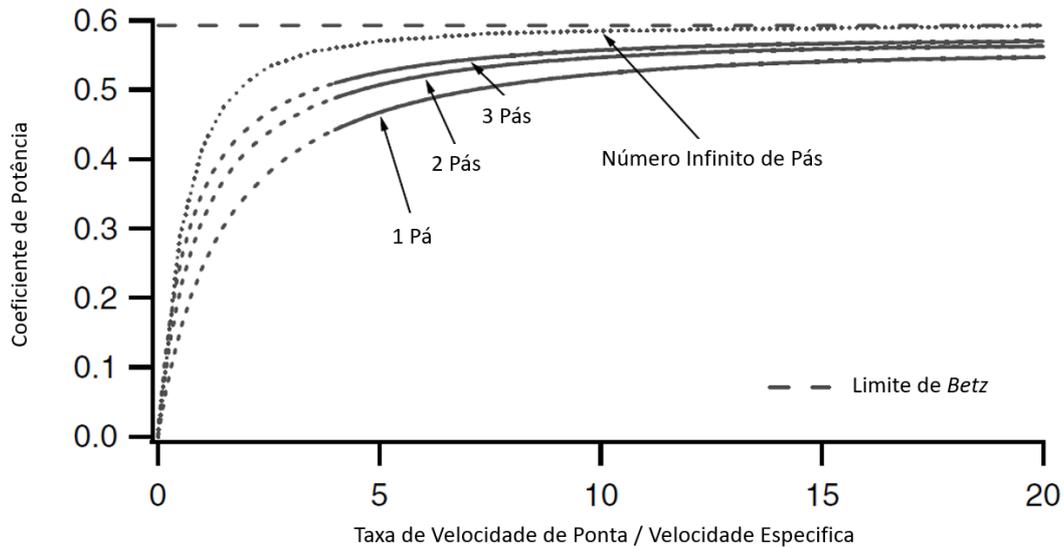


Figura 3.29 - Coeficientes de potência máximos alcançáveis em função do número de pás, sem arrasto. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

O efeito da relação sustentação/arrasto nos coeficientes máximos de potência praticável para um rotor está representado na Figura 3.30. Verifica-se claramente uma redução significativa da potência máxima atingível à medida que o arrasto do perfil alar aumenta. Para referência, o perfil alar DU-93-W-210 tem uma relação de  $C_l/C_d$  máxima de 140 num ângulo de ataque de 6 graus, e o perfil alar LS(1) de 19% de espessura tem uma relação  $C_l/C_d$  máxima de 85 num ângulo de ataque de 4 graus. Pode-se ver claramente os benefícios dos designs de pás que utilizam perfis alares com uma alta relação de sustentação/arrasto. Na prática, os coeficientes potência do rotor podem ser ainda mais reduzidos em resultado de (1) desenhos de pás não ideais que sejam mais fáceis de fabricar, (2) a falta de perfis alares no cubo da turbina eólica e (3) as perdas aerodinâmicas na extremidade do cubo da pá.

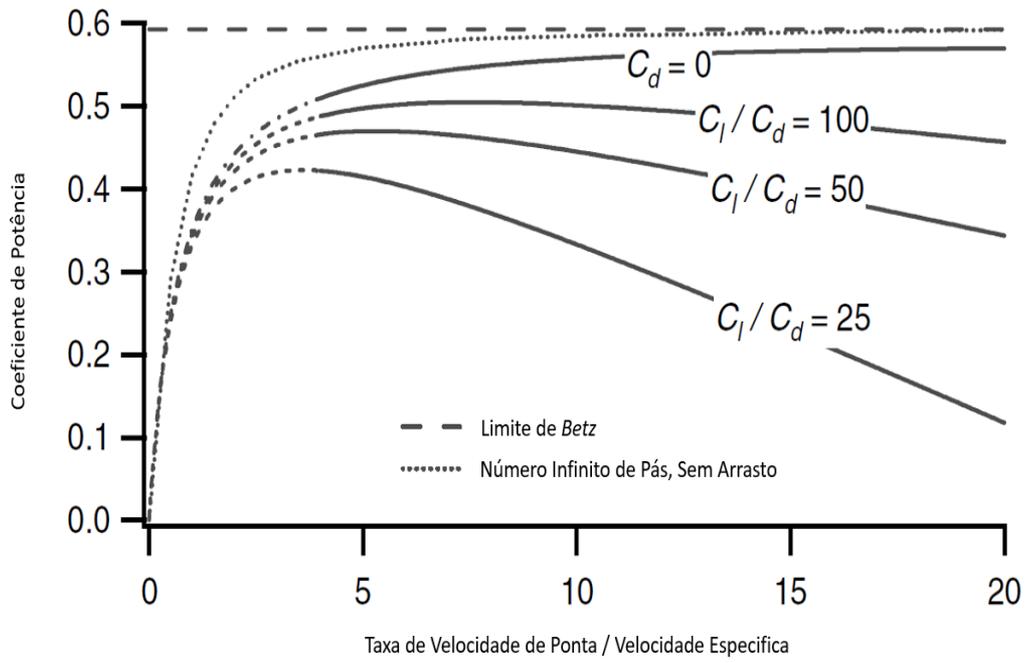


Figura 3.30 - Coeficientes de potência máximos alcançáveis de um rotor ideal de três pás em função da razão de sustentação/arrasto,  $C_l/C_d$ . Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

## 4. DESENVOLVIMENTO DO ROTOR

O componente responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia mecânica é o rotor. Este é constituído por uma série de pás, devidamente projetadas para oferecerem a melhor performance possível para a aplicação em causa. Ao longo do presente capítulo, irá proceder-se ao desenvolvimento/conceção de um rotor para uma pequena turbina eólica (cerca de 2 metros de diâmetro). Tendo em mente que um rotor altamente otimizado aerodinamicamente apresenta perfis alares/pás com geometrias bastante complexas e dispositivos de regulação de passo que aumentam o seu custo final, o objetivo para este trabalho passa por alcançar um equilíbrio entre o desempenho e o custo. A primeira fase do desenvolvimento do rotor passará pela seleção do perfil alar mais adequado. Depois de escolhido e analisado e analisado, procedeu-se ao *design* iterativo das pás com recurso à teoria do elemento e momento de pá (BEMT – *Blade Element Moment Theory*). Conhecida a geometria das mesmas, será possível modelar o rotor (tridimensionalmente) num *software* CAD e, posteriormente, realizar simulações dinâmicas, recorrendo ao *Ansys Fluent* ou a *software* com menores requisitos computacionais como o XFOIL (QBlade), que foi o programa selecionado para este presente trabalho, que utiliza a chamada teoria de perfis alares (airfoil theory). São códigos semi-analíticos que recorrem à teoria invíscida (escoamento potencial) e incluem a transformação do escoamento potencial com circulação em torno de um cilindro no escoamento à volta de um perfil alar com circulação (*complex-variable inviscid mapping theory*). A metodologia inclui ainda uma zona viscosa associada a uma camada limite fina para cada uma das duas faces do perfil.

### 4.1 Seleção do Perfil Alar

Uma das fases mais importantes do desenvolvimento de uma turbina eólica é a seleção do perfil alar. O fator preponderante para a eficácia da conversão da energia cinética do vento em movimento rotativo do rotor da turbina eólica está diretamente relacionado com as características geométricas/aerodinâmicas do perfil alar selecionado, ou seja, da sua capacidade de sustentação.

Os perfis alares são desenvolvidos para funcionarem mais eficientemente em determinados intervalos do número de Reynolds. Assim, começou por fazer-se uma extensa

revisão bibliográfica referente a perfis alares para baixos números de Reynolds (100 000 a 900 000) – faixa de funcionamento típica das pequenas turbinas eólicas. Ao longo desta pesquisa foi possível encontrar centenas de perfis alares, a maioria deles projetados para aplicações aeronáuticas a baixas velocidades e/ou aeromodelismo.

Em apoio dos esforços de investigação em curso da UIUC (*University of Illinois Urbana-Champaign*) relativos à concepção de pequenas turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWTs), foram testados dezasseis perfis alares para utilização em turbinas eólicas. A partir destes perfis alares, apenas as séries de perfis alares BW-3 e SG foram concebidas especificamente para aplicações em turbinas eólicas. Os outros perfis alares são:

- (1) Utilizadas em turbinas eólicas existentes (SD7062 e USNPS-4),
- (2) Perfis alares de referência (Clark- Y e Goe 417a), ou
- (3) Perfis alares projetados para aeronaves, concebidos para operação sob baixo número Reynolds (A18, S7012, SD7032 e SD7037).

Dada a elevada quantidade de conhecimento relativa a perfis para a aeronáutica, inicialmente, estes eram os perfis alares utilizados nas pás dos aerogeradores. No entanto, ao longo das últimas décadas têm surgido iniciativas/estudos direcionados para a concepção de perfis alares dedicados – a destacar a série S do NREL (*National Renewable Energy Laborator, USA*) e os perfis desenvolvidos pelo laboratório Risø (*idem...*), na Dinamarca. A grande vantagem destes em relação aos tradicionais perfis das séries NACA, NASA e *Wortmann FX* utilizados na aeronáutica, passa por uma maior manutenção das características aerodinâmicas ao longo do tempo, por serem menos sensíveis a sujidades e incrustações, que baixam drasticamente o coeficiente de potência da turbina. No caso concreto das pequenas turbinas eólicas, os perfis alares projetados para as mesmas, tendem a possuir espessuras relativas elevadas e arqueamento reduzido de forma a atrasar a separação do escoamento. Por norma, perfis alares com menores espessuras relativas e maior arqueamento, possuem coeficientes de sustentação mais elevados, mas, quando entram em perda aerodinâmica (*stall*), esta acontece de forma rápida. Tal não é desejável num aerogerador – o processo de perda de sustentação deve ser tão lento e suave quanto possível. (Selig, 1995), (Selig, 1996).

#### 4.1.1 Perfis Alares Para Pequenas Turbinas Eólicas

Nos últimos 12 anos, um número considerável de perfis alares foram desenvolvidos para turbinas eólicas de eixo horizontal. Por exemplo, os perfis alares avançados do NREL, como o S822 e o S823, documentados no volume 1 e 2 do documento: *Summary of Low-Speed Airfoil Data*, proporcionam maiores vantagens aerodinâmicas e estruturais em comparação com a maioria dos perfis alares adaptados para uso em turbinas eólicas de pequeno porte. Existem, no entanto, apenas um número limitado de perfis alares de turbinas eólicas projetados exclusivamente para turbinas eólicas de pequeno porte. Para serem usados em turbinas eólicas de pequeno porte (potência de 1 a 5 kW), um total de quatro perfis alares foram projetados. Adaptado de (Selig, 1995) e (Selig, 1996).

Durante este esforço de concepção, o foco foi criar uma série de perfis alares que poderiam ser usados ao longo de toda a extensão de pequenas pás de uma turbina eólica de velocidade variável e passo fixo. Considerando o baixo número de Reynolds operacional e efeitos benéficos da *centrifugal stiffening* de pequenas turbinas eólicas, a espessura dos perfis alares primários (SG6041, SG6042 e SG6043) foi fixada em 10%. Adicionalmente, um perfil alar adequado para a raiz de uma pá, com 16 % de espessura (SG6040) foi projetado para acomodar possíveis grandes momentos fletores da raiz da pá e grandes requisitos de rigidez da pá. Foram impostas várias outras restrições de design tanto nos perfis alares primários como nos perfis alares adequados para a raiz de uma pá. Os perfis alares primários foram projetadas para atingir o maior rácio possível (sustentação/arrasto) para um coeficiente de sustentação entre 0.6 e 1.2, e um número de Reynolds entre 250 000 e 500 000. O perfil alar criado para a raiz de uma pá foi projetado para funcionar com um coeficiente de sustentação igual a 1.1, para um Reynolds de 200 000 tornando-se adequado a ser utilizado até 30 % da extensão da pá. Para todos estes quatro perfis alares, era desejado manter a proximidade entre o arrasto e o coeficiente de sustentação de design o mais baixo possível. Adaptado de (Lyon, 1997).

Na próxima figura e tabela, poderemos observar as diferentes características existentes entre estes perfis alares.

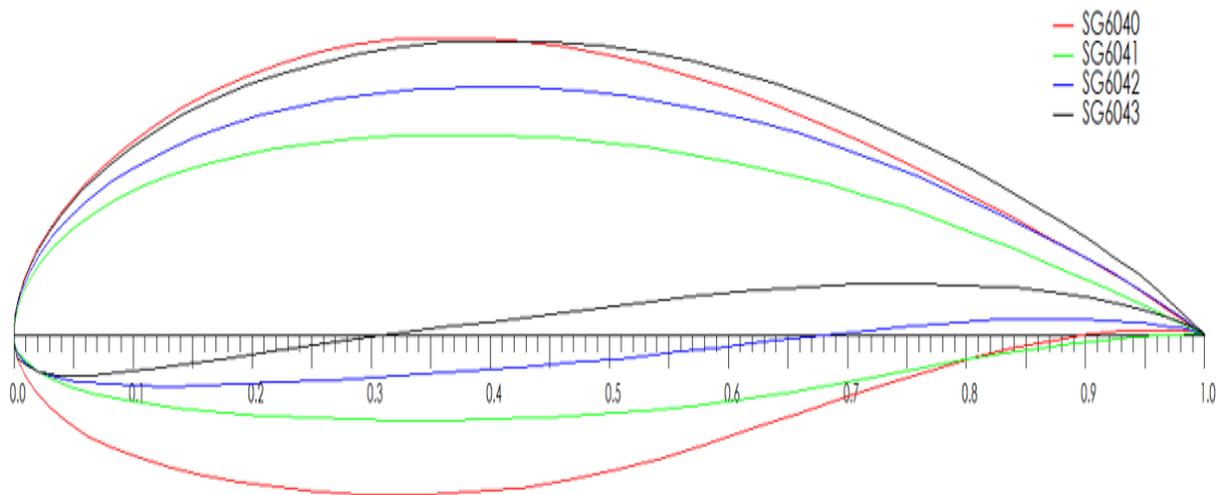


Figura 4.1 - Perfis alares selecionados para o estudo.

Tabela 4.1 – Características principais dos perfis alares selecionados.

<b>Perfis Alares para Pequenas Turbinas Eólicas</b>	<b>Thickness (%) (espessura)</b>	<b>Camber (%) (curvatura)</b>
<b>SG 6040</b>	16	2.50
<b>SG 6041</b>	10	2.00
<b>SG 6042</b>	10	3.80
<b>SG 6043</b>	10	5.50

Concentrando-se no desempenho da linha de base do perfil alar, as consequências devido às condições fora do projeto são relativamente pequenas, exceto para  $Re \leq 100\ 000$ , onde os efeitos de separação laminar causam grandes aumentos no arrasto. Estas consequências no desempenho são típicas na maioria dos aerofólios de baixo número Reynolds. Conforme indicado na Figura 4.2, os novos perfis alares produzem L/D's que igualam ou excedem aqueles dos perfis de baixo número de Reynolds existentes anteriormente aplicáveis a pequenas turbinas eólicas.

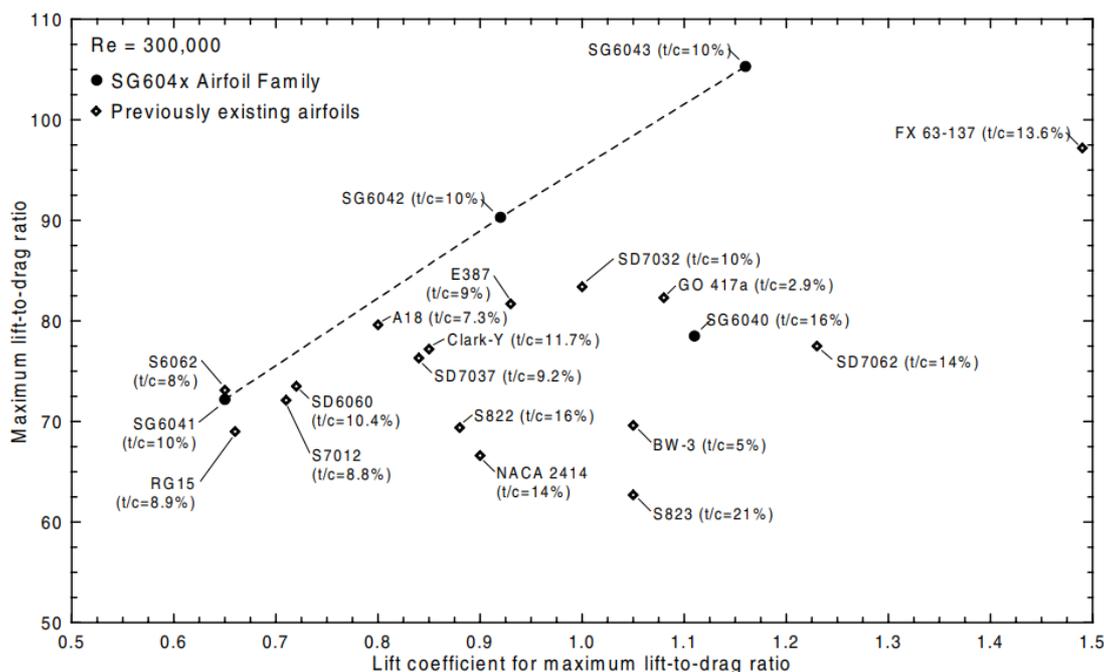


Figura 4.2 – Máxima Sustentação/Arrasto versus o corresponde coeficiente de sustentação para várias turbinas eólicas de eixo horizontal para um  $Re = 300\,000$ . Adaptado de (Lyon, 1997).

Desta forma o perfil alar selecionado para o projeto foi o SG 6043 pois é o que apresenta melhores características de desempenho, com um rácio de sustentação/arrasto mais elevado do que os outros perfis alares desenvolvidos para pequenas turbinas eólicas.

Sendo que o principal fator preponderante para a escolha foi o fator aerodinâmico, porque se fosse o fator de facilidade de construção, qualquer um dos outros perfis seria mais adequado. As coordenadas do perfil alar selecionado encontram-se no Anexo 1.

#### 4.2 Determinação dos Parâmetros Básicos do Rotor

De forma a determinar os parâmetros básicos do projeto do rotor, definiu-se o diâmetro ( $D$ ) do rotor em 2 m de maneira que se trate de um dispositivo transportável e de fácil fabrico. Para isso considerou-se uma velocidade do vento  $U$  de 10 m/s, um coeficiente de potência  $C_p$  de 0.45 (ver Figura 4.3), um rendimento ( $\eta$ ) de 0.9, correspondente ao conjunto rotor/gerador e uma massa volúmica do ar igual a  $1.205\text{ kg/m}^3$ . Desta forma foi possível determinar uma estimativa da potência nominal do aerogerador através da seguinte Equação (4.1):

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot U^3 \cdot A \cdot C_p \cdot \eta = \frac{1}{2} * 1.205 * 10^3 * \pi * 1^2 * 0.45 * 0.9 \approx 767 \text{ W} \quad (4.1)$$

A tipologia de aerogerador mais comum e que favorece o seu projeto estrutural corresponde a um aerogerador com 3 pás.

As turbinas de duas pás podem ter um desempenho muito similar às de três pás, no entanto é necessário que possuam elementos com uma secção de maior amplitude (cerca de 50% superior). Isto significa que a potencial vantagem económica de ter de fabricar e instalar um menor número de pás é dissipada pela necessidade da produção de elementos de maior dimensão.

Neste caso pode também ser aumentada, em alternativa, a velocidade rotacional em 22.5%, para obter uma capacidade de geração similar, no entanto isso implica a produção de mais ruído e o desgaste prematuro dos constituintes mecânicos das turbinas.

As turbinas de três pás conseguem assim alcançar uma capacidade de geração de energia superior a velocidades de rotação inferiores, o que implica a produção de menos ruído e um aumento significativo da durabilidade. (ENGENHARIACIVIL, s.d.)

Rotores modernos com mais de três pás são apenas usados quando se necessita de um grande binário de partida, o que habitualmente acontece com o bombeamento mecânico de água.

Tipicamente, os aerogeradores de 3 pás funcionam com uma velocidade específica  $\lambda$  entre 5 e 11. Definiu-se um valor de 6 para a velocidade específica pois corresponde a um coeficiente de potência de 0.45, como poderemos ver na Figura 4.3.

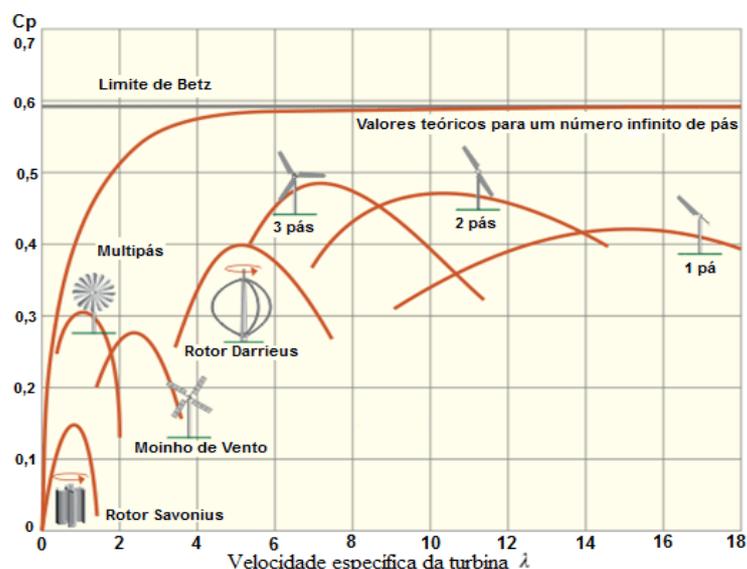


Figura 4.3 - Influência da velocidade específica no coeficiente de potência da turbina. (Thiago Bazzo, 2017)

Desta forma com estes novos dados já é possível calcular mais algumas variáveis do projeto, presentes na próxima Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Variáveis iniciais do projeto.

<b>Diâmetro do Rotor/Turbina (<math>D</math>)</b>	2 m
<b>Velocidade nominal do Vento (<math>U</math>)</b>	10 m/s
<b>Coeficiente de Potência Estimado (<math>C_{Pest}</math>)</b>	0.45
<b>Rendimento de Conversão (<math>\eta</math>)</b>	0.9
<b>Massa Volúmica do Ar (<math>\rho</math>)</b>	1.205 kg/m <sup>3</sup>
<b>Potência Estimada (<math>P_{est}</math>)</b>	≈767 W
<b>Número de Pás (<math>B</math>)</b>	3
<b>Velocidade Específica (<math>\lambda</math>)</b>	6
<b>Velocidade Angular nominal (<math>\Omega</math>)</b>	60 rad/s ≈ 573 RPM
<b>Viscosidade Cinemática do Ar (<math>\nu</math>)</b>	1.46 x 10 <sup>-5</sup> m <sup>2</sup> /s
<b>Potência do Vento (<math>P_{ext}</math>) (<math>\frac{1}{2} \rho A U^3</math>)</b>	1893W

Segundo a literatura da energia eólica o diâmetro do cubo corresponde a 1/10 do diâmetro da turbina, ou seja, 0.2 m. (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Após uma análise das propriedades principais dos perfis alares para baixos números de Reynolds o perfil alar escolhido foi o *SG6043* e recorrendo ao *software QBlade v0.963* de 64 bit, foi possível obter os gráficos polares deste perfil, de forma a ser possível obter os coeficientes de sustentação e arrasto para os vários ângulos de ataque pré-definidos, necessários para inserir na folha de cálculo (ver Figuras – 4.4, 4.5 e 4.6).

Antes de passar a essa construção, dado que o perfil alar apresenta comportamentos distintos dependendo no número de Reynolds, efetuou-se uma estimativa deste número realizando um pequeno cálculo preliminar a meio vão da pá ( $r_i = 0.5$  m,  $\lambda_{ri} = \left(\frac{r_i}{R}\right) = 6\left(\frac{0.5}{1}\right)=3$ ), considerando um rotor ótimo sem rotação na esteira (Manwell, McGowan & Rogers, 2009). Assim, temos que o ângulo de fluxo não perturbado é igual a:

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{2}{3\lambda_{ri}}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{2}{3 \times 3}\right) = 12.53^\circ \quad (4.2)$$

Conhecendo o ângulo de fluxo não perturbado é possível estimar a corda. Dado que ainda não se conhece o número de Reynolds, é habitual considerar nesta fase  $C_l = 1$ . Se, eventualmente, o valor efetivo de  $C_l$  for muito diferente pode-se repetir o processo.

Resolvendo:

$$c = \frac{8 \pi r_i \sin \beta}{3 B C_l \lambda_{ri}} = \frac{8 \pi \times 0.5 \times \sin 12.53}{3 \times 3 \times 1 \times 3} = 0.1009 \text{ m} \quad (4.3)$$

Para o cálculo do número de Reynolds é também necessário obter o valor da velocidade relativa do vento:

$$U_{rel} = \frac{2 U}{3 \sin \beta} = \frac{2 \times 10}{3 \sin 12.53} = 30.73 \text{ m/s} \quad (4.4)$$

Por fim, o número de Reynolds será de, aproximadamente:

$$Re = \frac{U_{rel} \times c}{\nu} = \frac{30.73 \times 0.1009}{1.46 \times 10^{-5}} = 2.10^5 \approx 200000 \quad (4.5)$$

### 4.3 Definição da Forma da Pá

Após o cálculo do número de Reynolds e recorrendo ao programa *QBlade* foi possível obter e analisar os gráficos do perfil alar escolhido, de maneira a selecionar o ângulo de ataque para o qual a relação  $C_{l, design} / C_{d, design}$  é máxima, de forma a maximizar a eficiência do aerogerador.

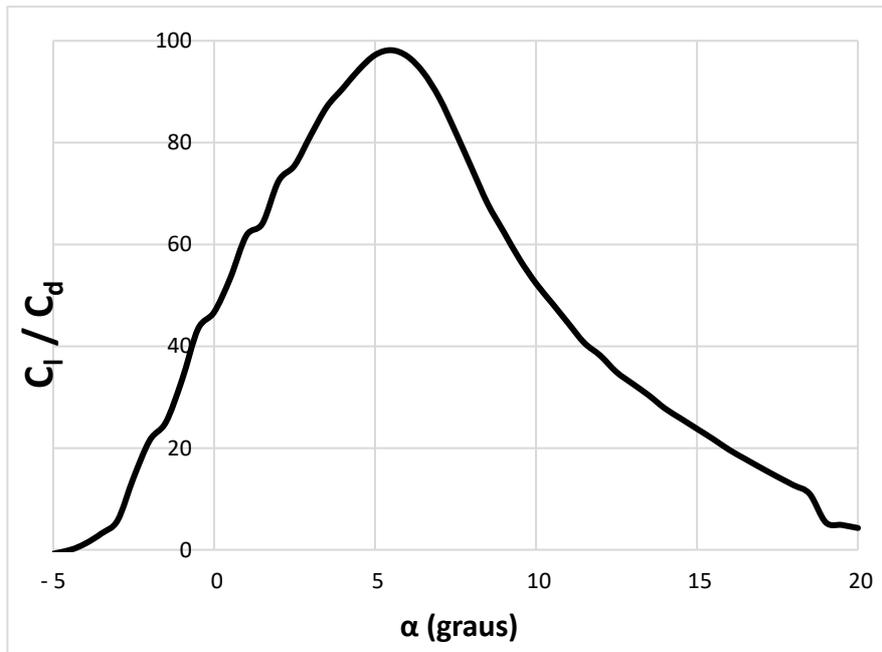


Figura 4.4 - Representação do quociente de  $C_l/C_d$  ao longo de toda a gama de ângulos de ataque, para o perfil alar SG 6043.

