

Projeto Aerodinâmico de Turbinas Eólicas

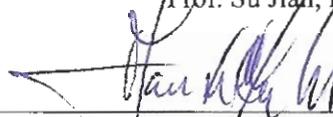
Amanda Briggs da Silva

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO.

Aprovado por:



Prof. Su Jian, D.Sc.



Prof. Flávio de Marco Filho, D.Sc.



Prof. Gustavo César Rachid Bodstein, Ph.D

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2013

Da Silva, Amanda Briggs

Projeto Aerodinâmico de Turbinas Eólicas/

Amanda Briggs da Silva - Rio de Janeiro: UFRJ/

Escola Politécnica, 2013.

ix, 76p. 29,7cm.

Orientador: Su Jian, D.Sc.

Projeto de Graduação - UFRJ/Escola Politécnica/

Curso de Engenharia Mecânica, 2013.

Referências Bibliográficas, p. 77.

1. Energia eólica. 2. Aerogerador. 3. Projeto
Aerodinâmico

É Deus quem opera em nós tanto o querer como o efetuar,
segundo a sua boa vontade.

Filipenses 2:13

Agradecimentos

A Deus, meu refúgio e fortaleza, que me amou primeiro, e sem o qual eu nada seria.

À minha mãe Hilsirema, que me ensinou o caminho em que devo andar, e cujo exemplo de amor me faz entender o amor de Deus.

À minha tia Fátima, que é minha maior fã e incentivadora, e meu anjo da guarda pessoal.

Aos meus familiares e amigos, e a todas as pessoas que torceram e oraram por mim, a cada luta e a cada vitória.

Ao Doutor Su Jian, que confiou em meu potencial, dedicou seu tempo para me orientar desde o início da graduação, e me ensinou a ser uma boa profissional, antes mesmo de ser engenheira.

À Associação Vencer, que acredita que oportunidade aliada ao talento compõem a fórmula, nada mágica, do sucesso, e investiu em mim.

A todos os meus colegas de curso, guerreiros como eu, que chegaram ou que ficaram pelo caminho, principalmente aos que me emprestaram os cadernos ao longo dos anos.

A todos os meus professores, pela dedicação em ensinar e o incentivo para alcançarmos nossos objetivos.

À Escola Politécnica da UFRJ, tanto à instituição quanto a seus funcionários.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenharia Mecânica

PROJETO AERODINÂMICO DE TURBINA EÓLICA

Amanda Briggs da Silva

Março/2013

Orientador: Su Jian

Curso: Engenharia Mecânica

Turbinas eólicas são equipamentos que extraem a energia cinética do vento por meio de efeitos aerodinâmicos atuantes nos perfis de suas pás, e a convertem em energia elétrica através de um gerador acoplado ao eixo de seu rotor.

Esse trabalho apresenta uma metodologia simplificada de dimensionamento do rotor de turbinas eólicas de eixo horizontal, tendo conhecidas as propriedades do ar, velocidade do vento, potência nominal e outros parâmetros relevantes para seu projeto aerodinâmico. É feita também uma estimativa dos esforços atuantes sobre a turbina.

O método de cálculo foi baseado nas teorias básicas de projeto aerodinâmico de aerogeradores, tais como as Teorias de Elemento de Pá e de Momento de Elemento de Pá, o Modelo de Cilindro de Vórtice e as Aproximações de Prandtl.

Palavras-chave: Energia eólica, aerogerador, projeto aerodinâmico.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a requirement towards a degree in Mechanical Engineering

AERODYNAMIC DESIGN OF A WIND TURBINE

Amanda Briggs da Silva

Março/2013

Advisor: Su Jian

Course: Mechanical Engineering

Wind turbines are devices which extract kinetic energy from the wind by aerodynamic means effective on their blade sections, and convert it in electrical energy through a generator connected with its rotor's axis.

In this project, a simplified methodology for designing the rotor blades of horizontal axis wind turbines is presented, given the air properties, wind velocity, output power and other parameters related to its aerodynamic design. An estimate of the loads on the turbine is also made.

The calculation method was based on basic theories on wind turbine aerodynamic design, such as Blade Element and Blade Element/Momentum Theories, the Vortex Cylinder Model and the Prandtl Approximations.

Keywords: wind energy, wind turbine, aerodynamic design.

Sumário

Resumo	v
Abstract	vi
Índice	vii
Índice de Figuras	x
Índice de Tabelas	xiii
Lista de Símbolos	xiv
1 Introdução	1
1.1 Energia Eólica	1
1.2 Impactos Ambientais	3
1.3 Energia Eólica no Mundo	4
1.4 Energia Eólica no Brasil	6
1.5 Objetivo do Trabalho	8
2 Turbinas Eólicas	9
2.1 Princípios Básicos de Funcionamento	9
2.2 Tipos de Turbinas Eólicas	12
2.2.1 Turbinas de Eixo Horizontal	14
2.2.2 Turbinas de Eixo Vertical	15
2.3 Mecanismos de Controle	17
2.4 Tecnologias em Desenvolvimento	19

2.5	Revisão Bibliográfica	20
3	Formulação Matemática	24
3.1	O Conceito do Disco Atuador	25
3.1.1	Teoria Simples de Momento	26
3.1.2	Coeficiente de Potência	27
3.2	Teoria de Disco de Rotor	28
3.2.1	Rotação da Esteira	28
3.2.2	Teoria de Momento Angular	30
3.2.3	O Limite de Betz	32
3.3	Modelo de Cilindro de Vórtice para o Disco Atuador	33
3.3.1	Teoria de Cilindro de Vórtice	33
3.3.2	Circulação e os Fatores de Interferência	35
3.3.3	Vórtices na Base da Pá	35
3.3.4	Torque e Potência	37
3.4	Teoria de Elemento de Pá	37
3.5	Teoria de Momento de Elemento de Pá (BEM)	39
3.6	Efeito de um Número Finito de Pás	41
3.6.1	Perdas na Ponta da Pá	41
3.6.2	Aproximação de Prandtl para o fator de <i>tip-loss</i>	43
3.6.3	Aproximação de Prandtl para Perdas na Base da Pá	45
4	Procedimento de Cálculo	47
4.1	Cálculos Preliminares	49
4.2	Fatores de Interferência	50
4.3	Escolha dos Coeficientes Aerodinâmicos	52
4.4	Parâmetros Geométricos	54
4.5	Cálculo de Forças e Potência	55
4.6	Geração da Geometria 3-D	56
5	Resultados	57
5.1	Turbina A - 10kW de Potência	57

5.2	Turbina B - 5MW de Potência	64
5.3	Turbina C - 5MW de Potência com Aerofólio NREL	70
6	Conclusão	76
	Referências Bibliográficas	77

Lista de Figuras

1.1	Fontes de energia mais utilizadas	1
1.2	Capacidade eólica instalada no mundo	3
1.3	Principais produtores de energia eólica em 2011	4
1.4	Potencial hidrelétrico e eólico ao longo de um ano típico	6
1.5	Potência eólica instalada no Brasil	7
2.1	Volume de controle de uma turbina eólica de eixo horizontal	10
2.2	Relação entre potência gerada e tamanho do rotor e da torre	13
2.3	Turbina eólica de eixo horizontal	14
2.4	Componentes principais de uma turbina eólica horizontal	15
2.5	Turbina eólica de eixo vertical	16
2.6	Curva típica de potência de um aerogerador com controle <i>stall</i>	18
2.7	Curva típica de potência de um aerogerador com controle <i>pitch</i>	19
2.8	Exemplos de aerofólios NREL	22
3.1	Esforços em um aerofólio	24
3.2	Volume de controle para o modelo do disco atuador	26
3.3	Trajetória de uma partícula passando pelo disco do rotor	29
3.4	Aumento de velocidade tangencial ao passar pelo disco	30
3.5	Curvas de potência eólica	33
3.6	Esteira com vórtices helicoidais em um rotor com três pás e circulação uniforme	34
3.7	Vórtices helicoidais simplificados, ignorando a expansão da esteira	34
3.8	Projeção da vorticidade na superfície do cilindro	35
3.9	Elemento anular de pá	38

3.10	Forças e velocidades em um elemento de pá	39
3.11	Vórtices helicoidais de <i>tip</i> formados em uma turbina eólica horizontal	42
3.12	Exemplo de variação de a para um aerogerador de três pás com $\lambda_g = 6$	43
3.13	Variação do fator de <i>tip-loss</i> pelo <i>span</i>	43
3.14	Modelo de discos de vórtices de Prandtl como aproximação de perdas de <i>tip</i>	45
3.15	Fator combinado de perdas na ponta e na base da pá	46
4.1	Estimativa de λ_g para diversos tipos de turbinas	48
4.2	Curvas aerodinâmicas para o aerofólio NACA 4412	53
5.1	Comparação entre c calculado e apresentado por Burton et al. (2011)	58
5.2	Comparação entre β calculado e apresentado por Burton et al. (2011)	59
5.3	Distribuição de potência na Turbina A	61
5.4	Fatores de interferência encontrados para a Turbina A	61
5.5	Ângulo de escoamento obtido para a Turbina A	61
5.6	Velocidade relativa obtida para a Turbina A	62
5.7	Circulação obtida para a Turbina A	62
5.8	Cascata de aerofólios 3-D da Turbina A	63
5.9	Vistas isométrica e superior da pá gerada para a Turbina A	63
5.10	Diâmetro de rotor e altura de torre esperados para turbinas de pe- queno e grande porte	65
5.11	Corda encontrada para a Turbina B	65
5.12	Ângulo de passo para a Turbina B	66
5.13	Distribuição de potência para a Turbina B	66
5.14	Fatores de interferência para a Turbina B	66
5.15	Ângulo de escoamento obtido para a Turbina B	68
5.16	Velocidade relativa obtida para a Turbina B	68
5.17	Circulação obtida para a Turbina B	68
5.18	Cascata de aerofólios 3-D da Turbina B	69
5.19	Vistas isométrica e superior da pá gerada para a Turbina B	70
5.20	Corda encontrada para a Turbina C	71

5.21	Ângulo de passo para a Turbina C	71
5.22	Distribuição de potência para a Turbina C	73
5.23	Cascata de aerofólios 3-D para a Turbina C	74
5.24	Vistas isométrica e superior da pá gerada para a Turbina C	75

Lista de Tabelas

5.1	Dados iniciais para a Turbina A	57
5.2	Resultados geométricos para a Turbina A	60
5.3	Esforços e perdas encontradas para a Turbina A	62
5.4	Dados iniciais para a Turbina B	64
5.5	Resultados geométricos para a Turbina B	67
5.6	Esforços e perdas encontradas na Turbina B	69
5.7	Resultados geométricos para a Turbina C	72
5.8	Esforços e perdas encontradas para a Turbina C	73

Lista de Símbolos

A	Área do disco do rotor
B	Número de pás
C_P	Coefficiente de potência
$C_{P,max}$	Coefficiente de potência ideal (de Betz)
D	Força de arraste
E	Força de empuxo axial
F	Força motriz
L	Força de sustentação
M	Quantidade de Movimento
P	Potência
P_{nom}	Potência nominal
R	Raio do rotor
T	Torque
U_∞	Velocidade de corrente livre do vento
VC	Volume de controle
W	Velocidade relativa
a	Fator de interferência axial

a'	Fator de interferência tangencial
c_D	Coefficiente de arraste
c_L	Coefficiente de sustentação
d	Diâmetro do rotor
f	Função de correção de Prandtl global
f_R	Fator de correção de Prandtl na base da pá
f_T	Fator de correção de Prandtl na ponta da pá
n	Número de elementos de pá utilizados no cálculo
r	Raio local
α	Ângulo de ataque
β	Ângulo de passo
ϕ	Ângulo de escoamento
Γ	Circulação
λ	Razão de velocidades local
λ_g	Razão de velocidades global
μ	Adimensionalização do comprimento da pá
μ_{ar}	Viscosidade do ar
ρ	Massa específica do ar
σ	Solidez da corda
ω	Vorticidade
Ω	Velocidade angular

Capítulo 1

Introdução

1.1 Energia Eólica

Energia eólica, em suas diversas aplicações, é uma fonte renovável, madura e bem conhecida, capaz de expansão contínua tanto técnica quanto economicamente. Apesar de ser atualmente pouco utilizada em relação a outras tecnologias (aproximadamente 1% do total mundial em 2012), ela tem grande importância principalmente no contexto da redução de gases estufa, já que tem índices de emissão praticamente nulos.

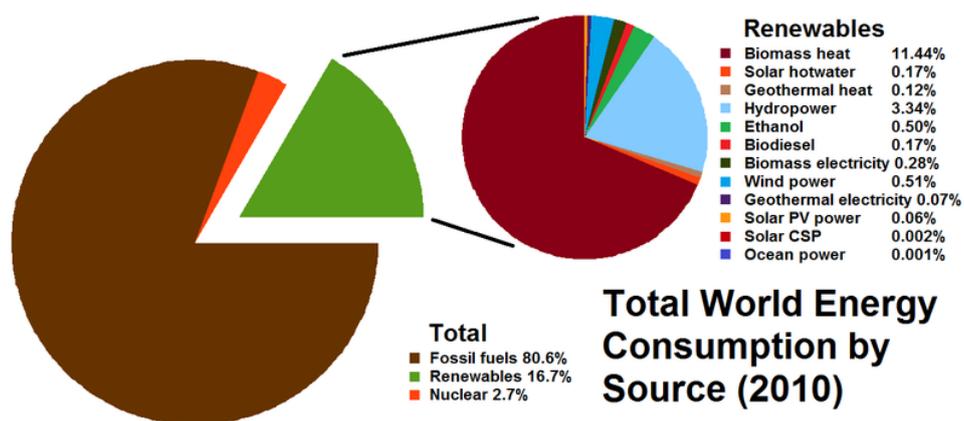


Figura 1.1: Fontes de energia mais utilizadas

Além dessa vantagem, que a coloca em evidência no atual clima ecológico, há outros benefícios em seu uso, dentre os quais os principais são alta eficiência

de conversão de energia, investimento inicial relativamente baixo e facilidade de manutenção.

A energia eólica depende indiretamente da energia do sol. Uma pequena parcela da radiação solar é convertida em energia cinética, devido principalmente à diferença líquida de radiação em altas e baixas latitudes, o que forma o vento. Os ventos são então influenciados pela rotação da Terra, gradientes de temperatura e o relevo da região, e também pela rugosidade do solo e altura de interesse.

Apesar da velocidade dos ventos depender da localização, estudos demonstram que o potencial eólico global excede a demanda por energia. Como o potencial eólico não é igualmente distribuído, uma variedade de fatores políticos restringem o crescimento da fonte eólica, e fazem com que sua contribuição à rede energética seja restrita em muitos países.

A alta variabilidade do regime de ventos também configura uma dificuldade, pois tornam seu aproveitamento sensível às condições locais e à faixa de velocidades que turbinas eólicas, ou aerogeradores, conseguem transformar em potência elétrica. A intermitência e imprevisibilidade dos ventos configura a principal desvantagem da fonte, já que tornam difícil a análise econômica a longo prazo da instalação de redes eólicas.

Ainda assim, é esperado que entre 9 e 12% da capacidade elétrica global seja fornecida por energia eólica em 2050, pois o custo da energia eólica baixou consideravelmente desde 1980 enquanto o custo de combustíveis fósseis vem subindo progressivamente. A possibilidade de instalação de aerogeradores *offshore*, em desenvolvimento, também contribui para essa estimativa, já que se espera que alcancem potências até 50% maiores e tenham menores impactos visuais; atualmente, seus preços ainda são proibitivos em larga escala.

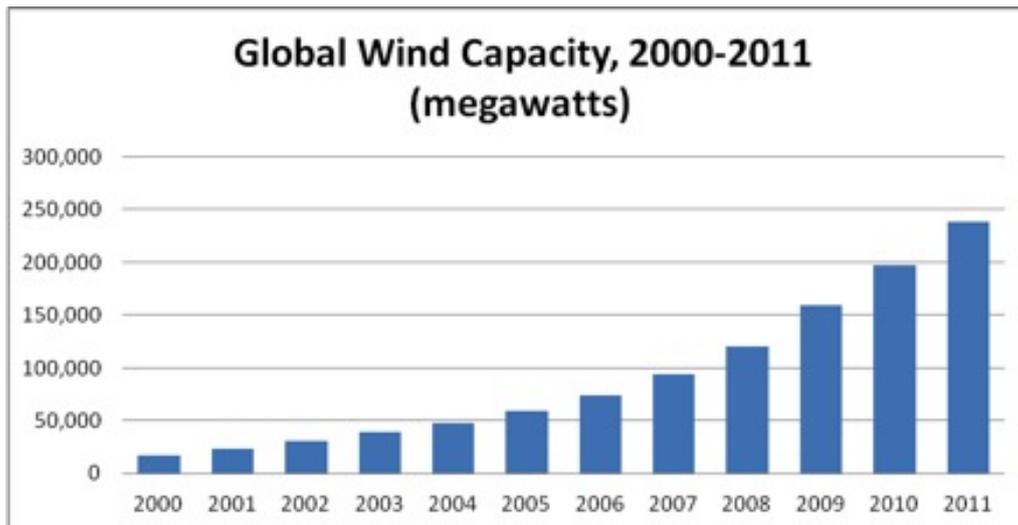


Figura 1.2: Capacidade eólica instalada no mundo

1.2 Impactos Ambientais

Energia eólica não gera emissões de CO₂, exceto as baixas taxas geradas na produção e instalação de aerogeradores. Esse é um dado importante no sentido de redução de gases estufa na atmosfera e do estudo de mudanças climáticas.

Porém há diversos impactos ambientais associados ao crescimento da energia eólica, particularmente em escala local na região das turbinas. As principais questões estão relacionadas a seu impacto visual e auditivo, ao risco de colisões de aves à turbina e perturbações à fauna de modo geral.

Aerogeradores de grande porte podem ter torres de 80m de altura ou mais, e portanto podem ser vistos a grandes distâncias. Esse fato é considerado em muitas regiões como um empecilho, pois pode causar diminuição em atividades turísticas e na economia do local.

Assim, é frequente que a instalação de aerogeradores, e principalmente de fazendas eólicas, seja motivo de numerosas discussões e receba a oposição de porções da sociedade.

Diversas ferramentas de projeto têm sido utilizadas por projetistas e fabricantes para minimizar o impacto visual, tais como a foto-montagem.

Quanto à poluição sonora, aerogeradores produzem dois tipos de som: ruído aerodinâmico das pás e ruído mecânico. O ruído mecânico tem sido minimizado

pelas técnicas usuais de engenharia. Já o ruído aerodinâmico necessita que *design* e operação sejam cuidadosos e que a localização da turbina seja apropriada para não causar transtornos.

A questão mais delicada é o efeito de turbinas eólicas na fauna local, principalmente em casos de regiões por onde passem aves em migração, ou que sejam habitat de espécies raras. Diversos estudos foram realizados nesse sentido, e foi concluído que a maior parte dos problemas desse tipo podem ser administrados com estudos mais profundos sobre a localização da turbina.

O desenvolvimento de fazendas eólicas *offshore* pode trazer impactos adicionais, devido a seu maior tamanho e à maior sensibilidade do meio marinho.

1.3 Energia Eólica no Mundo

Diversos países estão investindo em fontes de energia que possam eliminar sua dependência de óleo e gás produzidos em regiões instáveis do mundo, especialmente considerando-se seus altos preços.

A tecnologia eólica está portanto em evidência, já que suas turbinas são capazes de produzir grandes quantidades de energia elétrica limpa com mínimo investimento inicial. Figura 1.3 mostra os principais produtores eólicos ao final de 2011.

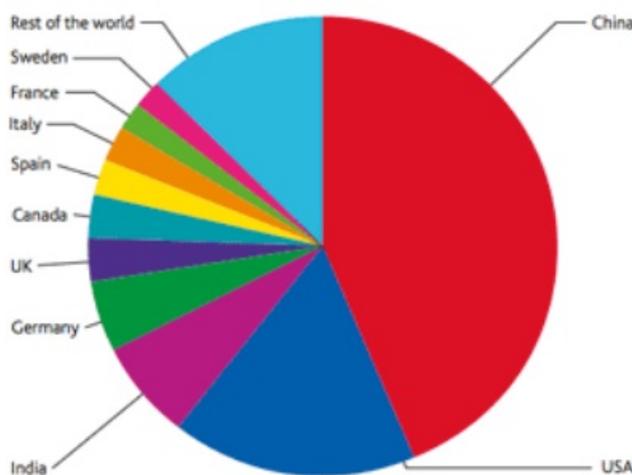


Figura 1.3: Principais produtores de energia eólica em 2011

Em sequência, será descrita brevemente a situação da energia eólica em alguns

dos países que mais investem nessa fonte e suas previsões de expansão a curto prazo, como expostos por Jha (2011):

- Dinamarca: A Dinamarca foi pioneira na instalação de tecnologia eólica na década de 1940, tendo atualmente um alto número de fazendas eólicas gerando eletricidade. Seus planos são de exceder 45GW de energia eólica no país em 2020, cerca de metade de sua produção total atual do país, e seu parlamento pretende introduzir legislações específicas acerca dessa fonte. Apesar disso, ela não figura entre os maiores produtores de energia eólica, devido ao grande crescimento da área em outros países, e sua própria baixa população, cerca de 5,6 milhões, menos que a população do Rio de Janeiro.
- Alemanha: Apesar de ter sido uma das grandes responsáveis pelo desenvolvimento da tecnologia eólica, sua implementação só começou realmente na década de 1980 no litoral. É esperado que pelo menos 15GW adicionais de energia eólica sejam instalados até 2020 em regiões montanhosas e costeiras. Deve-se notar que a Alemanha foi o maior produtor de energia eólica até 2008.
- China: a China tem em seu território grandes extensões de área desértica (Deserto de Gobi), onde há ventos em alta velocidade durante todo o ano. Essa área é ideal para instalação de turbinas eólicas e tem sido amplamente utilizada: entre os anos 2000 e 2008, foram instaladas lá centenas de turbinas com potência de 10MW. De fato, a China se tornou o maior produtor de energia eólica no mundo em 2010, tendo fechado o ano de 2011 com uma capacidade total instalada de 62,4GW. Esse valor deve crescer ainda mais nos próximos anos, pois a produção de energia barata e em grandes quantidades é crítica em vista da alta demanda da população chinesa. O país pretende elevar sua capacidade instalada a 100GW em 2015.
- Estados Unidos: Os EUA ultrapassaram a Alemanha como maior produtor de energia eólica em 2008, quando produziram mais de 25GW, e permaneceram nessa posição até 2010, quando foram ultrapassados pela China. Especialistas americanos especulam que 20% da demanda de energia do país pode ser suprida por energia eólica em 2030.

