



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA E DE PRODUÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

MAURÍCIO SOARES DE ALMEIDA

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL PARA DESENVOLVIMENTO DE PÁS DE
TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL

FORTALEZA

2013

MAURÍCIO SOARES DE ALMEIDA

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL PARA DESENVOLVIMENTO DE PÁS DE
TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do grau Mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Processos, equipamentos e sistemas para energias renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha

FORTALEZA

2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

A449i Almeida, Maurício Soares de.
horizontal. Implementação computacional para desenvolvimento de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal.
/ Maurício Soares de Almeida. – 2013
123 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica e de Produção. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2013.
Área de Concentração: Processos, Equipamentos e Sistemas para Energias Renováveis.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha.

1. Engenharia Mecânica. 2. Força eólica. 3. Energia – Fontes alternativas. I. Título.

MAURÍCIO SOARES DE ALMEIDA

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL PARA DESENVOLVIMENTO DE PÁS DE
TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Demercil de Souza Oliveira Júnior.
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Ilson da Silva Júnior.
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha mãe, Maria Almeida.

À minha tia, Elizeuda Evangelista e seu
marido Roosevelt Evangelista.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelo dom da vida.

À minha mãe, Maria Soares de Almeida, por tudo.

Ao Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha, pela orientação e apoio para a conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos, por se fazerem presentes em todos os momentos da minha vida.

A todos integrantes do Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Fluidos da UFC, em especial a Daniel Paixão, Diego Vidal, Júlio Cezar, Marco Antonio e Whallen Serra.

À coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, em especial ao Valdi Matos e a Juliana Arruda, pelo significativo trabalho realizado.

À CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), pela concessão da bolsa.

"O que a escultura é para o bloco de mármore,
é a educação para a alma humana."

(Joseph Addison)

RESUMO

O projeto aerodinâmico de um rotor eólico visa a otimização dos parâmetros de funcionamento, para que este forneça uma maior eficiência no regime de operação em que é utilizado. O presente trabalho consiste na criação de um software em linguagem C++, por meio do ambiente de desenvolvimento integrado C++*Builder*, através de um método clássico de projeto de turbinas eólicas baseado na Teoria do Momento do Elemento de Pá (BEM). O software fornece ao usuário dados geométricos de construção, como curvas de afilamento e torção da pá com base nos dados dos aerofólios utilizados. A análise da curva de potência é feita e mostrada através de um gráfico característico. O software prediz as alterações de desempenho devido às perdas pela ponta e pela raiz da pá, e também informa, entre outras coisas, a distribuição das cargas máximas ao longo da mesma, de acordo com a faixa de operação desejada pelo usuário. A potência fornecida pelo aerogerador pode ser calculada através de dados de velocidade dos ventos.

Palavras-chave: Energia eólica; Projeto de pá; Software; Previsão de desempenho.

ABSTRACT

The aerodynamic design of a wind rotor aims to optimize the operating parameters, so that this provides a more efficient system operation in which it is used. This work consists in creating a software in C++ language through the integrated development environment C++ *Builder*, via a classic method of wind turbines design based on the Blade Element Momentum Theory (BEM). The software provides the user with geometric data for building, such as curved taper of the blade and torsion based on the airfoils data used. The power curve analysis is performed and displayed via a characteristic plot. The software predicts performance changes due to losses by the tip and the root of the blade, and also shows, among other things, the distribution of maximum loads along the blade, in the operating range desired by the user. The power delivered by the turbine can be calculated using wind speed data.

Keywords: Wind Energy. Blade design. Software. Performance prediction.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	<i>Blade Element Momentum</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
NACA	<i>National Advisory Committee for Aeronautics</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NREL	National Renewable Energy Laboratory
RAMS	<i>Regional Atmospheric Modeling System</i>
TEEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Fator de interferência axial
$a_{Glauert}$	Fator de interferência axial de Glauert
a'	Fator de interferência tangencial
A_{∞}	Área do cone de expansão a montante do aerogerador
A_d	Área do disco do rotor de aerogerador
A_w	Área do cone de expansão a jusante do aerogerador
B	Número de pás
c	Corda de elemento de pá
C_d	Coefficiente de arrasto de um perfil aerodinâmico
C_l	Coefficiente de sustentação de um perfil aerodinâmico
C_x	Coefficiente de força normal
C_y	Coefficiente de força tangencial
C_p	Coefficiente de potência
C_t	Coefficiente de empuxo
D	Força de arrasto
F	Fator de correção de perdas
F_{raiz}	Fator de correção de perda de raiz
F_{ponta}	Fator de correção de perda de ponta
L	Força de sustentação
m	Coefficiente angular da reta do gráfico de C_l versus α de um perfil qualquer
N	Número de elementos da pá
P	Potência eólica
P_E	Potência extraída
P_d^+	Pressão máxima no plano do rotor do aerogerador
P_{∞}	Pressão da zona não afetada pelo aerogerador
P_d^-	Pressão mínima no plano do rotor do aerogerador
Q	Torque tangencial
r	Posição radial em relação ao rotor
R_{rotor}	Raio do rotor
T	Empuxo
U_{∞}	Velocidade do vento a montante do aerogerador
U_d	Velocidade do vento no plano do rotor do aerogerador

U_w	Velocidade do vento a jusante do aerogerador
W	Velocidade relativa incidente no elemento da pá
α	Ângulo ótimo de ataque
β	Ângulo de torção da pá
σ'	Solidez local
σ	Solidez
λ	Velocidade de ponta de pá (TSR)
μ	Posição radial adimensional
ρ	Densidade do fluido
ϕ	Ângulo de incidência do vento no elemento de pá
Ω	Rotação

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Moinho de Vento de eixo vertical, Afeganistão	20
Figura 2 - Moinho de vento holandês	21
Figura 3 - Turbina eólica de Halladay	22
Figura 4 - Darrieus, turbina eólica de eixo vertical	30
Figura 5 - Turbina eólica de eixo vertical.....	31
Figura 6 - Configuração do rotor das TEEH	32
Figura 7 - Coeficiente de torque para diferentes turbinas	34
Figura 8 - Coeficiente de potência para diferentes turbinas	34
Figura 9 – Volume de controle do fluxo de ar.....	36
Figura 10 Modelo do disco atuador.....	38
Figura 11 Comparação dos parâmetros da turbina de Betz	41
Figura 12 - Perfil aerodinâmico.....	42
Figura 13 - Ângulo de incidência e ataque do perfil	43
Figura 14 - Trajetória seguida por uma partícula de ar ao passar pelo disco do rotor	45
Figura 15 - Anel gerado pela rotação do elemento de pá	49
Figura 16 - Componentes da velocidade sobre o elemento de pá	50
Figura 17 - Representação das forças na linha da corda.....	51
Figura 18 - Vórtice helicoidal gerado na esteira de um rotor de duas pás	55
Figura 19 - Tela inicial do programa	61
Figura 20 - Parâmetros do Projeto	62
Figura 21 - Esquematização do Raio do cubo e Raio do rotor da pá	63
Figura 22 - Seções da pá.....	64
Figura 23 - Tipo de Projeto	65
Figura 24 - Projeto Inverso de uma turbina eólica	67
Figura 25 - Campo de Afilamento e Correções	69
Figura 26 - Pá com ângulo de ataque constante	71
Figura 27 - Pá com afilamento linear	71
Figura 28 - Características Aerodinâmicas.....	73
Figura 29- Dados do Perfil	74
Figura 30 - Dados de sustentação e arrasto obtidos em túnel de vento	75
Figura 31 - Apresentação dos dados.....	76

Figura 32 - Comparação dos dados experimentais e estimados de C_1	78
Figura 33 - Estimativa dos valores de C_1 e C_d	79
Figura 34 - Representação gráfica dos pares (α ; C_1).....	80
Figura 35 - Valores de C_1 e C_d obtidos por técnica de aproximação matemática.....	82
Figura 36 - Projeto geométrico (afilamento linear)	85
Figura 37 - Pá com afilamento linear - Metodologia Manwell et al. (2006).....	87
Figura 38 - Projeto de pá com ângulo de ataque constante	88
Figura 39 - Resultados obtidos pela simulação de desempenho de uma turbina eólica	92
Figura 40 - Gráficos disponibilizados pelo software.....	93
Figura 41 – Coeficiente de potência	93

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Curva de sustentação e arrasto do perfil aerodinâmico NACA 63215	44
Gráfico 2 - Coeficiente de potência máximo teórico para diversas TSRs.....	47
Gráfico 3 - Fatores de indução, para um caso ideal, de uma turbina eólica com rotação de esteira.....	48
Gráfico 4 - Curva de Potência	54
Gráfico 5 - Correção de perda de Ponta	56
Gráfico 6 - Correção de perda de raiz.....	57
Gráfico 7 - Correção de perdas de raiz e ponta	58
Gráfico 8 - Relação empírica de Glauert	59
Gráfico 9- Afilamento da pá.....	68
Gráfico 10 - Torção ao longo da pá.....	69
Gráfico 11 - Afilamento com e sem correções	70
Gráfico 12 - Comparativo entre os dois tipos de afilamento.....	72
Gráfico 13 - Afilamento	95
Gráfico 14- Afilamento com correção de perda de raiz	95
Gráfico 15- Afilamento com perda de ponta	96
Gráfico 16 - Afilamento com correção de perda de ponta e raiz.....	96
Gráfico 17 - Torção	97
Gráfico 18 - Torção com correção de perdas de raiz e ponta.....	98
Gráfico 19 - Torção com correção de perda de ponta	98
Gráfico 20- Torção com correção de perda de raiz e ponta.....	99
Gráfico 21 - Coeficiente de sustentação	99
Gráfico 22 - Coeficiente de arrasto.....	100
Gráfico 23 - Fator de indução axial	100
Gráfico 24 - Fator de indução axial com correção de perda de ponta e raiz	101
Gráfico 25 - Fator de indução tangencial	101
Gráfico 26 - Fator de indução tangencial com correção de ponta e raiz	102
Gráfico 27 - Ângulo de ataque	102
Gráfico 28 - Ângulo de escoamento	103
Gráfico 29 - Coeficiente de força normal	103
Gráfico 30 - Coeficiente de força tangencial.....	104

Gráfico 31 - Força normal	104
Gráfico 32 - Força tangencial	105
Gráfico 33 - Torque normal.....	105
Gráfico 34 - Torque tangencial.....	106
Gráfico 35 - Coeficiente de potência.....	107
Gráfico 36 - Afilamento	108
Gráfico 37 - Torção	108
Gráfico 38 - Fator de indução axial	109
Gráfico 39 - Fator de indução tangencial	109
Gráfico 40 - Fator de indução axial	110
Gráfico 41 - Fator de indução tangencial	111
Gráfico 42 - Ângulo de ataque ao longo da pá.....	111
Gráfico 43 - Ângulo de escoamento ao longo da pá.....	112
Gráfico 44 - Coeficiente de força normal ao longo da envergadura	112
Gráfico 45 - Coeficiente de força tangencial ao longo da envergadura.	113
Gráfico 46 - Força Normal	113
Gráfico 47 - Força tangencial	114
Gráfico 48 - torque normal ao longo da pá.....	114
Gráfico 49 - Torque tangencial ao longo da pá	115
Gráfico 50 - Coeficiente de potência.....	115
Gráfico 51 - Coeficiente de sustentação	118
Gráfico 52 - Coeficiente de arrasto.....	118
Gráfico 53 - Coeficiente de potência sem correção de perdas	119
Gráfico 54 - Coeficiente de potência com correção de perdas de ponta e raiz.....	119
Gráfico 55 - Fator de indução axial	120
Gráfico 56 - Fator de indução tangencial	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Capacidade Instalada (MW).	23
Tabela 2 - Relação da velocidade específica com o número de pás.....	35
Tabela 3 - Características da turbina	94
Tabela 4 - Potência da turbina	107
Tabela 5 - Potência da turbina	116
Tabela 6 - ERM do coeficiente de sustentação.....	117
Tabela 7 - ERM do coeficiente de arrasto	117

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	20
2	JUSTIFICATIVA	25
3	REFERENCIAL TEÓRICO	26
4	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	29
4.1	As Turbinas Eólicas.....	29
<i>4.1.1</i>	<i>Turbina eólica de eixo vertical.....</i>	<i>29</i>
<i>4.1.2</i>	<i>Turbina eólica de eixo horizontal</i>	<i>31</i>
4.2	Características da potência do rotor.....	32
4.3	Aerodinâmica de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal.....	35
<i>4.3.1</i>	<i>Potencial Eólico.....</i>	<i>36</i>
<i>4.3.2</i>	<i>Teoria do momento e o limite de Betz.....</i>	<i>37</i>
<i>4.3.3</i>	<i>Características do aerofólio da pá.....</i>	<i>41</i>
<i>4.3.4</i>	<i>Rotação da Esteira.....</i>	<i>44</i>
<i>4.3.5</i>	<i>Teoria do elemento de pá.....</i>	<i>48</i>
<i>4.3.6</i>	<i>Teoria do momento do elemento de pá – BEM.....</i>	<i>52</i>
<i>4.3.7</i>	<i>Correção de perda de ponta e de raiz.....</i>	<i>55</i>
<i>4.3.8</i>	<i>Correção de Glauert.....</i>	<i>59</i>
5	METODOLOGIA.....	61
5.1	Parâmetros do projeto.....	62
<i>5.1.1</i>	<i>Tipo de Projeto.....</i>	<i>62</i>
<i>5.1.2</i>	<i>Metodologia.....</i>	<i>67</i>
<i>5.1.3</i>	<i>Afilamento e Correção.....</i>	<i>69</i>
<i>5.1.4</i>	<i>Características Aerodinâmicas.....</i>	<i>72</i>
5.2	Dados do Perfil.....	73

5.2.1	<i>Parâmetros do Perfil</i>	74
5.3	Projeto Geométrico das pás	82
5.3.1	<i>Metodologia presente em Burton et al. (2001)</i>	83
5.3.2	<i>Metodologia presente em Manwell et al. (2001)</i>	86
5.4	Simulação de desempenho da turbina	88
5.5	Gráficos	92
6	RESULTADOS	94
6.1	Projeto utilizando a metodologia de Burton et al. (2001)	94
6.2	Projeto utilizando a metodologia de Manwell et al. (2006)	107
6.3	Comparação dos métodos	116
6.3.1	<i>Dados de Cl e Cd obtidos em túnel de vento X Estimativa dos valores de Cl e Cd</i> 116	
6.3.2	<i>Método iterativo padrão X Método iterativo modificado</i>	120
7	CONCLUSÃO	122
	REFERÊNCIAS	124
	APÊNDICE A – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM AFILAMENTO LINEAR – METODOLOGIA BURTON ETAL. (2001)	126
	APÊNDICE B – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM ÂNGULO DE ATAQUE CONSTANTE– METODOLOGIA BURTON ETAL. (2001)	127
	APÊNDICE C – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM AFILAMENTO LINEAR – METODOLOGIA MANWELL ETAL. (2006)	128
	APÊNDICE D – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM ÂNGULO DE ATAQUE CONSTANTE – METODOLOGIA MANWELL ETAL. (2006)	129
	APÊNDICE E – ALGORITMO PARA O PROCEDIMENTO ITERATIVO MODIFICADO PARA PÁS PROJETADAS COM A METODOLOGIA DE MANWELL ET AL. 2006	130
	APÊNDICE F – ALGORITMO PARA O PROCEDIMENTO ITERATIVO MODIFICADO PARA PÁS PROJETADAS COM A METODOLOGIA DE BURTON ET AL. 2001	134

1 INTRODUÇÃO

A utilização da força dos ventos para a produção de trabalho mecânico pode ser encontrada em diversos períodos importantes da humanidade. O desenvolvimento da navegação e a era das grandes descobertas dos novos continentes foram propiciados, em grande parte, pelo emprego da energia dos ventos. Relatos históricos indicam que os egípcios, aproximadamente em 3000 a.C., já utilizavam a energia dos ventos para ajudar os escravos na propulsão de seus barcos durante as embarcações ao longo do rio Nilo.

Os primeiros moinhos de vento de eixo vertical foram produzidos ainda na Idade Antiga, provavelmente, por países do oriente como China e a antiga Pérsia. Sua principal finalidade era a moagem de grãos e bombeamento de água. Supõe-se que Hammurabi, rei da Babilônia, tenha feito uso desse mecanismo para a irrigação das planícies mesopotâmicas por volta do ano de 1700 a.C. No entanto, a primeira máquina deste tipo com informações confiáveis a ser registrada é datada de 644 a.C. na região onde atualmente localiza-se o Afeganistão (Hau 2006).

Os moinhos de vento eram bastante rudimentares, conforme pode ser visto na Figura 1, devido à pouca experiência dessa civilização com o aproveitamento da energia eólica. Em geral, suas velas eram construídas de madeira e tela.

Figura 1 - Moinho de Vento de eixo vertical, Afeganistão



Fonte: Hau (2006).

As máquinas eólicas movidas por força de sustentação, Figura 2, foram provavelmente introduzidas na Europa por meio das cruzadas, em torno do século XI. Países como a Holanda e Inglaterra apresentaram grande evolução técnica no desenvolvimento e aplicação desses novos moinhos. Estima-se que durante o século XV existiam mais de 200.000 deles em operação na Europa, mostrando assim a importância econômica do vento para essas nações.

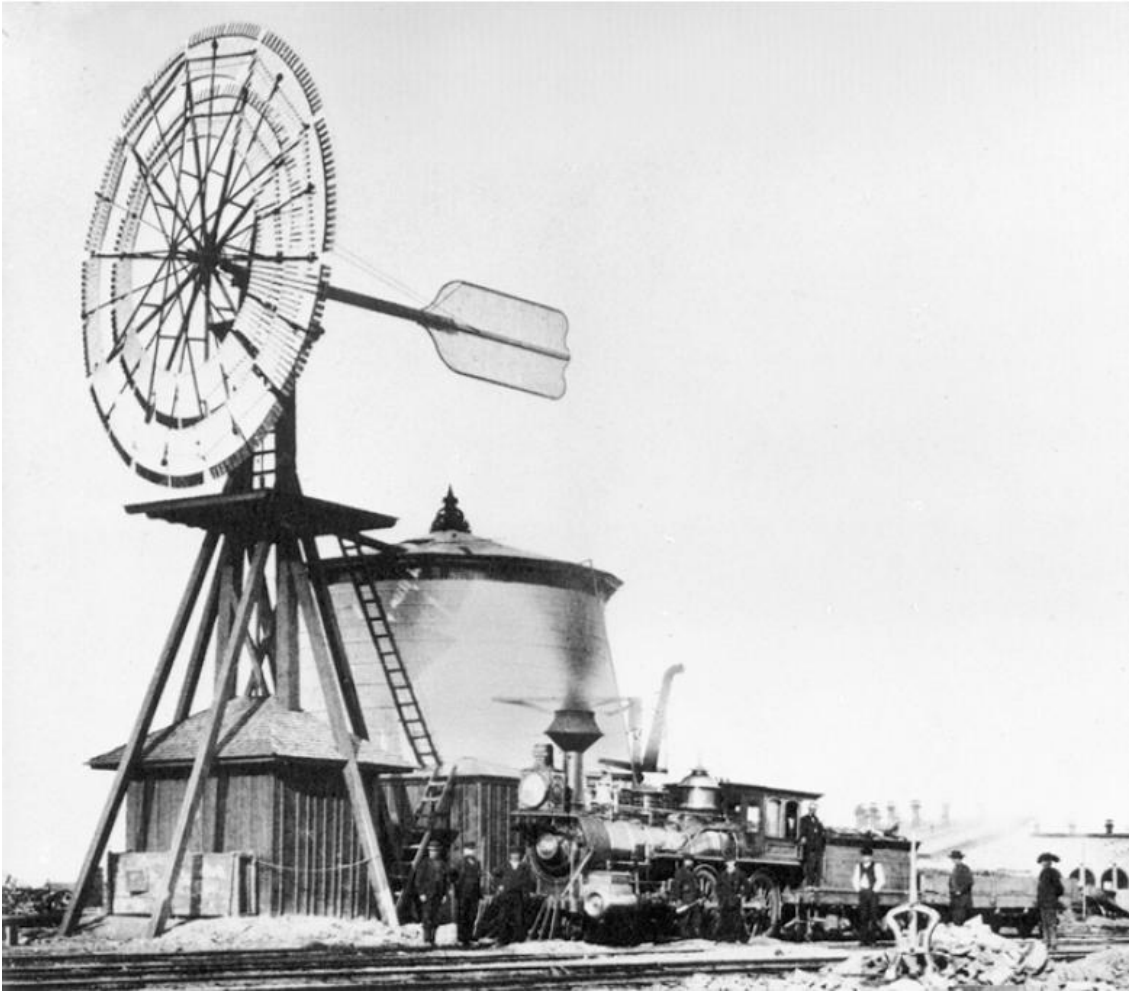
Figura 2 - Moinho de vento holandês



Fonte: Hau (2006).

Em 1850, o mecânico Daniel Halladay inventou um moinho que girava a baixas velocidades de ventos e produzia um alto torque (Figura 3), sendo, portanto, ideal para o bombeamento de água. Não tão pesado quanto os moinhos europeus, a turbina eólica de Halladay possuía uma aerodinâmica diferente, com um maior número de pás que não eram diretamente ligadas ao eixo. Devido ao seu bom desempenho, foi amplamente utilizada pelas empresas ferroviárias norte americanas para suprir o abastecimento de água das companhias.

Figura 3 - Turbina eólica de Halladay



Fonte: Hau (2006).

Relatos históricos indicam que o início das adaptações dos cata-ventos para geração de energia elétrica se deu por volta do fim do século XIX. Em 1888, Charles F. Brush ergueu na cidade de Cleveland, Ohio, um cata-vento que fornecia 12KW em corrente contínua para o carregamento de baterias as quais forneciam energia para 350 lâmpadas incandescentes (Scientific American 1890, apud Shepherd,1994). A partir de então, foram surgindo projetos de aerogeradores cada vez mais potentes. No entanto, devido à concorrência de outras tecnologias, como a utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia que, devido às descobertas de novas reservas, tornavam-se economicamente mais viáveis, esses projetos ambiciosos foram aos poucos sendo abandonados pela indústria e seus estudos concentraram-se apenas nas pesquisas científicas.

A crise energética na década de 70 fez com que autoridades mundiais voltassem a procurar formas de energias alternativas. Com isso, alguns países como Alemanha, Canadá, Dinamarca, Estados Unidos e Suécia passaram a investir na produção de energia eólica.

O perfil de crescimento da energia eólica nos últimos anos indica perspectivas promissoras ao crescimento da indústria eólica mundial para as próximas décadas. Entre 1990 e 2008, a geração eólica mundial cresceu à taxa de 27% ao ano, alcançando 121.000 MW, dos quais mais de 54% instalados na Europa e o restante concentrado na América do Norte e em alguns países da Ásia (EPE, 2009). Atualmente, esta tendência tem mudado sendo a China e os Estados Unidos os países detentores das maiores capacidades instaladas, de tal forma que os dois países já somam 46% da potência total instalada. A Tabela 1 Capacidade Instalada (MW). apresenta os dados atuais de capacidade instalada em todo mundo.

Tabela 1 Capacidade Instalada (MW).

Posição	País	Capacidade e Total em Junho 2012 [MW]	Capacidade Adicionada até Junho de 2012 [MW]	Capacidade e Total em 2011 [MW]	Capacidade Adicionada até Junho de 2011 [MW]	Capacidade e Total em 2010 [MW]
1	China	67.774	5.410	62.364	8000	44.733
2	EUA	49.802	2.883	46.919	2.252	40.180
3	Alemanha	30.016	941	29.075	766	27.215
4	Espanha	22.087	414	21.673	480	20.676
5	Índia	17.351	1.471	15.880	1.480	13.065
6	Itália	7.280	490	6.787	460	5.797
7	França	7.182	650	6.440	400	5.660
8	Reino Unido	6.840	822	6.018	504	5.203
9	Canadá	5.511	246	5.256	603	4.008
10	Portugal	4.398	19	4.379	260	3.702
	Outros Países	35.500	3.200	32.227	3.200	26.441
Total		253.741	16.546	237.227	18.405	196.680

Fonte: WWEA (2012)

Brasil e México são os maiores produtores de energia eólica da América Latina, com capacidade instalada de 1543 MW e 1002MW, respectivamente. Apesar de apresentarem uma taxa de crescimento modesta nos últimos anos, continuam acima da média global consolidando-se como os principais mercados da região.

Segundo a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – existem diversas centrais de energia eólica em operação no Brasil e mais alguns projetos outorgados para o início da fase de construção. Os maiores parques eólicos instalados estão no Ceará (Praia Formosa, com potência de 104,4 MW), Rio Grande do Sul (Índios, Osório e Sangradouro, com potência de 50 MW cada) e Rio Grande do Norte (Rio do Fogo, com potência de 49,3 MW). No entanto, a tecnologia utilizada por eles na conversão de energia cinética em energia elétrica não é nacional. Por isso, surge a necessidade de investimentos e pesquisas para o desenvolvimento da tecnologia brasileira.

2 JUSTIFICATIVA

A energia eólica além de ser renovável e ambientalmente limpa, apresenta, pelo menos, três fatores simultâneos que justificam uma atenção especial, visando a efetivá-la como fonte complementar à geração hídrica no parque gerador brasileiro: (i) o vasto potencial eólico nacional; (ii) sua distribuição geográfica se estende, também, pelo interior do país em áreas socialmente carentes; (iii) a possibilidade de complementação da energia produzida pela geração eólica com as hidrelétricas (EPE, 2009).

Objetivando auxiliar a pesquisa científica com o uso de ferramentas computacionais cada vez mais completas, esta dissertação apresenta o procedimento utilizado para a criação de um software de desenvolvimento de pás para aerogeradores, baseado na teoria do BEM (do inglês *Blade Element Momentum Theory*), capaz de realizar análises do ponto de vista aerodinâmico e de desempenho da turbina relacionado à geometria e à velocidade de rotação, integrando, também, os efeitos de perda de ponta e raiz da pá.

Desta forma, os objetivos específicos deste trabalho estão contidos nas diversas capacidades de um código computacional para projeto e previsão de desempenho de aerogeradores, que são:

- Fornecer os parâmetros utilizados para as possíveis geometrias da pá de uma turbina eólica de eixo horizontal.
- Estimar a curva de potência do aerogerador.
- Estimar a distribuição das forças tangencial e axial ao longo da pá, de acordo com suas propriedades aerodinâmicas, em diversas condições de funcionamento e, conseqüentemente, o desempenho da turbina.
- Estimar a potência produzida pelo aerogerador em função da velocidade dos ventos.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

O desempenho de uma turbina eólica está relacionado à maneira em que a potência e torque variam com a velocidade do vento.

Em Vitale, A. J., Rossi, (2008a) foi apresentado um software que simula o desempenho do rotor de um aerogerador para diversas velocidades de ventos de acordo com as características das pás utilizadas pelo mesmo. Além disso, é possível prever o comportamento das forças que atuam ao longo da pá, para diferentes situações operacionais, mostrando assim, que o método numérico realizado pelo software consegue representar de forma satisfatória o real comportamento das turbinas eólicas comerciais.

Os mesmos autores também formularam um método computacional para o desenvolvimento de pás para aerogeradores. O software é capaz de calcular a potência e o rendimento do rotor a partir dos valores da velocidade do vento, números de pás, potência desejada e outros parâmetros que são inseridos pelo usuário. Após várias simulações, foi possível concluir que os resultados encontrados correspondiam aos fornecidos pelos fabricantes de rotor para turbinas eólicas.

Geralmente, as pás de uma turbina eólica são projetadas com base nas características de duas dimensões do aerofólio sob condições estáticas de funcionamento em relação ao ângulo de ataque. No entanto, em situações cotidianas, a direção do vento e o ângulo de ataque variam constantemente. Pensando nisso, Kamada *et al.* (2011) realizaram um estudo, fazendo uso de um túnel de vento, que comparava os coeficientes de sustentação e pressão ao longo do aerofólio em situações estáticas e dinâmicas de funcionamento. A análise da variação de turbulência também foi considerada e pode-se constatar, como já era esperado, que o fluxo da mesma provoca um aumento no ângulo de stall.

Selig e Tangier (1995) desenvolveram um método inverso para a construção do *design* aerodinâmico de turbinas eólicas de eixo horizontal. Ao invés de descrever a geometria do aerofólio e depois determinar o desempenho, através de análises (o que nem sempre é uma tarefa fácil, pois muitas características desejadas do rotor não são determinadas diretamente) esse método consiste em especificar as características aerodinâmicas da pá e desempenho do rotor através da geometria escolhida.

Para validar o novo método, foi projetada uma nova turbina eólica de três pás, com 10,5m de raio, para substituir um modelo amplamente utilizado em parques eólicos da Califórnia (AeroStar 9,06m). A desvantagem do uso destas últimas é que as mesmas possuem um alto coeficiente de sustentação, pois seus aerofólios foram desenvolvidos para uso em aviões, além de sofrerem muita interferência devido às impurezas acumuladas com o tempo. O novo modelo se mostrou mais eficaz na produção de energia para todos os fatores analisados (pás com e sem acúmulo de sujeira).

A teoria do momento do elemento de pá (Blade Element Momentum Theory - BEM) fornece equações para a obtenção da geometria de máxima eficiência para um gerador eólico com controle de velocidade. No entanto, ela admite, entre outras coisas, que o escoamento sobre as pás seja bidimensional, ou seja, a componente radial da velocidade é ignorada, o que, baseado em análises experimentais do escoamento, é uma hipótese aceitável. As consequências dessa suposição são mostradas por Lanzafame e Messina (2007) em uma análise crítica e de otimização sobre a aplicação dessa teoria, tomando como base os dados experimentais obtidos sobre o aerofólio NREL S809. As principais dificuldades encontradas foram a obtenção do verdadeiro coeficiente de sustentação e arrasto além da correta avaliação dos fatores de indução axial e tangencial.

É verdade que as pás de uma turbina eólica são projetadas para capturarem a máxima energia a partir do fluxo de vento. Sendo assim, em sua composição existem diversos materiais a fim de obter boa rigidez, resistência a cargas e um peso adequado. Contudo, esses elementos sofrem muito desgaste devido, principalmente, a vibrações em seu modo de ressonância, estrutura longa e flexível, operação contínua em condições adversas, além de baixa manutenção durante o tempo de vida. Shokrieh e Rafiee (2005) desenvolveram um método computacional que consegue simular o desgaste sofrido por esses componentes e prever o tempo de vida útil. A simulação considerava fatores como a intensidade e mudança na direção do vento, força centrífuga, efeito térmico, ativação do freio mecânico, fadiga dos materiais, entre outros.

Existem vários estudos que apresentam métodos computacionais capazes de preverem a fadiga causada em pás de aerogeradores devido a suas condições de funcionamento. No entanto, em sua grande maioria, os efeitos aleatórios da velocidade dos ventos são desprezados. Com o intuito de promover uma análise mais detalhada, Shokrieh e Rafiee (2005) incluíram em suas simulações os efeitos estocásticos da velocidade dos ventos,

além da consideração dos desgastes causados pelo acionamento de freios, força centrífuga, efeitos térmicos entre outros fatores a fim de promover resultados mais condizentes com a realidade.

Prowell *et al.* (2010) realizaram uma simulação dos efeitos da intensidade das cargas induzidas em turbinas eólicas em ocorrência de terremotos. Para isso, foram comparadas três situações (marcha lenta, operação contínua em um terremoto e em um desligamento de emergência acionado por um tremor) para uma turbina eólica offshore de 5 MW, com base nos dados de um fator de escala de tremor promovidos por terremotos ao longo dos anos 1976 – 1974 em todo o mundo. Para tal simulação foi usado o software FAST, que se trata de um programa de código aberto, que consegue, sob várias condições, prever cargas extremas e fadiga em aerogeradores. O programa mostrou eficiência na simulação e apresentou resultados que condiziam com a realidade e valores esperados.

No geral, os métodos de testes da pá dividem-se em duas categorias principais: dinâmico e estático. Sua principal finalidade é verificar se a pá será capaz de suportar as cargas estimadas, sem quebrar. Uma forma tradicional para esse teste é a inserção de pesos em pontos específicos ao longo da envergadura até que ocorra a ruptura. Existem projetos mais sofisticados, como o ABC (*Actively positioned Bell Crank*), apresentado em Malhotra *et al.*, (2012) que consiste em um protótipo que utiliza um braço mecânico para gerar esforços em diversas posições radial e em vários graus de liberdade.

Existem estudos sobre os impactos ambientais sofridos por localidades situadas nas proximidades de parques eólicos. Turbinas instaladas em rotas de migração, alimentação e repouso de aves, podem afetar negativamente a fauna existente, devido às colisões destas estruturas com as aves provenientes da perda do seu habitat natural.

Roy (2011) realizou uma simulação, com o RAMS (*Regional Atmospheric Modeling System*), dos impactos climáticos nas adjacências de um parque eólico. Para simplificação dos cálculos, foi adotado um terreno plano, ao nível do mar e sem a presença de obstáculos para a passagem dos ventos. Para o modelo do parque eólico foi utilizado turbinas do modelo Gamesa, G80-2.0MW, com 100 m de altura, espaçadas de 1 km entre si numa área retangular de 107x23 km. Para ventos com velocidade entre 10 e 13 m/s, foram encontradas pequenas alterações na temperatura local, umidade do ar e variações no fluxo de calor sensível. O intuito desse estudo era procurar garantir uma melhor sustentabilidade para essa fonte de energia renovável.

4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 As Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas, ou aerogeradores, são máquinas capazes de absorver parte da potência cinética dos ventos e convertê-la em potência mecânica de eixo (torque x rotação). Normalmente são utilizadas para a produção de energia elétrica através de acoplamento com geradores, no entanto, também podem ser empregadas para outros sistemas mecânicos, como o bombeamento de água.

A posição relativa do eixo que sustenta o rotor, componente que capta a energia do vento e a transforma em potência mecânica, e a superfície terrestre classifica os equipamentos eólicos em:

- Turbinas eólicas de eixo vertical, TEEV.
- Turbinas eólicas de eixo horizontal, TEEH.

4.1.1 *Turbina eólica de eixo vertical*

Possui o eixo de rotação disposto na posição vertical, conseqüentemente perpendicular à direção de incidência, conforme pode ser verificado na Figura 4.

Esse tipo de turbina pode ter seu funcionamento por efeito de arrasto ou sustentação aerodinâmica.

Uma das vantagens das TEEVs é poder funcionar em qualquer direção do vento, não necessitando de mecanismos de orientação, que encarecem o equipamento, além de permitir que o acoplamento entre o rotor e o gerador seja feito ao nível do solo.

Figura 4 - Darrieus, turbina eólica de eixo vertical



Fonte: Hau (2006).

Algumas limitações são encontradas nas TEEVs, dentre elas destacam-se a incapacidade de alcançarem velocidades superiores a dos ventos (com exceção das do tipo Darrieus), o que restringe sua utilização como força motriz em sistemas mecânicos, e a pouca potência por unidade de área de captação do vento.

4.1.2 Turbina eólica de eixo horizontal

As TEEH, Figura 5, são as mais utilizadas atualmente, pois são capazes de desenvolver maior força e potência por unidade de área de captação do vento. Esse tipo de turbina consegue atingir velocidades mais altas que a dos ventos incidentes, sendo, portanto, viável para aplicações que necessitem de altas velocidades de rotação, como a produção de energia elétrica.

Segundo Lopes (2011), a despeito da imensa quantidade de conceitos de projetos de aerogeradores até então propostos, é consenso que a forma mais eficiente, técnica e econômica são as TEEH.

Figura 5 - Turbina eólica de eixo vertical

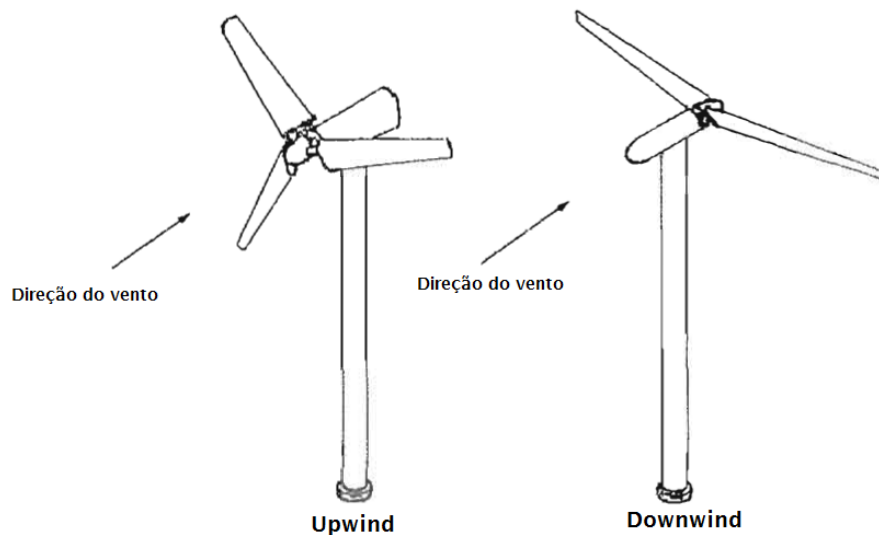


Fonte: Hau (2006).

Com funcionamento predominantemente de sustentação aerodinâmica, esse tipo de turbina depende fortemente da geometria do corpo e do ângulo de ataque (ângulo entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo) para garantir o melhor desempenho. Uma de suas características principais é o sistema de controle, *yaw*, para posicionar o rotor na direção predominante do vento.

A posição das pás em relação à torre divide as turbinas em dois grupos: as *downwind*, onde o rotor se encontra a jusante, e as *upwind*, com o rotor situado na região a montante, conforme está representado na Figura 6.

Figura 6 - Configuração do rotor das TEEH



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2006)

Um problema enfrentado pelas turbinas do tipo *downwind* é o chamado efeito “sombra”, que é a esteira que a torre produz sobre as pás, gerando uma fonte de carga periódica, podendo desencadear uma fadiga nos mecanismos, produção de ruído ou, até mesmo, diminuição de potência gerada. Já nas turbinas *upwind*, o efeito da “sombra” é provocado pela esteira das pás causando esforços na torre.