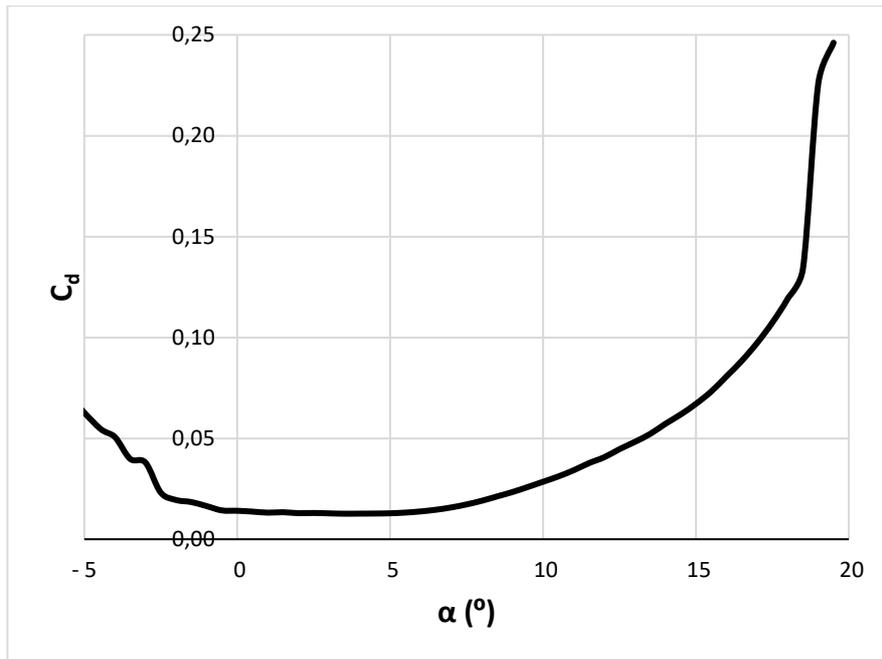


Figura 4.5 - Coeficiente de arrasto do perfil alar SG6043

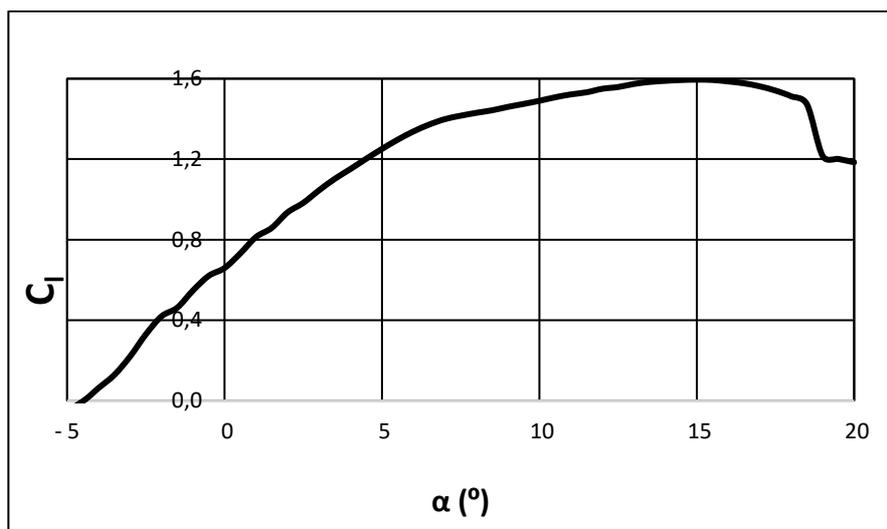


Figura 4.6 - Coeficiente de sustentação do perfil alar SG6043.

Analisando os gráficos das figuras anteriores, dado que o perfil alar apresenta a máxima eficiência para um rácio de  $C_l/C_d \approx 98$ , que corresponde a um ângulo de ataque  $\alpha$  de  $5,5^\circ$  é então possível definir 3 novas variáveis:

- $\alpha_{design} = 5,5^\circ$ ;
- $C_{l, design} = 1,297$  (próximo de 1, tal como definido na Equação 4.3, ou seja, não há necessidade de recalculer o número de *Reynolds*);
- $C_{d, design} = 0,0132$ .

Dividiu-se o comprimento total da pá e do cubo (1 m) em 10 elementos (geralmente entre 10 e 20), neste caso,  $N=10$  e  $dr = \frac{1}{N} \Rightarrow \frac{1}{10} = 0.1$ . Selecionou-se o ponto a meio comprimento de cada elemento como local de cálculo. O raio de cada um dos elementos de pá (distância do elemento ao centro do rotor) está discriminado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Raio de cada um dos elementos da pá (distância ao centro do rotor).

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Raio do Elemento ( $r_i$ ) - m	0.05	0.15	0.25	0.35	0.45	0.55	0.65	0.75	0.85	0.95

Começando por assumir que se trata de um rotor ideal com rotação na esteira, com um fator de indução axial  $a$  igual a  $1/3$  em que não há perdas nas pontas e nem efeitos devido ao arrastamento, utilizaram-se as Equações (4.6) a (4.9) para calcular o rácio local de velocidade, o ângulo de escoamento não perturbado/ângulo do vento relativo, ângulo de torção e o comprimento da corda para cada um dos elementos de forma a estimar o formato inicial do elemento  $i$  da  $p$ , com um raio médio  $r_i$ , tendo sido obtidos os resultados presentes na Tabela 4.4.

**Rácio de velocidade do Elemento ( $\lambda_{r,i}$ ):**

$$\lambda_{r,i} = \lambda \cdot \left(\frac{r_i}{R}\right) \quad (4.6)$$

**Ângulo do Vento Relativo ( $\varphi_i$ ):**

$$\varphi_i = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}}\right) \quad (4.7)$$

**Ângulo de Torção ( $\theta_{T,i}$ ):**

$$\theta_{T,i} = \varphi_i - \alpha_{design,i} \quad (4.8)$$

**Corda ( $c_i$ ):**

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{BC_{l,design}} (1 - \cos \varphi_i) \quad (4.9)$$

Tabela 4.4 - Aplicação do BEMT considerando um rotor ideal com rotação na esteira.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Raio do Elemento ( $r_i$ ) - m	0.05	0.15	0.25	0.35	0.45	0.55	0.65	0.75	0.85	0.95
Rácio de Velocidade do Elemento ( $\lambda_{r,i}$ )	0.3	0.9	1.5	2.1	2.7	3.3	3.9	4.5	5.1	5.7
Ângulo do Vento Relativo ( $\varphi_i$ ) - °	48.9	32.0	22.5	17.0	13.6	11.24	9.59	8.35	7.40	6.63
Ângulo de Torção ( $\theta_{T,i}$ ) - °	43.2	26.5	17.0	11.5	8.05	5.74	4.09	2.85	1.90	1.13
Corda ( $c_i$ ) - m	0.11	0.15	0.12	0.10	0.08	0,07	0,0587	0,0514	0,0457	0,041

Nesta fase, encontra-se completamente modelada a pá do rotor, mas os efeitos relacionados com as perdas nas pontas e o arrasto não foram considerados. De forma a considerar estes efeitos no cálculo da geometria da pá realiza-se um cálculo iterativo, explicado de seguida.

#### 4.4 Cálculo da Performance do Rotor e Modificação do Design da Pá (Solução Iterativa para $a$ e $a'$ )

Utilizando a Equação 4.10 e os dados das Tabelas 4.3 e 4.4, calculou-se a solidez local, relação entre a área das pás e a área total varrida pelo rotor, para cada um dos elementos, cujos resultados estão apresentados na seguinte Tabela 4.5.

$$\sigma'_i = \frac{Bc_i}{2\pi r_i} \quad (4.10)$$

Tabela 4.5 - Solidez local, para cada um dos elementos da pá.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Solidez Local ( $\sigma'_i$ )	1.06	0.47	0,23	0,13	0,09	0,06	0,04	0,03	0,0257	0,0207

Como se pode verificar através da tabela anteriormente apresentada, o elemento 1 possui uma solidez superior a 1. Tal situação deve-se ao facto de estar muito próximo do centro do rotor, e, deste modo apresentar uma velocidade especifica muito baixa e um papel pouco importante na conversão da energia cinética do vento em energia mecânica. Para além disso, como foi considerado um raio do cubo de 0.1 m, este elemento pertenceria ao cubo e não contribuiria ativamente para a performance aerodinâmica do rotor, sendo este elemento desprezado nos cálculos seguintes.

Utilizando as Equações 4.11 e 4.12, representadas de seguida, foi possível calcular a primeira estimativa ( $j = 1$ ) dos valores de  $a$  (fator de indução axial) e  $a'$  (fator de indução tangencial), respetivamente. Estas mesmas estimativas estão presentes de uma forma organizada de acordo com o respetivo elemento na Tabela 4.6.

$$a_{i,1} = \frac{1}{\left[ 1 + \frac{4 \sin^2(\varphi_i)}{\sigma'_{i,design} C_{l,design} \cos \varphi_i} \right]} \quad (4.11)$$

$$a'_{i,1} = \frac{1 - 3a_{j=1}}{(4a_{j=1}) - 1} \quad (4.12)$$

Tabela 4.6 - Primeira estimativa ( $j = 1$ ) dos valores de  $a$  (fator de indução axial) e  $a'$  (fator de indução tangencial).

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$a(j = 1)$	0.25	0.30	0.31	0.3222	0.3284	0.3284	0.3297	0.3306	0.3312	0.3316
$a'(j = 1)$	20.77	0.62	0.22	0.12	0.07	0.05	0.0339	0.0255	0.0199	0.0159

Depois de obtidos os valores das primeiras estimativas dos valores dos fatores de indução incluindo os efeitos de perda de ponta, iniciou-se o processo iterativo, utilizando os valores de  $a$  e  $a'$  da primeira estimativa para obter o ângulo de vento relativo e o fator de perdas na pontas segundo Prandtl (F) para cada elemento., através das Equações 4.13 e 4.14. No final de cada iteração os valores  $a$  e  $a'$  devem ser comparados com os da iteração anterior

e o processo iterativo deve parar quando a diferença entre iterações sucessivas for residual. Os valores obtidos encontram-se na Tabela 4.7.

$$\varphi_{j=1} = \tan^{-1} \left( \frac{1 - a_{j=1}}{(1 + a'_{j=1}) \lambda_{r,i}} \right) \quad (4.13)$$

$$F_{j=1} = \left( \frac{2}{\pi} \right) \cos^{-1} \left[ \exp \left( - \left\{ \frac{B}{2} \left[ 1 - \left( \frac{r_i}{R} \right) \right] \right\} \right) \right] \quad (4.14)$$

Tabela 4.7 - Valores do ângulo de vento relativo e fator de perda na ponta.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ângulo do Vento Relativo ( $\varphi_i$ ) - °		25.82	20.47	16.13	13,12	10,997	9,44	8,25	7,32	6,58
Fator de Perda na Ponta (F)		1.00	1.00	1.00	0,9998	0,9990	0,9954	0,9804	0,9199	0,67

Obtido o novo valor do ângulo do vento relativo,  $\varphi_i$ , e conhecendo o valor do ângulo de torção calculado no final da secção 4.3, é possível calcular o ângulo de ataque (Equação 4.15) em cada elemento e determinar os respetivos coeficientes de sustentação e arrasto( através de interpolações), recorrendo aos dados do perfil alar sendo que estes valores correspondem a um número de Reynolds de 200 000, o que na realidade não esta correto pois o número de Reynolds varia ao longo da envergadura da pá, sendo esta uma limitação da folha de cálculo utilizada, que não é muito significativa uma vez que a variação do número de Reynolds ao longo da pá não é muito significativa, como veremos posteriormente. De seguida é necessário recalcular os valores da corda e da solidez local com as mesmas fórmulas utilizadas anteriormente e de novo apresentadas de seguida (Equações 4.9 e 4.10, respetivamente). Estes valores encontram-se devidamente organizados na Tabela 4.8.

$$\alpha_i = \varphi_i - \theta_{T,i} \quad (4.15)$$

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{BC_{l,design}} (1 - \cos \varphi_i)$$

$$\sigma'_i = \frac{Bc_i}{2\pi r_i}$$

Tabela 4.8 - Resultados dos cálculos intermédios do processo iterativo.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ângulo de ataque ( $\alpha$ ) - °		-0.69	3.51	4.66	5.075	5.258	5.350	5.401	5.431	5.450
Coefficiente de Sustentação ( $C_l$ )		0.59	1.103	1.2173	1.258	1.274	1.283	1.288	1.290	1.292
Coefficiente de Arrasto ( $C_d$ )		0.015	0.013	0.0128	0.0129	0.0130	0.0131	0.0131	0.0132	0.0132
Corda ( $c_i$ ) - m		0.212	0.12	0.0949	0.0783	0.0664	0.0575	0.0505	0.0451	0.0406
Solidez Local ( $\sigma'_i$ )		0.67	0.23	0.13	0.08	0.06	0.04	0.032	0.0253	0.0204

Na próxima figura poderemos observar de forma gráfica, a variação da solidez ao longo da extensão da pá, sendo que é normal que diminua ao longo da extensão da pá um vez que área das pás será sempre inferior que a área varrida pelo rotor.

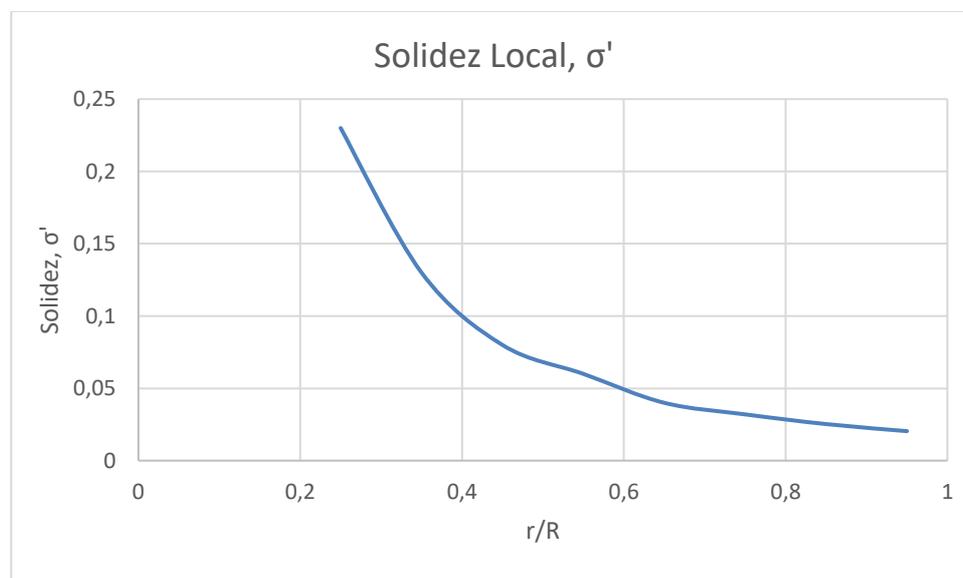


Figura 4.7 - Variação da solidez, ao longo da extensão da pá.

Neste momento a partir da Equação (4.16) é possível calcular o coeficiente de impulso em cada elemento e os valores podem ser observados na próxima Tabela 4.9.

$$C_{Tr} = \frac{\sigma'_i (1 - a_{j=1})^2 (C_{l,i} \cos \varphi_{j=1} + C_{d,i} \sin \varphi_{j=1})}{\sin^2 \varphi_{j=1}} \quad (4.16)$$

Tabela 4.9 - Coeficiente de impulso dos elementos da pá.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coeficiente de Impulso (C <sub>r</sub> )		0,95	0,91	0,90	0,8982	0,8955	0,8939	0,8929	0,8921	0,8916

O último passo da iteração consistiu em calcular os novos valores de  $a$  e  $a'$  da segunda iteração ( $j=2$ ), recorrendo as Equações 4.17 ou 4.18 e 4.19 e tendo em conta o valor do coeficiente de impulso. Os valores estão representados na Tabela 4.10.

Se  $C_{Tr,i,j} < 0.96$ :

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{\left[ 1 + \frac{4F_{i,j} \sin^2(\varphi_{i,j})}{\sigma'_i C_{l,i,j} \cos \varphi_{i,j}} \right]} \quad (4.17)$$

Se  $C_{Tr,i,j} > 0.96$ :

$$a_{i,j} = \left( \frac{1}{F_{i,j}} \right) \left[ 0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_{Tr,i,j})} \right] \quad (4.18)$$

$$a'_{i,j+1} = \frac{1}{\frac{4F_{i,j} \cos \varphi_{i,j}}{\sigma'_i C_{l,i,j}} - 1} \quad (4.19)$$

Tabela 4.10 - Valores de  $a$  e  $a'$  da segunda iteração ( $j=2$ ).

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$a(j=2)$		0,31	0,324	0,328	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3504	0,4150
$a'(j=2)$		0,26	0,092	0,048	0,0296	0,0200	0,0144	0,0109	0,0086	0,0070

Comparando os valores de  $a$  e  $a'$  da primeira iteração ( $j=1$ ) com os valores da segunda iteração ( $j=2$ ) verificou-se um desvio de cerca de 6% para o fator de indução axial e de cerca de 255% para o fator de indução tangencial, pelo que se procedeu a novas iterações repetindo os passos referidos anteriormente de modo a obter o menor desvio possível. No final da iteração número 7, obteve-se valores com desvios inferiores a 1% para ambos os fatores de indução pelo que o processo de iteração ficou por aqui sendo possível obter os seguintes valores finais dos fatores de indução apresentados na próxima Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Valores finais dos fatores de indução.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$a(j=7)$		0,3145	0,3245	0,3284	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3505	0,4170
$a'(j=7)$		0,2190	0,0894	0,0477	0,0295	0,0199	0,0144	0,0109	0,0087	0,0074

O fator de indução axial,  $a$ , define-se como sendo o decréscimo da velocidade no plano do rotor (razão entre o escoamento não perturbado e o escoamento que sofre interferência da turbina), sendo que é normal que aumente ao longo da extensão da pá e como poderemos ver através da Figura 3.27, apresentada anteriormente, o modelo idealizado por *Betz* não é válido para fatores de indução axial superiores a  $1/2$  uma vez que os padrões do escoamento através da turbina tornam-se muito mais complexos, do que aqueles previstos pela teoria do momento, o que não se verifica. Para além de que, idealmente o coeficiente de potência é máximo quando o fator de indução axial está próximo de  $1/3$  o que se verifica neste caso, validando desta forma os valores obtidos e representados no gráfico da próxima Figura 4.8.

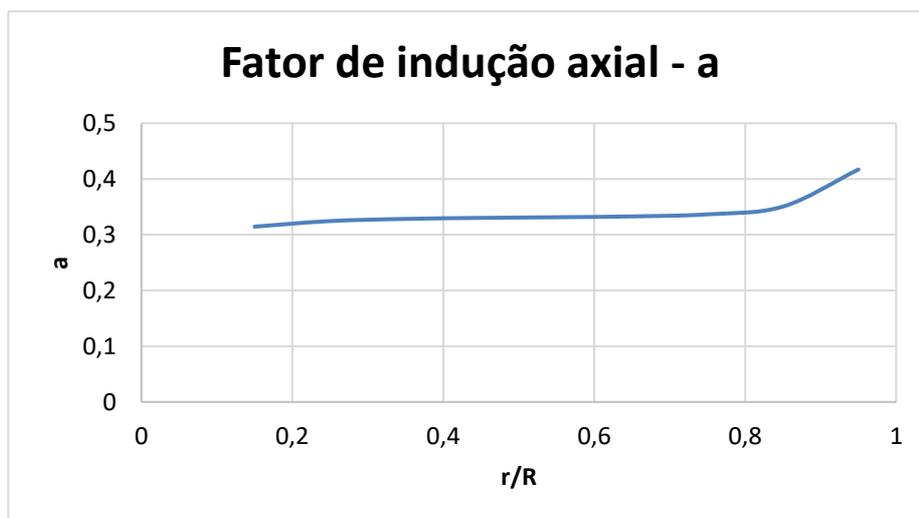


Figura 4.8 - Fator de indução axial ao longo da extensão da pá.

A definição do fator de indução tangencial pressupõe que existe um escorregamento entre a velocidade local de rotação e a componente tangencial do vetor de velocidade do escoamento. Esta apresenta valores bem maiores na raiz da pá do que na ponta (ver Figura 4.9), o que leva a uma influência significativa na eficiência da turbina, pois o coeficiente de potência é diretamente proporcional ao fator de indução tangencial.

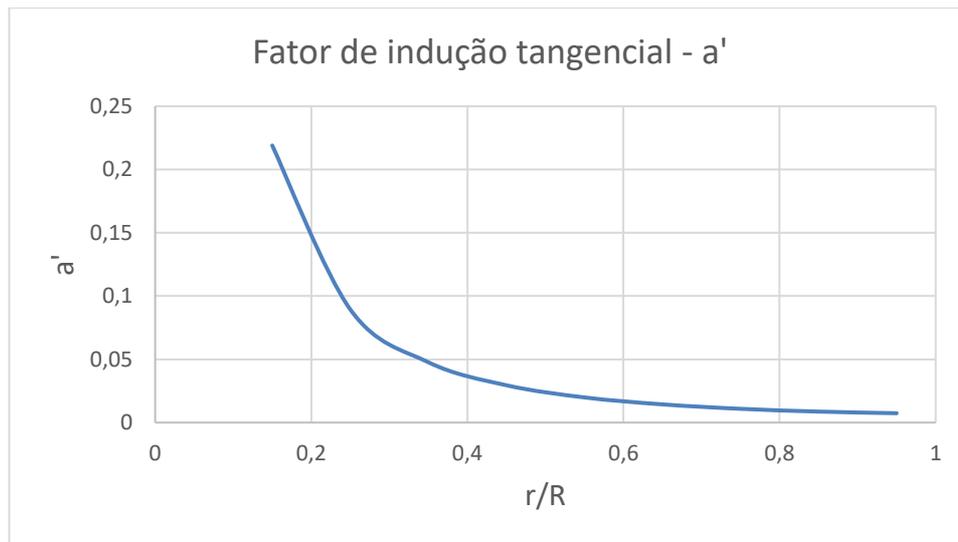


Figura 4.9 - Fator de indução tangencial ao longo da extensão da pá.

O fator de indução axial cresce bruscamente nas proximidades da ponta da pá, e o fator de indução tangencial aumenta fortemente na raiz da pá, como mencionado anteriormente, sendo esta uma condição fundamental para o aumento da eficiência da turbina eólica.

Após a realização das 7 iterações foi então possível obter os dados finais dos parâmetros de funcionamento da pá que se encontram descritos na próxima Tabela 4.12:

Tabela 4.12 - Parâmetros de funcionamento da pá.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Raio do Elemento ( $r_i$ ) - m		0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95
Ângulo do Vento Relativo ( $\varphi_i$ ) - graus		32,04	22,46	16,98	13,55	11,23	9,57	8,30	7,20	5,80
Corda ( $c_i$ ) - m		0,149	0,123	0,099	0,081	0,068	0,059	0,051	0,044	0,033
Ângulo de Torção ( $\theta_{T,i}$ ) - graus		26,625	16,961	11,476	8,049	5,739	4,088	2,853	1,896	1,133
Ângulo de Ataque ( $\alpha$ ) - graus		5,414	5,499	5,500	5,499	5,496	5,484	5,444	5,300	4,664
Coefficiente de Sustentação ( $C_l$ )		1,2888	1,2966	1,2966	1,2966	1,2963	1,2952	1,2915	1,2783	1,2179

<b>Coefficiente de Arrasto (<math>C_d</math>)</b>		0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0131	0,0128
<b>Coefficiente de Impulso (<math>C_T</math>)</b>		0,8685	0,8804	0,8849	0,8867	0,8871	0,8854	0,8768	0,8415	0,6790
<b>Fator de Perda na Ponta (F)</b>		1,0000	1,0000	1,0000	0,9997	0,9988	0,9951	0,9801	0,9229	0,6974

Em relação ao comprimento da corda, foi perceptível uma diminuição na ponta da pá de aproximadamente 4.5 vezes em relação à raiz. Esse comportamento era esperado pois a raiz é responsável por dar maior resistência a pá, garantindo que os esforços que atuam com mais intensidade nessa região próxima ao cubo sejam suportados. O ganho em conversão de potência aumenta a cada elemento pois as pás são projetadas para atuarem de forma otimizada, de modo que ocorra um aumento da velocidade quanto mais próximo da região da ponta. A Figura 4.10 apresenta a evolução no comprimento da corda desde a raiz até a extremidade da pá.

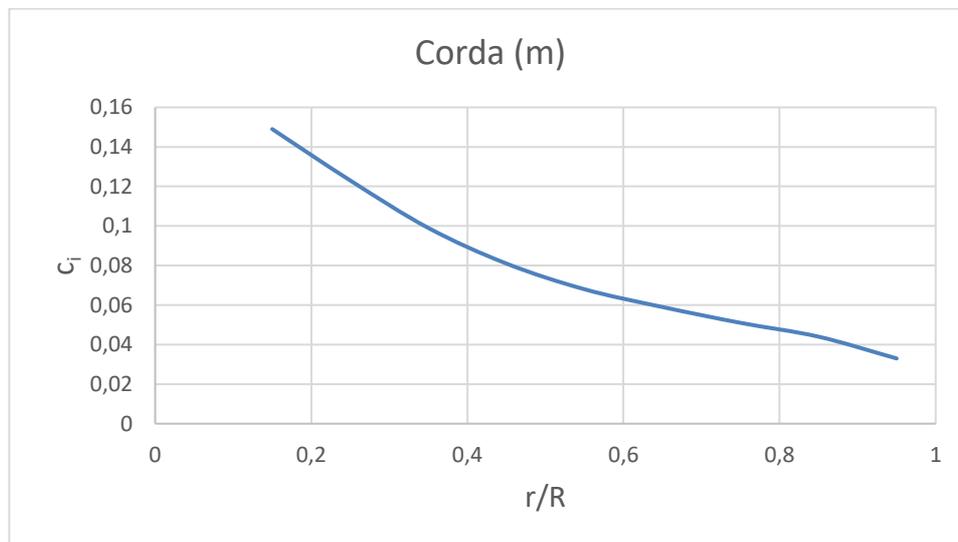


Figura 4.10 - Comprimento da corda ao longo da pá.

Ao longo da pá, dada a variação da distância ao centro do cubo e a velocidade angular constante, a velocidade de passagem do vento também terá de ser variável. Para que ocorra este fenômeno, é necessário que haja uma torção na pá desde o raio máximo até ao raio mínimo. Esta alteração de ângulo ao longo da pá é normalmente designado pelo ângulo de torção. Este existe para garantir um ângulo de ataque ótimo ao longo de toda a pá, havendo

assim uma diminuição deste ângulo do centro para a ponta da pá, como poderemos observar no gráfico presente na Figura 4.11.