- Canadá: Ambas as costas do Canadá são apropriadas para instalações eólicas, assim como algumas regiões no extremo norte (que não são utilizadas devido a seu difícil acesso e condições climáticas extremas). Apesar disso, o Canadá só começou a explorar o recurso eólico na década de 1990, tendo apenas 0,1% de suas necessidades elétricas supridas por essa fonte. Ainda assim, o país figura entre os principais produtores de energia eólica, e esse setor está em franca expansão.

1.4 Energia Eólica no Brasil

O potencial eólico do Brasil é estimado em cerca de 300GW. Porém, a capacidade instalada no final de 2012 era de apenas 2,4GW, menos de 1% do potencial brasileiro.

O potencial eólico brasileiro é o maior dentre todas as fontes instaladas atualmente, concentrando-se principalmente no nordeste do país. Estudos indicam que fontes térmicas de energia, utilizadas apenas em épocas de seca, poderiam ser completamente substituídas por eólica, já que nesses períodos o regime de ventos é mais intenso na região Nordeste (Figura 1.4).

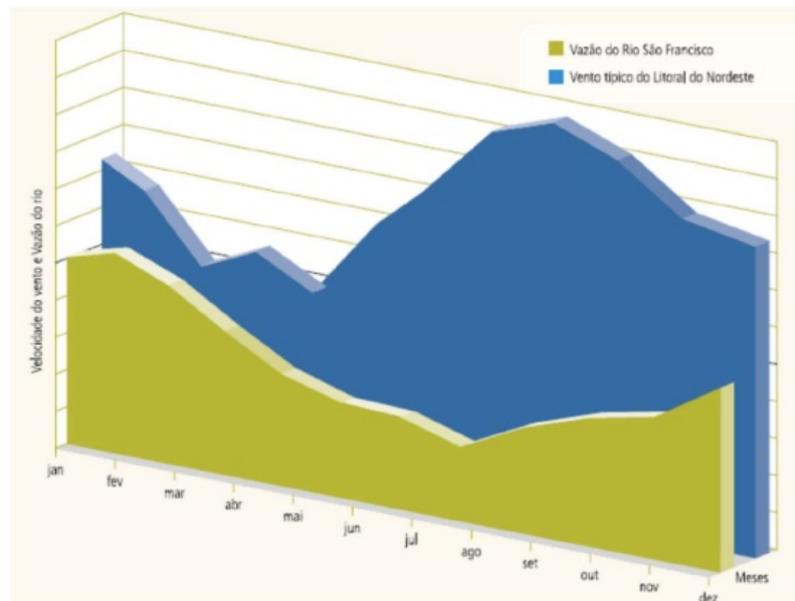


Figura 1.4: Potencial hidrelétrico e eólico ao longo de um ano típico

As previsões são de crescimento da energia eólica também no Brasil, seguindo a tendência mundial. De fato, 38 novos aerogeradores foram instalados no ano de 2012, aumentando em 1GW a capacidade instalada em comparação a 2011. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2021), que define os objetivos do setor de energia brasileiro entre 2012 e 2021, 9% da matriz energética brasileira será composta por energia eólica em 2021 (16GW).

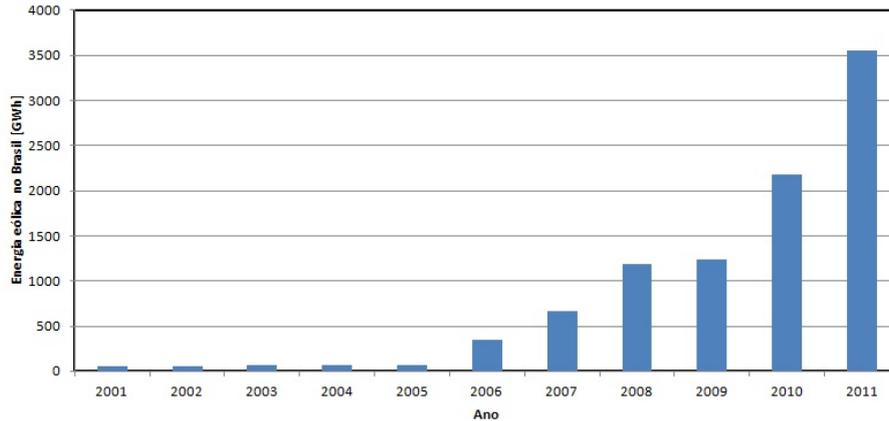


Figura 1.5: Potência eólica instalada no Brasil

O BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) tem incentivado a tecnologia eólica, patrocinando numerosos projetos de instalação de turbinas eólicas. Em 2012, foi aprovado o financiamento de 15 fazendas eólicas, totalizando 386MW de capacidade, a serem instaladas na Bahia, um investimento de U\$70 milhões.

As regras de qualificação ao financiamento do BNDES também foram modificadas recentemente, de modo a incentivar o desenvolvimento da tecnologia eólica nacional. O novo padrão especifica que pelo menos três dos seguintes critérios devem ser observados:

- Fabricação de torres no Brasil, com pelo menos 70% da estrutura feitas no país;
- Fabricação das pás no Brasil, em fábrica própria ou terceirizada a companhias locais;
- Fabricação e montagem do eixo no Brasil, com material nacional;

- Montagem da nacele no Brasil.

1.5 Objetivo do Trabalho

O projeto aerodinâmico é uma das áreas mais importantes na concepção de turbinas eólicas. É um tema no qual se realizam pesquisas constantes, de forma a desenvolver novas metodologias que auxiliem a expansão da energia eólica.

Neste trabalho, apresenta-se uma metodologia simplificada para dimensionamento do rotor de turbinas eólicas de eixo horizontal, a partir de propriedades de vento dadas e um perfil aerodinâmico de pá conhecido, bem como parâmetros específicos ao projeto de turbinas eólicas. O método é baseado nas teorias de Elemento de Pá e de Momento de Elemento de Pá, o Modelo de Cilindro de Vórtice e as Aproximações de Prandtl. Uma estimativa dos esforços atuantes nas pás também é feita para o ponto de projeto.

Capítulo 2

Turbinas Eólicas

Com o crescimento da energia eólica, diversos projetos de pesquisa estão em andamento buscando seu aprimoramento. Os estudos incluem questões como armazenamento em épocas de baixa demanda, melhores conexões à rede energética e, principalmente, o aperfeiçoamento de seus aerogeradores.

Nesse capítulo, serão discutidos os princípios básicos de funcionamento de turbinas eólicas, sua classificação e curvas de potência, e tecnologias novas, ou em desenvolvimento, voltadas à sua otimização.

2.1 Princípios Básicos de Funcionamento

Turbinas eólicas são equipamentos empregados para extrair energia cinética do vento. Sua operação é baseada nas teorias de mecânica dos fluidos e alguns elementos de aerodinâmica. Tais teorias são extensas e bem conhecidas, e portanto não serão explicadas aqui. Anderson Jr. (2001) contém a dedução dos princípios adotados.

Durante seu funcionamento, o vento passa pelas hélices do rotor, e as forças aerodinâmicas nas pás giram o rotor, fazendo com que o eixo da turbina, acoplado a um gerador de potência, alcance altas rotações. Correntes de ar em terrenos planos ou regiões em topos de morros podem chegar a velocidades entre 10 e 65mph (16 e 105km/h).

Embora a extração de energia cinética seja o objetivo, uma variação súbita de

velocidade não é nem possível nem desejada, devido às enormes acelerações e forças que isso causaria. Energia de pressão, porém, pode ser extraída lentamente, e é dessa forma que todos os aerogeradores operam.

Turbinas eólicas são dispositivos que afetam, idealmente, apenas a massa de ar que passa pelo disco de seu rotor, fazendo com que desacelere.

Assumindo-se que a massa de ar afetada permanece separada do ar que não passa pelo rotor, e não desacelera, uma região de contorno pode ser estabelecida, contendo a massa afetada, e se expandindo a montante e a jusante, formando um volume de controle longo, de seção circular (Figura 2.1). O ar não escoa pela fronteira, logo a vazão mássica do escoamento pelo volume de controle será constante. O ar é desacelerado, mas não comprimido, portanto a área da seção do volume de controle precisa ser expandida para acomodar o escoamento.

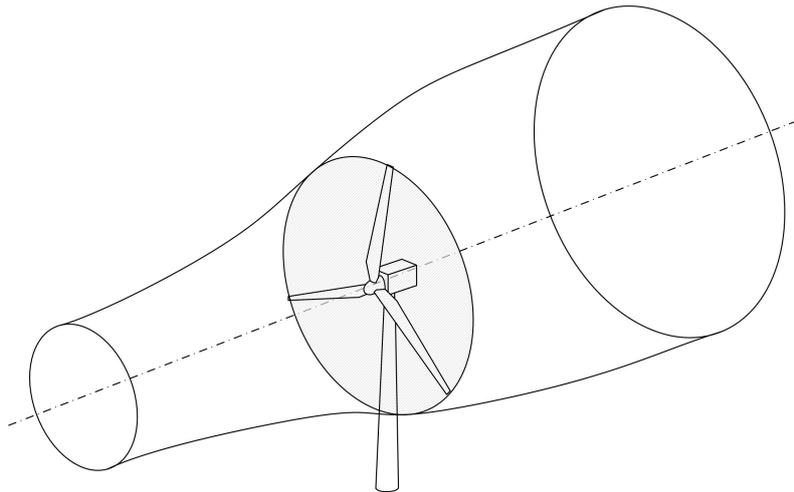


Figura 2.1: Volume de controle de uma turbina eólica de eixo horizontal

A presença da turbina faz a velocidade do ar a montante diminuir lentamente, de forma que quando o ar chega ao disco do rotor, sua velocidade já é mais baixa que a velocidade de corrente livre. O volume de controle é expandido como resultado da desaceleração, seguindo as linhas de corrente, e já que nenhum trabalho é realizado antes da turbina, a pressão estática sobe para absorver o decréscimo de energia cinética.

Conforme o ar passa pelo disco do rotor, por projeto há uma queda na pressão

estática, de forma que logo após o rotor, o ar tem pressão abaixo da atmosférica. O ar então prossegue a jzante com velocidade e pressão reduzidas, configurando a região da esteira. Eventualmente, longe do rotor, a pressão estática da esteira retorna à pressão atmosférica para que o equilíbrio seja atingido. O aumento de pressão se deve à energia cinética, causando uma desaceleração adicional. Portanto, entre a entrada e saída do volume de controle, não há nenhuma mudança de pressão, mas apenas uma variação de energia cinética.

Todas as turbinas eólicas são formadas por componentes básicos: rotor, eixos de baixa e alta rotação, nacele, caixa multiplicadora, gerador, freio e outros acessórios elétricos, e torre.

As pás do rotor têm seções transversais em forma de aerofólios. São portanto sujeitas às forças e tensões previstas nas teorias aerodinâmicas para asas, que foram amplamente desenvolvidas e testadas pela indústria aeroespacial.

A nacele, ou compartimento principal, contém os outros componentes que precisam ser acoplados diretamente ao rotor, como o freio, a caixa multiplicadora, e o próprio eixo.

A caixa multiplicadora, elemento mais pesado de um aerogerador, converte a rotação relativamente baixa do rotor a uma mais alta que o gerador possa usar para produzir energia. Está conectada aos eixos de baixa e alta rotação, e é posicionada logo após o rotor.

É necessário que haja um freio mecânico na turbina, para que em casos de ventos extremos que causem rotações excessivas, ela possa ser parada sem que haja danos ao equipamento. Esse freio em geral é colocado no eixo de baixa rotação, antes da caixa multiplicadora.

Há outros componentes críticos em uma turbina eólica, que lidam com o ajuste de sua direção para lidar com mudanças na direção do vento. O mais crítico é o anemômetro, que afere a velocidade e direção do vento e envia essas informações ao sistema de controle. Esse essencialmente direciona o motor de guinada (posicionado na base da torre) para que gire a torre de modo que o rotor fique em uma direção apropriada.

Há também diversos sistemas elétricos e de apoio que não serão citados neste

trabalho.

2.2 Tipos de Turbinas Eólicas

Diversos tipos de turbinas eólicas estão em operação atualmente em várias regiões, em numerosas aplicações.

Moinhos de vento, por exemplo, são as mais antigas máquinas eólicas, sendo utilizadas desde pelo menos o século IX para bombeamento de água, tendo sido fundamentais no desenvolvimento da tecnologia eólica. Ainda hoje, há milhões de moinhos de vento para bombeamento em diferentes partes do mundo.

Quanto à capacidade de geração de potência, aerogeradores são classificados em pequeno, médio e grande porte, e todos os tipos são disponíveis comercialmente por vários fabricantes.

Turbinas eólicas são consideradas de pequeno porte se produzem até em torno de 20kW. São equipamentos compactos e baratos, embora seu custo possa variar consideravelmente de acordo com a altura da torre e do local de instalação, dependendo de cada fabricante. Em termos de ordem de grandeza, Jha (2011) estima o custo de uma turbina de 5kW, já inclusa a instalação, em cerca de catorze mil dólares. São ideais para uso residencial e em aplicações remotas.

Turbinas de médio porte trabalham na faixa entre 20 e 250kW, e são utilizadas quando turbinas de pequeno ou grande porte não são opções rentáveis. São adequadas para aplicações com ou sem conexão à uma rede central de energia. Como exemplos de usos dessas turbinas, pode-se citar geração distribuída, telecomunicações, bombeamento de água e suprimento elétrico de vilas. Sistemas híbridos combinando energia eólica e solar frequentemente utilizam aerogeradores de médio porte.

Turbinas eólicas são classificadas como de grande porte a partir de 250kW, contudo a maior parte dos fabricantes trabalham na faixa de 1,5 a 4MW. São consideravelmente mais caras que turbinas de pequeno e médio porte: segundo IPCC (2011), seu custo varia entre USD 1,50 a 2,10 por kW gerado, logo uma turbina de 1,5MW custaria cerca de três milhões de dólares, excluindo-se custos de

instalação e acessórios adicionais. De acordo com estimativas de fabricantes, uma turbina de 1,5MW tem um período de retorno (*payback period*) entre 10 e 12 anos. São usadas para geração distribuída e, principalmente, em fazendas eólicas.

Figura 2.2 mostra a evolução de aerogeradores, e relaciona a potência gerada ao tamanho do rotor e da torre.

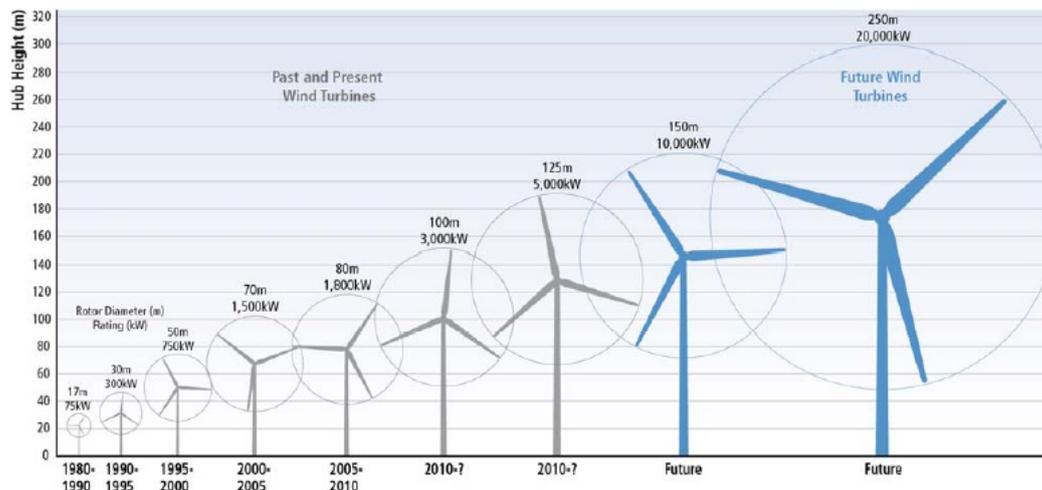


Figura 2.2: Relação entre potência gerada e tamanho do rotor e da torre

Quanto a características de projeto do rotor, as turbinas eólicas modernas são classificadas em duas grandes categorias: turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical. Essas categorias serão melhor detalhadas nas próximas seções.

Deve-se citar também aerogeradores *offshore*, instalados nos oceanos sobre equipamentos flutuantes chamados *spar-buoys*. São considerados o projeto mais promissor da nova geração de turbinas eólicas, pois operam com perfis de vento mais fortes e constantes. Outras vantagens incluem menor impacto visual e auditivo em comparação com turbinas *onshore*.

Essa tecnologia ainda não está completamente desenvolvida, embora já haja fazendas *offshore* em operação. Seus principais desafios são materiais para seus componentes, que precisam ser leves e resistentes à corrosão e erosão marítima, a transmissão da energia para seu destino final de consumo, e a logística de instalação e manutenção das turbinas.

2.2.1 Turbinas de Eixo Horizontal

Turbinas de eixo horizontal são as mais amplamente utilizadas em aplicações comerciais (Figura 2.3). São equipamentos apropriados para geração de energia elétrica e, no caso de microturbinas, para carregamento de baterias. Moinhos de vento, apesar de não serem empregados para geração de energia, também se enquadram na categoria de turbinas de eixo horizontal.



Figura 2.3: Turbina eólica de eixo horizontal

À exceção do motor de guinada, todos os componentes de uma turbina horizontal ficam situados no interior da nacela. Figura 2.4 os mostra em detalhe. A altura da torre tem importância adicional, já que é preciso elevar o rotor acima da camada limite, para obter-se um escoamento de corrente livre laminar e bem desenvolvido. O diâmetro do rotor também é extremamente importante, já que a potência gerada depende de sua área.

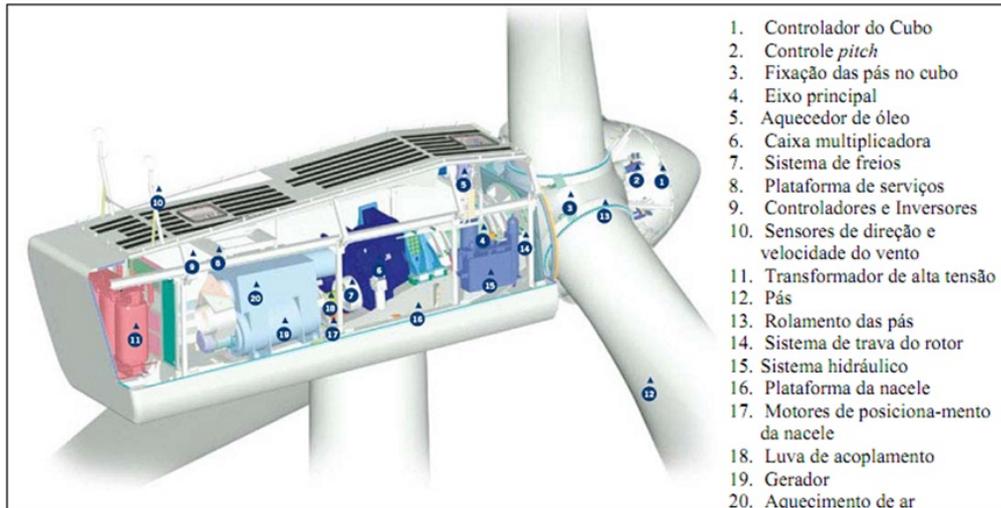


Figura 2.4: Componentes principais de uma turbina eólica horizontal

Turbinas horizontais são ainda divididas em *upwind*, onde o vento incide diretamente no rotor, e *downwind*, nas quais o vento passa primeiro pela torre e nacelle antes de chegar ao rotor. A maior vantagem de turbinas *downwind* é seu ajuste automático à direção do vento, uma característica fundamental para máxima eficiência, além de segurança. Porém, dados de campo indicam que esse ajuste não é possível quando há mudanças bruscas na direção do vento. Essa deficiência operacional pode ser compensada usando-se turbinas *upwind* de duas ou três pás.

Por esse motivo, a maior parte dos aerogeradores modernos têm configuração *upwind*, enquanto que os moinhos de vento, mais tradicionais, têm configuração *downwind*.

Pode-se destacar também que turbinas de alta potência têm, de modo geral, três pás. Isso se dá porque turbinas com duas pás de grande porte, apesar de mais baratas, produzem rotações tão altas que prejudicam sua estabilidade dinâmica e têm eficiência mais baixa que turbinas de três pás.

2.2.2 Turbinas de Eixo Vertical

Turbinas de eixo vertical (Figura 2.5) consistem de uma superfície vertical em forma de S com rotação em torno de um eixo central. Têm em geral pouca capacidade e eficiências menores em comparação com turbinas horizontais semelhantes,

sendo mais utilizadas para aplicações de baixa potência.



Figura 2.5: Turbina eólica de eixo vertical

Seus componentes são essencialmente os mesmos que os da turbina horizontal, porém sua configuração interna é complexa. A maior vantagem das turbinas verticais é que a caixa multiplicadora e o gerador podem ser colocados na base da torre, facilitando sua manutenção.

Apesar de serem equipamentos confiáveis, devido a suas baixas eficiências não são comercialmente rentáveis a longo prazo em operações de alta potência. Por isso, são utilizados principalmente em locais sem acesso à rede energética como faróis, ou aplicações onde é necessário carregamento de baterias.

Devido às limitações de altura da torre, turbinas verticais precisam operar em condições de velocidade mais baixas. Por esse motivo, apresentam maior sensibilidade ao trabalhar fora do ponto de projeto, tendendo a estolar com ventos mais

fortes, e costumam ter problemas dinâmicos de estabilidade.

De fato, a análise dinâmica de turbinas eólicas verticais é extremamente complexa, devido à constante variação local do escoamento e alta geração de turbulência. O torque produzido pelo rotor não é constante, o que causa flutuações na potência que chega ao gerador e configura o *output* da turbina.

É portanto muito difícil prever suas condições de operação, e métodos de projeto de tais aerogeradores são altamente empíricos e/ou numéricos.

2.3 Mecanismos de Controle

Apesar do freio atuar em condições de vento extremas e parar o funcionamento da turbina, é necessário controlar situações intermediárias. Há portanto mecanismos de controle embutidos no rotor para quando a velocidade do vento é diferente da de projeto, mas não alta o suficiente para acionar o freio.

Existem dois tipos principais de mecanismos de controle para potência de aerogeradores: tipo *pitch* e tipo *stall*.

O controle *stall* é o mais antigo, e portanto melhor conhecido. É ainda o mais utilizado atualmente, por sua simplicidade. Consiste em um controle passivo, que mantém fixas as pás do rotor, havendo em geral uma leve torção ao longo do seu comprimento (*span*) que visa maximizar a potência produzida pela turbina.

Os esforços nas pás, e conseqüentemente seu torque e potência, são controlados através dos princípios de camada limite e aerodinâmica, sendo projetadas para que se a velocidade do vento for superior à requerida para obter a potência nominal da máquina, haja descolamento da camada limite. Com o desprendimento do fluxo, a força de sustentação aerodinâmica, maior componente da força motriz, cai bruscamente (configurando o fenômeno do estol), diminuindo a rotação da turbina e a potência gerada.