4.2 Características da potência do rotor

O desempenho do rotor pode ser caracterizado pela potência produzida ou pelo torque gerado durante o seu período de funcionamento. A Equação (4.1) apresenta o

coeficiente de potência, C_p , fator que corresponde à parcela de potência extraída do vento pelo rotor.

$$C_p = \frac{\text{Potência Extraída pelo Rotor}}{\text{Potência Disponível no Vento}} \quad (4.1)$$

A eficiência do rotor é função da velocidade específica ou razão da velocidade da ponta, λ , do inglês *Tip Speed Ratio* – TSR, que representa a relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade da corrente de ar livre não perturbado, da seguinte forma:

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

sendo:

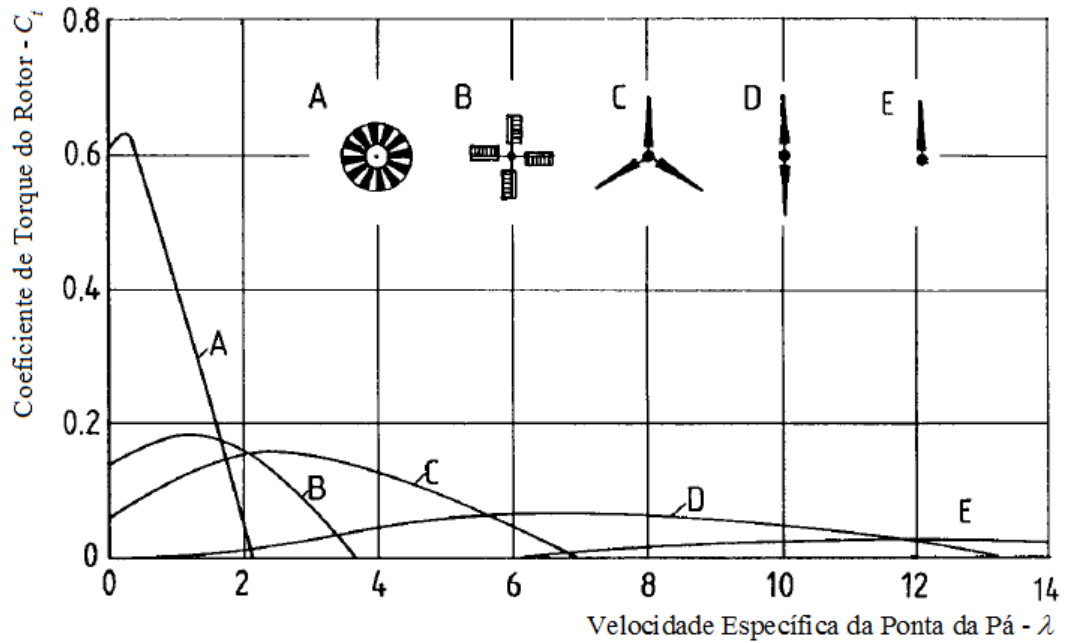
- Ω = velocidade angular (rad/s)
- R = raio da pá (m)
- U_∞ = velocidade do vento (m/s)

De forma análoga a potência, o torque também pode ser expresso por meio de um coeficiente, C_t , como se segue:

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (4.3)$$

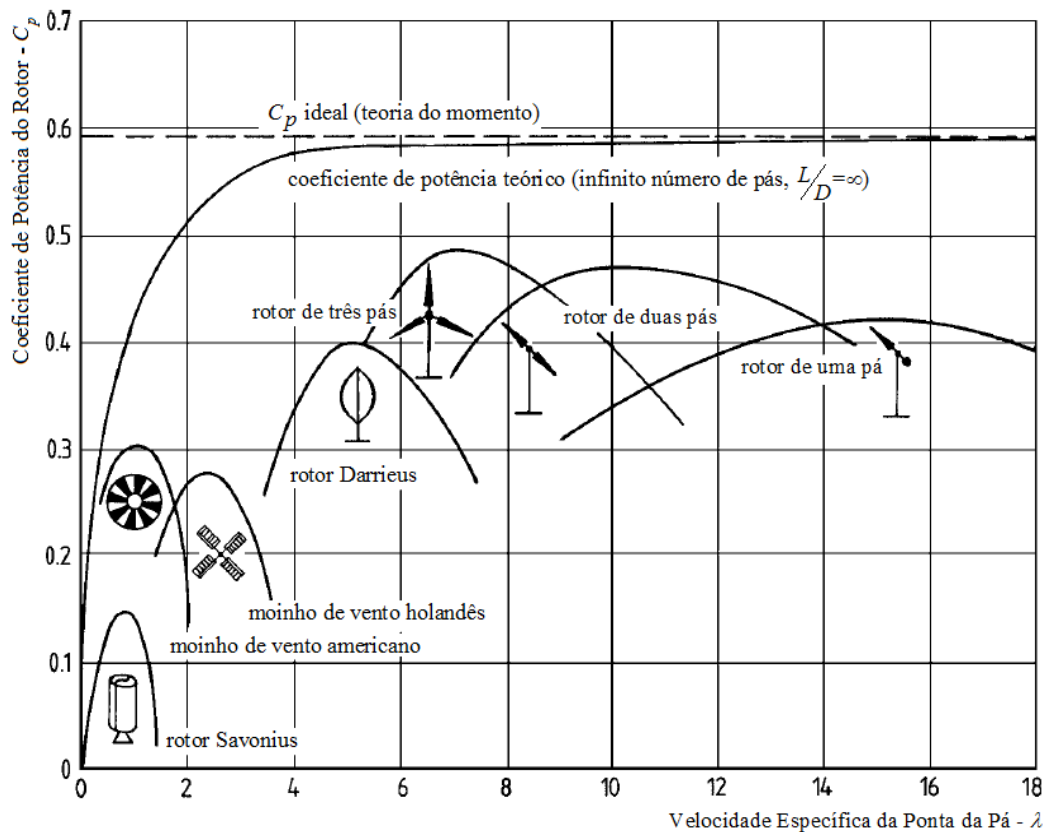
A vantagem da utilização do coeficiente de potência e do coeficiente de torque, é poder representar em uma única curva, como pode ser visto nas Figura 7 e 8 , o comportamento das turbinas eólicas de mesmo tipo, funcionando a diferentes velocidades do vento, independente da velocidade do vento, da densidade do ar ou do raio da turbina.

Figura 7 - Coeficiente de torque para diferentes turbinas



Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Figura 8 - Coeficiente de potência para diferentes turbinas



Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Como pode ser observado, os rotores eólicos modernos, que possuem uma maior TSR, possuem uma vantagem evidente quando comparados aos rotores tradicionais. Enquanto os moinhos de vento tradicionais, que basicamente funcionavam a base de arrasto aerodinâmico, alcançavam, no máximo, um coeficiente de potência de 0,3, as turbinas modernas alcançam coeficiente de potência de quase 0,5, o que demonstra a superioridade do princípio de utilização da sustentação aerodinâmica.

Fazendo uma análise em relação ao torque, pode-se concluir que as turbinas de alta rotação encontram-se em desvantagem, quando comparadas às multi-pás, de baixa rotação. Em aplicações que necessitam de alto torque, como bombeamento de água e moagem de grãos, utiliza-se moinhos com TSR compreendida entre 1 - 3. Em contrapartida, a geração de energia elétrica requer valores altos de λ , compreendidos entre 4 - 10.

Manwell et al. (2006) sugerem que o número de pás de uma turbina eólica, B , para diferentes velocidades específicas, siga a relação presente na Tabela 2.

Tabela 2 - Relação da velocidade específica com o número de pás

λ	B
1	8 – 24
2	6 – 12
3	3 – 6
4	3 – 4
>4	1 – 3

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.3 Aerodinâmica de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

O movimento das parcelas de ar na atmosfera é denominado vento. Basicamente são gerados pelas diferenças de pressão causadas pelo aquecimento irregular do sol sobre a superfície do planeta.

Vários outros fatores contribuem para a circulação do ar na camada atmosférica, dentre eles podem-se destacar a influência gerada pela força de Coriolis, que age sobre toda partícula que se move sobre a superfície terrestre, e os efeitos topográficos, como o gradiente

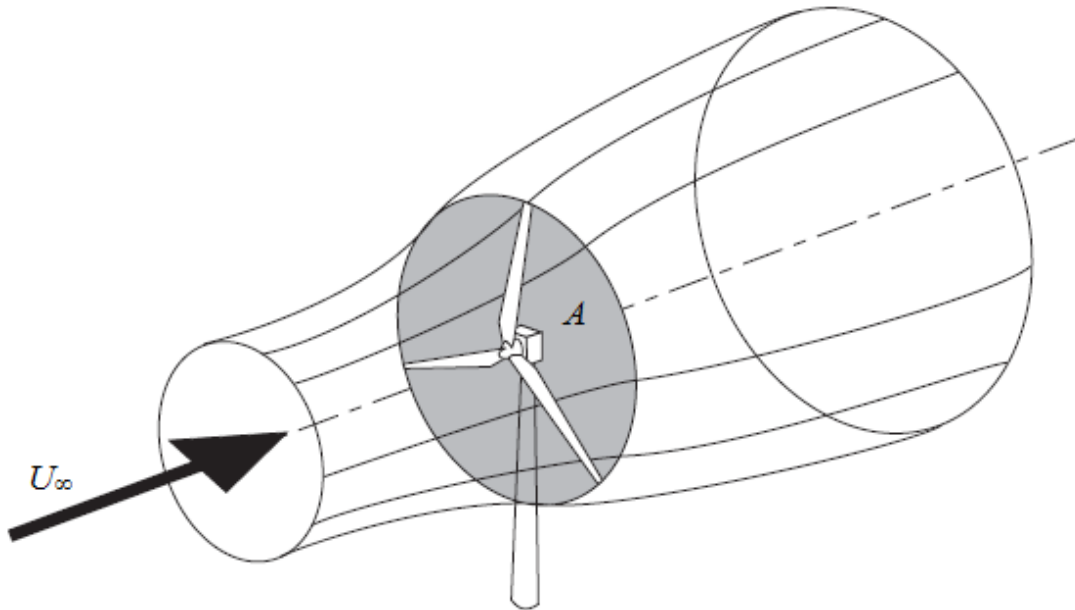
de velocidade dos ventos gerado devido a presença de forças horizontais próximas ao solo (por causa da rugosidade do terreno) que retardam o movimento do ar, Manwell et al. (2006).

4.3.1 Potencial Eólico

A Figura 9 representa comportamento do vento, com velocidade U_∞ e densidade ρ , ao atravessar perpendicularmente o rotor de uma turbina eólica de área A . Pela equação da continuidade, é possível calcular a taxa de variação da massa de ar com o tempo pela seguinte expressão:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU_\infty \quad (4.4)$$

Figura 9 – Volume de controle do fluxo de ar.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2001)

A potência eólica P , energia cinética total disponível por unidade de tempo, é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U_\infty^2 = \frac{1}{2} \rho A U_\infty^3 \quad (4.5)$$

Como é possível observar pela Equação (4.5), a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, o que sugere que deva haver uma boa precisão nos

levantamentos dessa grandeza, uma vez que pequenos erros podem representar grandes desvios para a estimativa da energia disponível aos aerogeradores. Contudo, apenas parte dessa energia é extraída pelas pás das turbinas eólicas. Betz (1926) mostrou que o valor máximo da potência que pode ser retirada do vento corresponde a cerca de 59,3% da potência disponível.

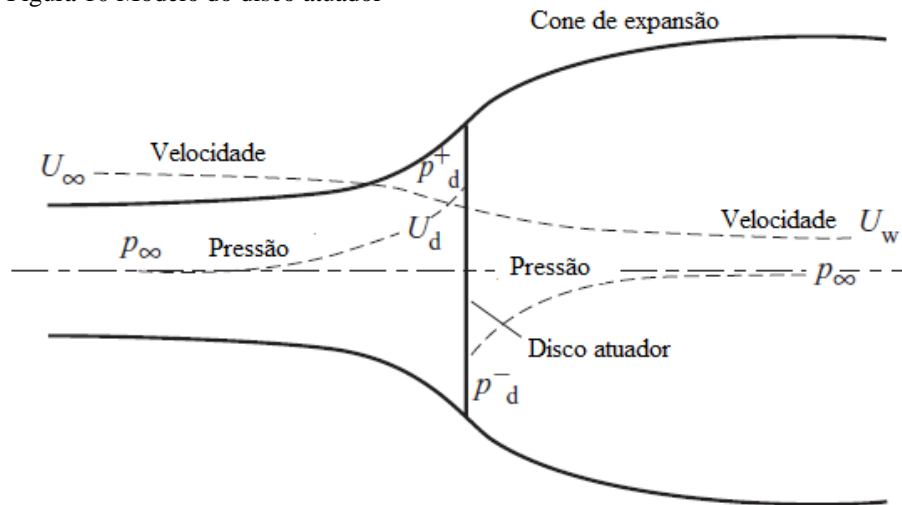
4.3.2 Teoria do momento e o limite de Betz

A estimativa da energia extraída pode ser feita através do modelo de escoamento unidimensional de Rankine, que incorpora um disco de hélice idealizado, chamado de “disco atuador”, cuja única função é converter energia cinética em potência. O modelo assume as seguintes premissas:

- O ar é um fluido incompressível.
- Existe um número infinito de pás.
- O fluxo de ar no disco é uniforme, contínuo e homogêneo.
- Qualquer gradiente de pressão radial é ignorado.
- Não há efeitos de turbulência.

O fluxo de ar, ao se aproximar das pás, sofre uma elevação da pressão devido à redução de sua velocidade, conforme pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 Modelo do disco atuador



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2001)

Pelo princípio de conservação da massa, as massas de ar, para um regime estacionário dentro do volume de controle, também chamado de cone de expansão, a montante e a jusante do disco atuador, devem ser iguais. Sendo assim:

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w = \dot{m} \quad (4.6)$$

onde os subscritos ∞ , d e w referem-se a condições muito a montante, ao disco atuador e a esteira (wake), respectivamente.

Ao atravessar o disco atuador, o ar sofre uma brusca queda de pressão, além de um decréscimo da velocidade devido à conversão de energia cinética em energia mecânica. A pressão volta a subir lentamente ao longo da esteira até atingir a mesma do ambiente durante o escoamento do fluido na região de jusante.

Aplicando a conservação do momento linear para o volume de controle do sistema é possível encontrar a força resultante que atua sobre ele. Esta força é igual e oposta ao empuxo, T , que é a força exercida pelo vento sobre a turbina eólica. Para um escoamento unidimensional, contínuo e incompressível, temos:

$$T = U_\infty (\rho AU)_\infty - U_w (\rho AU)_w \quad (4.7)$$

ou ainda

$$T = \dot{m}(U_\infty - U_w) \quad (4.8)$$

Aplicando a equação de *Bernoulli* na região do fluido não perturbado, tem-se

$$p_{\infty} + \frac{1}{2}\rho U_{\infty}^2 = p_d^+ + \frac{1}{2}\rho U_d^2 \quad (4.9)$$

Para a região da esteira encontra-se a seguinte relação:

$$p_d^- + \frac{1}{2}\rho U_d^2 = p_w + \frac{1}{2}\rho U_w^2 \quad (4.10)$$

Assumindo que muito a montante e muito a jusante do disco atuador as pressões são iguais, $p_{\infty} = p_w$, o empuxo passa a ser calculado como o somatório das forças que atuam no disco atuador, como pode ser observado a seguir

$$T = A_d(p_d^+ - p_d^-) \quad (4.11)$$

o que é equivalente dizer que

$$T = \frac{1}{2}\rho A_d(U_{\infty}^2 - U_w^2) \quad (4.12)$$

igualando as Equações (3.12) e (3.8) e fazendo algumas manipulações algébricas, obtém-se:

$$U_d = \frac{U_{\infty} + U_w}{2} \quad (4.13)$$

Dessa forma, a velocidade do vento no plano do disco é a média aritmética das velocidades do a montante e a jusante.

A Equação (4.14) apresenta o fator de indução axial, a , ou fator de interferência, que mostra a medida de influência que o rotor exerce sobre o escoamento.

$$a = \frac{U_{\infty} - U_d}{U_{\infty}} \quad (4.14)$$

Se $U_{\infty} = U_d = U_w$, caso em que $a = 0$, temos a situação em que nenhuma parcela de vento foi interceptada pelo rotor, conseqüentemente, não haverá conversão de energia cinética em potência no eixo. De forma semelhante, se $U_d = 0$, logo $a = 1$, significa dizer que todo vento foi interceptado pelas pás, que funcionaram como um efeito de blocagem, não havendo também transformação em potência no eixo.

As grandezas U_{∞} , U_d e U_w , podem ser expressas em função do fator de interferência, da seguinte forma:

$$U_d = U_\infty(1 - a) \quad (4.15)$$

$$U_w = (1 - 2a)U_\infty \quad (4.16)$$

A teoria é válida até o momento em que $a = 1/2$, pois de acordo com a Equação (4.16), para valores de $a > 1/2$, a velocidade do vento na região da esteira assume valores negativos, o que fisicamente não é possível.

A potência do rotor, P , pode ser encontrada através do produto entre a força de empuxo, Equação (4.12), e a velocidade do vento no disco atuador, Equação (4.13), como se segue:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_d (U_\infty^2 - U_w^2) U_d = \frac{1}{2} \rho A_d U_d (U_\infty + U_w)(U_\infty - U_w) \quad (4.17)$$

Substituindo as Equações (4.15) e (4.16) na Equação (4.17), temos

$$P = \frac{1}{2} \rho U_\infty^3 A_d C_p \quad (4.18)$$

onde

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (4.19)$$

A Equação (4.19) apresenta o coeficiente de potência, C_p . O máximo valor de C_p teoricamente possível alcançado por um rotor de uma turbina eólica, conhecido como o limite de Betz, é atingido quando $a = 1/3$, ou seja, quando $U_d = 2/3 U_\infty$. Dessa forma:

$$C_p = 16/27 \approx 59,3\% \quad (4.20)$$

Estudos apontam que o coeficiente de potência máximo para as atuais turbinas eólicas de eixo horizontal oscila em torno de 0,45 (Hau, 2006). Isso se deve ao fato da existência de um número finito de pás associado aos fenômenos de perdas nas pontas das pás do rotor, rotação da esteira, forças de resistência aerodinâmica, perdas mecânicas, etc.

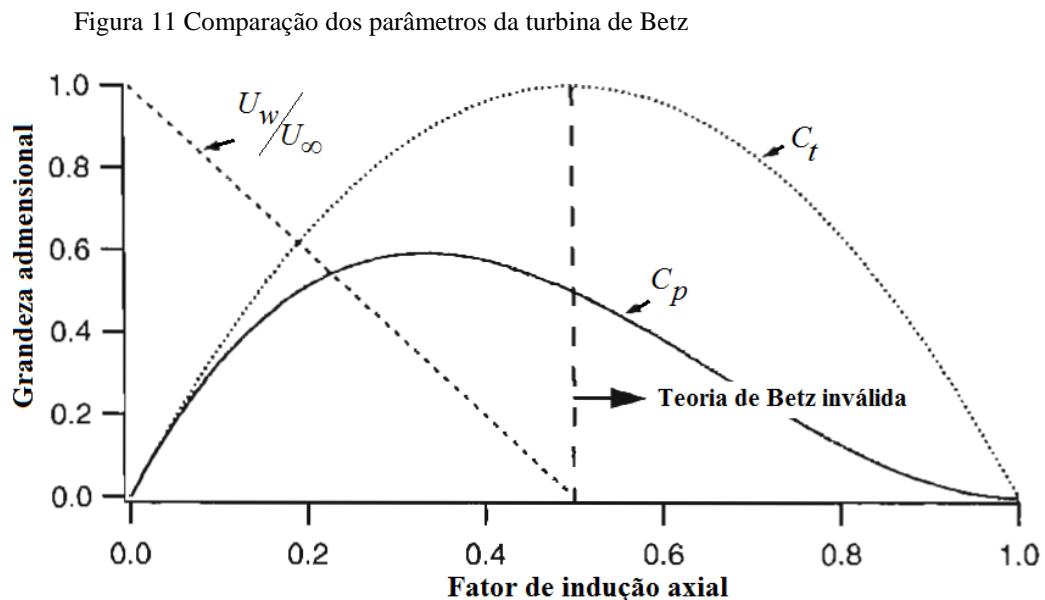
Substituindo as Equações (4.15) e (4.16) em (4.12) chega-se na expressão para o empuxo em função do fator de indução axial, como pode ser visto a seguir

$$T = \frac{1}{2} \rho A_d U_\infty^2 [4a(1 - a)] \quad (4.21)$$

De forma análoga ao coeficiente de potência, o empuxo também pode ser caracterizado em termos de um coeficiente adimensional, C_T , da seguinte forma:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 A_d} = 4a(1 - a) \quad (4.22)$$

Derivando a Equação (4.22) em relação ao fator de indução axial e igualando-a a zero, obtém-se o máximo valor de C_T , que acontece quando $a = 1/2$. Nesse caso, $C_T = 1$, e a velocidade do vento a jusante do rotor é igual a zero. No entanto, quando $a = 1/3$, onde a potência gerada é máxima, tem-se $C_T = 8/9$. Esses resultados podem ser melhor visualizados na Figura 11.



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2006)

Como é possível observar, o modelo idealizado por Betz não é válido para situações em que $a > 1/2$.

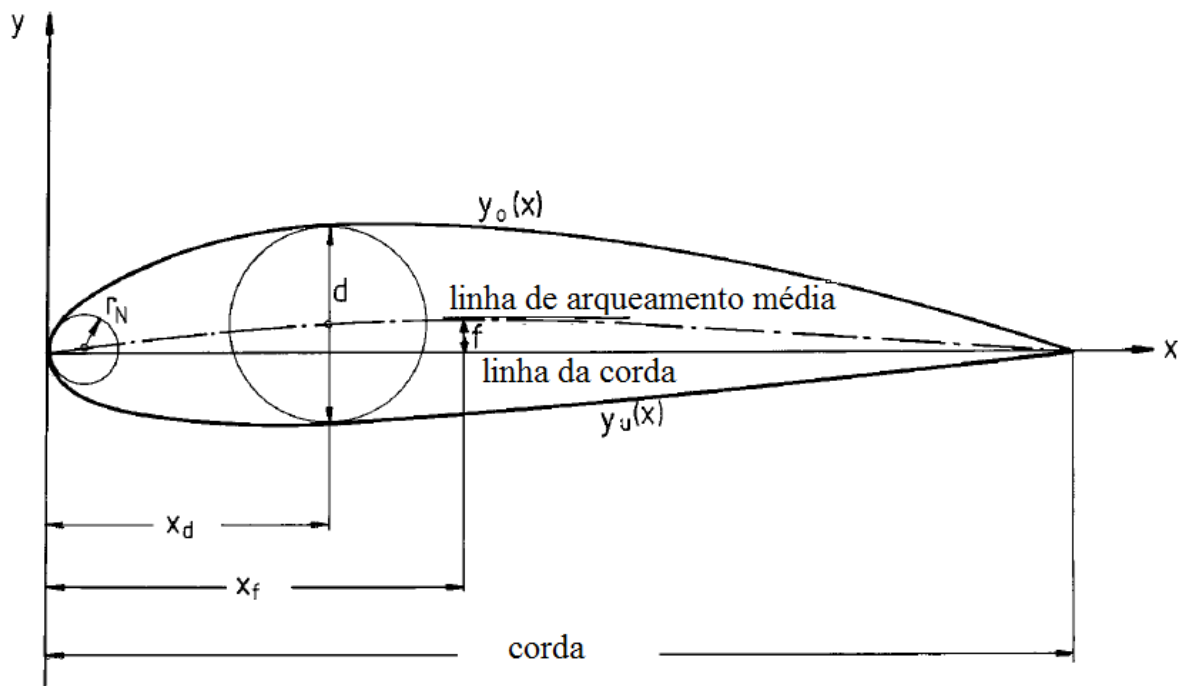
4.3.3 Características do aerofólio da pá

Um perfil aerodinâmico é uma superfície projetada para sofrer uma reação aerodinâmica a partir do escoamento do fluido ao seu redor. A Figura 12 apresenta um perfil

típico da série NACA (National Advisory Committee for Aeronautics) muito utilizado em aplicações aeronáuticas. Os principais parâmetros a serem analisados são:

- O comprimento da corda, c .
- A máxima cambagem, f .
- Posição de máxima cambagem, x_f .
- Espessura máxima do aerofólio, d .
- Posição de máxima espessura, x_d .
- Raio do nariz, r_n .

Figura 12 - Perfil aerodinâmico



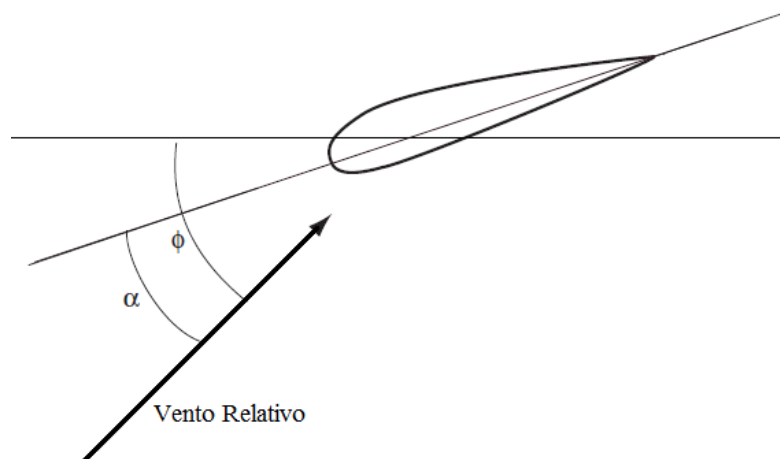
Fonte: Adaptado de Hau (2006).

A linha de arqueamento média representa a linha que define o ponto médio entre todos os pontos que formam a superfície superior e inferior do perfil. Já a linha da corda representa a linha reta que une os pontos inicial e final da linha de arqueamento média.

O ângulo formado entre a linha da corda do perfil e a direção do vento relativo é conhecido como ângulo de ataque (α). De forma geral, o ângulo de ataque proporciona um aumento da força de sustentação até certo ponto em que esta cai bruscamente. Este ponto é conhecido como estol. Para a maioria dos perfis, esse ângulo crítico oscila em torno dos 15° .

O ângulo de incidência ϕ pode ser definido como o ângulo formado entre a corda do perfil e um eixo horizontal de referência. A Figura 13 esquematiza o ângulo de incidência e o ângulo de ataque de um aerofólio.

Figura 13 - Ângulo de incidência e ataque do perfil



Fonte: Elaborada pelo autor.

Muitos problemas relacionados à mecânica dos fluidos podem ser caracterizados por parâmetros adimensionais. Um desses parâmetros é o número de Reynolds, que relaciona as forças de inércia e viscosas de um fluido, como pode ser visto na Equação (4.23).

$$R_e = \frac{\text{Forças de inércia}}{\text{Forças viscosas}} = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (4.23)$$

onde

ρ = densidade do fluido;

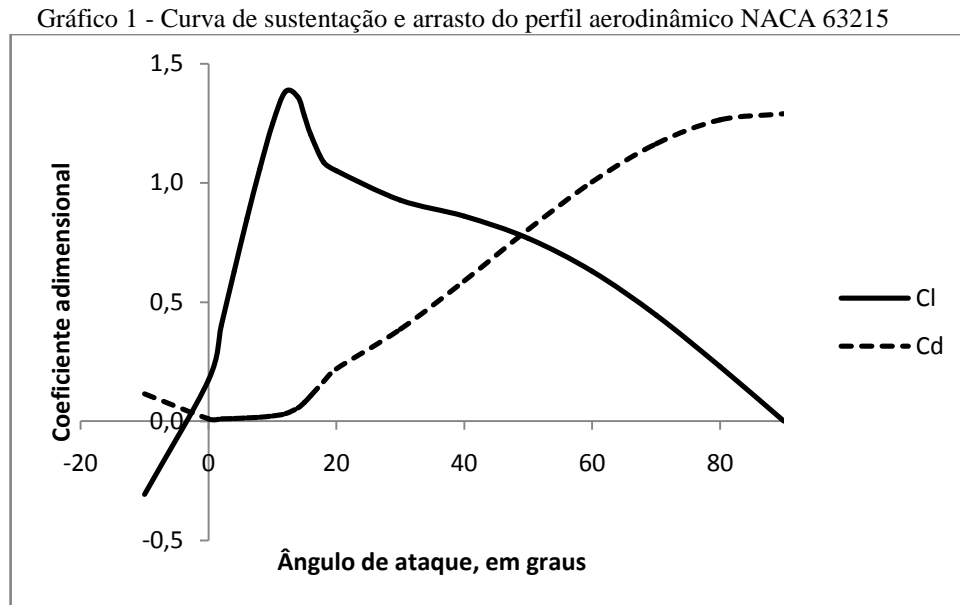
v = velocidade média do fluido;

D = diâmetro para o escoamento no tubo;

μ = viscosidade dinâmica do fluido.

As principais características aerodinâmicas de um perfil são a posição do centro aerodinâmico, o coeficiente de sustentação, C_l , que representa a eficiência do perfil em gerar força de sustentação e coeficiente de arrasto, C_d , que expressa a capacidade do perfil em gerar força de arrasto, sendo esses últimos dois função do modelo do perfil, do ângulo de ataque e

do número de Reynolds. O Gráfico 1 apresenta a curva de C_l e C_d do NACA 63215 para $R_e = 3 \times 10^5$.



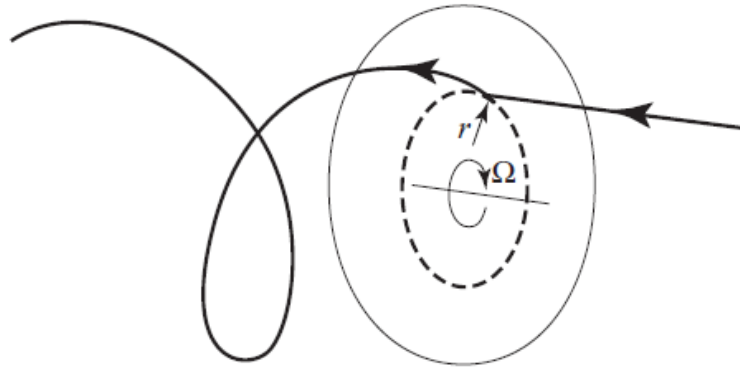
Fonte: Elaborada pelo autor.

É muito comum a utilização de perfis da série NACA para aplicações em energia eólica. No entanto, estudos apontam que quando as pás construídas com esses perfis estão sujas, a potência pode cair em até 40% se comparadas quando estavam limpas, Tangler, e Somers (1995). Já os da família NREL, são projetados especificamente para TEEH, operando, inclusive, sobre o efeito de rugosidade.

4.3.4 Rotação da Esteira

Ao passar pelo rotor, o fluido sofre uma perturbação, gerando uma rotação no escoamento, que não é prevista pela teoria do empuxo axial, criando uma esteira helicoidal de vórtices que será dissipada gradualmente. A Figura 14 ilustra a rotação da esteira existente em um modelo de disco giratório, no qual se encontra a uma distância radial r e de espessura infinitesimal, formando um anel, presente no rotor que gira a uma velocidade angular Ω .

Figura 14 - Trajetória seguida por uma partícula de ar ao passar pelo disco do rotor



Fonte: Burton et al. (2001)

Pela conservação do momento angular, a interação entre o disco em movimento e o escoamento faz com que a esteira gire no sentido contrário ao do rotor. Sendo assim, o incremento do torque do rotor que atua sobre o anel será responsável por transferir a velocidade tangencial do ar enquanto a força axial agindo sobre o anel implicará na redução da velocidade axial.

A aquisição de uma componente rotacional da velocidade resulta num aumento da energia cinética a jusante da turbina, que é compensada por uma queda de pressão estática do ar na esteira. Esta geração de energia cinética rotacional na esteira resulta numa menor extração de energia por parte do rotor. Em geral, a energia cinética adicional na esteira será maior se o torque gerado for maior, Manwell (2006).

Considerando um volume de controle que se move com a velocidade angular da pá, a equação da energia pode ser aplicada, nas seções a montante e a jusante da pá, para derivar uma expressão para a diferença de pressão. No disco, a velocidade angular do ar em relação à pá aumenta de Ω para $\Omega + \omega$, sendo ω a velocidade angular transmitida para o escoamento, enquanto que a componente axial da velocidade permanece constante, Manwell (2006). Assim:

$$p_d^+ - p_d^- = \rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \quad (4.24)$$

O empuxo resultante num segmento anelar, dT , é:

$$dT = (P_d^+ - P_d^-) dA = \left[\rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \right] 2\pi r dr \quad (4.25)$$

Um fator de indução tangencial, a' , que a relação entre a velocidade angular transmitida ao escoamento e a velocidade angular do rotor, é então definido por:

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (4.26)$$

Incluindo a rotação da esteira na análise, a velocidade induzida no rotor não terá apenas uma componente axial, U_a , mas também uma componente no plano do rotor, $r\Omega a'$. Sendo assim, a expressão para o empuxo será dada por:

$$dT = 4a(1-a) \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (4.27)$$

Aplicando-se a conservação do momento angular chega-se a expressão para o torque do rotor. Seu incremento sobre a área do disco é dado por:

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)(r) = (\rho U_d 2\pi r dr)(\omega r)(r) \quad (4.28)$$

ou ainda

$$dQ = 4a'(1-a) \frac{1}{2} \rho U_\infty \Omega r^2 2\pi r dr \quad (4.29)$$

O diferencial de potência para cada seção da pá é dado por:

$$dP = dQ \cdot \Omega \quad (4.30)$$

Substituindo a Equação (4.29) na (4.30)

$$dP = \frac{1}{2} \rho A U_\infty^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (4.31)$$

onde λ_r é o produto da TSR e da razão entre o raio da seção, r , e o raio da pá, R , conforme pode ser visto a seguir:

$$\lambda_r = \lambda \frac{r}{R} \quad (4.32)$$

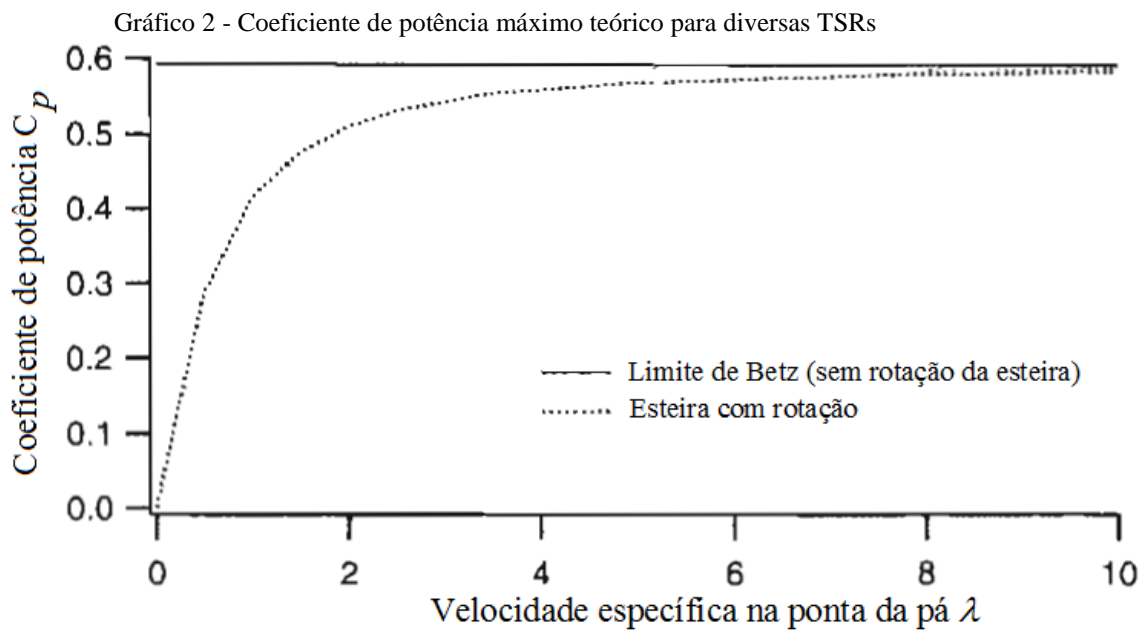
Da Equação (3.18) chega-se a:

$$dC_p = \frac{dP}{1/2 \rho A U_\infty^3} \quad (4.33)$$

Logo:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (4.34)$$

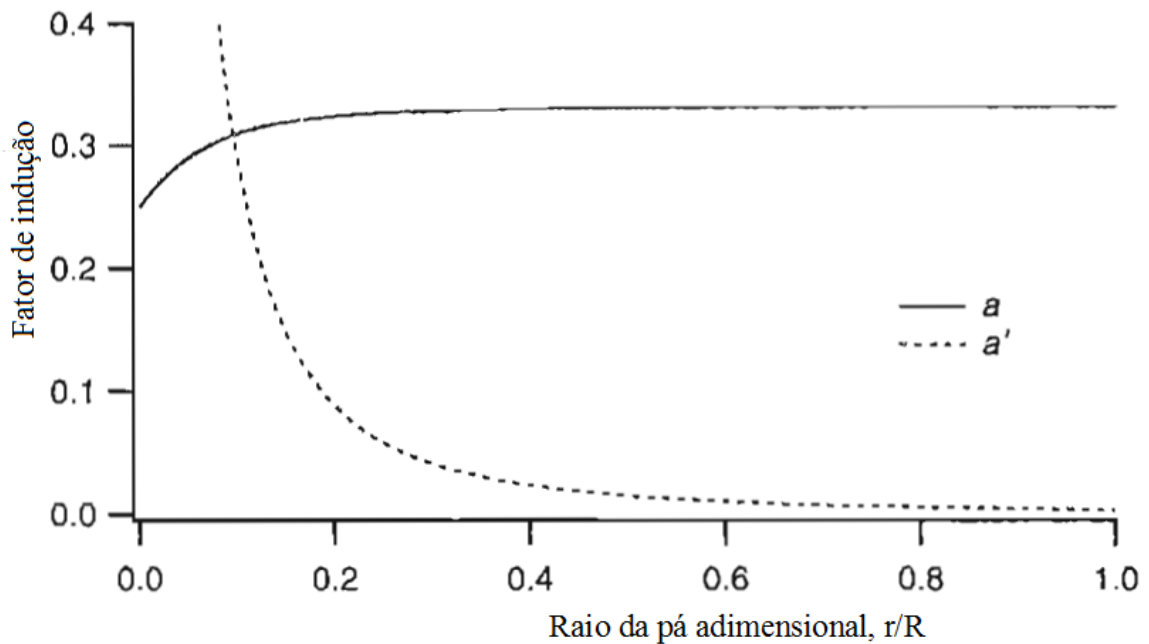
O Gráfico 2 apresenta a curva de potência máxima teórica, C_p vs λ , de uma turbina eólica de eixo horizontal, para os casos da inclusão e não inclusão das perdas geradas pela rotação da esteira.



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2006)

O Gráfico 3 apresenta os valores dos fatores de indução axial e tangencial para uma turbina eólica para $\lambda = 7,5$.

Gráfico 3 - Fatores de indução, para um caso ideal, de uma turbina eólica com rotação de esteira



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2006)

Como é possível observar, o valor de a' aumenta a medida que aproxima-se do eixo da turbina, pois nessa região a velocidade tangencial da pá diminui e a corda aumenta, aumentando assim o efeito de rotação da esteira. Em contrapartida, o valor de a cresce no sentido oposto – da raiz para ponta – aproximando-se do valor ótimo de $1/3$, ratificando a explicação anterior.

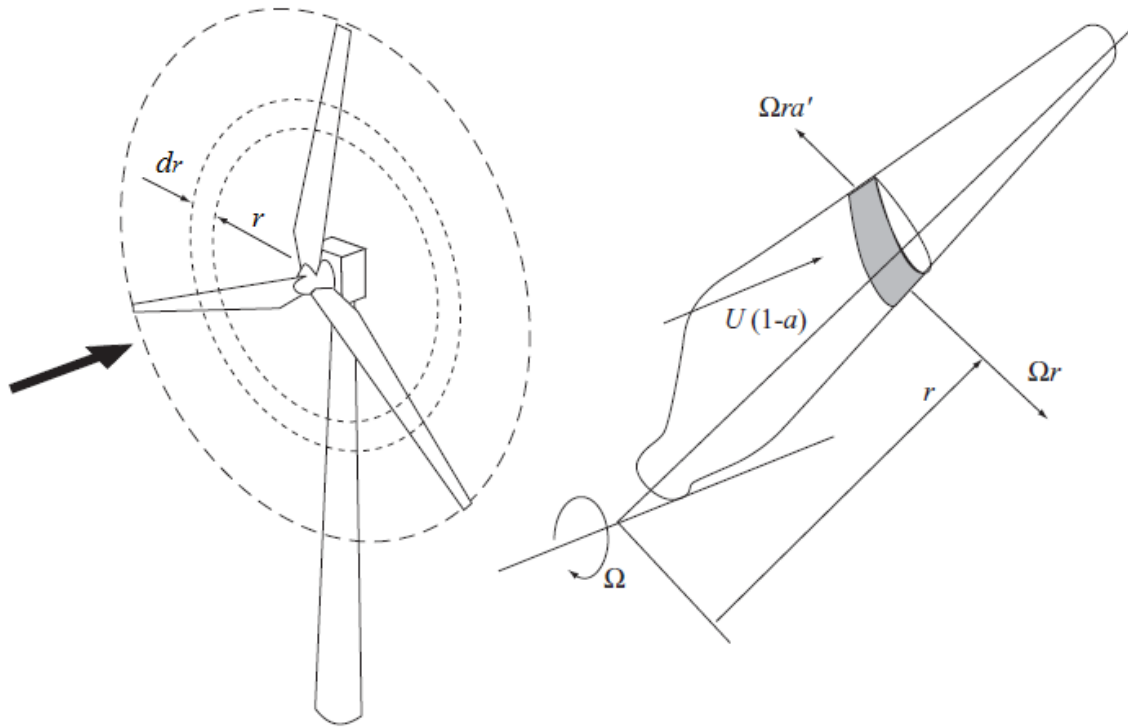
4.3.5 Teoria do elemento de pá

Essa teoria divide a pá em N partes iguais, de comprimento dr , sendo cada uma delas analisadas separadamente. Dessa forma, assume-se que a força atuante em cada seção pode ser calculada por meio das características bidimensionais do aerofólio utilizado, C_d e C_l , de acordo com o ângulo de ataque formado pela velocidade resultante incidente no plano de seção transversal do elemento de pá. Para essa teoria, os efeitos tridimensionais são desprezados.