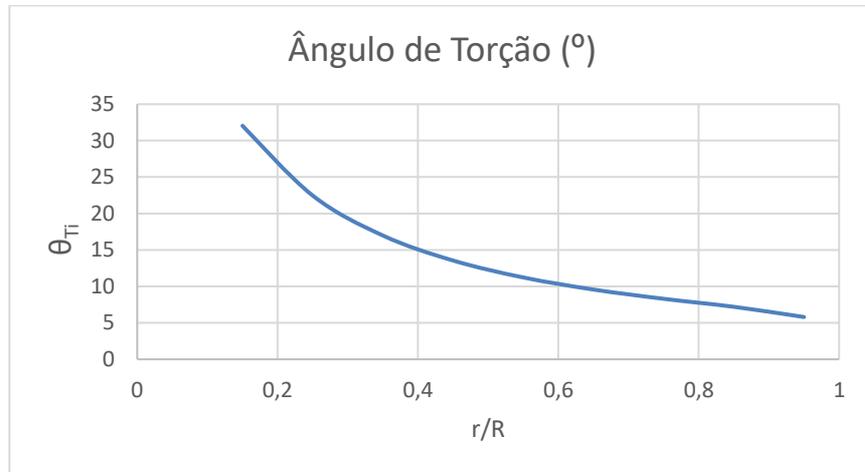


Figura 4.11 - Variação do ângulo de torção ao longo da pá.

Como a distribuição da pressão sobre o corpo é diretamente proporcional ao ângulo de vento relativo, podemos observar nos resultados que esse efeito leva a uma pressão muito grande na raiz (elevado valor do ângulo de vento relativo) do aerogerador e que tende a diminuir ao longo da pá até a sua extensão final, como representado no gráfico presente na próxima Figura 4.12.

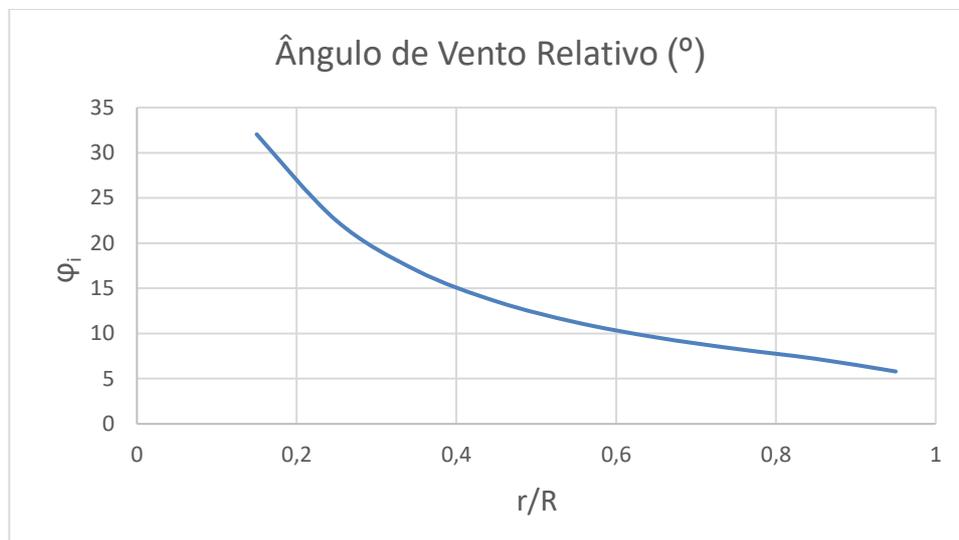


Figura 4.12 - Variação do ângulo de vento relativo ao longo da pá.

A pá, ao funcionar num ângulo de ataque inferior ao do ângulo de ataque ótimo/*design* que foi inicialmente definido, faz com que o coeficiente de sustentação diminua e consequentemente a relação  $C_l/C_d$  diminua também, afetando o desempenho do rotor. Como poderemos ver no gráfico da próxima Figura 4.13, isso não acontece, uma vez que os

valores se encontram na ordem dos 5.5 graus que foram inicialmente definidos, sendo que só na ponta da pá se verifica uma diminuição mais acentuada deste valor.

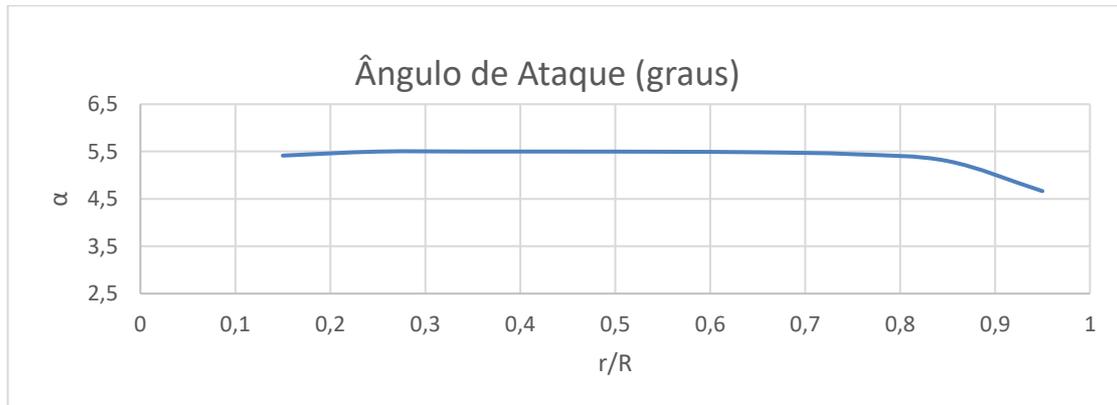


Figura 4.13 - Variação do ângulo de ataque ao longo da pá.

Na próxima Figura 4.14 podemos ver a eficiência aerodinâmica do aerogerador ao longo da extensão da pá, sendo que quanto maior a relação entre o coeficiente de sustentação e arrasto, maior será o efeito da sustentação e menor o arrasto, o que é idealmente favorável.

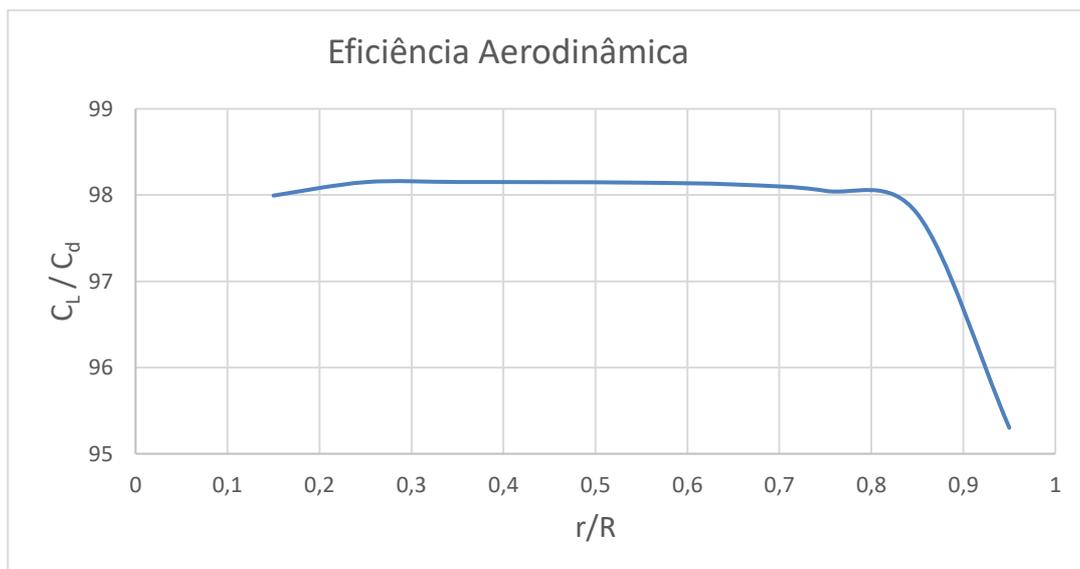


Figura 4.14 - Eficiência aerodinâmica do aerogerador ao longo da extensão da pá.

O fator de perda de ponta reduz a sustentação e, portanto, a produção de energia nas regiões próximas à ponta da pá, como está bem explícito no gráfico da próxima Figura 4.15.

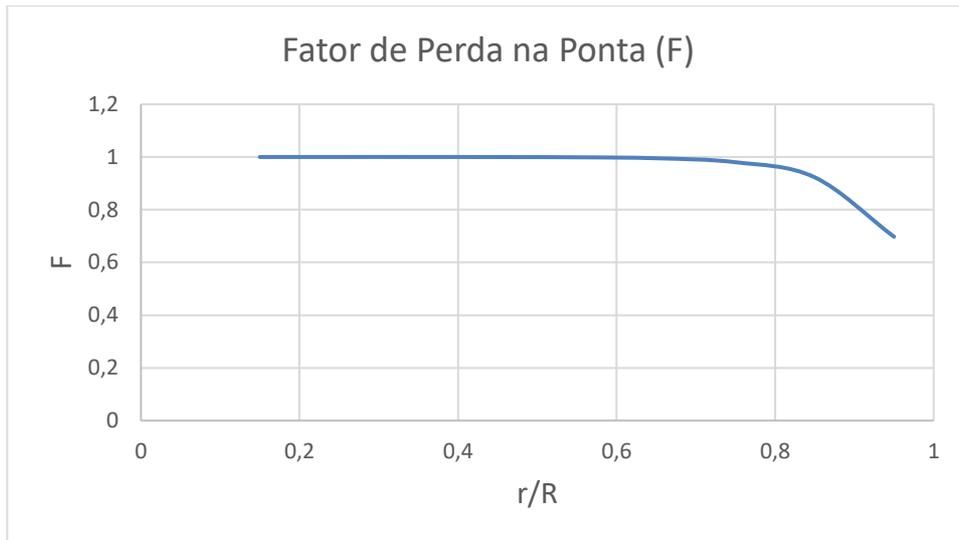


Figura 4.15 - Fator de perda de ponta ao longo da extensão da pá.

Como o fator de indução axial é inferior a 0,5 o coeficiente de impulso apresenta valores inferiores a 1, como representado no gráfico da próxima Figura 4.16 (ver também novamente a Figura 3.27). Caso os valores fossem superiores a 1, estes valores representariam um estado de esteira turbulenta, que influenciaria a performance do aerogerador, o que não se verifica.

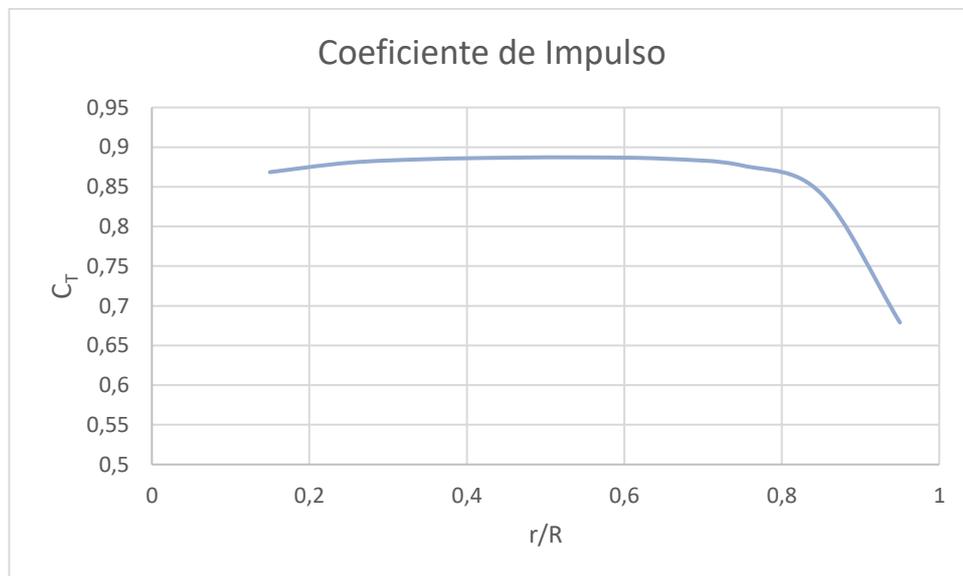


Figura 4.16 - Evolução do coeficiente de impulso ao longo da extensão da pá.

Por fim de maneira a comprovar que o número de Reynolds não varia significativamente ao longo da pá, calculou-se a velocidade de vento relativa e posteriormente o número de Reynolds, através das seguintes Equações 4.23 e 4.24, obtendo-se os valores presente na próxima Tabela 4.13.

$$U_{rel} = \frac{U(1 - a)}{\sin \varphi} = \frac{U}{\frac{\sigma' C_l}{4F} (\cot \varphi) + \sin \varphi} \quad (4.20)$$

$$Re = \frac{U_{rel} \times c}{\nu} \quad (4.21)$$

Tabela 4.13 - Valores da velocidade relativa do vento e do número de Reynolds.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Velocidad e Relativa do Vento - $U_{rel}$ (m/s)		12,9	17,7	23,0	28,6	34,3	40,1	46,0	51,9	57,7
Reynolds		131447	148398	155242	158432	160093	160841	160317	155827	132136

A Figura 4.17 demonstra o comportamento da velocidade sentida pela pá do aerogerador em cada elemento. Esta velocidade surge das relações entre as velocidades de rotação da pá e do vento que incide sobre a mesma. Os valores dessa grandeza crescem continuamente desde a raiz até a ponta da pá em consequência do aumento significativo da componente de rotação.

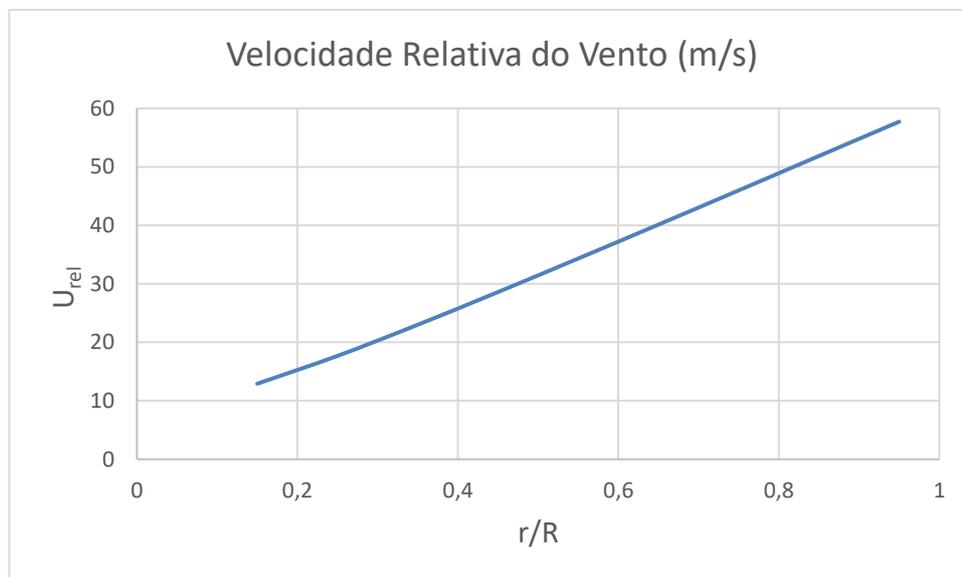


Figura 4.17 - Velocidade relativa do vento ao longo da extensão da pá.

Como podemos ver a partir da próxima Figura 4.18, o número de Reynolds não varia significativamente ao longo da extensão da pá, comprovando que este fator que foi assumido como constante para cálculo dos parâmetros da pá não tem grande influência.

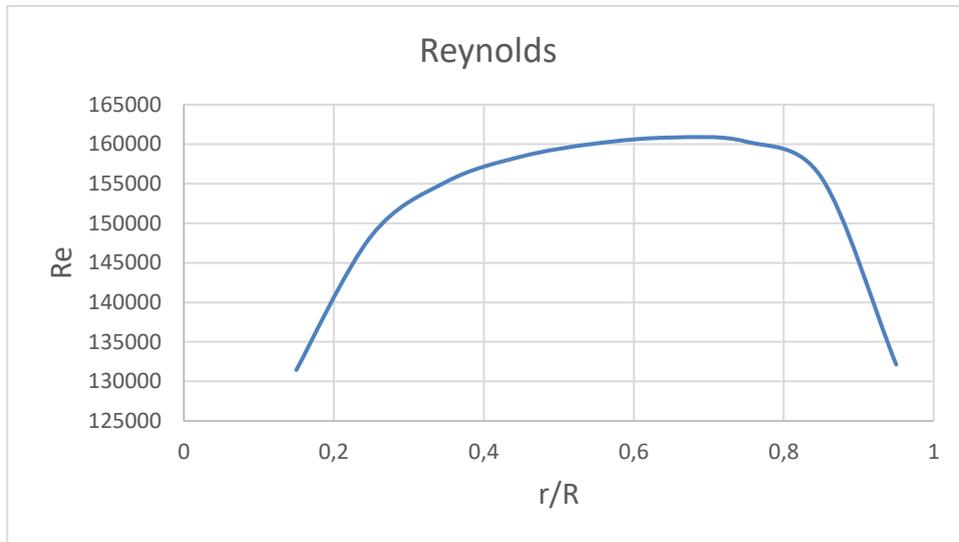


Figura 4.18 - Variação do número de Reynolds ao longo da pá.

#### 4.5 Obtenção do Coeficiente de Potência, Força Normal e Força Tangencial

Depois de definidos os parâmetros de funcionamento e obtida a geometria final das pás do rotor, recorrendo as Equações 4.20, 4.21 e 4.22 é possível estimar o coeficiente de potência do rotor, bem como a força normal (desperdiçada contra a estrutura do mesmo) e a força tangencial (responsável pela produção de binário e diretamente proporcional a potência produzida pelo aerogerador) que são função da velocidade relativa do vento. Estes valores estão devidamente organizados na Tabela 4.14.

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=k^*}^N F_i \sin^2 \varphi_i (\cos \varphi_i - \lambda_{ri} \sin \varphi_i) (\sin \varphi_i + \lambda_{ri} \cos \varphi_i) \left[ 1 - \left( \frac{C_d}{C_l} \right) \cot \varphi_i \right] \lambda_{ri}^2 \quad (4.22)$$

$K^*$

= corresponde ao primeiro elemento da pá constituído pelo perfil alar, isto é, que não pertence ao cubo.

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel,i}^2 (C_{l,i} \cos \varphi_i + C_{d,i} \sin \varphi_i) c dr \quad (4.23)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel,i}^2 (C_{l,i} \sin \varphi_i + C_{d,i} \cos \varphi_i) cr_i dr \quad (4.24)$$

Tabela 4.14 - Valores obtidos do coeficiente de potência, força normal e binário.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Coeficiente de Potência (C <sub>P</sub> )		0,01	0,027	0,038	0,0496	0,061	0,071	0,080	0,0845	0,067	0,492
Força Normal (F <sub>N</sub> ) - N		4,91	8,30	11,68	15,04	18,39	21,70	24,79	26,964	24,31	156,8
Binário (F <sub>T</sub> ) - N.m		0,45	0,833	1,202	1,558	1,902	2,231	2,518	2,656	2,10	15,5

Albert Betz, baseando-se na teoria do movimento axial para descrever o funcionamento de um rotor ideal demonstrou que o coeficiente de potência não pode ultrapassar o valor de 16/27. Na prática, isto significa que apenas 59% da energia cinética existente no “tubo” de vento correspondente à área varrida pelo aerogerador pode ser convertida em energia mecânica. Neste caso apenas cerca de 49 % de energia cinética pode ser convertida em energia mecânica. O coeficiente de potência máximo ocorre quando o fator de indução axial tende para 1/3, o que acontece neste caso daí a diferença de conversão de energia não ser muito diferente. De seguida poderemos observar graficamente a variação do coeficiente de potência, da força normal e da força tangencial ao longo da extensão da pá.

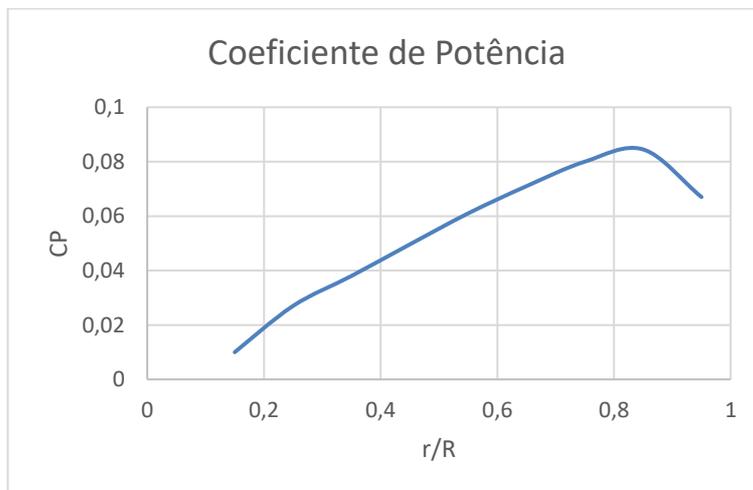


Figura 4.19 - Variação do coeficiente de potência ao longo da extensão da pá.

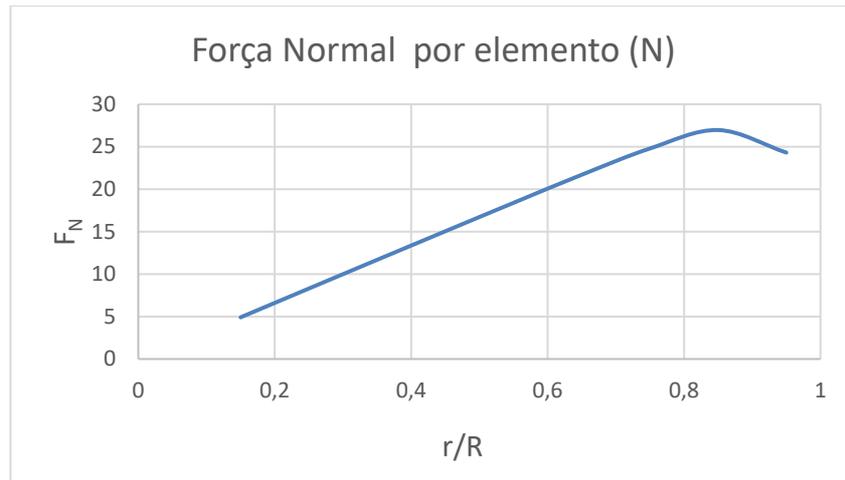


Figura 4.20 – Evolução da força normal de cada elemento ao longo da extensão da pá.

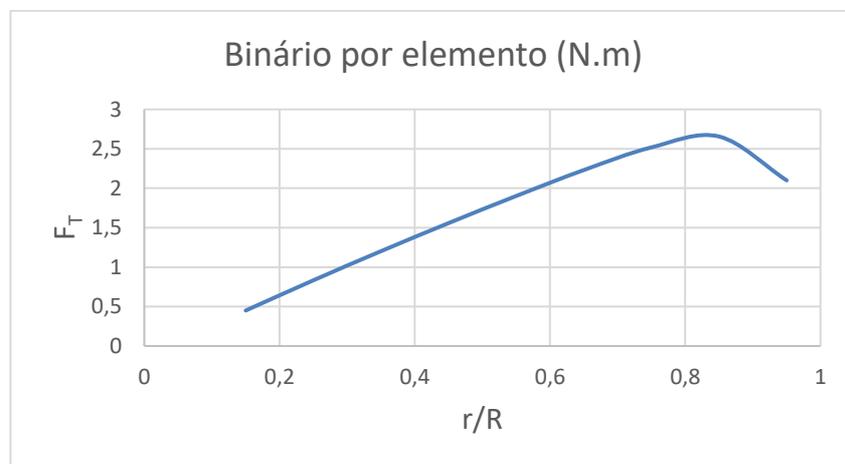


Figura 4.21 – Evolução do binário de cada elemento ao longo da extensão da pá.

A potência nominal do rotor, de acordo com os parâmetros de funcionamento estabelecidos pode ser calculada de duas formas:

$$dP_{rotor} = P_{ext} \times C_p = 1892.8096 \times 0.492 = 931. W \quad (4.23)$$

$$P_{rotor} = F_T \times \Omega = 15.451 \times 60 = 927. W \quad (4.24)$$

Desta forma o rotor ótimo/ideal desenvolve uma potência de cerca de 930 W com um coeficiente de potência de cerca de 0.49, desprezando eventuais perdas mecânicas na conversão de energia. O coeficiente de potência obtido supera o que inicialmente foi estimado na previsão teórica ( $C_p = 0,45$ ), pois este valor corresponde a um rotor altamente otimizado em que o fabrico seria bastante mais complexo e dispendioso e no método utilizado não foram consideradas as perdas aerodinâmicas na zona do cubo. Na prática, os rotores são concebidos estabelecendo-se um forte compromisso entre a performance aerodinâmica e o custo de manufatura, o que acaba por baixar o coeficiente de potência. Outra das razões para

o elevado coeficiente da potência obtido está relacionada com a alta eficiência do perfil alar escolhido ( $\frac{C_l}{C_d} = 98.15$ ). Esta variável apresenta um efeito preponderante no coeficiente de potência máximo, tal como pode ser visto na Figura 3.30, apresentada anteriormente. A folha de cálculo Excel usada para obtenção dos valores anteriormente obtidos esta presente no Anexo 2.

#### 4.6 Modelação da Pá e Impressão 3D

De forma a perceber-se a complexidade geométrica da pá obtida, efetuou-se a sua modelação tridimensional recorrendo ao *software Autodesk Inventor*.

Inicialmente recorrendo ao site: [airfoiltools.com](http://airfoiltools.com) foi possível obter as coordenadas do perfil alar de todas as secções da pá (com o devido comprimento de corda e torção), resultando no que esta presente na próxima Figura 4.22.

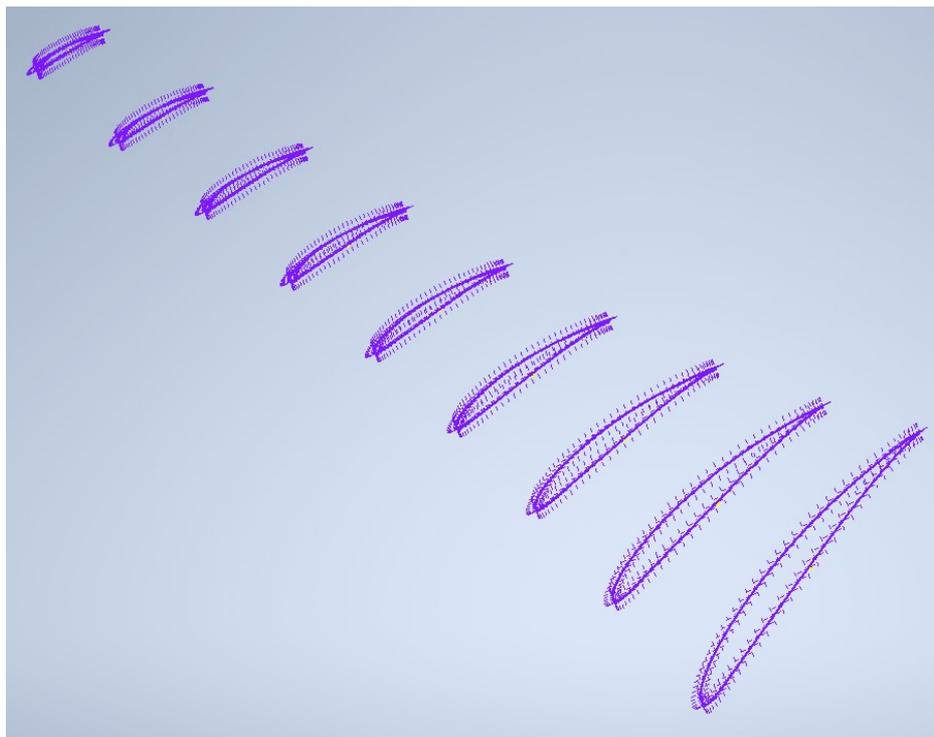


Figura 4.22 - Perfis alares das secções da pá.

Desta forma foi possível chegar a modelação da pá que esta presente na Figura 4.23 e também a modelação completa do rotor presente na Figura 4.24.