Quando a rotação cai abaixo da de projeto, a componente da velocidade vinda da rotação também cai, e eventualmente a potência gerada se torna menor que a nominal. O escoamento volta então a aderir à pá, e a potência volta a subir.

Por causa da torção ao longo do *span*, o estol acontece suavemente ao longo

da pá, de forma que a queda global de potência não danifique o gerador e outros componentes da turbina. Ainda assim, deve-se assinalar que, apesar da potência média ser equivalente à potência nominal, o comportamento da potência instantânea é oscilatório, como demonstra a Figura 2.6.

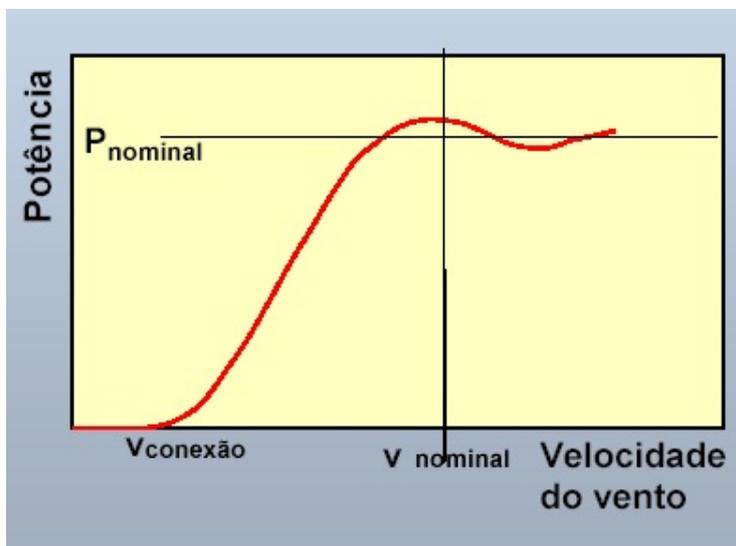


Figura 2.6: Curva típica de potência de um aerogerador com controle *stall*

Já o controle tipo *pitch*, mais moderno, trabalha movendo constantemente a pá de acordo com as condições de vento. Isso modifica o ângulo de passo, o que aumenta e reduz o ângulo de ataque e a extração de potência conforme a velocidade do vento. A curva de potência para turbinas com controle *pitch* é constante (Figura 2.7).

O controle *pitch* é ativo, necessitando de diversos sensores e mecanismos de automação, e muitas vezes de um operador, o que o torna mais complexo e caro. Sua manutenção também é problemática, especialmente em turbinas de grande porte, já que sua estrutura de controle se encontra na nacele, no topo da torre.

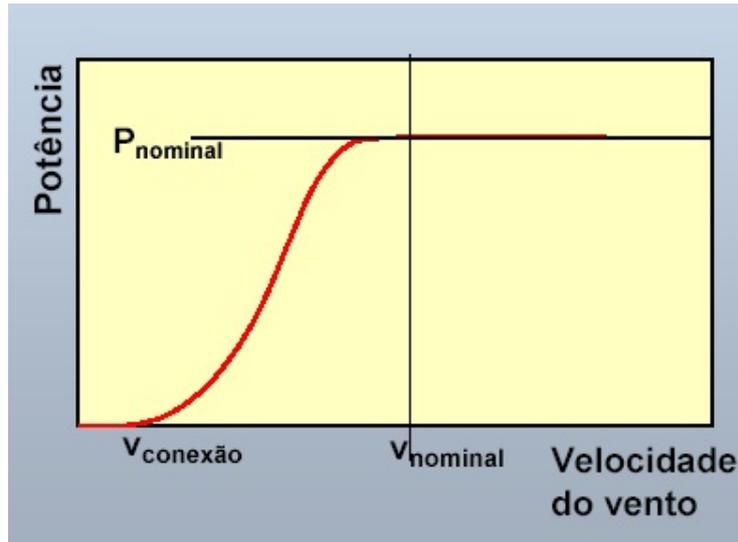


Figura 2.7: Curva típica de potência de um aerogerador com controle *pitch*

Existe também um tipo misto, o chamado *stall*-ativo, que incorpora características de ambos os tipos acima descritos.

2.4 Tecnologias em Desenvolvimento

Maiores avanços tecnológicos são necessários para uma exploração mais ampla do recurso eólico, e para diminuir os custos. Por esse motivo, há estudos constantes acerca do projeto e construção de componentes para aerogeradores e de redução de custos por meio de aumento de produção, bem como inovação em materiais.

Pesquisas têm focado em aerodinâmica, questões estruturais e elétricas, controles, materiais, integração à rede energética e armazenamento, bem como no conceito de geração híbrida de energia. A seguir serão discutidas alguns dos maiores projetos de pesquisa em desenvolvimento.

O projeto *UpWind*, maior iniciativa eólica financiada pela União Européia, sendo desenvolvido primariamente na Dinamarca, investiga a viabilidade de instalação de turbinas de grande porte com potências entre 8 e 10MW, e de fazendas eólicas totalizando centenas de *megawatts*.

Os desafios inerentes à expansão a essa escala são: a necessidade dos mais altos padrões de projeto possíveis; uso de materiais especiais com alta resistência

em comparação com sua massa; e sistemas de controle e medição avançados. Dentre os principais estudos incluídos no projeto estão:

- Geradores supercondutores: está em desenvolvimento um gerador de 10MW com base em materiais supercondutores. É esperado que se consiga diminuir entre 50 e 60% do peso e tamanho do gerador, comparado aos modelos atuais. Seu projeto também torna possível descartar a caixa multiplicadora, conectando o eixo diretamente ao gerador.
- Rotores inteligentes (*smart rotors*): aliviam as cargas na turbina através de sistemas de controle de esforços que não afetem a confiabilidade ou aumentem a necessidade de manutenção. Testes preliminares em túneis de vento indicam ser possível uma redução de 60% de esforços.
- Armazenamento de energia: técnicas de armazenamento subterrâneo da energia vinda de aerogeradores, em forma de ar comprimido, estão sendo investigadas. A técnica CAES (*Compressed Air Energy Storage*) utiliza eletricidade para comprimir o ar quando a demanda é baixa. O ar comprimido é então armazenado em formações geológicas. Quando a demanda aumenta, o fluxo é revertido, e o ar é usado em uma turbina a gás, aumentando sua eficiência em mais de 60%. Está sendo construída uma planta CAES de 268MW nos Estados Unidos em conexão a uma fazenda eólica com potência entre 75 e 100MW.

Há também amplos estudos no projeto para equipamentos *offshore*, não só no que concerne à turbina em si e seus componentes, como também à otimização do projeto da plataforma flutuante e sistemas híbridos com energia eólica e de ondas.

2.5 Revisão Bibliográfica

A aerodinâmica de turbinas eólicas concerne a modelagem das forças aerodinâmicas nas pás de seus rotores e em suas estruturas. O projeto de rotores modernos incluem a escolha do número de pás, aerofólios, a distribuição de corda e ângulo de passo, e os materiais envolvidos.

Tangler (2000) resume brevemente o cenário atual de algumas dessas opções, principalmente a escolha de número de pás e aerofólios. Sabe-se que, para turbinas de grande porte, um rotor de três pás com configuração *upwind* é o mais aceito pela indústria. Segundo Tangler (2000), essa configuração resulta em menor fadiga para as pás e menos ruído que um rotor de duas pás. Além disso, o equilíbrio dinâmico de um rotor de três pás é maior, devido ao ângulo de 120° entre pás.

Quanto à escolha de aerofólios, tem-se que as características de performance desejáveis para um avião não são necessariamente satisfatórias para um aerogerador, já que aerofólios para asas foram desenvolvidos para altos números de Reynolds. Entretanto, os aerofólios NACA ainda são largamente utilizados, principalmente as famílias 44XX e 230XX.

Vardar e Alibas (2008) estudaram (em túnel de vento) variações de rotação e coeficientes de potência em micro-turbinas, utilizando perfis NACA, com diversas combinações de ângulo de passo e número de pás. O estudo tem como objetivo a produção de rotores de alta eficiência com perfis NACA. Os perfis utilizados foram NACA 0012, 4412, 4415 e 23012. Os resultados encontrados indicam uma forte relação entre a rotação do rotor e o ângulo das pás, entre o coeficiente de potência e o ângulo das pás, e entre coeficiente de potência e número de pás. Aumentar a velocidade do vento resulta em uma maior correlação entre a rotação do rotor e os perfis de aerofólio e entre o coeficiente de potência e os perfis.

Sorensen (2011) apresenta diversos métodos para projeto aerodinâmico de aerogeradores, vários dos quais são utilizados neste projeto e serão extensamente discutidos no Capítulo 3. Também é abordada a relevância de estudos CFD em projeto, os quais já são utilizados por alguns produtores de turbinas, embora o teste cego promovido pela NREL tenha demonstrado que a modelagem CFD mais aceita necessita ser melhor desenvolvido para obter resultados mais realistas.

Embora os aerofólios NACA sejam ainda bastante utilizados, sabe-se que, para turbinas de grande porte, eles não são particularmente eficientes, principalmente devido à alta sensibilidade à rugosidade e número de Reynolds. Para minimizar perdas de energia, foram desenvolvidas famílias de aerofólios específicas para turbinas eólicas, os perfis NREL (Tangler e Somers, 1995). Esses aerofólios foram desenvolvidos

para acomodar as necessidades de turbinas controladas tanto por *pitch* quanto por *stall*.

Existem atualmente 35 aerofólios NREL, sendo alguns deles adequados somente para a base ou raiz de pás, considerando-se pás com perfis variáveis ao longo do *span*. Os aerofólios foram desenvolvidos levando também em conta o tamanho previsto do rotor, sendo alguns deles apropriados para turbinas de pequeno porte e outros para grande porte. Figura 2.8 apresenta três aerofólios NREL para uma turbina de médio porte.

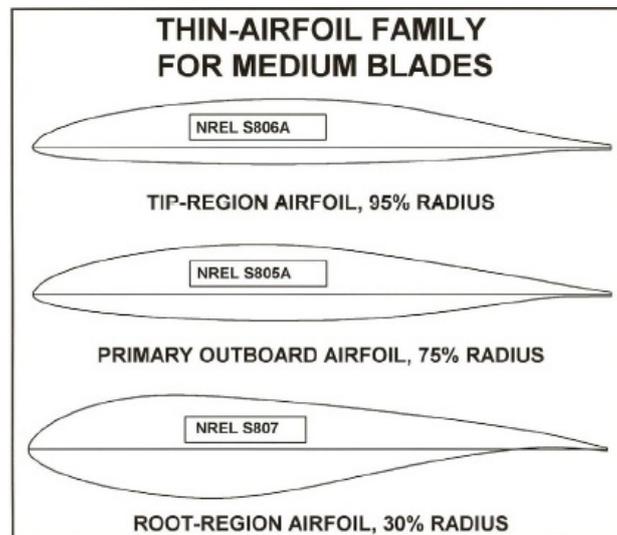


Figura 2.8: Exemplos de aerofólios NREL

Outro aspecto importante das pesquisas em aerogeradores se refere ao efeito da turbulência em seu desempenho, já que, dependendo de seu porte, podem operar dentro da camada limite atmosférica ou na esteira de outras turbinas, se forem parte de fazendas eólicas. Porém, o efeito real da turbulência é discutível, e os resultados de estudos contraditórios.

Sicot et al. (2006) estudou em túnel de vento as consequências da turbulência no rotor de uma turbina eólica, com perfil NACA 65-421, e encontrou que seu efeito era desprezível para ângulos de ataque pequenos. Para ângulos de ataque maiores que 12° , há um pequeno aumento no coeficiente máximo de sustentação, e portanto no de potência, mas ainda assim, não há uma variação significativa.

Entretanto Devinant et al. (2002), tendo estudado também o efeito da turbu-

lência em turbinas eólicas e utilizado o mesmo perfil de aerofólio, concluiu que a alta turbulência influencia fortemente nas características aerodinâmicas do aerofólio. Foi encontrado que o aumento da turbulência diminui a sustentação e aumenta ligeiramente o arraste da turbina.

Devido aos resultados discrepantes, o efeito da alta turbulência no rotor não foi considerado nesse trabalho.

Capítulo 3

Formulação Matemática

Dentre todos os componentes em uma turbina eólica, o rotor é o mais crítico, já que é diretamente responsável por captar a energia cinética do vento. Devido à corrente de vento incidente sobre sua área varrida, forças aerodinâmicas se manifestam (Figura 3.1), atuando sobre a estrutura e compondo o torque resultante.

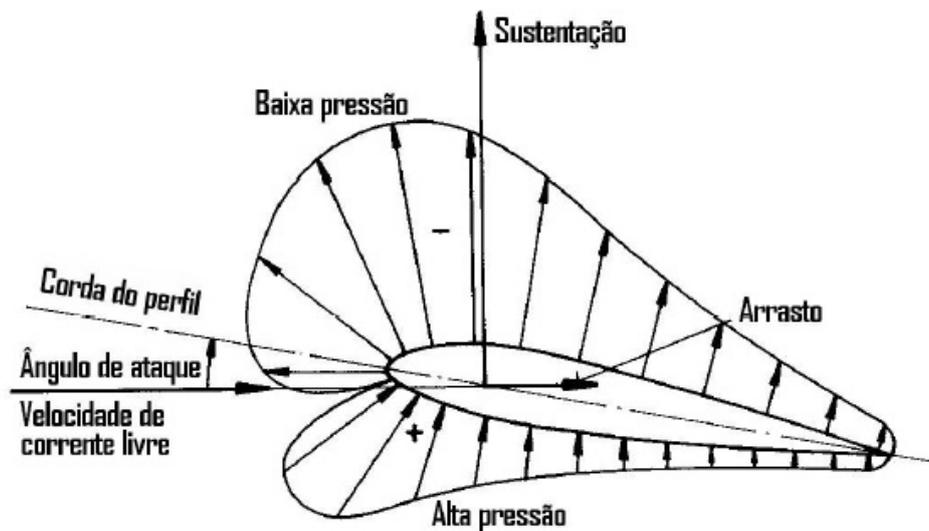


Figura 3.1: Esforços em um aerofólio

Conhecendo a velocidade relativa que atua através do *span* de cada pá pode-se determinar essas forças aerodinâmicas, e portanto o *output* de potência da turbina. De posse dos carregamentos, pode-se também projetar os outros componentes com segurança.

Para encontrar a velocidade relativa, seria necessário apenas resolver triângulos

de velocidade para cada seção do *span*. A principal dificuldade dessa abordagem é calcular as velocidades induzidas na pá pela formação de esteira turbulenta devido ao giro do rotor.

Neste capítulo serão discutidos a teoria e os principais métodos para projeto aerodinâmico do rotor de turbinas eólicas de eixo horizontal, como deduzidos por Burton et al. (2011).

3.1 O Conceito do Disco Atuador

O princípio básico de funcionamento de aerogeradores esclarece a retirada de energia do vento, mas não descreve completamente o que acontece com essa energia. Apesar de parte dela ser aproveitada e convertida em trabalho, outra parte retorna ao vento e é eventualmente dissipada em forma de calor.

Ainda assim, é possível começar uma análise do comportamento de turbinas eólicas, de quaisquer *designs*, considerando apenas o processo de extração de energia. O modelo utilizado para essa análise é chamado disco atuador (Figura 3.2), no qual considera-se o rotor como um disco, de raio igual ao do rotor, que permite a passagem de ar. Essa hipótese equivale a se considerar um número infinito de pás na turbina. Pode-se considerar que o ar fora do *VC* não é afetado pela turbina.

A montante do disco, no volume de controle, a área da seção transversal é menor que a do disco, e a juzante a área é maior. A expansão do *VC* ocorre porque a vazão mássica deve ser a mesma por toda a região analisada. A massa de ar que passa por uma seção qualquer do *VC* em determinado período de tempo é $\rho A_S U$. Para atender a condição de continuidade, temos que:

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A_D U_D = \rho A_W U_W \quad (3.1)$$

É comum considerar-se que o disco atuador induz uma variação de velocidade que precisa ser sobreposta a U_∞ . Esse componente do escoamento induzido pela formação da esteira turbulenta é dado por $-aU_\infty$, sendo a definido como fator de interferência axial. Portanto, no disco atuador, a velocidade é:

$$U_D = U_\infty(1 - a) \quad (3.2)$$

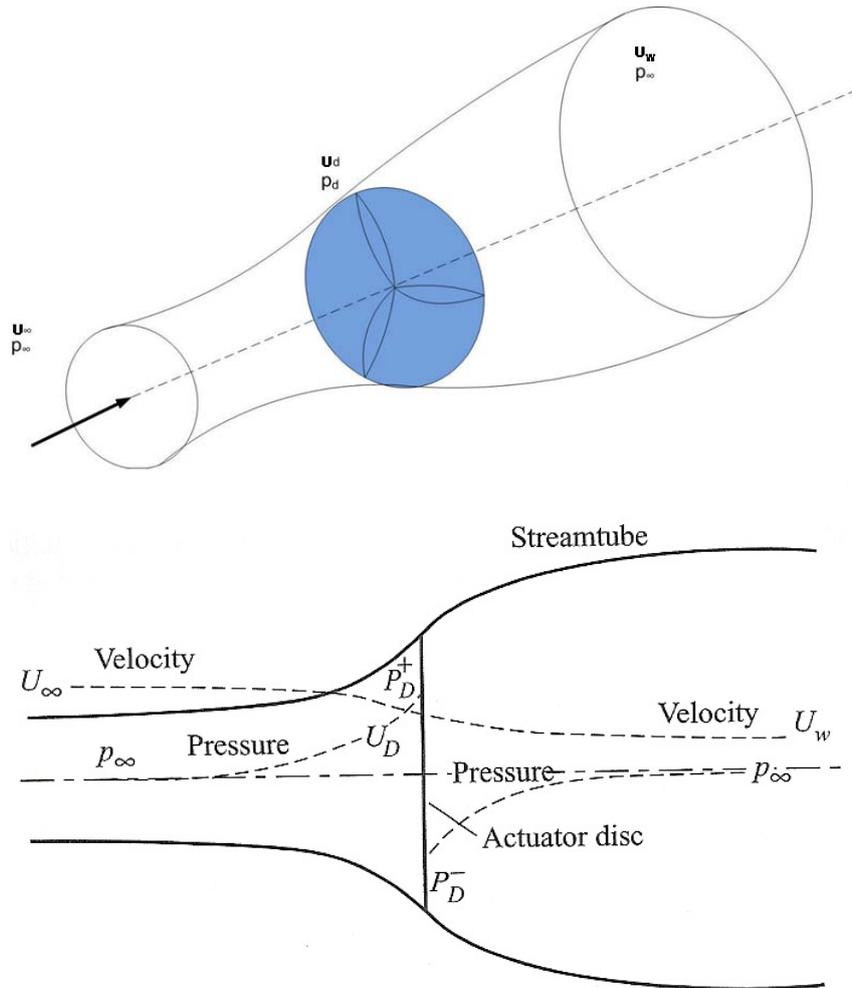


Figura 3.2: Volume de controle para o modelo do disco atuador

3.1.1 Teoria Simples de Momento

O ar que passa pelo disco atuador tem uma variação total de velocidade de $U_\infty - U_w$ e uma taxa de variação de quantidade de movimento igual a:

$$\Delta M = (U_\infty - U_w)\rho A_D U_D \quad (3.3)$$

A força que causa essa variação é causada inteiramente pela diferença de pressão ocasionada pelo disco, já que o ar ao redor do VC está em pressão atmosférica, tendo resultante nula.

Portanto, pode-se demonstrar que:

$$(p_D^+ - p_D^-)A_D = (U_\infty - U_w)\rho A_D U_\infty(1 - a) \quad (3.4)$$

Para obter a diferença de pressão $(p_D^+ - p_D^-)$, a equação de Bernoulli é aplicada

separadamente para as seções a montante e a jusante do VC : equações diferentes são necessárias porque a energia total é diferente para cada região. A equação de Bernoulli mostra que, em regime permanente, a energia total do escoamento (envolvendo energia cinética, de pressão e gravitacional) se mantém constante desde que nenhum trabalho seja realizado pelo ou sobre o fluido. Logo, para um volume de ar:

$$\frac{1}{2}\rho U_{\infty}^2 + p + \rho gh = \text{const} \quad (3.5)$$

Assim, a montante, tem-se:

$$\frac{1}{2}\rho_{\infty}U_{\infty}^2 + p_{\infty} + \rho_{\infty}gh_{\infty} = \frac{1}{2}\rho_D U_D^2 + p_D^+ + \rho_D gh_D \quad (3.6)$$

Assumindo escoamento incompressível e horizontal, pode-se escrever:

$$\frac{1}{2}\rho U_{\infty}^2 + p_{\infty} = \frac{1}{2}\rho U_D^2 + p_D^+ \quad (3.7)$$

Semelhantemente, a jusante:

$$\frac{1}{2}\rho U_W^2 + p_{\infty} = \frac{1}{2}\rho U_D^2 + p_D^- \quad (3.8)$$

Assim, subtraindo-se as duas equações, é obtido:

$$(p_D^+ - p_D^-) = \frac{1}{2}\rho(U_{\infty}^2 - U_W^2) \quad (3.9)$$

Substituindo esse resultado na Equação 3.4, encontra-se:

$$\frac{1}{2}\rho(U_{\infty}^2 - U_W^2)A_D = (U_{\infty} - U_W)\rho A_D U_{\infty}(1 - a) \quad (3.10)$$

E simplificando,

$$U_W = (1 - 2a)U_{\infty} \quad (3.11)$$

Ou seja, metade da perda axial de velocidade no VC se dá a montante do disco atuador, e metade a jusante.

3.1.2 Coeficiente de Potência

Pode-se mostrar, trabalhando-se a Equação 3.4, que a força é dada por:

$$F = (p_D^+ - p_D^-)A_D = 2\rho A_D U_{\infty}^2 a(1 - a) \quad (3.12)$$

Como essa força se concentra no disco atuador, a taxa de trabalho realizado pela força é FU_D , logo a extração de potência seria:

$$P = FU_D = 2\rho A_D U_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (3.13)$$

O coeficiente de potência pode então ser definido como:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_D} \quad (3.14)$$

No qual o denominador representa a potência disponível no ar na ausência do disco atuador. Logo,

$$C_P = 4a(1 - a)^2 \quad (3.15)$$

3.2 Teoria de Disco de Rotor

A maneira pela qual a energia extraída é convertida em energia útil depende do projeto da turbina. A maior parte utiliza um rotor com um número de pás rotativas, com uma velocidade angular Ω em torno de um axis normal ao plano do rotor e paralela à direção do vento. As pás desenvolvem um gradiente de pressão em relação ao disco, devido a seu projeto aerodinâmico, o que é responsável pela perda de quantidade de movimento axial na esteira. Associada à essa perda está uma perda de energia que pode ser coletada pelo gerador elétrico acoplado ao eixo do rotor.

