



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS
Faculdade de Engenharia – FENG
Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica – DEMM



Engenharia Mecânica

Trabalho de Conclusão de Curso

PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL

Guilherme München Wenzel

Porto Alegre, Novembro de 2007.

Guilherme München Wenzel

Trabalho de Conclusão de Curso



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS
Faculdade de Engenharia – FENG
Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica – DEMM



“PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL”

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito à obtenção do
título de Engenheiro Mecânico na Faculdade
de Engenharia da Pontifícia Universidade
Católica do Rio grande do Sul.

AUTOR

WENZEL, G. M. – Aluno do curso de Engenharia Mecânica da PUCRS, Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica, Porto Alegre, RS.

ORIENTADOR

ALÉ, J. A. V. – Professor Orientador, Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica, Porto Alegre, RS.

Porto Alegre
2007

Guilherme München Wenzel

**“PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE TURBINAS
EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL”**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito à obtenção do título de Engenheiro Mecânico na Faculdade de Engenharia da Pontifícia Universidade Católica do Rio grande do Sul. Trabalho realizado no Centro de Energia Eólica (CE-EÓLICA), sob a orientação do Prof. Dr. Jorge Antonio Villar Alé.

Aprovado em 04 de Dezembro de 2007

Prof. Dr. Jorge Antônio Villar Alé - PUCRS

Prof. Dr. Carlos Alexandre dos Santos - PUCRS

Prof. Me. Edir dos Santos Alves - PUCRS

Dedico este trabalho

*Aos meus pais, pelo apoio e
suporte durante o curso de Engenharia
Mecânica.*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Jorge Antonio Villar Alé pela orientação neste trabalho e pela oportunidade de fazer parte da equipe de trabalho do CE-EÓLICA – Centro de Energia Eólica da Faculdade de Engenharia da PUCRS.

A toda equipe do CE-EÓLICA, principalmente ao Técnico do Centro, Gabriel Simioni, pelo apoio nos testes realizados.

Novamente aos meus pais, aos familiares e amigos pelo incentivo ao longo do curso.

*“Procure ser um homem de valor, em vez
de procurar ser um homem de sucesso.”*

Albert Einstein

RESUMO

Turbinas Eólicas são máquinas que retiram energia do vento por efeitos aerodinâmicos atuando nos perfis de suas pás. São classificadas em turbinas de eixo vertical ou horizontal e geram energia através de um gerador elétrico conectado ao seu eixo.

Para projetar o rotor eólico são utilizados perfis aerodinâmicos com seus coeficientes de sustentação e arrasto que variam de acordo com o ângulo de ataque. Estes perfis possuem diferentes dimensões e angulações ao longo das pás, a fim de proporcionar o melhor efeito aerodinâmico e uma melhor eficiência.

Neste trabalho é apresentada uma metodologia simplificada para dimensionar pás de turbinas eólicas de eixo horizontal a partir da seleção de um perfil aerodinâmico com suas propriedades conhecidas. Uma aplicação deste método é demonstrada para uma turbina eólica de pequeno porte.

Com as dimensões e angulação das pás conhecidas, podem ser determinadas as forças atuantes bem como o torque e a potência do rotor eólico. Para tanto, este trabalho apresenta uma metodologia chamada de método iterativo que se baseia nas teorias de elemento de pá e da quantidade de movimento. Este método considera um número finito de elementos de pá, que somados, resultam na potência nominal do rotor. O refinamento dos cálculos se utiliza um fator de correção devido a perdas pelas pontas das pás.

A partir do modelo de pá gerado no método simplificado são calculadas iterativamente as forças que atuam em cada elemento de pá, demonstrando suas contribuições nas características de torque e potência do rotor eólico.

Para complementar o trabalho, é demonstrada uma aplicação de testes de turbinas eólicas em túnel de vento, tendo como resultado principal a curva característica da máquina. Esta curva quantifica a potência gerada pela turbina em relação à velocidade do vento.

Palavras-chave: Turbina eólica, projeto de pás, curva de potência.

ABSTRACT

Wind turbines are machines that remove energy from wind by aerodynamic effects in the profiles of the blades. They are classified in vertical or horizontal axis wind turbines and generate energy through an electric generator connected to its axis.

To project the wind rotor, airfoils with lift and drag coefficients that vary with the attack angle are used. These profiles possess different dimensions and twists along the blades, in order to provide to the best aerodynamic effect and better efficiency.

In this study, a simplified methodology is presented to dimension the blades of horizontal axis wind turbines from the election of an aerofoil with its known properties. An application of this method is demonstrated for a small wind turbine.

With the dimensions and twists of the blades, the operating forces as well as the torque and the power of the wind rotor can be determined. For in such a way, this work presents a methodology called iterative method that is based on the theories of blade element and the amount of movement. This method considers a finite number of blade elements, which result in the nominal power of the rotor. The calculations still uses a correction factor due for the tip losses.

From the blade model generated in the simplified method, the forces that act in each blade element are calculated iteratively, demonstrating its contributions in the torque and power characteristics of the wind rotor.

To complement this study, an application of wind turbine test in wind tunnel is demonstrated. The main result characteristic is the power curve of the machine. This curve quantifies the generated power of the wind turbine in relation to the wind speed.

Key-words: Wind turbine, blade design, power curve.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Fluxograma do trabalho	14
Figura 2 - Turbinas eólicas de eixo vertical (a) e horizontal (b)	15
Figura 3 - Componentes de uma TEEH	16
Figura 4 - Sistemas de controle de TEEH	17
Figura 5 - Forças aerodinâmicas agindo em um perfil exposto a uma corrente de ar	18
Figura 6 - Velocidades de fluxo e forças aerodinâmicas agindo na pá do rotor	19
Figura 7 - Detalhes do elemento de pá	21
Figura 8 - Coeficiente de potência versus razão de velocidades antes e após turbina	29
Figura 9 - Coeficiente de potência ideal em função da relação de velocidade de ponta	31
Figura 10 - Coeficiente de potência função da relação de velocidade de ponta para diferentes C_D/C_L	32
Figura 11 - Efeito do número de pás no coeficiente de potência função da relação de velocidade de ponta para $C_D/C_L=0,01$	33
Figura 12 - Perfil aerodinâmico selecionado	40
Figura 13 - Curvas de C_L e C_D em função do ângulo de ataque	41
Figura 14 - Curva polar	41
Figura 15 - Relação entre C_D e C_L em função do ângulo de ataque	42
Figura 16 - Detalhe dos elementos de pá	44
Figura 17 - Ângulo de passo em função do raio	45
Figura 18 - Corda em função do raio	45
Figura 19 - Rotor eólico	46
Figura 20 - Comparação de ângulo de fluxo	47
Figura 21 - Comparação de ângulo de ataque	48
Figura 22 - Comparação da relação C_D/C_L	48
Figura 23 - Coeficiente de força normal	49
Figura 24 - Coeficiente de força tangencial	50
Figura 25 - Velocidades axial e tangencial com (b) e sem (a) perdas pelas pontas	50
Figura 26 - Velocidade relativa	51
Figura 27 - Forças aerodinâmicas resultantes	52
Figura 28 - Forças normal e tangencial sem perdas	52
Figura 29 - Forças normal e tangencial com correção de perdas	53
Figura 30 - Torque nos elementos de pá	54
Figura 31 - Potência nos elementos de pá	54
Figura 32 - Comparação de potência (a) e coeficiente de potência (b)	56
Figura 33 - Estrutura de testes	58
Figura 34 - Turbina ENERSUD Gerar 164	59
Figura 35 - Montagem da turbina para teste	60
Figura 36 - Dados de velocidade e potência coletados durante o teste	61
Figura 37 - Dados de velocidade e potência corrigidos	62
Figura 38 - Curvas de potência e C_P	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de pás	37
Tabela 2 - Características da turbina	40
Tabela 3 - Perfil aerodinâmico	42
Tabela 4 - Coeficientes de potência e potência	43
Tabela 5 - Parâmetros calculados da turbina	43
Tabela 6 - Elementos de pá	44
Tabela 7 - Resultados método iterativo	55
Tabela 8 - Características técnicas da turbina	59
Tabela 9 - Parâmetros medidos para corrigir a curva de potência	61