O ângulo de ataque pode ser determinado por meio das componentes da velocidade do vento, os fatores de fluxo e a velocidade de rotação para uma dada posição radial da pá.

A Figura 15 esquematiza o rotor de uma turbina eólica, girando a uma velocidade Ω , e um elemento de pá, a uma distância axial r , com as componentes da velocidade do vento atuantes sobre ele.

Figura 15 - Anel gerado pela rotação do elemento de pá

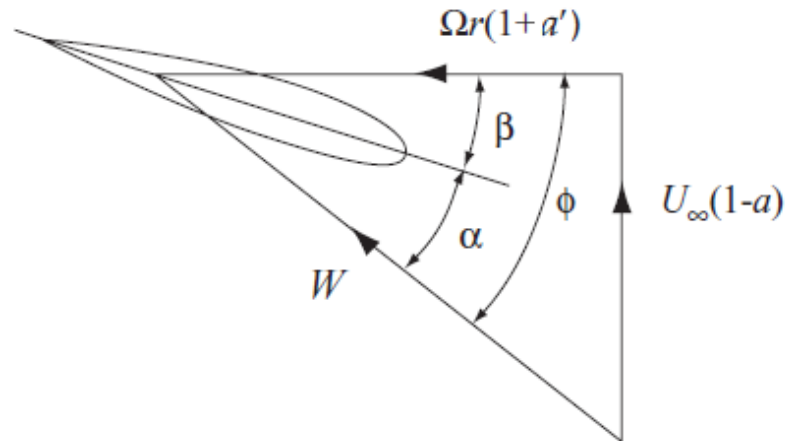


Fonte: Adaptado de Burton et al. (2001)

A velocidade relativa sobre o elemento, W , Equação (4.35), é formada pela velocidade do vento e a velocidade do escoamento tangencial $\Omega r(1 + a')$, que inclui a velocidade de rotação e velocidade tangencial da esteira, conforme pode ser visto na Figura 16.

$$W = \sqrt{U_{\infty}^2(1-a)^2 + \Omega^2 r^2(1-a')^2} \quad (4.35)$$

Figura 16 - Componentes da velocidade sobre o elemento de pá



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2001)

Sendo assim:

$$\sin \phi = \frac{U_{\infty}(1-a)}{W} \quad \text{e} \quad \cos \phi = \frac{\Omega r(1+a')}{W} \quad (4.36)$$

logo

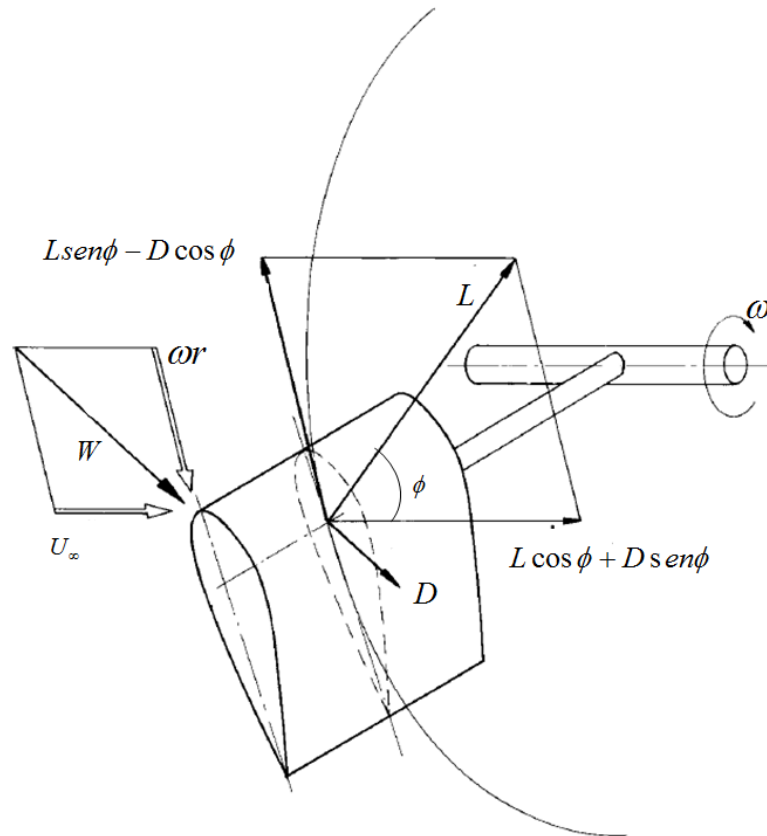
$$\tan \phi = \frac{(1-a)U_{\infty}}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1-a')\lambda_r} \quad (4.37)$$

O ângulo de ataque, α , pode ser encontrado da seguinte maneira:

$$\alpha = \phi - \beta \quad (4.38)$$

As componentes das forças que atuam sobre os pontos da linha de corda de raio r estão representadas na Figura 17. A força de sustentação L , do inglês *lift*, normal a W , e a força de arrasto D , do inglês *drag*, paralela a W , também podem ser verificadas na figura.

Figura 17 - Representação das forças na linha da corda



Fonte: Adaptado de Hau. (2006)

Conclusivamente, chega-se a seguinte expressão para a força de sustentação em um elemento de comprimento d_r :

$$dL = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_l dr \quad (4.39)$$

e para o arrasto

$$dD = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_d dr \quad (4.40)$$

Sendo F_N e F_T a força normal e tangencial, respectivamente, temos:

$$F_N = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (4.41)$$

$$F_T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (4.42)$$

daí

$$dF_N = dL \cos \phi + dD \sin \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) dr \quad (4.43)$$

$$dF_T = dL \sin \phi - dD \cos \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) dr \quad (4.44)$$

Para um rotor de B pás

$$dF_N = \frac{1}{2} \rho W^2 B c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) dr \quad (4.45)$$

$$dF_T = \frac{1}{2} \rho W^2 B c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) dr \quad (4.46)$$

O torque diferencial devido à força tangencial operando a uma certa distância r , a partir do centro, é determinado por:

$$dQ_T = Br dF_T = \frac{1}{2} \rho W^2 B c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) r dr \quad (4.47)$$

As Equações (4.45) e (4.47) serão utilizadas para fornecer o desempenho do rotor e para determinar as formas de uma pá ideal para um desempenho ótimo.

4.3.6 Teoria do momento do elemento de pá – BEM

O pressuposto básico da teoria do BEM é que a força de um elemento de pá é a única responsável pela mudança da quantidade de movimento do ar que passa através do anel varrido pelo elemento. Sendo assim, pressupõe-se que não haja qualquer interação radial entre os escoamentos através de anéis contíguos – uma condição que só é, a rigor, verdadeira se o fator de indução axial do escoamento não variar radialmente. Na prática, o fator de indução do escoamento axial raramente é uniforme, mas análises experimentais do escoamento mostram que a suposição de independência radial é aceitável, conforme Burton (2001).

As equações da teoria do BEM são então desenvolvidas de forma a obter a geometria de máxima eficiência para um gerador eólico com controle de velocidade. A geometria do rotor é então completamente definida por dois parâmetros: o ângulo de incidência do vento sobre a pá e a corda em cada posição radial.

As equações combinam o campo de escoamento axial e tangencial, das teorias da quantidade de movimento, com as propriedades aerodinâmicas das pás, de forma a calcular as forças resultantes e conseqüentemente o desempenho da turbina.

Assim, igualando as Equações (4.27) e (4.45), obtém-se

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma'}{4\sin^2\phi} \left[C_x - \frac{\sigma'}{4\sin^2\phi} C_y^2 \right] \quad (4.48)$$

Sendo C_x e C_y os coeficientes de força normal e força tangencial, respectivamente, e σ' a solidez local da pá, que é definida como a razão da área da seção da pá pela área varrida pela mesma, dados pela seguinte relação:

$$C_x = C_l \cdot \cos \phi + C_d \cdot \sin \phi \quad (4.49)$$

$$C_y = C_l \cdot \sin \phi - C_d \cdot \cos \phi \quad (4.50)$$

$$\sigma' = \frac{B \cdot c}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad (4.51)$$

Igualando as equações (3.29) e (3.47) tem-se que

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma' C_y}{4 \sin \phi \cos \phi} \quad (4.52)$$

Segundo Burton et al. (2001), o coeficiente de arrasto presente nas Equações (4.48) e (4.52), por meio de C_x e C_y , pode ser desprezado, por não causar queda de pressão ao atravessar o rotor.

O cálculo do torque e da potência produzida pelo rotor requer conhecimento dos fatores de indução, os quais são obtidos pelas Equações (4.48) e (4.52). A solução é geralmente realizada de forma iterativa, pois as características bidimensionais do aerofólio são funções lineares do ângulo de ataque (Burton et al., 2001).

Integrando a Equação (4.30) para encontrar a potência total, temos

$$P = \int_{r_h}^R dP = \int_{r_h}^R \Omega \cdot dQ \quad (4.53)$$

onde r_h representa o raio do rotor, ou raio mínimo da pá. O coeficiente de potência é dado por:

$$C_P = \frac{\int_{r_h}^R \Omega dQ}{1/2 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 U_\infty^3} \quad (4.54)$$

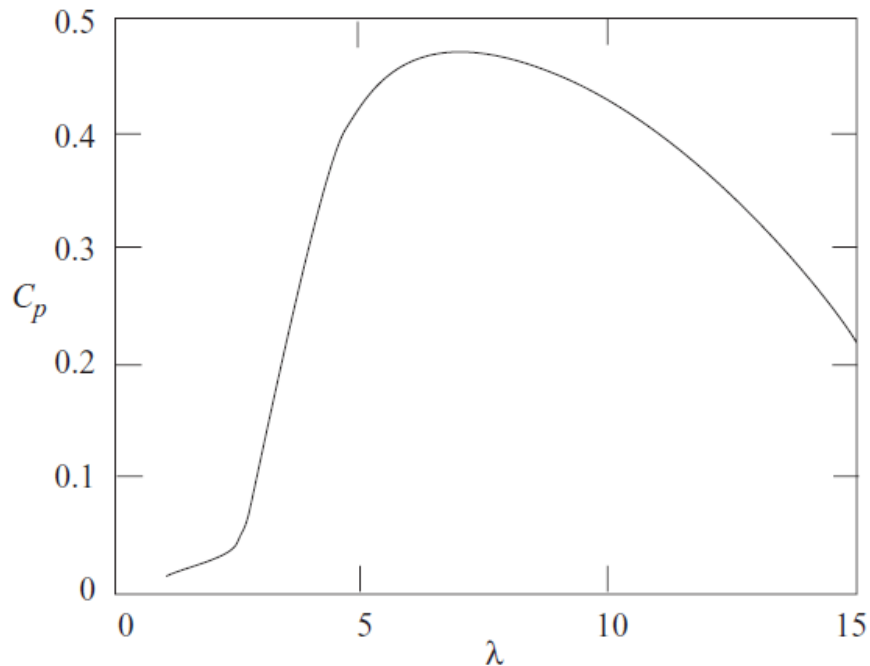
Com um pouco de algebrismo chega-se à seguinte equação:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \lambda_r^3 a'(1-a)[1 - (C_d/C_l) \cot \phi] d\lambda_r \quad (4.55)$$

Como é possível observar, apesar do coeficiente de arrasto ser desprezado nas equações dos fatores de indução, para o cálculo da potência o mesmo se faz presente, uma vez que seus efeitos diminuem consideravelmente o desempenho da turbina, por se tratar de uma máquina de sustentação aerodinâmica.

O Gráfico 4 apresenta uma curva característica do coeficiente de potência em função da TSR.

Gráfico 4 - Curva de Potência



Fonte: Burton et al. (2001)

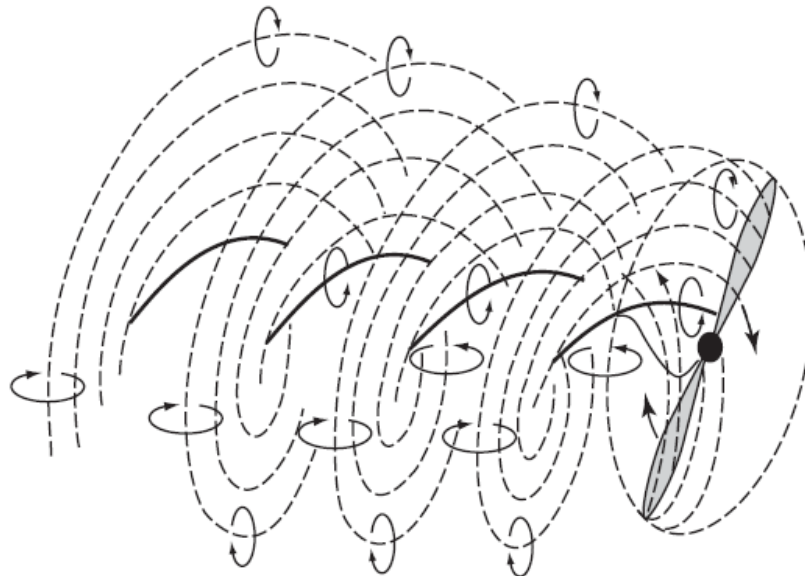
O melhor desempenho da turbina ocorre para os casos em que o fator de indução axial se aproxima de $1/3$. Para altos valores de TSR há uma elevação nos efeitos de arrasto fazendo com que ocorra uma queda significativa no coeficiente de potência.

4.3.7 Correção de perda de ponta e de raiz

O modelo criado do disco atuador tinha como premissa a existência de um número infinito de pás, de tal forma que sempre existiria uma para interagir com qualquer partícula de fluido que passasse pelo rotor, ou seja, todas as partículas sofreriam a mesma perda de momento. No entanto, em uma turbina real, com o número de pás reduzidas, a maioria das partículas atravessará o rotor sem serem interceptadas, fazendo com que a velocidade axial induzida varie em torno do disco.

O aumento da velocidade relativa de um elemento de pá na medida em que este se afasta da raiz, gera uma quantidade considerável de vórtices atrás do rotor, Figura 18, além do deslocamento de ar nas pontas da pá, diminuindo sua eficiência. Isso acontece devido à diferença de pressão sobre a superfície do elemento de pá fazendo com que o ar escoe na ponta da pá, a partir do lado de alta pressão para o de baixa pressão, reduzindo assim a sustentação na localidade.

Figura 18 - Vórtice helicoidal gerado na esteira de um rotor de duas pás



Fonte: Burton et al. 2001.

Existem alguns métodos propostos para a abordagem das perdas geradas na ponta da pá. O mais utilizado, devido à simplicidade e eficácia, é o método de Prandtl. De acordo com esse método um fator de correção, F_{ponta} , deve ser introduzido nas equações

anteriormente discutidas. Conforme pode ser verificado na Equação (4.56), F_{ponta} é função do número de pás, do ângulo de incidência do vento e da posição radial.

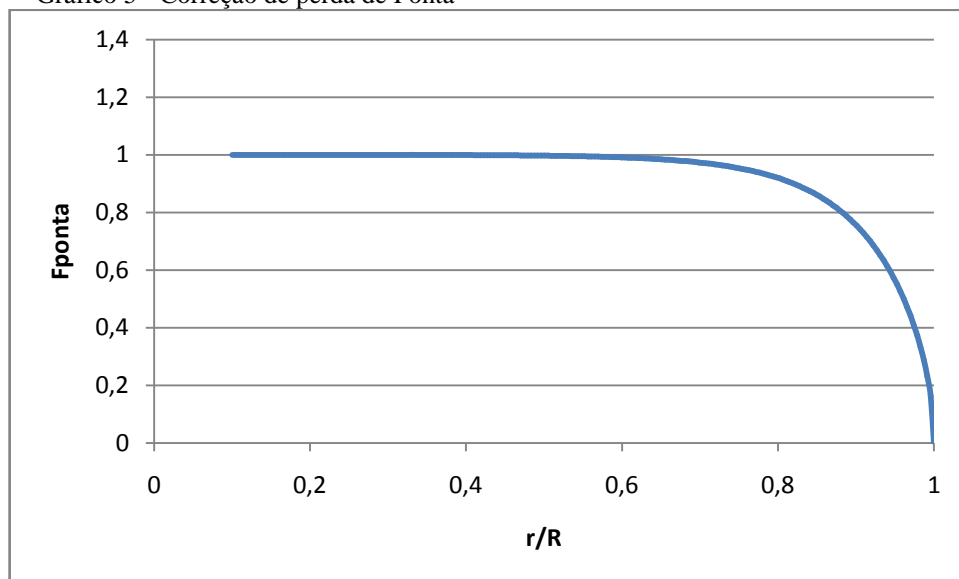
$$F_{ponta} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} e^{-f} \quad (4.56)$$

sendo

$$f = \frac{B/2(R-r)}{r \operatorname{sen} \phi} \quad (4.57)$$

A função F_{ponta} assume valor um para regiões situadas próximo à raiz e vai tendendo a zero quando se aproxima da ponta da pá, conforme pode ser observado no Gráfico 5.

Gráfico 5 - Correção de perda de Ponta



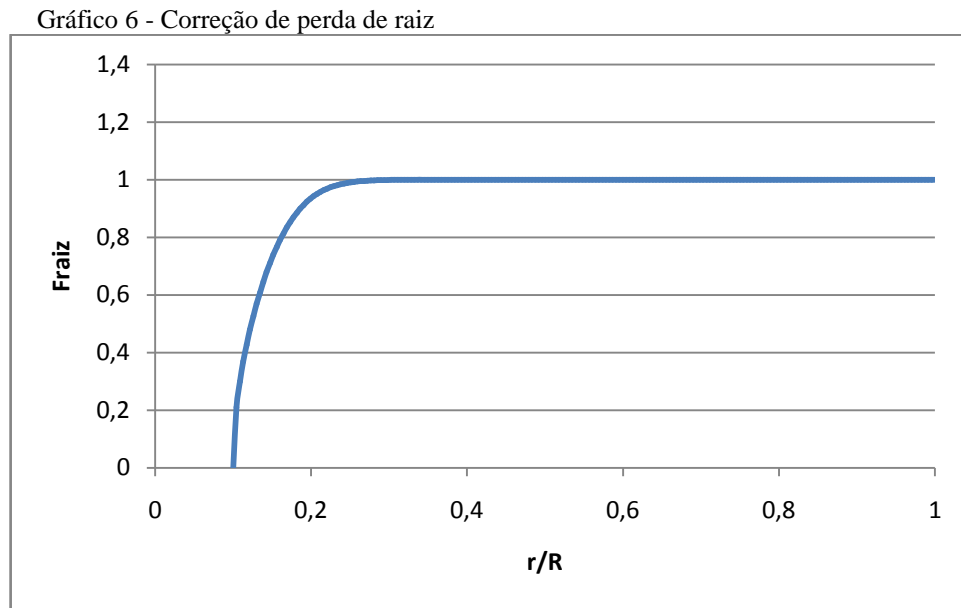
Fonte: Elaborada pelo autor.

Assim como o modelo de perda de ponta, também existe o modelo de perda de raiz, que serve para corrigir os efeitos causados pelos vórtices próximos ao cubo do rotor. De forma similar, a correção de raiz, F_{raiz} , pode ser expressa alterando apenas a Equação (4.57), da seguinte forma:

$$F_{raiz} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} e^{-f} \quad (4.58)$$

$$f = \frac{B/2 (r - R_{cubo})}{R_{cubo} \text{sen}\phi} \quad (4.59)$$

O Gráfico 6 apresenta os valores assumidos para a F_{raiz} , ao longo da envergadura de uma pá:

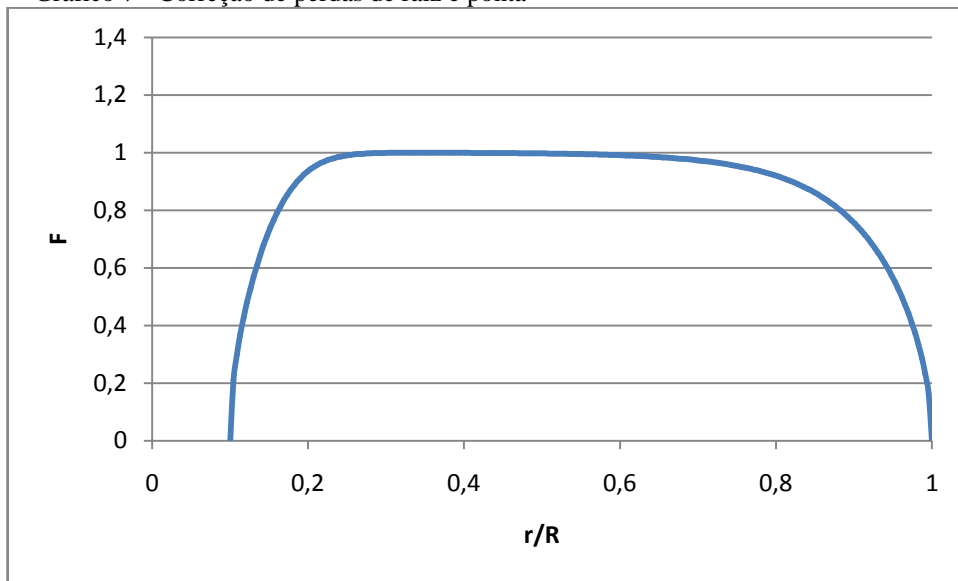


Fonte: Elaborada pelo autor.

A correção de ponta e raiz F , Equação (4.56), é dada pelo produto das Equações (4.56) e (4.58) e pode ser melhor verificada através do Gráfico 7.

$$F = F_{raiz} F_{ponta} \quad (4.60)$$

Gráfico 7 - Correção de perdas de raiz e ponta



Fonte: Elaborada pelo autor.

O fator de correção influencia as equações derivadas da equação do momento. Sendo assim, teremos:

$$dT = 4F\pi r \rho U_{\infty}^2 a(1 - a)dr \quad (4.61)$$

e

$$dQ = 4Fa'(1 - a)\rho U_{\infty} \Omega r^3 \pi dr \quad (4.62)$$

As equações encontradas para os fatores de indução da teoria do BEM também devem ser modificadas, portanto

$$a = 1/[1 + (4 \cdot F \cdot \sin^2 \phi / \sigma' \cdot C_x)] \quad (4.63)$$

e

$$a' = 1/[(4 \cdot F \cdot \sin \phi \cdot \cos \phi / \sigma' \cdot C_t) - 1] \quad (4.64)$$

O coeficiente de potência será dado por:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_r}^{\lambda} F \lambda_r^3 a'(1 - a)[1 - (C_d/C_l) \cot \phi] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (4.65)$$

ou

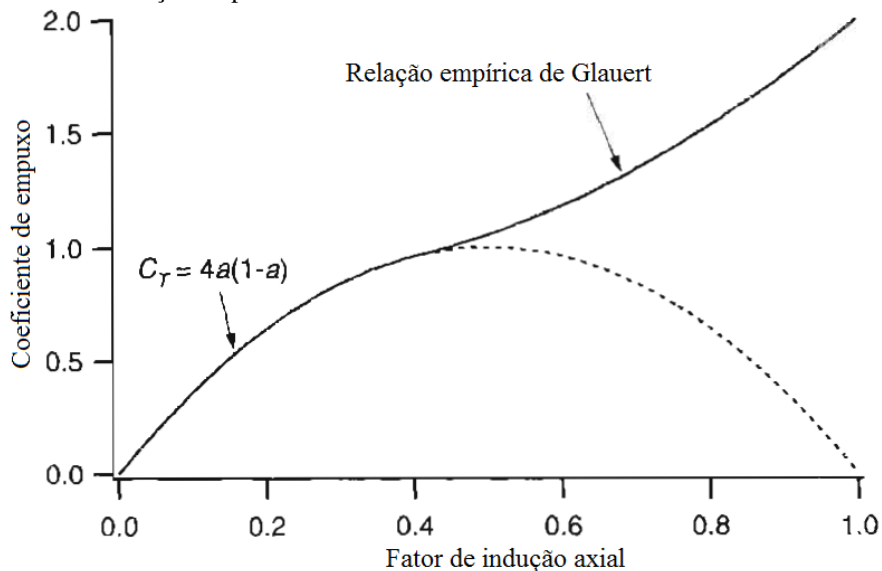
$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_r}^{\lambda} F \sin^2 \phi (\cos \phi - \lambda_r \sin \phi) (\sin \phi + \lambda_r \cos \phi) [1 - (C_d/C_l) \cot \phi] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (4.66)$$

4.3.8 Correção de Glauert

Para valores de $a > 0,4$ e elevadas TSR, a teoria do BEM perde sua validade. Isso ocorre porque nesse estado turbulento os padrões de escoamento através da turbina tornam-se muito complexos e não representam os dados teóricos previstos pela teoria, uma vez que o ar passa a mover-se radialmente para fora do rotor, separando-se por suas arestas e desenvolvendo uma região de baixa pressão a jusante.

A baixa pressão estática a jusante do rotor e a alta pressão estática no ponto de estagnação no lado a montante provocam um grande impulso no rotor, muito maior do que aquele previsto pela teoria da quantidade de movimento. Para compensar esse efeito, Glauert desenvolveu uma correção para o coeficiente de empuxo do rotor com base em dados experimentais de rotores de helicópteros, com grandes velocidades induzidas, conforme pode ser verificado no Gráfico 8.

Gráfico 8 - Relação empírica de Glauert



Fonte: Adaptado de Manwell et al. (2006)

Apesar da correção ter sido feita para a análise de um rotor por completo, quando associada a teoria do BEM, é capaz de prever a correção dos elementos de pá de forma individual.

A relação empírica para o fator de indução axial incluindo os efeitos de perda de ponta é dada por

$$a = (1/F_{ponta}) \left[0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_T)} \right] \quad (4.67)$$

Sendo essa equação válida para $a > 0.4$ ou, de forma equivalente, $C_T > 0.96$.

O coeficiente de empuxo local pode ser definido para cada seção do rotor como:

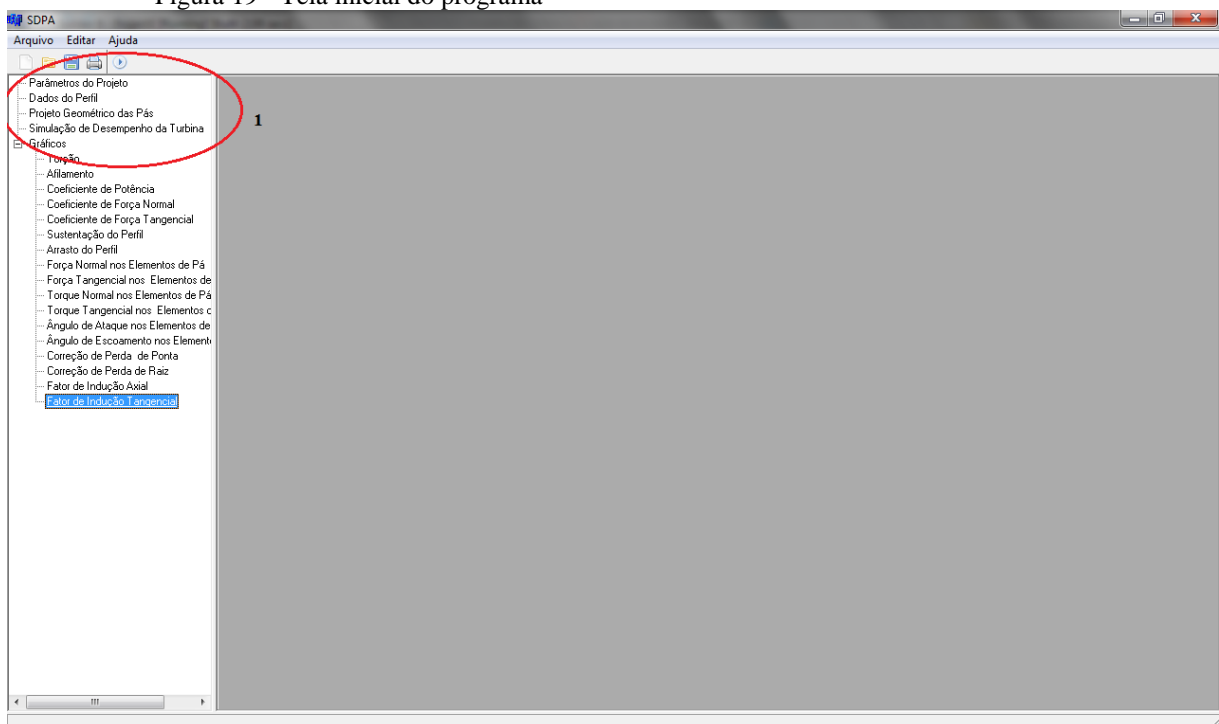
$$C_{Tr} = \sigma'(1 - a)^2(C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) / \sin^2 \phi \quad (4.68)$$

O novo valor para o fator de indução tangencial pode se encontrado através da Equação (4.64).

5 METODOLOGIA






Para facilitar o projeto das pás e promover uma melhor análise de desempenho, dividiu-se o software em cinco grupos: Parâmetros do Projeto, Dados do Perfil, Projeto Geométrico das Pás, Simulação de Desempenho da Turbina e Gráficos, como pode ser visto na parte destacada em vermelho (1) da Figura 19, sendo cada uma deles melhor especificadas nas seções seguintes.

Figura 19 - Tela inicial do programa



Fonte: Elaborada pelo autor.

Na barra de menus encontramos os itens de Arquivo, Editar e Ajuda que são padrões em programas que utilizam a plataforma Windows. Logo abaixo encontram-se os botões de acesso rápido:

-  Novo – Permite ao usuário criar um novo projeto;
-  Abrir – Permite navegar em outros diretórios do disco rígido;
-  Salvar
-  Imprimir
-  Executar – Responsável pela compilação do projeto;

5.1 Parâmetros do projeto

Nessa seção serão definidas as características gerais da pá a ser construída, conforme pode ser verificado na Figura 20.

Figura 20 - Parâmetros do Projeto

Fonte: Elaborado pelo autor.

O usuário terá que informar qual o tipo de projeto será adotado (Direto ou Inverso), qual a metodologia será escolhida, Burton et al. (2001) (presente em Wind Energy Handbook) ou Manwell et al. (2006) (presente em Wind Energy Explained), deverá também informar o tipo de perfil aerodinâmico que será empregado, bem como suas características aerodinâmicas; deverá escolher qual o tipo de afilamento a ser utilizado ao longo da envergadura e optar pelo uso ou não das correções de perdas propostas por Prandtl.

5.1.1 Tipo de Projeto

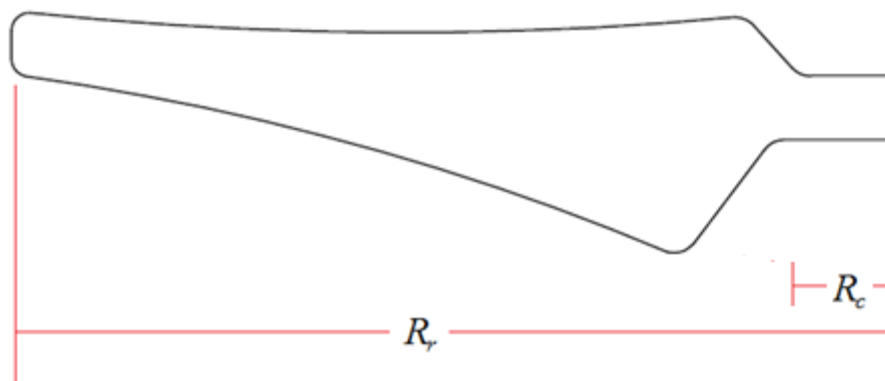
Dividem-se em dois: Direto e Inverso.

5.1.1.1 Projeto Direto

O Projeto Direto é adotado quando já se conhece qual deve ser o tamanho ideal do rotor da turbina eólica. Dessa forma, o usuário deverá informar os seguintes parâmetros para o projeto:

- Número de Pás (B) – Para a produção de energia elétrica utiliza-se, normalmente, $B = 3$;
- Raio do Rotor (R_r) - Corresponde ao tamanho total da pá, como pode ser observado na Figura 29. Deve ser dado em metros;
- Raio do Cubo (R_c) - É medido a partir da extremidade direita da pá até o primeiro elemento de pá (Figura 21). Deve ser dado em metros;

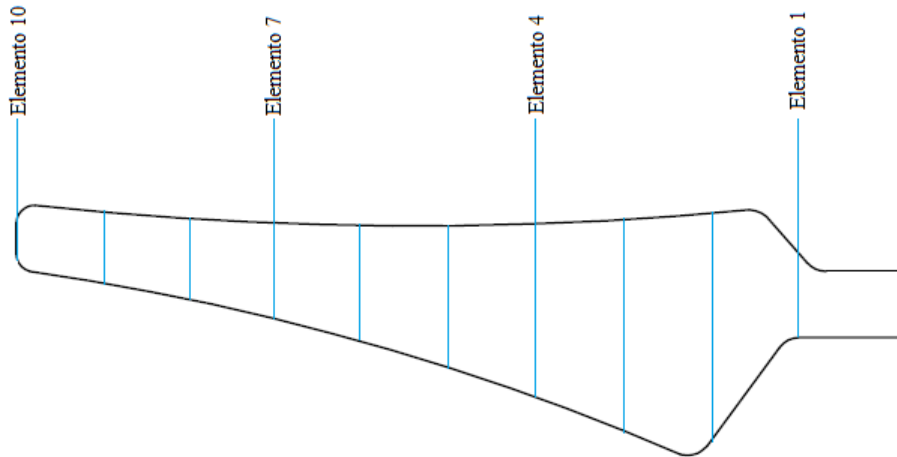
Figura 21 - Esquemática do Raio do cubo e Raio do rotor da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Número de Elementos de Pá (N) – Corresponde à quantidade de seções em que a pá será analisada durante o processo de fabricação. Cada elemento possui um perfil aerodinâmico com um ângulo de ataque e uma torção associada, Figura 22;

Figura 22 - Seções da pá

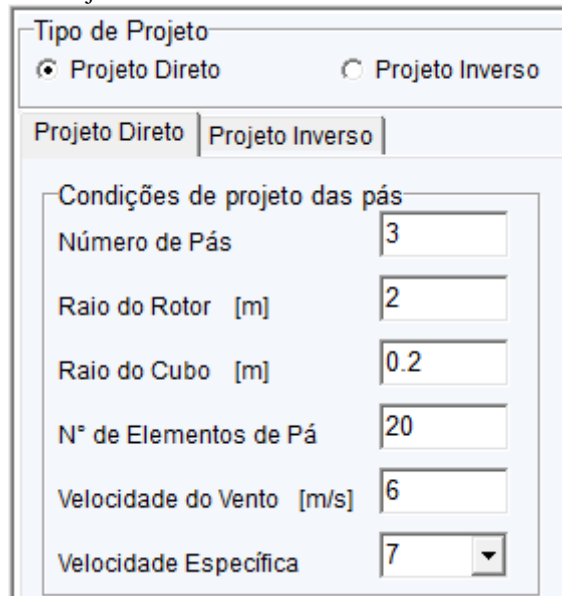


Fonte: Elaborada pelo autor.

- Velocidade do Vento (U_{∞}) – Deve ser fornecida em m/s , e servirá para a previsão de desempenho da turbina, assumindo que ela esteja funcionando em um regime com a velocidade do vento constante;
- Velocidade Específica (λ)- Vai definir, entre outras coisas, em qual tipo de aplicação a pá poderá ser utilizada com eficiência. Por padrão, o software sugere que seu valor seja sete, pois apresenta bons resultados para aplicações em produção de energia elétrica, para grandes turbinas.

A Figura 23 apresenta os campos de um Projeto Direto devidamente preenchidos para uma turbina eólica de pequeno porte.

Figura 23 - Tipo de Projeto



Tipo de Projeto

Projeto Direto Projeto Inverso

Projeto Direto | Projeto Inverso

Condições de projeto das pás

Número de Pás 3

Raio do Rotor [m] 2

Raio do Cubo [m] 0.2

Nº de Elementos de Pá 20

Velocidade do Vento [m/s] 6

Velocidade Específica 7

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.1.1.2 Projeto inverso

O Projeto Inverso é utilizado quando se deseja saber como deve ser o formato da pá a ser construída, bem como o diâmetro ideal da turbina, a fim de que se alcance a produção de uma potência estipulada para um regime de funcionamento pré-determinado.

Para o Projeto Inverso, devem-se preencher os seguintes campos:

- Potência Requerida (P)- Corresponde a potência a ser extraída pela turbina para uma dada velocidade de vento. O valor deve estar expresso em Watts;
- Velocidade do Vento (U_{∞}) – Idêntico ao Projeto Inverso, a velocidade do vento deverá ser fornecida em m/s ;
- Densidade do Ar (ρ) - Por padrão o software deixa preenchido o campo com $\rho = 1,225 \text{ Kg}/m^3$, que corresponde a densidade do ar encontrada ao nível do mar, a uma temperatura de $15 \text{ }^{\circ}\text{C}$, segundo a ISA (International Standard Atmosphere), podendo ser alterado pelo usuário;
- Número de Pás (B) – Idem ao exposto em Projeto Direto;
- Rendimento Global (η) – Considera as perdas de transmissão, ou seja, corresponde a eficiência global dos componentes como: freio, caixa de engrenagem, gerador, etc.

- Número de Elementos de Pá (N) – Idêntico ao que foi comentado no tópico Projeto Inverso;
- Rcubo/Rrotor (R_c/R_r) – Para o Projeto Inverso, o usuário ainda não tem especificado o diâmetro da turbina, nem o raio do rotor. No entanto, para fins práticos, assume-se que o raio do cubo corresponda a 10% do tamanho da pá (Rrotor). Dessa forma, o software já deixa preenchido o campo com o valor de 0,1, podendo ser alterado pelo usuário, caso seja preciso;
- Coeficiente de Potência (C_p) – Ao contrário do Projeto Direto, neste caso o usuário deve fornecer qual o coeficiente de potência espera-se conseguir no projeto da pá. Para efeitos de projeto, recomenda-se que o coeficiente de potência não exceda a 80% do seu valor máximo obtido. Por padrão o software deixa preenchido o campo de C_p com o valor de 0,4, podendo ser alterado pelo usuário;
- Velocidade Específica (λ) – Idêntico ao exposto em Projeto Direto.

A Figura 24 apresenta os campos de um Projeto Inverso devidamente preenchidos para a criação de uma TEEH de pequeno porte.