3.2.1 Rotação da Esteira

O torque exercido pelo ar sobre o disco do rotor exige que uma reação de mesma intensidade e direção oposta seja exercida sobre o ar, para que seja mantido o equilíbrio. A consequência desse torque de reação é a geração de uma rotação na direção oposta da do rotor; o ar ganha quantidade de movimento angular, logo, na esteira do rotor, a velocidade tem componente na direção tangencial além de axial.

A adição de um componente tangencial à velocidade significa um aumento de energia cinética, compensado por uma queda na pressão estática do ar na esteira em acréscimo à já descrita.

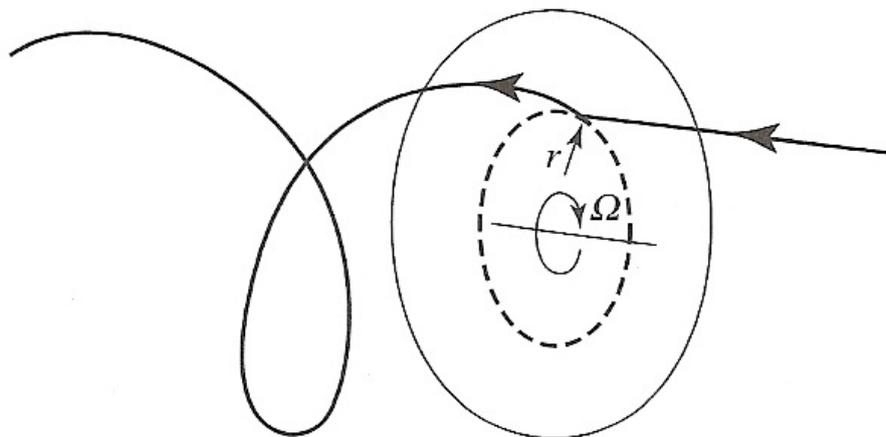


Figura 3.3: Trajetória de uma partícula passando pelo disco do rotor

O escoamento ao incidir no disco atuador não tem nenhum movimento rotacional. Ao sair, existe rotação no escoamento, e essa rotação permanece constante por toda a esteira. Logo, a transferência de rotação ao fluido se dá inteiramente através do disco (Figura 3.4). A mudança de velocidade tangencial é expressa em termos de um fator de interferência tangencial, a' . A montante do disco, a velocidade tangencial é zero. Imediatamente a jusante do disco, ela é $2r\Omega a'$.

A velocidade tangencial é oposta ao movimento do rotor, já que é produzida pela reação ao torque, e seu aumento é, na prática, gradual. Figura 3.4 mostra o escoamento acelerando na direção tangencial ao passar por entre as pás.

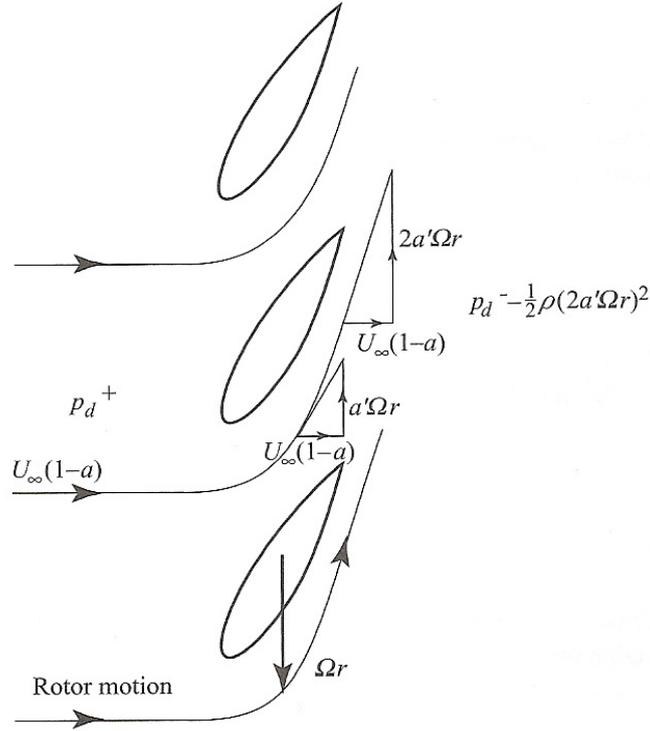


Figura 3.4: Aumento de velocidade tangencial ao passar pelo disco

3.2.2 Teoria de Momento Angular

A velocidade tangencial não será a mesma para todas as posições radiais e é possível que a velocidade axial induzida seja também diferente. Para prever variações de ambas as componentes de velocidade, consideremos um anel anular do rotor, com raio r e de largura δr .

O incremento do torque do rotor atuando sobre o anel será responsável pela componente tangencial da velocidade e a força axial no anel pela componente axial. O disco é composto de múltiplos anéis anulares e assume-se que cada um deles é independente, e não interfere com o ar que não passa pelo anel.

O torque no anel será igual à sua taxa de variação de quantidade de movimento angular:

$$\delta T = \rho \delta A_D U_\infty (1-a) 2\Omega a' r^2 \quad (3.16)$$

Sendo A_D a área do anel.

Sabe-se que $\delta P = \delta T \Omega$. Logo, combinando a potência encontrada no anel com

a Equação 3.13, diferenciada para um anel, temos que

$$2\rho\delta A_D U_\infty^3 a(1-a)^2 = \rho\delta A_D U_\infty (1-a)2\Omega^2 a' r^2$$

E

$$U_\infty^2 a(1-a) = \Omega^2 r^2 a'$$

Podemos agora definir a razão de velocidade local como sendo:

$$\lambda = \frac{r\Omega}{U_\infty} \quad (3.17)$$

E a razão de velocidades na ponta da pá seria $\lambda_g = R\Omega/U_\infty$, quando $r = R$.

Dessa forma:

$$a(1-a) = \lambda^2 a' \quad (3.18)$$

A área do anel é $A_D = 2\pi r\delta r$, logo o incremento na potência é:

$$\delta P = \delta T\Omega = \left(\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 2\pi r\delta r\right) 4a'(1-a)\lambda^2$$

O termo entre parênteses representa o fluxo de potência pelo anulo. Logo o termo fora dos parênteses equivale a eficiência do elemento de pá.

$$\eta_r = 4a'(1-a)\lambda^2 \quad (3.19)$$

Em termos de coeficiente de potência, temos:

$$\frac{dC_P}{dr} = \frac{4\pi U_\infty^3 (1-a)a'\lambda^2 r}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 \pi R^2} = \frac{8(1-a)a'\lambda^2 r}{R^2} \quad (3.20)$$

Ou, se considerarmos $\mu = r/R$:

$$\frac{dC_P}{d\mu} = 8(1-a)a'\lambda^2 \mu^3 \quad (3.21)$$

E, na formulação integral, podemos escrever:

$$C_P = \int_0^1 8(1-a)a'\lambda^2 \mu^3 d\mu \quad (3.22)$$

3.2.3 O Limite de Betz

Como a velocidade do vento após o disco atuador não pode ser zero, é fisicamente impossível aproveitar toda a potência do vento. Assim, o limite máximo teórico da potência não é a potência disponível.

Os valores de a e a' que proporcionarão a maior eficiência possível podem ser determinados diferenciando a Equação 3.19 por cada um dos fatores e igualando a zero.

$$\frac{da}{da'} = \frac{1-a}{a'} \quad (3.23)$$

E fazendo o mesmo com a Equação 3.18, temos:

$$\frac{da}{da'} = \frac{\lambda^2}{1-2a}$$

Logo,

$$a'\lambda^2 = (1-a)(1-2a) \quad (3.24)$$

Combinando essa equação com a Equação 3.18, acharemos os valores de a e a' para maximizar o coeficiente de potência.

$$a = \frac{1}{3}$$

$$a' = \frac{a(1-a)}{\lambda^2} \quad (3.25)$$

Substituindo esses valores na Equação 3.20, e integrando, temos que

$$C_p = 8 \int_0^1 (1-a) \frac{a(1-a)}{\lambda^2 \mu^2} \lambda^2 \mu^3 d\mu = 4a(1-a)^2 = \frac{16}{27} \quad (3.26)$$

Esse valor limite é chamado coeficiente de Betz.

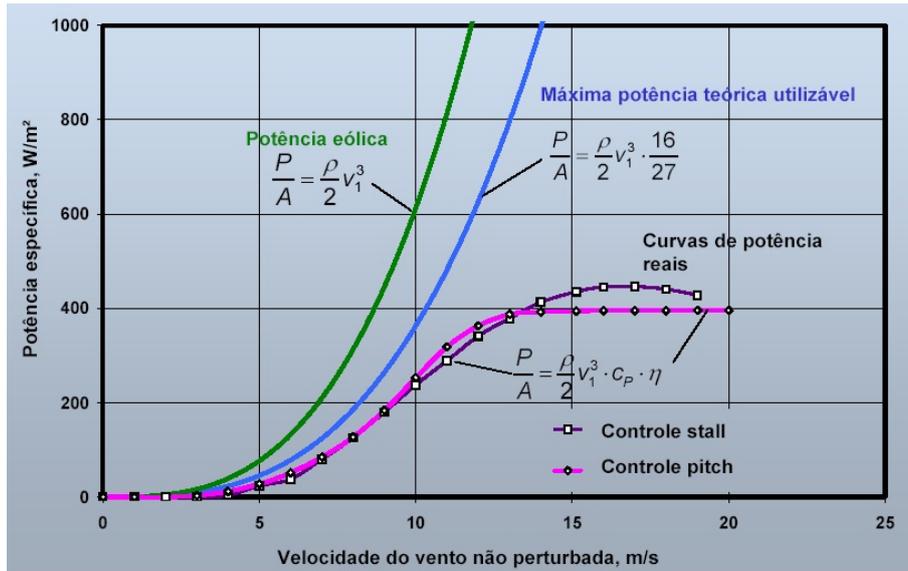


Figura 3.5: Curvas de potência eólica

3.3 Modelo de Cilindro de Vórtice para o Disco Atuador

A teoria de momento utiliza o conceito do disco atuador pelo qual ocorre uma queda de pressão devido à energia extraída pelo rotor. Na teoria do Disco de Rotor, o disco atuador é descrito como sendo composto de inúmeras pás radialmente uniformes, com circulação $\Delta\Gamma$. À juzante da ponta de cada pá surge um vórtice helicoidal de força $\Delta\Gamma$. Se o número de pás for assumido bastante grande, mas de modo que a solidez total seja finita e pequena, então a acumulação dos vórtices formará a superfície de um tubo. Se o número de pás tende a infinito, essa superfície será contínua e de diâmetro constante.

3.3.1 Teoria de Cilindro de Vórtice

O cilindro de vórtice tem vorticidade na superfície que segue um caminho helicoidal com um ângulo de hélice φ . A vorticidade é $\omega = \frac{d\Gamma}{dn}$, na qual n é a direção normal à $\Delta\Gamma$, e tem uma componente $\omega_\theta = \omega \cos\varphi$, paralela ao disco do rotor. Graças a ω_θ , a velocidade axial no plano do rotor é uniforme sobre o disco do rotor e pode

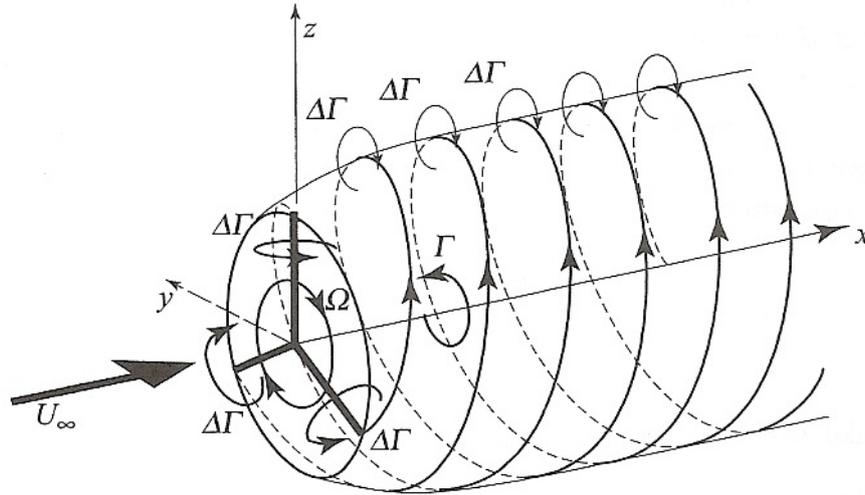


Figura 3.6: Esteira com vórtices helicoidais em um rotor com três pás e circulação uniforme

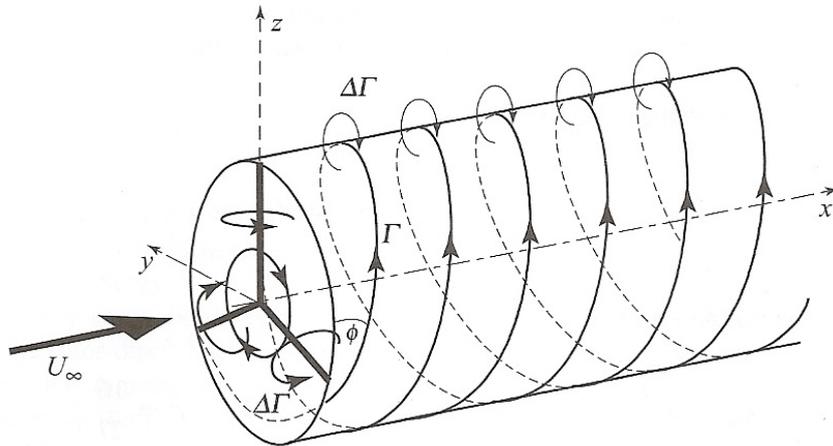


Figura 3.7: Vórtices helicoidais simplificados, ignorando a expansão da esteira ser determinada pela lei de Biot-Savart, através da Equação 3.27.

$$u_d = \frac{\omega_\theta}{2} = -aU_\infty \quad (3.27)$$

A velocidade axial é também uniforme na esteira, no interior da superfície cilíndrica de vórtice.

$$u_w = -\omega_\theta = -2aU_\infty \quad (3.28)$$

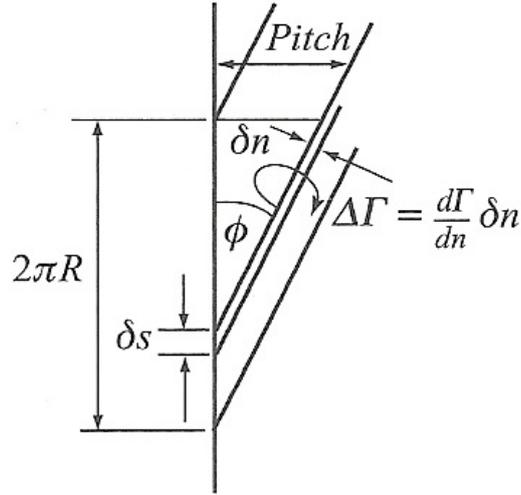


Figura 3.8: Projeção da vorticidade na superfície do cilindro

3.3.2 Circulação e os Fatores de Interferência

A circulação total em todas as pás, considerando-se um número infinito, é Γ , atuando na esteira com uma taxa uniforme, por revolução. Assim, pela figura 3.8, temos:

$$\omega = \frac{\Gamma}{2\pi R \text{sen}\phi_t} \quad (3.29)$$

Logo,

$$\omega_\theta = \frac{\Gamma \cos\phi_t}{2\pi R \text{sen}\phi_t} = \frac{\Gamma}{2\pi R} \frac{\Omega R}{U_\infty(1-a)} \quad (3.30)$$

De modo que:

$$2aU_\infty = \frac{\Gamma}{2\pi R} \frac{\Omega R}{U_\infty(1-a)} \quad (3.31)$$

Assim, temos que relação entre a circulação total e os fatores de interferência é:

$$\Gamma = \frac{4\pi U_\infty^2 a(1-a)}{\Omega} \quad (3.32)$$

3.3.3 Vórtices na Base da Pá

Da mesma forma que um vórtice se forma da ponta de cada pá, as bases das pás também produzem vórtices. Se for assumido que as pás se estendem até o eixo de rotação, claramente uma hipótese impraticável, os vórtices da base serão linhas de vórtice percorrendo axialmente o VC a partir do centro do disco. A direção de

rotação desses vórtices será a mesma, formando um vórtice de raiz Γ . Esse vórtice é o principal responsável por induzir uma velocidade tangencial na esteira do disco.

Na superfície do disco do rotor, a interferência tangencial, dada pela lei de Biot-Savart, é:

$$a'r\Omega = \frac{\Gamma}{4\pi r}$$

Logo:

$$a' = \frac{\Gamma}{4\pi r^2\Omega} \quad (3.33)$$

Essa relação também pode ser deduzida através da Teoria de Momento: a taxa de mudança de quantidade de movimento angular do ar que passa por um anel anular é igual ao incremento de torque no anel.

$$\delta T = \rho U_\infty (1 - a) 2\pi r 2a'r^2\Omega \delta r \quad (3.34)$$

O torque por unidade de *span* atuando nas pás é dado pelo teorema de Kutta-Jukouski, que relaciona a sustentação por unidade de raio como sendo:

$$L = \rho(W \otimes \Gamma)$$

E portanto:

$$\delta T = \rho(W \otimes \Gamma) r \sin\phi_i \delta r = \rho \Gamma r U_\infty (1 - a) \delta r \quad (3.35)$$

Igualando as duas expressões para o torque, temos:

$$a' = \frac{\Gamma}{4\pi r^2\Omega}$$

Logo

$$a' = \frac{U_\infty^2 a(1 - a)}{\lambda^2} = \frac{a(1 - a)}{\lambda^2}$$

Temos então que a relação entre os fatores de interferência é:

$$a' = \frac{a(1 - a)}{\lambda^2} \quad (3.36)$$

Que é exatamente idêntica à equação 3.25, encontrada pela Teoria de Momento Angular.

3.3.4 Torque e Potência

O torque em um anel de raio r e espessura δr é:

$$\frac{dT}{dr}\delta r = \rho W \Gamma r \text{sen}\phi_t \delta r = \frac{\rho 4\pi r U_\infty^3 a(1-a)^2}{\Omega} \delta r$$

$$\frac{dT}{dr} = \frac{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 2\pi r 4a(1-a)^2}{\Omega} \quad (3.37)$$

E a distribuição radial de potência é:

$$\frac{dP}{dr} = \Omega \frac{dT}{dr} = \frac{1}{2}\rho U_\infty^3 2\pi r^2 4a(1-a)^2 \quad (3.38)$$

Portanto, a potência total é:

$$P = \frac{1}{2}\rho U_\infty^3 \pi R^2 4a(1-a)^2 \quad (3.39)$$

E o coeficiente de potência

$$C_P = 4a(1-a)^2 = 4a'(1-a)\lambda^2 \quad (3.40)$$

Novamente, um resultado previsto pela teoria simples de Momento Angular, indicando que o escoamento rotacional não influencia a eficiência da extração de potência.

3.4 Teoria de Elemento de Pá

Assume-se que as forças em um elemento de pá podem ser calculadas através das características de um aerofólio em duas dimensões, utilizando-se um ângulo de ataque definido como o ângulo incidente da velocidade na seção transversal do elemento. O componente de velocidade na direção do *span* é ignorado. Efeitos tridimensionais também são ignorados.

Os componentes de velocidade em uma posição radial da pá, expressos em termos da velocidade do vento, dos fatores de interferência e da rotação do rotor, determinam o ângulo de ataque. Sabendo como os coeficientes c_L e c_D variam com o ângulo de ataque, as forças nas pás para qualquer valor de a e a' podem ser determinadas.

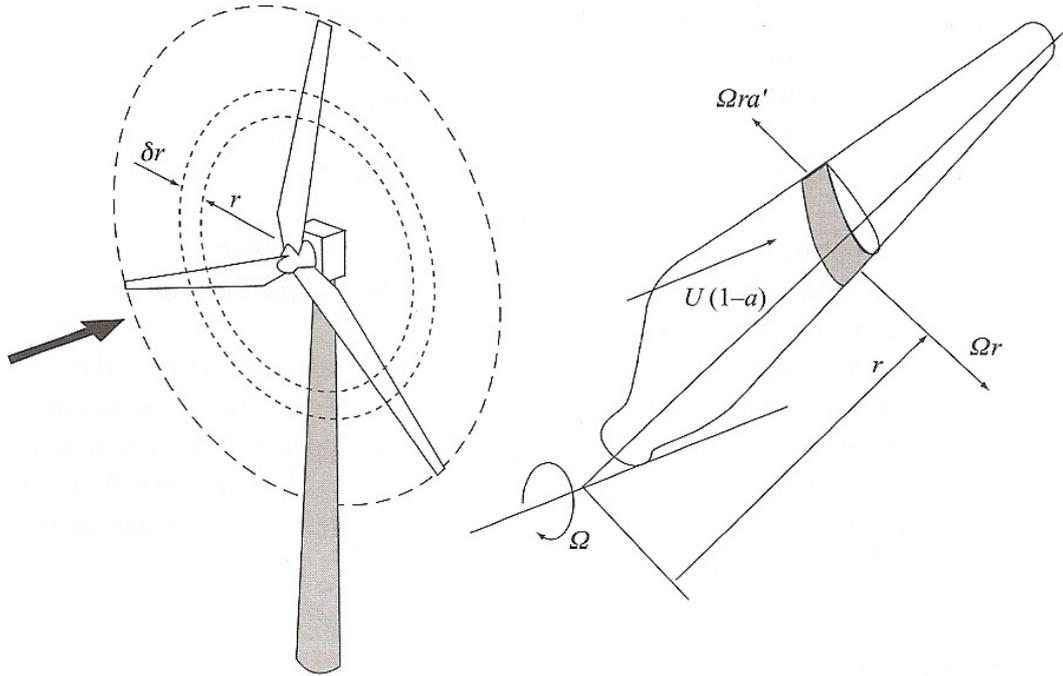


Figura 3.9: Elemento anular de pá

Seja uma turbina com B pás, na qual tanto a dimensão da corda e o ângulo de passo podem variar ao longo do *span*. Analisando o elemento de pá da Figura 3.9, é lógico combinar a velocidade tangencial com a de esteira, e trabalhar com uma velocidade líquida de $(1 + a')r\Omega$. Essa é a principal modificação com relação a Teoria de Disco de Rotor; o disco de rotor é espessura infinitesimal e a mudança de velocidade é abrupta, enquanto o elemento de pá tem profundidade axial e a velocidade tangencial se desenvolve de maneira gradual.