NOMENCLATURA

W	Velocidade relativa	m/s
U_{axial}	Velocidade no sentido axial	m/s
U_{tan}	Velocidade tangencial	m/s
V_0, V_∞	Velocidade do vento	m/s
u_a	Velocidade axial induzida	m/s
V_T	Velocidade angular	m/s
u_T	Velocidade tangencial induzida	m/s
a	Fator de interferência axial	-
a'	Fator de interferência tangencial	-
Ω	Rotação angular	rad/s
r	Raio local	rad
ϕ	Ângulo de fluxo	rad
ω	Velocidade angular	rad/s
dF_T	Força tangencial no elemento de pá	N
dF_N	Força normal no elemento de pá	N
B	Número de pás	-
C_N	Coefficiente de força normal	-
C_T	Coefficiente de força tangencial	-
ρ	Massa específica	kg/m ³
c	Corda	m
dr	Distância entre os elementos de pá	m
C_L	Coefficiente de sustentação	-
C_D	Coefficiente de arrasto	-
$d\dot{m}$	Fluxo mássico	kg/s
u_1	Velocidade distante atrás do rotor	m/s
u	Velocidade axial	m/s
λ	Relação de velocidades de ponta	-
λ_r	Relação de velocidades local	-

R	Raio da turbina	m
α	Ângulo de ataque	rad
β	Ângulo de passo	rad
σ	Solidez	-
F	Fator de correção de Prandtl	-
Γ	Circulação de uma pá com raio R	rad/s
Γ_{∞}	Circulação de um rotor com número infinito de pás	rad/s
f	Relação do fator de correção	-
ε	Correção do ângulo de fluxo	rad
dT	Torque do elemento de pá	Nm
dP	Potência do elemento de pá	W
C_P	Coefficiente de potência	-
v_1	Velocidade antes da turbina	m/s
v_2	Velocidade após a turbina	m/s
C_{Pideal}	Coefficiente de potência ideal	-
$C_{Parrasto}$	Coefficiente de potência de arrasto	-
η_B	Fator de redução da potência por perdas nas pontas com número finito de pás	-
C_{Pmax}	Coefficiente de potência máximo	-
A	Área varrida	m ²
$P_{sistema}$	Potência do sistema	W
η_{global}	Rendimento global	-
n	Rotação	rpm
P_{atm}	Pressão atmosférica	Pa
R_{ar}	Constante do ar	J/kgK
T_{media}	Temperatura média	K

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
2. TURBINAS EÓLICAS.....	15
3. ASPECTOS DE CONVERSÃO DE ENERGIA E AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS	18
3.1 VELOCIDADE RELATIVA NOS ELEMENTOS DE PÁ	19
3.2 FORÇAS AXIAL E TANGENCIAL NA TEORIA DE ELEMENTO DE PÁ	21
3.3 FORÇAS AXIAL E TANGENCIAL NA TEORIA DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO	22
3.4 ÂNGULO DE FLUXO, RELAÇÃO DE VELOCIDADE DE PONTA E SOLIDEZ.....	23
3.5 RELAÇÃO ENTRE FORÇAS E TORQUE DE AMBAS AS TEORIAS.....	24
3.6 EFEITO DE PERDAS NAS PONTAS	24
3.6.1 Fator de Correção de Prandtl.....	25
4. ASPECTOS GERAIS DO PROJETO DE TURBINAS EÓLICAS.....	27
4.1 TORQUE E POTÊNCIA DE UMA TURBINA	27
4.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE TORQUE E POTÊNCIA.....	27
4.3 ASPECTOS DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA	28
4.3.1 Coeficiente de Betz.....	28
4.4 EFEITO DE ESTEIRA DA ROTAÇÃO NO COEFICIENTE DE POTÊNCIA MÁXIMO.....	30
4.5 EFEITO DA RELAÇÃO C_D/C_L	31
4.6 EFEITO DO NÚMERO DE PÁS NO C_{Pmax}	32
4.7 EXPRESSÃO DE C_p INCLUINDO TODOS OS EFEITOS	33
5. PROCEDIMENTO ITERATIVO PARA O CÁLCULO DE PÁS DE TEEH.....	35
6. DESENHO SIMPLIFICADO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS.....	36
6.1 POTÊNCIA A SER EXTRAÍDA PELA TURBINA	36
6.2 RELAÇÃO DE VELOCIDADE DE PONTA DE PROJETO	36
6.3 NÚMERO DE PÁS	37
6.4 COEFICIENTE DE SUSTENTAÇÃO DE PROJETO E ÂNGULO DE ATAQUE.....	37
6.5 COEFICIENTE DE POTÊNCIA DA TURBINA.....	38
6.6 RAIOS DA TURBINA.....	38
6.7 DETERMINAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PÁ.....	38

7. APLICAÇÃO USANDO O MÉTODO SIMPLIFICADO DE DESENHO DE PÁS DE TEEH	40
7.1 PARÂMETROS DE PROJETO.....	40
7.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS CALCULADAS PARA A TEEH.....	42
7.3 GERAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PÁ.....	43
7.4 ROTOR EÓLICO	46
8. APLICAÇÃO USANDO O MÉTODO ITERATIVO.....	47
8.1 ÂNGULO DE FLUXO.....	47
8.2 ÂNGULO DE ATAQUE, C_D E C_L	48
8.3 COEFICIENTES NORMAIS E TANGENCIAIS	49
8.4 VELOCIDADE RELATIVA	50
8.5 FORÇAS NORMAL E TANGENCIAL	51
8.6 TORQUE E POTÊNCIA.....	53
9. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS: MÉTODOS SIMPLIFICADO E ITERATIVO..	56
10. TESTE DE PERFORMANCE DE TURBINA EÓLICA DE PEQUENO PORTE EM TÚNEL DE VENTO	57
10.1 ESTRUTURA DE TESTES	57
10.2 APLICAÇÃO	58
11. CONCLUSÕES.....	64
REFERÊNCIAS	65
APÊNDICE A – Parâmetros de Cálculo do Método Iterativo Sem Perdas pelas Pontas.....	66
APÊNDICE B – Parâmetros de Cálculo do Método Iterativo Com Correção de Perdas pelas Pontas	69
APÊNDICE C – Sensores e Equipamentos para Teste de Turbinas Eólicas em Laboratório..	72

1. INTRODUÇÃO

Numa primeira parte, o presente trabalho apresenta metodologias para o projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH), baseadas na *Teoria de Elemento de Pá* e na *Teoria da Quantidade de Movimento*. Estas teorias são apresentadas de forma sucinta, tendo como aplicação um método de projeto de pás denominado *Método Simplificado* e outro método para cálculo das forças que atuam em um rotor eólico denominado *Método Iterativo*.

O método iterativo de projeto de pás é o principal utilizado para o projeto de pás de turbinas eólicas, pois apresenta bons resultados de performance.

Como aplicação, este trabalho apresenta um exemplo de projeto de pá pelo método simplificado, e, a partir dele, a verificação dos resultados utilizando-se o método iterativo.

Já em uma segunda parte, é apresentada uma metodologia para testes de rotores eólicos de eixo horizontal em túnel de vento. Este método mostra resultado de performance com curva de potência em função da velocidade do vento.

A Fig. 1 mostra a estrutura deste trabalho.