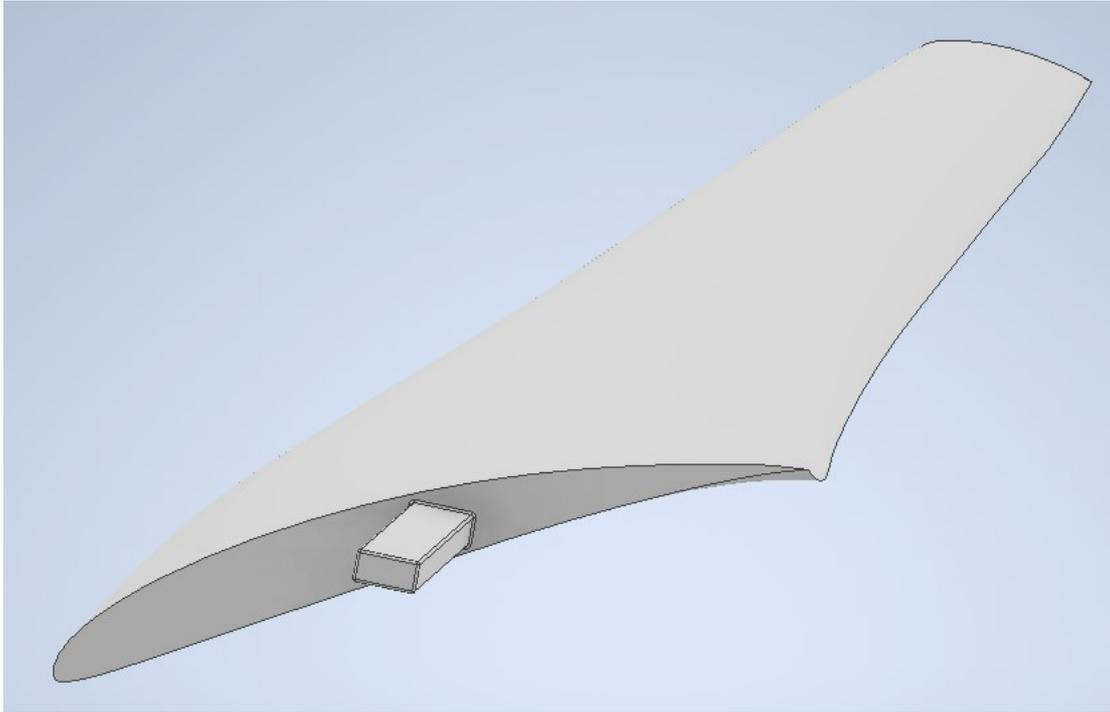


Figura 4.23 - Modelação da pá.



Figura 4.24 - Modelação completa do rotor e das pás.

Mesmo através da modelação não é perceptível ter uma visão total da complexidade geométrica da pá, desta forma, recorrendo a uma impressora 3D (ver Figura 4.24), obteve-se um protótipo da pá em escala reduzida. Para que tal fosse possível inicialmente é necessário gravar o ficheiro da pá com o formato *stl*, de seguida recorrendo ao programa *Ultimaker Cura*

4.8.0, posicionou-se a pá no plano de trabalho da impressora e adicionou-se o devido suporte para que a pá fica bem suportada de forma a obter-se a melhor acabamento possível, como poderemos observar na próxima Figura 4.25. O material escolhido foi o PLA/ácido poliáctico e cada segmento de PLA que será depositado para dar forma a pá esta a temperatura de 200 °C, com uma espessura de 0.006 mm. Nas primeiras duas horas de impressão será depositado a uma velocidade de 100 a 150 mm/s para que o deposito do material de suporte ocorra nas devidas condições, sendo que depois a velocidade de deposição do PLA foi aumentada para 250 mm/s.



Figura 4.25 - Impressora 3D utilizada - WIT BOX 2.

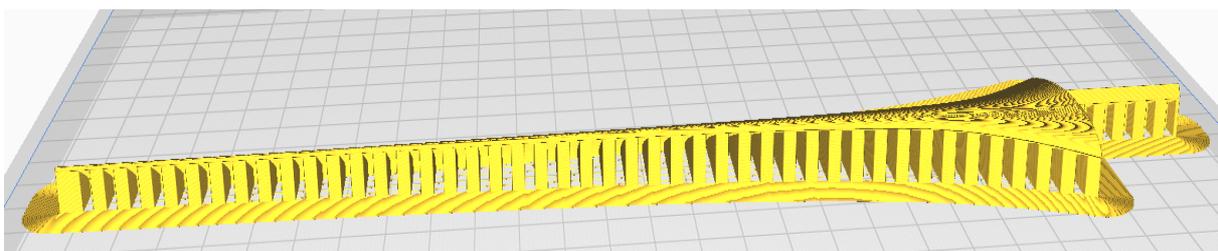


Figura 4.26 - Suporte adicionado a pá no programa Ultimaker Cura.

Após aproximadamente 9 horas foi possível obter a pá, sendo que inicialmente é necessário com muito cuidado remover o material de suporte e lixar a pá de forma a obter o melhor acabamento possível, como se poderá ver através das Figura 4.25 e 4.26



Figura 4.27 - Intradorso da pá.



Figura 4.28 - Extradorso da pá.

## 5. PROGRAMA DE MODULAÇÃO/SIMULAÇÃO DA PÁ: *QBLADE*

A aerodinâmica de uma turbina eólica é influenciada por condições de campo distantes, a montante e a jusante do rotor. Ao mesmo tempo, as turbinas eólicas dependem de condições de fluxo turbulento em pequena escala em torno das pás. Isto implica uma necessidade de um grande domínio da simulação, além de uma resolução espacial fina. Uma análise completa do CFD que atende a estes requisitos e responde por todos os efeitos mencionados é muito demorada e cara. Uma alternativa às simulações de CFD são os métodos de vórtice (*vortex methods*), com a limitação de que estes não podem modelar o comportamento viscoso, pois são baseados na teoria de fluxo potencial (*potential flow theory*). Esta teoria é a que é amplamente usada nas simulações do *QBlade*.

É por isso que apenas o design e ferramentas de avaliação baseadas no método do elemento da pá (BEM) são usadas para prever a eficiência das turbinas de eixo horizontal (HAWT) na indústria. O uso de outros métodos como CFD, RANS e modelos de vórtice (*vortex models*) é, portanto, restrito aos ambientes de pesquisa. A principal vantagem do modelo BEM em relação ao CFD é que este é muito eficiente em termos de custo e o tempo computacional é significativamente menor. A previsão do desempenho de uma turbina eólica, operando em um campo eólico flutuante, complica a aplicação do método BEM, que assume um campo eólico em estado estacionário. O modelo BEM, que é de facto um método bidimensional extrapolado para a terceira dimensão, aplica correções semi-empíricas, derivadas de correlações com medições ou cálculos completos de CFD, para explicar os efeitos tridimensionais. TANTLER um conhecido historiador afirmou que, em geral, o BEM subestima o desempenho geral de uma turbina e superestima o pico de potência. Mas, no entanto, o método do momento do elemento da pá é amplamente aplicado nas turbinas eólicas, porque o uso de técnicas de análise com precisão de ordem mais baixa simplifica muito o design de uma turbina. Graças ao modelo BEM, é possível desenvolver e testar rapidamente projetos de rotores diferentes, realizar pequenas alterações e testar novamente e, dessa forma, desenvolver um projeto preliminar que pode ser estudado posteriormente com mais detalhes com outras técnicas, como o CFD. O poder desta abordagem iterativa e a verificação de simulações BEM com medições de túnel de vento e campo justificam o uso de métodos computacionais BEM para analisar as pás de um ponto de vista bidimensional. A capacidade do método BEM para análises robustas e baixos custos computacionais compensam a maioria

das deficiências e imprecisões. Virtualmente, todos os rotores HAWT modernos foram projetados usando este modelo.

Este capítulo visa fornecer uma descrição completa do programa de simulação *Qblade* de maneira a ser realizada uma comparação com os dados obtidos manualmente com a aplicação da teoria BEM e posterior obtenção da curva de potência do aerogerador e produção anual de energia.

### 5.1 Teoria do Escoamento Potencial (*Potential Flow Theory*)

Segundo esta teoria os escoamentos externos em torno dos corpos são invíscidos (ou seja, sem atrito) e irrotacionais (ou seja, as partículas do fluido não estão em rotação). Isso ocorre porque os efeitos viscosos são limitados a uma camada fina próxima do corpo chamada de camada limite.

Podemos definir uma função potencial ( $x, y, t$ ), como uma função contínua que satisfaz as leis básicas da mecânica dos fluidos: conservação de massa e do momento, assumindo um fluido incompressível, invíscido e irrotacional (fluidos ideais). Isto tem consequências diretas para a aplicabilidade do escoamento potencial. Em regiões de fluxo onde a vorticidade (rotação das partículas de um fluido em movimento) é conhecida por ser importante, como ondas e camadas limite, a teoria do escoamento potencial não é capaz de fornecer previsões razoáveis do fluxo. Felizmente, muitas vezes existem grandes regiões de um fluxo onde a suposição de irrotacionalidade é válida, razão pela qual o fluxo potencial é usado para várias aplicações.

Num campo de fluxo irrotacional, pode-se usar a função do escoamento para caracterizar o fluxo e ambos devem cumprir a equação de Laplace. Além disso, a investigação desta equação é substancialmente menos exigente do que a abordagem das equações de *Navier-Stokes* que incluem o efeito da viscosidade e da turbulência (CFD). A linearidade da equação de Laplace permite adicionar várias soluções básicas para obter soluções mais complexas. A investigação dessas soluções da equação de Laplace é conhecida como teoria do escoamento potencial, que tem muitas aplicações práticas na caracterização de campos de escoamento complexos.

No sistema de coordenadas cartesianas, o campo vetorial de velocidade ( $\vec{v}$ ) tem três componentes de velocidade  $u, v$  e  $w$  ao longo das três direções mutuamente perpendiculares:

x, y e z, respectivamente. Para calcular quatro variáveis diferentes (três componentes de velocidade e a pressão), na verdade precisamos de quatro equações diferentes. A abordagem clássica para fazer isso é resolver as equações de *Navier-Stokes*, que é uma equação vetorial que compreende três diferentes equações escalares e a equação de conservação de massa. Esta abordagem parece simples, no entanto é uma tarefa complicada, principalmente porque as equações de *Navier-Stokes* não são lineares. A abordagem, no entanto, pode ser facilitada se colocarmos um grande número de restrições no sistema (tais como assumir um baixo número de Reynolds) e transformar as equações não lineares de *Navier-Stokes* em uma equação de Stokes relativamente simples e linear, que é comparativamente mais fácil para resolver o campo de velocidade e a pressão. Além disso, em alguns casos, as soluções para estas equações de Stokes ainda podem ser complicadas e, portanto, convém obter equações ainda mais simples para resolver. Isto é conseguido aplicando uma restrição cinemática adicional escoamento (ou seja, assumindo um campo de escoamento irrotacional), o que leva a uma equação muito mais simples que pode ser resolvida diretamente para obter a velocidade. Esse tipo de escoamento é conhecido como escoamento potencial e a equação resultante é chamada de equação de Laplace:

$$\nabla^2 \phi = 0 \quad (5.1)$$

Onde  $\nabla^2$  é o operador de Laplace e  $\phi$  é a função potencial de velocidade (um escalar). Adaptado de (Springer Nature Singapore, 2019).

Neste caso, o escoamento pode ser determinado completamente a partir da sua cinemática: os pressupostos de irrotacionalidade e divergência zero de fluxo. A dinâmica só precisa de ser aplicada depois, para calcular pressões: como por exemplo, para o escoamento em torno de perfis alares através do uso do princípio de Bernoulli.

O escoamento potencial não inclui todas as características dos escoamentos que são encontrados no mundo real. A teoria do escoamento potencial não pode ser aplicada para escoamentos internos viscosos, exceto para fluxos entre placas próximas. Mais precisamente, o escoamento potencial não pode ser responsável pelo comportamento dos escoamentos que incluem uma camada limite. No entanto, a compreensão do escoamento potencial é importante em muitos ramos da mecânica dos fluidos. Por exemplo, na dinâmica de fluidos

computacional (CFD), uma técnica é acoplar uma solução de escoamento potencial fora da camada limite a uma solução das equações da camada limite dentro da camada limite. A ausência de efeitos de camada limite significa que qualquer linha de fluxo pode ser substituída por um limite sólido sem alteração no campo de escoamento, uma técnica usada em muitas abordagens de projeto aerodinâmico. Adaptado de (qaz.wiki, s.d.)

## 5.2 Projeto de *Software*

Este projeto de software faz parte do grupo de energia eólica do Departamento de Mecânica dos Fluidos Experimental da Universidade Técnica de Berlim, liderado pelo Prof. Dr. Christian Oliver Paschereit. O objetivo deste projeto foi fornecer um software de cálculo de turbinas eólicas de código aberto que seja perfeitamente integrado ao *XFOIL*, uma ferramenta de *design* e análise de perfis alares. A integração no *XFOIL* permite que o utilizador possa projetar com rapidez perfis alares e calcular os seus polares, extrapolar os dados polares para um intervalo de 360 graus e integrá-los diretamente numa simulação de uma turbina eólica. Esta etapa de exportação e importação de dados das pás e geometria entre diferentes programas é ignorada, bem como o problema associado. Ao mesmo tempo, a integração do código BEM (*Blade Element Momentum*) na sofisticada GUI (*Graphical User Interface*) do *XFOIL* tornará este software acessível a um grande número de pessoas interessadas, sem as ferramentas usuais de *software* de interface da linha de comando. O *software* é especialmente adequado para o ensino, pois fornece uma sensação prática do projeto dos rotores HAWT e VAWT e mostra todas as relações e conceitos fundamentais entre torção, cordas, perfil alar, tipo de turbina e respetivo controlo associado e a curva de potência de maneira fácil e intuitiva. A GUI também serve como um pós-processador para realizar simulações de rotor e fornece uma visão profunda de todas as variáveis relevantes de pás e rotor para verificação, comparação de diferentes configurações de rotor ou mesmo estudo do algoritmo numérico e das dependências entre as variáveis aerodinâmicas. Além disso, o *software* disponível é uma plataforma muito flexível e fácil de usar para o design de pás de turbinas eólicas. Portanto, este também pode atuar como um sistema modular para futuras implementações que podem explorar as possibilidades oferecidas por uma combinação de projeto e análise manual e paramétrica de perfis aerodinâmicos, juntamente com uma ferramenta de *design* e simulação de pás.

A funcionalidade do software BEM inclui os seguintes recursos:

- Extrapolação de dados polares XFOIL gerados ou importados para 360° AoA (ângulo de ataque);
- Design da pá avançado e otimizado, incluindo visualização 3D, usando perfis XFOIL gerados ou importados;
- Definição da turbina eólica (pás do rotor, controlo da turbina, tipo de gerador, perdas);
- Cálculo do desempenho do rotor sobre a gama de  $\lambda$ ;
- Cálculo do desempenho de turbinas eólicas na gama de velocidade do vento;
- Cálculo anual da produção, sabendo a distribuição estatística de WEIBULL para o vento local;
- Seleção manual de algoritmos de correção BEM (usado nas HAWTs) e DMS (Double Multiple Streamtube – usado nas VAWTs);
- Seleção manual de todos os parâmetros de simulação relevantes;
- Navegação e visualização de dados como pós-processamento;
- Funcionalidade de exportação para todos os dados de simulação criados;
- Exportação da geometria da pá no formato *.stl*;
- Armazenamento de projetos, rotores, turbinas e simulações num banco de dados de tempo de execução.

O *XFLR5* é o *software* por detrás do módulo de design e análise do *QBlade*. Criado por *Depperois* em 2003, o *XFLR5* é o resultado da tradução do *software Xfoil* de *FORTRAN* para *C++* com uma interface gráfica amigável. O *XFLR5* é uma ferramenta de análise de perfis alares operando em baixo número de Reynolds que inclui capacidades de análise direta e inversa do *Xfoil*, capacidades de design e análise de pás baseadas na Teoria da Linha de Sustentação (*Lifting Line Theory*), no Método de Vórtices e num Método de Painel 3D.

Os recursos do *XFOIL* relevantes para o *QBlade* são:

- Análise viscosa ou não viscosa de um aerofólio, considerando:
  - ✓ transição forçada ou livre;
  - ✓ bolhas de separação de transição;
  - ✓ separação limitada no bordo de fuga;

- ✓ previsões da sustentação e do arrasto logo após a perda de sustentação/perda aerodinâmica.
- Projeto e reconcepção de perfis alares através da especificação de uma distribuição de velocidade da superfície;
- Reconcepção do aerofólio por especificação interativa de novos parâmetros geométricos;
- Combinação de perfis alares;
- Importação de geometria do perfil alar.

Os módulos *QBlade HAWT* e *VAWT* consistem em três submódulos:

- Design e otimização da pá;
- Simulação do rotor;
- Definição de uma turbina e simulação.

O módulo *HAWT* fornece adicionalmente um submódulo gráfico característico. Todos os módulos serão discutidos com mais detalhes nas páginas seguintes. Adaptado de *QBlade\_ShortManual\_v06*. (s.d) e *QBlade\_ShortManual\_v08* (s.d).

Uma visão geral da base de dados que armazenam os dados das pás, turbinas, polares e simulação, bem como sua relação com o *XFOIL*, pode ser encontrada na Figura 5.1.

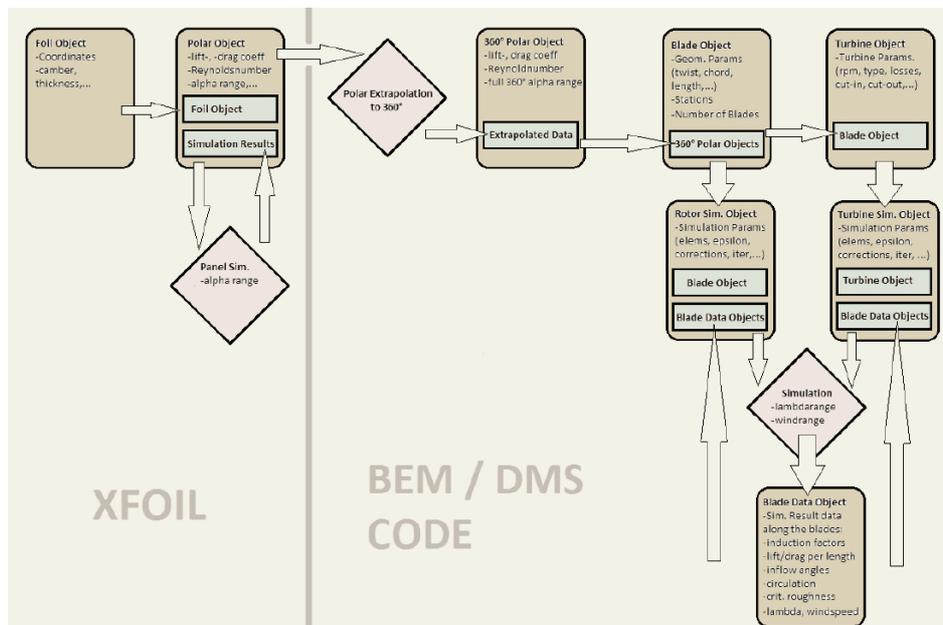


Figura 5.1 - Base de dados e fluxo de dados do QBlade. *QBlade\_ShortManual\_v06*.(s.d)

**360° Polar Object:**

Os dados polares 360° são criados no submódulo de extrapolação polar 360°. É definido por um nome e um “polar pai” (o polar XFOIL original que foi extrapolado). Os coeficientes de sustentação e o coeficiente de arrasto em toda a faixa de 360° (ângulo de ataque) são armazenados como dados. Se o “polar pai” for excluído, o polar extrapolado também será excluído para garantir consistência. Se um objeto polar 360° for excluído, todas as pás, turbinas e simulações que a utilizam também são excluídas.

**Blade Object:**

Os dados da pá são criados no submódulo de *design* e otimização da pá. Este armazena os dados geométricos da pá (corda, posição radial, torção, deslocamento, etc.) das seções da pá especificadas e os perfis alares e polares 360° associados. É definido por um nome. Se um objeto da pá for excluído, todas as simulações e turbinas associadas também serão excluídas.

**Turbine Simulation Object:**

Os dados da turbina são criados no submódulo de definição da turbina. Este armazena todos os parâmetros da turbina (pitch (inclinação/passos), stall (perda de sustentação), transmissão simples / variável / em duas etapas, etc.) e a pá do rotor associada. Se um objeto de turbina for excluído, todas as simulações associadas também serão excluídas.

**Rotor Simulation Object:**

Os dados da simulação de um rotor ou turbina são criados quando a respetiva simulação é definida. Este memoriza os parâmetros de simulação (máx. iterações, elementos, épsilon- $\epsilon$ , ...) e correções (*tiploss*, etc.) e, durante uma simulação, armazena os resultados globais caracterizando todo o rotor ( $\lambda$ ,  $C_p$ ,  $C_T$ , etc.). Se um objeto de simulação for excluído, todos os objetos de dados da pá associados serão excluídos, ferramenta.

**Blade Data Object:**

Os dados da pá são criados automaticamente durante uma simulação. Estes armazenam os dados calculados para os elementos ao longo da pá. Além disso, um objeto de dados da pá é criado para cada incremento de  $\lambda$  (rácio de velocidade na ponta da pá) ou da velocidade do vento da simulação. Os objetos de dados da pá exigem mais espaço de memória.

A Figura 5.2 mostra a interface gráfica do utilizador do *QBlade*. É composta por cinco diferentes componentes (adaptado de *QBlade\_ShortManual\_v08* (s.d)):

**1 - Menu:** os projetos *QBlade* podem ser carregados no menu Arquivo (File menu), os menus específicos dos diferentes módulos contêm funcionalidade para importar/exportar ou modificar os objetos de dados relacionados

**2 - Barra de ferramentas principal (*Main Toolbar*):** Na barra de ferramentas principal, podemos aceder aos diferentes módulos, cada módulo tem uma representação simbólica. Se o rato passar sobre um símbolo, alguma pequena explicação será exibida. A partir daqui, também é possível iniciar um novo projeto, abrir ou guardar um projeto;

**3 - Barra de ferramentas do módulo (*Module Toolbar*):** na barra de ferramentas do módulo, os diferentes objetos (como aerofólios, pás etc.) que podem ser manipulados no módulo são exibidos em caixas de combinação. Caso o objeto dentro de uma caixa de combinação seja alterado, as caixas de combinação relacionadas são atualizadas para mostrar apenas objetos associados (no caso de um aerofólio DU-21 ser selecionado na caixa de combinação de aerofólio, apenas os polares associados seriam exibidos dentro da caixa de combinação polar);

**4 - Janela de encaixe (*Dock Window*):** A janela de encaixe contém todas as funcionalidades de um módulo. Simulações podem ser definidas ou pás podem ser projetadas. Caso um objeto seja exibido num gráfico, as propriedades da curva (cor, largura do estilo) também podem ser alteradas na janela de encaixe;

**5 - Visualização do módulo (*Module View*):** existem duas visualizações diferentes do módulo. Uma janela 2D que exhibe gráficos e uma janela *OpenGL* que pode submeter uma geometria da pá, campos de vento, etc.

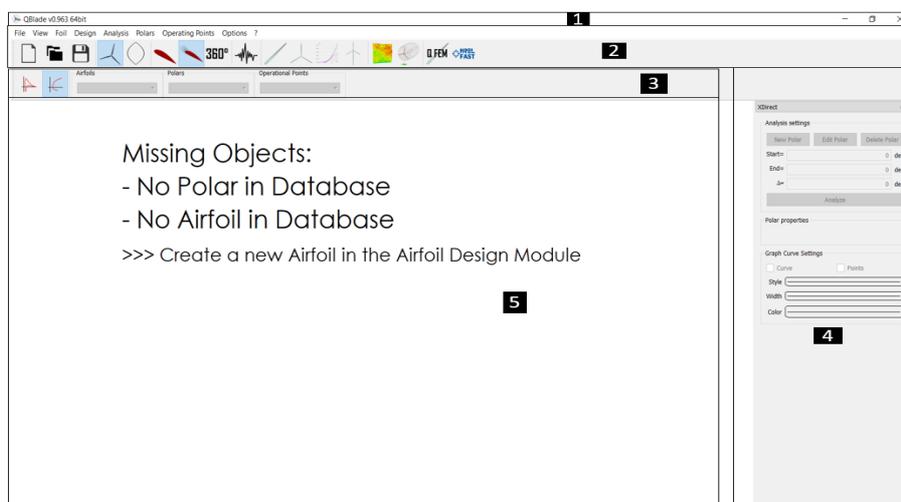


Figura 5.2 - Interface gráfica do utilizador do QBlade.

### 5.3 Módulo de Design do Perfil Alar do Qblade

O módulo de design do perfil alar do XFLR5 oferece a opção de projetar um perfil alar utilizando um gerador de perfis alares NACA ou por algumas outras opções, como:

- B-splines;
- Pontos da spline;
- Modificação da espessura e curvatura dos foil's (forma do perfil alar);
- Importação de perfis alares.
- Métodos inversos.

O método utilizado neste trabalho foi a importação dos perfis alares diretamente do site: <http://airfoiltools.com/>. Este site fornece os dados dos perfis alares no formato de ficheiro .DAT, ficheiro este que contem as coordenadas (x,y) do perfil alar. A primeira linha do ficheiro deve conter o nome do perfil alar, seguido pelas coordenadas X e Y, começando no bordo de fuga, movendo-se depois para a bordo de ataque através da superfície superior antes de voltar para a bordo de fuga. Após obter o ficheiro no formato adequado é só clicar Foil – Import Foil e obtém-se a seguinte visualização do perfil ou perfis, presente na próxima Figura 5.3.

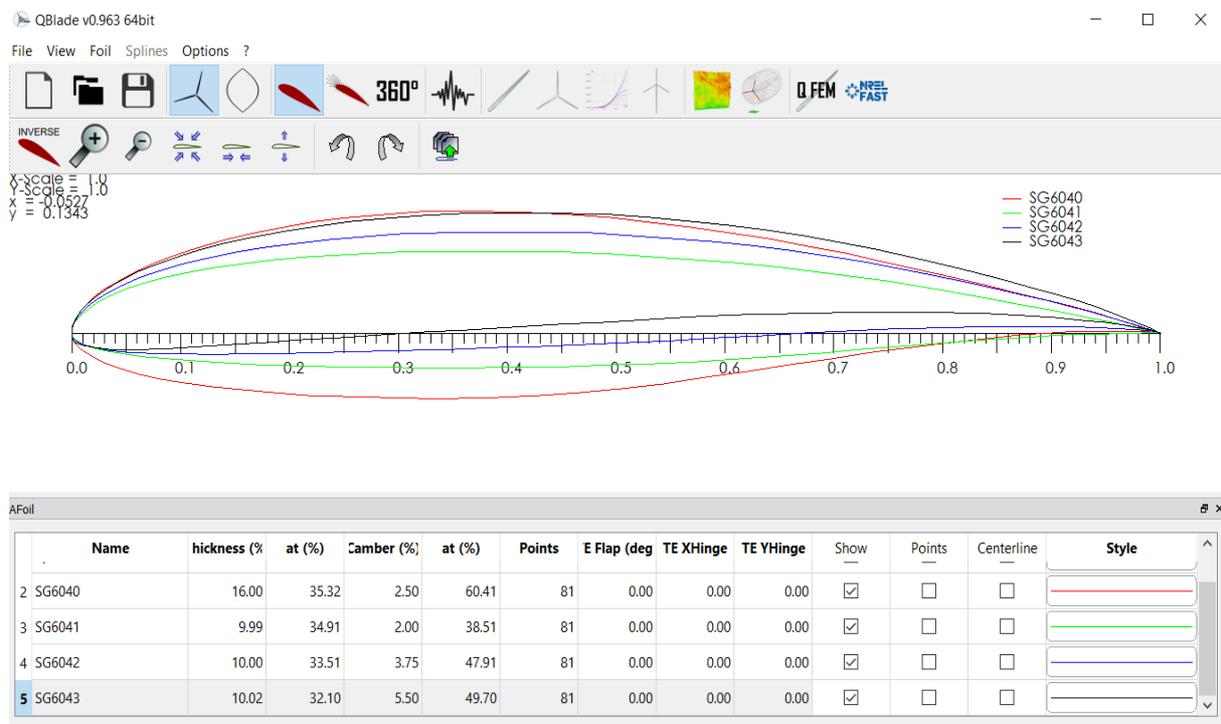


Figura 5.3 - Design do perfil alar no Qblade.