A velocidade relativa resultante na pá é:

$$W = \sqrt{U_{\infty}^2(1 - a)^2 + r^2\Omega^2(1 + a')^2} \quad (3.41)$$

Atuando em um ângulo tal no plano de rotações que:

$$\text{sen}\phi = \frac{U_{\infty}(1 - a)}{W} \quad e \quad \text{cos}\phi = \frac{r\Omega(1 + a')}{W} \quad (3.42)$$

Sendo o ângulo de ataque dado por:

$$\alpha = \phi - \beta \quad (3.43)$$

A hipótese básica da Teoria de Elemento de Pá é que as forças de sustentação

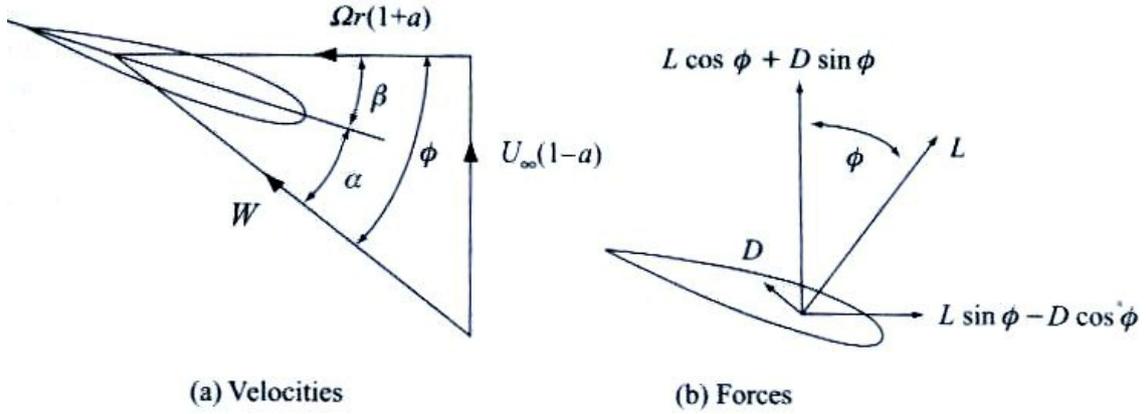


Figura 3.10: Forças e velocidades em um elemento de pá

e arrasto aerodinâmico no elemento são as mesmas das que atuam num elemento idêntico, isolado, com mesmo ângulo de ataque em escoamento bidimensional.

Assim, pode-se mostrar que as forças atuantes no elemento de pá são:

$$\delta L = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_L \delta r$$

$$\delta D = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_d \delta r$$

O empuxo axial num anel anular do disco atuador é:

$$\delta E = \delta L \cos \phi + \delta D \sin \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 B c (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) \delta r \quad (3.44)$$

O torque é calculado a partir da força perpendicular ao empuxo axial, sendo dado por:

$$\delta T = (\delta L \sin \phi - \delta D \cos \phi) r = \frac{1}{2} \rho W^2 B c r (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \delta r \quad (3.45)$$

3.5 Teoria de Momento de Elemento de Pá (BEM)

A hipótese base da Teoria BEM (Blade Element-Momentum) é que a força de um elemento de pá é a única responsável pela mudança de quantidade de movimento axial do ar que passa pelo anel percorrido pelo elemento. Logo, assume-se que não há interação radial entre os escoamentos de elementos diferentes, uma condição que é apenas verdadeira se o fator de interferência axial não variar radialmente. Na

prática, isso raramente acontece, mas experimentos em túneis de vento demonstram que a hipótese de independência radial é aceitável.

Podemos então concluir, dadas as equações 3.44 e 3.12, com $A_D = 2\pi r \delta r$:

$$\delta E = \frac{1}{2} \rho W^2 B c (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) \delta r = 2\pi r \delta r \rho U_\infty (1-a) 2a U_\infty \quad (3.46)$$

$$\delta T = \frac{1}{2} \rho W^2 B c r (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \delta r = 2\pi r \delta r \rho U_\infty (1-a) 2a' r^2 \Omega \quad (3.47)$$

Se eliminarmos o arraste das equações 3.46 e 3.47 para comparar com os resultados da Teoria de Vórtice, o ângulo de escoamento pode ser determinado:

$$\tan \phi = \frac{a' r \Omega}{a U_\infty} = \frac{a' r}{a R} \lambda_g$$

E pelo triângulo de velocidade em um elemento de pá, dado pela equação 3.42, o ângulo de escoamento é:

$$\tan \phi = \frac{1-a}{\lambda(1+a')}$$

Igualando essas duas equações, temos em $\mu = 1$:

$$a(1-a) = \lambda^2 a' (1+a') \quad (3.48)$$

Essa equação difere da equação 3.36 pelo termo $(1+a')$. É conveniente definir:

$$c_L \cos \phi + c_D \sin \phi = C_x \quad (3.49)$$

$$c_L \sin \phi - c_D \cos \phi = C_y \quad (3.50)$$

Logo temos que:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma}{4 \sin^2 \phi} C_x \quad (3.51)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma}{4 \sin \phi \cos \phi} C_y \quad (3.52)$$

A solidez da pá é definida como a área total da pá dividida pela área do disco do rotor, e é um parâmetro primário para determinar o desempenho do rotor. Solidez da corda, σ , é definida como o comprimento total da corda em determinado raio dividido pela circunferência do disco nesse raio.

$$\sigma = \frac{B}{2\pi r} c = \frac{B}{2\pi \mu} \frac{c}{R} \quad (3.53)$$

A teoria BEM, rigorosamente, só é aplicável se as pás tiverem circulação uniforme, ou seja, se a for uniforme. Na circulação não uniforme, há interação radial e troca de quantidade de movimento entre os escoamentos passando por elementos de pá vizinhos. Logo, não se pode dizer que a única força axial atuante no escoamento é a referente à queda de pressão no rotor.

Entretanto, na prática, o erro de utilizar a teoria BEM em circulação não-uniforme é pequeno para razões de velocidade maiores que três.

3.6 Efeito de um Número Finito de Pás

As análises descritas anteriormente assumem que há um número suficiente de pás para que todas as partículas de fluido passando pelo rotor interajam com uma pá, ou seja, todas as partículas de fluido tenham a mesma perda de quantidade de movimento.

Com um número finito de pás, algumas das partículas de ar são afetadas pelas pás, mas a maior parte passa por entre elas. Assim, a perda de quantidade de movimento da partícula claramente depende da sua proximidade à pá, e portanto o fator de interferência axial varia em torno do disco, e é o fator médio que determina a troca global de quantidade de movimento.

3.6.1 Perdas na Ponta da Pá

Se o fator de interferência axial, a , é alto em uma posição da pá então, pela Equação 3.42, o ângulo de escoamento, ϕ , será pequeno e a força de sustentação será quase normal ao plano do rotor. Sendo assim, a componente tangencial da força de sustentação, que é sua contribuição ao torque, será pequena. Isso acarreta uma perda de potência, que é conhecida como perda da ponta da pá (*tip loss*, ou perdas de *tip*), já que só ocorre nessa região.

Para corrigir as perdas de *tip*, é preciso conhecer como o fator de interferência axial varia. Porém isso está além do escopo das teorias de elemento de pá e de momento de elemento de pá.

Da mesma forma que em asas de aviões, aparecem vórtices de ponta de asa em

turbinas eólicas. Contudo, já que as pontas das pás seguem uma circunferência, esses vórtices têm uma estrutura helicoidal que é carregada pela velocidade da esteira.

Diferente de um avião, para um rotor de duas pás, por exemplo, os vórtices formados por cada pá têm direção contrária, e portanto se combinam e formam um vórtice com trajetória retilínea colinear ao eixo rotacional do rotor (Figura 3.11). Esse vórtice tem circulação igual à do vórtice helicoidal gerado por uma pá, multiplicado ao número de pás.

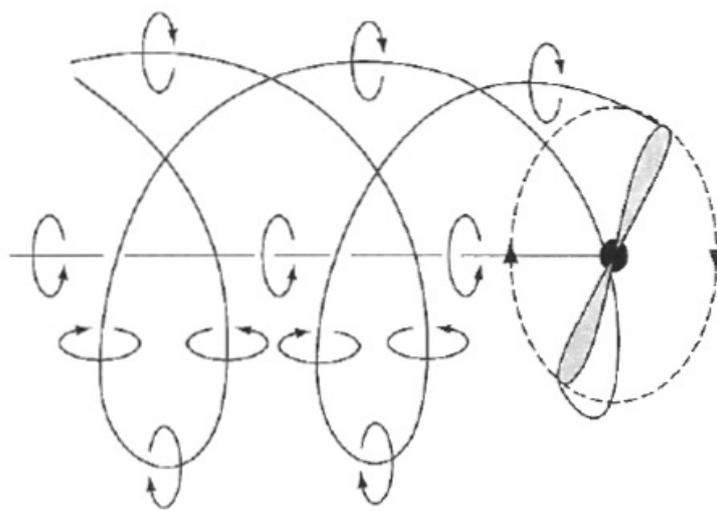


Figura 3.11: Vórtices helicoidais de *tip* formados em uma turbina eólica horizontal

Para que seja formado um único vórtice, a circulação ao longo do *span* precisa ser uniforme, o que é um dos requisitos para operação ótima. Porém, para circulação uniforme, é necessário que a seja uniforme por todo o disco do rotor, o que não é válido com um número discreto de pás. No caso mostrado na Figura 3.11, os vórtices causam fatores de interferência axial tão altos nas pontas das pás que, localmente, o escoamento se dá na direção oposta ao vento.

O valor médio de a na direção azimutal é radialmente constante para cada elemento de pá. Burton et al. (2011) plota um exemplo da variação de a em diversas posições do *span* para uma turbina horizontal de três pás com uma razão de velocidades global de 6 (Figura 3.12).

Pode-se então definir um fator de perdas de ponta de pá, ou fator de *tip-loss*, para qualquer posição radial do rotor, como a razão da média azimutal de a e o valor

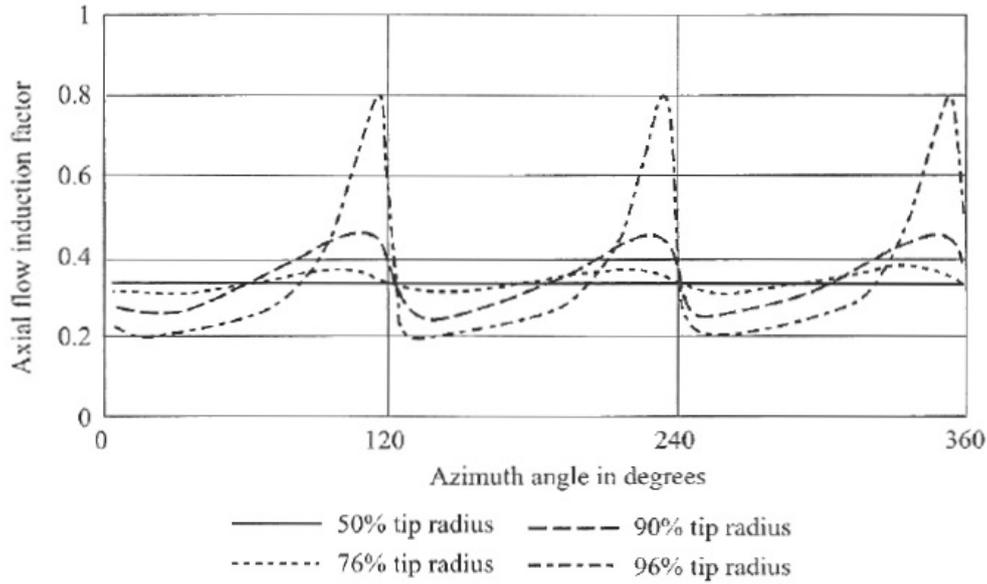


Figura 3.12: Exemplo de variação de a para um aerogerador de três pás com $\lambda_g = 6$ de a na posição azimutal de interesse. Figura 3.13 mostra que o fator de *tip-loss*, para uma pá com circulação uniforme, é igual a 1 na maior parte do *span*, caindo bruscamente até 0 próximo da ponta da pá.

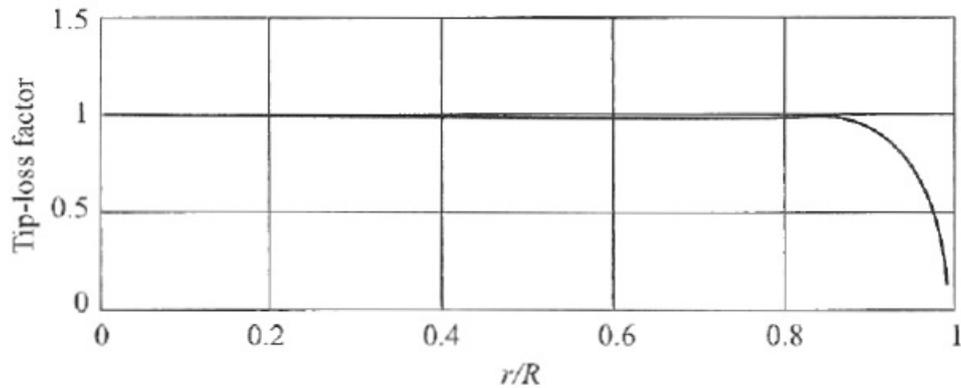


Figura 3.13: Variação do fator de *tip-loss* pelo *span*

3.6.2 Aproximação de Prandtl para o fator de *tip-loss*

A função do fator de *tip-loss* plotada na Figura 3.13 não é facilmente obtida por meios analíticos para uma razão de velocidades qualquer. Existem soluções em termos das funções de Bessel, formulada para propulsores, contudo elas não são

apropriadas como correções da teoria BEM.

Por isso, são empregadas em geral soluções aproximadas, sendo as Aproximações de Prandtl as mais utilizadas, já que fornecem fórmulas analíticas relativamente simples como função de *tip-loss*.

As aproximações de Prandtl foram baseadas na hipótese de que os vórtices formados são impermeáveis, ou seja, partículas de fluido podem acompanhar a fronteira do vórtice, mas não passar através dele. Com essa hipótese, pode-se substituir as folhas dos vórtices helicoidais gerados por uma sucessão de discos movendo-se na velocidade da esteira, $U_\infty(1-a)$ e separados pela distância entre as folhas de vórtice.

Conceitualmente, os discos encontrariam a velocidade de corrente livre U_∞ em sua circunferência. O ar mais acelerado tenderia a transitar entre os discos de vórtice, e quanto mais afastados os discos estiverem, mais profundamente o ar penetraria. Portanto, tomando-se uma linha qualquer paralela ao rotor, a velocidade axial média ao longo dessa linha é maior que $U_\infty(1-a)$ e menor que U_∞ .

Define-se então a função de *tip-loss* $f_T(r)$ tal que a velocidades na linha seja $U_\infty(1-af_T(r))$. Tem-se que $f_T(r)$ é igual a zero no limite do disco de vórtice e sobe rapidamente a um ao se afastar da região de fronteira, já que com a maior distância, não há penetração do ar de livre corrente por entre os discos.

Figura 3.14 representa uma partícula de fluido passando pelo disco do rotor em um raio qualquer.

Os detalhes matemáticos da aproximação de Prandtl estão fora do escopo desse trabalho, todavia seu resultado pode ser expresso pela solução indireta da Equação 3.54:

$$f_T(r) = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(e^{-\pi \left(\frac{R_w - r}{l} \right)} \right) \quad (3.54)$$

Onde $R_w - r$ é a distância medida a partir da fronteira entre o disco e a esteira, e l é a distância entre dois discos de vórtices. Se ζ é o ângulo de hélice das folhas de vórtice, e assumindo-se B folhas de vórtice originando de B pás, tem-se:

$$l = \frac{2\pi R_w}{B} \operatorname{sen} \zeta = \frac{2\pi R_w U_\infty (1-a)}{B W_s} \quad (3.55)$$

O modelo de Prandtl não considera a rotação da esteira, apenas possíveis *spins* nos discos de vórtice que não afetam o escoamento. Sendo assim, a' é zero e W_s

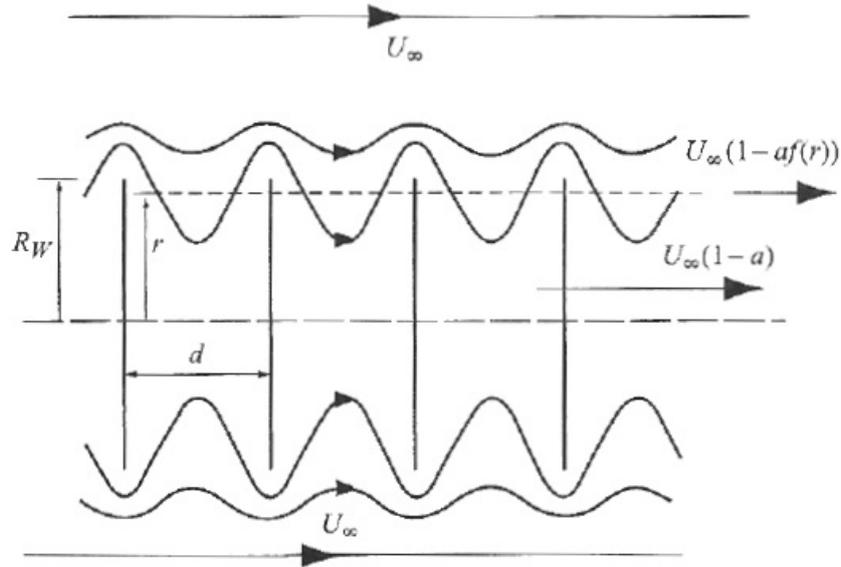


Figura 3.14: Modelo de discos de vórtices de Prandtl como aproximação de perdas de *tip*

é a resultante da velocidade em suas fronteiras. É também comum a aproximação $R_w/W_s \approx r/W$, por conveniência. Logo:

$$W = \sqrt{(U_\infty(1-a))^2 + (r\Omega)^2}$$

E

$$\pi \frac{R_w - r}{l} = \frac{B}{2} \left(\frac{R - r}{r} \right) \sqrt{1 + \frac{(r\Omega)^2}{(U_\infty(1-a))^2}}$$

Sendo assim:

$$f_T(\mu) = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(e^{\left(-\frac{B}{2} \left(\frac{1-\mu}{\mu} \right) \sqrt{1 + \frac{(\lambda\mu)^2}{(1-a)^2}} \right)} \right) \quad (3.56)$$

A aproximação de Prandtl para o fator de *tip-loss* oferece uma solução aceitável para turbinas eólicas, incluindo na modelagem os efeitos de um número discreto de pás e permitindo que a caia a zero na circunferência do disco do rotor.

3.6.3 Aproximação de Prandtl para Perdas na Base da Pá

Na base da pá, ocorre um fenômeno semelhante. Como ela está a certa distância do eixo do rotor, o ar que passa pelo disco do rotor pela região próxima ao

eixo estará na velocidade de livre corrente. Por esse motivo, assim como na ponta, a circulação da base da pá também precisa ir a zero.

Definindo-se μ_R como o raio normalizado da base da pá, pode-se modificar a aproximação de Prandtl para a ponta da pá, e obter o fator de perdas na base da pá, ou fator de *root-loss*:

$$f_R(\mu) = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(e^{\left(-\frac{B}{2} \left(\frac{\mu - \mu_R}{\mu} \right) \sqrt{1 + \frac{(\lambda\mu)^2}{(1-a)^2}} \right)} \right) \quad (3.57)$$

Podemos então escrever o fator de perdas completo, incluindo tanto a ponta quanto a base da pá, através da Equação 3.58. O fator completo é retratado na Figura 3.15, considerando um raio de base de 20% do *span*.

$$f(\mu) = f_T(\mu) f_R(\mu) \quad (3.58)$$

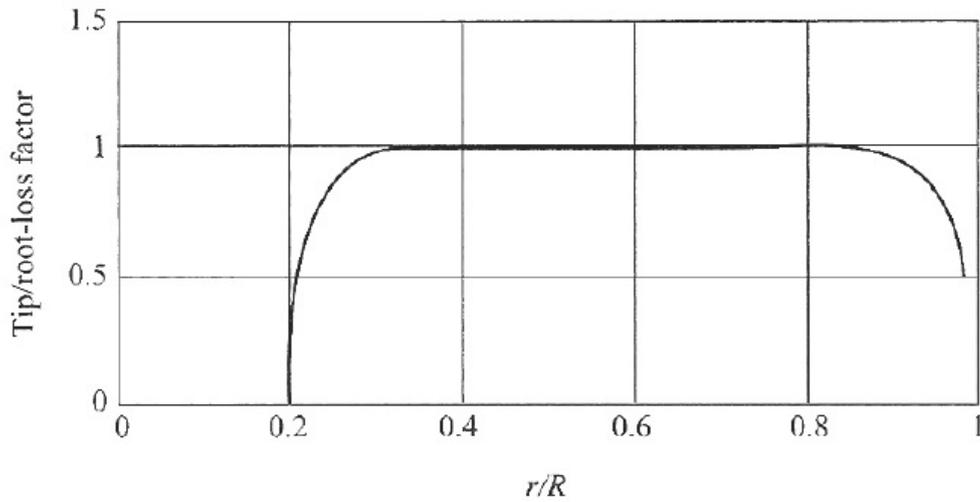


Figura 3.15: Fator combinado de perdas na ponta e na base da pá

Capítulo 4

Procedimento de Cálculo

Este capítulo aborda a metodologia de cálculo adotado neste projeto, especificando os parâmetros iniciais de interesse e expondo detalhes algébricos. Todos os cálculos foram realizados na plataforma *Wolfram Mathematica 7.0*.

Inicialmente, é necessário fornecer, como parâmetros de entrada:

- Velocidade de corrente livre do vento - U_{∞} ;
- Potência nominal desejada da turbina - P_{nom} ;
- Número de pás desejados - B

As características do ar (massa específica (ρ) e viscosidade (μ_{ar})) no local também devem ser conhecidas, sendo o padrão do programa propriedades em pressão atmosférica e a $20^{\circ}C$.

Outros parâmetros podem ser estimados pelo usuário, tendo sido fornecidos valores *default* com os quais iniciar o projeto. São eles:

- Razão global de velocidades em relação a ponta da pá - λ_g ;
- Coeficiente de potência da turbina - C_P .