Figura 24 - Projeto Inverso de uma turbina eólica

Projeto Direto	Projeto Inverso
Características da Turbina	
Potência Requerida [W]	500
Velocidade do Vento [m/s]	10
Densidade do ar [Kg/m ³]	1.225
Número de Pás	3
Rendimento Global	0.8
Nº de Elementos de Pá	20
Rcubo / Rrotor	0.1
Coefficiente de Potência	0.40
Velocidade Específica	7

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para determinar R_r , utiliza-se a seguinte equação:

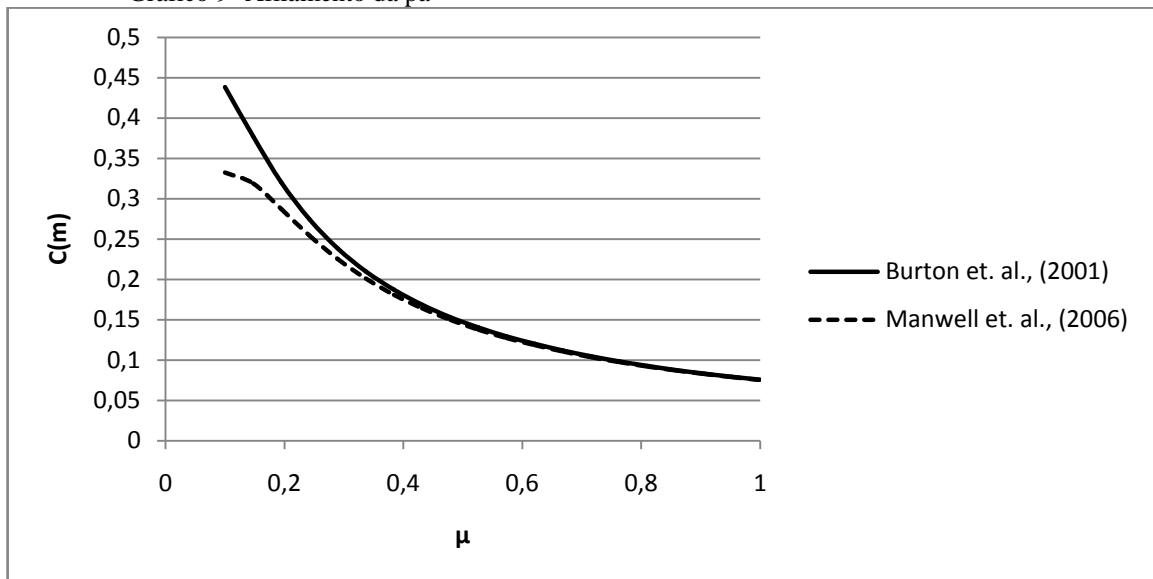
$$R_r = \sqrt{\frac{2P}{\pi\rho U_\infty^3 C_p \eta}} \quad (5.1)$$

5.1.2 Metodologia

O projeto da pá poderá seguir duas metodologias diferentes: Burton *et al.* (2001) ou Manwell *et al.* (2006). A primeira corresponde a metodologia apresentada no livro Wind Energy Handbook e a segunda faz uso da metodologia empregada no livro Wind Energy Explained – Theory, Design and Application. No software, ambas as metodologias carregam os nomes dos respectivos autores dos livros.

Os Gráfico 9 e 10 apresentam a comparação entre a variação do ângulo de torção e da corda ao longo da envergadura, respectivamente, para o projeto de uma pá utilizando as duas metodologias, sendo: $R_r = 1,5 m$, $R_c = 0,15 m$ e $C_l = 0,748$ para um valor constante de $\alpha = 6,11$.

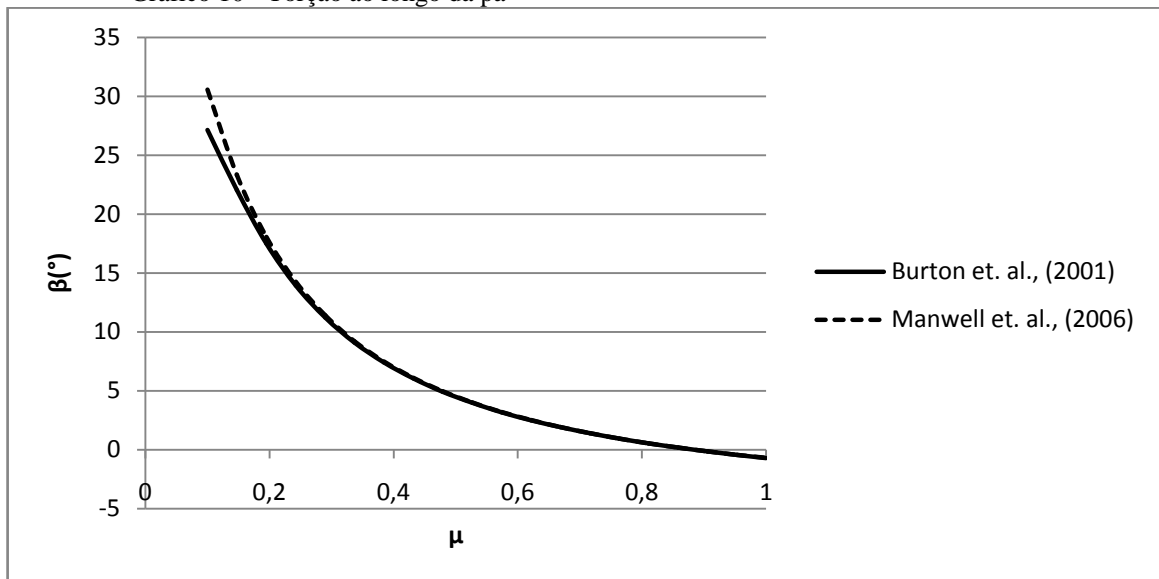
Gráfico 9- Afilamento da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como é possível observar no Gráfico 9, a divergência entre as duas metodologias empregadas acontece em regiões próximas da raiz. A corda fornecida pelo projeto Burton et al. (2001), para as posições de $\mu < 0,3$, é maior do que a encontrada utilizando o projeto do Manwell et al. (2006) na mesma região.

Gráfico 10 - Torção ao longo da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como é possível observar no Gráfico 10, por apresentar uma corda maior, a metodologia Burton et al. (2001) fornece uma menor torção à pá em regiões próximas da raiz.

Apesar de apresentarem certa divergência, de maneira geral, as duas metodologias empregadas promovem desempenhos similares.

5.1.3 Afilamento e Correção

O campo “Afilamento e Correção”, Figura 25, permite definir qual a geometria da pá será utilizada e qual tipo de correção será considerado (ou ignorado) para a previsão de desempenho da turbina.

Figura 25 - Campo de Afilamento e Correções

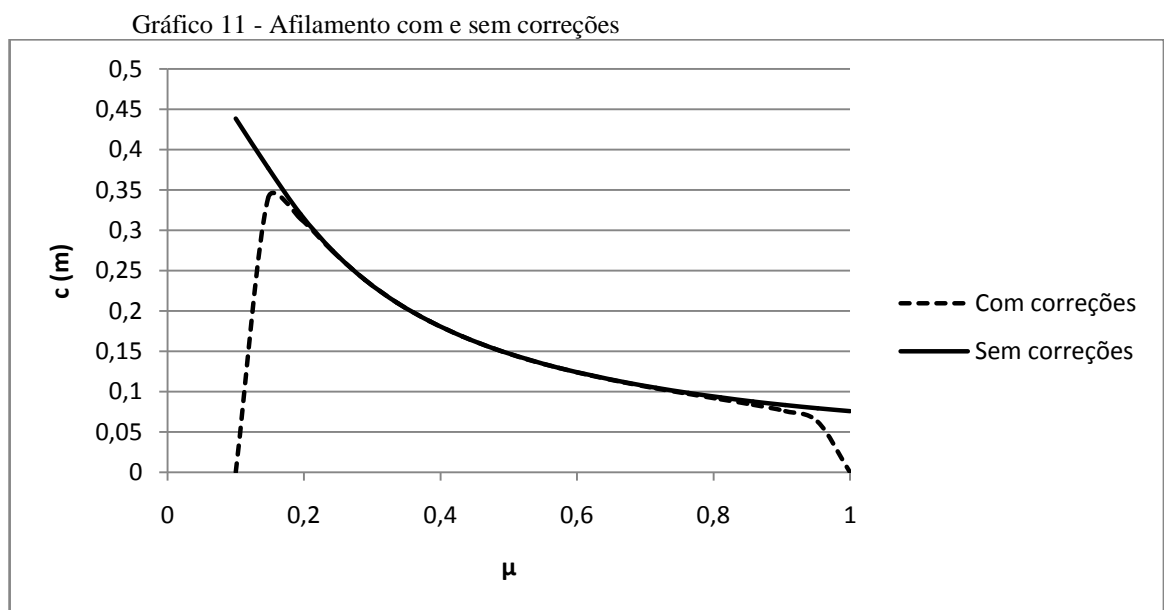
Afilamento e Correção

- Pá com ângulo de ataque constante
- Pá com afilamento linear
- Correção de perda de ponta
- Correção de raiz

[Configurar Coeficientes...](#)

Fonte: Elaborada pelo autor.

As correções de perda de ponta e perda de raiz produzem efeitos diferentes de acordo com a metodologia adotada. Para o caso de Manwell et al. (2006), o software disponibiliza somente a correção de perda de ponta, tendo esta influência apenas na previsão de desempenho da turbina. No entanto, para o caso de Burton et al. (2001), é possível aplicar tanto a correção de perda de ponta, quanto a correção de raiz, sendo que, para este caso, além de influenciar na previsão de desempenho da turbina, essas correções também modificarão a geometria da pá, conforme pode ser verificado no Gráfico 11, que mostra a variação da corda ao longo da envergadura, com e sem as correções.



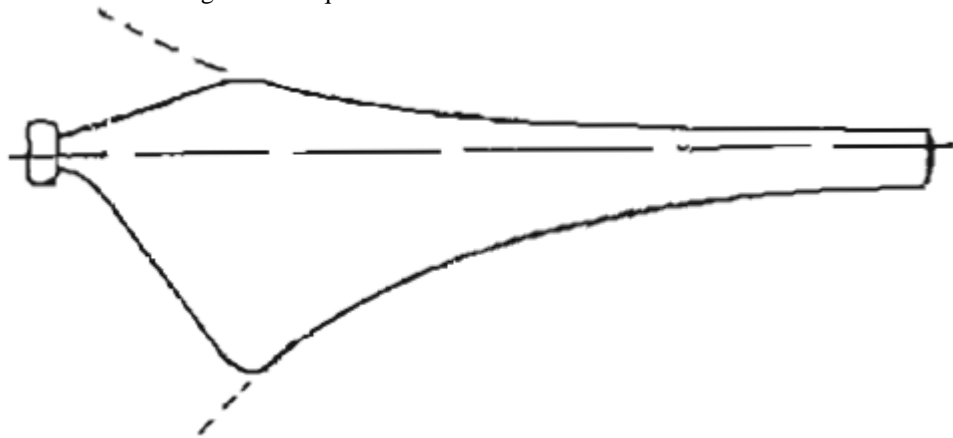
Fonte: Elaborado pelo autor.

Em relação ao afilamento, a pá divide-se em dois grupos: “pá com ângulo de ataque constante” e “pá com afilamento linear.”

5.1.3.1 Pá com ângulo de ataque constante

Esse tipo de projeto considera o ângulo de ataque referente à máxima relação de C_l/C_d , obtida das propriedades do perfil aerodinâmico utilizado, constante ao longo da pá. A Figura 26 esquematiza uma pá utilizando esse tipo de afilamento.

Figura 26 - Pá com ângulo de ataque constante



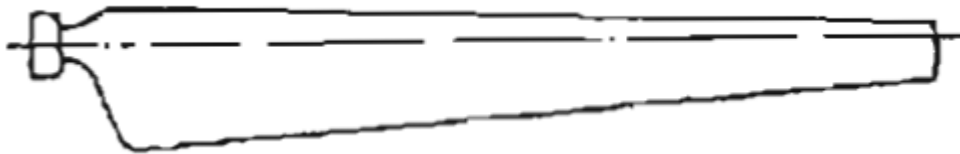
Fonte: Manwell et al. (2006)

Esse projeto de pá também é conhecido como projeto ótimo e requer um custo mais elevado em sua fabricação

5.1.3.2 Afilamento linear

Também conhecido como modelo simplificado, esse projeto propõe um afilamento linear à pá facilitando sua construção e barateando os custos. A Figura 27 esquematiza uma pá desse tipo.

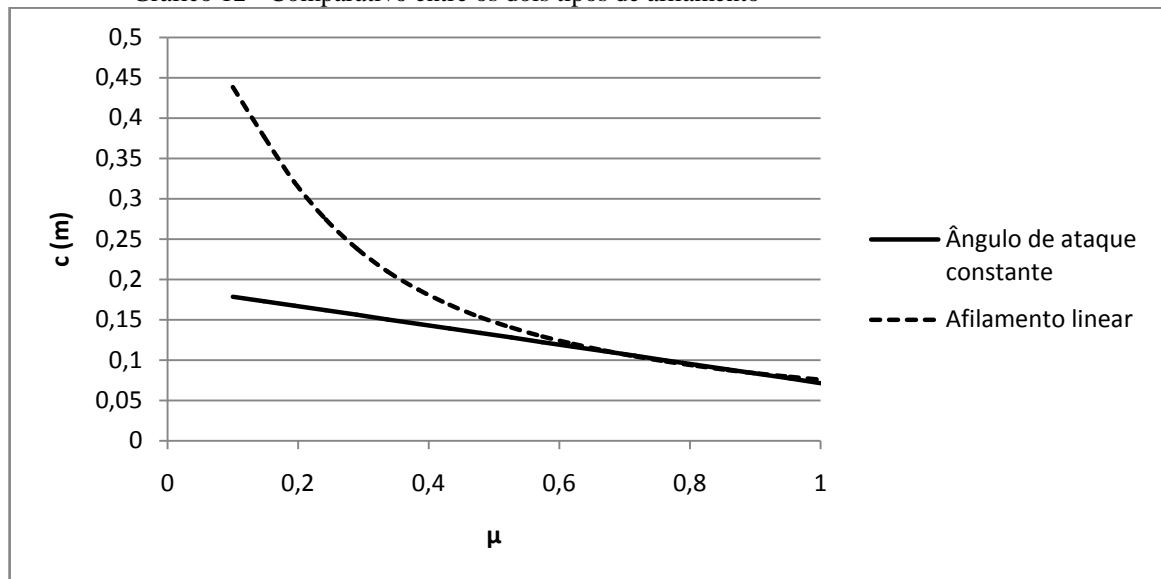
Figura 27 - Pá com afilamento linear



Fonte: Manwell et al. (2006)

De forma simplificada, Burton et al. (2001) sugerem, para esse tipo de projeto, traçar uma linha tangenciando a curva de afilamento não linear (ângulo de ataque constante) no ponto de 80%, como mostrado no Gráfico 12.

Gráfico 12 - Comparativo entre os dois tipos de afilamento



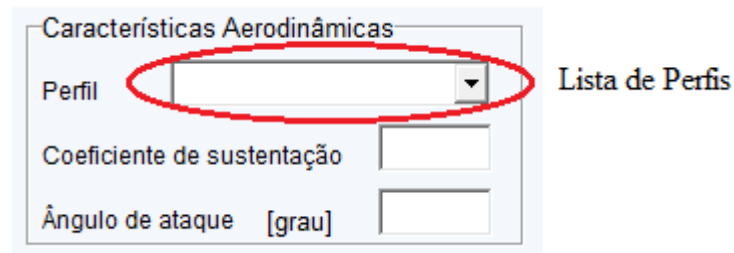
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os coeficientes das retas que farão a linearização do projeto devem ser preenchidos na janela Projeto Linear, acessível através do botão Configurar Coeficientes.

5.1.4 Características Aerodinâmicas

O desempenho da turbina eólica está diretamente relacionado ao tipo de perfil aerodinâmico empregado na construção de suas pás. Na seção de “Características Aerodinâmicas”, existe uma lista de perfis (Figura 28), que é a junção de outras duas (“Dados de C_l e C_d Obtidos em Túnel de Vento” e “Estimativa dos valores de C_l e C_d ”) detalhadas na seção 5.2.1, a qual pode ser utilizada pelo usuário na construção do projeto. Cada item da lista, quando selecionado, carrega um arquivo de texto contendo os dados de sustentação e arrasto do perfil, de acordo com o ângulo de ataque, para ser aplicado no cálculo da previsão de desempenho da turbina. Isso é necessário porque, ao contrário de aplicações aeronáuticas, onde os aerofólios só trabalham sob as condições de projeto (o estol é uma condição operacional a ser evitada), as turbinas eólicas podem fazer com que os aerofólios atuem em condições adversas (como é o caso das turbinas que utilizam o controle de estol).

Figura 28 - Características Aerodinâmicas



Características Aerodinâmicas

Perfil

Coeficiente de sustentação

Ângulo de ataque [grau]

Lista de Perfis

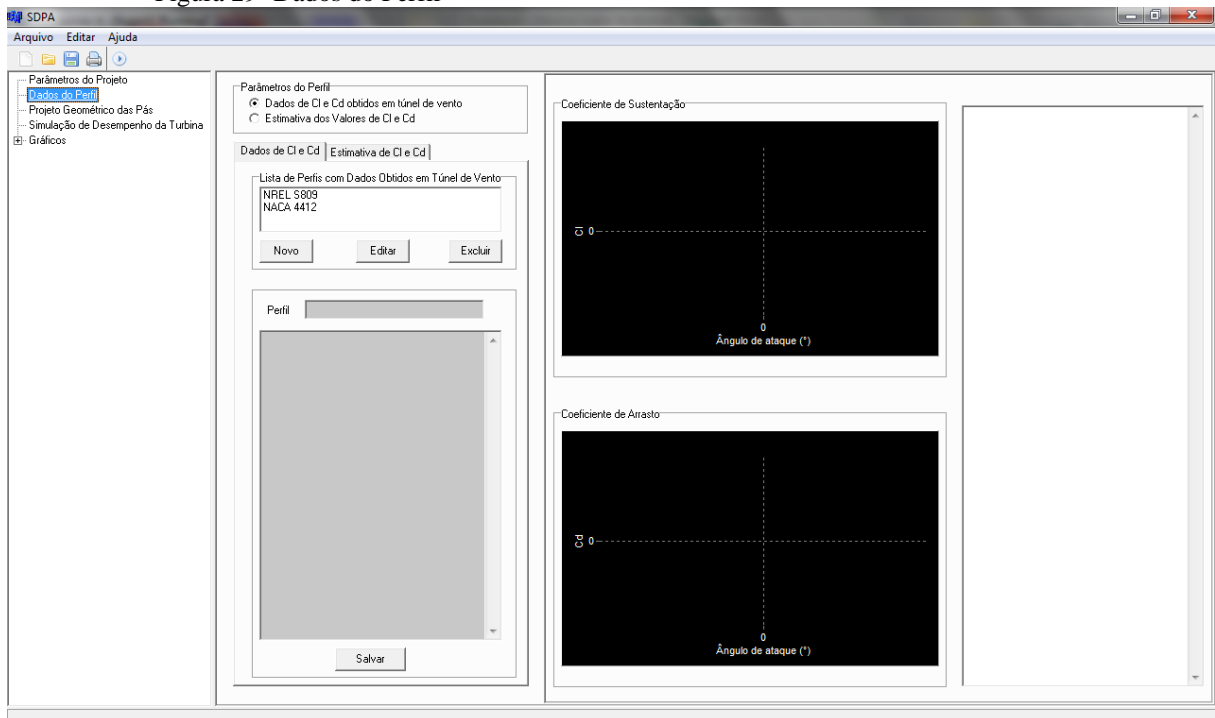
Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dados da sustentação e do ângulo de ataque, para a máxima relação de C_l/C_d , são preenchidos automaticamente quando o perfil é selecionado na lista. No entanto, caso o usuário esteja interessado em obter apenas a torção e o afilamento da pá, e não fazer nenhuma análise de desempenho, basta preencher de forma individual os respectivos campos deixando a lista de perfil em branco.

5.2 Dados do Perfil

Em “Dados do Perfil”, Figura 29, é possível editar, incluir e excluir os parâmetros dos perfis aerodinâmicos a serem utilizados no processo de construção da pá, através da seção “Parâmetros do Perfil”, e visualizar graficamente os resultados de tais mudanças.

Figura 29- Dados do Perfil



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.2.1 Parâmetros do Perfil

A seção “Parâmetros do Perfil” permite ao usuário editar ou incluir novos perfis ao banco de dados do software de duas formas distintas: com os “Dados de C_l e C_d Obtidos em Túnel de Vento” ou através da “Estimativa dos valores de C_l e C_d ”.

5.2.1.1 Dados de C_l e C_d Obtidos em Túnel de Vento

Caso o usuário deseje inserir um novo item à lista de perfis, desde que disponha dos dados dos coeficientes de sustentação e arrasto obtido através de testes realizados em túnel de vento, basta clicar em “Novo”, fornecer o nome do novo item no campo “Perfil” e, na área de texto abaixo, copiar os valores de α ($^\circ$), C_l e C_d , respectivamente, separados por “espaço” conforme está demonstrado na Figura 30. Para concluir basta clicar em “Salvar”.

Figura 30 - Dados de sustentação e arrasto obtidos em túnel de vento

Dados de C_l e C_d | Estimativa de C_l e C_d

Lista de Perfis com Dados Obtidos em Túnel de Vento

NREL S809
NACA 4412

Novo Editar Excluir

Perfil NACA 63215

alfa(°)	C_l	C_d
0	0,1744	0,0093
2	0,4039	0,0100
4	0,6289	0,0113
6	0,8505	0,0133
8	1,0595	0,0166
10	1,2485	0,0218
12	1,3823	0,0310
14	1,3593	0,0561
15	1,2812	0,0784
16	1,2021	0,1061
18	1,0877	0,1656
20	1,0502	0,2195
30	0,9279	0,3857
40	0,8600	0,5889
50	0,7680	0,8039
60	0,6297	1,0040
70	0,4452	1,1641
80	0,2281	1,2638

nome do perfil

ângulo de ataque

coef. de arrasto

coef. de sustentação

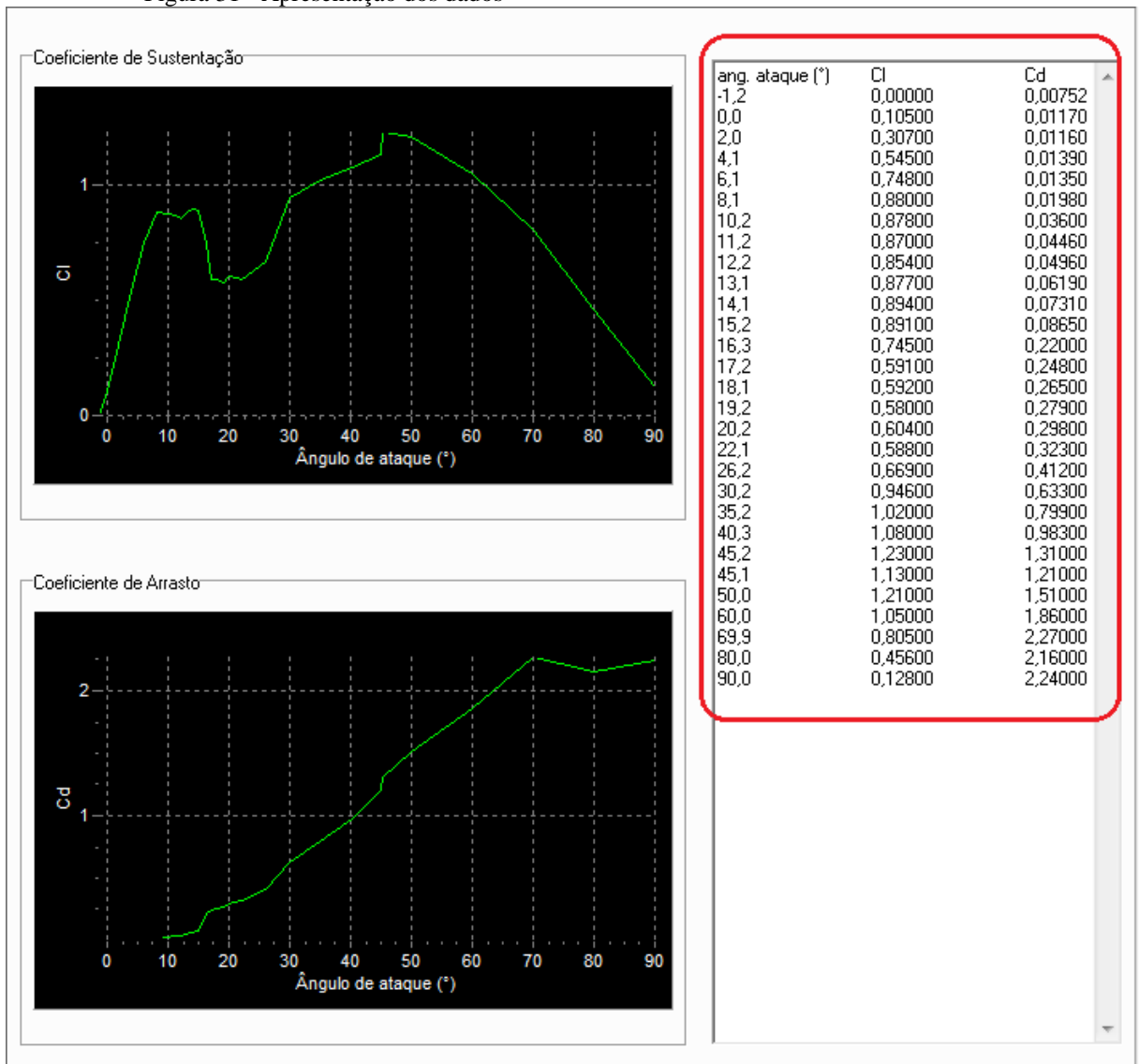
Salvar

Fonte: Elaborada pelo autor.

O botão “Editar” carrega o arquivo do perfil selecionado no campo de texto para possíveis modificações.

Quando o programa for executado, serão criados os gráficos (Figura 31) de $C_l \times \alpha$ e $C_d \times \alpha$, para melhor análise dos resultados.

Figura 31 - Apresentação dos dados



Fonte: Elaborada pelo autor.

A região destacada em vermelho corresponde ao respectivo arquivo do gráfico contendo os dados do perfil, obtidos em teste com túnel de vento, fornecidos anteriormente pelo usuário.

5.2.1.2 Estimativa dos valores de C_l e C_d

Nem sempre é tarefa fácil conseguir os dados dos coeficientes de sustentação e arrasto através de testes realizados em túnel de vento. Por isso, existem alguns procedimentos matemáticos que são utilizados para estimar tais coeficientes.

Lanzafame, R., Messina, M., *BEM theory: How to take into account the radial flow inside of a 1-D numerical code*, Renewable Energy, Italy, 2011.

Lanzafame e Messina (2011) propuseram duas equações matemáticas para calcular o valor de C_l (Equações 5.2 e 5.3) e outras duas para calcular o valor de C_d (Equações 5.4 e 5.5), de acordo com a variação do ângulo de ataque.

$$C_l = \sum_{i=0}^5 a_i * [\ln(\alpha + \beta)^i] \quad (5.2)$$

$$C_l = 2 * C_{lm\acute{a}x} * \text{sen}(\alpha) * \text{cos}(\alpha) \quad (5.3)$$

$$C_d = \sum_{i=0}^5 b_i * [\ln(\alpha + \beta)^i] \quad (5.4)$$

$$C_d = C_{Dm\acute{a}x} * \text{sen}^2(\alpha) \quad (5.5)$$

Onde:

a_i = seis coeficientes calculáveis pela interpolação experimental da sustentação com o método dos mínimos quadrados;

β = deslocamento necessário para evitar que o argumento do logaritmo se aproxime de zero. Segundo o autor, 30° é um valor satisfatório;

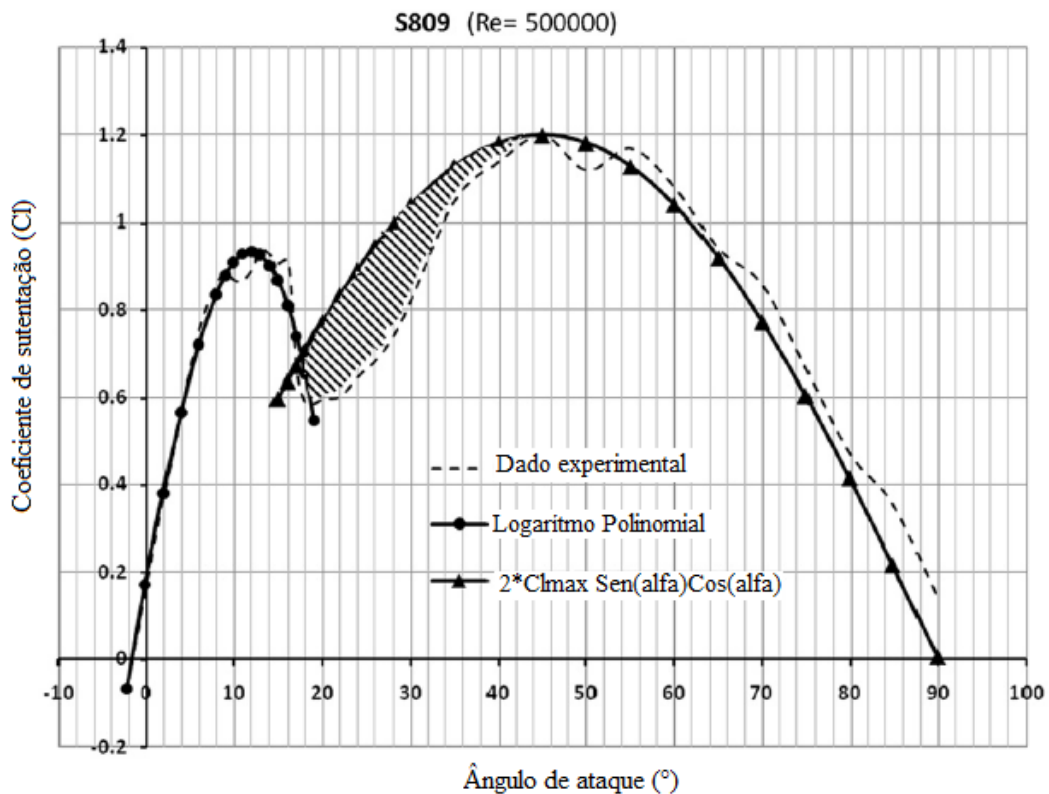
$C_{lm\acute{a}x}$ = máximo valor do coeficiente de sustentação;

b_i = seis coeficientes calculáveis pela interpolação experimental do arrasto com o método dos mínimos quadrados;

$C_{Dm\acute{a}x}$ = máximo valor do coeficiente de arrasto.

Para o caso do perfil S809, com $R_e = 500.000$, a Equação (5.2) é aplicada quando $\alpha_{min} \leq \alpha \leq 18^\circ$ enquanto a segunda, Equação (5.3), é para $18 < \alpha < 90^\circ$. Já para o coeficiente de arrasto, utiliza-se a Equação (5.4) para $\alpha_{min} \leq \alpha \leq 19$ e a Equação (5.5) quando $19 < \alpha < 90^\circ$.

A Figura 32 apresenta a comparação entre os valores dos coeficientes encontrados através do método matemático e dos obtidos em testes realizados em túnel de vento.

Figura 32 - Comparação dos dados experimentais e estimados de C_l 

Fonte: Lanzafame, R., Messina, M., *BEM theory: How to take into account the radial flow inside of a 1-D numerical code*, Renewable Energy, Italy, 2011.

Lanzafame e Messina (2011).

A desvantagem deste método é ter que utilizar um conjunto de dados muito grande (mais de 10 pares de $C_l \times \alpha$ e $C_d \times \alpha$) para obter o resultado aproximado.

Para solucionar esse problema e não perder precisão nos resultados encontrados, o software adota um modelo de uma equação para toda curva de arrasto, Equação (5.5), e divide curva a de sustentação em três intervalos, sendo o primeiro tratado como uma equação linear, o seguinte um polinômio de segundo grau e no terceiro adota-se a Equação (5.3). Dessa forma, para adicionar um novo item a lista de perfis, basta clicar em novo, atribuir o nome desejado no campo “Perfil” e informar os dados de C_l e α nos seguintes casos: Sem sustentação, valor ótimo, estol e pós estol. Por fim, deverá também ser fornecido o máximo valor assumido tanto pelo coeficiente de sustentação quanto pelo coeficiente de arrasto, conforme pode ser observado na Figura 33.

Figura 33 - Estimativa dos valores de C_l e C_d

Dados de C_l e C_d | Estimativa de C_l e C_d

Lista de Perfis com Dados Obtidos por Aproximação

Perfil Teste 1

Novo | Editar | Excluir

Perfil: Perfil Teste 2

Sem sustentação		Valor Ótimo	
Alfa	C_l	Alfa	C_l
-1,2	0,0	6,11	0,748
Estol		Pós- Estol	
Alfa	C_l	Alfa	C_l
14,1	0,894	17,2	0,591

Máximo Valor

C_l	C_d
1,2	2,0

Salvar

Valor fixo

Sugestões dadas por padrão

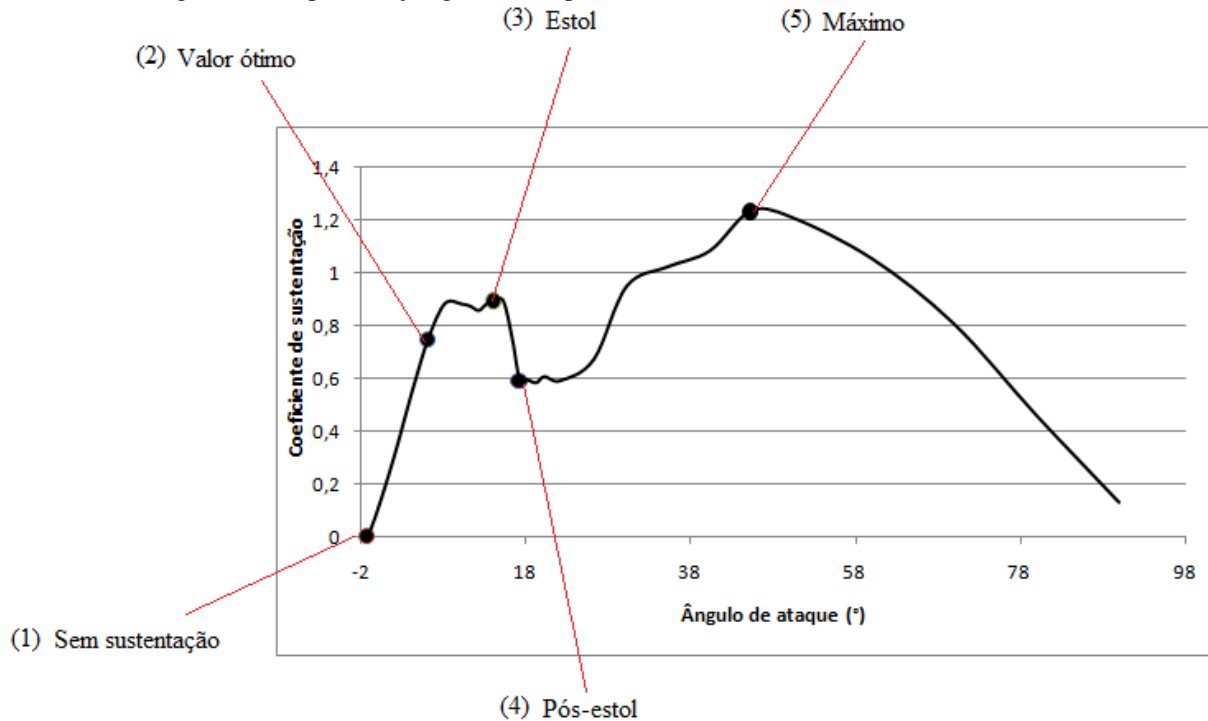
Fonte: Elaborada pelo autor.

Sendo que:

- Sem sustentação: como o próprio nome já diz, corresponde ao ângulo de ataque em que $C_l = 0$.
- Valor ótimo: ângulo de ataque correspondente à máxima razão entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto. É usado na condição de projeto da pá, no campo “Características Aerodinâmicas”.
- Estol: ângulo referente ao início da perda de sustentação. Indica o ponto quem que ocorre a separação do fluxo de ar do extradorso do perfil.
- Pós-Estol: ângulo utilizado como limite inferior para ser aplicado à Equação (5.3).

A representação gráfica encontra-se na Figura 34.

Figura 34 - Representação gráfica dos pares $(\alpha ; C_l)$



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os dois primeiros pares de coordenadas são utilizados para determinar a equação da reta. Desta forma temos que para $\alpha_1 \leq \alpha \leq \alpha_2$:

$$C_l = m\alpha - m\alpha_1 \quad (5.6)$$

A equação do polinômio de segundo grau é encontrada através dos quatro primeiros pares ordenados por meio do método dos mínimos quadrados. Esse método consiste em uma técnica que procura encontrar o melhor ajuste para um conjunto de dados. De uma forma geral, para uma função y de grau m :

$$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_mx^m \quad (5.7)$$

é possível determinar seus coeficientes $a_0, a_1, a_2, \dots, a_m$ a partir do sistema de equações:

$$[A][x] = [b] \quad (5.8)$$

Onde:

$$[A] = \begin{bmatrix} n & \sum x_i & \sum x_i^2 & \dots & \sum x_i^m \\ \sum x_i & \sum x_i^2 & \sum x_i^3 & \dots & \sum x_i^{m+1} \\ \sum x_i^2 & \sum x_i^3 & \sum x_i^4 & \dots & \sum x_i^{m+2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum x_i^m & \sum x_i^{m+1} & \sum x_i^{m+2} & \dots & \sum x_i^{2m} \end{bmatrix}, \quad [x] = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_m \end{bmatrix}, \quad [b] = \begin{bmatrix} \sum y_i \\ \sum x_i y_i \\ \sum x_i^2 y_i \\ \vdots \\ \sum x_i^m y_i \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

sendo:

n - o conjunto de pares de valores (x,y) ;

$[A]$ - a matriz dos coeficientes;

$[x]$ - a matriz das incógnitas;

$[b]$ - a matriz dos termos independentes.