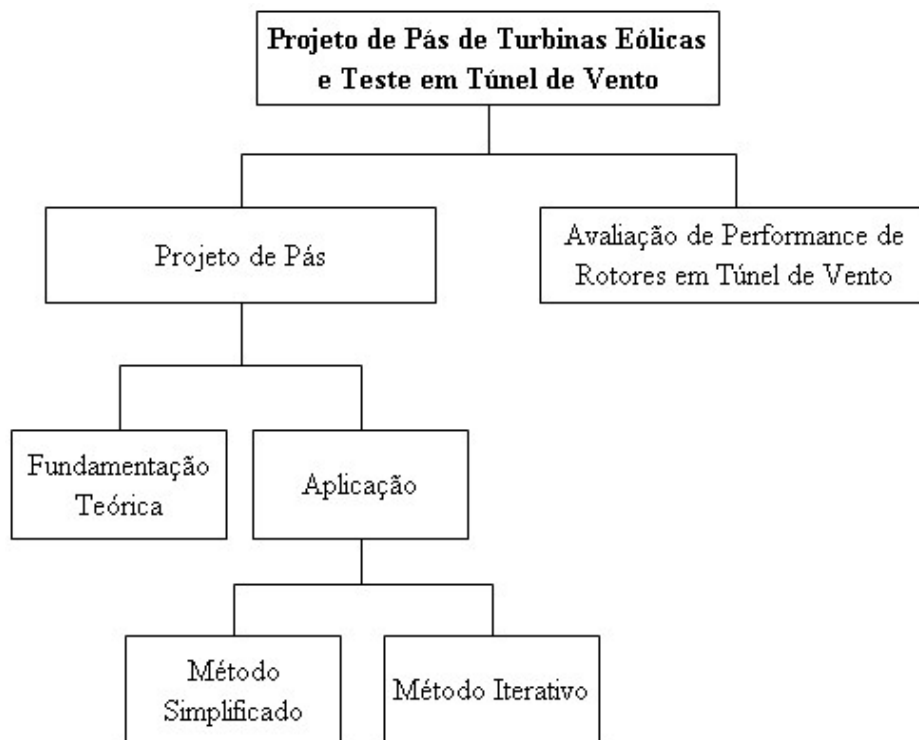


Figura 1 - Fluxograma do trabalho

2. TURBINAS EÓLICAS

Turbinas Eólicas, ou *Aerogeradores*, são máquinas que retiram a energia cinética do vento e transformam em energia mecânica. Normalmente estas máquinas são utilizadas para a geração de energia elétrica através de acoplamento com geradores, mas também, turbinas eólicas podem ser utilizadas em sistemas de bombeamento ou outros sistemas mecânicos.

As turbinas eólicas são classificadas quanto à sua forma construtiva:

- Turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH), e
- Turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV).

e quanto à sua potência nominal:

- Pequeno Porte (até 50kW de potência),
- Médio Porte (potência de 50 a 1000kW), e
- Grande Porte (acima de 1MW de potência).



(a)



(b)

Figura 2 - Turbinas eólicas de eixo vertical (a) e horizontal (b)

As TEEH são as mais difundidas no mercado, e têm como característica principal a necessidade de um sistema de controle para posicionar o rotor na direção predominante de vento.

Os aerogeradores possuem três componentes básicos, o rotor com as pás, a gôndola (nacele) e a torre. Na gôndola ficam os principais componentes tais como o gerador elétrico, caixa multiplicadora de velocidades, eixos, mancais, sistema de freios sistema de controle e mecanismos de giro da turbina.

O rotor apresenta geralmente, um conjunto de três pás, podendo ter controle passivo ou ativo das mesmas para operar numa determinada rotação. Na maioria das máquinas o eixo que transmite o torque das pás apresenta uma velocidade de rotação baixa sendo necessário aumentar a rotação utilizando um multiplicador de velocidades de engrenagens. Após o multiplicador é conectado ao gerador elétrico que transforma a energia mecânica em elétrica. O gerador elétrico pode ser assíncrono (indução) apropriado para trabalhar com rotação constante ou gerador síncrono utilizado em sistemas com rotação variável.

Existem também turbinas eólicas de grande porte que utilizam geradores síncronos de imãs permanentes que operam com baixa rotação dispensando a caixa multiplicadora.

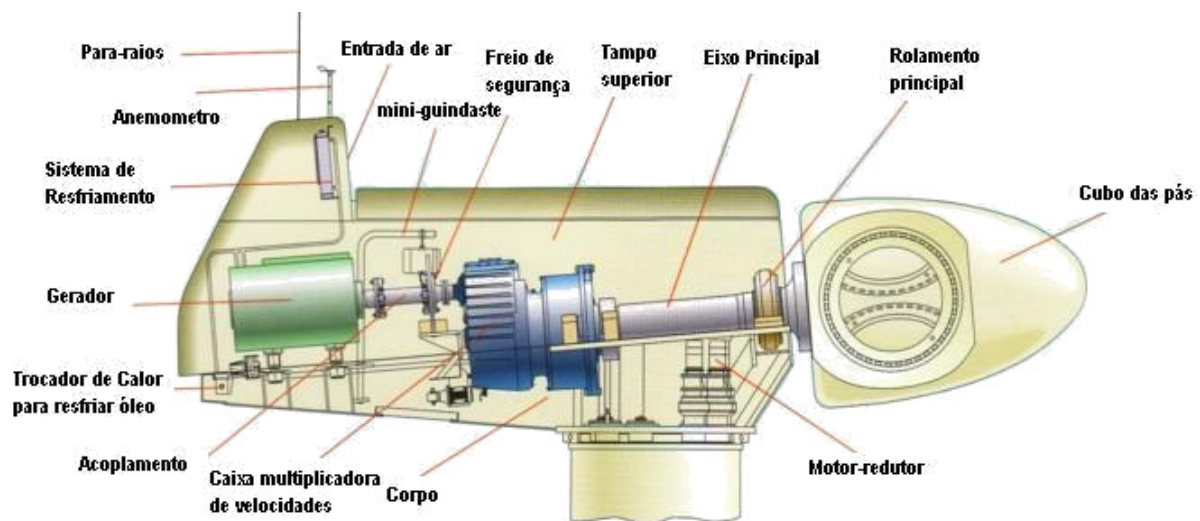


Figura 3 - Componentes de uma TEEH

As turbinas apresentam um sofisticado sistema de controle que permite otimizar os ganhos de energia posicionando o rotor num plano perpendicular a velocidade do vento. A máquina possui sistemas para realizar operações de segurança freando a máquina para velocidades muito altas (acima de 25 m/s). As pás podem ser fixas ou podem mudar o ângulo de passo.

As turbinas eólicas apresentam diferentes tipos de controle para frenagem em velocidades de vento elevadas - são os controles por *Stall* ou *Pitch*. No controle por *stall*, em altas velocidades de vento, há um desprendimento do fluxo de vento no perfil aerodinâmico, *Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal*

gerando vórtices e assim aumentando o arrasto e diminuindo a velocidade angular ou rotação. Já no controle por pitch, existe um sistema que gira as pás posicionando-as perpendicularmente ao vento, diminuindo a sustentação aerodinâmica e, conseqüentemente, a rotação do rotor.