Para aproximar esses parâmetros, existem mapas como o mostrado na Figura 4.1, que relacionam λ_g a tipos específicos de turbinas eólicas, e ao coeficiente de potência

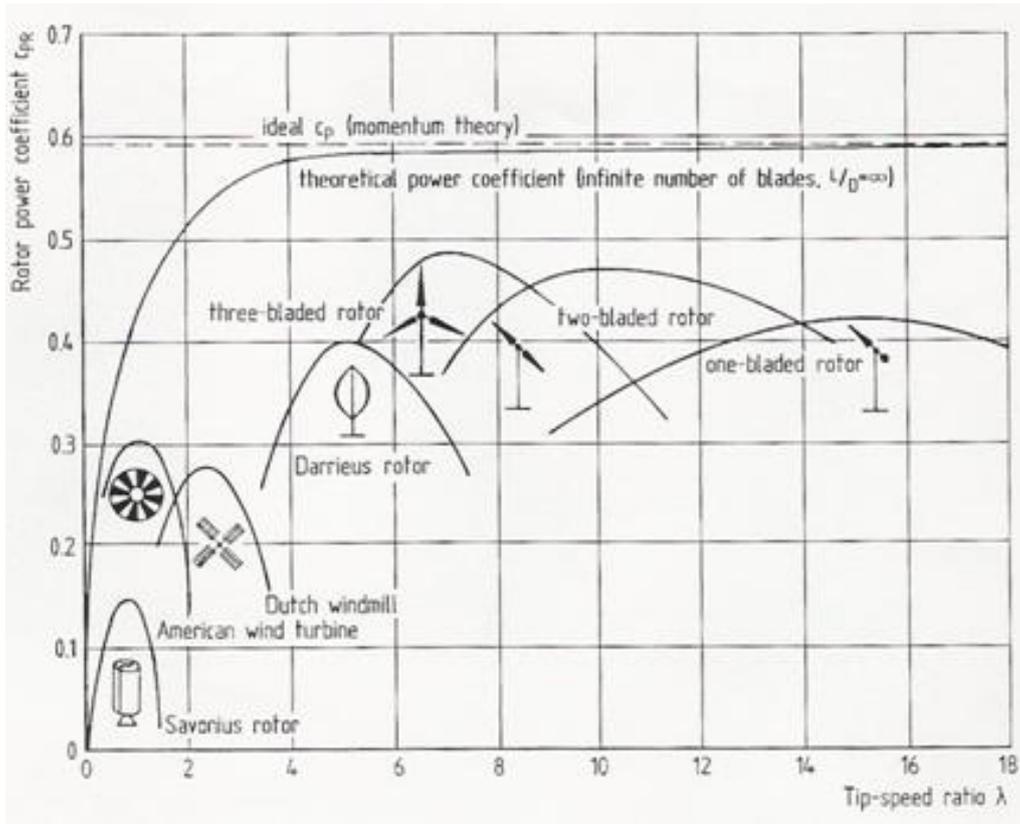
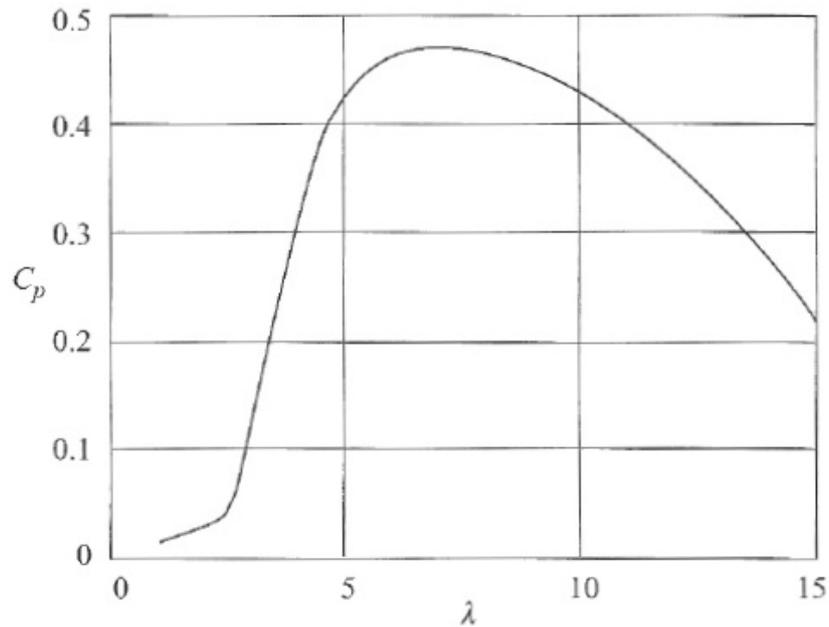


Figura 4.1: Estimativa de λ_g para diversos tipos de turbinas

O padrão do programa é, considerando um rotor de três pás, utilizar $\lambda_g = 5$ e $C_P = 0,4$ (tomado de forma aproximada da curva apresentada na Figura 4, para turbinas de eixo horizontal com três pás). O parâmetro C_P é recalculado ao final do projeto, de modo que o projetista possa avaliar a acurácia da estimativa inicial.



4.1 Cálculos Preliminares

Em primeiro lugar, é necessário encontrar o diâmetro do rotor. Para isso, pode-se utilizar a Equação 3.14, assumindo-se que a área do rotor equivale à área do disco atuados, sendo $A = \pi \frac{d^2}{4}$.

Para que a potência nominal seja obtida ao final, deve-se utilizar no cálculo um valor de potência levemente superior, para contabilizar perdas nos componentes da turbina e em sua conexão à rede. O padrão do programa é acrescentar 10% à potência nominal, de modo que $P = 1,1P_{nom}$.

Calcula-se então o diâmetro do rotor como:

$$d = \sqrt{\frac{P}{\frac{1}{2}\rho C_P U_\infty^3 \frac{\pi}{4}}} = \sqrt{\frac{8P}{\pi\rho C_P U_\infty^3}} \quad (4.1)$$

E em seguida, considerando-se $R = d/2$ pode-se calcular também a velocidade angular de projeto prevista para o aerogerador como:

$$\Omega = \frac{\lambda_g U_\infty}{R} \quad (4.2)$$

A rotação, em *rpm* também é calculada:

$$rpm = \Omega \frac{60}{2\pi} \quad (4.3)$$

E define-se a razão de velocidades local conforme a Equação 3.17: $\lambda = \frac{\Omega r}{U_\infty}$.

4.2 Fatores de Interferência

As equações apresentadas no Capítulo 3 para o cálculo dos fatores de interferência resultam em um sistema de equações não-lineares. Esse sistema precisa ser resolvido de modo iterativo, e envolve uma série de aproximações.

Há porém outra estratégia para calcular os fatores de interferência, formulada em função de λ , e derivada a partir das Equações 3.48 e 3.22. Por conveniência, a Equação 3.48 é repetida abaixo.

$$\lambda^2 = \frac{a(1-a)}{a'(1+a')}$$

Resolvendo a equação para a' , e desprezando-se a solução negativa, encontra-se:

$$a' = \frac{-\lambda^2 + \sqrt{4a\lambda^2 - 4a^2\lambda^2 + \lambda^4}}{2\lambda^2} \quad (4.4)$$

Considere a Equação 3.22, repetida abaixo:

$$C_P = \int_0^1 8(1-a)a'\lambda^2\mu^3 d\mu$$

É possível transformar essa equação para que fique em função de λ . Os detalhes dessa transformação de variáveis não serão apresentados aqui por serem demasiado complexos. Shu et al. (1991) apresenta o resultado dessa formulação como:

$$C_P = \frac{8}{\lambda_g^2} \int_0^{\lambda_g} a'(1-a)\lambda^3 d\lambda \quad (4.5)$$

Trabalhando o integrador da Equação 4.5, e combinando-o com a Equação 4.4, obtém-se:

$$Int = \frac{1}{2}(1-a)\lambda(-\lambda^2 + \sqrt{4a\lambda^2 - 4a^2\lambda^2 + \lambda^4}) \quad (4.6)$$

Como o objetivo é alcançar a máxima potência possível, para encontrar os fatores de interferência deve-se otimizar C_P com relação a a :

$$\frac{\partial C_P}{\partial a} = 0$$

Já que apenas o integrador da Equação 4.5 depende de a , isso equivale a derivar a Equação 4.6 e igualá-la a zero. Resolvendo a equação para λ , encontramos:

$$\lambda^2(a) = \frac{(1 - 4a)^2(a - 1)}{3a - 1} \quad (4.7)$$

E, substituindo esse resultado na Equação 3.48, encontra-se a' :

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (4.8)$$

De posse dessas equações, pode-se finalmente encontrar os fatores de interferência para cada elemento de pá. O número padrão de elementos de pás no programa é de $n = 50$, que é considerado suficiente para boa precisão em turbinas de pequeno e médio porte.

Conhecendo λ para cada elemento de pá, basta encontrar a raiz da Equação 4.7 em cada seção e formar uma tabela de a em função de λ . Foi então encontrada, por interpolação, uma função que descrevesse os pontos dessa tabela.

Note que neste ponto, a função fator de interferência axial está em função de λ ; porém essa é uma base inconveniente para analisar o projeto da turbina, logo é necessário convertê-la de volta ao referencial radial: $a(r) = a(\lambda(r))$.

Apesar da formulação em função do raio do rotor ser adequada, um estudo adimensional é mais vantajoso, portanto deve-se fazer mais uma conversão, chegando ao referencial $a = a(\mu)$, sendo $\mu = r/R$, no qual todas as próximas análises serão realizadas.

Em seguida, pode-se calcular $a'(\mu)$ através da equação 4.8. Outros parâmetros fundamentais calculados a partir de a são citados abaixo:

- Velocidade relativa da pá (Equação 3.41):

$$W(\mu) = \sqrt{(U_\infty(1 - a))^2 + ((\mu R)\Omega(1 - a'))^2}$$

- Ângulo de escoamento (Equação 3.42):

$$\phi(\mu) = \tan^{-1} \left(\frac{1 - a}{\lambda(\mu R)(1 + a')} \right)$$

- Circulação (Equação 3.32):

$$\Gamma(\mu) = \frac{4\pi U_\infty^2 a(1 - a)}{\Omega}$$

4.3 Escolha dos Coeficientes Aerodinâmicos

A potência gerada pela turbina é proporcional às forças aerodinâmicas causadas por suas pás. Sendo assim, é necessário escolher cuidadosamente os perfis de aerofólio que as formam, e controlar seu ângulo de ataque.

Os coeficientes aerodinâmicos de sustentação e arrasto, para um grande número de perfis de aerofólios, são conhecidos como função do ângulo de ataque e número de Reynolds. Abbott (1959) fornece as curvas dos perfis e seus coeficientes para perfis da família NACA.

Foram retirados pontos dessas curvas, em seguida geradas funções de interpolação que as representem. Figura 4.2 mostra curvas típicas de aerofólios NACA para c_L e c_D .

No programa foram implementados apenas dois tipos de aerofólios NACA: 4412 e 4418. Foi também implementado um aerofólio NREL, cujos dados estão disponíveis no site oficial do laboratório NREL. O perfil NREL utilizado foi o S809, citado por Tangler e Somers (1995) como um perfil apropriado para turbinas de grande porte. Outros perfis de aerofólio podem ser acrescentados, desde que o formato de definição da tabela de pontos seja seguido.

É feita então, em cada elemento de pá, uma otimização da força motriz com relação ao ângulo de ataque para encontrar c_L e c_D que resultem em maior torque. Por simplicidade, assume-se que as pás são formadas por um único perfil em todo o seu *span*.

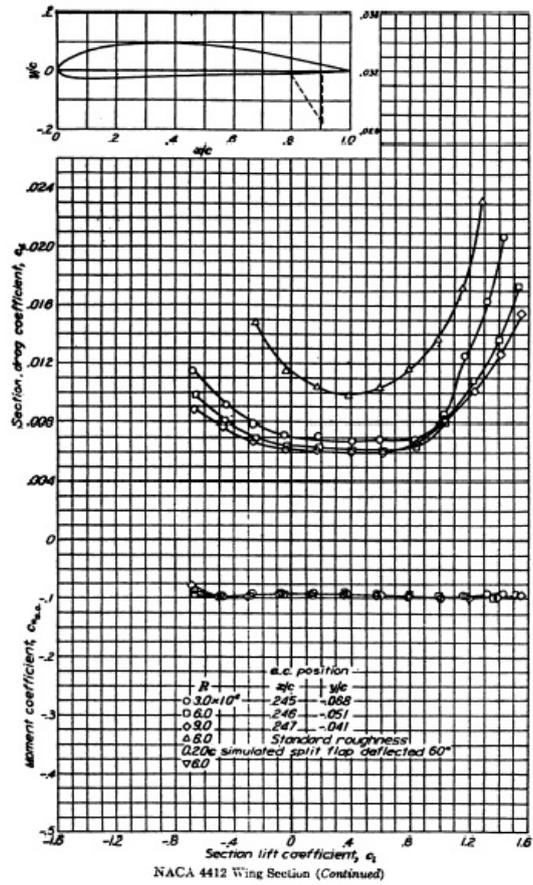
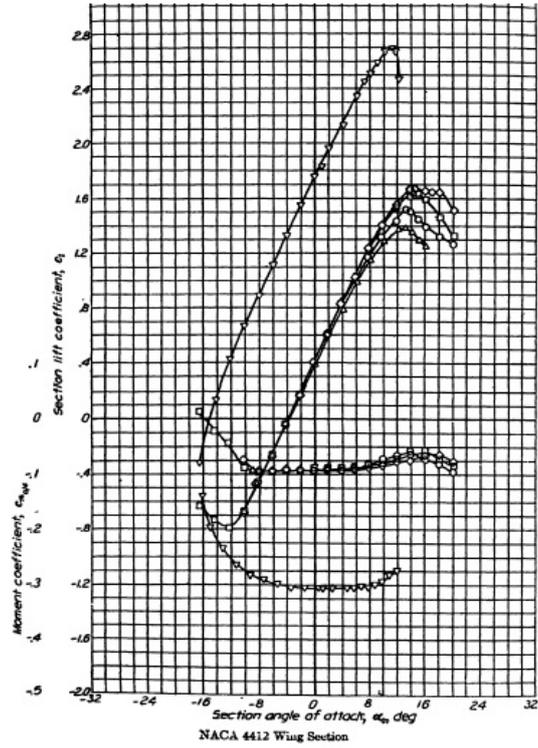


Figura 4.2: Curvas aerodinâmicas para o aerofólio NACA 4412

A força motriz em um elemento de pá é dada por:

$$F = L \sin \phi - D \cos \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 B c r (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi)$$

Entretanto, apenas c_L e c_D dependem de α , logo a função a ser otimizada se resume ao termo entre parênteses:

$$\frac{\partial (C_L(\alpha) \sin \phi - C_D(\alpha) \cos \phi)}{\partial \alpha} = 0 \quad (4.9)$$

O resultado dessa otimização tem forte dependência à aproximação inicial de α . Por isso, deve-se avaliar o erro para cada elemento de pá e, se fora do limite adequado, fazer novamente o cálculo com novo valor inicial.

É útil avaliar em seguida os coeficientes definidos nas Equações 3.49 e 3.50:

$$C_x = c_L \cos \phi + c_D \sin \phi$$

$$C_y = c_L \sin \phi - c_D \cos \phi$$

4.4 Parâmetros Geométricos

De posse do ângulo de ataque e dos coeficientes aerodinâmicos, pode-se obter a geometria completa da pá, calculando-se para cada elemento de pá:

- Ângulo de passo (Equação 3.43):

$$\beta = \phi - \alpha$$

- Solidez (Equação 3.51):

$$\sigma = \frac{4 \sin^2(\phi)}{C_x} \frac{a}{1-a}$$

- Corda (Equação 3.53)

$$c = \sigma \frac{2\pi(\mu R)}{B}$$

4.5 Cálculo de Forças e Potência

Por fim, é preciso calcular os esforços atuantes na turbina e a potência total extraída do vento. Para isso, é necessário definir qual porcentagem do raio do rotor é de fato ocupado pelas pás, já que uma porção razoável dele é empregada na fixação das pás ao eixo. Para turbinas de pequeno e médio porte, é uma boa aproximação considerar que 20% do diâmetro do disco do rotor não gera potência.

A princípio, os cálculos são realizados sem considerar perdas de *tip* ou de *root*, através das seguintes equações:

$$T = \int_{0.1R}^R \frac{1}{2} \rho W^2 B c r C_y dr = \int_{0.1}^1 \frac{1}{2} \rho W^2 B c (\mu R) C_y R d\mu \quad (4.10)$$

$$E = \int_{0.1R}^R \frac{1}{2} \rho W^2 B c C_x dr = \int_{0.1}^1 \frac{1}{2} \rho W^2 B c C_x R d\mu \quad (4.11)$$

E, a potência é igual a $P = \Omega T$. Esses valores ideais são utilizados apenas para determinar o quanto de potência é perdido pela ponta e pela base da pá.

Calcula-se então os esforços reais do aerogerador, considerando as aproximações de Prandtl (Equação 3.58), de modo que:

$$T = \int_{0.1}^1 \frac{1}{2} \rho W^2 B c (\mu R) f C_y R d\mu$$

$$E = \int_{0.1}^1 \frac{1}{2} \rho W^2 B c f C_x R d\mu$$

E é possível também calcular as perdas provocadas somente pela ponta da pá, substituindo-se f por f_T (Equação 3.56).

Finalmente, calcula-se o coeficiente real de potência:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U_\infty^3}$$

Se a potência encontrada em cálculo for menor que a necessária para a aplicação sendo desenvolvida, deve-se retornar ao início do cálculo, manipulando o coeficiente de potência para modificar o diâmetro da turbina, ou trocar o aerofólio escolhido.

4.6 Geração da Geometria 3-D

O programa também é capaz de gerar a geometria tridimensional da pá. De posse dos valores da corda e do ângulo de passo para cada seção do *span*, pode-se dimensionar e rotacionar cada seção da pá em torno de uma linha neutra, de referência. Essa linha neutra foi definida de forma que contivesse, em cada seção, o centro aerodinâmico do perfil, localizado a 25% da corda.

É feita uma cascata tridimensional de aerofólios, formando o esqueleto da pá projetada, para visualização. Se o projeto for satisfatório, é possível então exportar os dados para posterior geração da geometria em uma ferramenta CAD, de modo que possam ser feitas simulações estruturais e em CFD que validem o resultado.

Na exportação, é criado um arquivo de texto com as coordenadas dos pontos que formam os aerofólios de cada seção da pá. O arquivo é compatível com o formato *Formatted Point Data*, aceito por algumas ferramentas CAD comerciais.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo são apresentados três exemplos de projetos realizados a partir da metodologia de cálculo construída, bem como algumas comparações qualitativas com resultados obtidos na literatura. Os primeiros dois exemplos são feitos com perfis NACA, sendo um para turbina de pequeno porte e outro para turbina de grande porte. O último exemplo apresenta os resultados obtidos para uma turbina de grande porte projetada com perfil NREL.

5.1 Turbina A - 10kW de Potência

Este exemplo consiste no projeto de uma turbina eólica de três pás de pequeno porte, com condições de vento comuns no alto de morros do Nordeste brasileiro. A Tabela 5.1 apresenta os dados de entrada da turbina a ser projetada:

Tabela 5.1: Dados iniciais para a Turbina A

Parâmetro	Valor
Potência nominal	10 kW
Velocidade do Vento	10 m/s
Razão de Velocidade Global	6
Coefficiente de Potência	0,44
Perfil de Aerofólio	NACA 4412

As propriedades do ar, em pressão atmosférica e 20°C são: $\rho = 1,204 \text{ kg/m}^3$ e $\mu_{ar} = 1,82 \times 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$. Foi acrescentado 10% à potência nominal, de modo que a potência utilizada como objetivo será 11kW.

Com esses dados, são realizados os cálculos detalhados na Capítulo 4. Os resultados preliminares são:

- Diâmetro: $d = 7,3 \text{ m}$;
- Comprimento da pá: $3,3 \text{ m}$;
- Velocidade angular: $\Omega = 16,5 \text{ rad/s}$;
- Rotação: $157,6 \text{ rpm}$.

Figura 5.1 compara os resultados encontrados pelo programa para a corda com um exemplo exposto por Burton et al. (2011). Deve-se destacar que o livro não divulga a potência nominal ou o diâmetro da turbina projetada como exemplo, nem o perfil de aerofólio utilizado, portanto a comparação é apenas qualitativa.

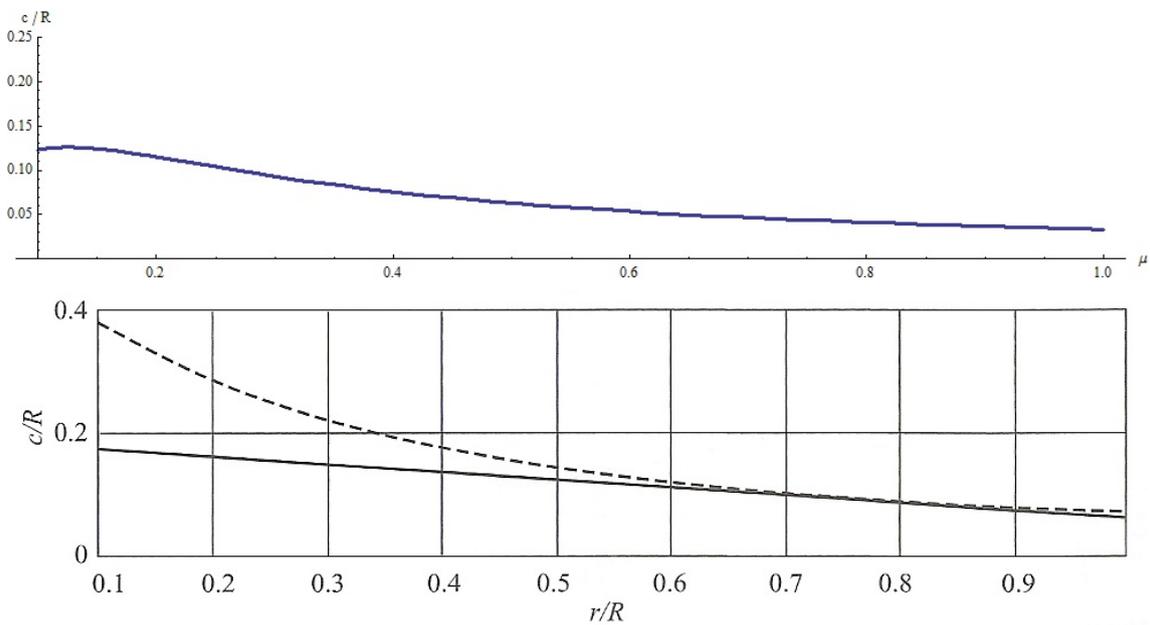


Figura 5.1: Comparação entre c calculado e apresentado por Burton et al. (2011)

A linha tracejada no gráfico retirado de Burton et al. (2011) retrata a corda que seria necessária para que uma turbina sem torção nas pás alcance a potência desejada. Os resultados para o ângulo de passo, β , também são comparados em Figura 5.2 :

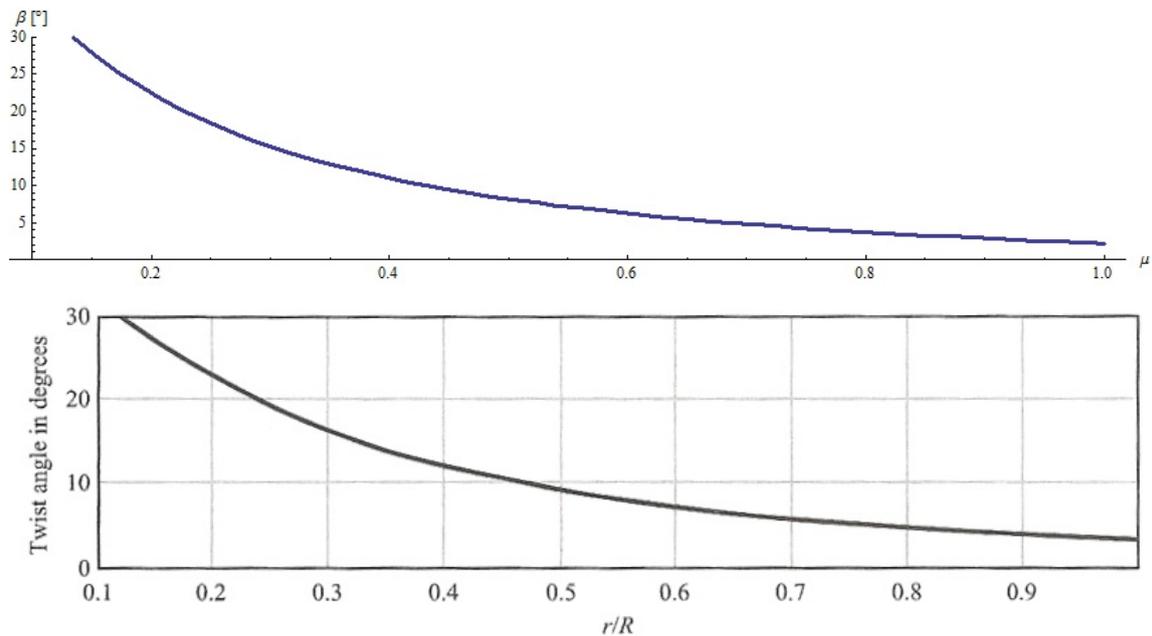


Figura 5.2: Comparação entre β calculado e apresentado por Burton et al. (2011)

Os resultados foram adequados tanto para c quanto para β . A Tabela 5.2 apresenta numericamente as principais características geométricas previstas pelo programa, considerando-se apenas 20 elementos de pá.