## 5.4 Módulo de Análise Direta do XFOIL do Qblade

Com os perfis alares armazenadas no *Direct Foil Design*, é possível definir os dados polares necessários para realizar qualquer análise. Um dado polar é definido por:

- Os números Reynolds e Mach (razão entre a velocidade média relativa do objeto que se desloca num fluido e a velocidade das ondas sonoras);
- O critério de transição laminar para turbulento;
- Os locais de transição forçada (*forced trip locations*) nas superfícies superior e inferior.

Existem 3 tipos diferentes de análise para escolher no menu do *QBlade Xfoil Direct Analysis*, sendo estas: *Define an Analysis*; *Batch Analysis* e *Multi-threaded Batch Analysis*. As análises dos perfis alares são explicadas com mais detalhes, mas foram todas realizadas usando o primeiro tipo de análise. O “*Define Analysis*” permite definir os números de Reynolds e Mach, bem como o número de transição e as *trip locations*. Por padrão, o número de Mach é 0 e o número de transição que é usado para modelar a turbulência do fluido é definido como 9 e as *trip locations* são definidas no bordo de fuga, o que corresponde ao valor 1 (ver (web.mit.edu, 2001)). De seguida definem-se os valores do ângulo de ataque pretendidos e inicia-se a simulação. A interface do XFLR5 fornece alguns gráficos diferentes, no máximo 5 são exibidos no menu “*XFoil’s Direct Analysis*”, como poderemos ver na próxima Figura 5.4. É possível clicar duas vezes num determinado gráfico para abrir o menu de configurações, onde podem ser escolhidas variáveis para os eixos X e Y, para ajustar escalas, grelhas, fontes ou fundos, entre outros.

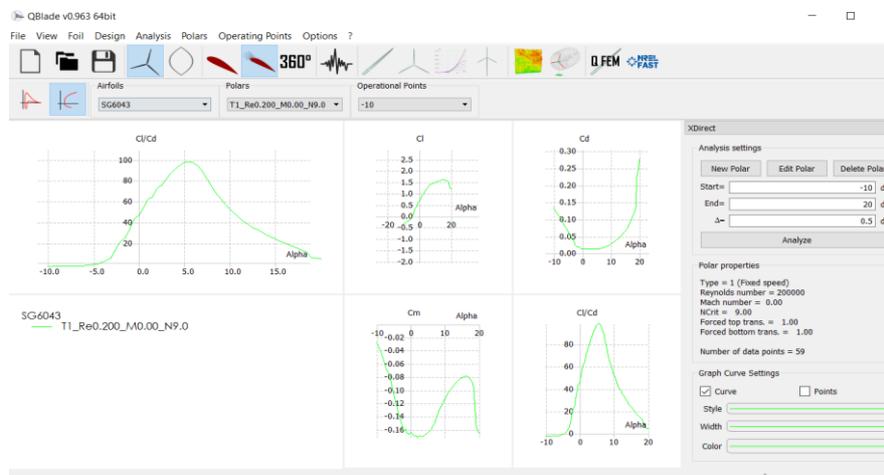


Figura 5.4 – Análise direct do XFOIL.

## 5.5 Modulo de Extrapolação Polar 360° dos ângulos de ataque do QBlade

Durante o seu funcionamento, uma pá de uma turbina eólica experimenta ângulos de ataque mais altos do que uma asa de um avião. Para turbinas eólicas reguladas por perda de sustentação, o fenómeno de separação do escoamento é usado como um meio de limitar a energia produzida. Como geralmente é evitada a perda de sustentação na engenharia aeronáutica, os coeficientes correspondentes a um ângulo de ataque alto não são interessantes e, portanto, não estão disponíveis. Além disso, o ângulo de ataque no intervalo pós perda de sustentação pode ocorrer temporariamente durante os procedimentos de iteração do *QBlade*. Assim, os dados polares para uma gama de 360° dos ângulos de ataque possíveis devem estar disponíveis para garantir a continuação dos algoritmos *BEM* e *DMS*.

Consequentemente, os coeficientes de sustentação e arrasto devem ser extrapolados para toda a faixa 360° do ângulo de ataque. Em geral, os dados experimentais de pré perda de sustentação ( $\alpha \approx \mp 15^\circ$ ) estão disponíveis para perfis comuns e o XFOIL também é adequado para gerar esses dados. Por outro lado, para dados de pós perda de sustentação, são necessárias algumas considerações adicionais. Com o aumento do ângulo de ataque, a área frontal voltada para o fluxo de ar também aumenta. A perda de sustentação ocorre, a pá deixa de produzir sustentação e o coeficiente de arrasto aumenta. Por volta dos 180°, o bordo de fuga do perfil aerodinâmico enfrenta o escoamento, resultando novamente numa diminuição do arrasto e sustentação mais acentuada. Portanto, as características do escoamento evoluem das de um perfil fino e otimizado para as de um corpo contundente e vice-versa durante uma revolução de 180° das pás.

Os polares importados ou resultantes de uma análise XFOIL podem ser extrapolados para toda a faixa de 360° dos ângulos de ataque no submódulo de extrapolação polar 360°. Um polar pode ser selecionado no menu suspenso na barra de ferramentas. Ao criar uma extrapolação, o utilizador pode escolher entre dois algoritmos de extrapolação: primeiro, a sofisticada extrapolação de Montgomery pode ser escolhida. Em segundo lugar, o modelo de pós perda de sustentação de Viterna-Corrigan, preferencialmente usado em ambientes industriais, também está disponível.

Para o procedimento de extrapolação de Montgomery, são necessárias curvas básicas de sustentação e arrasto. Supõe-se, então, que o escoamento ao redor do perfil alar possa ser tratado como fluxo potencial próximo de 0° e 180°. Para outros ângulos de ataque, o

escoamento comporta-se aproximadamente como numa placa fina e parada. Uma função de combinação é usada na região de transição entre a linha reta do escoamento potencial e a curva da placa plana.

O utilizador pode influenciar os vértices das curvas de coeficiente resultantes por meio de diferentes *sliders*. Os dois pontos  $C_{L1}$  e  $C_{L2}$ , a partir dos quais é construída a função de combinação,  $f$ , para a extrapolação positiva, podem ser manipulados usando os cursores A+ (para  $C_{L1}$ ) e B+ (para  $C_{L2}$ ). Os *sliders* A- e B- manipulam os pontos correspondentes para a extrapolação negativa. Além disso, um  $C_{D,90}$  de coeficiente de arrasto 2D para um ângulo de  $90^\circ$ , também pode ser selecionado manualmente. Sempre que um *slider* é movido ou o valor de  $C_{D,90}$  é alterado, toda a extrapolação é calculada novamente. Com a opção "*edit current polar*", o  $360^\circ$  polar atualmente selecionado pode ser editado manualmente depois de ter sido extrapolado.

A extrapolação de Montgomery é realizada conforme descrito em *Methods for Root Effects, Tip Effects and Extending the Angle of Attack Range to  $\pm 100^\circ$ , with Application to Aerodynamics for Blades on Wind Turbines and Propellers*.

A abordagem *Viterna* de estender o dado polar para todos os ângulos de ataque possíveis consiste em equações empíricas. É um modelo idealizado que resulta numa potência aproximadamente constante após a perda de sustentação, desde que a pá sofra altas velocidades do vento. Também é baseado na proporção da pá futura, que pode ser modificada pelo utilizador. Como a extrapolação depende do valor de AR (*aspect ratio*), as pás com diferentes proporções requerem polares  $360^\circ$  separados. Sempre que a proporção é alterada, toda a extrapolação é calculada novamente.

A extrapolação de *Viterna* é realizada conforme descrito em *Fixed Pitch Rotor Performance of Large Horizontal Axis Wind Turbines*

Os polares foram extrapolados pela abordagem Montgomery pois é a que mais se adequa no caso em questão de acordo com o que foi visto anteriormente e reorganizados utilizando a função "*Finetuning of Polar*" para suavizar a ligação entre o polar e a extrapolação de  $360^\circ$  dos ângulos de ataque. Todos os outros valores foram mantidos padrão (Figura 5.5). Esta interface de módulo mostra 3 gráficos cujas variáveis podem ser alteradas para o que é mais conveniente. Acima do painel lateral esquerdo, o utilizador pode selecionar "*Single Graph View*" para facilitar a reorganização visual polar. Na Figura 5.6 é possível visualizar a

linha vermelha que correspondente a extrapolação obtida a partir dos dados da Figura 5.5 e a linha verde que corresponde a reorganização que suaviza a ligação entre o polar e a extrapolação. QBlade\_ShortManual\_v06. (s.d) e QBlade\_ShortManual\_v08 (s.d).

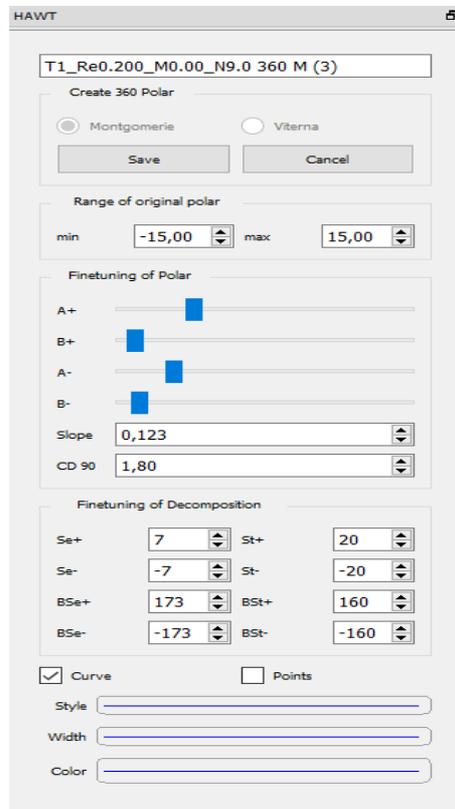


Figura 5.5 - Dados da extrapolação de Montgomery.

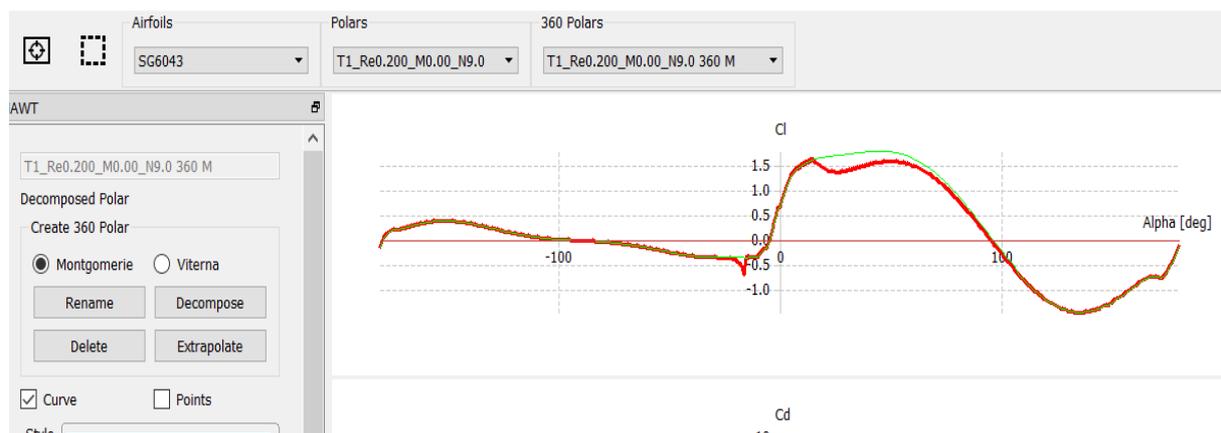


Figura 5.6 - Diferença existente entre a extrapolação (linha vermelha) e a suavização da extrapolação (linha verde).

## 5.6 Módulo HAWT do QBlade

A teoria clássica da conservação do *Momentum* dos Elementos da Pá (BEM) combina a teoria do *momentum* ou a teoria do atuador de disco, um modelo matemático de um disco de atuador ideal, com a teoria dos elementos da pá, que descreve os eventos locais que ocorrem na pá real. A pá sofre discretização num número finito de elementos. Duas seções vinculam um elemento que varre o plano do rotor num caminho circular. As seções transversais da pá são definidas pela sua posição radial, perfil, corda, torção e comprimento. Com a teoria da quantidade do movimento, a velocidade relativa do vento para cada seção pode ser calculada. Isso permite o cálculo do ângulo de ataque e a derivação dos coeficientes de sustentação e arrasto do respetivo perfil. Com estes coeficientes e a área de um elemento são calculadas as componentes de força normal e tangencial, pelo que a força de impulso e o binário de um elemento são calculados. As contribuições dos elementos podem ser adicionadas para produzir o impulso e o binário finais de todo o rotor. Para diferentes proporções de velocidade do vento e velocidade angular, curvas características e propriedades do rotor podem ser calculadas. Adaptado de QBlade\_ShortManual\_v06. (s.d).

### 5.6.1 Procedimento de Iteração

As variáveis de iteração do método BEM são os fatores de indução axial e radial que são definidos como, respetivamente:

$$a = \left( \frac{4 \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1 \right)^{-1} \quad (5.2)$$

$$a' = \left( \frac{4 \sin \phi \cos \phi}{\phi C_t} - 1 \right)^{-1} \quad (5.3)$$

Em que,  $\phi$  é o ângulo do vento relativo,  $C_n$  e  $C_t$  os coeficientes de força normal e tangencial, respetivamente e  $\phi$  é a solidez do rotor, que é a parte de um elemento anular coberto pelas pás:

$$\sigma = \frac{cB}{2\pi r} \quad (5.4)$$

Nesta equação,  $c$  é a linha de corda e  $B$  o número de pás.

Após a obtenção dos fatores de indução, é possível calcular o ângulo do vento relativo,  $\phi$ .  $\phi$  fornece o ângulo de ataque,  $\alpha$ , o ângulo entre a linha da corda do aerofólio e a velocidade do vento relativa experimentada pela pá rotativa:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (5.5)$$

Onde  $\theta = \theta_p + \beta$  é uma combinação do ângulo de torção (twist angle),  $\beta$ , e do ângulo de inclinação (pitch angle),  $\theta_p$ . Agora, os coeficientes de sustentação e arrasto do aerofólio podem ser obtidos a partir do módulo de análise direta do XFOIL e a sustentação e o arrasto causados pelo aerofólio podem ser calculados. A partir destas forças, novos fatores de indução podem ser calculados e comparados aos fatores de indução iniciais. Se o máximo ( $\Delta a, \Delta a'$ ) estiver abaixo do critério de convergência,  $\epsilon$ , a iteração convergiu e o próximo elemento anular (*anular element*) pode ser calculado.

O critério de convergência define quando uma iteração converge. O máximo da diferença do fator de indução axial e radial entre a última e a atual iteração deve estar abaixo de  $\epsilon$  para convergência. Uma recomendação é  $\epsilon = 10^{-5}$ . Adaptado de QBlade\_ShortManual\_v06. (s.d).

$$\max(|a - a_{anterior}|, |a' - a'_{anterior}|) < \epsilon \quad (5.6)$$

### 5.6.2 Submódulo de *Design* e Otimização da Pá

No submódulo de *design* e otimização da pá, o utilizador pode criar uma pá de um rotor. Uma pá consiste num número arbitrário de seções, ver a Figura 5.7. Cada secção é definida pela posição, corda, torção, perfil aerodinâmico e a extrapolação polar 360° de ângulos de ataque associada. O raio do cubo deve ser especificado, que é a posição em que a raiz da pá está conectada ao cubo da turbina. As posições radiais de uma pá podem ser definidas nas coordenadas da pá (*blade coordinates*), onde as posições estão a distância da raiz da pá, ou nas coordenadas absolutas (*absolute coordinates*), nas quais as posições estão a distância total do centro do cubo da turbina. A opção *pitch blade* adiciona um *offset* (deslocamento) à torção das pás do rotor em todas as seções da pá. Quando o design da pá é concluído, o utilizador pode exportar a geometria da pá como uma nuvem de pontos ou no formato de arquivo *.stl*. Para exportar uma geometria da pá, seleciona-se na barra de ferramentas superior: *Blade -> Export Rotorblade Geometry*.

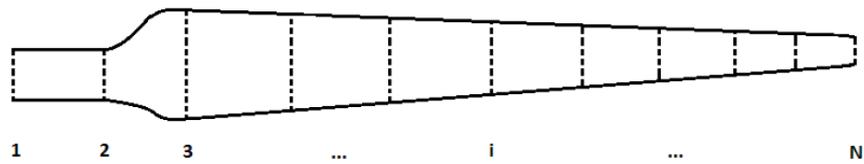


Figura 5.7 - Secções ao longo da pá. QBlade\_ShortManual\_v06 (s.d).

Inicialmente foram definidas as posições, ou seja, a distância entre os perfis alares e o centro do cubo do rotor, o raio do rotor, o perfil aerodinâmico, a extrapolação polar 360° de ângulos de ataque associada e também o comprimento da “corda” da base da pá que esta conectada ao cubo, como esta representado na Figura 5.8 e posteriormente procedeu-se a obtenção dos valores da corda e da torção através da otimização que se explica de seguida.

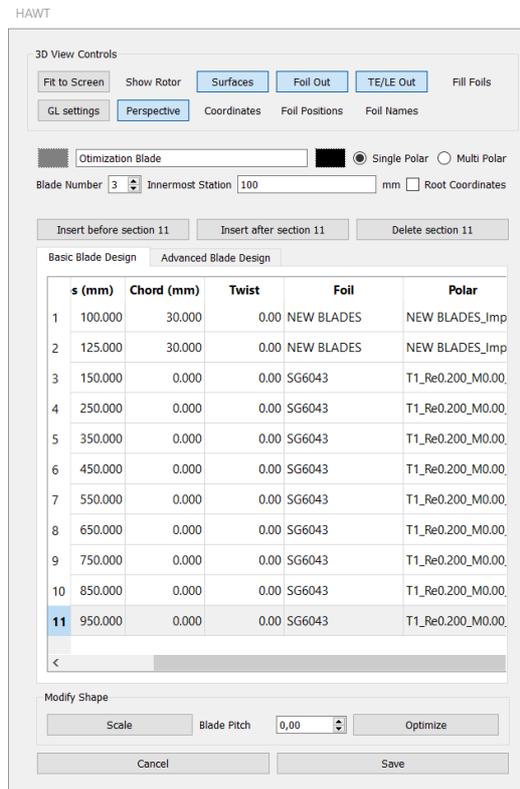


Figura 5.8 - Caixa de diálogo de definição da posição de cada perfil alar e da posição da base da pá, perfil alar (*foil*) e extrapolação polar 360° de ângulos de ataque associada.

Enquanto uma pá é editada ou criada e cada seção é totalmente definida, o utilizador pode otimizar a geometria da pá na caixa de diálogo de otimização da pá.

Inicialmente define-se uma taxa de velocidade da ponta local,  $\lambda_0$ , para otimizar e as secções (posições) que devem ser otimizadas. A partir desta taxa de velocidade da ponta assumida, um ângulo do vento relativo é calculado para cada secção:

$$\phi_{loc} = \tan^{-1}\left(\frac{1}{\lambda_{0,loc}} \frac{2}{3}\right) \quad (5.7)$$

De seguida optou-se por seleccionar a opção que permite obter uma maior relação de sustentação/arrasto (maior taxa de deslizamento) e respetivo ângulo de ataque (este valor pode ser obtido através da análise direta do XFOIL), ver Figura 5.9. Esta opção foi também a escolhida para calcular os parâmetros da pá a partir da folha de cálculo (capítulo 4), daí a sua seleção.

Se o usuário optar pela opção que permite uma perda de sustentação (*stall*), a torção é configurada de forma que todas as secções da pá, ao mesmo tempo, experimente uma perda de sustentação no valor de  $\lambda_0$  selecionado. A terceira opção permite definir uma torção linear.

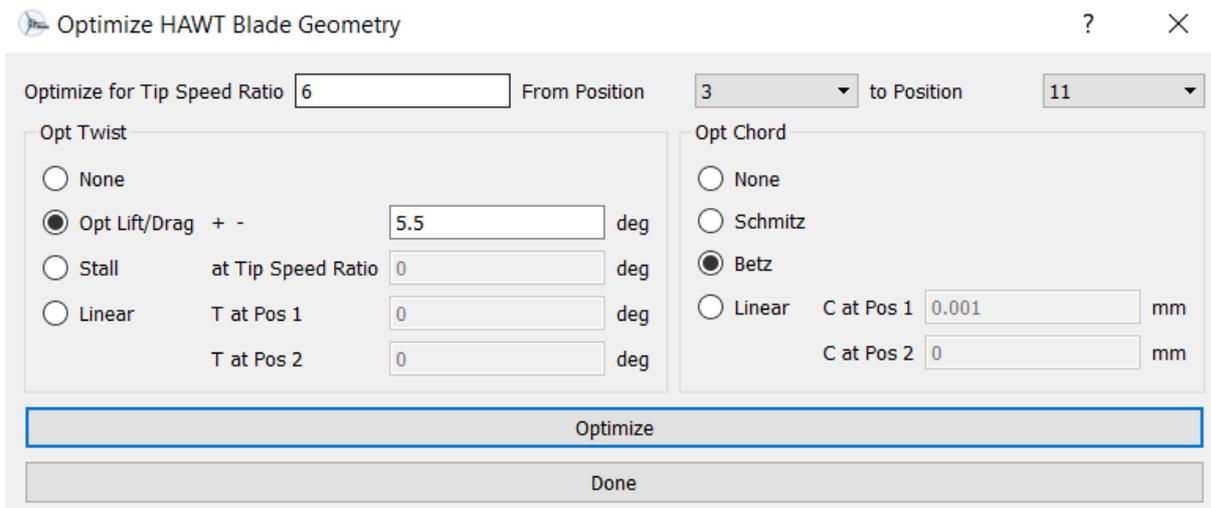


Figura 5.9 - Caixa de diálogo de otimização da pá.

No lado direito da caixa de diálogo de otimização da pá é possível definir a otimização da distribuição da corda segundo Betz ou Schmitz, cujo gráfico de comparação das dimensões da corda esta presente na Figura 5.10. Estes métodos utilizam como procedimento de cálculo as seguintes equações, respetivamente:

Betz:

$$c(r) = \frac{16}{9} \frac{\pi R}{B C_L \lambda_0} \frac{1}{\sqrt{\left(\lambda_0 \frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \quad (5.8)$$

Schmitz:

$$c(r) = \frac{16\pi r}{BC_L} \sin^2 \left( \frac{1}{3} \tan^{-1} \left( \frac{R}{\lambda_0 r} \right) \right) \quad (5.9)$$

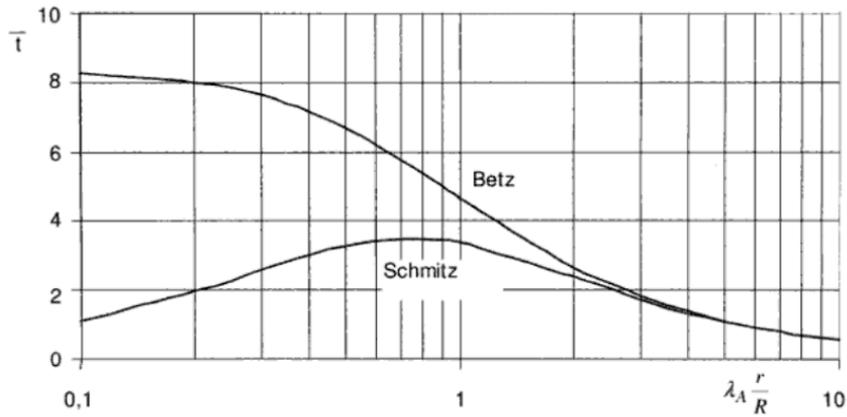


Figura 5.10 - Comparação das dimensões da corda segundo Betz e Schmitz.

Após a comparação dos dados obtidos através de estas duas opções optou-se pela otimização segundo Schmitz pois a variação da corda é mais linear ao longo da extensão da pá. Este facto pode ser observado através dos seguintes gráficos presentes nas figuras 5.11 e 5.12.

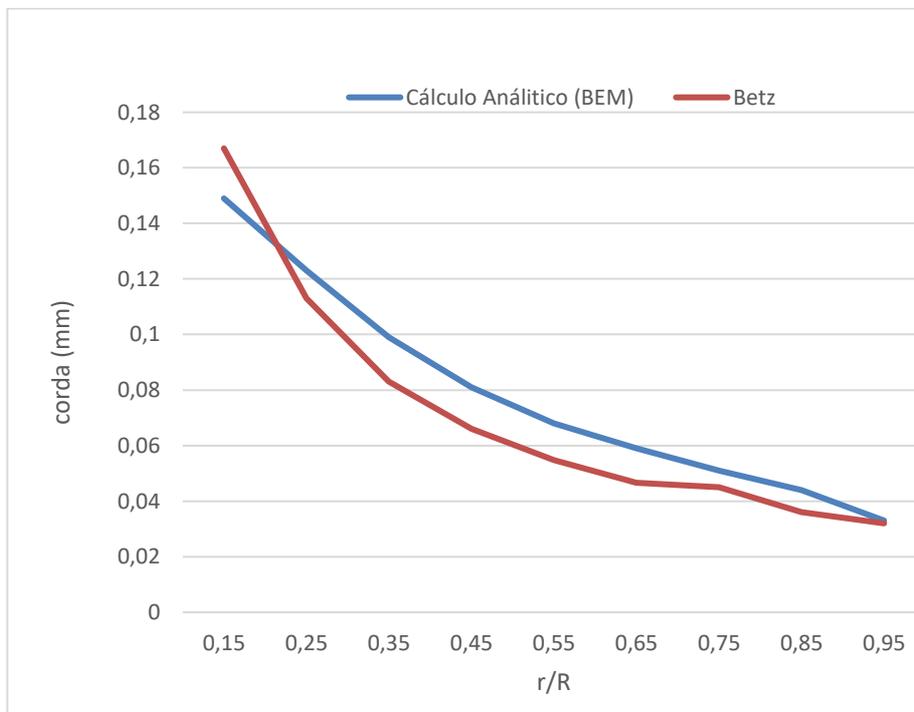


Figura 5.11 - Variação do comprimento da corda ao longo da extensão da pá segundo a folha de cálculo analítica (capítulo 4) e segundo a otimização Betz do Qblade.