Para o caso particular de $m = 2, x = \alpha$ e $y = C_l$:

$$[A] = \begin{bmatrix} n & \sum \alpha_i & \sum \alpha_i^2 \\ \sum \alpha_i & \sum \alpha_i^2 & \sum \alpha_i^3 \\ \sum \alpha_i^2 & \sum \alpha_i^3 & \sum \alpha_i^4 \end{bmatrix}, \quad [\alpha] = \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix}, \quad [b] = \begin{bmatrix} \sum C_{l_i} \\ \sum \alpha_i C_{l_i} \\ \sum \alpha_i^2 C_{l_i} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

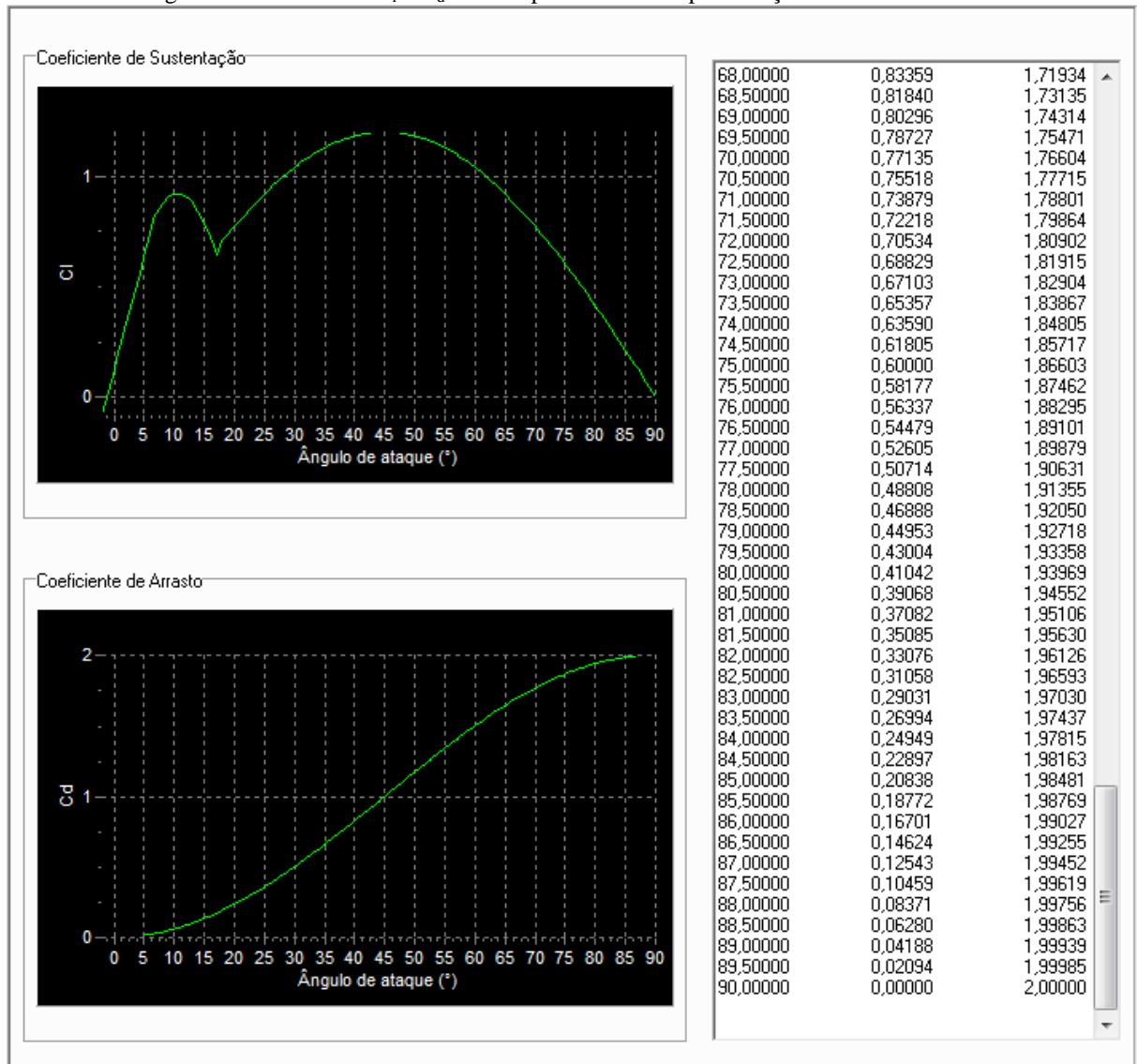
Para resolver o sistema (5.10) o software utiliza o método de Gauss-Jordan que consiste em basicamente em duas etapas: transformar o sistema original em um sistema equivalente usando uma matriz triangular superior (escalonamento) e resolver este último sistema. Dessa forma, para $\alpha_2 < \alpha \leq \alpha_4$:

$$C_l = a_0 + a_1\alpha + a_2\alpha^2 \quad (5.11)$$

Quando o perfil estiver operando na região de estol ($\alpha_4 < \alpha \leq \alpha_5$), o coeficiente de sustentação pode ser encontrado através da Equação (5.3).

Ao ser executado o programa, um arquivo contendo os dados de C_l e C_d para $-2 < \alpha \leq 90$ será criado e armazenado na “Lista de Perfis com Dados Obtidos por Aproximação”, com o nome fornecido anteriormente pelo usuário, evitando assim a necessidade de realizar o mesmo procedimento em um projeto futuro.

A Figura 35 apresenta graficamente os dados de um perfil gerados pela opção de “Estimativa dos Valores de C_l e C_d ”, bem como o arquivo gerado contendo tais informações.

Figura 35 - Valores de C_l e C_d obtidos por técnica de aproximação matemática

Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme pode ser verificado, os dados encontrados a partir da Estimativa dos Valores de C_l e C_d estão próximos do esperado, confirmando ser uma boa alternativa a ser adotada, caso não disponha das informações dos coeficientes obtidas por testes realizados em túnel de vento.

5.3 Projeto Geométrico das pás

O projeto aerodinâmico das pás deve estar vinculado às características da turbina que se deseja produzir, bem como do seu local de instalação, para que seja possível obter o melhor desempenho, sob as mais diversas situações, além de garantir uma maior durabilidade.

O procedimento inicial para a construção das pás consiste na determinação da forma do afilamento ao longo da envergadura e na determinação do ângulo de torção, responsável por evitar que o efeito de estol ocorra, simultaneamente, em todas as posições radiais da pá, o que reduziria muito a potência do rotor. Como foi visto na seção 5.1.2, o software permite escolher entre duas metodologias para o projeto das pás, que serão mais bem detalhadas a seguir.

5.3.1 Metodologia presente em *Burton et al. (2001)*

A geometria longitudinal do perfil da pá varia de acordo com o coeficiente de sustentação, diâmetro do rotor, número de pás e com a velocidade específica na ponta da pá. Essas grandezas se relacionam da seguinte forma:

$$\frac{Bc}{2\pi R_r} \lambda C_l = \frac{4\lambda^2 \mu^2 a'}{\sqrt{(1-a)^2 + [\lambda\mu(1+a')]^2}} \quad (5.12)$$

onde $(Bc\lambda C_l)/(2\pi R_r)$ é chamado de parâmetro geométrico da pá. É possível perceber que quanto maior for o diâmetro do rotor, maior será a corda, sendo que esta se reduz com o acréscimo do número de pás; o coeficiente de sustentação é inversamente proporcional à corda, assim como a velocidade específica. Finalmente, pode-se concluir que quanto mais próximo da raiz, maior será a seção transversal da pá.

Pode-se mostrar que a máxima eficiência é obtida quando os fatores de interferência obedecem às seguintes expressões:

$$a = \frac{1}{3} \quad (5.13)$$

$$a' = \frac{a(1-a)}{\lambda^2 \mu^2} \quad (5.14)$$

Substituindo os valores ótimos de interferência, (5.13) e (5.14) em (5.12), obtém-se:

$$\frac{Bc}{2\pi R_r} \lambda C_l = \frac{\frac{8}{9}}{\sqrt{\frac{4}{9} + \lambda^2 \mu^2 \left[1 + \frac{2}{9(\lambda^2 \mu^2)}\right]^2}} \quad (5.15)$$

Com essa expressão é possível determinar a corda ao longo da pá tanto para o afilamento linear quanto para o tipo que utiliza o ângulo de ataque constante.

Quando considerados os efeitos de perda de ponta e/ou raiz da pá, a Equação (5.12) passa então a ser dada por:

$$\frac{Bc}{2\pi R_r} \lambda C_l = \frac{4a(1-a)}{\sqrt{\left(1 - \frac{a}{F}\right)^2 + \left\{ \lambda \mu \left[1 + \frac{a\left(1 - \frac{a}{F}\right)}{\lambda^2 \mu^2 F} \right] \right\}^2}} \quad (5.16)$$

O ângulo de escoamento também passa a ser representado em termos de F :

$$\tan \phi = \frac{1 - \frac{a}{F}}{\lambda \mu \left[1 + \frac{a\left(1 - \frac{a}{F}\right)}{\lambda^2 \mu^2 F} \right]} \quad (5.17)$$

Devido à inclusão das perdas, o fator de indução axial deixa de assumir o valor ótimo da Equação (5.13) e passa a ser encontrado da seguinte forma:

$$a = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}F - \frac{1}{3}\sqrt{1 - F + F^2} \quad (5.18)$$

Para o afilamento linear, a corda passa a ser definida pela seguinte equação:

$$\frac{c}{R_r} = \frac{8}{9\lambda 0,8} \left(2 - \frac{\mu}{0,8} \right) \frac{2\pi}{C_l \lambda B} \quad (5.19)$$

Os ângulos de ataque variam radialmente e podem ser determinados através da sua relação com o coeficiente de sustentação, que depende do aerofólio utilizado. Admitindo que não haja deslocamento sobre os elementos da pá, a relação entre C_l e α pode ser aproximada por uma função linear:

$$C_l = f(\alpha) = m(\alpha - \alpha_1) \quad (5.20)$$

onde m , coeficiente angular da reta, é determinado experimentalmente e α_1 é o ângulo de ataque para o qual a sustentação do aerofólio é nula.

O fator de indução axial utilizado na Equação 5.17 é obtido através de um procedimento iterativo por meio das Equações 4.56, 4.58 e 5.18 até que a condição de

$|a_{anterior\ i} - a_i| > \delta$ seja satisfeita, sendo $a_{anterior}$ uma variável utilizada para armazenar o valor antigo do fator de indução axial e δ é a tolerância de convergência. No caso do software $\delta = 10^{-10}$. Esse procedimento é aplicado em todos os elementos da pá, desde $r = R_c$ até $r = R_r$, incrementando-se de um passo h , sendo que:

$$h = \frac{R_r - R_c}{N - 1} \quad (5.21)$$

A descrição completa do procedimento encontra-se no Apêndice A.

Para o projeto em que utiliza o ângulo de ataque constante, cada elemento da pá ficará defletido de um valor α fixo, enquanto a corda varia. O algoritmo usado no projeto de pás com ângulo de ataque constante encontra-se no Apêndice B.

A Figura 36 mostra o projeto geométrico de uma pá com afilamento linear fornecido pelo software.

Figura 36 - Projeto geométrico (afilamento linear)

El. da Pa	raio	r/R	Âng. fluxo(°)	Âng. ataque (°)	Âng. torção (°)	c (m)	Solidez	F
1.00000	0.15000	0.10000	25.31288	0.00000	25.31288	0.17857	0.56841	0.00000
2.00000	0.15646	0.10431	26.27938	0.75198	25.52740	0.17806	0.54338	0.21000
3.00000	0.16292	0.10861	26.55086	0.98246	25.56840	0.17755	0.52033	0.29920
4.00000	0.16938	0.11292	26.68850	1.12720	25.56130	0.17703	0.49904	0.36849
5.00000	0.17584	0.11722	26.74717	1.22799	25.51918	0.17652	0.47932	0.42735
6.00000	0.18230	0.12153	26.74899	1.30115	25.44783	0.17601	0.46099	0.47937
7.00000	0.18876	0.12584	26.70592	1.35516	25.35076	0.17550	0.44392	0.52634
8.00000	0.19522	0.13014	26.62554	1.39510	25.23045	0.17498	0.42798	0.56927
9.00000	0.20167	0.13445	26.51321	1.42433	25.08888	0.17447	0.41306	0.60878
10.00000	0.20813	0.13876	26.37303	1.44521	24.92782	0.17396	0.39906	0.64528
11.00000	0.21459	0.14306	26.20834	1.45948	24.74886	0.17344	0.38591	0.67907
12.00000	0.22105	0.14737	26.02202	1.46844	24.55357	0.17293	0.37353	0.71035
13.00000	0.22751	0.15167	25.81659	1.47312	24.34348	0.17242	0.36185	0.73928
14.00000	0.23397	0.15598	25.59438	1.47430	24.12008	0.17191	0.35081	0.76599
15.00000	0.24043	0.16029	25.35750	1.47265	23.88485	0.17139	0.34037	0.79060
16.00000	0.24689	0.16459	25.10792	1.46867	23.63925	0.17089	0.33047	0.81320
17.00000	0.25335	0.16890	24.84748	1.46280	23.38468	0.17037	0.32108	0.83390
18.00000	0.25981	0.17321	24.57790	1.45538	23.12253	0.16986	0.31215	0.85278
19.00000	0.26627	0.17751	24.30078	1.44669	22.85408	0.16934	0.30366	0.86996
20.00000	0.27273	0.18182	24.01758	1.43699	22.58058	0.16883	0.29557	0.88552
21.00000	0.27919	0.18612	23.72968	1.42647	22.30320	0.16832	0.28786	0.89956
22.00000	0.28565	0.19043	23.43832	1.41530	22.02302	0.16781	0.28049	0.91219
23.00000	0.29211	0.19474	23.14467	1.40363	21.74104	0.16729	0.27345	0.92349
24.00000	0.29856	0.19904	22.84974	1.39156	21.45818	0.16678	0.26672	0.93357
25.00000	0.30502	0.20335	22.55448	1.37920	21.17528	0.16627	0.26026	0.94252
26.00000	0.31148	0.20766	22.25973	1.36664	20.89309	0.16575	0.25408	0.95044
27.00000	0.31794	0.21196	21.96622	1.35394	20.61228	0.16524	0.24815	0.95741
28.00000	0.32440	0.21627	21.67462	1.34118	20.33344	0.16473	0.24245	0.96353
29.00000	0.33086	0.22057	21.38549	1.32840	20.05710	0.16422	0.23698	0.96888
30.00000	0.33732	0.22488	21.09934	1.31564	19.78370	0.16370	0.23172	0.97353
31.00000	0.34378	0.22919	20.81658	1.30294	19.51363	0.16319	0.22665	0.97756
32.00000	0.35024	0.23349	20.53756	1.29034	19.24722	0.16268	0.22177	0.98105
33.00000	0.35670	0.23780	20.26259	1.27786	18.98473	0.16217	0.21707	0.98404

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.2 Metodologia presente em Manwell et al. (2001)

O modelo simplificado para a criação das pás de um rotor eólico assume os seguintes princípios:

- Assim como na metodologia anterior, os efeitos de arrasto são desprezados, $C_d = 0$;
- Não existe rotação da esteira, ou seja, $a' = 0$;
- Condição ótima, $a = 1/3$;
- Não existe perda na ponta da pá, $F = 1$;

O ângulo do escoamento não perturbado pode ser encontrado pela seguinte equação:

$$\phi = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (5.22)$$

A corda ao longo da envergadura é calculada por:

$$c = \frac{8\pi r}{BC_l} (1 - \cos\phi) \quad (5.23)$$

Para o projeto com afilamento linear, a corda passa a ser determinada por:

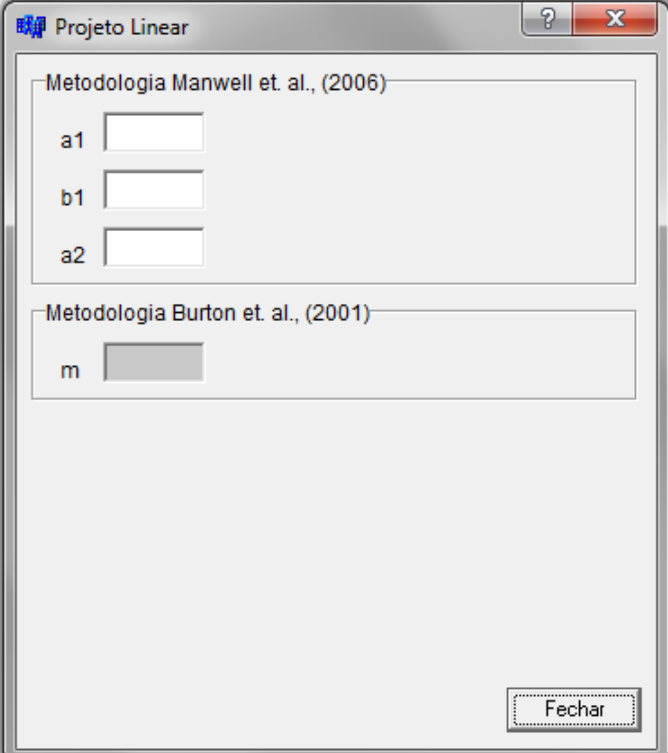
$$c = a_1 r + b_1 \quad (5.24)$$

e a torção

$$\beta = a_2 (R_{rotor} - r) \quad (5.25)$$

Os coeficientes a_1 , b_1 , a_2 assim como m , que foi apresentado na metodologia de Burton et al. (2001), devem ser preenchidos na janela Projeto Linear mostrada na Figura 37.

Figura 37 - Pá com afilamento linear - Metodologia Manwell et al. (2006)



The image shows a software window titled "Projeto Linear" with a standard Windows-style title bar containing a question mark icon and a close button (X). The window is divided into two sections. The first section is titled "Metodologia Manwell et. al., (2006)" and contains three input fields labeled "a1", "b1", and "a2". The second section is titled "Metodologia Burton et. al., (2001)" and contains one input field labeled "m". A "Fechar" button is located at the bottom right of the window.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os algoritmos utilizados para o projeto de pá com afilamento linear e com ângulo de ataque constante encontram-se nos Apêndices C e D, respectivamente.

A Figura 38 mostra um projeto geométrico criado com ângulo de ataque constante.

Figura 38 - Projeto de pá com ângulo de ataque constante

The screenshot shows the SDPA software interface with a table titled 'Projeto Geométrico da Pá' (Blade Geometric Project) for a 'Projeto - pá com Ângulo de Ataque Constante' (Blade Project - constant angle of attack). The table lists parameters for 20 different radial positions along the blade.

El. da Pá	raio	r/R	Âng. fluxo(°)	Âng. ataque (°)	Âng. torção (°)	c (m)	Solidez
1.00000	0.15000	0.10000	36,67199	6,11000	30,56199	0,33253	1,05846
2.00000	0.22105	0.14737	29,40631	6,11000	23,29631	0,31898	0,68899
3.00000	0.29211	0.19474	24,17562	6,11000	18,06562	0,28693	0,46901
4.00000	0.36316	0.24211	20,36216	6,11000	14,25216	0,25416	0,33416
5.00000	0.43421	0.28947	17,51109	6,11000	11,40109	0,22536	0,24781
6.00000	0.50526	0.33684	15,32143	6,11000	9,21143	0,20113	0,19006
7.00000	0.57632	0.38421	13,59743	6,11000	7,48743	0,18092	0,14988
8.00000	0.64737	0.43158	12,21006	6,11000	6,10006	0,16402	0,12097
9.00000	0.71842	0.47895	11,07229	6,11000	4,96229	0,14978	0,09954
10.00000	0.78947	0.52632	10,12389	6,11000	4,01389	0,13767	0,08326
11.00000	0.86053	0.57368	9,32215	6,11000	3,21215	0,12729	0,07062
12.00000	0.93158	0.62105	8,63605	6,11000	2,52605	0,11830	0,06063
13.00000	1.00263	0.66842	8,04263	6,11000	1,93263	0,11045	0,05260
14.00000	1.07368	0.71579	7,52452	6,11000	1,41452	0,10355	0,04605
15.00000	1.14474	0.76316	7,06841	6,11000	0,95841	0,09744	0,04064
16.00000	1.21579	0.81053	6,66390	6,11000	0,55390	0,09200	0,03613
17.00000	1.28684	0.85789	6,30279	6,11000	0,19279	0,08712	0,03232
18.00000	1.35789	0.90526	5,97849	6,11000	-0,13151	0,08272	0,02909
19.00000	1.42895	0.95263	5,68570	6,11000	-0,42430	0,07874	0,02631
20.00000	1.50000	1.00000	5,42007	6,11000	-0,68993	0,07511	0,02391

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 Simulação de desempenho da turbina

A análise de desempenho da turbina é realizada por meio da teoria do BEM, através de um processo iterativo. Após o preenchimento dos campos apresentados nas seções 5.1, 5.2 e 5.3, o software retorna os seguintes resultados para cada elemento de pá:

- Posição radial, r ;
- Fração posicional da pá, μ ;
- Ângulo de fluxo, ϕ ;
- Ângulo de ataque, α ;
- Coeficiente de sustentação, C_l ;
- Coeficiente de arrasto, C_d ;
- Coeficiente de força normal, C_x ;
- Coeficiente de força tangencial C_y ;
- Fator de correção, F ;
- Fator de indução axial, a ;
- Fator de indução axial da correção de Glauert, $a_{Glauert}$
- Fator de indução axial tangencial, a' ;

- Velocidade normal, V_n ;
- Velocidade tangencial, V_r ;
- Velocidade relativa, W ;
- Velocidade angular, Ω ;
- Diferencial de força normal, dF_n ;
- Diferencial de força tangencial, dF_t ;
- Diferencial de torque normal, dT_n ;
- Diferencial de torque tangencial, dT_t ;
- Diferencial de Potência, dP ;
- Coeficiente de Empuxo, C_t ;
- Coeficiente de Potência, C_p .

O procedimento iterativo para encontrar os valores de a e a' varia de acordo com a técnica do projeto adotado. Para o caso da sugerida por Manwell et al. (2006), temos:

1) Primeiro assume-se as seguintes considerações:

$$C_{l_i} = C_{l_{valor\ \acute{o}timo}}$$

$$\phi_i = \frac{2}{3} \operatorname{atan}\left(\frac{1}{\lambda_{r_i}}\right)$$

$$a_i = \frac{1}{1 + \frac{4 \operatorname{sen}^2(\phi_i)}{\sigma_i C_{l_i} \cos \phi_i}}$$

$$a_i' = \frac{1 - 3a_i}{4a_i - 1}$$

2) A partir daí inicia-se o procedimento. Para a primeira iteração, calcula-se o ângulo de fluxo e o fator de correção de perda de ponta:

$$\tan \phi_i = \frac{1 - a_i}{(1 + a_i') \lambda_{r_i}}$$

$$F_i = F_{ponta_i} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} e^{-f_i}$$

3) Determina-se C_{l_i} e C_{d_i} pela seguinte relação:

$$\alpha_i = \phi_i + \beta_i$$

4) Calcula-se o coeficiente de empuxo local:

$$C_{T_i} = \frac{\sigma_i(1 - a_i)^2(C_{l_i} \cos \phi_i + C_{d_i} \sin \phi_i)}{\sin^2(\phi_i)}$$

5) Atualiza-se a e a' para a próxima iteração Se $C_{T_i} \leq 0,96$:

$$a_{i+1} = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \cdot F_i \cdot \sin^2 \phi_i}{\sigma_i \cdot C_{l_i} \cos \phi_i}\right]}$$

Se $C_{T_i} > 0,96$

$$a_{i+1} = (1/F_{ponta_i}) \left[0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_{T_i})}\right]$$

$$a'_{i+1} = \frac{1}{\left[\frac{4 \cdot F_i \cdot \cos \phi_i}{\sigma_i \cdot C_{l_i}} - 1\right]}$$

Caso os novos fatores de indução estiverem dentro de uma tolerância aceitável das suposições anteriores os outros parâmetros de desempenho podem ser calculados; ao contrário, repete-se o procedimento a partir do passo (2).

Após resolver as equações de desempenho para cada elemento da pá, o coeficiente de potência pode ser estimado a partir da Equação (4.65). Para resolução de integrais, o software utiliza o método da regra dos trapézios, onde:

$$\int_{x_0}^x f(x) dx \approx \frac{h}{2} \{f(x_0) + 2[f(x_1) + f(x_2) + \dots + f(x_{n-1})] + f(x_n)\} \quad (5.26)$$

Para o procedimento adotado na metodologia de Burton et. a. (2001), quando o coeficiente de indução axial assume valores maiores do que o coeficiente limite, a_T , o coeficiente de empuxo é recalculado pela seguinte expressão:

$$C_T = C_{T_1} - 4 \left(\sqrt{C_{T_1}} - 1 \right) (1 - a) \quad (5.27)$$

Onde

$$a_T = 1 - \frac{1}{2} \sqrt{C_{T_1}} \quad (5.28)$$

e

$$C_{T_1} \approx 1,816 \quad (5.29)$$

Os problemas desses métodos numéricos são bem conhecidos na literatura científica: a impossibilidade de descrever o fluxo tridimensional radial ao longo da pá possibilidade de encontrar instabilidades numéricas que impedem o método de a solução correta (Lanzafame, R., Messina, M., *BEM theory: How to take into account the radial flow inside of a 1-D numerical code*, Renewable Energy, Italy, 2011.

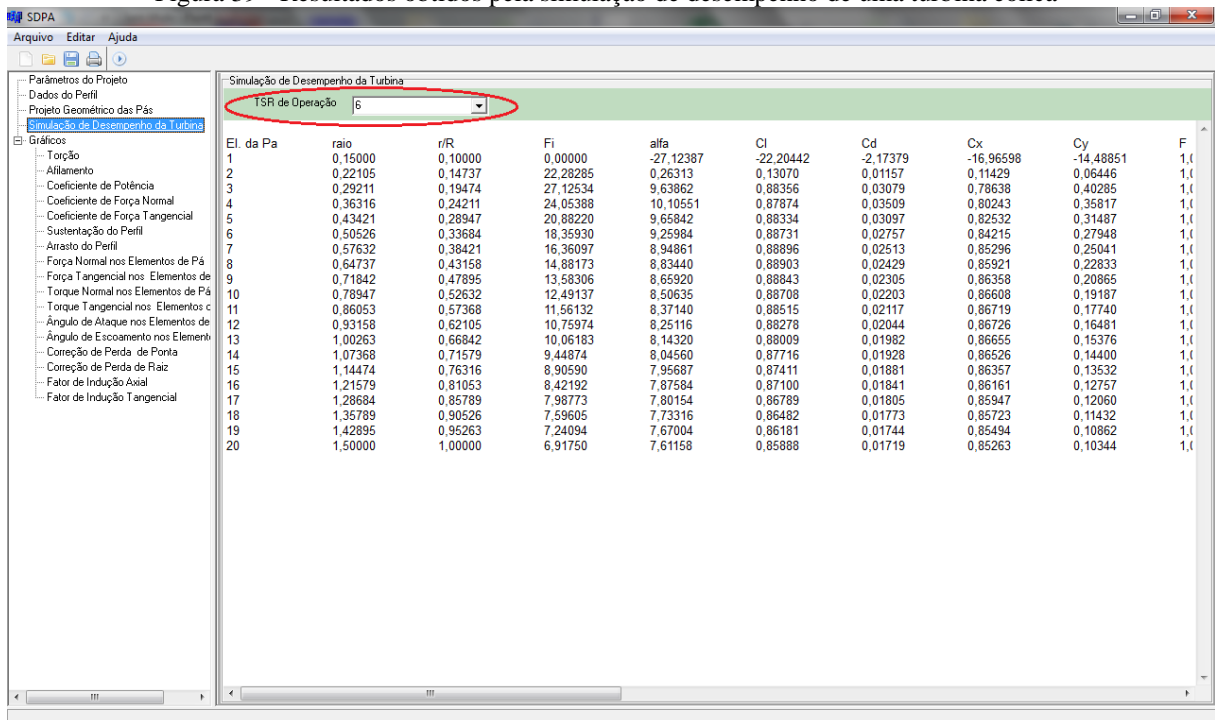
Lanzafame e Messina, 2001).

Visando solucionar o problema da não convergência, modificou-se o algoritmo padrão, tanto da metodologia presente em Burton et al. (2001) quanto da encontrada em Manwell et al. (2006), adicionando um procedimento de interpolação polinomial, através de uma spline cúbica, onde os valores convergidos são armazenados em um vetor que posteriormente será utilizado como referência para a interpolação dos valores que não foram. Os novos algoritmos podem ser visualizados nos Apêndices E e F .

As splines cúbicas produzem uma função de interpolação que é contínua através da segunda derivada tornando-as mais estáveis que polinômios, pois apresentam menos possibilidades de oscilações abruptas entre os pontos tabelados (Press et al. ,1997).

A Figura 39 apresenta os resultados da simulação de desempenho de uma turbina eólica.

Figura 39 - Resultados obtidos pela simulação de desempenho de uma turbina eólica



El. da Pa	raio	r/R	Fi	alfa	Cl	Cd	Cx	Cy	F
1	0,15000	0,10000	0,00000	-27,12387	-22,20442	-2,17379	-16,96598	-14,48851	1,0
2	0,22105	0,14737	22,28285	0,26313	0,13070	0,01157	0,11429	0,06446	1,0
3	0,29211	0,19474	27,12534	9,63862	0,88356	0,03079	0,78638	0,40285	1,0
4	0,36316	0,24211	24,05388	10,10551	0,87874	0,03609	0,80243	0,35817	1,0
5	0,43421	0,28947	20,89220	9,65842	0,88334	0,03097	0,82532	0,31487	1,0
6	0,50526	0,33684	18,35930	9,25984	0,88731	0,02757	0,84215	0,27948	1,0
7	0,57632	0,38421	16,36097	8,94861	0,88896	0,02513	0,85296	0,25041	1,0
8	0,64737	0,43158	14,88173	8,83440	0,88903	0,02429	0,85921	0,22833	1,0
9	0,71842	0,47895	13,58306	8,65920	0,88943	0,02305	0,86358	0,20865	1,0
10	0,78947	0,52632	12,49137	8,50635	0,88708	0,02203	0,86608	0,19187	1,0
11	0,86053	0,57368	11,56132	8,37140	0,88515	0,02117	0,86719	0,17740	1,0
12	0,93158	0,62105	10,75974	8,25116	0,88278	0,02044	0,86726	0,16481	1,0
13	1,00263	0,66842	10,06183	8,14320	0,88009	0,01982	0,86655	0,15376	1,0
14	1,07368	0,71579	9,44874	8,04560	0,87716	0,01928	0,86526	0,14400	1,0
15	1,14474	0,76316	8,90590	7,95687	0,87411	0,01881	0,86357	0,13532	1,0
16	1,21579	0,81053	8,42192	7,87554	0,87100	0,01841	0,86161	0,12757	1,0
17	1,28684	0,85789	7,98773	7,80154	0,86789	0,01805	0,85947	0,12060	1,0
18	1,35789	0,90526	7,59605	7,73316	0,86482	0,01773	0,85723	0,11432	1,0
19	1,42895	0,95263	7,24094	7,67004	0,86181	0,01744	0,85494	0,10862	1,0
20	1,50000	1,00000	6,91750	7,61158	0,85888	0,01719	0,85263	0,10344	1,0

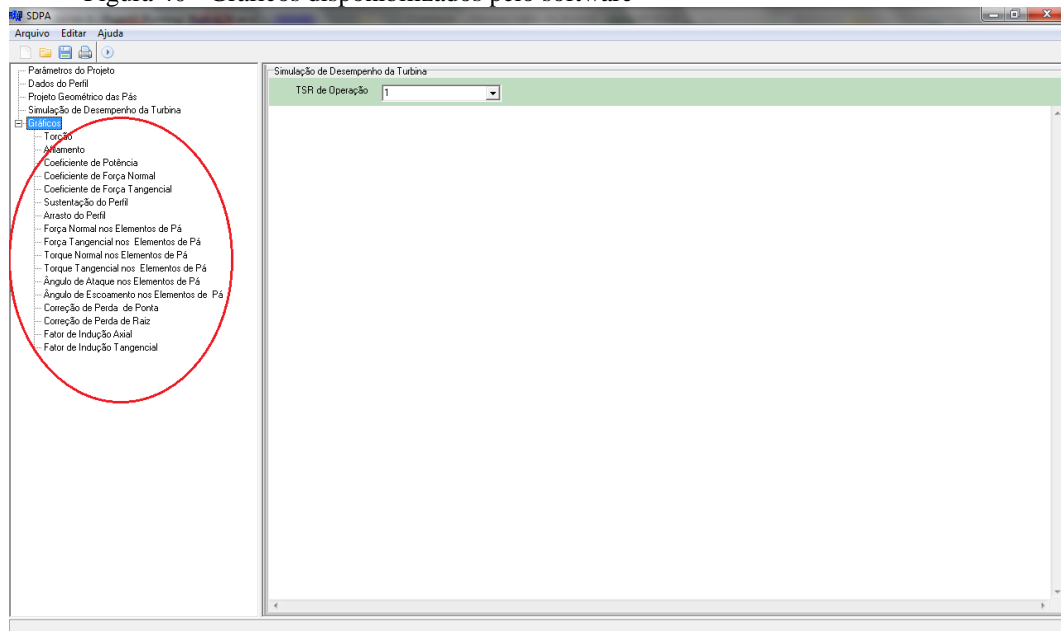
Fonte: Elaborada pelo autor.

A região na parte superior da janela, destacada em vermelho, corresponde ao campo onde é feita a escolha da TSR de operação para a simulação de desempenho, uma vez que as turbinas não funcionam apenas nas condições de projeto. Ainda com relação à mesma figura, é possível verificar que para as localidades próximas da raiz ($r/R_{rotor} \approx 0.1$) o elemento de pá fica completamente estolado gerando instabilidade numérica.

5.5 Gráficos

Para uma melhor análise dos resultados obtidos, o software disponibiliza a opção de Gráficos, Figura 40. A região destacada de vermelho corresponde ao conjunto de opções oferecidas ao usuário.

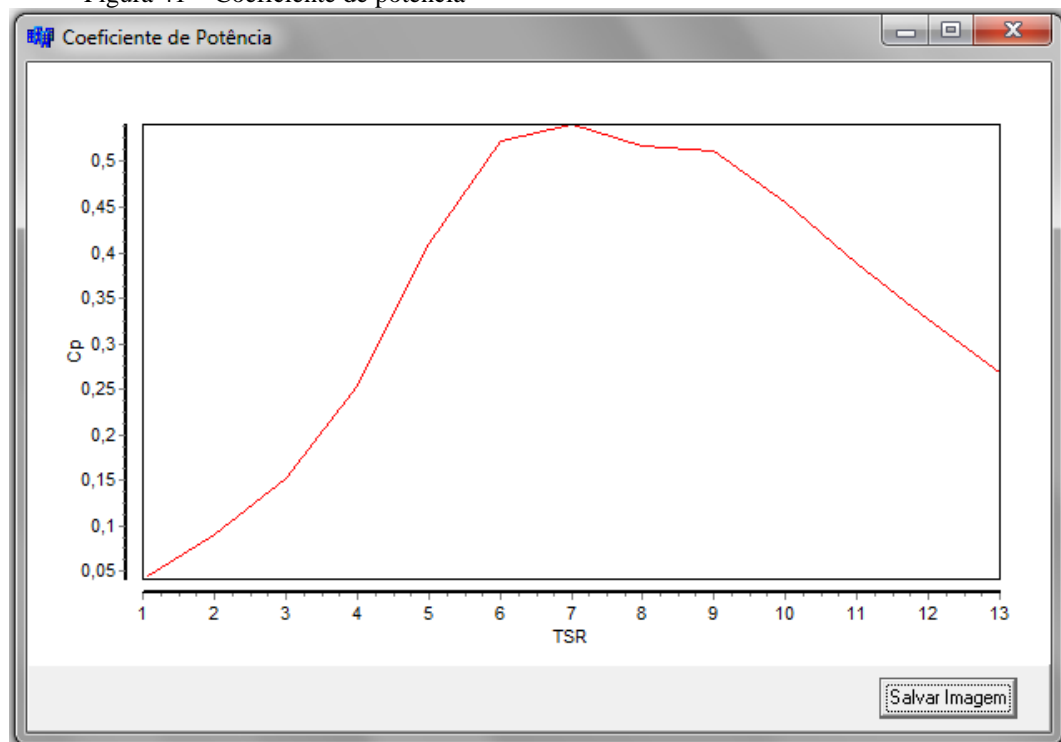
Figura 40 - Gráficos disponibilizados pelo software



Fonte: Elaborada pelo autor.

Cada gráfico permite ser salvo no formato de imagem, conforme pode ser observado na Figura 41.

Figura 41 – Coeficiente de potência



Fonte: Elaborada pelo autor.

6 RESULTADOS

Para verificar a coerência dos resultados obtidos através da simulação proveniente do SDPA, criou-se um projeto de pá para uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte, com os dois tipos de metodologia: Burton et al. (2001) e Manwell et al. (2006). A Tabela 3 mostra as características da turbina.

Tabela 3 - Características da turbina

Número de pás	3	-
Raio do rotor	2,0	m
Raio do cubo	0,2	m
Número de elementos de pá	20	-
Velocidade do vento	6,5	m/s
Velocidade específica	7	
Afilamento	Ângulo de ataque constante	-
Perfil	S809	-
Coefficiente de sustentação	0,748	-
Ângulo de ataque	6,11	°

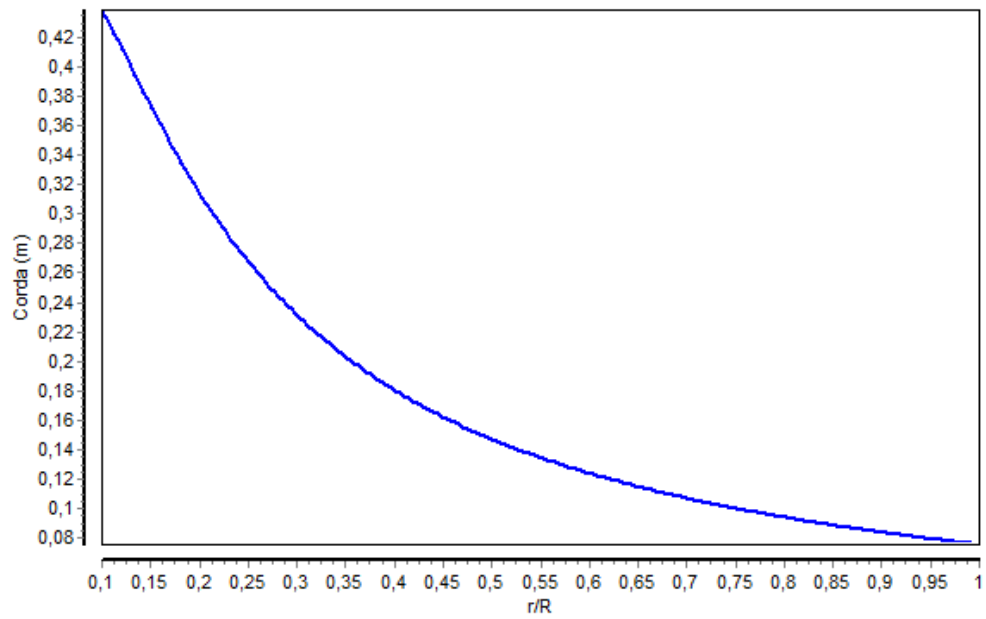
Fonte: Elaborada pelo autor.

A simulação foi realizada considerando que a turbina estava funcionando na condição ótima, ou seja, operando em $\lambda = 7$.

6.1 Projeto utilizando a metodologia de Burton et al. (2001)

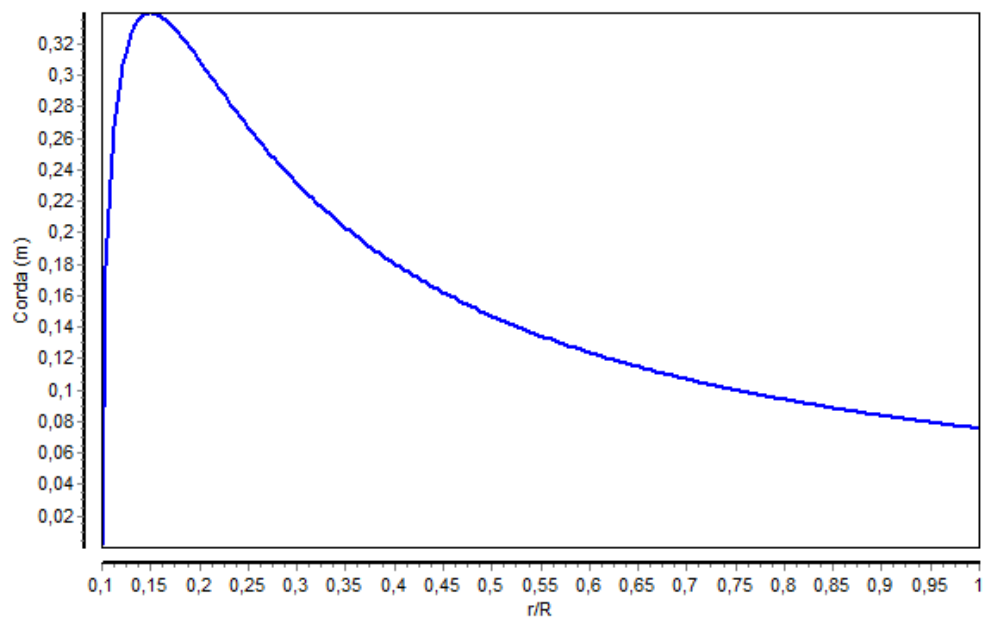
Para esse tipo de metodologia, a correção de perdas de ponta e/ou raiz usada nos cálculos da previsão de desempenho também alteram a geometria de projeto da pá, conforme pode ser observado pelos Gráficos 13, 14, 15 e 35.