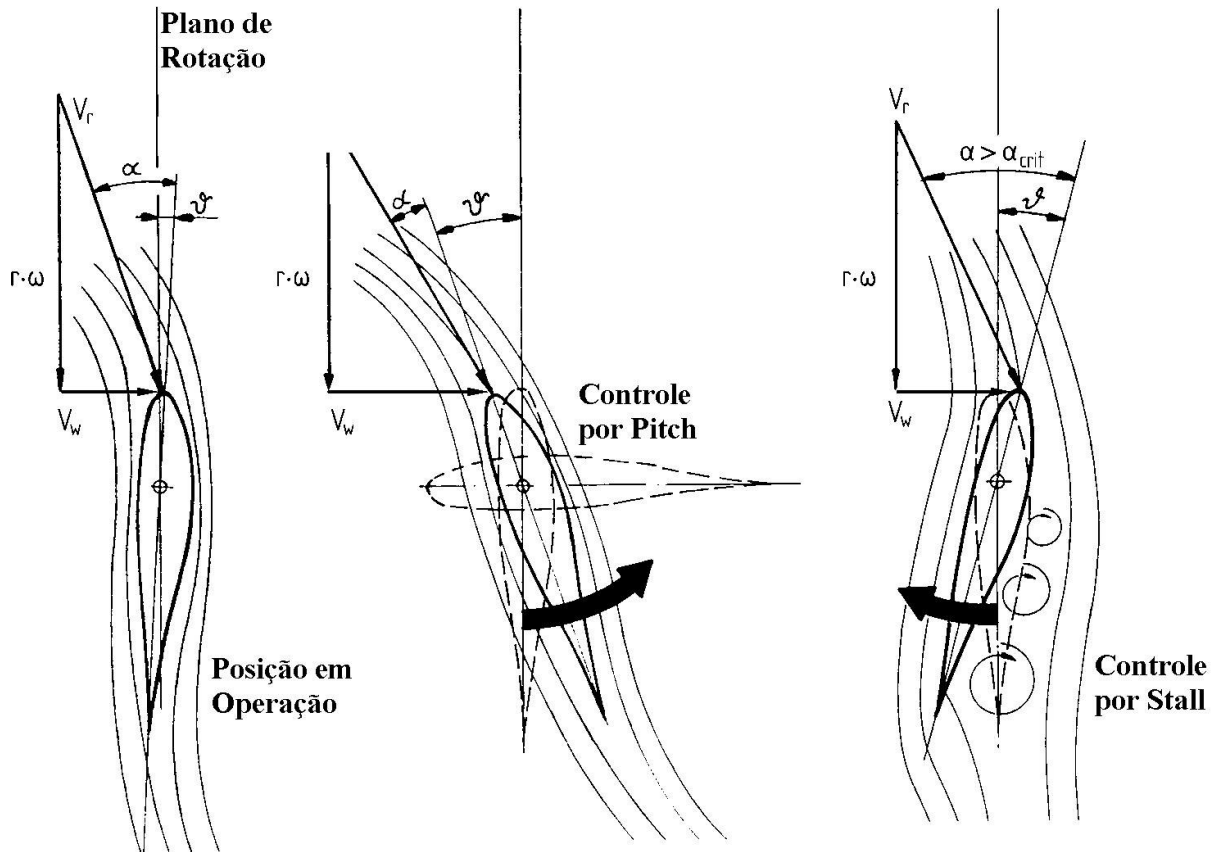


Figura 4 - Sistemas de controle de TEEH

O sistema de controle por ângulo de passo das pás, apesar de mais complexo e maior custo e o mais utilizado. Apresenta uma curva de potência que permite maiores ganhos de energia sendo menores os esforços de transmissão. O sistema de controle por stall apresenta menor custo do rotor, contudo maior custo no sistema de freios. Requer um sistema auxiliar para proteção em altas velocidades.

3. ASPECTOS DE CONVERSÃO DE ENERGIA E AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) são formadas por um rotor que tem certo número de pás fixadas sobre um eixo. Por efeito da corrente de vento que incide sobre a área varrida das pás manifestam-se forças aerodinâmicas que atuam sobre a estrutura e que contribuem com o torque resultante. Conhecendo-se a velocidade relativa que atua em cada elemento de pá se pode determinar o ângulo de ataque e calcular as forças aerodinâmicas da turbina. A dificuldade é encontrada em calcular as velocidades induzidas que compõem a velocidade relativa devido à formação de esteira de turbulência pelo giro do rotor.

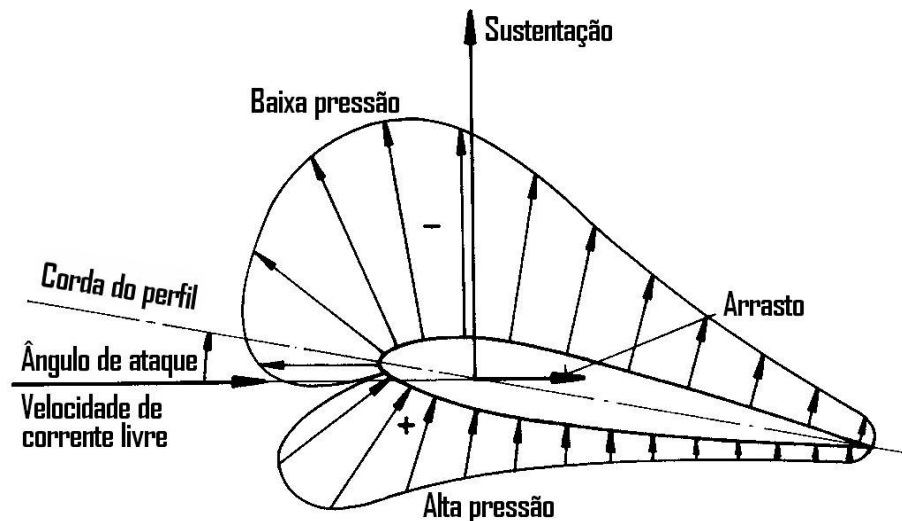


Figura 5 - Forças aerodinâmicas agindo em um perfil exposto a uma corrente de ar

Para o desenho aerodinâmico das pás em turbinas eólicas se utiliza principalmente uma metodologia formada por duas teorias:

- Teoria de Elemento de Pá, e;
- Teoria da Quantidade de Movimento.

Relacionando-se as expressões das forças tangenciais e axiais destas teorias, podem ser determinados, por um procedimento iterativo, os fatores de interferência tangencial e axial, com os quais se podem obter a velocidade relativa em cada elemento de pá, ângulos e forças aerodinâmicas. Aplicando tal procedimento para cada elemento de pá se obtém finalmente o torque e potência da turbina.

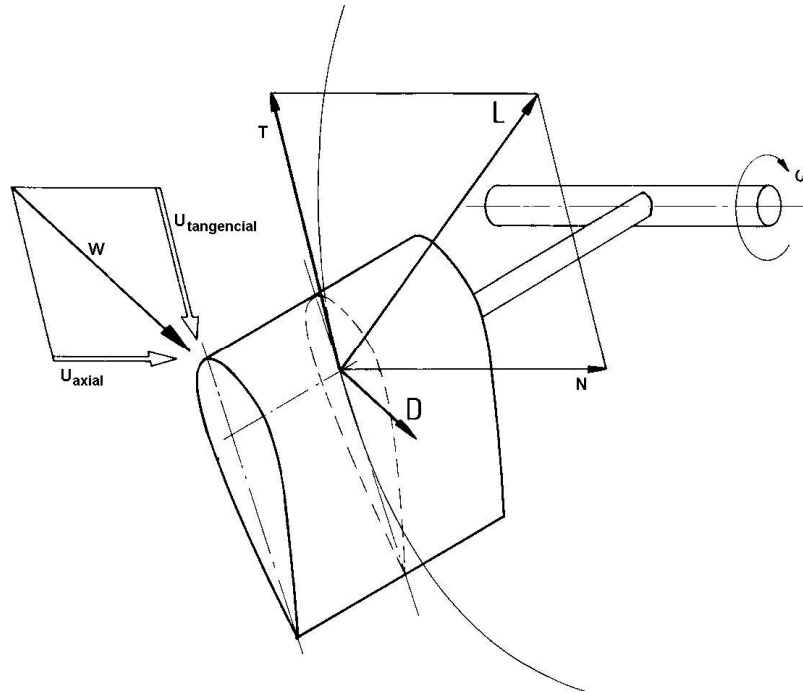


Figura 6 - Velocidades de fluxo e forças aerodinâmicas agindo na pá do rotor

O desenho aerodinâmico das pás depende da adequada obtenção dos fatores de interferência. Para considerar o efeito aerodinâmico de perdas pelas pontas das pás, se introduz um fator de correção que modifica os valores de interferência e, portanto, o desenho aerodinâmico das pás.