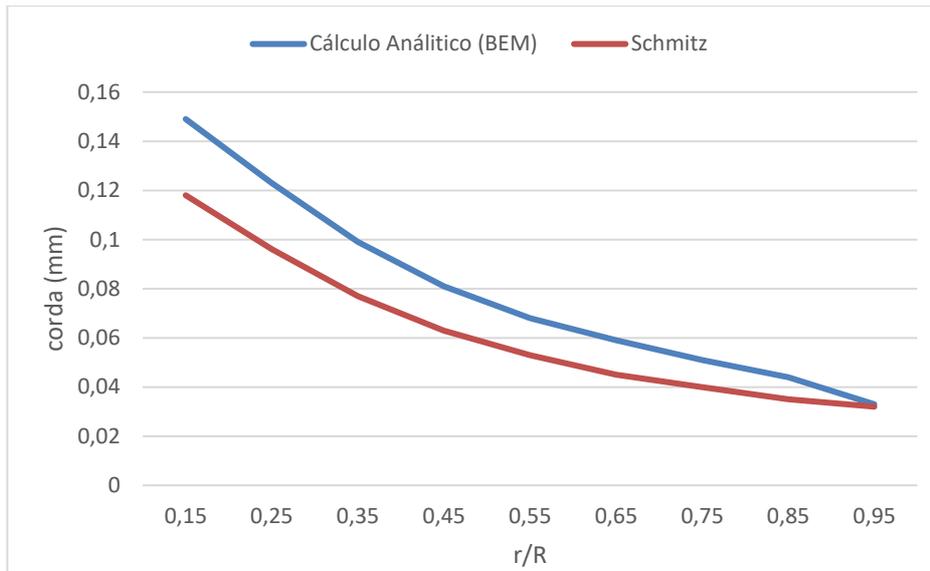


Figura 5.12 - Variação do comprimento da corda ao longo da extensão da pá segundo a folha de cálculo analítico (capítulo 4) e segundo a otimização Schmitz do Qblade.

Por fim, após a realização das otimizações foi possível obter os valores e a modelação da pá presentes na próxima Figura 5.11.

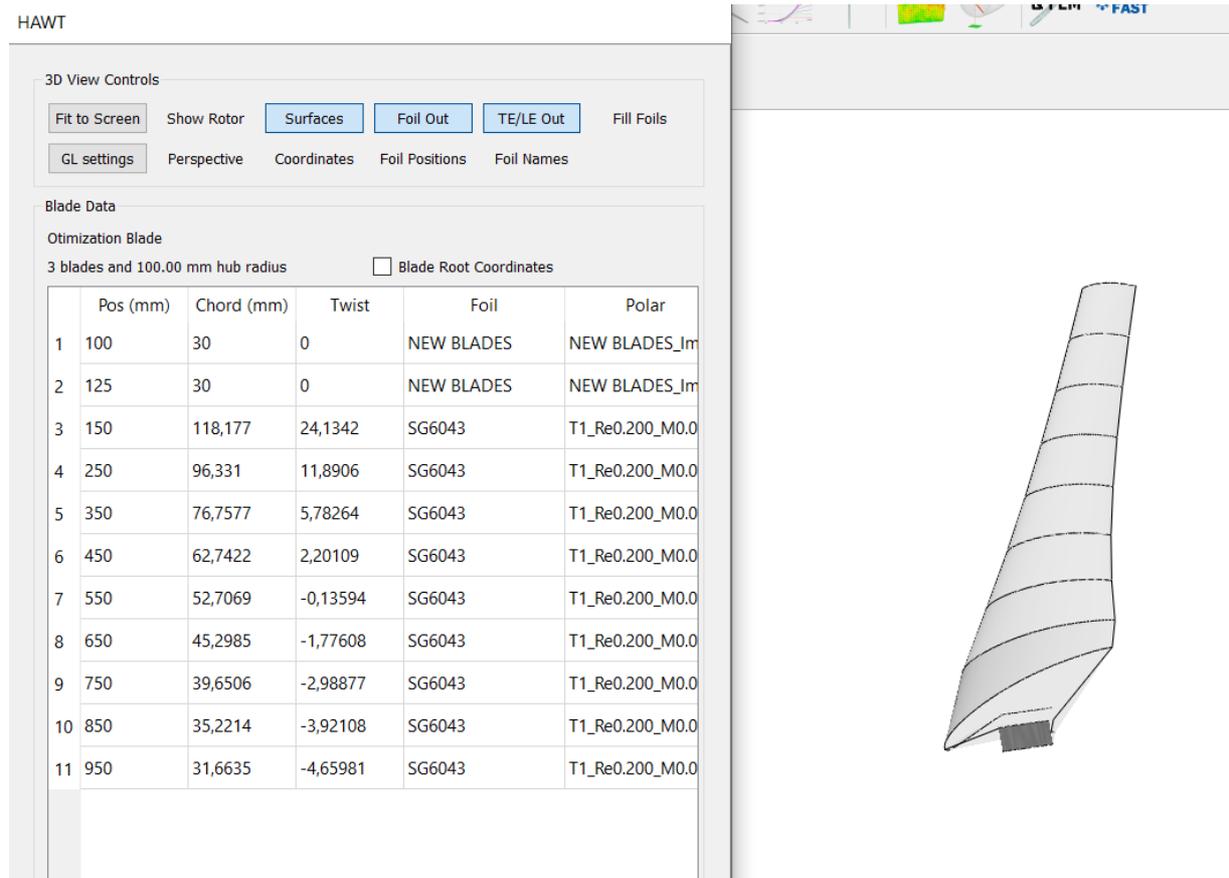


Figura 5.13 - Parâmetros da pá obtidos através da otimização do QBlade.

Em comparação com os valores obtidos através da folha de cálculo (capítulo 4) os valores da corda não sofreram uma variação muito acentuada, em relação aos valores do ângulo de torção verificou-se uma maior diferença principalmente devido aos valores de torção negativa que foram obtidos, como podemos observar a partir da próxima Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Tabela comparativa dos valores obtidos através da folha de cálculo e os valores obtidos através do Qblade.

Elemento de Pá (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Raio do Elemento ( $r_i$ ) - m		0.15	0.25	0.35	0.45	0.55	0.65	0.75	0.85	0.95
<b>Valores obtidos através da folha de cálculo analítica</b>										
Corda ( $c_i$ ) - m		0,149	0,123	0,099	0,081	0,068	0,059	0,051	0,044	0,033
Ângulo de Torção ( $\theta_{T,i}$ ) - graus		26,625	16,961	11,476	8,049	5,739	4,088	2,853	1,896	1,133
<b>Valores obtidos no Qblade</b>										
Corda Schmitz ( $c_i$ ) - m		0,118	0,096	0,077	0,063	0,053	0,045	0,04	0,035	0,032
Ângulo de Torção ( $\theta_{T,i}$ ) - graus		24,134	11,891	5,783	2,201	-0,136	-1,776	-2,989	-3,921	-4,660

Na bibliografia disponível sobre o Qblade não foi possível chegar a uma explicação concreta da maneira como o cálculo do ângulo de torção se realiza de maneira a justificar os valores obtidos, mas uma vez que o Qblade se rege pela teoria BEM, o seguinte pressuposto foi obtido para justificar estes valores, sendo que a veracidade do mesmo pode não estar correta.

Os valores negativos da torção podem ser explicados através da seguinte equação:

$$\theta_{T,i} = \phi - 2 * \alpha = \lambda_0 \left( \frac{r_i}{R} \right) - 2 * 5.5 = 6 * \left( \frac{r_i}{R} \right) - 11 \quad (5.10)$$

No cálculo do ângulo de torção da folha de cálculo analítico o fator de 2 que multiplica pelo angulo de ataque não existe, dai a diferença nos valores obtidos. Utilizando a Equação (5.10) é possível chegar aos valores do ângulo de torção otimizados pelo programa e perceber que se o fator multiplicativo 2 não estivesse presente os valores da torção não seriam negativos. Na próxima Figura 5.14 é possível visualizar a diferença entre os ângulos de torção.

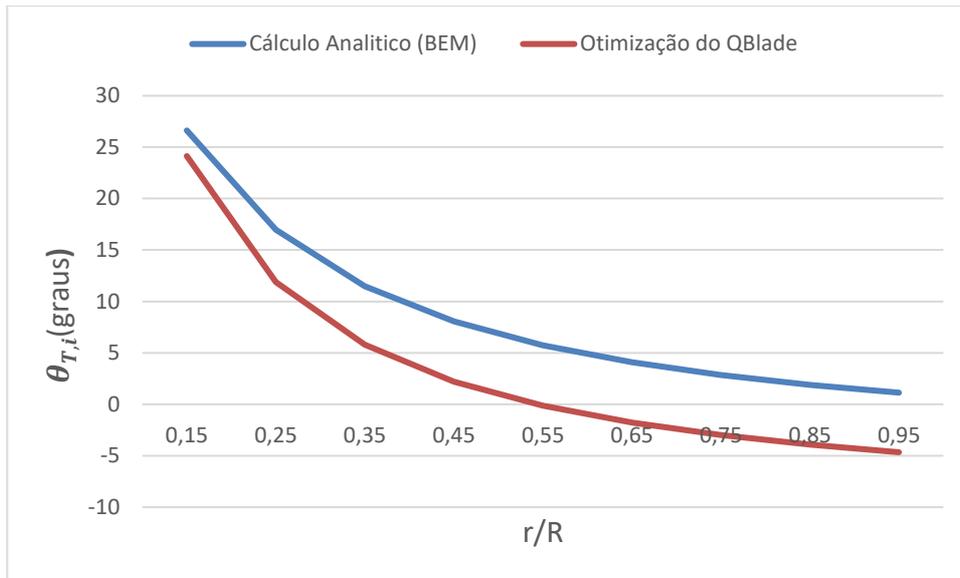


Figura 5.14 - Diferença entre os ângulos de torção obtidos ao longo da extensão da pá.

Tal como no capítulo anterior após a modelação da pá foi efetuada uma modelação e posterior impressão 3D de maneira a ser mais perceptível a grande complexidade geométrica da pá. As pás impressas como os valores otimizados pelo programa QBlade podem ser visualizados nas próximas Figuras.



Figura 5.15 - Intradorso da pá obtida através da impressão 3D.



Figura 5.16 - Figura 5.15 - Extradorso da pá obtida através da impressão 3D

## 5.7 Módulo de Simulação do Rotor

No módulo de simulação de rotor, o utilizador pode realizar simulações das pás do rotor em várias proporções da taxa de velocidade da ponta ( $\lambda$ ). Uma simulação de rotor só pode ser definida quando pelo menos uma pá do rotor estiver presente na base de dados de tempo de execução. Ao definir uma simulação de rotor, o usuário deve selecionar as correções desejadas no algoritmo BEM e nos parâmetros de simulação. Uma vez definida uma simulação, o usuário pode selecionar um intervalo de valores de  $\lambda$  e a etapa incremental para a simulação. Uma simulação de rotor é sempre realizada sem dimensões. Presume-se que a velocidade do fluxo livre (free stream) seja uma unidade e o raio do rotor é normalizado para a computação. Isto implica que nenhuma curva de potência ou curvas de carga, como o momento fletor, pode ser computada durante uma simulação do rotor. Adaptado de QBlade\_ShortManual\_v06. (s.d).

Ao definir uma simulação, os seguintes parâmetros devem ser definidos:

- densidade do fluido,  $\rho$  ( $\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$ );
- viscosidade do fluido,  $\nu$  ( $\nu = 1.46 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ );
- número de elementos da pá,  $N$  ( $N = 10$ );
- número máximo de iterações;
- máximo  $\varepsilon$  para a convergência ( $\varepsilon = 10^{-5}$ , como observado anteriormente);
- fator de relaxamento (*relaxation factor*),  $\omega_{relax}$ .

Os três primeiros parâmetros são facilmente definidos os seguintes requerem um pouco mais de análise, como veremos de seguida.

### Densidade e Viscosidade do Fluido:

A densidade do fluido em torno da turbina eólica é necessária para calcular a potência de saída

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_0^3 C_p \quad (5.11)$$

A viscosidade dinâmica é necessária para calcular o número de *Reynolds* local ao longo da pá:

$$Re(r) = \frac{V_{rel}(r)c(r)\rho}{\mu} \quad (5.12)$$

A densidade é usada apenas para calcular a potência de saída de uma simulação de uma turbina.

A viscosidade dinâmica é usada apenas para calcular o número de Reynolds durante uma simulação de turbina.

Durante uma simulação do rotor, todas as variáveis são adimensionais e dependem apenas da velocidade específica.

#### **Número de Elementos:**

O número de elementos específica em quantos elementos a pá é dividida. Esse número é independente do número de seções da pá. O algoritmo BEM é executado uma vez para cada elemento. Os valores de entrada, como a corda e a torção, são interpolados entre as seções da pá, onde são definidos, e computados para os centros dos elementos. Os elementos são distribuídos usando um espaçamento sinusoidal (ver Figura 5.17). Isso permite que mais elementos sejam colocados na região da ponta e raiz, onde geralmente são esperados os maiores gradientes. Ao usar o espaçamento sinusoidal, o número geral de elementos necessários é menor e o tempo de computação é reduzido.

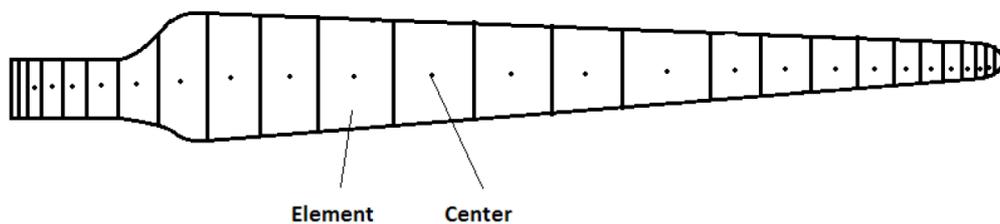


Figura 5.17 - Espaçamento sinusoidal dos elementos ao longo da extensão da pá.

Todas as variáveis resultantes da simulação BEM são calculadas para o centro de um elemento e são tratadas como valores médios sobre um elemento. Isso resolve um problema que surge se os valores forem calculados para os limites de um elemento e depois interpolados para o centro a partir daí. Quando o fator de perda de ponta Prandtl,  $F$ , chega a zero na ponta ou no cubo, surgem instabilidades numéricas que resultam numa iteração não convergente. Este problema foi ignorado porque o centro de um elemento pode estar arbitrariamente próximo da ponta ou do cubo da pá, mas nunca estar na mesma posição, está sempre  $\Delta_i/2$  de distância ( $\Delta_i$  é a largura do elemento  $i$ ).

### Número Máximo de Iterações:

O número máximo de iterações impede que o algoritmo fique preso num *loop* infinito. Este valor foi definido como 200, valor suficientemente alto que não permitira que o algoritmo fique preso num *loop* infinito.

### Fator de Relaxamento (*Relaxation Factor*):

Um problema comum durante o *loop* de uma iteração de um cálculo BEM é o comportamento flutuante do fator de indução axial. O motivo dessa flutuação é a comutação periódica do estado de carregamento das turbinas entre cargas leves e pesadas (ver Figura 5.18). Isso pode levar à interrupção da iteração após o número máximo de iterações ser atingido e ter impacto no desempenho e na precisão do código. MAHERI, propôs a introdução de um fator de relaxamento,  $\omega_{relax}$ , para superar estas flutuações.

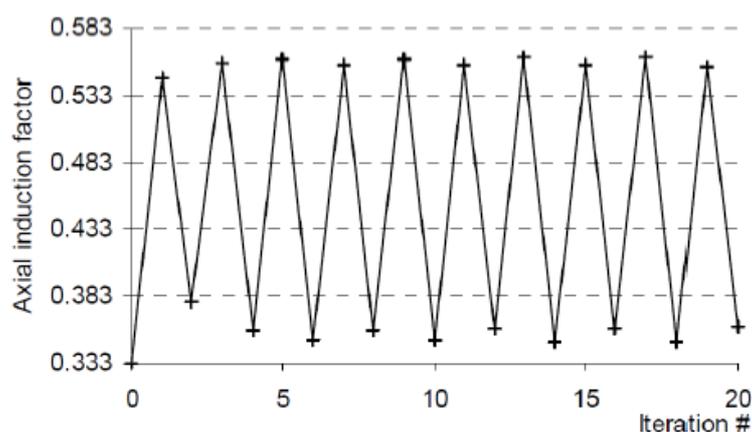


Figura 5.18 - Comportamento flutuante do fator de indução axial ao longo da comutação periódica do estado de carregamento das turbinas entre cargas leves e pesadas.

O fator de relaxamento é introduzido na iteração após um novo valor,  $a_{k+1}$ , para o fator de indução axial ter sido calculado:

$$a_{k+1} = \omega_{relax} a_{k+1} + (1 - \omega_{relax}) a_k; \quad 0 < \omega_{relax} < 1 \quad (5.13)$$

A taxa de convergência do código BEM depende fortemente do valor de estimativa inicial para o fator de indução axial. Se o palpite inicial ( $a = 0$  nesta implementação) estiver próximo do resultado final, a convergência será alcançada significativamente mais rápido. Para acelerar ainda mais a taxa de convergência do código BEM, a MAHERI propõe que, nas primeiras iterações, seja aplicado um fator de relaxamento  $\omega_{relax} = 1$ , para permitir que ocorram as primeiras oscilações (ver Figura 5.19). Essas oscilações marcam o limite da

vizinhança do resultado final. Com uma equação de três pontos, o fator de indução axial é então colocado dentro dessa “vizinhança”:

$$a_{k+1} = \frac{1}{4}a_{k+1} + \frac{1}{2}a_k + \frac{1}{4}a_{k-1} \quad (5.14)$$

Posteriormente, a iteração prossegue normalmente com o fator de relaxamento desejado e aplicando a Equação (5.13).

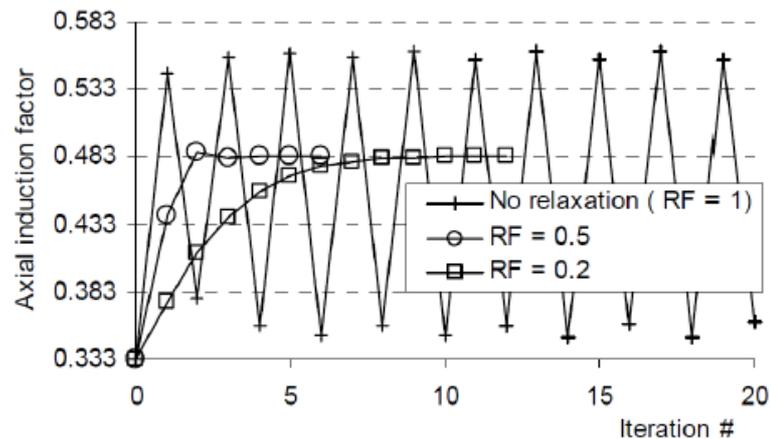


Figura 5.19 - Flutuação do fator de indução axial para diferentes fatores de relaxamento.

Desta forma, o fator de relaxamento foi definido com o valor intermediário de 0.5.

Após a definição de estes parâmetros é necessário definir ainda as correções, como explicado de seguida.

Devido à natureza bidimensional da teoria do BEM, os efeitos tridimensionais não podem ser explicados pelo BEM clássico. Isto leva a grandes desvios dos dados computados em comparação com os dados medidos nas estações de controlo das turbinas eólicas, especialmente sob a influência de perda de sustentação (*stall*). Os efeitos tridimensionais, responsáveis por isso são:

- Presume-se que a velocidade do vento no plano do rotor seja constante. Na realidade, existem grandes variações nas velocidades do vento;
- Na área da raiz da pá e perto da ponta da pá, a finitude (*finiteness*) das pás leva à perda de vórtices. Isto resulta numa perda de extração de energia;
- A rotação do rotor é considerada apenas na distribuição de velocidade ao longo da pá, mas leva a um gradiente de pressão dinâmico que afeta particularmente a separação do escoamento (*detached flow*);
- A camada limite das pás (*blade boundary layer*) está sujeita a forças centrífugas;

- O bombeamento centrífugo (*centrifugal pumping*), um fluxo radial ao longo das pás causado pelas forças de *Coriolis* e pelo gradiente de pressão radial;
- O balanço do momento é válido apenas no plano do rotor. A curvatura/flexão (*bending*) das pás para fora do plano do rotor leva a erros.

Existem diferentes algoritmos de correção semi-empíricos para explicar estes efeitos. Os apresentados de seguida podem ser selecionados para serem incluídos na simulação QBlade BEM:

- *Prandtl tiploss* (perdas na ponta da pá);
- *Prandtl rootloss* (perdas na raiz da pá);
- Novo modelo de *tiploss* após *Shen et al.*;
- Novo modelo de *rootloss* após *Shen et al.*;
- Correção 3D após *SNEL*;
- Correção do arrasto do número de Reynolds (*Reynolds number drag correction*), de *Hernandez e Crespo*; [18]
- Interpolação de perfis alares (*airfoil interpolation*);

Qualquer combinação destas correções pode ser adicionada a uma simulação com uma exceção. O modelo de perda de ponta ou raiz após *Shen* nunca pode ser usado em combinação com o modelo de perda de ponta ou raiz de *Prandtl*. Isto ocorre porque o fator de perda de ponta de *Prandtl*,  $F$ , é incluído nos modelos por *Shen* a priori.

#### **Perda de Prandtl na ponta e raiz (Prandtl tip- and rootloss):**

O fator de perda de ponta é um procedimento aprovado para a correção dos dados do perfil para obter uma melhor concordância entre os dados medidos e os computados. *Prandtl* modelou a esteira helicoidal de folha de vórtice (*helicoidal vortex sheet wake*) atrás do rotor como uma sucessão de discos sólidos movendo-se com a esteira. Em combinação com o modelo de perda de ponta, um modelo de perda de raiz é frequentemente usado para explicar a influência da emissão de vórtices (*vortex shedding*) na raiz de cada pá nos fatores de indução.

### **Novo modelo de perda de ponta e raiz de Shen**

Em 2005, *Shen* examinou os vários modelos de perdas de ponta de *Prandtl*, *Wilson & Lissaman* e *Mikkelsen* que são usados nos cálculos modernos do BEM. Este descobriu que todos eles carecem de consistência rigorosa quando a ponta da pá é abordada. Na ponta, o fator de perda de ponta,  $F$ , tende sempre para zero, assim o fator de indução axial tende à unidade. Isto implica que a velocidade axial e o ângulo de vento relativo,  $\varphi$ , tendem sempre para zero na ponta, independentemente da forma, inclinação (*pitch*) ou outros parâmetros do perfil aerodinâmico. Por outro lado, ele descobriu que a correção de *Prandtl* sobre-estima as cargas na ponta quando comparada aos dados experimentais. Com base nos dados do rotor experimental do NREL, ele propôs um novo modelo de perda de ponta para superar estas inconsistências. Com base no pressuposto de que a força deve tender a zero nas pontas devido à equalização da pressão, ele introduziu um novo termo de correção para corrigir os coeficientes de força  $C_n$  e  $C_t$ . É implementado em combinação com a correção de perda de ponta de *Prandtl*.

### **Correção 3D de Snel:**

*Himmelskamp* descobriu em 1945 que o coeficiente máximo de sustentação de perfis numa pá de um rotor rotativo é significativamente maior que o coeficiente máximo de sustentação do mesmo perfil medido num rotor estacionário. A força centrífuga acelera a camada limite radialmente, isto resulta numa camada limite mais fina, onde a perda de sustentação sofre um atraso. Ao mesmo tempo, o ar que flui radialmente, num sistema de referência rotativo, gera uma força *Coriolis* oposta à direção de rotação do rotor. Esta força opõe-se ao aumento da pressão do lado de sucção dos perfis e atrasa ainda mais a separação e a perda de sustentação. Este efeito é chamado de atraso (*delay*) da perda de sustentação ou efeito *Himmelskamp* e pode ser levado em consideração modificando os dados do perfil bidimensional. Para os perfis afetados, a região de perda de sustentação passará a ter ângulos de ataque mais altos.

Com um método de interação viscosa e invíscido (*Viscous Inviscid Interaction Method*), *Snel et al.* investigou o escoamento em torno de uma pá rotativa de um rotor e desenvolveu uma fórmula semi-empírica para corrigir os dados 2D do perfil com base nessas investigações. De acordo com *Snel*, apenas a sustentação precisa ser de modificada (não o coeficiente de arrasto).

### Correção do arrasto do número de Reynolds (*Reynolds number drag correction*):

As alterações nos polares de sustentação e arrasto devido aos efeitos numéricos de Reynolds não estão incluídas no QBlade. Os gráficos polares são sempre calculados para um número fixo de Reynolds. Durante a simulação de uma turbina, o número de Reynolds muda para cada ponto operacional. O utilizador deve verificar cuidadosamente a dimensão do desvio para cada caso individual. Hernandez e Crespo sugeriram uma correção na qual a sustentação polar permanece inalterada e o arrasto polar é corrigido escalando o coeficiente de arrasto inversamente com o número de Reynolds:

$$C_D = C_{D,Ref} \left( \frac{R_{eRef}}{R_e} \right)^{0.2} \quad (5.14)$$

Onde,  $R_{eRef}$  representa o número de Reynolds para o qual os dados polares foram calculados. É importante notar que essa correção representa uma abordagem muito simplificada para a estimativa do coeficiente de arrasto. Especialmente para números de Reynolds baixos o comportamento do arrasto pode ser muito complexo.

### Interpolação do Perfil Alar:

A interpolação do perfil alar, na verdade, não é uma correção para o algoritmo BEM. É apenas a solução mais simples para um problema que surge durante a discretização da pá. Como afirmado anteriormente, uma pá é definida pelas seções. Cada seção pode ter um perfil alar diferente, que define a geometria da seção. A geometria entre duas seções, de uma pá real, é uma interpolação linear entre os dois perfis aerodinâmicos. O problema agora é que apenas os dados polares dos perfis em todas as seções está presente na base de dados, mas nenhum dado para os perfis interpolados no meio está presente no banco de dados. Se a opção Interpolação *foil* não estiver selecionada, o BEM trata a pá como na Figura 5.20.

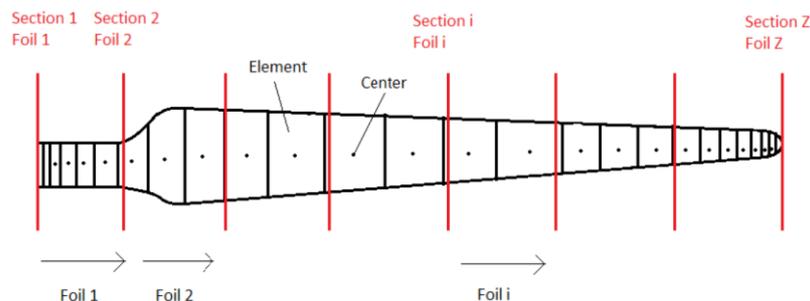


Figura 5.20 - Distribuição dos aerofólios ao longo da pá sem interpolação.

Todos os elementos, cujos centros estão entre a seção 1 e a seção 2, estão ligados aos dados polares do perfil 1 (*Foil 1* na figura 5.21). O último perfil, na posição Z, não está incluído

na simulação. Do último elemento que fica na seção 1, ao primeiro elemento que fica na seção 2, há uma descontinuidade, pois o perfil muda bruscamente do perfil 1 para o perfil 2. Isto é expresso nos resultados da simulação, se a interpolação não estiver incluída.