Gráfico 13 - Afilamento



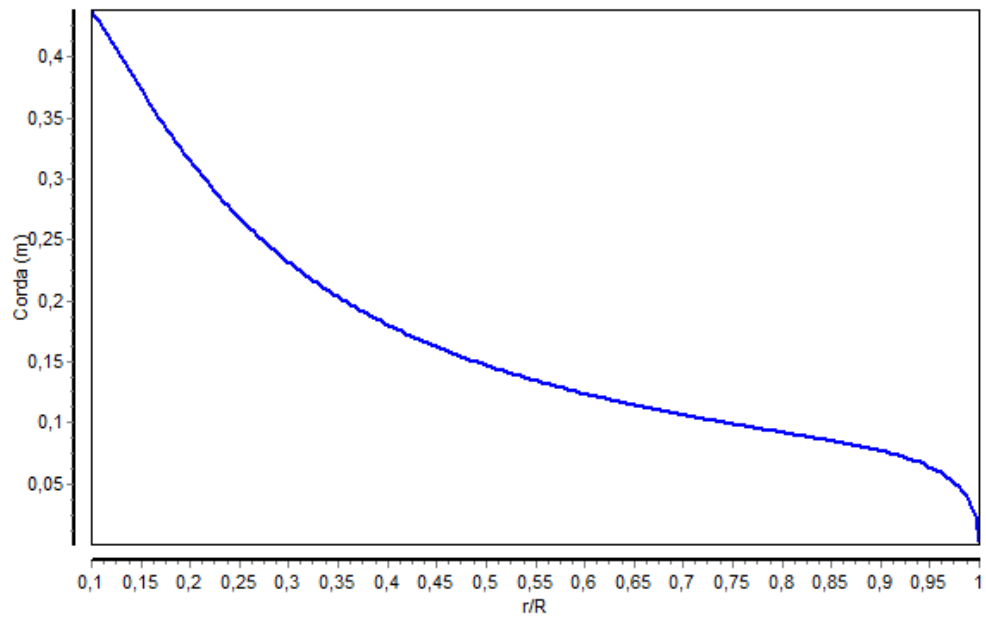
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 14- Afilamento com correção de perda de raiz



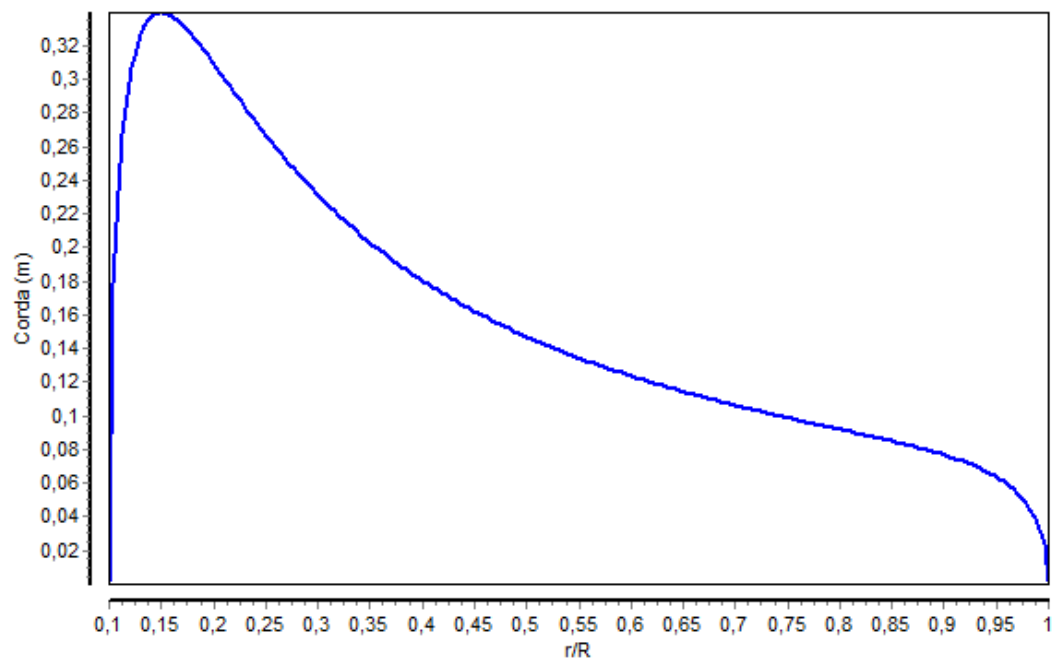
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 15- Afilamento com perda de ponta



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 16 - Afilamento com correção de perda de ponta e raiz

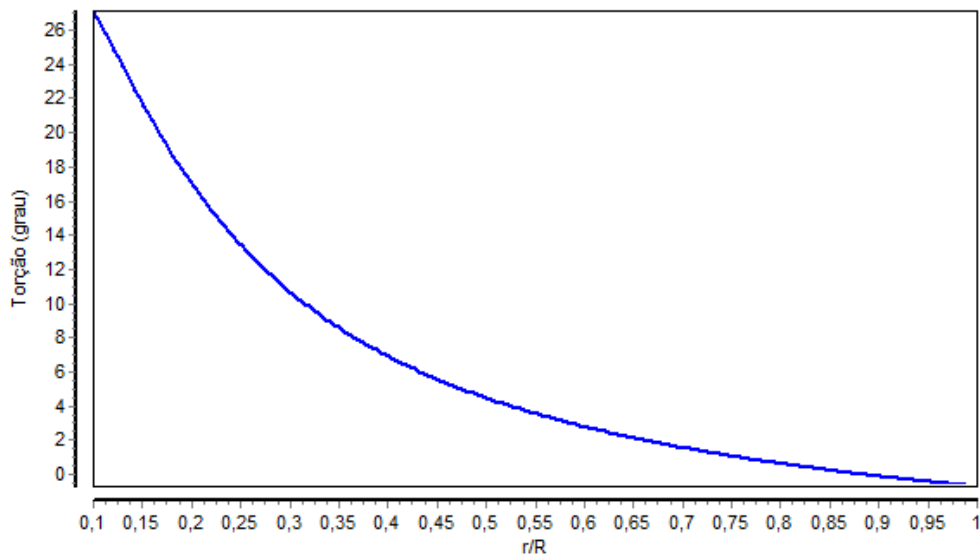


Fonte: Elaborado pelo autor.

Fica evidente que a correção da raiz altera o afilamento de forma significativa até cerca de 25% do raio da pá, enquanto a correção de ponta promove alterações a partir da região situada acima de 40% do raio do rotor.

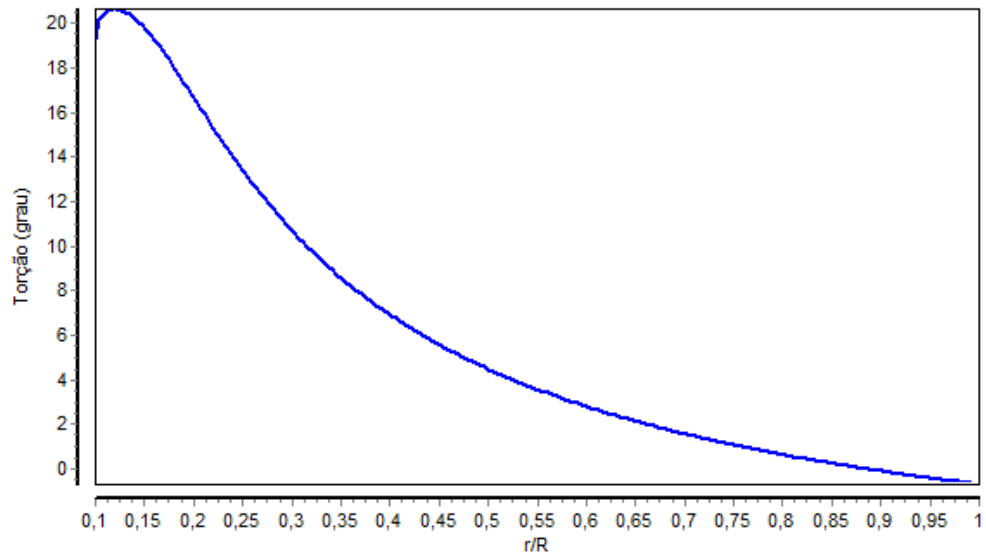
A torção geométrica ao longo da envergadura, pelo fato de depender do ângulo de fluxo, também sofre influência do fator de correção, como pode ser observado pelos Gráficos 17, 18 19 e 20.

Gráfico 17 - Torção



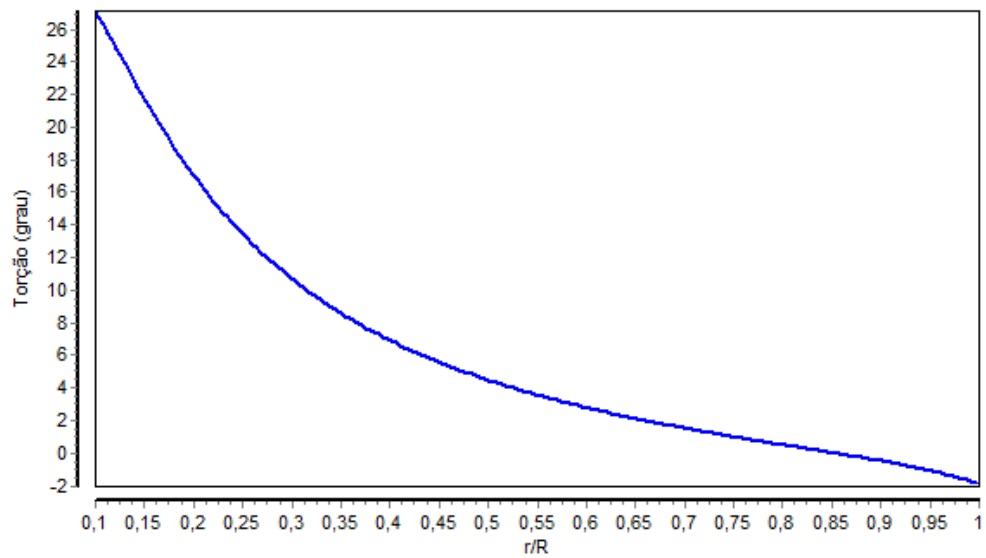
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 18 - Torção com correção de perdas de raiz e ponta.



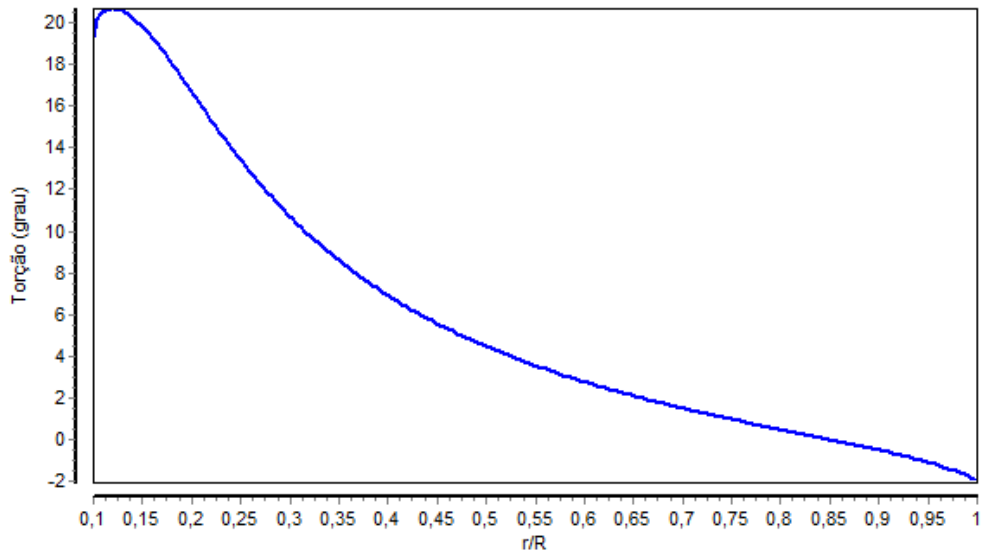
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 19 - Torção com correção de perda de ponta



Fonte: Elaborado pelo autor.

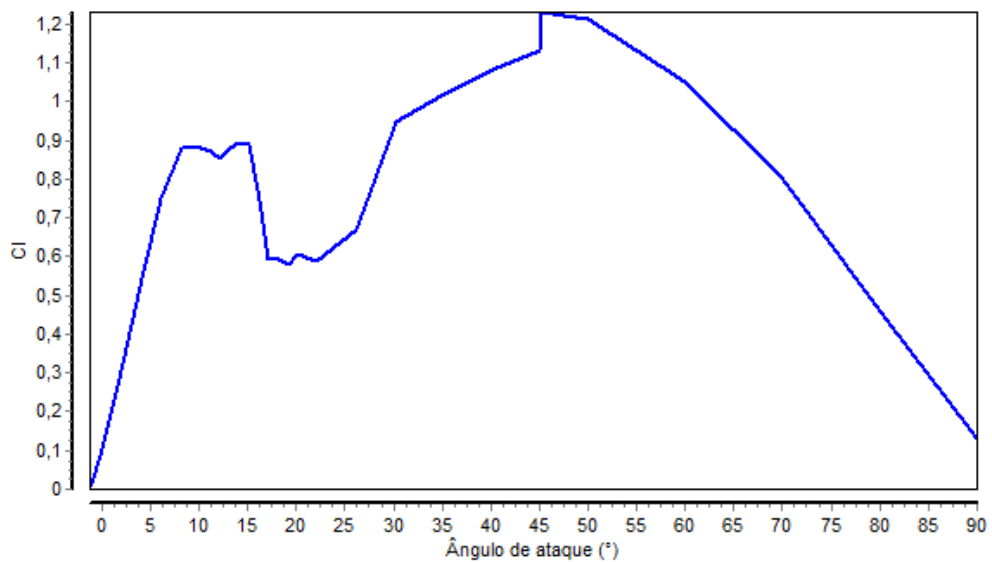
Gráfico 20- Torção com correção de perda de raiz e ponta



Fonte: Elaborado pelo autor.

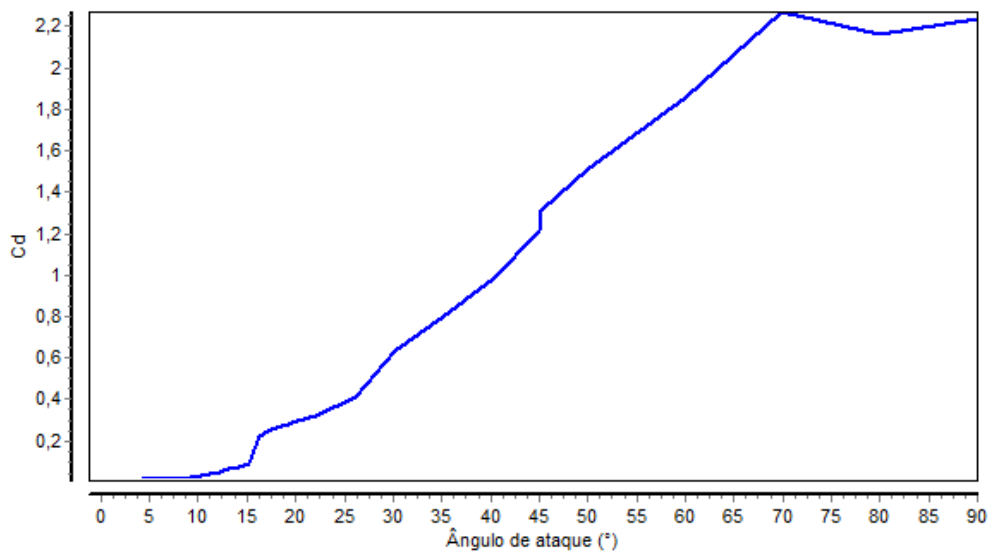
Os dados dos coeficientes de sustentação e arrasto do perfil foram obtidos por meio de testes realizados em túnel de vento. Para a análise, utilizou-se $R_e = 300000$.

Gráfico 21 - Coeficiente de sustentação



Fonte: Elaborado pelo autor.

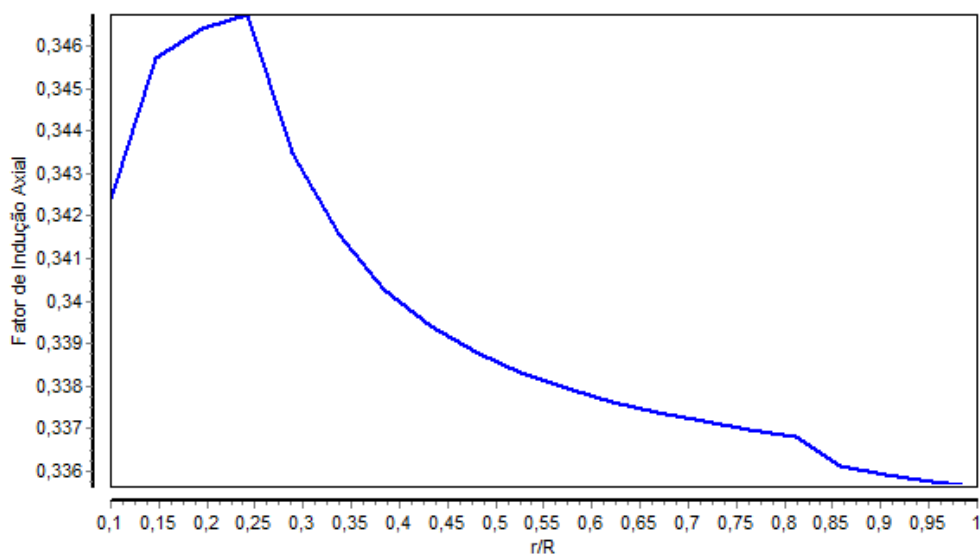
Gráfico 22 - Coeficiente de arrasto.



Fonte: Elaborado pelo autor.

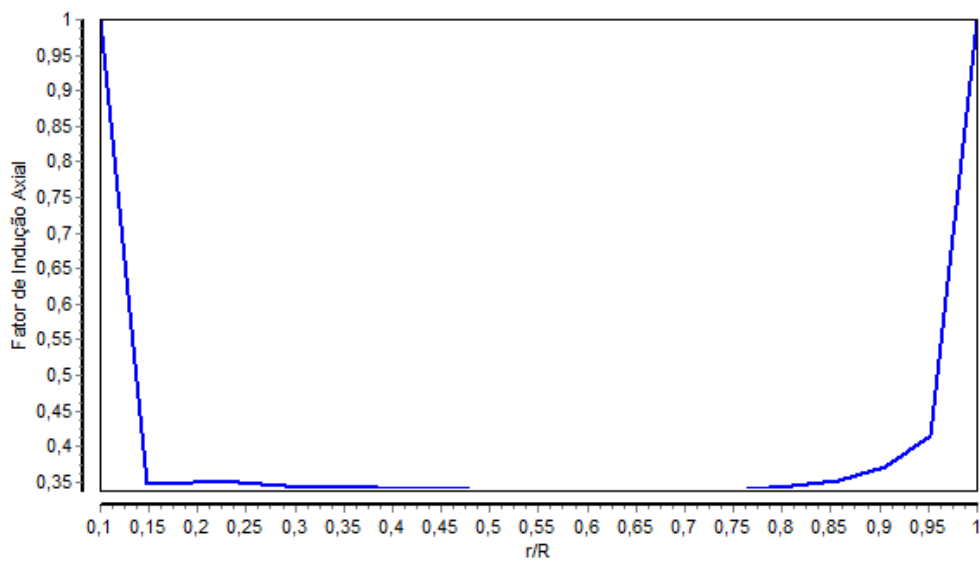
A convergência dos fatores de indução axial e tangencial após o procedimento iterativo é mostrada nos Gráficos 23, 24, 25 e 26, respectivamente. Como é possível observar, para regiões de até 30% da pá, o método numérico retorna valores que diferem consideravelmente do padrão encontrado nos outros 70%.

Gráfico 23 - Fator de indução axial



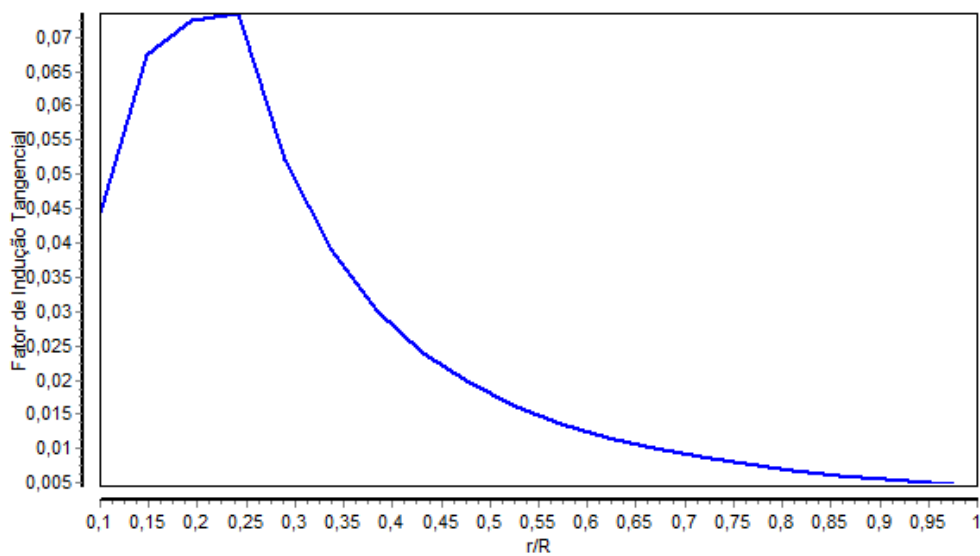
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 24 - Fator de indução axial com correção de perda de ponta e raiz



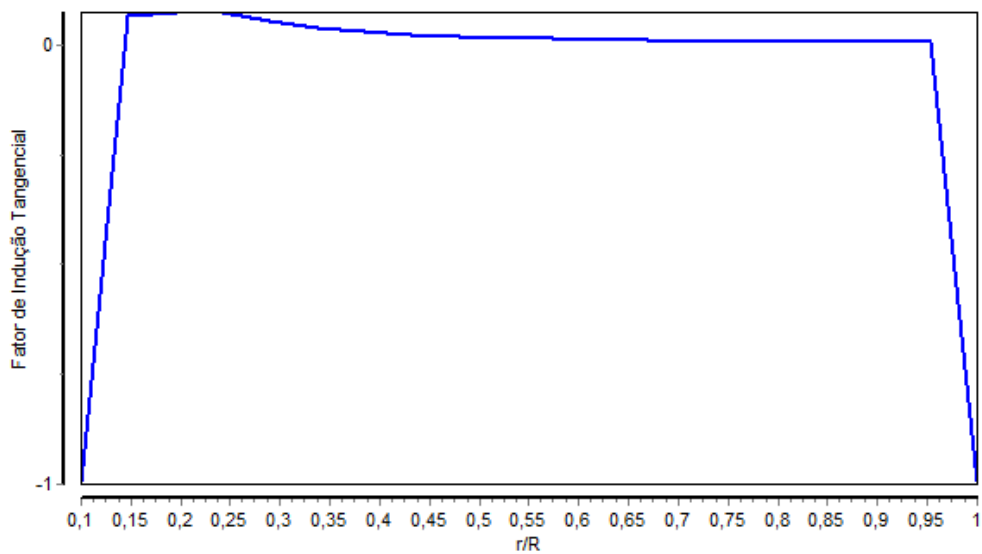
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 25 - Fator de indução tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

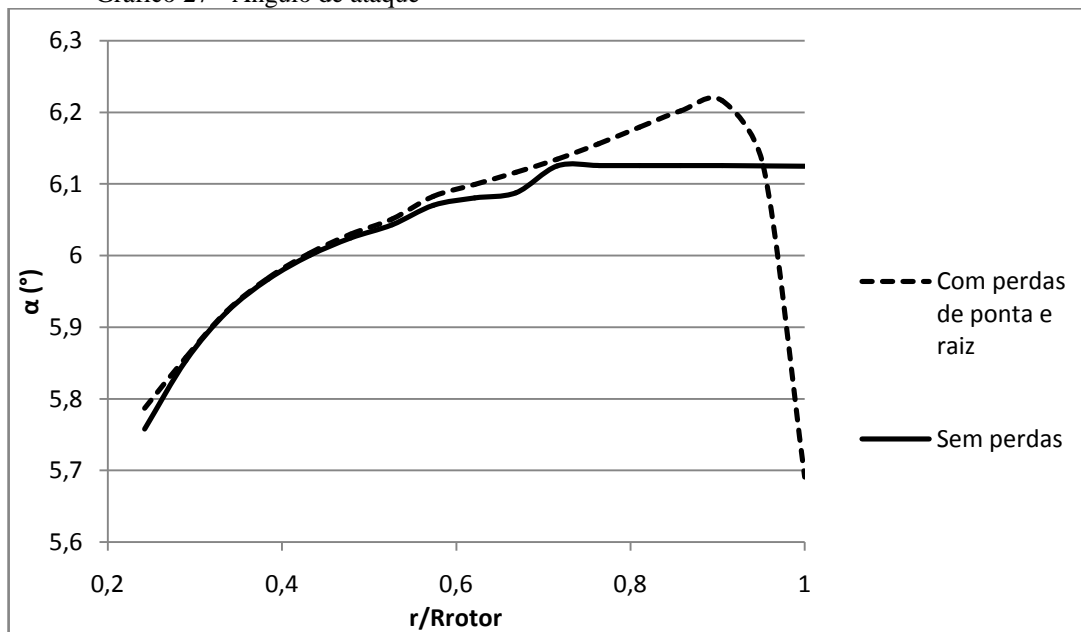
Gráfico 26 - Fator de indução tangencial com correção de ponta e raiz



Fonte: Elaborado pelo autor.

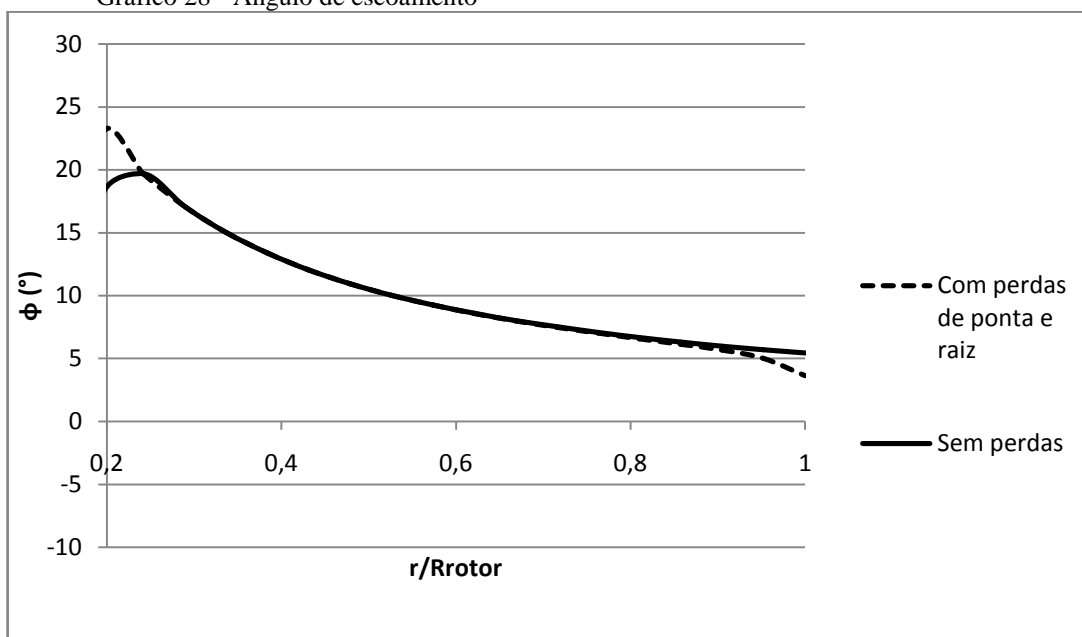
Os ângulos de ataque assim como os ângulos de escoamento para cada elemento de pá estão representados nos Gráficos 27 e 28, respectivamente. Como esperado, o valor predominante oscila em $\alpha = 6,11^\circ$, que corresponde ao ângulo de máxima razão de C_l/C_d .

Gráfico 27 - Ângulo de ataque



Fonte: Elaborado pelo autor.

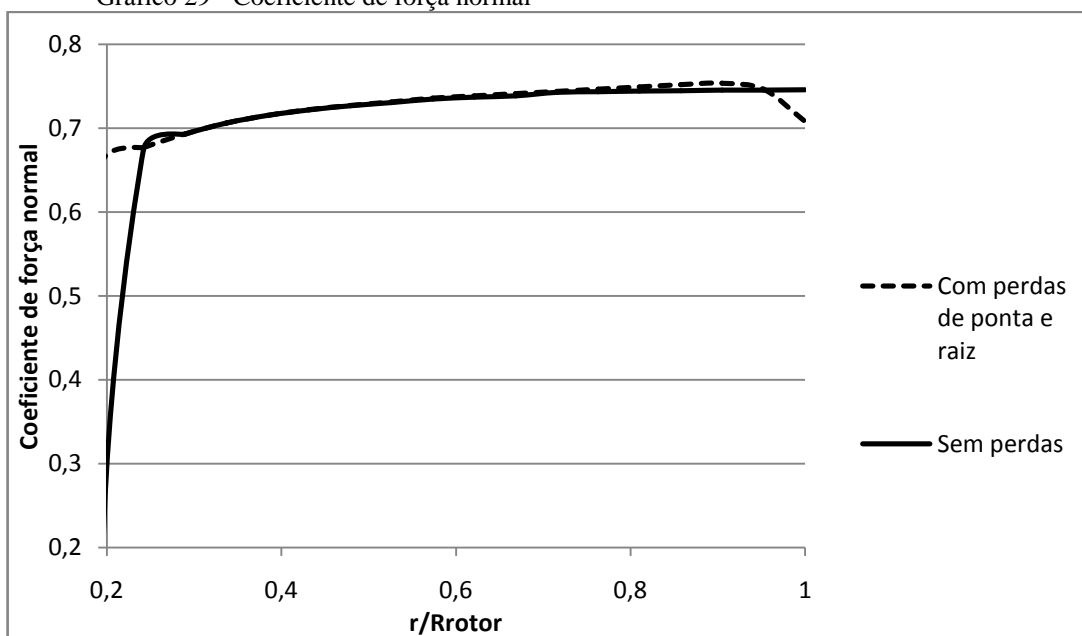
Gráfico 28 - Ângulo de escoamento



Fonte: Elaborado pelo autor.

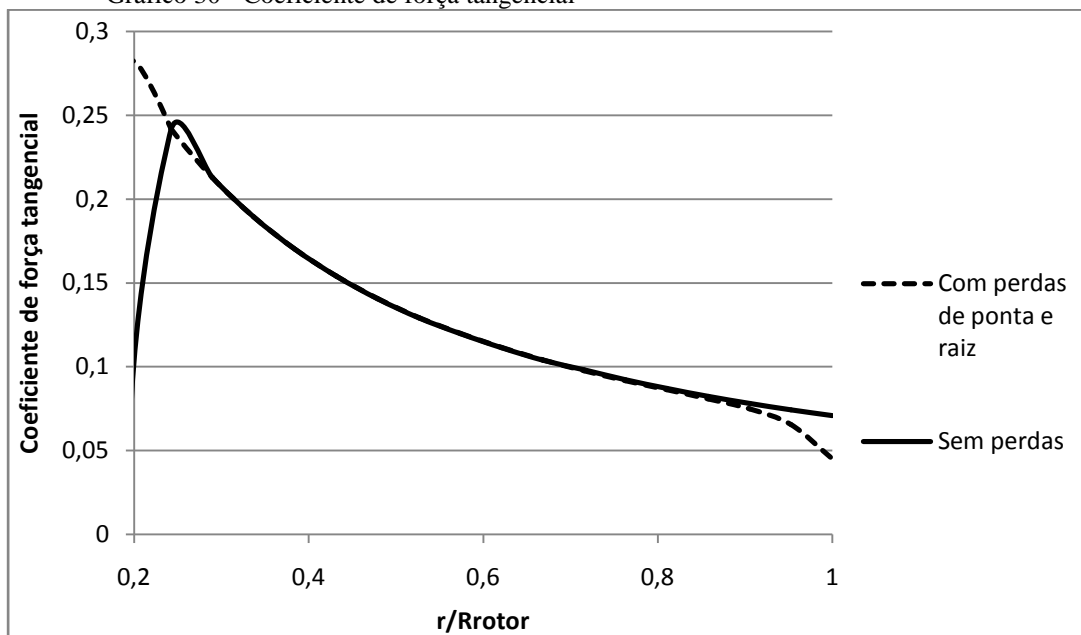
Os coeficientes de força normal e força tangencial, que são as decomposições dos coeficientes de sustentação e arrasto, estão representados nos Gráficos 29 e 30.

Gráfico 29 - Coeficiente de força normal



Fonte: Elaborado pelo autor.

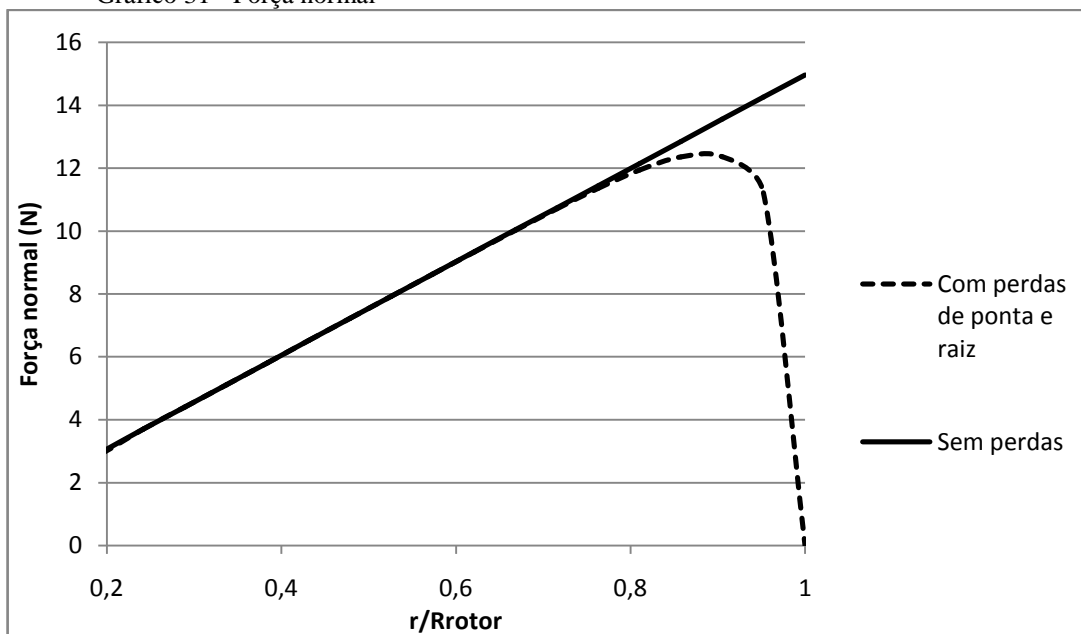
Gráfico 30 - Coeficiente de força tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

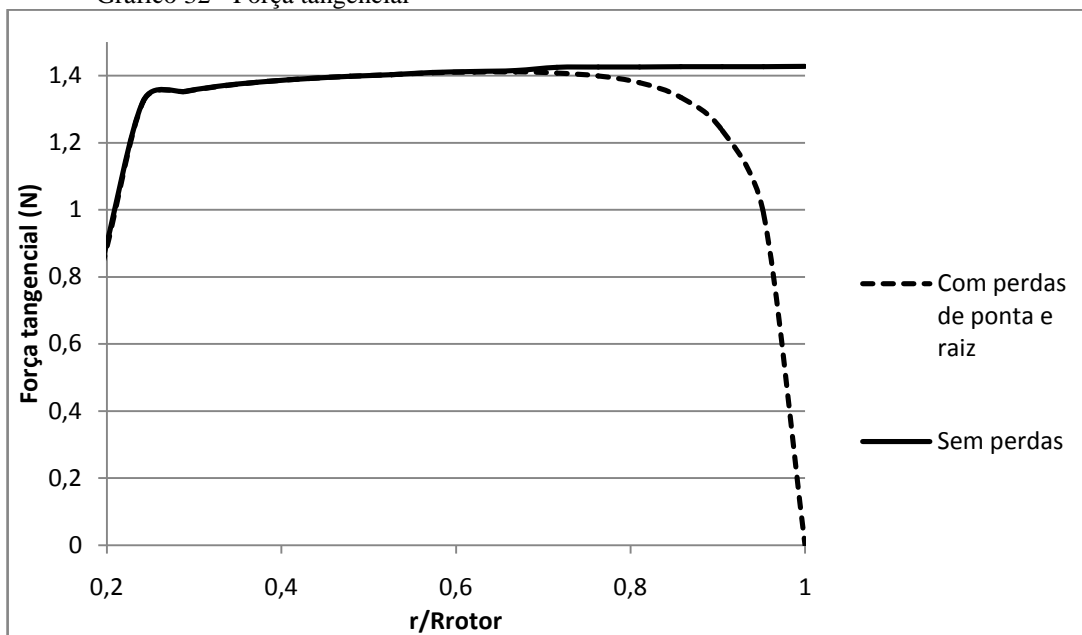
Os Gráficos 31 e 32 apresentam as componentes das forças atuantes em cada elemento da pá.

Gráfico 31 - Força normal



Fonte: Elaborado pelo autor.