3.1 VELOCIDADE RELATIVA NOS ELEMENTOS DE PÁ

A velocidade relativa de um elemento de pá, a uma distância r do centro do rotor, tem como componentes uma velocidade axial representada pela velocidade de vento V_0 (na direção axial) e uma velocidade tangencial devida à velocidade angular do rotor $V_t = \Omega r$. Pela rotação do rotor se origina uma esteira que induz velocidades adicionais na direção axial, u_a , e tangencial u_t . Desta forma a velocidade relativa pode ser representada como:

$$W = \sqrt{(U_{axial})^2 + (U_{tan})^2} \quad (\text{m/s}) \quad [1]$$

$$U_{axial} = V_0 - u_a \quad (\text{m/s}) \quad [2]$$

$$U_{\tan} = V_t - u_t \quad (\text{m/s}) \quad [3]$$

Para definir as velocidades induzidas se introduzem o *fator de interferência axial* (a) e o *fator de interferência tangencial* (a') que podem expressar as componentes das velocidades relativas como correção da velocidade de corrente livre e da velocidade tangencial do rotor.

$$U_{axial} = V_0 - u_a = V_0(1 - a) \quad (\text{m/s}) \quad [4]$$

$$U_{\tan} = V_t - u_t = \Omega r(1 + a') \quad (\text{m/s}) \quad [5]$$

A velocidade tangencial ainda pode ser expressa da seguinte maneira:

$$U_{\tan} = \frac{U_{axial}}{\tan \phi} \quad (\text{m/s}) \quad [6]$$

onde ϕ é o ângulo de fluxo.

O fator de interferência axial é definido como $a = u/V_0$. O ar que atravessa o rotor da turbina adquire uma velocidade angular ω com sentido contrário à velocidade angular do rotor. A velocidade tangencial induzida é definida como $u_t = \omega r/2$ e o fator de interferência como $a' = u_t/\Omega r$.

Desta forma a velocidade relativa é definida como:

$$W = \sqrt{[V_0(1 - a)]^2 + [\Omega r(1 + a')]^2} \quad (\text{m/s}) \quad [7]$$

Ou ainda,

$$W = \sqrt{[V_0(1 - a)]^2 + \left[\frac{V_0(1 - a)}{\tan \phi} \right]^2} \quad (\text{m/s}) \quad [8]$$

3.2 FORÇAS AXIAL E TANGENCIAL NA TEORIA DE ELEMENTO DE PÁ

Na teoria de elemento de pá estas são divididas em um número discreto de seções com corda $c(r)$ e distância dr . Na Fig. 7 se apresentam detalhes do elemento de pá e as definições das velocidades, ângulos e forças aerodinâmicas. Considerando B pás as forças de sustentação e arrasto originam uma força axial e uma força tangencial atuando a uma distância r do centro do rotor, definidos por:

$$dF_N = BC_N \frac{1}{2} \rho W^2 c dr \quad (\text{N}) \quad [9]$$

$$dF_T = BC_T \frac{1}{2} \rho W^2 c dr \quad (\text{N}) \quad [10]$$

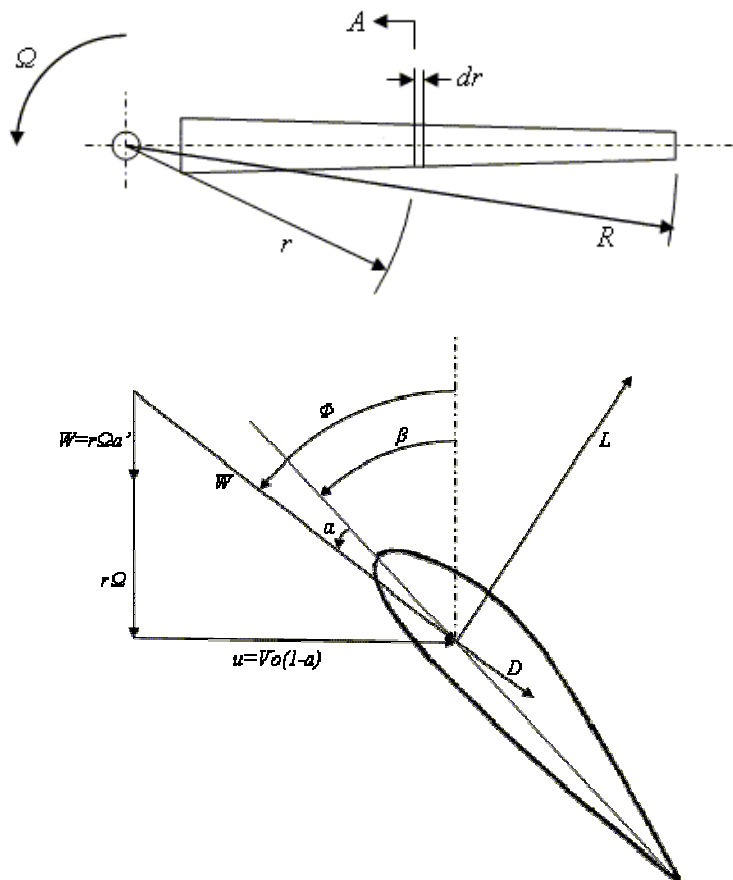


Figura 7 - Detalhes do elemento de pá

Os coeficientes normal e tangencial são definidos como:

$$C_N = C_L(\alpha)\cos\phi + C_D(\alpha)\sin\phi \quad (-) \quad [11]$$

$$C_T = C_L(\alpha)\sin\phi - C_D(\alpha)\cos\phi \quad (-) \quad [12]$$

Onde C_L e C_D são os coeficientes de sustentação e arrasto do perfil aerodinâmico.

3.3 FORÇAS AXIAL E TANGENCIAL NA TEORIA DA QUANTIDADE DE MOVIMENTO

Na teoria da quantidade de movimento, o rotor é considerado um disco poroso que exerce uma força axial e um torque devido ao fluxo que atravessa o rotor. Nesta situação os elementos atuantes são considerados como segmentos anulares. A força axial dA em um segmento anular, a uma distância r a partir do centro é dada por:

$$dF_N = (V_0 - u_1)d\dot{m} \quad (\text{N}) \quad [13]$$

A velocidade distante após o rotor é dada como:

$$u_1 = V_0(1 - 2a) \quad (\text{m/s}) \quad [14]$$

O fluxo mássico é definido como:

$$d\dot{m} = \rho u(2\pi r dr) = \rho V_0(1 - a)(2\pi r dr) \quad (\text{kg/s}) \quad [15]$$

Onde $u = U_{axial}$ é a velocidade axial no plano do rotor.

Desta forma a força axial é dada por:

$$dF_N = \rho V_0^2 a(1-a)4\pi r dr \quad (\text{N}) \quad [16]$$

A contribuição da força tangencial na teoria da quantidade de movimento é dado como:

$$dF_T = \omega r d\dot{m} \quad (\text{N}) \quad [17]$$

$$\omega = 2\Omega a' \quad (\text{rad/s}) \quad [18]$$

$$dF_T = \rho [V_0(1-a)] [\Omega r a'] 4\pi r dr \quad (\text{N}) \quad [19]$$

3.4 ÂNGULO DE FLUXO, RELAÇÃO DE VELOCIDADE DE PONTA E SOLIDEZ

A relação entre a velocidade de corrente livre e a velocidade tangencial da ponta da pá é definida como relação de velocidade de ponta.

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V_0} \quad (-) \quad [20]$$

Para um elemento de pá na posição r do centro do rotor se define a relação de velocidade de ponta local como:

$$\lambda_r = \lambda \frac{r}{R} \quad (-) \quad [21]$$

Utilizando as expressões anteriores com a Fig. 7 se encontra:

$$\tan \phi = \frac{(1-a')}{(1+a)} \frac{1}{\lambda_r} \quad (-) \quad [22]$$

Onde Φ é o ângulo de fluxo formado entre o plano de rotação da turbina e a velocidade relativa. Este se compõe do ângulo de ataque e do ângulo de passo do elemento de pá.

$$\phi = \alpha + \beta \quad (\text{rad}) \quad [23]$$

A solidez relaciona a área das pás da turbina com a área varrida pelas mesmas. Para o caso de um elemento de pá se define a solidez local como:

$$\sigma = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (-) \quad [24]$$

3.5 RELAÇÃO ENTRE FORÇAS E TORQUE DE AMBAS AS TEORIAS

Combinando as equações que definem a força normal se tem:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma C_N}{4 \text{sen}^2 \phi} \quad (-) \quad [25]$$

Da mesma forma, utilizando as equações que definem o torque se tem:

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma C_T}{4 \text{sen} \phi \cos \phi} \quad (-) \quad [26]$$

3.6 EFEITO DE PERDAS NAS PONTAS

Para um rotor com número finito de pás a diferença de pressão entre a superfície superior e inferior é compensada por um fluxo radial em torno da ponta da pá, produzindo-se o denominado efeito de perdas pelas pontas. Para levar em conta este efeito se utiliza um fator

de correção que é introduzido nas equações que determinam os fatores de interferência axial e tangencial.