Quando a interpolação dos perfis está ativada, os dados polares, que são usados para o cálculo BEM do elemento de transição, são uma interpolação linear entre os dados polares dos dois perfis adjacentes. Esta interpolação representa com mais precisão uma geometria de uma “pá verdadeira”. Rigorosamente, a interpolação linear entre dois polares nunca representa o verdadeiro polar do aerofólio intermediário. Esta interpolação é apenas a aproximação mais simples do polar real, que não está presente no banco de dados. No entanto, a precisão pode ser arbitrariamente aprimorada importando os dados geométricos para estes aerofólios intermediários e criando seções onde os aerofólios intermediários são colocados. Outra possibilidade é usar a função de mistura de coordenadas dinâmicas do XFOIL, onde geometrias de perfis aerodinâmicos intermediários podem ser criadas e simuladas no XFOIL.

Mediante estas explicações os parâmetros da simulação BEM foram definidos e estão presentes na Figura 5.22.

The image shows a software dialog box titled "Define BEM Parameters". It has a "Simulation Name" field with the text "Otimization Blade Simulation". Below this are two columns of settings. The "Corrections" column contains several checkboxes: "Prandtl Tip Loss" (unchecked), "New Tip Loss" (checked), "Prandtl Root Loss" (unchecked), "New Root Loss" (checked), "3D Correction" (checked), "Reynolds Drag Correction" (checked), and "Foil Interpolation" (checked). The "Variables" column contains six input fields with corresponding labels: "10" for "Discretize Blade into N Elements", "0.00005" for "Max Epsilon for Convergence", "200" for "Max Number of Iterations", "0.5" for "Relax. Factor", "1.205" for "Rho", and "0.0000146" for "Viscosity". At the bottom of the dialog is a "Create" button.

Figura 5.22 - Parâmetros BEM da simulação.

Por último foi necessário ainda definir os valores do intervalo da velocidade específica e da velocidade do vento (ver Figura 5.23). Note-se que para diferentes velocidades do vento é necessário definir uma nova simulação.

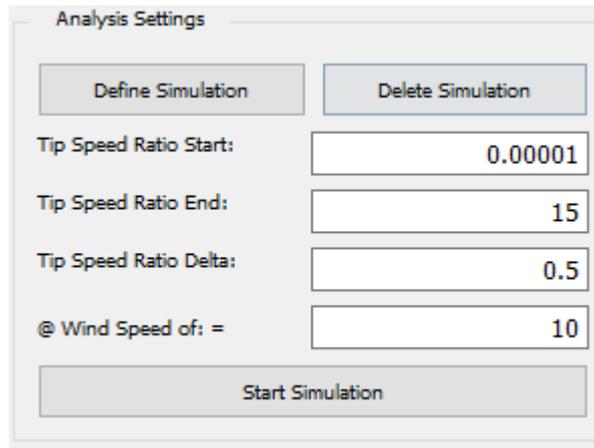


Figura 5.23 - Escolha dos parâmetros da taxa de velocidade de ponta e velocidade do vento.

Após a definição dos valores foi possível obter a performance do rotor para várias condições de funcionamento: variando-se a velocidade específica ( $\lambda$ ) e a velocidade do vento ( $U$ ).

Os resultados obtidos encontram-se no gráfico da Figura 5.24.

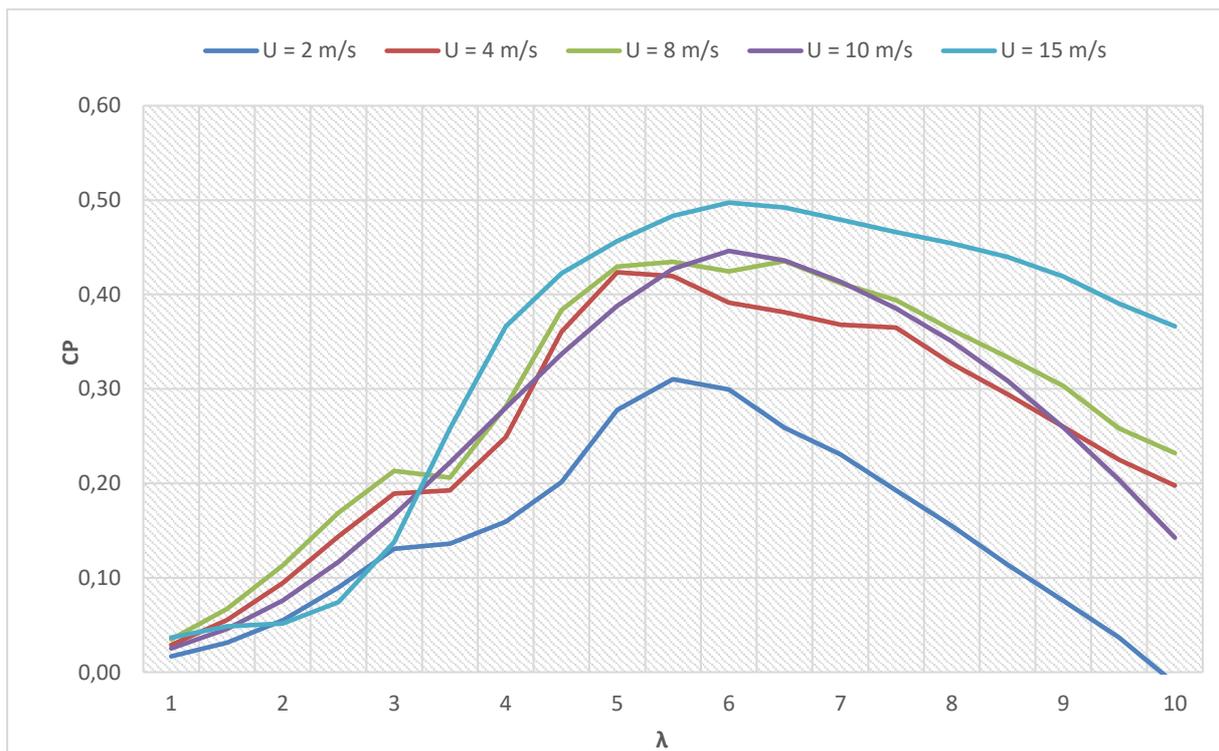


Figura 5.24 - Coeficiente de potência do rotor, em função da taxa de velocidade de ponta, para várias velocidades do vento.

A primeira conclusão a retirar do gráfico diz respeito à validação da folha de cálculo concebida – verifica-se que para uma velocidade do vento de 10 m/s e para  $\lambda=6$  (condições de projeto), o coeficiente de potência obtido no *software* e analiticamente (na folha de cálculo) coincidem ( $C_p \approx 0.45$ ). É possível verificar ainda que, tal como a teoria refere,

velocidades específicas inferiores a 4 são inviáveis para rotores de 3 pás, estando a zona de funcionamento ótima entre 5 e 10, como representado na Figura 4.3 apresentada no capítulo anterior. De notar também o aumento do coeficiente de potência com o aumento da velocidade do vento, resultante do facto de o número de Reynolds baixar com a diminuição da velocidade do vento, fazendo com que o perfil alar entre em perda mais facilmente. Por fim é possível observar que para cada uma das diferentes velocidades do vento, o coeficiente de potência máximo ocorre para valores da velocidade específica

compreendidos entre 5 e 7, sendo, por isso, esta a gama de velocidades específicas em que a rotor funciona de forma mais eficiente.

### **5.8 Módulo de Simulação de Multi-Parâmetros**

As simulações multi-parâmetros podem ser realizadas para uma faixa especificada de velocidades do vento, velocidades de rotação e ângulos de inclinação/passo (pitch angles). Para limitar o uso excessivo de memória, apenas as curvas do gráfico do rotor são armazenadas como resultado da simulação. Ao clicar com o botão direito do rato num gráfico, o utilizador pode especificar a variável principal e um parâmetro para cada gráfico individual. Para a variável principal e o parâmetro selecionado, a série resultante de curvas é exibida em cada gráfico. Quando a velocidade do vento, velocidade de rotação ou ângulo de inclinação selecionados são alterados na barra de ferramentas superior, a série de curvas é alterada de acordo com essa alteração. Este submódulo é de grande ajuda ao projetar estratégias de controlo personalizadas para rotores de velocidade de rotação variável e/ou turbinas eólicas controladas por passo (pitch controlled). Adaptado de QBlade\_ShortManual\_v06. (s.d).

Inicialmente foi necessário definir as faixas de velocidade do vento e da velocidade de rotação e como neste caso não se considera o ângulo de inclinação, este valor não é definido. Foram também definidos os mesmos parâmetros da simulação utilizados anteriormente (modulo HAWT do QBlade), tal como poderemos ver na Figura 5.25.

HAWT Simulation Parameters

Simulation Parameters

<input type="checkbox"/>	Tip Loss	Rho	1.2050
<input checked="" type="checkbox"/>	New Tip Loss	Viscosity	1.46000000e-05
<input type="checkbox"/>	Root Loss	Elements	10
<input checked="" type="checkbox"/>	New Root Loss	max Iterations	200
<input checked="" type="checkbox"/>	3D Correction	Epsilon	0.0001
<input checked="" type="checkbox"/>	Reynolds Drag	Relax Factor	0.5
<input checked="" type="checkbox"/>	Foil Interpolati		

Analysis Settings

Define Simulation      Delete Simulation

Wind Speed Range

Start =  m/s     Fix

End =  m/s

Delta =  m/s

Rotational Speed Range

Start =  1/min     Fix

End =  1/min

Delta =  1/min

Pitch Range

Start =  deg     Fix

End =  deg

Delta =  deg

Start Simulation

Figura 5.25 - Parâmetros utilizados para a simulação HAWT.

Após a definição dos parâmetros foi possível proceder à simulação e desta forma obter o gráfico da Figura 5.26, que sumariza o desempenho global do rotor concebido, permitindo verificar a potência produzida de acordo com a velocidade de rotação, para cada uma das velocidades do vento.

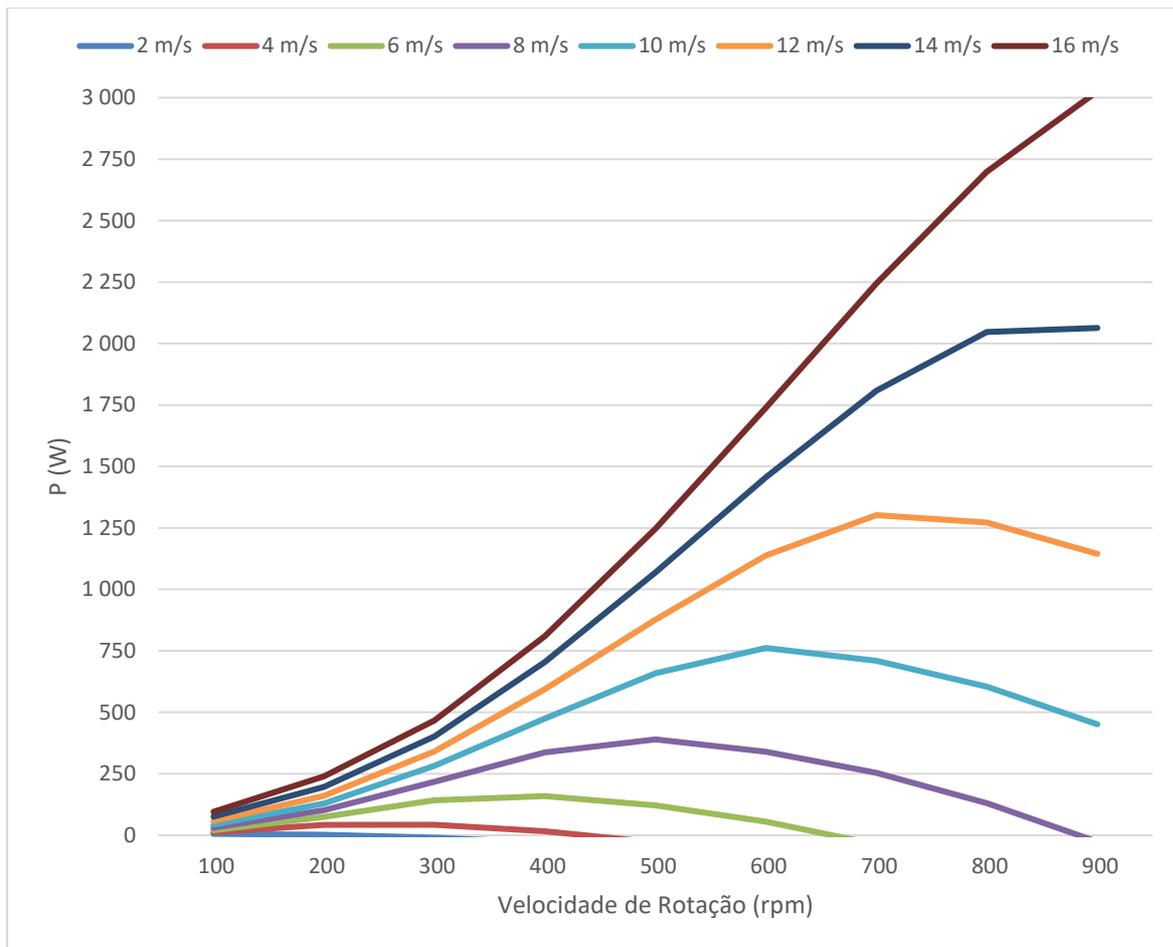


Figura 5.26 – Desempenho global do rotor (em função da velocidade angular).

Após observar o gráfico poderemos ver que para cada velocidade do vento existe uma velocidade de rotação que corresponde à máxima produção, para valores superiores a potência produzida diminui, como seria de esperar, uma vez que para cada uma das velocidades do vento se toma o ponto de eficiência máxima (que, neste caso, ocorre para  $\lambda=6$ ). Verifica-se também que para a velocidade do vento de 10 m/s corresponde aproximadamente a velocidade angular de 600 rpm, sendo a potência produzida é de cerca 762 W, o que é muito próximo da estimativa inicial da potência utilizada na folha de cálculo (cerca de 767 W para uma velocidade do vento de 10 m/s e correspondente velocidade angular de 573 rpm).

Este gráfico é fundamental para determinar a curva de potência de um aerogerador como veremos de seguida.

## 5.9 Módulo de Definição e Simulação de Turbinas

No módulo de definição e simulação de turbinas, o utilizador pode definir uma turbina eólica. Para definir uma turbina eólica, uma pá de um rotor deve estar presente na base de dados de tempo de execução. Para criar uma turbina, o tipo de turbina e os parâmetros da turbina devem ser especificados.

No caso em estudo optou-se se por definir uma turbina com passo fixo e velocidade variável, em que o controlo (regulação da potência) adotado foi a entrada em perda aerodinâmica/perda de sustentação.

Em relação a transmissão optou-se por uma transmissão ótima que tem um valor de velocidades de rotação mínima e máxima. Além disso, é necessário selecionar uma taxa de velocidade de ponta desejada,  $\lambda_0 = 6$ , como referido anteriormente. A partir desta razão, uma velocidade de rotação é calculada para cada velocidade do vento durante a simulação. Se as velocidades de rotação calculadas forem inferiores ou superiores aos valores mínimos ou máximos, esses valores fornecerão a velocidade de rotação.

Para cada turbina, a pá do rotor precisa de ser definida. Pode ser qualquer pá armazenada no banco de dados de tempo de execução. Na velocidade de produção (*cut-in windspeed*), a turbina inicia e na velocidade de corte (*cut-out windspeed*) a turbina interrompe a sua operação. Para velocidade de produção é habitual utilizar-se a cerca de 1/3 da velocidade de projeto (10 m/s), ou seja no caso presente cerca de 3 m/s e a velocidade de corte corresponde a 1.5 vezes a velocidade de projeto (10 m/s), ou seja, cerca de 15 m/s (Martins,2007).

Para contabilizar as perdas de potência que não são de natureza aerodinâmica, mas são causadas pela eficiência do gerador e da caixa de velocidades, um valor para perdas fixas e um valor para perdas variáveis podem ser selecionados. A equação na qual essas perdas são implementadas é:

$$P_{out} = (1 - k_v)P_0 - P_{fixed} \quad (5.15)$$

Onde  $k_v$  é o fator de perdas variáveis e  $P_{fixed}$  é o fator de perdas fixas.

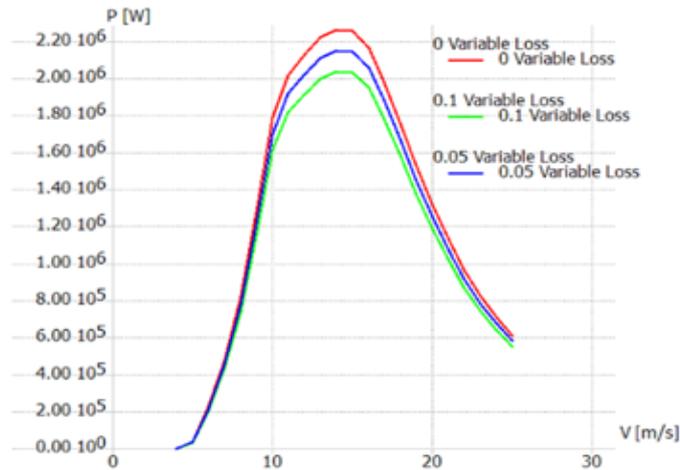


Figura 5.27 - Efeito de alguns fatores de perda variáveis na potência produzida pelo aerogerador.

Como observado na Figura 5.26 estes fatores afetam consideravelmente a potência produzida, dessa forma estes valores foram definidos como 0 de maneira a não influenciarem a potência produzida, mas temos de ter em atenção que eles existem e influenciaram de forma negativa a potência produzida.

Após a definição de todos os parâmetros preponderantes para o funcionamento da turbina eólica (ver Figura 5.28), foi possível obter a curva de funcionamento da turbina eólica, presentes na Figura 5.29.

Figura 5.28 - Parâmetros preponderantes para o funcionamento da turbina eólica.

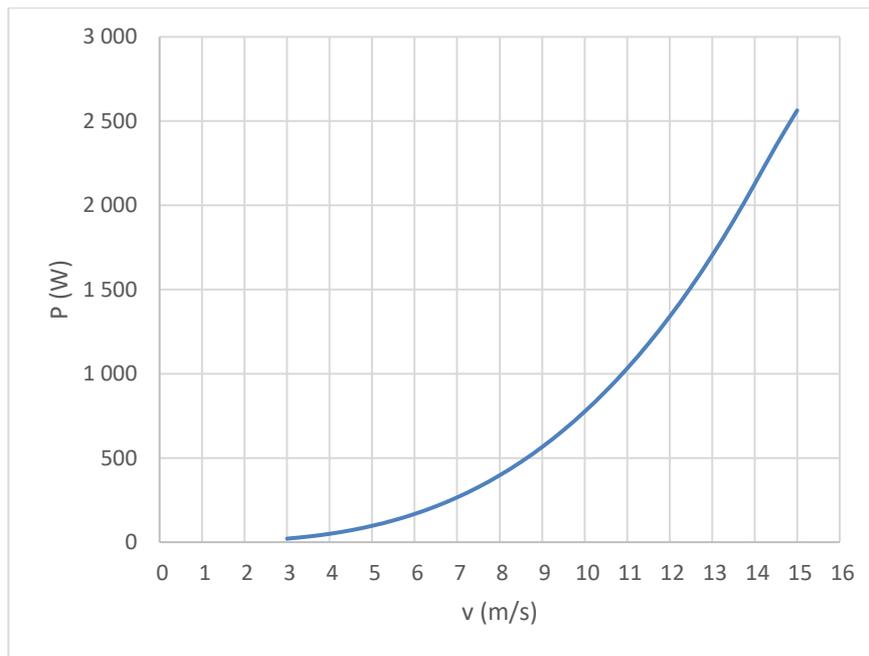


Figura 5.29 - Curva de potência da turbina eólica projetada.

As turbinas eólicas de velocidade variável e reguladas por perda de sustentação são controladas usando a eletrônica de potência para regular o binário do gerador. Ao usar o binário do gerador para regular a velocidade do rotor, a turbina pode ser operada a qualquer velocidade específica, dentro dos limites das restrições de projeto do gerador e do rotor. Ao diminuir o binário do gerador abaixo do binário aerodinâmico, o rotor acelera. O rotor desacelera quando o binário do gerador é ajustado para um valor superior ao binário aerodinâmico.

Estas turbinas operam em um dos três modos (ver a Figura 5.30). Para baixas velocidades do vento, a turbina opera com velocidade de rotação variável (aproximadamente proporcional à velocidade do vento) para manter um coeficiente de potência ideal. Quando a velocidade máxima projetada para o rotor (ou gerador) é atingida, a turbina é operada em um modo de velocidade constante semelhante à operação normal regulada por perda de sustentação. À medida que a velocidade do vento aumenta, a potência aumenta e a pá fica cada vez mais em perda de sustentação. Acima da potência nominal, a turbina é operada em um modo de potência constante, no qual a velocidade do rotor é regulada para limitar a potência do rotor. Isto envolve reduzir a velocidade do rotor em ventos fortes para aumentar a perda de sustentação e reduzir a eficiência do rotor. O controle de turbinas reguladas por perda de sustentação de velocidade variável inclui a mesma lógica de conexão e desconexão necessária para a operação regulada por perda de sustentação de velocidade constante. Uma

vez ligada à rede, a energia de uma máquina conectada à rede de velocidade constante é regulada pela aerodinâmica do rotor e pelo projeto do gerador. Numa máquina de velocidade variável, a energia ligada à rede é controlada por um controlador dinâmico que regula o binário do gerador com o objetivo de manter a velocidade específica constante, velocidade constante ou potência constante, dependendo da velocidade do vento. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

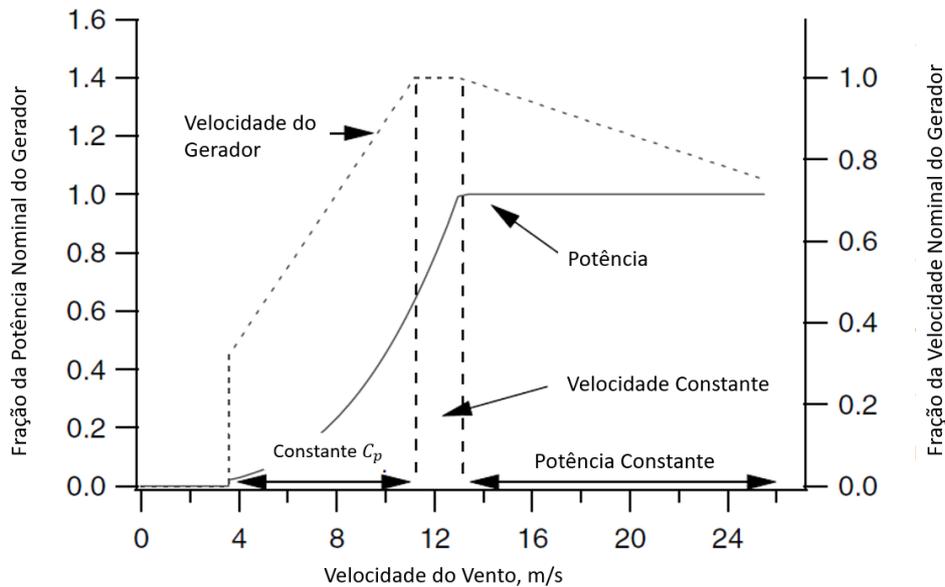


Figura 5.30 – Modos de controlo de uma turbina eólica com velocidade variável e controlo de potência através de perda de sustentação/perda aerodinâmica. Adaptado de (Manwell, McGowan & Rogers, 2009).

Após a simulação da turbina tiver sido realizada, é possível calcular o rendimento anual da turbina especificando uma distribuição anual de velocidade do vento através dos dois parâmetros  $k$  e  $A$  da distribuição *Weibull*. A probabilidade de ocorrer uma velocidade do vento é:

$$h_w(V_0) = \frac{k}{A} \left(\frac{V_0}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V_0}{A}\right)^k\right) \quad (5.16)$$

A probabilidade  $f(V_i < V_0 < V_{i+1})$  de que a velocidade do vento se situe entre  $V_i$  e  $V_{i+1}$  é:

$$f(V_i < V_0 < V_{i+1}) = \exp\left(-\left(\frac{V_i}{A}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_{i+1}}{A}\right)^k\right) \quad (5.17)$$

Assim, a produção anual de energia é calculada como:

$$AEP = \sum_{i=1}^{N-1} \frac{1}{2} (P(V_{i+1}) + P(V_i)) \times f(V_i < V_0 < V_{i+1}) \times 8760 \quad (5.18)$$

O valor de produção anual de energia obtido pelo programa QBlade foi de cerca de 3632 KW.h por ano para uma distribuição de Weibull com um fator de escala (A) de 8 e um parâmetro de forma (K) de 2 (ver Figura 5.30). Este valor está bastante próximo do valor de produção de energia anual de 3098 KW.h, valor este obtido através de dados do vento obtidos pelo DEM da Universidade do Minho com os mesmos parâmetros da distribuição de Weibull usados no programa (ver Anexo 3). Se os fatores de perdas variáveis e perdas fixas fossem considerados este valor seria ainda mais próximo do obtido pela folha de cálculo do DEM. Estes valores também diferem significativamente porque no Excel o Cp é constante e igual a 0,45 enquanto no *QBlade* este valor varia.

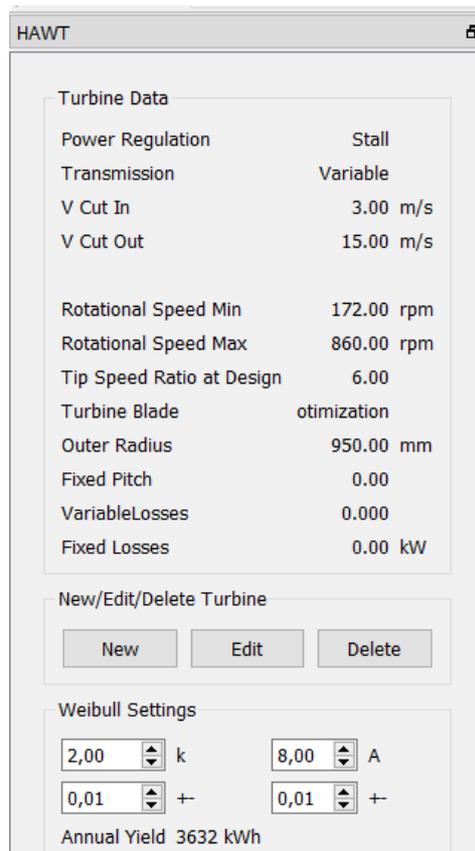


Figura 5.31 - Parâmetros definidos no *QBlade* para cálculo da produção anual de energia.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1 Conclusões

A energia eólica, que transforma em eletricidade a força de um recurso inesgotável como o vento, é uma aposta sustentável e de valor para o futuro. O aproveitamento do vento exige a instalação de parques eólicos em terra ou no alto mar. A energia eólica oferece numerosos benefícios, tanto para as empresas que apostam nela e criam postos de trabalho quanto para a sociedade, ao ajudar a minimizar o impacto das mudanças climáticas uma vez que ao não precisar de nenhum processo de combustão, trata-se de uma energia com baixos teores de emissão de gases de efeito de estufa, princípios responsáveis pelo aquecimento global. Para além disso o custo por kWh produzido e a sua manutenção são bastante baixos e, em termos de Análise de Ciclo de Vida, tem impactos muito inferiores aos de outras formas de energia renovável como a fotovoltaica. Embora exista uma tendência para o aumento do tamanho destes dispositivos (de forma a aumentar as potências nominais e a energia produzida), existe um grande potencial para os pequenos rotores eólicos que têm conquistado o seu espaço no mercado, nomeadamente em aplicações domésticas, industriais e recreativas, mas no entanto são mais difíceis de projetar devido ao tamanho reduzido de seus componentes, acarretando a uma série de novos desafios.