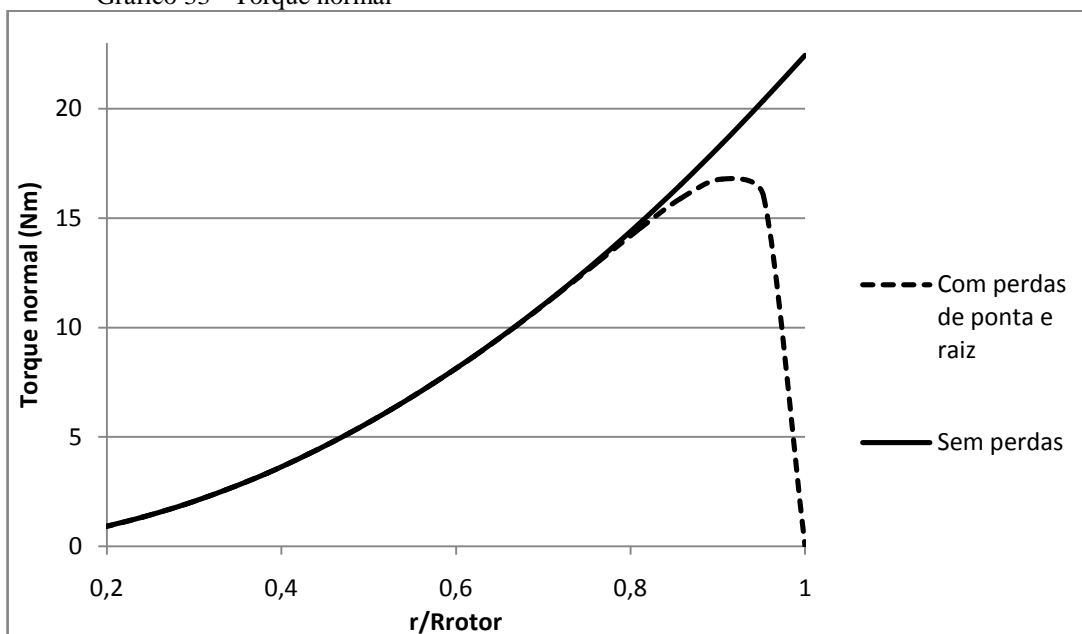
Gráfico 32 - Força tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

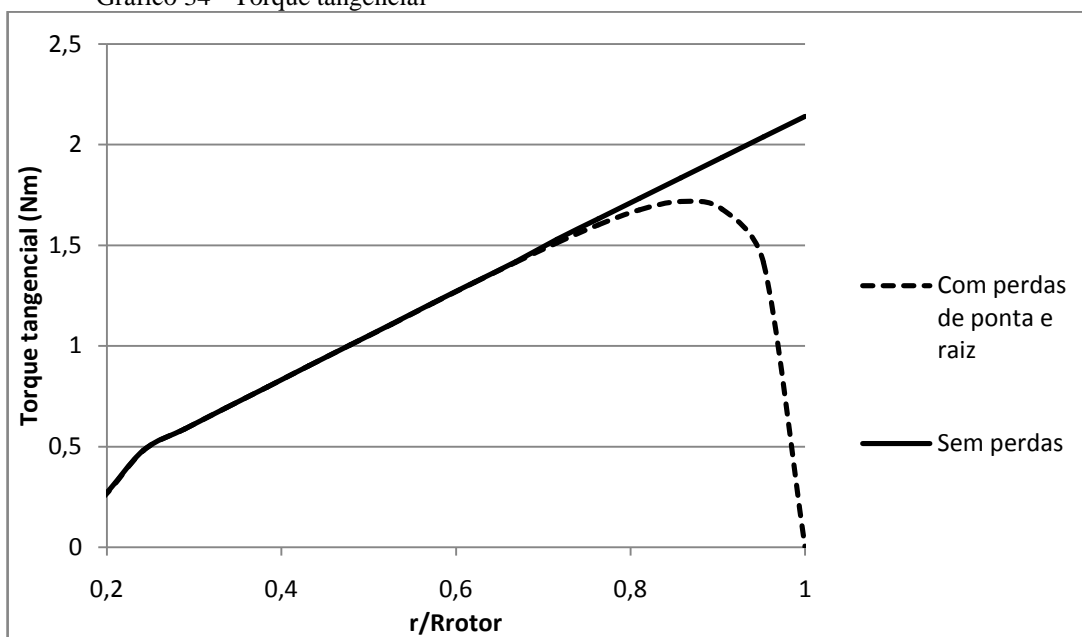
Com as componentes das forças ao longo da pá, tem-se os torques:

Gráfico 33 - Torque normal



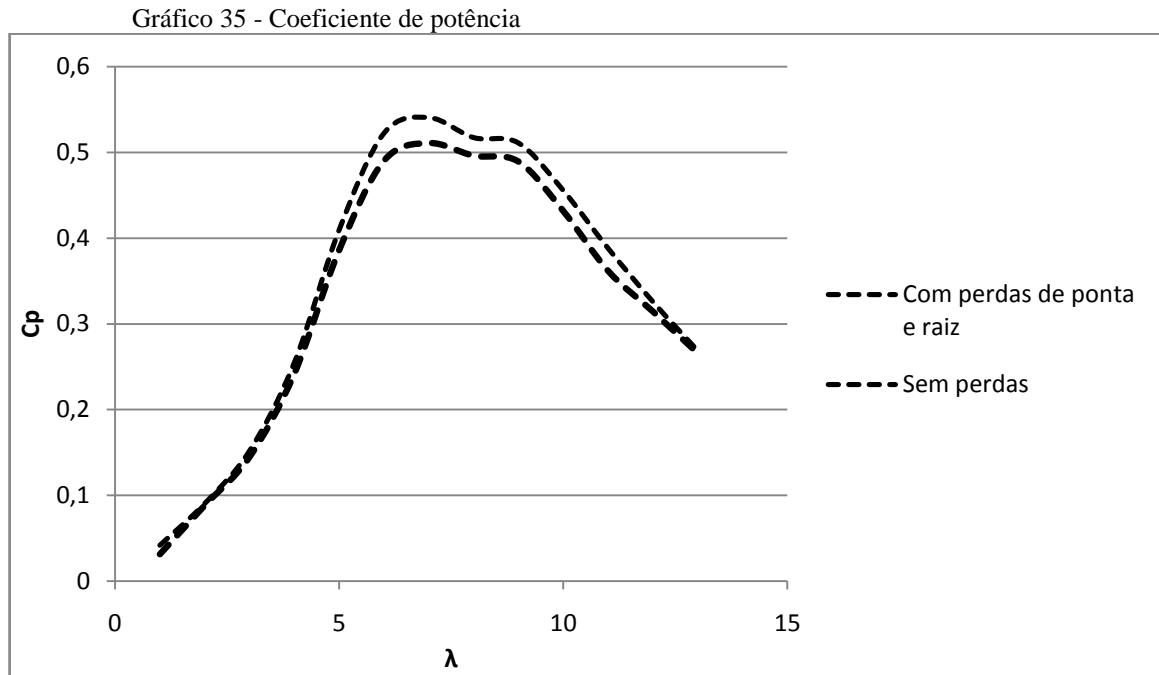
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 34 - Torque tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como já era esperado, o coeficiente de potência encontrado pela simulação que inclui as perdas de ponta e de raiz é ligeiramente inferior do que quando comparado com o projeto que despreza tais fatores perdas. É válido salientar que na prática, com essas correções feitas, a pá apresentará um melhor desempenho, pois estará diminuindo a quantidade de vórtices formados nas regiões extremas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As maiores potências mecânicas são obtidas para as seguintes condições:

Tabela 4 - Potência da turbina

Fator de correção	Coeficiente de potência - C_p	Potência (W)
Sem correções	0,541	624,672
Correção de raiz	0,540	623,913
Correção de ponta	0,512	590,970
Correção de raiz e ponta	0,511	590,212

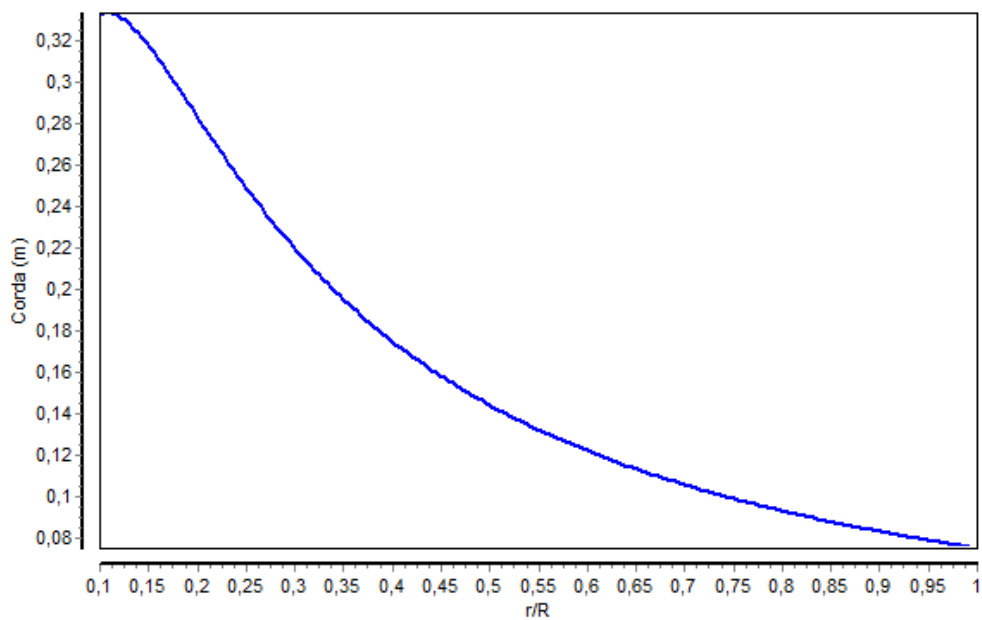
Fonte: Elaborada pelo autor.

6.2 Projeto utilizando a metodologia de Manwell et al. (2006)

O projeto segue os mesmos parâmetros da seção anterior e, apesar de apresentar uma geometria diferente para a pá, resulta em um desempenho equivalente ao obtido pela metodologia encontrada em Burton et al. (2001).

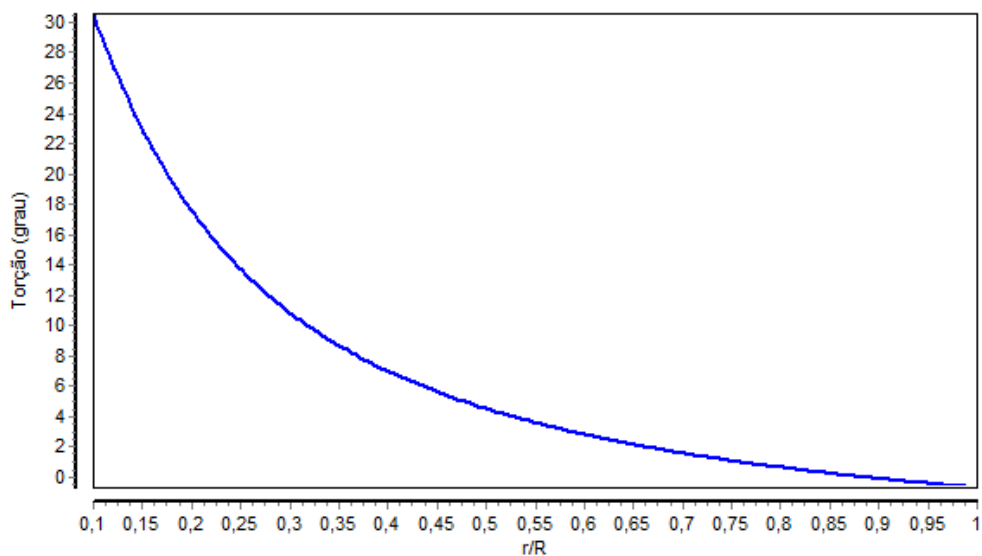
A torção e o afilamento estão representados nos Gráficos 36 e 37:

Gráfico 36 - Afilamento



Fonte: Elaborado pelo autor.

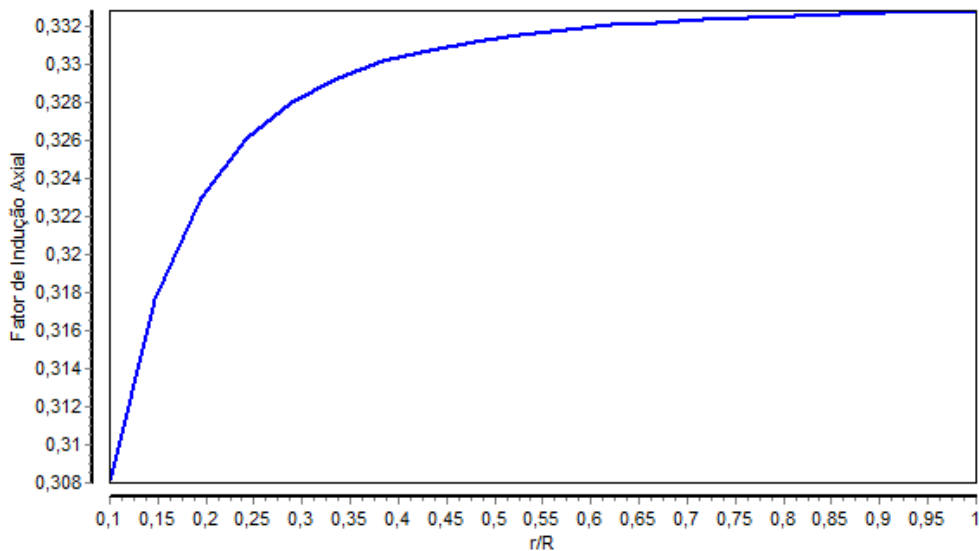
Gráfico 37 - Torção



Fonte: Elaborado pelo autor.

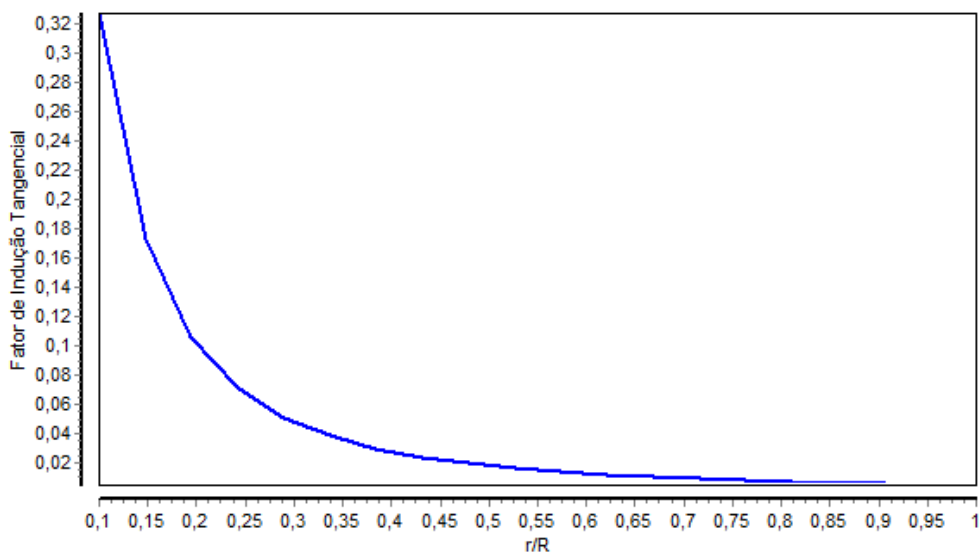
Os dados de C_l e C_d foram obtidos em túnel de vento, também para $R_e = 300000$. A convergência de a e a' , após o procedimento iterativo, admitindo que a turbina operasse todo o tempo nas condições de projeto (com $\lambda = 7$), podem ser observadas pelos Gráficos 38 e 39.

Gráfico 38 - Fator de indução axial



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 39 - Fator de indução tangencial

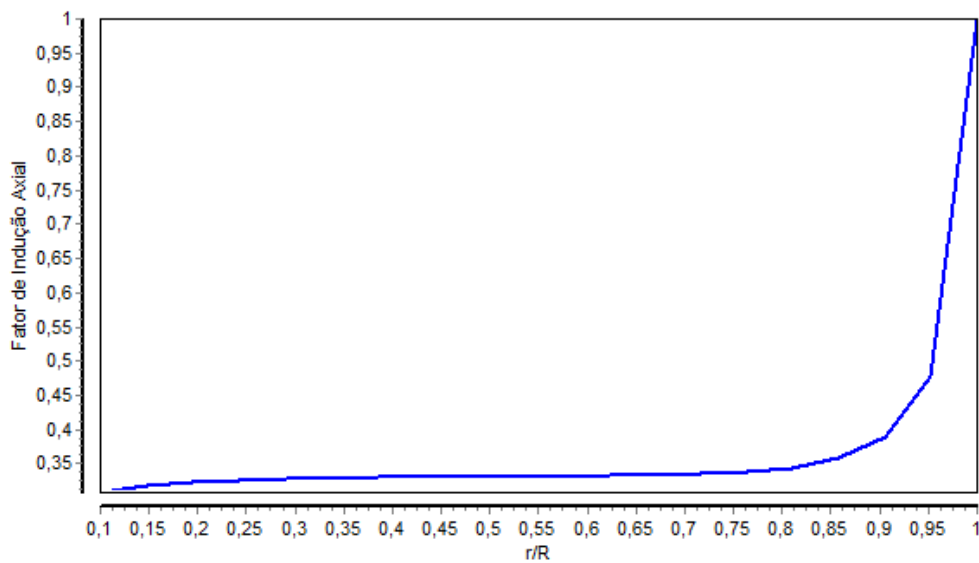


Fonte: Elaborado pelo autor.

Como é possível verificar, a convergência dos fatores de indução axial e tangencial obtida através da metodologia de projeto proposta por Manwell et al. (2006), apresenta um comportamento mais suave do que a encontrada pela metodologia sugerida em Burton et al. (2001).

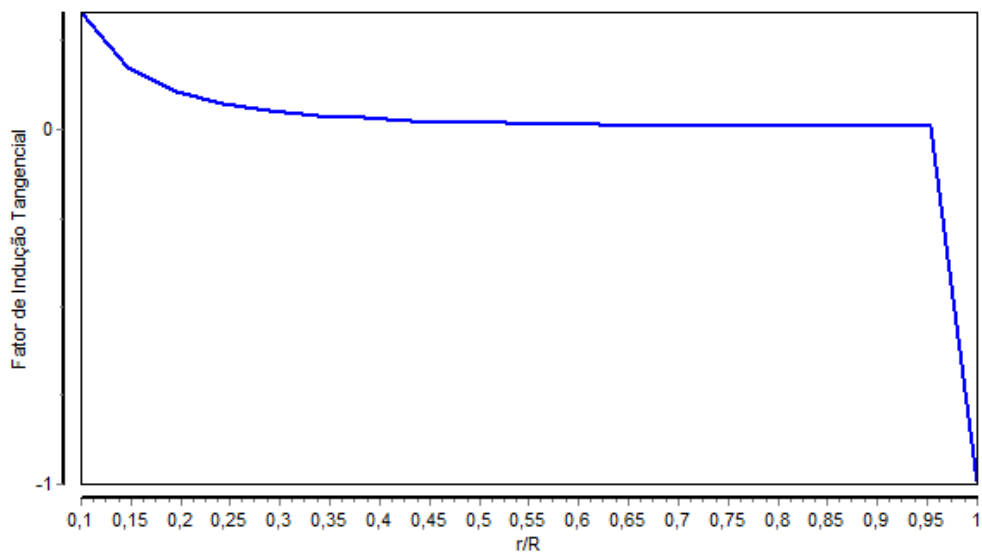
Usando a correção de perda de ponta, tem-se uma alteração no resultado de a e a' , como pode ser visto nos Gráficos 40 e 41.

Gráfico 40 - Fator de indução axial



Fonte: Elaborado pelo autor.

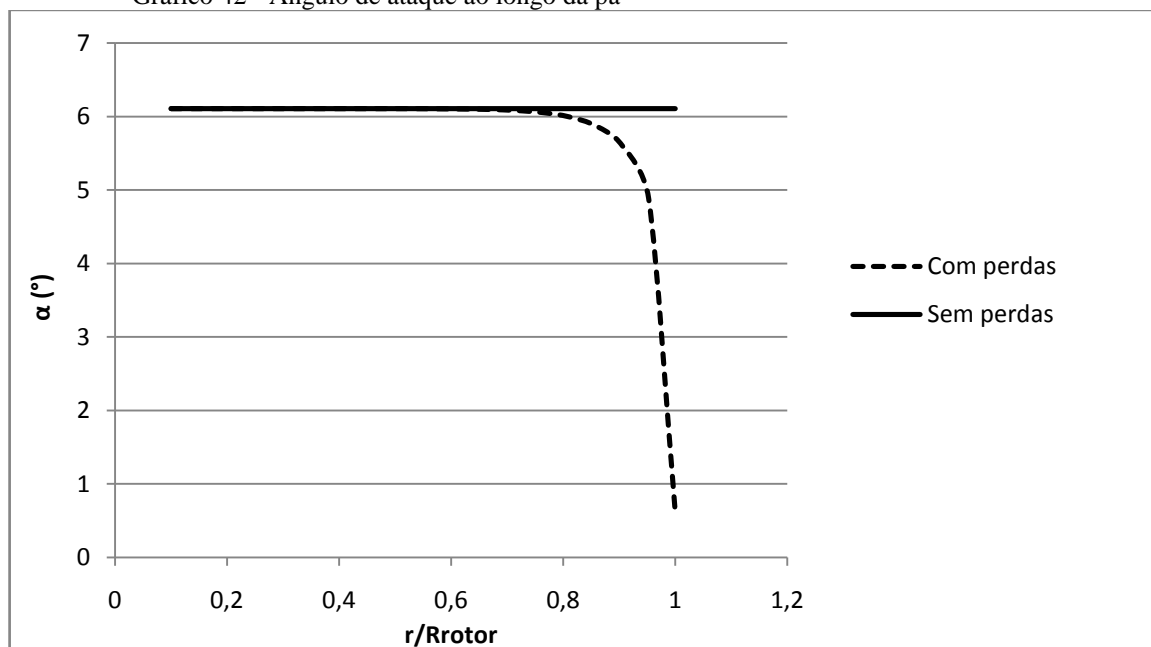
Gráfico 41 - Fator de indução tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

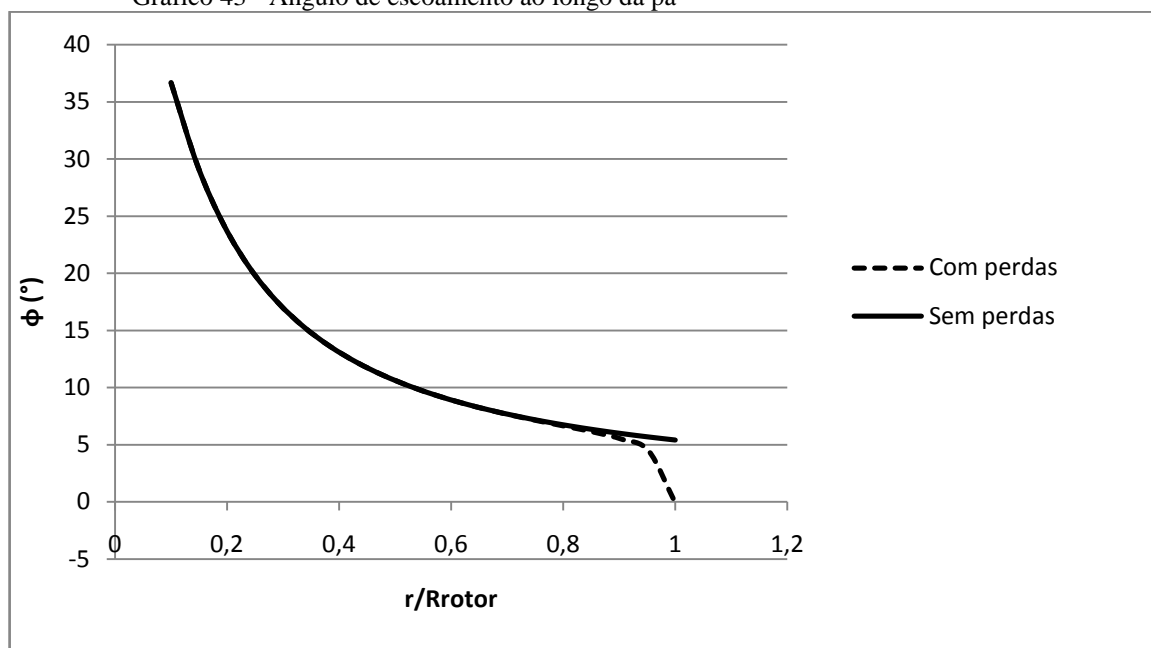
Os Gráficos 42 e 43 apresentam os ângulos de ataque e escoamento para cada seção ao longo da pá.

Gráfico 42 - Ângulo de ataque ao longo da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

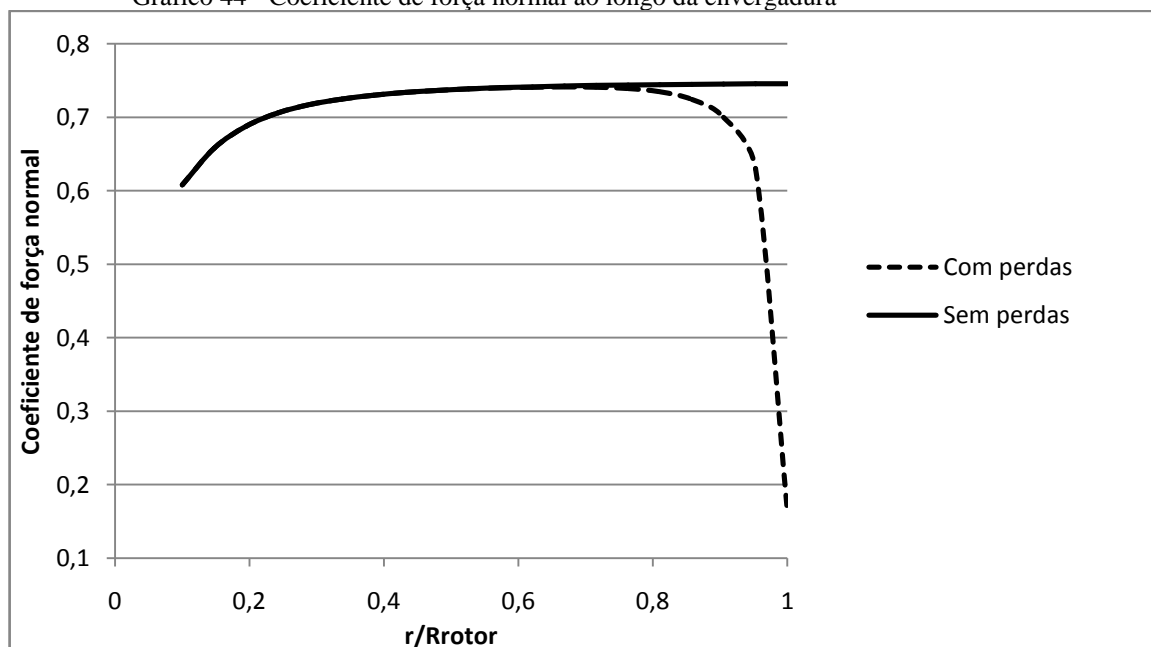
Gráfico 43 - Ângulo de escoamento ao longo da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

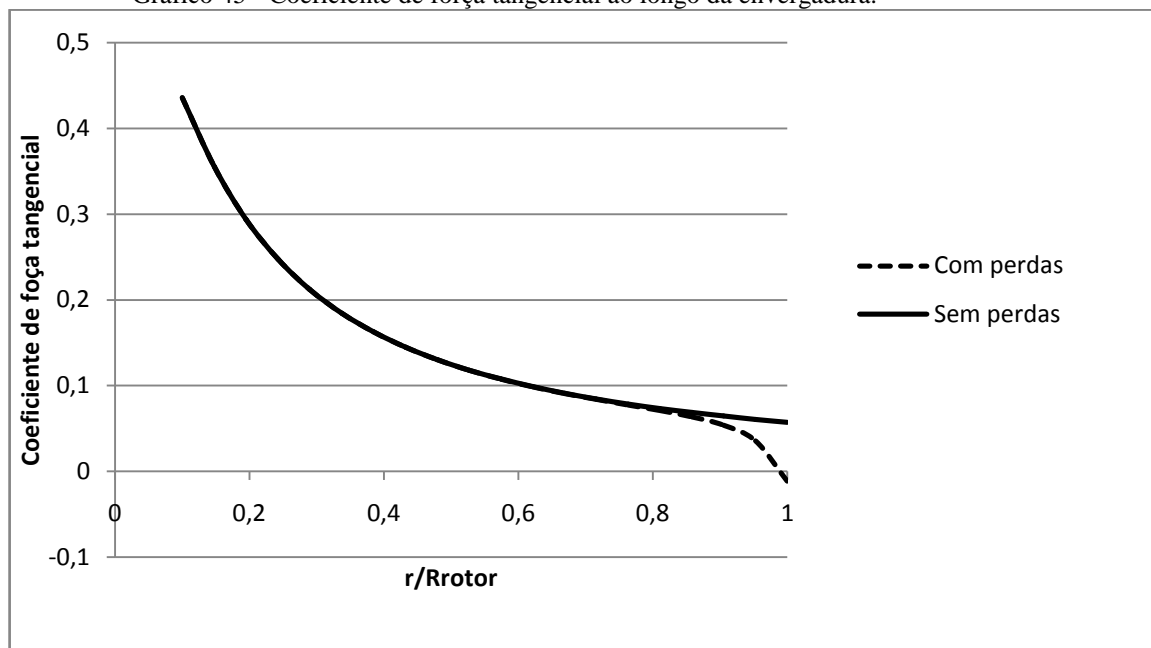
As considerações das perdas alteram os coeficientes de força normal e tangencial apenas em regiões próximas à ponta da pá.

Gráfico 44 - Coeficiente de força normal ao longo da envergadura



Fonte: Elaborado pelo autor.

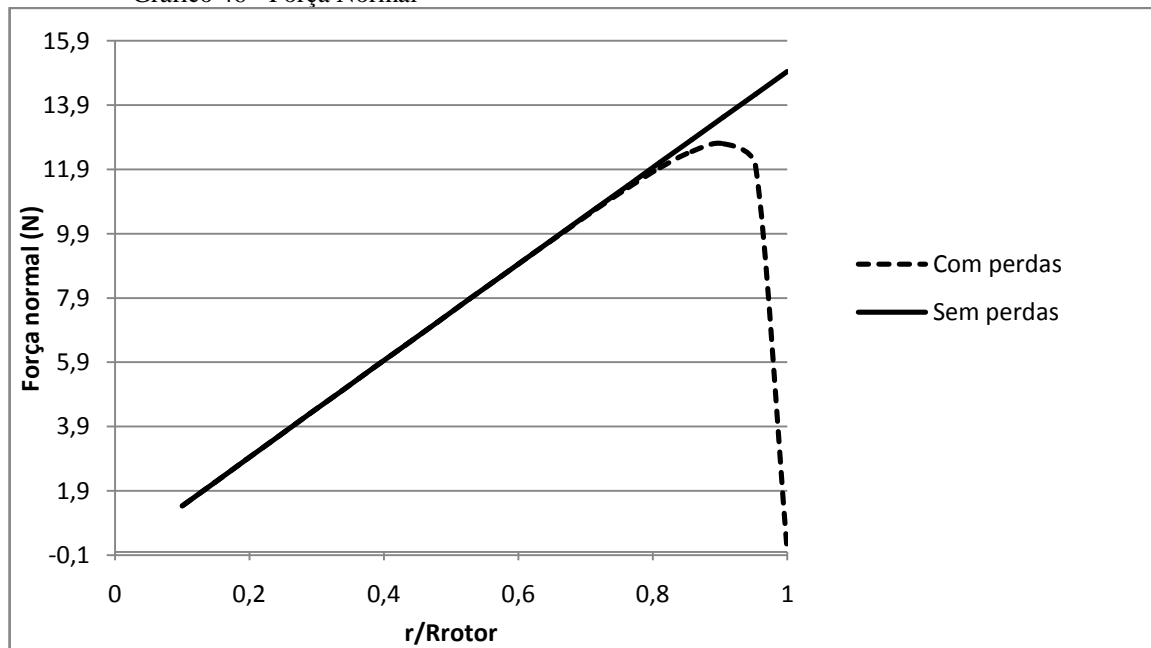
Gráfico 45 - Coeficiente de força tangencial ao longo da envergadura.



Fonte: Elaborado pelo autor.

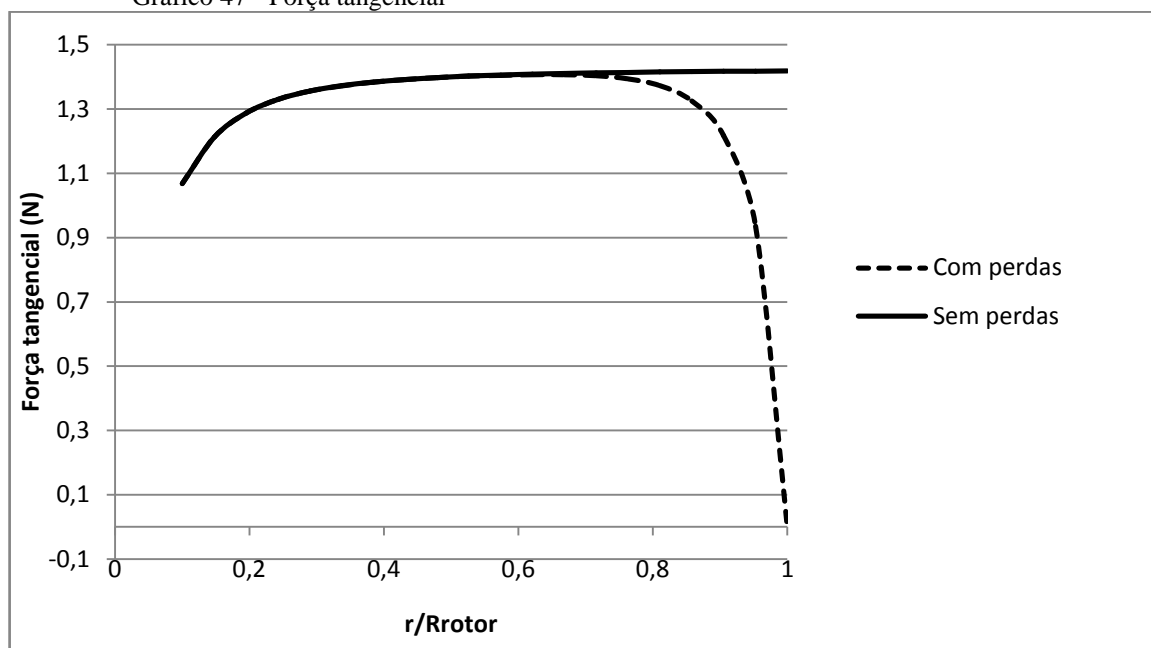
Os Gráficos 46 e 47 apresentam as componentes das forças atuantes em cada elemento da pá.

Gráfico 46 - Força Normal



Fonte: Elaborado pelo autor.

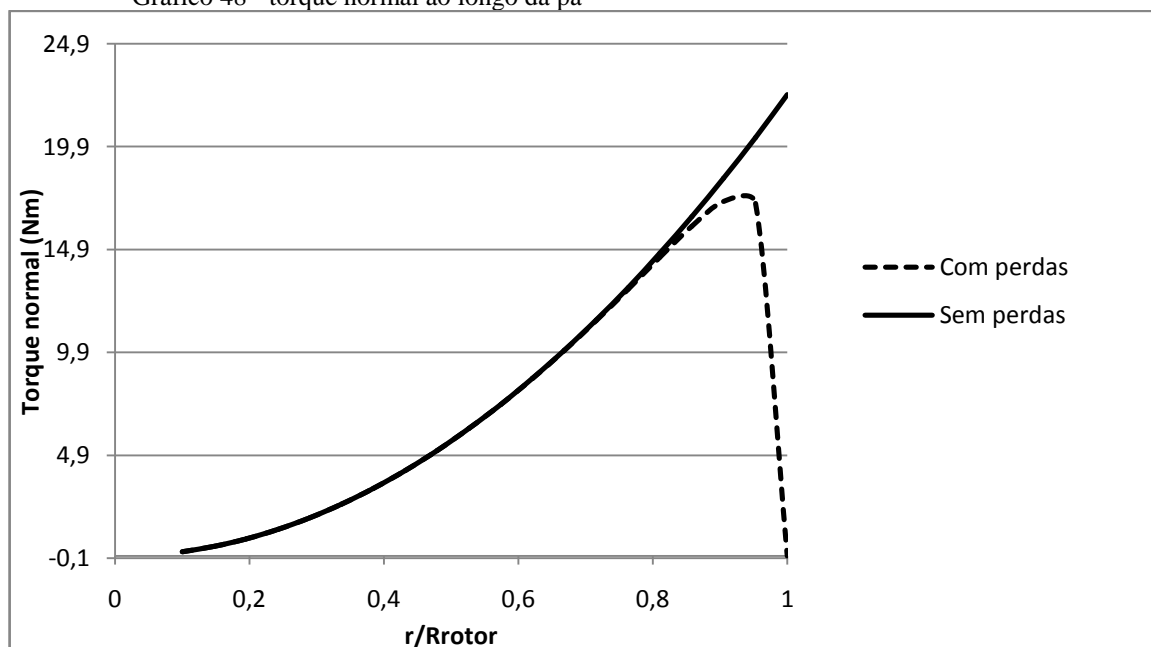
Gráfico 47 - Força tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

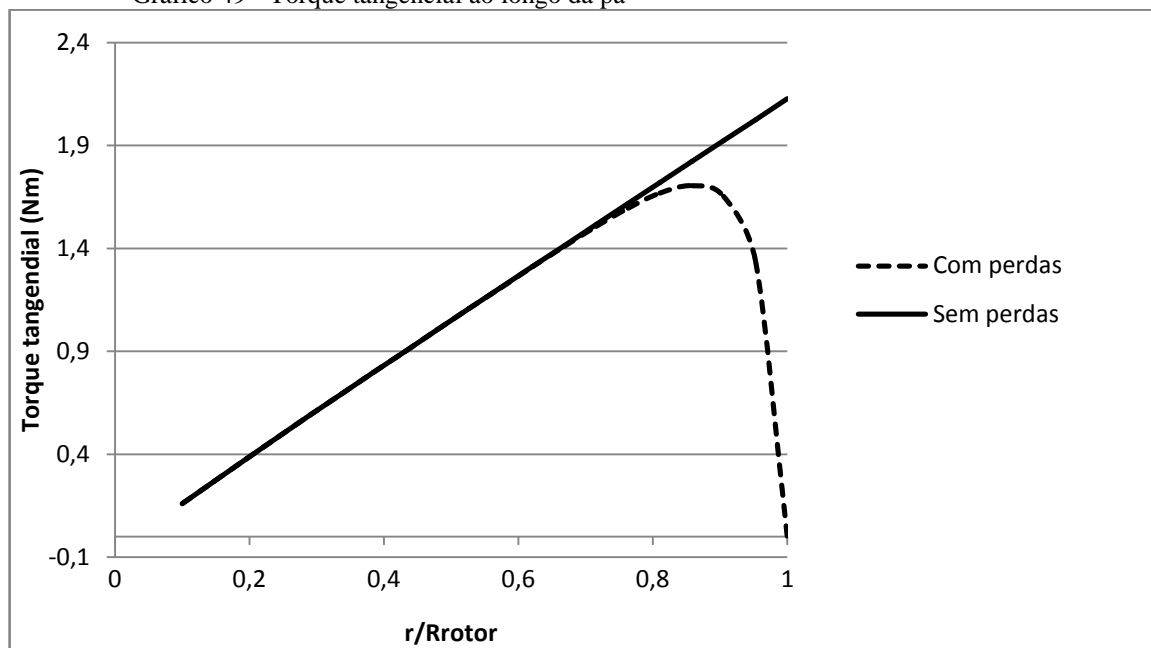
As contribuições do torque normal e do torque tangencial encontram-se representadas nos Gráficos 48 e 49.

Gráfico 48 - torque normal ao longo da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

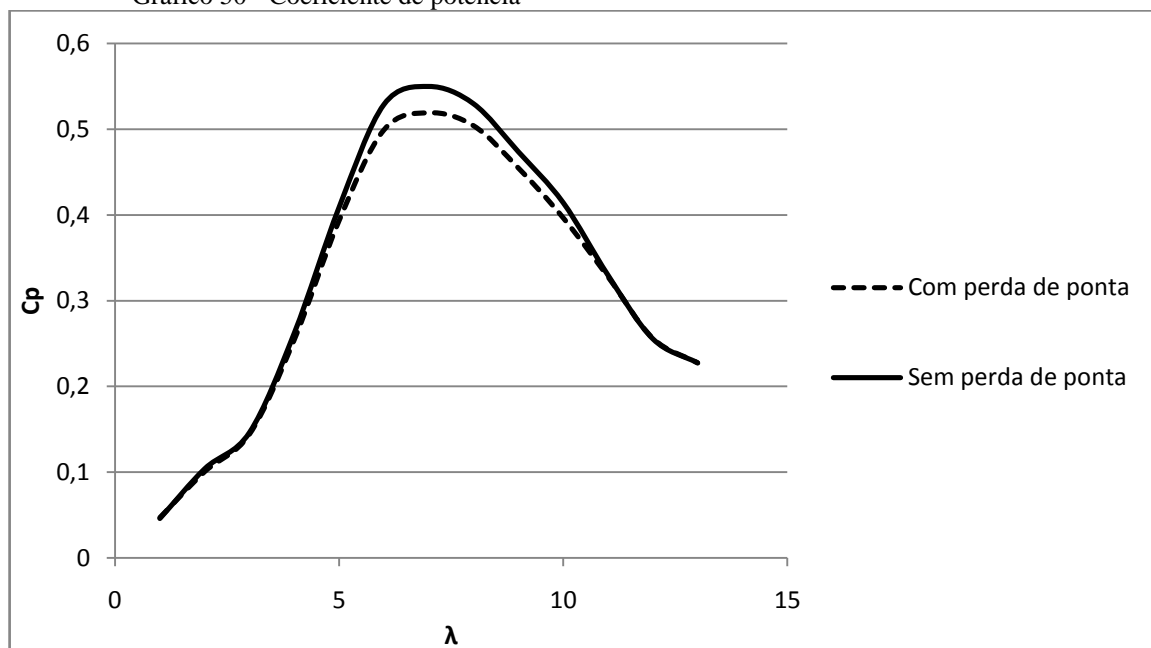
Gráfico 49 - Torque tangencial ao longo da pá



Fonte: Elaborado pelo autor.