Existem basicamente duas expressões que podem ser utilizadas. A expressão de Goldstein que é mais elaborada e utiliza uma solução representada por séries finitas de uma função de Bessel modificada e a expressão de Prandtl que sendo mais simplificada é mais utilizada e que se obtêm resultados similares aos de Goldstein.

3.6.1 Fator de Correção de Prandtl

Relaciona a circulação do rotor para um número finito e infinito de pás.

$$F = \frac{B\Gamma}{\Gamma_{\infty}} \quad (-) \quad [27]$$

B é o número de pás, Γ é a circulação de uma pá com raio R e Γ_{∞} é a circulação de um rotor com número infinito de pás.

O fator de correção é dado por:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \exp(-f) \quad (-) \quad [28]$$

$$f = \frac{B}{2} \left(\frac{R-r}{R} \right) \frac{1}{\sin\phi} \quad (-) \quad [29]$$

Tal fator é utilizado para modificar as equações que determinam os fatores de interferência axial e tangencial. Existem vários procedimentos para introduzir o fator de correção por perdas nas pontas. As seguintes expressões podem por exemplo serem utilizadas:

$$a = \left(1 + \frac{4F \sin^2 \phi \cos \varepsilon}{\sigma C_L \cos(\phi - \varepsilon)} \right)^{-1} \quad (-) \quad [30]$$

$$a' = \left(\frac{2F \operatorname{sen}(2\phi) \cos \varepsilon}{\sigma C_L \operatorname{sen}(\phi - \varepsilon)} - 1 \right)^{-1} \quad (-) \quad [31]$$

$$\varepsilon = \arctan \left(\frac{C_D}{C_L} \right) \quad (\text{rad}) \quad [32]$$

4. ASPECTOS GERAIS DO PROJETO DE TURBINAS EÓLICAS

4.1 TORQUE E POTÊNCIA DE UMA TURBINA

Em uma turbina eólica as componentes no plano de rotação da força de sustentação e da força de arrasto dão origem a uma força tangencial. A componente tangencial do arrasto tende a diminuir a magnitude desta força. O resultado é uma força propulsora na direção tangencial atuando em alguma distância a partir do centro do rotor.

O produto desta força e sua respectiva distância do centro do rotor dão a contribuição do elemento de pá para o torque T do rotor.

$$dT = dF_T r \quad (\text{Nm}) \quad [33]$$

A potência extraída pela turbina e transformada em potência mecânica é igual ao produto do torque pela velocidade angular do rotor.

$$dP = dT\Omega \quad (\text{W}) \quad [34]$$

Cada tipo de turbina tem suas próprias características de torque. As turbinas de rotação lenta como as turbinas de múltiplas pás têm alto torque, já as turbinas de duas ou três pás, tem características como alta velocidade de rotação e baixo torque.

4.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE TORQUE E POTÊNCIA

O coeficiente de potência é uma forma de medida de quanta energia pode ser extraída pela turbina.

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^3 \pi R^2} \quad (-) \quad [35]$$

A facilidade de utilizar a representação do coeficiente de potência é que se resume em uma única curva o comportamento de turbinas eólicas de mesmo tipo a diferentes velocidades de vento. A curva assim representada é independente da velocidade do vento, da densidade do ar e do raio da turbina.

O coeficiente de torque é definido como:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^3 \pi R^3} \quad (-) \quad [36]$$

Tal coeficiente pode ser relacionado com o coeficiente de potência pela expressão:

$$C_P = C_T \lambda \quad (-) \quad [37]$$

Desta forma se pode também representar graficamente o torque das turbinas de alta e baixa rotação com uma única curva representativa de cada turbina utilizando o coeficiente de torque.

4.3 ASPECTOS DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA

O coeficiente de potência define quanta potência pode ser extraída do vento pela turbina. Betz foi o primeiro a demonstrar que o máximo coeficiente de potência teórica alcançada por uma turbina eólica é de $0,593$. Em uma turbina real existem outros efeitos que causam redução da máxima potência que pode ser extraída por uma turbina.

4.3.1 Coeficiente de Betz

O coeficiente de potência pode ser expresso diretamente como uma função da razão de velocidades após e antes da turbina, v_2/v_1 :

$$C_p = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right| \left| 1 + \frac{v_2}{v_1} \right| \quad (-) \quad [38]$$

O coeficiente de potência agora depende unicamente da razão das velocidades. Esta relação pode ser expressa graficamente (Fig. 8), o máximo coeficiente de potência a certa razão de velocidades.

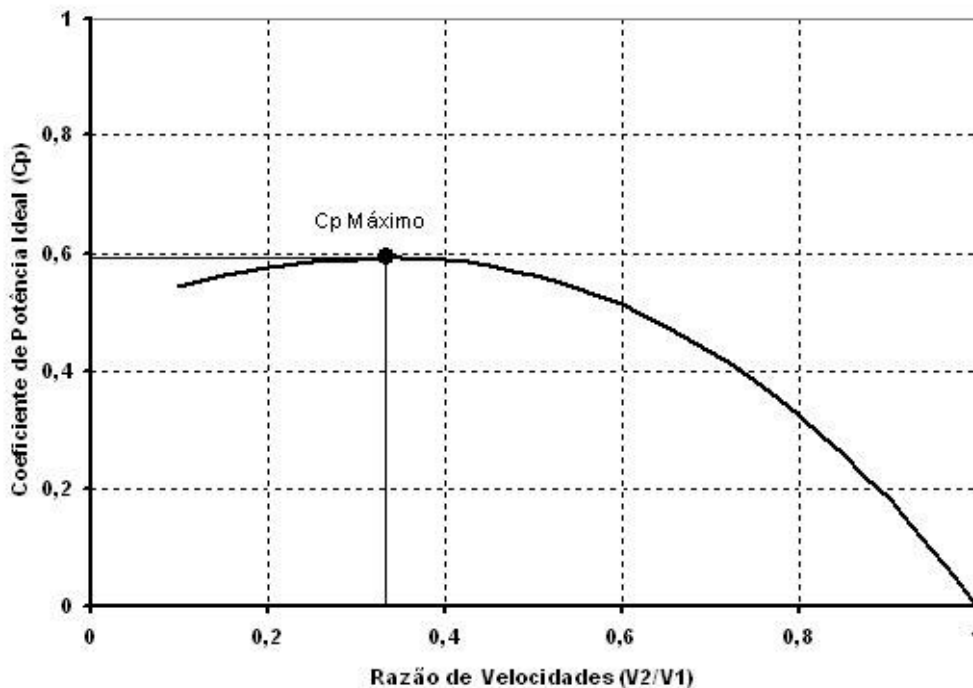


Figura 8 - Coeficiente de potência versus razão de velocidades antes e após turbina

Com $v_2/v_1 = 1/3$, o coeficiente de potência ideal máximo é dado por:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,593$$

Betz foi o primeiro a derivar este importante valor, que, mais tarde, foi chamado de “fator de Betz”.

Este valor é válido para projeto teórico para:

- a. Alta relação de velocidade de ponta;
- b. Número infinito de pás;

- c. Força de arrasto nula ($C_D=0$).