Ao longo do segundo capítulo da presente dissertação efetuou-se uma extensa revisão bibliográfica que possibilitou a obtenção de uma visão geral das características do vento e da tecnologia da energia eólica desde a antiguidade até a atualidade, de modo a estabelecer um contexto para o resto do documento.

No terceiro capítulo foi efetuada uma análise aerodinâmica em estado estacionário das turbinas eólicas de eixo horizontal. Este capítulo forneceu o pano de fundo para permitir a compreensão da produção de energia através do uso de perfis alares, compreensão do procedimento de cálculo para obtenção do formato ideal da pá do aerogerador e análise do desempenho aerodinâmico de um rotor com uma determinada pá(s) e respetivas características do perfil alar que dão forma a pá. Desta forma foi necessária a total compreensão da teoria do momento unidimensional, limite de *Betz*, parâmetros de sustentação e arrasto de um perfil alar, teoria do momento e teoria dos elementos da pá e a sua fusão numa só teoria de maneira a obter os parâmetros de uma pá (corda, torção, etc).

No quarto capítulo procedeu-se ao desenvolvimento do componente responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia mecânica, o rotor. Este é constituído por pás que foram devidamente projetadas. Para tal foi necessário proceder a seleção do perfil alar que da forma as pás. Após uma análise dos perfis alares usados em turbinas eólicas de pequeno porte e tendo em conta o critério de maior rácio entre a sustentação e o arrasto de um perfil alar, foi selecionado o perfil alar SG 6043. De seguida foram determinados os parâmetros básicos do rotor (condições de projeto), o seu diâmetro ( $D = 2$  m), número de pás ( $B = 3$ ), o coeficiente de potência ( $C_p = 0,45$ ), o rendimento do conjunto rotor/gerador ( $\eta = 0,9$ ), o valor da velocidade específica ( $\lambda = 6$ ), velocidade angular, potência nominal (573 rpm) e uma estimativa inicial de potência produzida pelo aerogerador de cerca de 767 W. Depois procedeu-se a análise do comportamento do perfil alar escolhido ( $C_{l\text{ design}} = 1.2967$ ,  $C_{d\text{ design}} = 0.0132$  e ângulo de ataque de design ( $\alpha_{\text{design}} = 5.5$ ) para o qual a relação de  $C_l/C_d$  é máxima) e passou-se à modelação geométrica das pás do rotor (mediante as condições de projeto definidas anteriormente), recorrendo a uma metodologia iterativa baseada na teoria do elemento e da conservação do *momentum* de pá (BEM), implementada numa folha de cálculo concebida em Excel. A mesma teoria permitiu ainda fazer um estudo das cargas aerodinâmicas nas pás e, dessa forma, estimar o desempenho do rotor. Verificou-se que o rotor, constituído pelas pás ideais obtidas pela teoria BEM, nas condições de projeto, desenvolve uma força normal de 156 N e um binário de 15.5 N.m, correspondente a uma potência de aproximadamente 930 W e um coeficiente de potência de 0.492. Ou seja, cerca de 49 % da energia cinética pode ser convertida em energia mecânica. Este elevado valor próximo do limite de *Betz* de 59 % é consolidado pela alta eficiência do perfil alar escolhido e pela suposição inerente à teoria BEM de que o escoamento em torno do rotor é uniforme. Na fase final do capítulo com o intuito de perceber a complexidade geométrica da pá obtida, efetuou-se a sua modelação tridimensional recorrendo ao *software Autodesk Inventor* e procedeu-se a uma modelação 3D de este mesmo modelo.

No último capítulo procedeu-se a uma caracterização completa do software *QBlade* que implementa a integração do código BEM (*Blade Element Momentum*) na sofisticada GUI (*Graphical User Interface*) do XFOIL, podendo desta forma ser usado em alternativa às simulações de CFD, uma vez que este é muito eficiente em termos de custo e o tempo computacional é significativamente menor. Este programa permitiu visualizar o

comportamento da sustentação e do arrasto do perfil alar em função de uma ampla gama de ângulos de ataque ( $360^\circ$ ), permitiu a obtenção dos parâmetros da pá através da otimização dos valores da corda segundo Schmitz e otimização dos valores da torção para uma velocidade específica de 6 e um ângulo de ataque para o qual a relação de  $C_l / C_d$  é máxima ( $\alpha = 5.5$ ), permitiu chegar a conclusão que para a velocidade do vento de 10 m/s e para  $\lambda=6$  (condições de projeto), os coeficientes de potência obtidos no *software* e analiticamente (na folha de cálculo) são próximos ( $C_P \approx 0.45$  versus 0.49), permitiu também obter a curva de potência da turbina eólica com passo fixo, velocidade variável e regulação de potência através da entrada em perda aerodinâmica e posteriormente permitiu a obtenção da produção anual de energia de 3632 KW.h que está muito próxima da produção de energia anual estimada com base em dados eólicos obtidos pelo Departamento do DEM (3098 KW.h). Em relação às duas impressões 3D que se obtiveram foi possível observar que em relação ao comprimento da corda as diferenças são mínimas, no entanto, em relação à torção os valores são mais significativos e através do programa obtiveram-se valores de torção que não correspondem à realidade, principalmente nos elementos da raiz da pá. Esta diferença justifica-se com um erro presente no programa que não permitiu obter os valores mais corretos da torção.

## 6.2 Limitações

Com o decorrer do projeto, foram sentidas várias limitações, principalmente ao nível do domínio/ conhecimento do *software* utilizado e dos recursos computacionais disponíveis, que eram, de certa forma, limitados.

A primeira limitação ocorreu aquando da conceção da folha de cálculo para aplicação da teoria BEM, uma vez que a obtenção dos coeficientes de arrasto e de sustentação considera que o número de Reynolds é constante ao longo de toda a pá e para as várias iterações sucessivas. Na prática, a cada iteração e para cada elemento de pá, o número de Reynolds varia, assim como os coeficientes aerodinâmicos. Desta forma a geometria final da pá obtida e a sua performance são ligeiramente afetados.

A segunda limitação diz respeito ao conhecimento do procedimento de cálculo da torção no programa *QBlade* de maneira a ser possível justificar os valores negativos do ângulo de torção na ponta da pá, o que normalmente não é muito comum.

A última limitação e o facto do *QBlade* não conseguir modelar o comportamento viscoso do fluido (ar), uma vez que este utiliza os métodos de vórtice e estes são baseados com base na teoria do fluxo potencial.

### 6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

De maneira a complementar o trabalho realizado ou estabelecer novos aspetos relacionados com a caracterização e o desempenho de pequenos rotores eólicos, deixam-se as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- ✓ Implementação do CFD ao presente trabalho, de forma a acrescentar veracidade ao mesmo;
- ✓ Simulação numérica em *Ansys Fluent*, do escoamento de ar a passar no aerogerador, de modo a analisar o comportamento do mesmo numa situação semelhante à realidade. Nesta análise é necessário criar malhas móveis, para o rotor (que irá estar em movimento) e malhas fixas para o restante domínio de cálculo, sendo que terá de existir sempre o cuidado de refinar a malha junto ao rotor e na zona da sua esteira;
- ✓ Conceção de um programa em MATLAB, que permita uma aplicação mais expedita e completa da teoria do elemento e momento de pá, e que tenha em conta a variação do número de Reynolds nos vários elementos de pá;
- ✓ Revisão bibliográfica sobre materiais, métodos de fabrico e custos dos componentes do aerogerador, com especial incidência nas pás;
- ✓ Construção de um protótipo físico, para testes em túnel de vento e/ou em condições reais e posterior comparação com os dados obtidos através da aplicação da teoria BEM;
- ✓ Análise estrutural dos vários componentes do aerogerador;
- ✓ Complementação das estimativas de produção energética com um estudo de viabilidade económica (requer o conhecimento do custo de fabrico/compra do aerogerador).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aberto até de madrugada (2020). Disponível em: <https://abertoatedemadrugada.com/2020/01/maior-turbina-eolica-flutuante-ao-largo.html>

(Acedido em 12-10-2020);

Airfoiltools – Airfoil Tools and Applications. Disponível em: <http://airfoiltools.com>(Acedido em 01-03-2021);

Alves, E. (2011). Concepção de uma pequena turbina eólica destinada ao segmento doméstico (simplificação e análise aerodinâmica das pás). (Tese de Mestrado). Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Disponível em: <https://repositorio.ipl.pt/handle/10400.21/1174>(Acedido em 02-02-2021)

APREN (2020) - Associação Portuguesa de Energias Renováveis. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques> (Acedido em 12-10-2020);

Correia (2014). Caracterização aerodinâmica de uma pá para rotor de micro-eólica. (Tese de Mestrado). Universidade do Minho, Guimarães.

DGEG (2020) – Direção Geral de Energia e Geologia. Disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-eolica/> (Acedido em 01-01-25)

Dreamstime (Sem Data). <https://www.dreamstime.com/photos-images/postmill.html>  
<https://www.enair.es/en/>

Engenharia Civil (Sem Data). Disponível em: <https://www.engenhariacivil.com/turbinas-eolicas-3-pas> (Acedido em 09/09/2020)

ESTANQUEIRO, A., & SIMÕES, T. (2010). APROVEITAMENTO DE ENERGIA EÓLICA EM AMBIENTE URBANO CONSTRUÍDO. RENOVÁVEIS MAGAZINE. Disponível em: [https://repositorio.ineg.pt/bitstream/10400.9/1178/1/RenovaveisMagazine\\_2010.pdf](https://repositorio.ineg.pt/bitstream/10400.9/1178/1/RenovaveisMagazine_2010.pdf)

Iberdola (2020). Disponível em: [https://www.iberdola.com/wcorp/gc/prod/pt\\_BR/comunicacion/docs/Infografico\\_energia\\_eolica.pdf](https://www.iberdola.com/wcorp/gc/prod/pt_BR/comunicacion/docs/Infografico_energia_eolica.pdf) (Acedido em 12/02/2021)

Lyon (1997). Lyon, C.A., Broeren, A.P., Giguère, P. Gopalarathnam, A., Selig, M.S. (1997) Summary of low-speed airfoil data, *SOARTECH publications*,USA, vol: 3. Disponível em: [https://m-selig.ae.illinois.edu/uiuc\\_Isat/Low-Speed-Airfoil-Data-V3.pdf](https://m-selig.ae.illinois.edu/uiuc_Isat/Low-Speed-Airfoil-Data-V3.pdf)

Martins, J. (2007). Energia e Ambiente III – Energias Renováveis. Universidade do Minho, Guimarães.

Manwell, McGowan & Rogers, 2009). Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2009). Wind Energy Explained: Theory, Design and Application (2ªed.). Wiley Publications, West Sussex, UK. ISBN 978-0-470-01500-1. Disponível em: [http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach\\_Tieng\\_Anh.pdf](http://ee.tlu.edu.vn/Portals/0/2018/NLG/Sach_Tieng_Anh.pdf)

MATHEW (2006). MATHEW, S. Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics. Berlin: Springer-verlag. 2006. 246 p. Disponível em: [https://www.dolcera.com/wiki/images/Wind\\_power\\_energy.pdf](https://www.dolcera.com/wiki/images/Wind_power_energy.pdf). Acedido em (10/11/2020)

QBlade\_ShortManual\_v08. (Sem Data) Disponível em: [https://www.researchgate.net/profile/David-Marten/publication/281279669\\_QBlade\\_Short\\_Manual\\_v08/links/55dedad208ae79830bb59604/QBlade-Short-Manual-v08.pdf](https://www.researchgate.net/profile/David-Marten/publication/281279669_QBlade_Short_Manual_v08/links/55dedad208ae79830bb59604/QBlade-Short-Manual-v08.pdf)

QBlade\_ShortManual\_v06.(Sem Data) Disponível em: [http://qblade.org/project\\_images/files/guidelines\\_v06.pdf](http://qblade.org/project_images/files/guidelines_v06.pdf)

Saad, M., & Asmuin, N. (2014). Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines. IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN), 4 (8), 27-30. Disponível em: [http://www.iosrien.org/Papers/vol4\\_issue8%20\(part-2\)/E04822730.pdf](http://www.iosrien.org/Papers/vol4_issue8%20(part-2)/E04822730.pdf)(Acedido em 18-02-2021)

Selig (1995). Selig, M.S., Guglielmo, J.J., Broeren, A.P., Giguère, P. (1995) Summary of low-speed airfoil data, *SOARTECH publications*, USA, vol:1. Disponível em: [https://m-selig.ae.illinois.edu/uiuc\\_Isat/Low-Speed-Airfoil-Data-V1.pdf](https://m-selig.ae.illinois.edu/uiuc_Isat/Low-Speed-Airfoil-Data-V1.pdf) ()

Selig (1996). Selig, M.S., Lyon, C.A., Giguère, P., Ninham, C.P., Guglielmo, J.J. (1996) Summary of low-speed airfoil data, *SOARTECH publications*, USA, vol: 2. Disponível em: [https://m-selig.ae.illinois.edu/uiuc\\_Isat/Low-Speed-Airfoil-Data-V2.pdf](https://m-selig.ae.illinois.edu/uiuc_Isat/Low-Speed-Airfoil-Data-V2.pdf)

Surfiran (Sem Data). Acedido em: <https://surfiran.com/still-working-windmills-iran/>

Springer Nature Singapore (2019). Disponível em: [https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-981-13-1678-4\\_4](https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-981-13-1678-4_4)

Urbanwind (Sem Data). European Urban Wind Turbine Catalogue. (Supported by the European Comission under the Intelligent Energy – Europe Programme). Disponível em: [http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE\\_V2.pdf](http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf)

Vestas (2021). Disponível em:

[https://www.vestas.com/en/products/offshore%20platforms/v236\\_15\\_mw#!](https://www.vestas.com/en/products/offshore%20platforms/v236_15_mw#!)

Qaz.wiki (Sem Data). Disponível em: [https://pt.qaz.wiki/wiki/Potential\\_flow](https://pt.qaz.wiki/wiki/Potential_flow)

web.mit.edu(2001). Disponível em: [http://web.mit.edu/aeroutil\\_v1.0/xfoil\\_doc.txt](http://web.mit.edu/aeroutil_v1.0/xfoil_doc.txt).

Wiley Online Library (2019). Disponível em:

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.2426>

## ANEXO I – COORDENADAS DO PERFIL ALAR SELECIONADO (SG 6043)

SG6043	
x/c	y/c
1.00000	0.00000
0.99811	0.00066
0.99274	0.00271
0.98439	0.00607
0.97343	0.01047
0.96007	0.01552
0.94429	0.02092
0.92597	0.02655
0.90516	0.03248
0.88207	0.03868
0.85688	0.04510
0.82979	0.05165
0.80101	0.05824
0.77074	0.06478
0.73922	0.07114
0.70666	0.07717
0.67320	0.08268
0.63889	0.08761
0.60396	0.09190
0.56854	0.09551
0.53276	0.09842
0.49685	0.10059
0.46096	0.10201
0.42528	0.10269
0.39000	0.10260
0.35527	0.10175
0.32131	0.10017

0.28827	0.09788
0.25633	0.09491
0.22567	0.09127
0.19645	0.08702
0.16882	0.08220
0.14293	0.07684
0.11890	0.07100
0.09687	0.06473
0.07694	0.05809
0.05920	0.05117
0.04376	0.04398
0.03062	0.03659
0.01983	0.02916
0.01142	0.02171
0.00528	0.01436
0.00150	0.00741
0.00002	0.00094
0.00059	-0.00468
0.00393	-0.00860
0.01077	-0.01120
0.02087	-0.01316
0.03409	-0.01430
0.05050	-0.01460
0.07015	-0.01422
0.09292	-0.01329
0.11864	-0.01197
0.14712	-0.01034
0.17815	-0.00848
0.21150	-0.00645
0.24693	-0.00430

0.28417	-0.00210
0.32296	0.00011
0.36301	0.00232
0.40401	0.00450
0.44571	0.00669
0.48785	0.00893
0.53029	0.01117
0.57286	0.01327
0.61525	0.01504
0.65704	0.01635
0.69785	0.01721
0.73735	0.01760
0.77520	0.01751
0.81109	0.01695
0.84468	0.01592
0.87567	0.01447
0.90377	0.01265
0.92871	0.01056
0.95024	0.00828
0.96814	0.00591
0.98215	0.00361
0.99209	0.00170
0.99803	0.00045
1.00000	0.00000

Anexo II – PROCESSO ITERATIVO DE DESIGN DO ROTOR – TEORIA BEM (FOLHA DE CÁLCULO EM EXCEL)

	INPUT		
	OUTPUT		
	P_Potência (W)	767	
	U_Velocidade do Vento (m/s)	10	
	Cpproj_Coeficiente de Potência de Projeto	0,45	
	Rendimento Estimado	0,9	
	rho_Massa Volúmica do Ar (kg/m <sup>3</sup> )	1,205	
	D_DIÂMETRO DA TURBINA (m)	2,000538	2
	Dhub_DIÂMETRO DO CUBO (m)	0,2	
	N_Número de Elementos	10	
	dr_Comprimento do Elemento (m)	0,1	
	Área varrida (m <sup>2</sup> )	3,141593	
	lambda_Velocidade Específica (TSR)	6	
	omega_Velocidade Angular (rad/s)	60	
	Velocidade Angular (rpm)	572,9578	
	B_Número de Pás	3	
	AlphaDesign_Ângulo de Ataque (Cl/Cd máx)	5,5	
PERFIL ALAR	Cl_design	1,29667	
	Cd_design	0,0132	

Processo Iterativo										
1 - Assumir Rotor Ideal com rotação na esteira										
ELEMENTOS DE PA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Raio (m)	0,0500	0,1500	0,2500	0,3500	0,4500	0,5500	0,6500	0,7500	0,8500	0,9500
Razão da Velocidade Específica	0,3000	0,9000	1,5000	2,1000	2,7000	3,3000	3,9000	4,5000	5,1000	5,7000
Ângulo de Vento Relativo	48,8672	32,0085	22,4600	16,9756	13,5488	11,2389	9,5876	8,3525	7,3958	6,6338
Ângulo de Torção	43,3672	26,5085	16,9600	11,4756	8,0488	5,7389	4,0876	2,8525	1,8958	1,1338
Corda	0,1105	0,1473	0,1225	0,0985	0,0809	0,0681	0,0587	0,0514	0,0457	0,0411
Solidez	1,0556	0,4690	0,2340	0,1344	0,0858	0,0592	0,0431	0,0327	0,0257	0,0207
Reynolds	67016,7976	126927,1854	146438,3277	154091,2321	157701,1178	159652,5379	160816,4790	161563,1170	162069,3865	162427,9296
a(0)	0,2529	0,2957	0,3141	0,3222	0,3262	0,3284	0,3297	0,3306	0,3312	0,3316
a'(0)	20,7670	0,6175	0,2247	0,1158	0,0704	0,0473	0,0339	0,0255	0,0199	0,0159

2 - Incluir o efeito de F e realizar os cálculos													
ITERAÇÕES													
ângulo de Vento Relativo	25,8173	20,4736	16,1338	13,1238	10,9972	9,4378	8,2536	7,3272	6,5842				
Incidência (ângulo de ataque)	-0,6912	3,5136	4,6582	5,0750	5,2582	5,302	5,4011	5,4314	5,4505				
F	1,0000	1,0000	1,0000	0,9998	0,9990	0,9954	0,9804	0,9199	0,6650				
Cl	0,5925	1,1033	1,2173	1,2576	1,2744	1,2829	1,2876	1,2904	1,2921				
Cd	0,0151	0,0130	0,0128	0,0129	0,0130	0,0131	0,0131	0,0132	0,0132				
Corda	0,2117	0,1199	0,0949	0,0783	0,0664	0,0575	0,0505	0,0451	0,0406				
Solidez	0,6738	0,2290	0,1294	0,0831	0,0576	0,0422	0,0322	0,0253	0,0204				
CT	0,9516	0,9142	0,9031	0,8982	0,8955	0,8939	0,8929	0,8921	0,8916	ERRO RELATIVO			
a(1)	0,3215	0,3260	0,3288	0,3304	0,3315	0,3328	0,3366	0,3512	0,4284	a			5,751 %
a'(1)	0,1247	0,0723	0,0428	0,0276	0,0191	0,0140	0,0108	0,0090	0,0101	a'			-254,519 %
ITERAÇÕES													
ângulo de Vento Relativo	33,8357	22,7353	17,0400	13,5683	11,2429	9,5761	8,2984	7,1858	5,6698				
Incidência (ângulo de ataque)	7,3272	5,7752	5,5644	5,5195	5,5040	5,4885	5,4458	5,2900	4,5361				
F	1,0000	1,0000	1,0000	0,9997	0,9988	0,9950	0,9801	0,9231	0,7030				
Cl	1,4100	1,3192	1,3019	1,2983	1,2970	1,2956	1,2917	1,2773	1,2054				
Cd	0,0167	0,0135	0,0133	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0131	0,0127				
Corda	0,1509	0,1234	0,0989	0,0810	0,0682	0,0586	0,0509	0,0438	0,0323				
Solidez	0,4805	0,2356	0,1349	0,0860	0,0592	0,0430	0,0324	0,0246	0,0162				
CT	0,8423	0,8756	0,8834	0,8861	0,8869	0,8855	0,8769	0,8396	0,6526	ERRO RELATIVO			
a(2)	0,3121	0,3242	0,3283	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3504	0,4150	a			-0,84652 %
a'(2)	0,2561	0,0920	0,0481	0,0296	0,0200	0,0144	0,0109	0,0086	0,0070	a'			32,15 %
ITERAÇÕES													
ângulo de Vento Relativo	31,3193	22,4191	16,9702	13,5466	11,2343	9,5717	8,2965	7,1967	5,8190				
Incidência (ângulo de ataque)	4,8108	5,4590	5,4946	5,4978	5,4953	5,4841	5,4439	5,3009	4,6852				
F	1,0000	1,0000	1,0000	0,9997	0,9988	0,9951	0,9801	0,9229	0,6964				
Cl	1,2322	1,2929	1,2962	1,2965	1,2962	1,2952	1,2915	1,2784	1,2200				
Cd	0,0128	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0131	0,0128				
Corda	0,1486	0,1224	0,0985	0,0809	0,0681	0,0585	0,0509	0,0439	0,0336				
Solidez	0,4730	0,2338	0,1344	0,0858	0,0591	0,0430	0,0324	0,0247	0,0169				
CT	0,8775	0,8812	0,8850	0,8867	0,8871	0,8854	0,8768	0,8416	0,6834	ERRO RELATIVO			
a(3)	0,3154	0,3245	0,3284	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3505	0,4173	a			0,19298 %
a'(3)	0,2056	0,0890	0,0477	0,0295	0,0199	0,0144	0,0109	0,0087	0,0075	a'			-12,3521 %

ITERAÇÕES													
ângulo de Vento Relativo	32,2486	22,4660	16,9757	13,5477	11,2346	9,5718	8,2966	7,1959	5,7940				
Incidência (ângulo de ataque)	5,7400	5,5060	5,5002	5,4989	5,4957	5,4842	5,4440	5,3001	4,6602				
F	1,0000	1,0000	1,0000	0,9997	0,9988	0,9951	0,9801	0,9229	0,6975				
Cl	1,3163	1,2972	1,2967	1,2966	1,2963	1,2952	1,2915	1,2783	1,2175				
Cd	0,0135	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0131	0,0128				
Corda	0,1473	0,1225	0,0985	0,0809	0,0681	0,0585	0,0509	0,0439	0,0334				
Solidez	0,4687	0,2340	0,1344	0,0858	0,0591	0,0430	0,0324	0,0246	0,0168				
CT	0,8646	0,8803	0,8848	0,8867	0,8871	0,8854	0,8768	0,8414	0,6781 ERRO RELATIVO				
a(4)	0,3142	0,3245	0,3284	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3505	0,4169 a				-0,05208 %
a(4)	0,2231	0,0895	0,0477	0,0295	0,0199	0,0144	0,0109	0,0087	0,0074 a				3,95261 %
ITERAÇÕES													
ângulo de Vento Relativo	31,9225	22,4591	16,9753	13,5476	11,2346	9,5718	8,2966	7,1960	5,7981				
Incidência (ângulo de ataque)	5,4139	5,4991	5,4997	5,4989	5,4956	5,4842	5,4440	5,3001	4,6644				
F	1,0000	1,0000	1,0000	0,9997	0,9988	0,9951	0,9801	0,9229	0,6973				
Cl	1,2888	1,2966	1,2966	1,2966	1,2963	1,2952	1,2915	1,2783	1,2179				
Cd	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0131	0,0128				
Corda	0,1475	0,1225	0,0985	0,0809	0,0681	0,0585	0,0509	0,0439	0,0334				
Solidez	0,4694	0,2340	0,1344	0,0858	0,0591	0,0430	0,0324	0,0246	0,0168				
CT	0,8691	0,8804	0,8849	0,8867	0,8871	0,8854	0,8768	0,8415	0,6790 ERRO RELATIVO				
a(5)	0,3146	0,3245	0,3284	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3505	0,4170 a				0,01585 %
a(5)	0,2168	0,0894	0,0477	0,0295	0,0199	0,0144	0,0109	0,0087	0,0074 a				-1,42143 %
ITERAÇÕES													
ângulo de Vento Relativo	32,0391	22,4601	16,9753	13,5476	11,2346	9,5718	8,2966	7,1960	5,7974				
Incidência (ângulo de ataque)	5,4139	5,4991	5,4997	5,4989	5,4956	5,4842	5,4440	5,3001	4,6644				
F	1,0000	1,0000	1,0000	0,9997	0,9988	0,9951	0,9801	0,9229	0,6974				
Cl	1,2888	1,2966	1,2966	1,2966	1,2963	1,2952	1,2915	1,2783	1,2179				
Cd	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0132	0,0131	0,0128				
Corda	0,1485	0,1225	0,0985	0,0809	0,0681	0,0585	0,0509	0,0439	0,0334				
Solidez	0,4727	0,2340	0,1344	0,0858	0,0591	0,0430	0,0324	0,0246	0,0168				
CT	0,8685	0,8804	0,8849	0,8867	0,8871	0,8854	0,8768	0,8415	0,6790 ERRO RELATIVO				
a(6)	0,3145	0,3245	0,3284	0,3302	0,3314	0,3329	0,3366	0,3505	0,4170 a				-0,00521 %
a(6)	0,2190	0,0894	0,0477	0,0295	0,0199	0,0144	0,0109	0,0087	0,0074 a				0,49887 %

<b>Cp</b>	0,0143	0,0265	0,0383	0,0496	0,0606	0,0710	0,0801	0,0845	0,0669	Somatório: 0,491798396
U <sub>rel</sub>	12,92	17,68	23,00	28,59	34,32	40,12	45,97	51,85	57,72	
Reynolds	131447,31	148398,42	155242,14	158432,36	160093,93	16084,55	160317,47	155827,25	132136,24	
dT	4,9076	8,2978	11,6754	15,0420	18,3936	21,6962	24,7901	26,9637	24,3122	156,0786967
dQ	0,4503	0,8329	1,2020	1,5582	1,9025	2,2306	2,5178	2,6559	2,1004	15,450796
U/D	97,9937	98,1498	98,1510	98,1494	98,1436	98,1227	98,0490	97,7828	95,3015	
r/R	0,1500	0,2500	0,3500	0,4500	0,5500	0,6500	0,7500	0,8500	0,9500	