O Gráfico 50 mostra o comportamento característico da curva de potência da turbina eólica. Como era esperado, a inclusão dos fatores de correção de perda de ponta e raiz alteram os valores obtidos, sobretudo em faixas de operação próximas as da condição de projeto ($\lambda = 5, 6, 7$ e 8).

Gráfico 50 - Coeficiente de potência



Fonte: Elaborado pelo autor.

A máxima potência mecânica produzida bem como o respectivo coeficiente de potência estão representados na Tabela 5.

Tabela 5 - Potência da turbina

Fator de correção	Coefficiente de potência - C_p	Potência (W)
Sem correções	0,550	635,390
Correção de ponta	0,512	599,919

Fonte: Elaborada pelo autor.

6.3 Comparação dos métodos

O software apresenta uma maneira alternativa para a obtenção dos dados do coeficiente de sustentação e arrasto (Estimativa dos valores de C_l e C_d), além de uma rotina de correção para os valores não convergidos, durante o procedimento iterativo, dos fatores de indução axial e tangencial (Método iterativo modificado).

As seções seguintes mostram a comparação desses novos métodos com o procedimento tradicional, e a produção de potência encontrada através da utilização de cada um.

6.3.1 Dados de C_l e C_d obtidos em túnel de vento X Estimativa dos valores de C_l e C_d

O erro relativo médio (ERM) dos dados obtidos foi calculado pela seguinte expressão:

$$ERM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \xi_i \quad (6.1)$$

Sendo ξ o erro relativo dado em porcentagem, como se segue:

$$\xi = \frac{|x - x'|}{x} 100 \quad (6.2)$$

Onde:

N é o número total de pontos avaliados;

x é o valor exato da medida;

x' é o valor encontrado.

A Tabelas 6 e 7 apresentam, respectivamente, o ERM para os valores de C_l e C_d encontrados.

Tabela 6 - ERM do coeficiente de sustentação

Domínio	ERM
$\alpha \leq 6,11$	4,59%
$6,11 < \alpha \leq 17,2$	0,54%
$\alpha > 17,2$	5,25%

Fonte: Elaborada pelo autor.

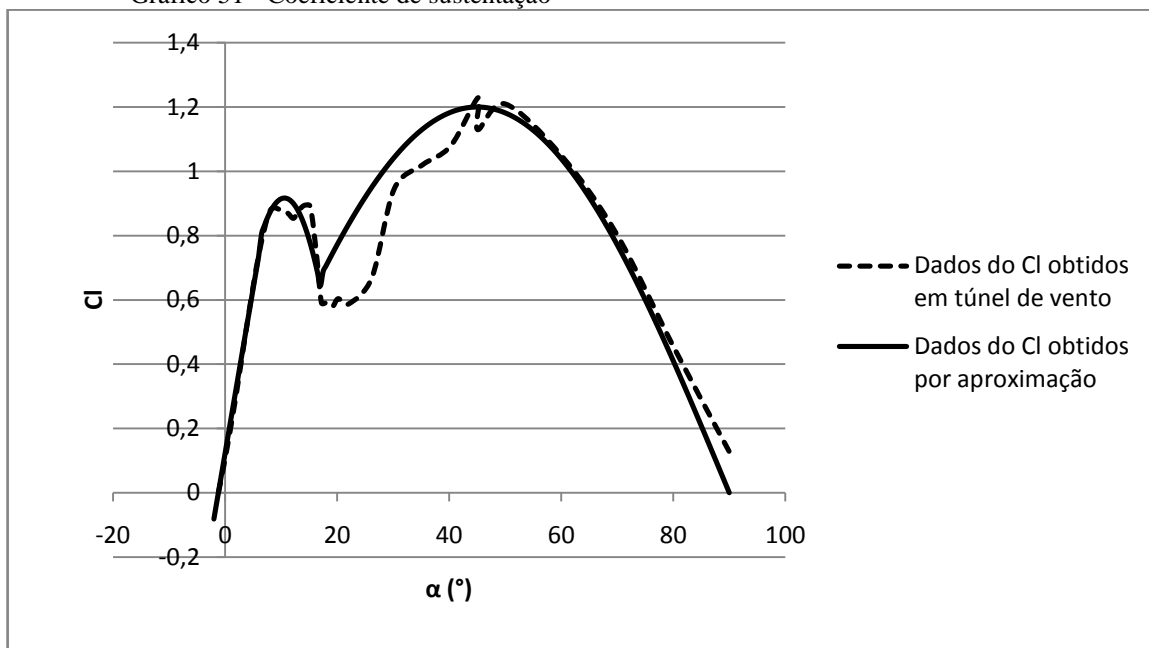
Tabela 7 - ERM do coeficiente de arrasto

Domínio	ERM
$\alpha \leq 6,11$	34,54%
$6,11 < \alpha \leq 17,2$	50,38%
$\alpha > 17,2$	19,57%

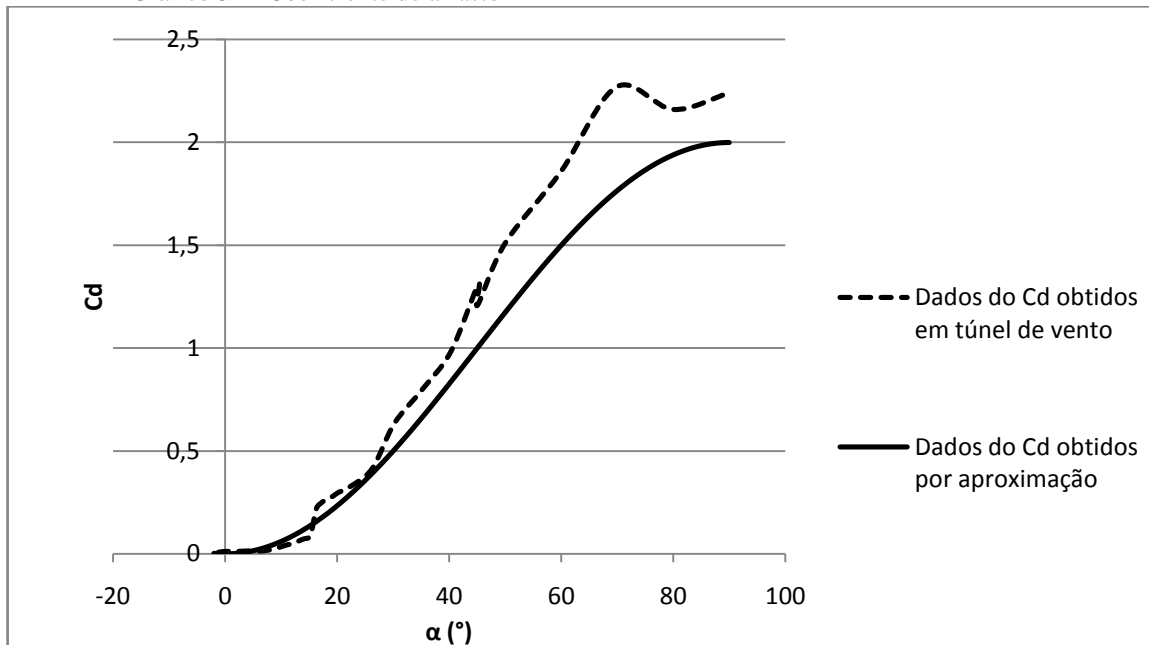
Fonte: Elaborada pelo autor.

Os Gráficos 51 e 52 apresentam a comparação dos dados de C_l e C_d obtidos entre os métodos empregados.

Gráfico 51 - Coeficiente de sustentação



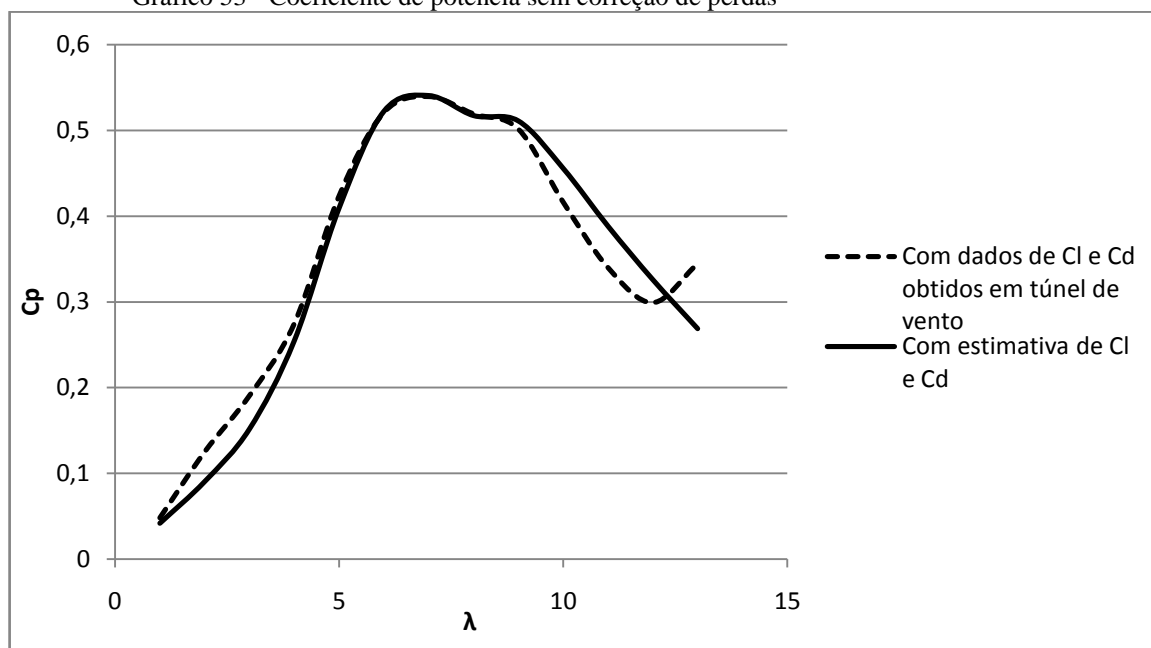
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 52 - Coeficiente de arrasto (C_d)

Fonte: Elaborado pelo autor.

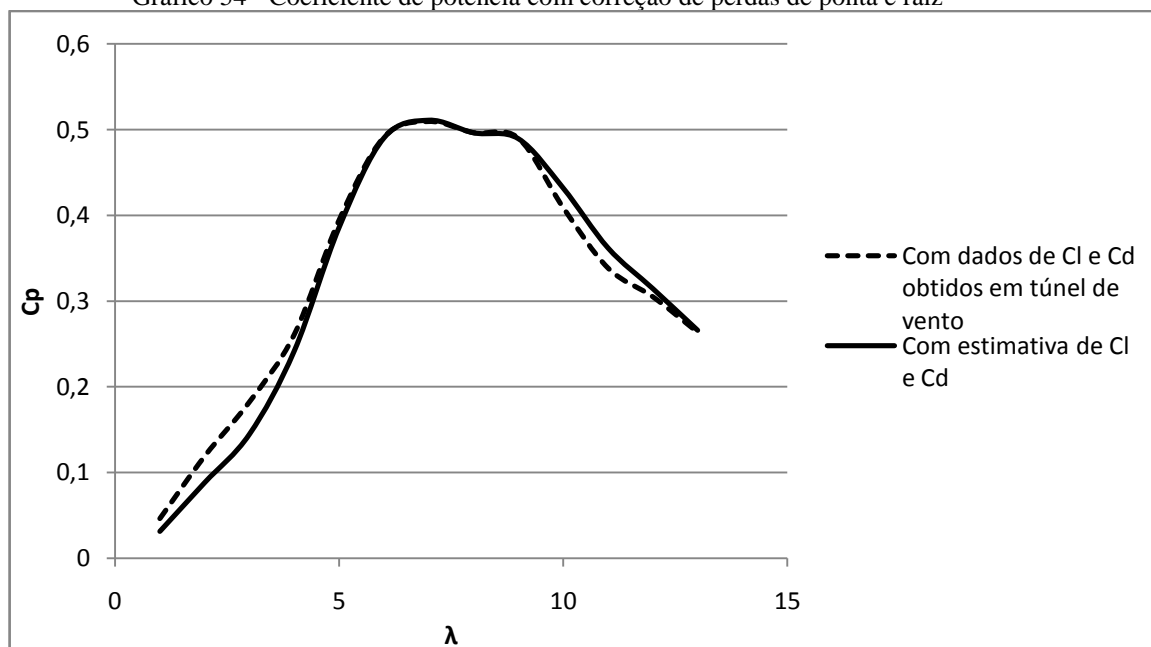
O coeficiente de potência obtido pelo método da aproximação ficou dentro do esperado. Os Gráficos 53 54 permitem uma melhor visualização dos resultados.

Gráfico 53 - Coeficiente de potência sem correção de perdas



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 54 - Coeficiente de potência com correção de perdas de ponta e raiz



Fonte: Elaborado pelo autor.

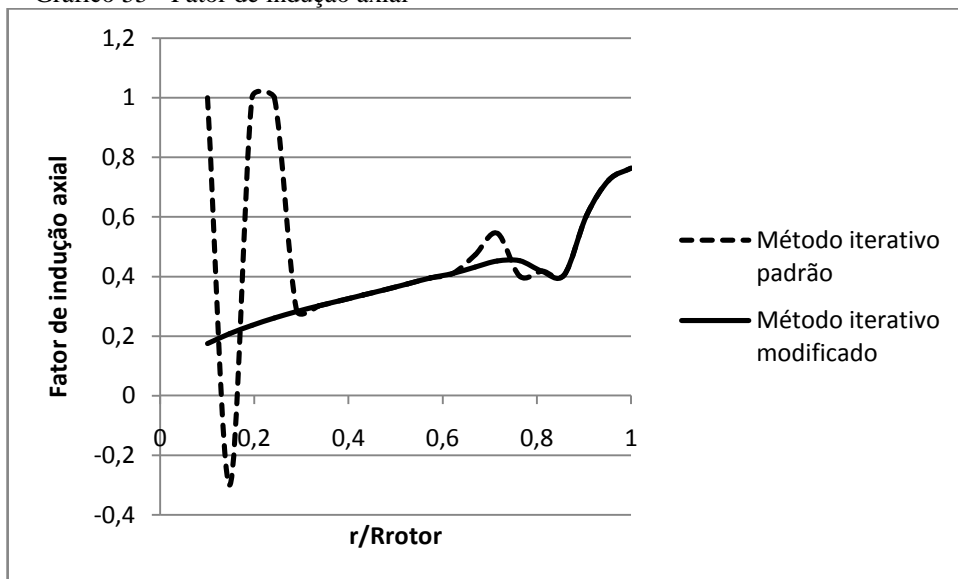
Como é possível observar, o procedimento alternativo para a obtenção dos coeficientes de sustentação e arrasto produzem resultados satisfatórios, podendo ser uma opção alternativa na falta de dados mais precisos.

6.3.2 Método iterativo padrão X Método iterativo modificado

A não convergência dos fatores de indução axial e tangencial ocorre, geralmente, em regiões inferiores a 30% do raio da pá. Para evitar a utilização de resultados que não possuem significado físico o método iterativo modificado é utilizado.

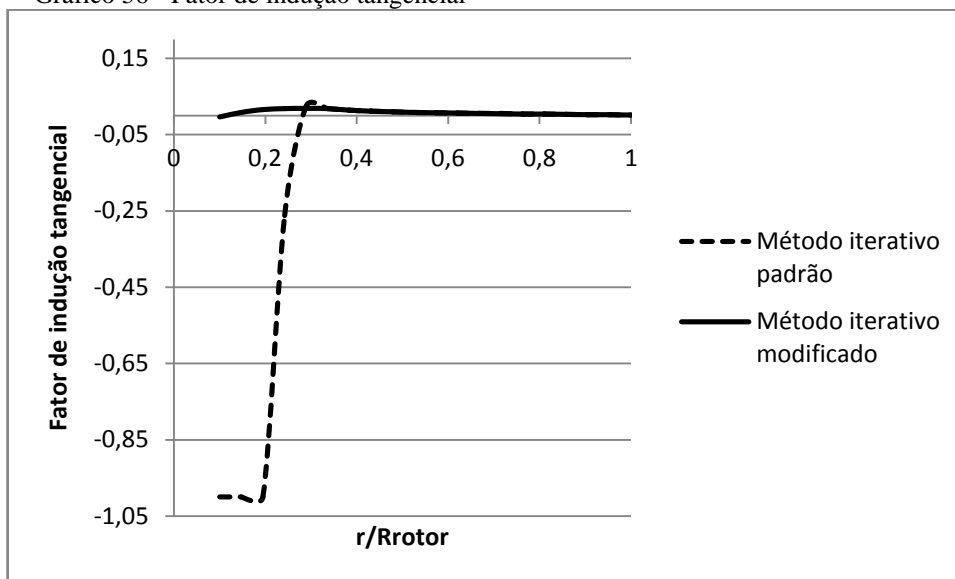
Os Gráficos 55 e 56 mostram o comportamento de a e a' ao longo da envergadura para a simulação de uma turbina que operava com $\lambda = 10$.

Gráfico 55 - Fator de indução axial



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 56 - Fator de indução tangencial



Fonte: Elaborado pelo autor.

A iteração foi realizada desconsiderando os efeitos causados devido a perda de ponta e perda de raiz. O método modificado mostrou eficiência na correção dos fatores devidos a instabilidades numéricas, contribuindo para uma melhor simulação.

7 CONCLUSÃO

Foi criado um software, SDPA, para o desenvolvimento e previsão de desempenho de pás para turbinas eólicas de eixo horizontal. A implementação foi realizada em linguagem C++, por meio do ambiente de desenvolvimento integrado C++*Builder*.

Com o software é possível obter os parâmetros geométricos para a construção da pá, como a torção e o afilamento ao longo da envergadura, de acordo com o aerofólio utilizado, além de realização de análises do ponto de vista aerodinâmico e de desempenho da turbina no tocante à velocidade de rotação, integrando, também, os efeitos de perda de ponta e raiz da pá.

Para validar os resultados, criaram-se dois projetos para uma turbina eólica tri-pá de eixo horizontal, sendo um deles fazendo uso da metodologia proposta em Burton et al. (2001) e o outro com a metodologia de Manwell et al. (2006), disponibilizadas pelo software. As pás possuíam 2,0 m de comprimento, sendo que o raio do cubo era de 0,2 m, e foram divididas em 20 seções iguais (elementos de pá). O perfil aerodinâmico adotado foi o NREL S809 e para a condição de operação ótima adotou-se $\lambda = 7$. No cálculo da estimativa das cargas e da potência produzida, assumiu-se que o funcionamento da turbinas se deu em uma região que possuía uma rajada de vento constante e igual a 6,5 m/s.

Em ambas as simulações o melhor desempenho se deu quando a turbina estava na faixa de operação com $\lambda = 7$, o que já era esperado, apresentando um coeficiente de potência 55%. A força resultante normal à pá estimada foi de aproximadamente 165 N, enquanto a força resultante tangencial apresentou módulo de 25 e 27 N. As potências encontradas foram de 625 e 635 W, sendo que essas não levam em consideração as perdas devido ao acoplamento com o gerador elétrico, o que reduziria levemente devido ao rendimento global do sistema.

As divergências nos resultados encontrados pelos dois métodos são mais significativas quando as correções de perdas passam a se incorporadas nos cálculos. Isso se deve pelo fato da metodologia de Manwell et al. (2006) possuir apenas a correção de perda de ponta, ao contrário da outra que possui, também, o fator que considera as perdas na raiz.

O método para estimar os valores dos coeficientes de sustentação e arrasto, em função do ângulo de ataque, apresentou resultados satisfatórios, com erros relativos referentes

ao C_p bem como a potência mecânica estimada inferiores a 5%, sendo, portanto, uma alternativa a ser utilizada na falta de dados obtidos em experimentos realizados em túnel de vento.

O procedimento de correção para a não convergência do fator de indução axial e do fator de indução tangencial traz resultados satisfatórios, evitando que fatores que não possuem significado físico, como $a < 0$, sejam utilizados no procedimento iterativo, aumentando assim a confiabilidade dos dados.

Em termo geral, o software é uma ferramenta que auxilia no projeto de pás para aerogeradores. As simulações realizadas apresentaram resultados dentro da faixa esperada, de acordo com Burton et al. (2001), Manwell et al. (2006) e Vitale, A. J., Rossi, (2008).

Os máximos valores obtidos pelo coeficiente de potência são consideravelmente inferiores ao limite de Betz correspondente devido às perdas por arrasto, que reduzem a eficiência em baixas velocidades do vento e baixas rotações.

A partir dos testes realizados, pode-se concluir que os resultados fornecidos pelo código computacional desenvolvido podem representar o comportamento das pás para turbinas eólicas comerciais.

A próxima fase do projeto atual deverá ser a implementação de um código computacional para a geração das curvas de sustentação e arrasto, de acordo com a geometria do perfil utilizado, através do método dos painéis, além da geração de um arquivo que forneça o desenho de cada elemento de pá (com valor de corda e torção) para impressão em tamanho real.

REFERÊNCIAS

- Burton, T., Shape, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., *Wind energy handbook*, John Wiley & Sons Ltd., 2001.
- Malhotra, P., Hyers, R.W., Manwell, J.F., McGowan J.G., *A review and design study of blade testing systems for utility-scale wind turbines*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, United States, 2012.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2009, <http://www.epe.gov.br>.
- Hau, E., *Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Springer, Second Edition, 2006.
- Kamada, Y., Maeda, T., Murata, J., *Effects of Turbulence Intensity on Dynamic Characteristics of Wind Turbine Airfoil*, Journal of Fluid Science and Technology, Japan, 2011.
- Lanzafame, R., Messina, M., *BEM theory: How to take into account the radial flow inside of a 1-D numerical code*, Renewable Energy, Italy, 2011.
- Lanzafame, R., Messina, M., *Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory*, Renewable Energy, Italy, 2007.
- Lopes, A. S., Projeto, Desenvolvimento, Montagem e Testes de uma Estrutura de Medição de Eficiência de Pequenos Aerogeradores, 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Ceará.
- Malhotra, P., Hyers, R.W., Manwell, J.F., McGowan, J.G. , *A review and design study of blade testing systems for utility-scale wind turbines*, Renewable and Sustainable Energy, USA, 2012.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G, Rogers, A. L., *Wind Energy Explained – Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons Ltd., 2006.
- Press, W. H., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T., Flannerty, B. P., *Numerical Recipes in C - The Art of Scientific Computing*, Cambridge University Press, 1997.
- Prowell, I., Elgamal, A., Uang, C., Jonkman, J., *Estimation of Seismic Load Demand for a Wind Turbine in the Time Domain*, National Renewable Energy Laboratory, European Wind Energy Conference, Warsw, Poland, 2010.

Roy, S. B., *Simulating impacts of wind farms on local hydrometeorology*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, USA, 2011.

Selig, S. M., Tangler, L. J., *Development and Application of a Multipoint Inverse Design Method for Horizontal Axis Wind Turbines*, Wind Engineering, USA, 1995.

Shokrieh, M. M., Rafiee, R., *Simulation of fatigue failure in a full composite wind turbine blade*, Composite Structures, Iran, 2005.

Shepherd, D.G., *“Historical Development of the Windmill”*. In Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering, SPERA, S.A, New York, 1994.

Tangler, J.L, Somers DM., *NREL airfoil families for HAWTs*, Proceedings of the American wind energy association wind power 95 conference, Washington, USA, 1995

Vitale, A. J., Rossi, A. P., *Software tool for horizontal-axis wind turbine simulation*, International Journal of Hydrogen Energy, Argentina, 2008a.

Vitale, A. J., Rossi, A. P., *Computational method for the design of wind turbine blades*, International Journal of Hydrogen Energy, Argentina, 2008b.

World Wind Energy Association (WWEA), 2011, *Half year report 2011*, www.wwindea.org

APÊNDICE A – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM AFILAMENTO LINEAR – METODOLOGIA BURTON ET AL. (2001)

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

$$r = R_c$$

Para $i = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$\mu_i = \frac{r_i}{R_{r_i}}$$

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

Faça

$$a_{anterior\ i} = a_i$$

Se houver correção de raiz

Calcula-se $F_{raiz\ i}$ usando a Equação (4.58)

Se houver correção de perda de ponta

Calcula-se $F_{ponta\ i}$ usando a Equação (4.56)

$$F_i = F_{raiz\ i} F_{ponta\ i}$$

Determina-se a_i pela Equação (5.18)

Enquanto $|a_{anterior\ i} - a_i| > \delta$

Calcula-se ϕ_i pela Equação (5.17)

Calcula-se c_i pela Equação (5.19)

Calcula-se α_i pela Equação (5.20)

$$\beta_i = \phi_i - \alpha_i$$

Determina-se a σ_i pela Equação (4.51)

$$r_i = r_i + h$$

Fim do laço i

**APÊNDICE B – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM ÂNGULO DE
ATAQUE CONSTANTE – METODOLOGIA BURTON ET AL. (2001)**

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

$$r = R_c$$

Para $i = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$\mu_i = \frac{r_i}{R_{r_i}}$$

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

Faça

$$a_{\text{anterior } i} = a_i$$

Se houver correção de raiz

Calcula-se $F_{\text{raiz } i}$ usando a Equação (4.58)

Se houver correção de perda de ponta

Calcula-se $F_{\text{ponta } i}$ usando a Equação (4.56)

$$F_i = F_{\text{raiz } i} F_{\text{ponta } i}$$

Determina-se α_i pela Equação (5.18)

Enquanto $|a_{\text{anterior } i} - a_i| > \delta$

Calcula-se ϕ_i pela Equação (5.17)

$$\beta_i = \phi_i - \alpha_i$$

Calcula-se c_i pela Equação (5.16)

Determina-se a σ_i pela Equação (4.51)

$$r_i = r_i + h$$

Fim do laço i

**APÊNDICE C – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM AFILAMENTO
LINEAR – METODOLOGIA MANWELL ET AL. (2006)**

$$r = R_c$$

Para $i = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$\mu_i = \frac{r_i}{R_{r_i}}$$

Calcula-se c_i pela Equação (5.24)

Determina-se a β_i pela Equação (5.25)

Determina-se a σ_i pela Equação (4.51)

$$r_i = r_i + h$$

Fim do laço i

**APÊNDICE D – ALGORITMO PARA PROJETO DE PÁ COM ÂNGULO DE
ATAQUE CONSTANTE – METODOLOGIA MANWELL ET AL. (2006)**

$$r = R_c$$

Para $i = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$\mu_i = \frac{r_i}{R_{r_i}}$$

Calcula-se λ_{r_i} pela Equação (4.32)

Calcula-se ϕ_i pela Equação (5.22)

Calcula-se c_i pela Equação (5.16)

Determina-se a σ_i pela Equação (4.51)

$$\beta_i = \phi_i - \alpha_i$$

$$r_i = r_i + h$$

Fim do laço i

**APÊNDICE E – ALGORITMO PARA O PROCEDIMENTO ITERATIVO
MODIFICADO PARA PÁS PROJETADAS COM A METODOLOGIA DE
MANWELL ET AL. (2006)**

$$r = R_c$$

$$Va[N]$$

$$Va'[N]$$

$$V\mu[N]$$

$$aux = 0$$

Para $i = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$\mu_i = \frac{r_i}{R_{r_i}}$$

$$C_{l_i} = C_{l_{\text{valor \acute{o}timo}}}$$

$$\text{contador} = 0$$

$$\text{convergencia} = \text{true}$$

$$\phi_i = \frac{2}{3} \text{atan} \left(\frac{1}{\lambda_{r_i}} \right)$$

$$a_i = \frac{1}{1 + \frac{4 \text{sen}^2(\phi_i)}{\sigma_i C_{l_i} \cos \phi_i}}$$

$$a_i' = \frac{1 - 3a_i}{4a_i - 1}$$

Faça

$$a_{\text{anterior } i} = a_i$$

$$a'_{\text{anterior } i} = a'_i$$

$$\tan \phi = \frac{1 - a_i}{(1 + a_i') \lambda_{r_i}}$$

Se houver correção de perda de ponta

Calcula F_i pela Equação (4.56)

Senão

$$F_i = 1$$

$$\alpha_i = \phi_i + \beta_i$$

Encontra C_{l_i}

Encontra C_{d_i}

Calcula C_{x_i}

Calcula C_{y_i}

$$C_{t_i} = \frac{\sigma_i(1 - a_i)^2(C_{l_i}\cos\phi_i + C_{d_i}\sin\phi_i)}{\text{sen}^2(\phi_i)}$$

Se $C_{t_i} \leq 0.96$

$$a_i = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \cdot F_i \cdot \sin^2\phi_i}{\sigma_i \cdot C_{l_i} \cos\phi_i}\right]}$$

Se $C_{t_i} > 0.96$

Determina-se a_i pela Equação (4.67)

$$a'_i = \frac{1}{\left[\frac{4 \cdot F_i \cdot \cos\phi_i}{\sigma_i \cdot C_{l_i}} - 1\right]}$$

Se contador = 30

convergencia = false

$$a_{\text{anterior } i} = a_i$$

$$a'_{\text{anterior } i} = a'_i$$

Incrementa contador

Enquanto $(|a_{\text{anterior } i} - a_i| \text{ e } |a'_{\text{anterior } i} - a'_i|) > \delta$

Se convergencia = true e $a'_i > 0$

$$Va'[aux] = a'_i$$

$$Va[aux] = a_i$$

$$V\mu[aux] = \mu_i$$

Incrementa aux

$$r_i = r_i + h$$

Fim do laço i

$$r = R_c$$

Para $j = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$\mu_j = \frac{r_j}{R_{r_j}}$$

$$C_{l_j} = C_{l_{\text{valor \acute{otimo}}}}$$

contador = 0

convergencia = true

$$\phi_j = \frac{2}{3} \text{atan}\left(\frac{1}{\lambda_{r_j}}\right)$$

$$a_j = \frac{1}{1 + \frac{4 \operatorname{sen}^2(\phi_j)}{\sigma_j C_{l_j} \cos \phi_j}}$$

$$a'_j = \frac{1 - 3a_j}{4a_j - 1}$$

Faça

$$a_{\text{anterior } j} = a_j$$

$$a'_{\text{anterior } j} = a'_j$$

$$\tan \phi = \frac{1 - a_j}{(1 + a'_j) \lambda_{r_j}}$$

Se houver correção de perda de ponta

Calcula F_j pela Equação (4.56)

Senão

$$F_j = 1$$

$$\alpha_j = \phi_j + \beta_j$$

Encontra C_{l_j}

Encontra C_{d_j}

Calcula C_{x_j}

Calcula C_{y_j}

$$C_{t_j} = \frac{\sigma_j (1 - a_j)^2 (C_{l_j} \cos \phi_j + C_{d_j} \operatorname{sen} \phi_j)}{\operatorname{sen}^2(\phi_j)}$$

Se ($C_{t_j} \leq 0.96$)

$$a_j = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \cdot F_j \cdot \operatorname{sen}^2 \phi_j}{\sigma_j \cdot C_{l_j} \cos \phi_j} \right]}$$

Se $C_{t_j} > 0.96$

Determina-se a_j pela Equação (4.67)

$$a'_j = \frac{1}{\left[\frac{4 \cdot F_j \cdot \cos \phi_j}{\sigma_j \cdot C_{l_j}} - 1 \right]}$$

Se (contador = 30)

convergencia = false

$$a_{\text{anterior } j} = a_j$$

$$a'_{\text{anterior } j} = a'_j$$

Incrementa contador

$$\text{Enquanto } \left(|a_{\text{anterior } j} - a_j| \text{ e } |a'_{\text{anterior } j} - a'_j| \right) > \delta$$

Se (convergencia = false ou $a'_j < 0$)

Interpola a_j com os vetores $V\mu[j]$ e $Va[j]$

Interpola a'_j com os vetores $V\mu[j]$ e $Va'[j]$

Se houver correção de perda de ponta

Calcula F_j pela Equação (4.56)

Senão

$$F_j = 1$$

$$\tan\phi = \frac{1 - a_j}{(1 + a'_j)\lambda_{r_j}}$$

$$\alpha_j = \phi_j + \beta_j$$

Encontra C_{l_j}

Encontra C_{d_j}

Calcula C_{x_j}

Calcula C_{y_j}

Calcula C_{p_i} pela Equação (4.65)

$$\Omega_j = U_\infty \frac{\lambda}{R_{R_{r_j}}}$$

Calcula W_i pela Equação (4.35)

$$V_n = U_\infty (1 - a_j)$$

$$V_t = \Omega_j r_j (1 + a'_j)$$

$$dF_{n_j} = \rho U_\infty^2 a_j (1 - a_j) 4\pi r_j F_i h$$

$$dF_{t_j} = \rho U_\infty (1 - a_j) \Omega_j r_j a'_j 4\pi r_j F_i h$$

$$dT_{n_j} = dF_{n_j} r_j$$

$$dT_{t_j} = dF_{t_j} r_j$$

$$r_j = r_j + h$$

Fim do laço j

**APÊNDICE F – ALGORITMO PARA O PROCEDIMENTO ITERATIVO
MODIFICADO PARA PÁS PROJETADAS COM A METODOLOGIA DE BURTON
ET AL. (2001)**

$$r = R_c$$

$$Va[N]$$

$$Va'[N]$$

$$V\mu[N]$$

$$aux = 0$$

Para $i = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

$$contador = 0$$

$$a'_i = 0$$

$$\mu_i = \frac{r_i}{R_{r_i}}$$

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

$$\phi_i = 0$$

convergencia = true

Faça

$$a_{anterior\ i} = a_i$$

$$a'_{anterior\ i} = a'_i$$

$$\phi_{anterior\ i} = \phi_i$$

Se houver correção de raiz

Calcula-se $F_{raiz\ i}$ usando a Equação (4.58)

Se houver correção de perda de ponta

Calcula-se $F_{ponta\ i}$ usando a Equação (4.56)

$$F_i = F_{raiz\ i} F_{ponta\ i}$$

$$\alpha_i = \phi_i + \beta_i$$

Encontra C_{l_i}

Encontra C_{d_i}

Calcula C_{x_i}

Calcula C_{y_i}

$$C_{t_i} = \frac{\sigma_i(1 - a_i)^2(C_{l_i} \cos \phi_i + C_{d_i} \sin \phi_i)}{\sin^2(\phi_i)}$$

Se $C_{t_i} \leq 0.96$

$$a_i = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \cdot F_i \cdot \sin^2 \phi_i}{\sigma_i \cdot C_{l_i} \cos \phi_i}\right]}$$

Senão

$$a_i = \frac{1}{F_i} \left(0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_{t_i})} \right)$$

$$a'_i = \frac{1}{\left[\frac{4 \cdot F_i \cdot \cos \phi_i}{\sigma_i \cdot C_{l_i}} - 1\right]}$$

Se contador = 30

convergencia = false

$$a_{\text{anterior } i} = a_i$$

$$a'_{\text{anterior } i} = a'_i$$

Incrementa contador

Enquanto $(|a_{\text{anterior } i} - a_i| \text{ e } |a'_{\text{anterior } i} - a'_i|) > \delta$

Se (convergencia = true e $a'_i > 0$)

$$Va'[aux] = a'_i$$

$$Va[aux] = a_i$$

$$V\mu[aux] = \mu_i$$

Incrementa aux

$$r_i = r_i + h$$

Fim do laço i

$$r = R_c$$

Para $j = 0, 1, 2, 3 \dots (N - 1)$

contador = 0

$$a'_j = 0$$

$$\mu_j = \frac{r_j}{R_{r_j}}$$

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

convergencia = true

Faça

$$a_{\text{anterior } j} = a_j$$

$$a'_{\text{anterior } j} = a'_j$$

Se houver correção de raiz

Calcula-se $F_{\text{raiz } j}$ usando a Equação (4.58)

Se houver correção de perda de ponta

Calcula-se $F_{\text{ponta } j}$ usando a Equação (4.56)

$$F_j = F_{\text{raiz } j} F_{\text{ponta } j}$$

$$\alpha_j = \phi_j + \beta_j$$

Encontra C_{l_j}

Encontra C_{d_j}

Calcula C_{x_j}

Calcula C_{y_j}

$$C_{t_j} = \frac{\sigma_j (1 - a_j)^2 (C_{l_j} \cos \phi_j + C_{d_j} \sin \phi_j)}{\sin^2(\phi_j)}$$

Se ($C_{t_j} \leq 0.96$)

$$a_j = \frac{1}{\left[1 + \frac{4 \cdot F_j \cdot \sin^2 \phi_j}{\sigma_j \cdot C_{l_j} \cos \phi_j} \right]}$$

Senão

$$a_j = \frac{1}{F_j} \left(0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427 (0.889 - C_{t_j})} \right)$$

$$a'_j = \frac{1}{\left[\frac{4 \cdot F_j \cdot \cos \phi_j}{\sigma_j \cdot C_{l_j}} - 1 \right]}$$

Se ($\text{contador} = 30$)

$\text{convergencia} = \text{false}$

$$a_{\text{anterior } j} = a_j$$

$$a'_{\text{anterior } j} = a'_j$$

Incrementa contador

Enquanto ($|a_{\text{anterior } j} - a_j|$ e $|a'_{\text{anterior } j} - a'_j|$) $> \delta$

Se ($\text{convergencia} = \text{false}$ ou $a'_j < 0$)

Interpola a_j com os vetores $V\mu[aux]$ e $Va[aux]$

Interpola a'_j com os vetores $V\mu[aux]$ e $Va'[aux]$

Se houver correção de raiz

Calcula-se F_{raiz_j} usando a Equação (4.58)

Se houver correção de perda de ponta

Calcula-se F_{ponta_j} usando a Equação (4.56)

$$F_j = F_{raiz_j} F_{ponta_j}$$

$$\tan\phi = \frac{1 - a_j}{(1 + a'_j)\lambda_{r_j}}$$

$$\alpha_j = \phi_j + \beta_j$$

Encontra C_{l_j}

Encontra C_{d_j}

Calcula C_{x_j}

Calcula C_{y_j}

Se $F(j < 0.85)$

Calcula-se a_j pela Equação (4.63)

Calcula-se a'_j pela Equação (4.64)

$$\Omega_j = U_\infty \frac{\lambda}{R_{Rr_j}}$$

Calcula W_i pela Equação (4.35)

$$V_n = U_\infty (1 - a_j)$$

$$V_t = \Omega_j r_j (1 + a'_j)$$

$$C_{p_i} = \lambda^2 \int_0^{R_r} \mu_j^2 \left[8a'_j (1 - a_j) \mu_j - \frac{W_i B}{U_\infty} \frac{C_i}{R_r} C_{d_j} (1 + a'_j) \right] d\mu_j$$

$$dF_{n_j} = \rho U_\infty^2 a_j (1 - a_j) 4\pi r_j F_i h$$

$$dF_{t_j} = \rho U_\infty (1 - a_j) \Omega_j r_j a'_j 4\pi r_j F_i h$$

$$dT_{n_j} = dF_{n_j} r_j$$

$$dT_{t_j} = dF_{t_j} r_j$$

$$r_j = r_j + h$$

Fim do laço j