Tabela 5.2: Resultados geométricos para a Turbina A

μ	$r[\text{m}]$	λ	$\phi[^\circ]$	$\beta[^\circ]$	$c[\text{m}]$
0,1	0,363577	0,165027	39,3575	35,2341	0,447139
0,15	0,545366	0,24754	32,0085	27,8851	0,451301
0,2	0,727155	0,330054	26,537	22,4136	0,418007
0,25	0,908943	0,412567	22,46	18,3366	0,376828
0,3	1,09073	0,49508	19,3697	15,2463	0,337832
0,35	1,27252	0,577594	16,9756	12,8522	0,303669
0,4	1,45431	0,660107	15,0799	10,9565	0,274483
0,45	1,6361	0,742621	13,5488	9,42536	0,249686
0,5	1,81789	0,825134	12,29	8,16657	0,228564
0,55	1,99968	0,907647	11,2389	7,11553	0,210467
0,6	2,18146	0,990161	10,3494	6,22601	0,194851
0,65	2,36325	1,07267	9,5876	5,4642	0,181274
0,7	2,54504	1,15519	8,92833	4,80493	0,169386
0,75	2,72683	1,2377	8,35254	4,22914	0,158904
0,8	2,90862	1,32021	7,84553	3,72213	0,149602
0,85	3,09041	1,40273	7,39582	3,27242	0,141298
0,9	3,2722	1,48524	6,99432	2,87092	0,133845
0,95	3,45398	1,56775	6,63375	2,51035	0,127122
1,	3,63577	1,65027	6,30821	2,18482	0,121028

A distribuição da extração de potência através do *span* da pá é apresentada na Figura 5.3. Pode-se perceber que a maior parte da extração ocorre em cerca de 75% da pá, como esperado.

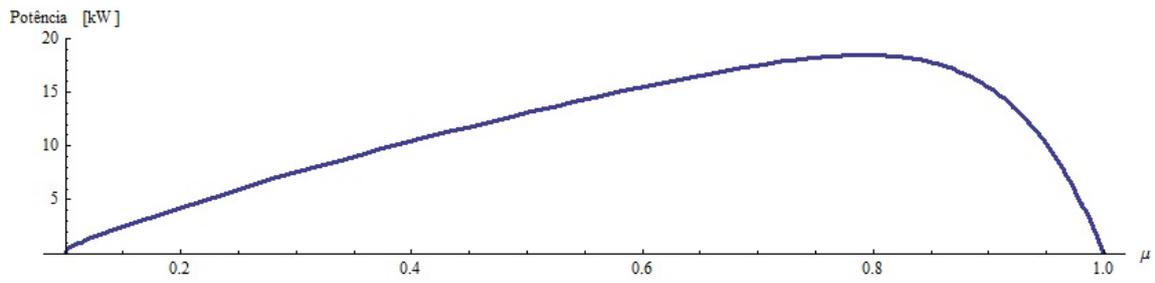


Figura 5.3: Distribuição de potência na Turbina A

Outros resultados são apresentados graficamente nas figuras abaixo:

- Fatores de interferência - a e a' :

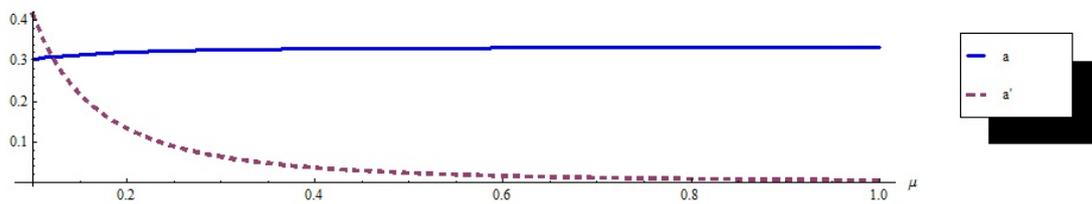


Figura 5.4: Fatores de interferência encontrados para a Turbina A

- Ângulo de escoamento - ϕ :

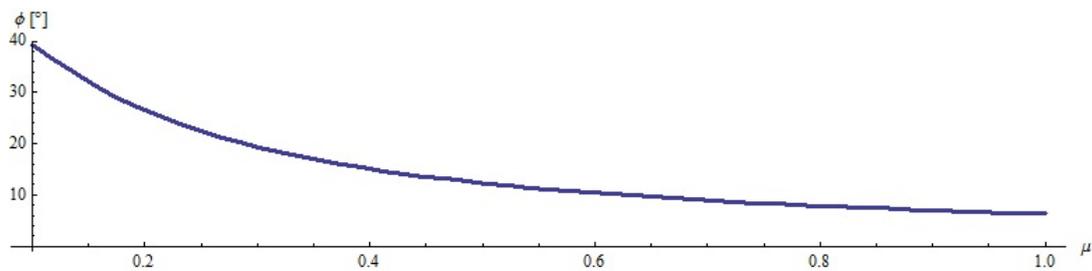


Figura 5.5: Ângulo de escoamento obtido para a Turbina A

- Velocidade relativa - W :

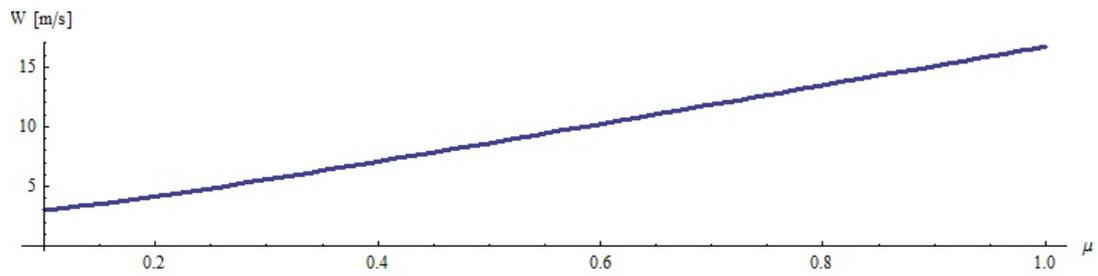


Figura 5.6: Velocidade relativa obtida para a Turbina A

• Circulação - Γ :

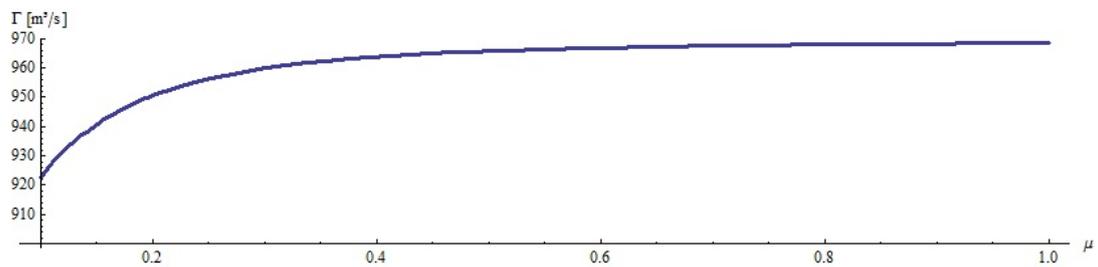


Figura 5.7: Circulação obtida para a Turbina A

Os esforços atuantes na turbina, considerando-se as três pás, e a porcentagem das perdas de *tip* e de *root* são expostos na Tabela 5.3. O coeficiente de potência recalculado também é apresentado.

Tabela 5.3: Esforços e perdas encontradas para a Turbina A

Torque	678 N.m
Empuxo Axial	1,95 kN
Potência	11,2 kW
Coeficiente de Potência	0,448
Perdas de <i>Tip</i>	9,3 %
Perdas de <i>Root</i>	1,4 %
Perdas Totais	10,6 %

Em seguida foi feita a cascata 3-D de aerofólios, como mostrada na Figura 5.8. Por razões de visualização, as unidades da cascata são convertidas para centímetros.

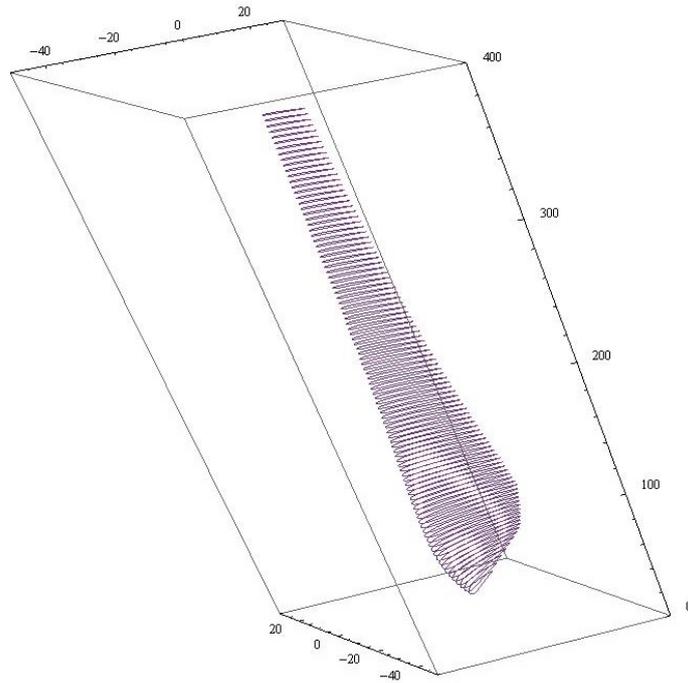


Figura 5.8: Cascata de aerofólios 3-D da Turbina A

A cascata tem como finalidade a análise visual da pá projetada, podendo-se exportar as coordenadas de cada seção. A partir das coordenadas, a geometria da pá foi gerada em ANSYS ICEM, como mostra a Figura 5.9.

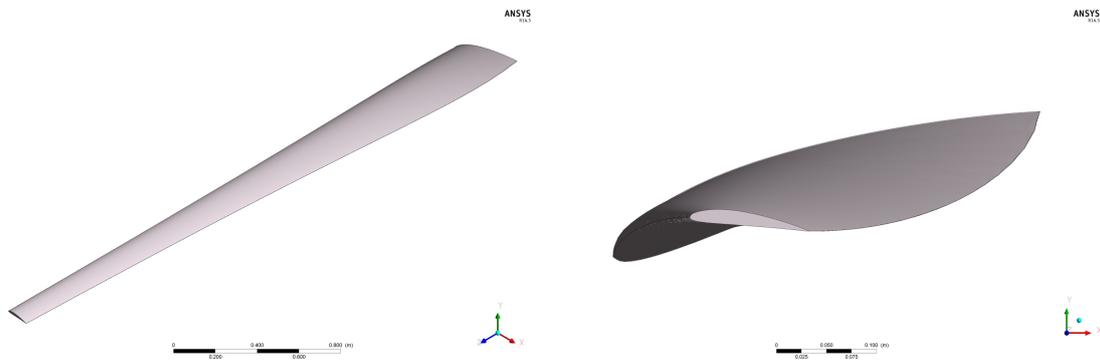


Figura 5.9: Vistas isométrica e superior da pá gerada para a Turbina A

Pode-se perceber que, apesar da variação significativa entre o ângulo de passo na base e na ponta da pá, a curvatura da pá é suave, já que o *span* é consideravelmente maior que a corda em todas as seções.

5.2 Turbina B - 5MW de Potência

O segundo exemplo apresentado representa uma turbina eólica de três pás de grande porte, com condições de vento comuns aos Estados Unidos e a alguns países europeus. A Tabela 5.4 apresenta os dados de entrada da turbina a ser projetada:

Tabela 5.4: Dados iniciais para a Turbina B

Parâmetro	Valor
Potência nominal	5 MW
Potência utilizada	5,5 MW
Velocidade do Vento	25 m/s
Razão de Velocidade Global	5
Coefficiente de Potência	0,45
Perfil de Aerofólio	NACA 4418

Foram então calculados resultados preliminares:

- Diâmetro: $d = 40,7$ m;
- Comprimento da pá: 18,3 m;
- Velocidade angular: $\Omega = 6,15$ rad/s;
- Rotação: 58,7 rpm.

Figura 5.10 dá uma estimativa de diâmetro e altura de torre previstos para turbinas de pequeno e grande porte. Pode-se notar que, em ambos os exemplos, foram encontrados diâmetros condizentes com o esperado.

Não foram encontrados dados para comparação referentes a turbinas de grande porte, pois seu projeto é mantido secreto pelos fabricantes, e em geral não são estudadas em pesquisas acadêmicas. De fato, é esperado que quaisquer comparações com aerogeradores desse porte sejam ineficazes, pois seu projeto envolve mais detalhes do que estudados aqui.

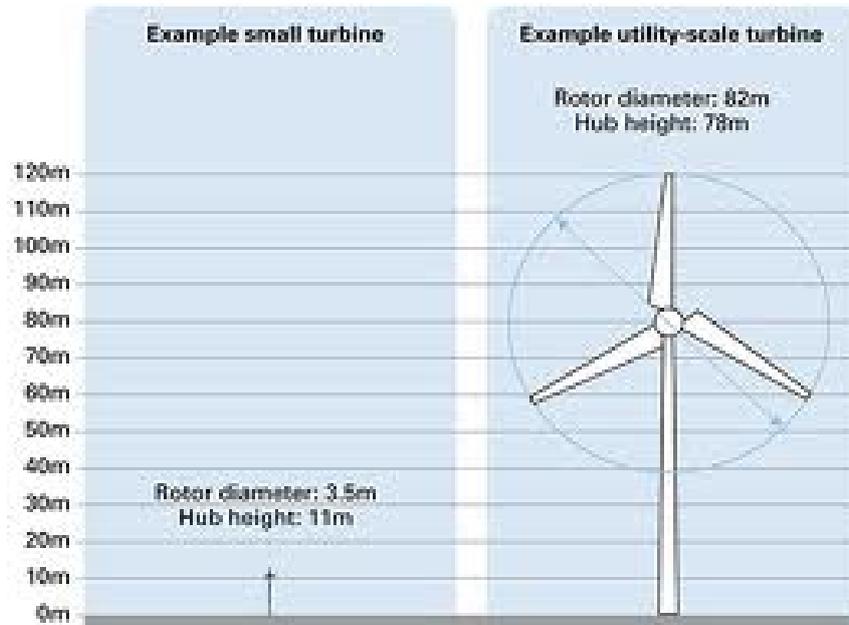


Figura 5.10: Diâmetro de rotor e altura de torre esperados para turbinas de pequeno e grande porte

Figura 5.11 mostra as dimensões da corda encontradas para essa turbina, e Figura 5.12 o ângulo de passo.

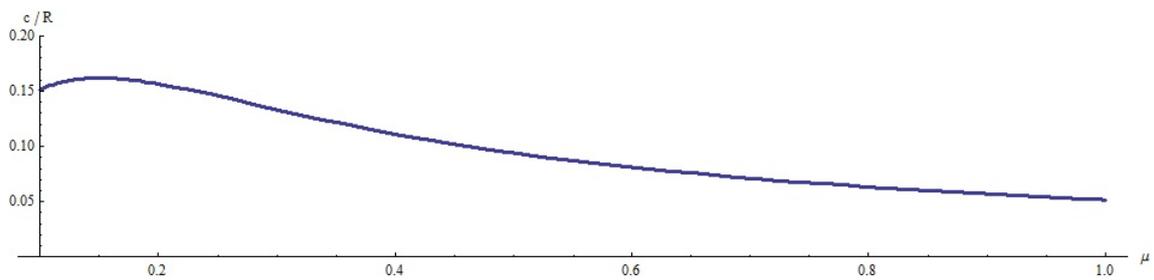


Figura 5.11: Corda encontrada para a Turbina B

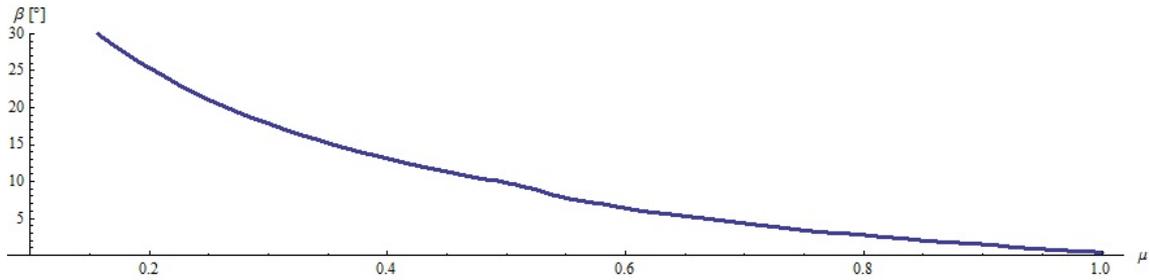


Figura 5.12: Ângulo de passo para a Turbina B

E, como na Turbina A, Tabela 5.5 apresenta os principais resultados relativos à geometria da pá. Foram mostrados na tabela apenas 20 elementos de pá, por razões estéticas, embora o cálculo tenha sido feito com 50.

A distribuição de potência segundo o *span* da pá também é exposto em Figura 5.13. Novamente, o máximo de potência extraída se dá próximo a 3/4 da pá.

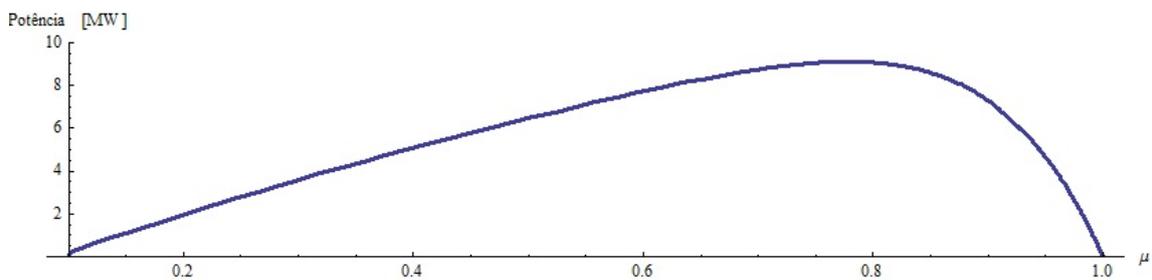


Figura 5.13: Distribuição de potência para a Turbina B

E Figura 5.14 mostra as funções encontradas para os fatores de interferência:

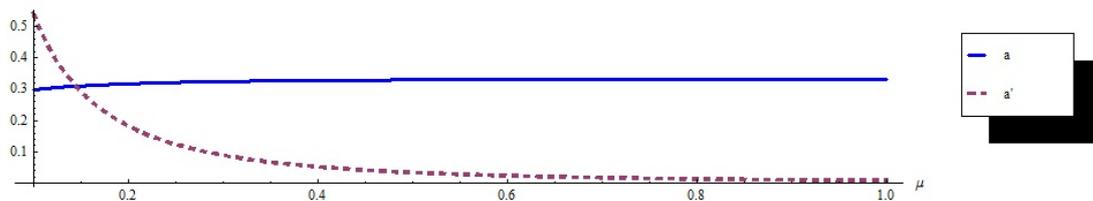


Figura 5.14: Fatores de interferência para a Turbina B

Como a e a' dependem apenas da razão de velocidades e do raio, a variação entre os fatores utilizados nos dois exemplos é muito baixa.