4.4 EFEITO DE ESTEIRA DA ROTAÇÃO NO COEFICIENTE DE POTÊNCIA MÁXIMO

Quando as pás da turbina giram se produz o torque pelas forças tangenciais atuando sobre o rotor. Estas forças são resultantes de troca de velocidades do ar na direção tangencial. A direção das trocas de velocidade do ar é oposta à direção das forças atuando nas pás. Considera-se que a velocidade do vento não tem componente tangencial antes de atravessar o rotor e as trocas da velocidade do vento ocorrem atrás do rotor formando uma esteira que gira em sentido oposto ao giro do rotor. Esta esteira em rotação origina uma perda de energia devido à sua energia cinética.

Para certa potência sabemos que em condições de baixa velocidade angular o torque deve ser elevado. Alto torque produz altas velocidades tangenciais na esteira, tendo como consequência uma perda de energia e menor potência. Portanto uma turbina com baixa relação de velocidade de ponta (λ) e considerando número infinito de pás teremos menor potência a ser extraída do vento.

A seguinte expressão dada por Jansen e Smulders (1977) pode ser utilizada para levar em consideração o efeito de esteira de rotação com um erro de 5% e para $\lambda \geq 1$.

$$C_{Pideal} = \frac{16}{27} \exp(-0,35\lambda^{-1,29}) \quad (-) \quad [39]$$

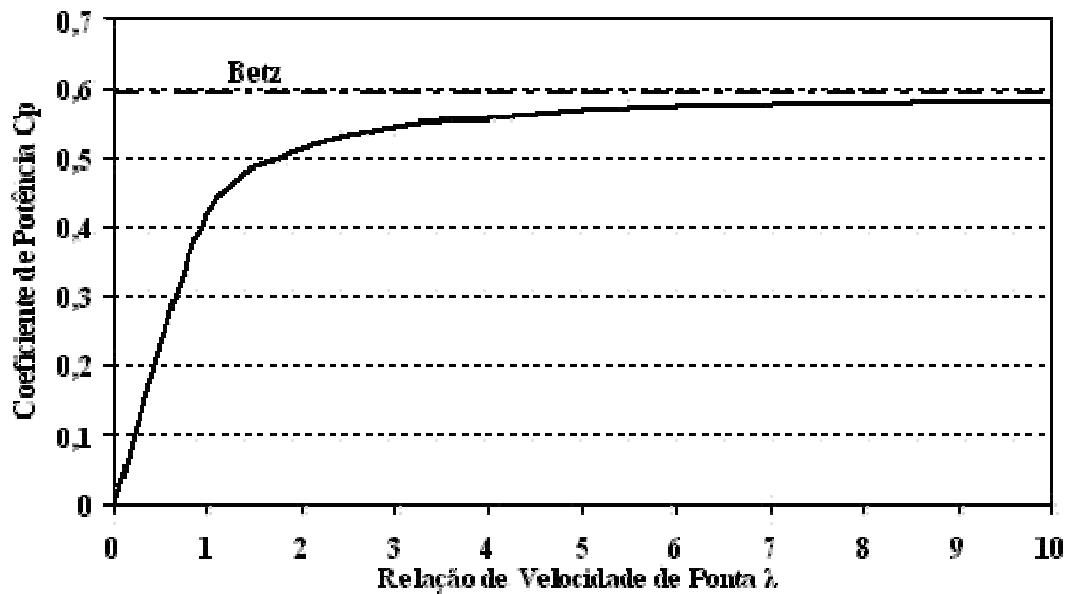


Figura 9 - Coeficiente de potência ideal em função da relação de velocidade de ponta

4.5 EFEITO DA RELAÇÃO C_D/C_L

A Fig. 10 mostra a influência do arrasto no coeficiente de potência considerando número infinito de pás.

Esta relação pode ser introduzida pela expressão (Jansen e Smulders, 1976):

$$C_{Parrasto} = \frac{16 C_D}{27 C_L} \lambda \quad (-) \quad [40]$$

Com ótimo λ e C_D/C_L com C_L de projeto. Estimando-se um erro máximo de 2% para $\lambda=1$ e erro menor que 0,1% para $\lambda \geq 2,5$.

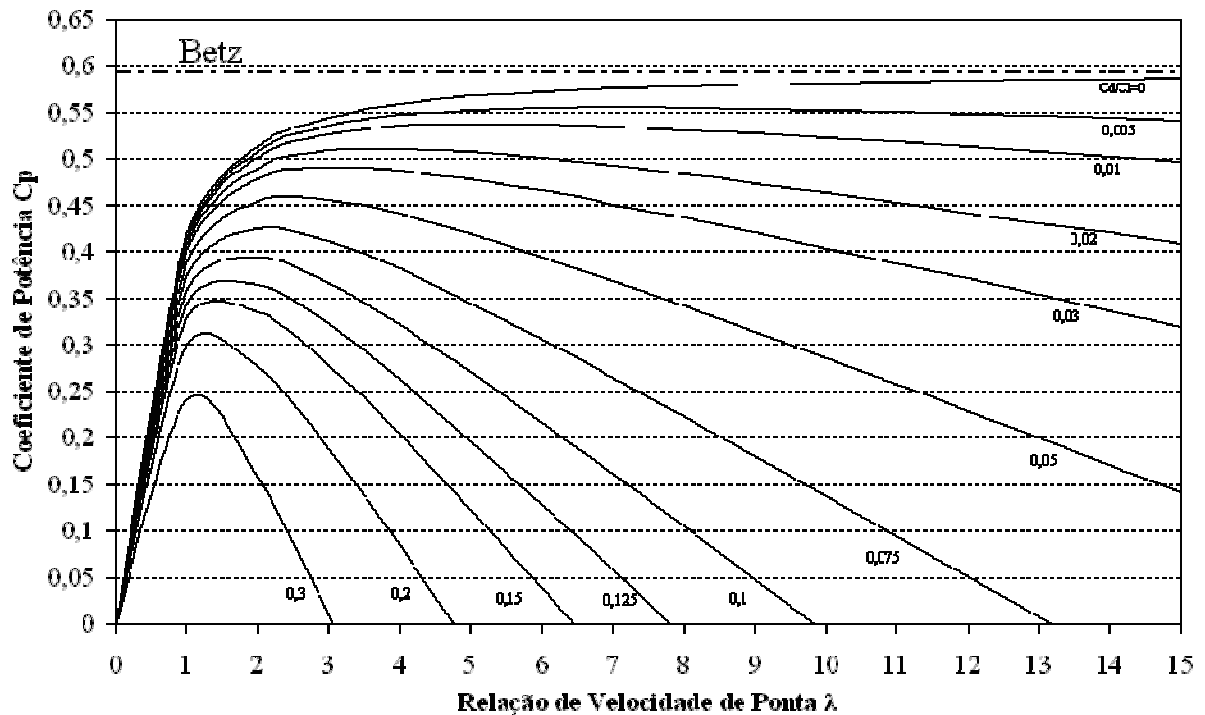


Figura 10 - Coeficiente de potência função da relação de velocidade de ponta para diferentes C_D/C_L

$$C_P = C_{Pideal} - C_{Parrasto} \quad (-) \quad [41]$$

$$C_P = \frac{16}{27} \left[\exp(-0,35\lambda^{-1,29}) - \frac{C_D}{C_L} \lambda \right] \quad (-) \quad [42]$$

4.6 EFEITO DO NÚMERO DE PÁS NO C_{Pmax}

As pás utilizadas nos rotores têm tamanho finito e, portanto, apresentam o efeito aerodinâmico de perdas pelas pontas que ocorrem no extremo das pás. Na Fig. 11 se mostra este efeito para turbinas que utilizam $(C_D/C_L)_{min}=0,01$.

Jansen (1976) apresenta uma expressão que define o fator de redução da potência pelo efeito de perdas nas pontas quando se trabalha com número finito de pás.

$$\eta_B = \left(1 - \frac{1,386}{B} \operatorname{sen} \frac{\phi}{2}\right)^2 \quad (-) \quad [43]$$

Onde B é o número de pás e ϕ é o ângulo de fluxo teórico definido por:

$$\phi = \frac{2}{3} \arctan \frac{1}{\lambda} \quad (-) \quad [44]$$

Este ângulo de fluxo é obtido quando não se considera a rotação atrás do rotor, com $a=1/3$ e $a'=0$.