Tabela 5.5: Resultados geométricos para a Turbina B

μ	$r[\mathbf{m}]$	λ	$\phi[^\circ]$	$\beta[^\circ]$	$c[\mathbf{m}]$
0,1	2,03372	0,0245854	42,29	37,5994	3,07414
0,15	3,05059	0,0368782	35,4201	30,7295	3,29009
0,2	4,06745	0,0491709	30,	25,3094	3,18268
0,25	5,08431	0,0614636	25,7732	21,0826	2,95866
0,3	6,10117	0,0737563	22,46	17,7694	2,7104
0,35	7,11803	0,0860491	19,8299	15,1393	2,47409
0,4	8,13489	0,0983418	17,71	13,0194	2,26144
0,45	9,15176	0,110635	15,975	11,2844	2,07428
0,5	10,1686	0,122927	14,5343	9,84367	1,91079
0,55	11,1855	0,13522	13,3221	7,77061	1,77244
0,6	12,2023	0,147513	12,29	6,39463	1,65085
0,65	13,2192	0,159805	11,4018	5,2568	1,54353
0,7	14,2361	0,172098	10,6303	4,28474	1,44841
0,75	15,2529	0,184391	9,95428	3,43991	1,36368
0,8	16,2698	0,196684	9,3575	2,69683	1,28787
0,85	17,2866	0,208976	8,82701	2,03709	1,21971
0,9	18,3035	0,221269	8,35254	1,44674	1,15815
0,95	19,3204	0,233562	7,92577	0,911841	1,10233
1,	20,3372	0,245854	7,53995	0,403364	1,0515

Outros resultados são apresentados graficamente nas figuras abaixo:

- Ângulo de escoamento - ϕ :

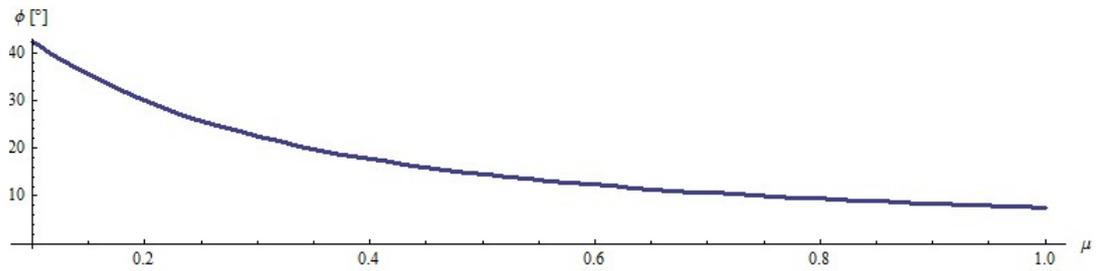


Figura 5.15: Ângulo de escoamento obtido para a Turbina B

- Velocidade relativa - W :

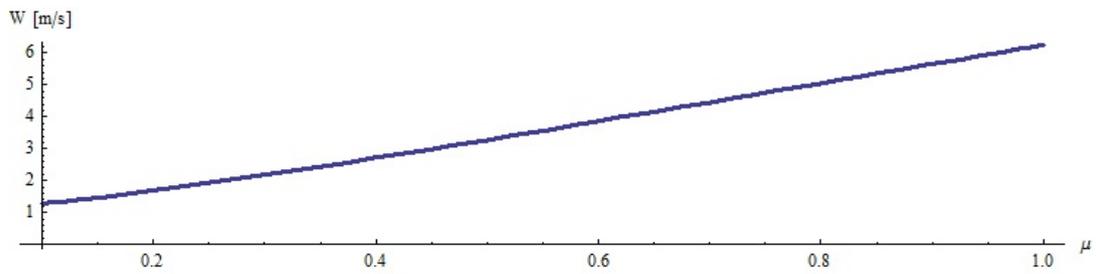


Figura 5.16: Velocidade relativa obtida para a Turbina B

- Circulação - Γ :

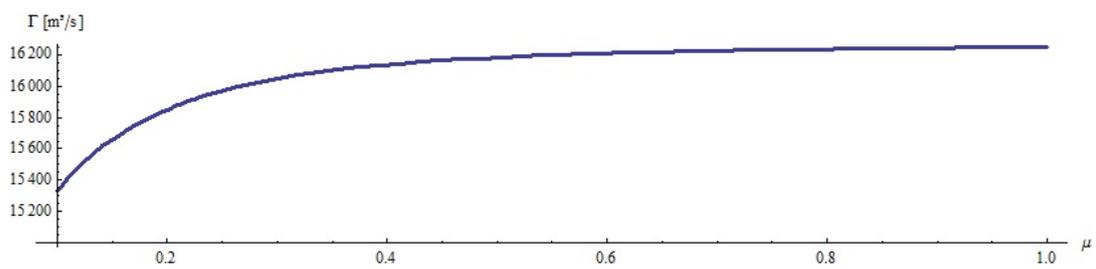


Figura 5.17: Circulação obtida para a Turbina B

Os esforços atuantes na turbina (considerando-se as três pás), e a porcentagem das perdas de *tip* e de *root* são expostos na Tabela 5.6. O coeficiente de potência recalculado também é apresentado.

Tabela 5.6: Esforços e perdas encontradas na Turbina B

Torque	901 kN.m
Empuxo Axial	371 kN
Potência	5,5 MW
Coefficiente de Potência	0,45
Perdas de <i>Tip</i>	11,3 %
Perdas de <i>Root</i>	1,7 %
Perdas Totais	13,0 %

Como na Turbina A, gerou-se a cascata 3-D de aerofólios, mostrada na Figura 5.18. As unidades da cascata foram novamente convertidas para centímetros, para melhor visualização.

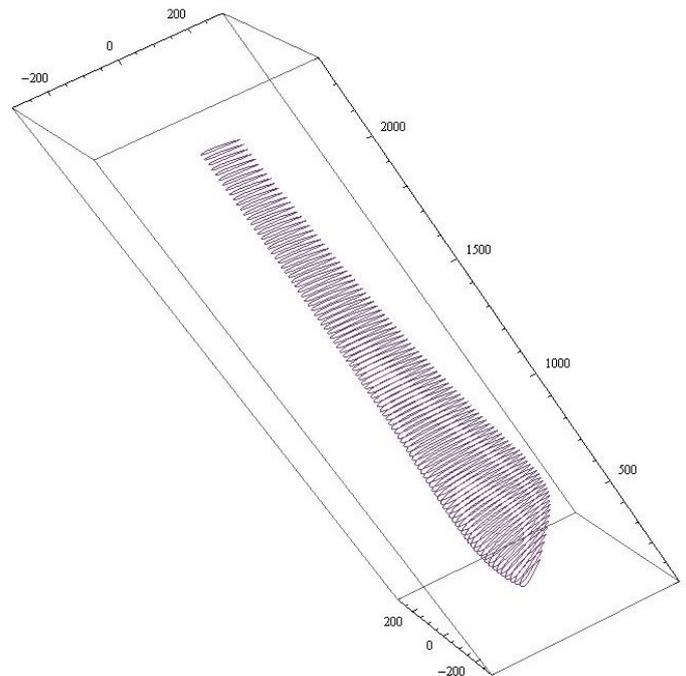


Figura 5.18: Cascata de aerofólios 3-D da Turbina B

E Figura 5.19 apresenta a geometria CAD da pá projetada para a Turbina B, novamente gerada em ANSYS ICEM.

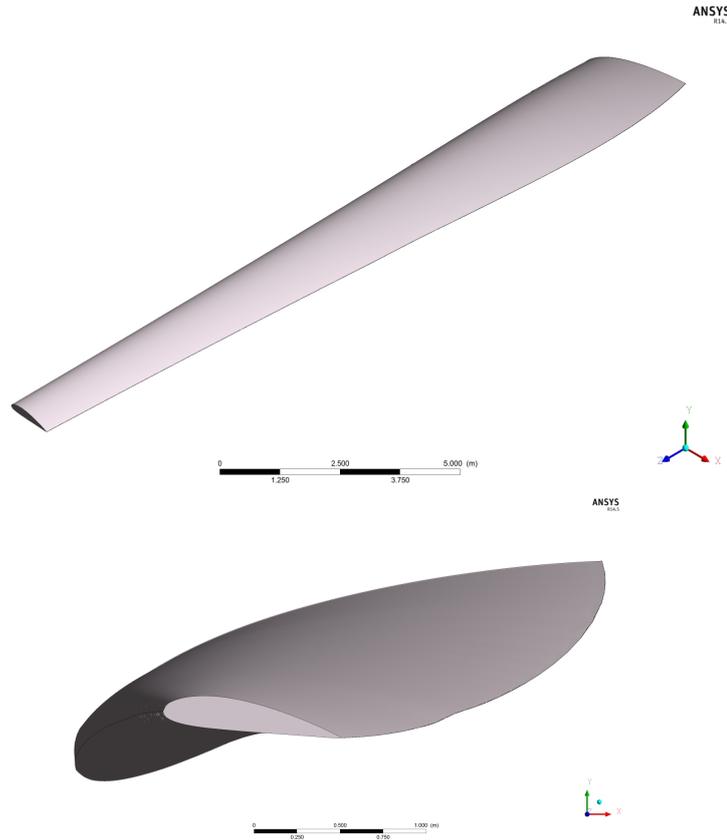


Figura 5.19: Vistas isométrica e superior da pá gerada para a Turbina B

5.3 Turbina C - 5MW de Potência com Aerofólio NREL

Neste exemplo, foi utilizado o perfil NREL S809 para projetar uma turbina equivalente à Turbina B. O perfil S809 é, segundo Tangler e Somers (1995), apropriado para turbinas de grande porte, com comprimento de pá entre 15 e 30m.

É importante destacar que, como o programa assume um aerofólio único ao longo do *span*, as vantagens do uso de aerofólios NREL não são plenamente aproveitadas. O perfil S809 é um perfil chamado principal, e adequado para a maior parte da pá, mas não para as regiões de *tip* e *root*, logo perdas significativas são esperadas nessa região.

Os dados de entrada para esse exemplo são os mesmos da Turbina B, e são dados na Tabela 5.4. Os resultados preliminares são apresentados novamente abaixo:

- Diâmetro: $d = 40,7$ m;

- Comprimento da pá: 18,3 m;
- Velocidade angular: $\Omega = 6,15$ rad/s;
- Rotação: 58,7 rpm.

Como apenas o perfil de aerofólio é diferente da Turbina B, todos os resultados independentes dos coeficientes de sustentação e arraste são idênticos. São eles: fatores de interferência axial e tangencial, velocidade relativa da pá, ângulo de escoamento e circulação.

Figura 5.20 mostra as dimensões da corda encontradas para essa turbina, e Figura 5.21 o ângulo de passo.

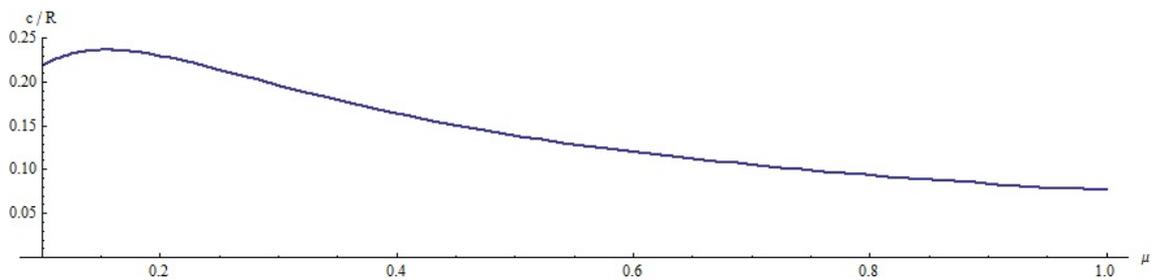


Figura 5.20: Corda encontrada para a Turbina C

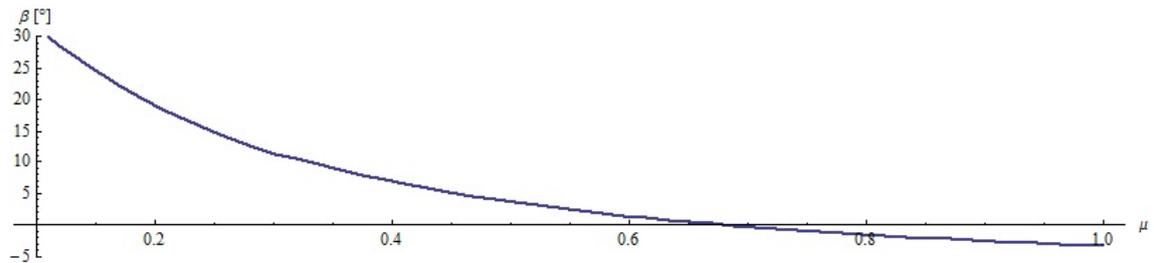


Figura 5.21: Ângulo de passo para a Turbina C

E Tabela 5.7 apresenta os principais resultados relativos à geometria da pá. Foram mostrados na tabela apenas 20 elementos de pá, por razões estéticas, embora o cálculo tenha sido feito com 50.

Tabela 5.7: Resultados geométricos para a Turbina C

μ	$r[\mathbf{m}]$	λ	$\phi[^\circ]$	$\beta[^\circ]$	$c[\mathbf{m}]$
0,1	2,03372	0,0245854	42,29	31,4297	4,45693
0,15	3,05059	0,0368782	35,4201	24,5598	4,80862
0,2	4,06745	0,0491709	30,	19,1398	4,67731
0,25	5,08431	0,0614636	25,7732	14,913	4,36516
0,3	6,10117	0,0737563	22,46	11,5998	4,0105
0,35	7,11803	0,0860491	19,8299	8,96969	3,66894
0,4	8,13489	0,0983418	17,71	6,8498	3,35942
0,45	9,15176	0,110635	15,975	5,11476	3,08569
0,5	10,1686	0,122927	14,5343	3,67404	2,84573
0,55	11,1855	0,13522	13,3221	2,46184	2,63568
0,6	12,2023	0,147513	12,29	1,42973	2,45143
0,65	13,2192	0,159805	11,4018	0,541584	2,28917
0,7	14,2361	0,172098	10,6303	-0,229972	2,14561
0,75	15,2529	0,184391	9,95428	-0,905958	2,01796
0,8	16,2698	0,196684	9,3575	-1,50274	1,90391
0,85	17,2866	0,208976	8,82701	-2,03322	1,8015
0,9	18,3035	0,221269	8,35254	-2,5077	1,70914
0,95	19,3204	0,233562	7,92577	-2,93446	1,62546
1,	20,3372	0,245854	7,53995	-3,32028	1,54936

A distribuição de potência no *span* é exposta em Figura 5.22. Como esperado, o máximo de potência extraída se dá próximo a 3/4 da pá.

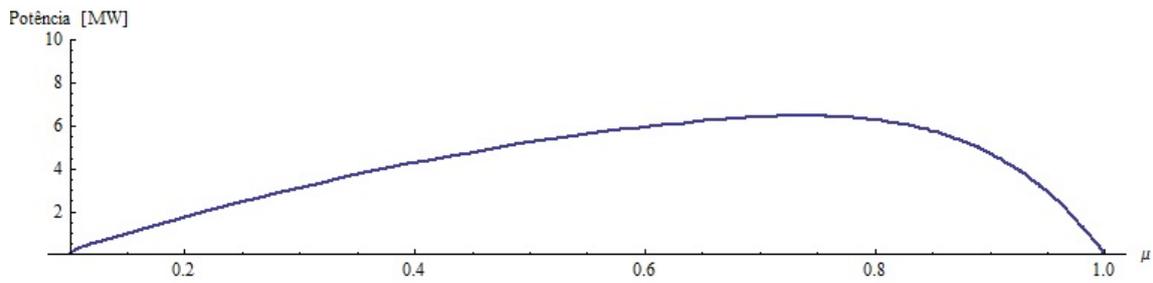


Figura 5.22: Distribuição de potência para a Turbina C

Os esforços atuantes na turbina (considerando-se as três pás), e a porcentagem das perdas de *tip* e de *root* são expostos na Tabela 5.8. O coeficiente de potência recalculado também é apresentado.

Tabela 5.8: Esforços e perdas encontradas para a Turbina C

Torque	1,03 MN.m
Empuxo Axial	491,5 kN
Potência	5,5 MW
Coefficiente de Potência	0,45
Perdas de <i>Tip</i>	9,8 %
Perdas de <i>Root</i>	2,1 %
Perdas Totais	11,8 %

Nota-se que, mesmo desconsiderando-se a variação de aerofólios no *span* aconselhada pela NREL, as perdas totais são menores que as encontradas usando-se perfis NACA.

Gerou-se a cascata 3-D de aerofólios, mostrada na Figura 5.23. As unidades da cascata foram convertidas para centímetros, para melhor visualização.

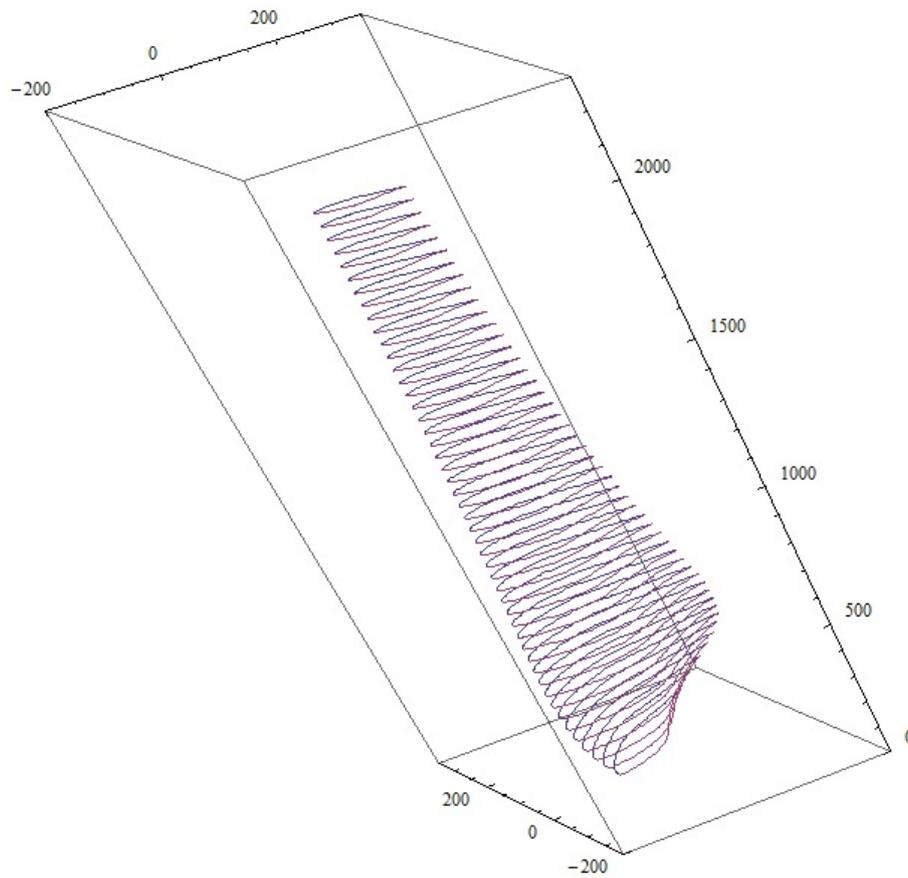


Figura 5.23: Cascata de aerofólios 3-D para a Turbina C

E Figura 5.24 apresenta a geometria CAD da pá projetada para a Turbina C, gerada em ANSYS ICEM.

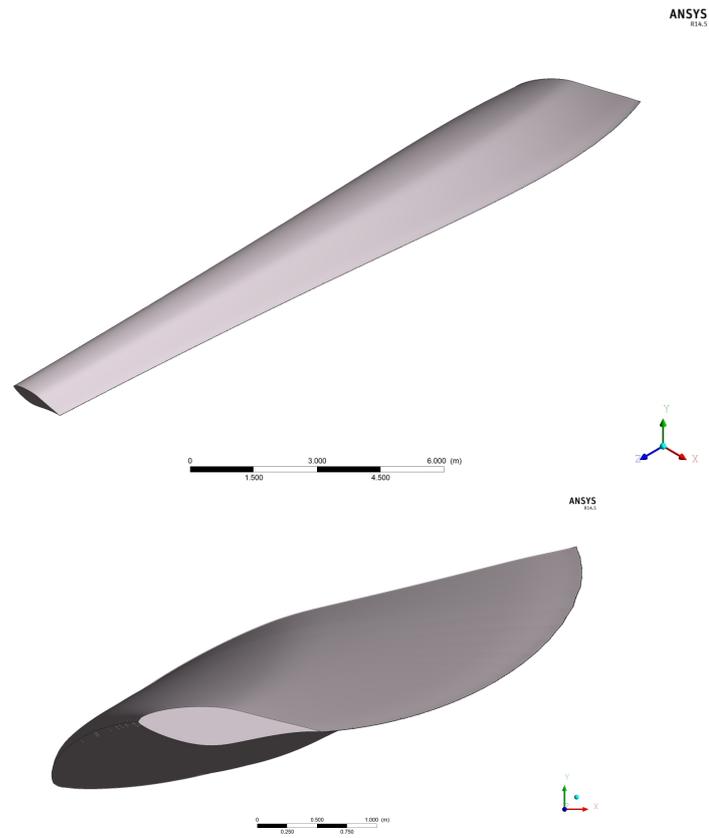


Figura 5.24: Vistas isométrica e superior da pá gerada para a Turbina C

Capítulo 6

Conclusão

O programa apresentado, feito em Mathematica 7.0, para projetar o rotor de turbinas eólicas de eixo horizontal, está operando satisfatoriamente.

O objetivo do programa foi atingido. Foram feitas comparações qualitativas entre os resultados encontrados e exemplos apresentados na literatura, sendo alcançada boa concordância entre eles.

A maior porcentagem das perdas do rotor ocorrem nas pontas das pás. Logo, é importante tomar cuidados especiais com o projeto dos últimos 5 a 10% do *span*. As pás desenvolvidas pela NREL utilizam três perfis de aerofólios diferentes: na ponta da pá, em sua base, e ao longo da maior parte do *span*. Nesse trabalho, foi considerado perfil uniforme ao longo da pá, inclusive para os perfis NREL, logo não foram completamente aproveitadas as vantagens dessa família de aerofólios. Seria importante, em trabalhos futuros, permitir a variação dos perfis de aerofólios no *span*.

Como existem poucos resultados disponíveis na literatura, para uma análise mais detalhada e confiável, é aconselhado o uso de testes em fluidodinâmica computacional (CFD) das pás projetadas. Para completar o projeto, seria interessante realizar simulações em CFD e comparar os resultados, sem considerar as simplificações necessárias à formulação exposta.

Referências Bibliográficas

- Abbott, I. H. ad Von Doenhoff, A. (1959). *Theory of Wing Sections*. Dover Publications, New York.
- Anderson Jr., J. D. (2001). *Fundamentals of Aerodynamics*. McGraw Hill, terceira edição.
- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., e Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, West Sussex, UK, segunda edição.
- Devinant, P. H., Laverne, T., e Hureau, J. (2002). Experimental study of wind-turbine airfoil aerodynamics in high turbulence. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90:689–707.
- Dixon, L. e Hall, C. A. (2010). *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery*. Elsevier, Massachusetts, EUA, sexta edição.
- Greco, L., Testa, C., e Salvatore, F. (2007). Design oriented aerodynamic modelling of wind turbine performance. *Journal of Physics*, 75.
- IEA (2008). Energy technology perspectives. Technical report.
- IPCC (2011). Special report on renewable energy sources and climate change mitigation. Technical report.
- Jha, A. H. (2011). *Wind Turbine Technology*. CRC Press, Boca Raton, Florida.
- Joselin Herbert, G., Iniyar, S., Sreevalsan, E., e Rajapandian, S. (2005). A review of wind energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(2007):1117–1145.

- Shu, S.-Z., Zhu, L., Ke, X.-L., e Jiang, Z.-K. (1991). *Principles of Turbomachinery*. Tsinghua University Press, Pequim, China.
- Sicot, C., Devinant, P. H., Laverne, T., Loyer, L., e Hureau, J. (2006). Experimental study of the effect of turbulence on horizontal axis wind turbine aerodynamics. *Wind Energy*, 9:361–370.
- Sorensen, J. N. (2011). Aerodynamic aspects of wind energy conversion. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 43:427–448.
- Tang, C., Cheng, J., Xiao, P., Jin, B., Liu, Z., e Zhang, Q. (2011). Design methodology of multi-megawatts offshore wind turbine blades. *ICOWEOE*.
- Tangler, J. L. (2000). The evolution of rotor and blade design. *American Wind Energy Assossiation*.
- Tangler, J. L. e Somers, D. M. (1995). Nrel airfoil families for hawts. *NREL*, 442.
- Vardar, A. e Alibas, I. (2008). Research on wind turbine rotor models using naca profiles. *Renewable Energy*, 33:1721–1732.