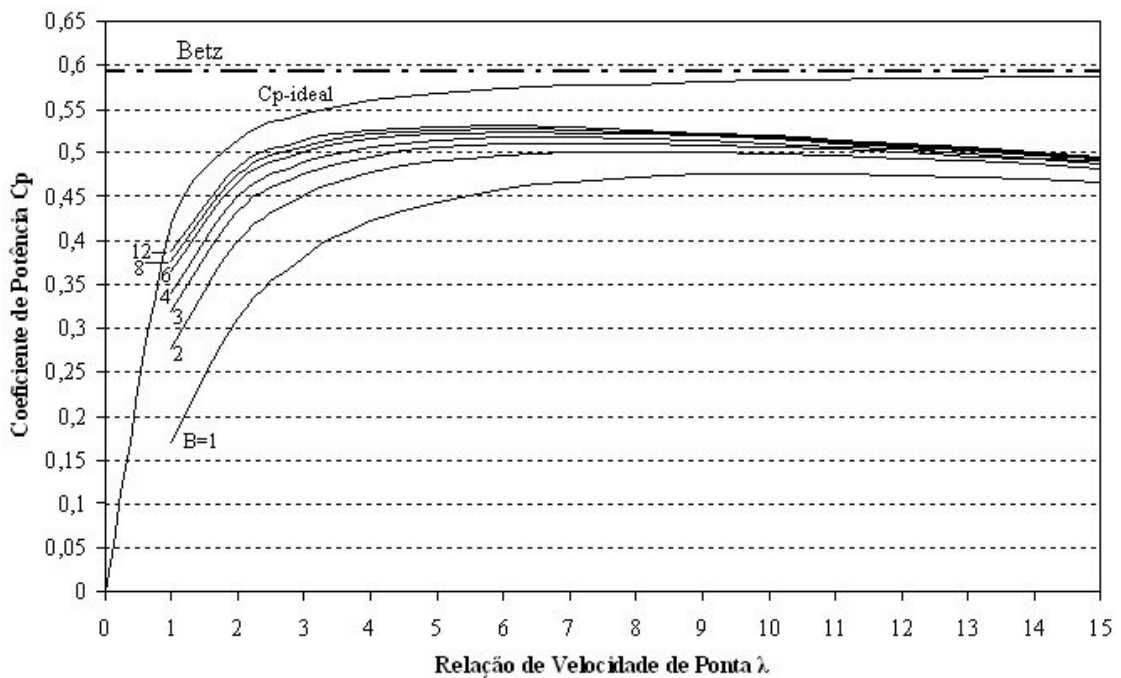


Figura 11 - Efeito do número de pás no coeficiente de potência função da relação de velocidade de ponta para $C_D/C_L=0,01$

4.7 EXPRESSÃO DE C_p INCLUINDO TODOS OS EFEITOS

Podemos representar todos os efeitos por uma expressão de coeficiente de potência máximo por:

$$C_{P_{\max}} = \eta_B (C_{P_{ideal}} - C_{P_{arrasto}}) \quad (-) \quad [45]$$

Substituído as respectivas expressões do fator que considera a esteira de rotação, o efeito do número de pás e o arrasto dos perfis aerodinâmicos, se obtém a seguinte expressão:

$$C_{P_{\max}} = \frac{16}{27} \left(1 - \frac{1,386}{B} \operatorname{sen} \frac{\phi}{2} \right)^2 \left(\exp(-0,35\lambda^{-1,29}) - \frac{C_D}{C_L} \lambda \right) \quad (-) \quad [46]$$

Desta forma se pode construir gráficos para obter diferentes números de pás e diferentes perfis aerodinâmicos.

5. PROCEDIMENTO ITERATIVO PARA O CÁLCULO DE PÁS DE TEEH

Para realizar o desenho da pá se realiza um procedimento iterativo no qual se supõe conhecido o tipo de perfil adotado e o ângulo de passo de cada elemento de pá.

- 1) Assume-se um valor inicial de a e a' ;
- 2) Determina-se o ângulo Φ e o ângulo de ataque $\alpha = \Phi - \beta$;
- 3) Determina-se C_L e C_D ;
- 4) Calcula-se a solidez local σ ;
- 5) Determinam-se os valores de a e a' e se realiza um procedimento iterativo até a convergência dos valores assumidos inicialmente com os calculados;
- 6) Ocorrida a convergência, determina-se a velocidade relativa W e os coeficientes normal e tangencial;
- 7) Se determina a força axial dF_N e o torque dT ;
- 8) A potência dada pelo elemento de pá é dada como: $dP = \Omega dT$;
- 9) Repete-se o procedimento para todos os elementos de pá;
- 10) Finalmente se obtém o torque e potência total do rotor pela soma das contribuições de todos os elementos de pá.

Limitação do Método: Os resultados da teoria apresentados são válidos quando o fator de interferência axial é menor ou igual a 0,5. Conforme a Fig. 12, a partir de 0,5 para o a , deve-se utilizar uma correção para o C_T em função de a . Esta correção de Glauert não é apresentada neste trabalho.

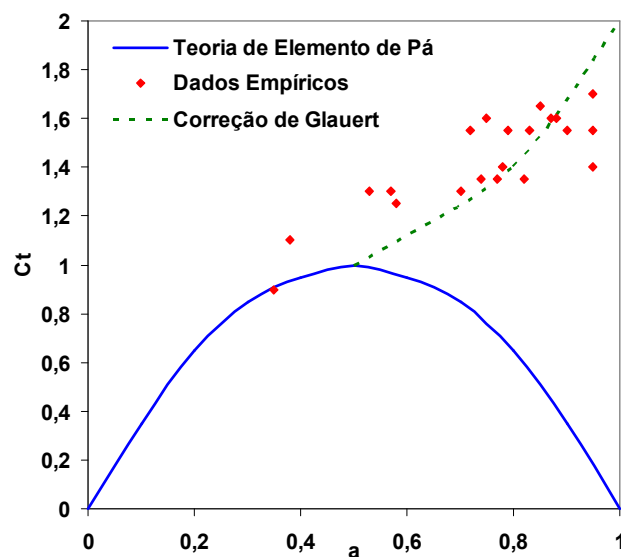


Figura 12 - Limitações da Teoria de Elemento de Pá

6. DESENHO SIMPLIFICADO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS

Jansen e Smulders (1977) apresentam um equacionamento básico para o desenho simplificado de pás de turbinas eólicas utilizando um número limitado de equações. O método se fundamenta na teoria da quantidade de movimento e na teoria de elemento de pá. A formulação considera que a pá apresenta um ângulo de ataque constante em toda sua extensão e que se apresenta a relação mínima entre o arrasto e a sustentação.

6.1 POTÊNCIA A SER EXTRAÍDA PELA TURBINA

Conhecida a aplicação específica da turbina e a potência do sistema a ser acoplado pode-se determinar a potência a ser extraída pela turbina.

$$P = \frac{P_{sistema}}{\eta_{global}} = \frac{1}{2} \rho A C_p V_{\infty}^3 \quad (W) \quad [47]$$

A potência do sistema representa a potência a ser utilizada. O rendimento global considera as perdas de transmissão. Por exemplo um sistema de geração de energia elétrica que requer 729W de potência com um rendimento de transmissão de 90%, rendimento do gerador de 90% e rendimento do sistema de controle de 90% necessita de uma potência de saída do eixo do rotor equivalente a 1000W quando se utiliza uma velocidade de vento de 8m/s. Uma turbina com coeficiente de potência de 40% necessita uma potência eólica disponível de 2500W para que a mesma possa extrair os 1000W requeridos.

6.2 RELAÇÃO DE VELOCIDADE DE PONTA DE PROJETO

Este parâmetro depende do tipo de turbina e sua aplicação. Para acoplamento com sistemas de alto torque como bombas volumétricas se utilizam turbinas adequadas que têm

alto torque e trabalham com baixa rotação. Para sistemas acoplados a geradores de eletricidade se utilizam turbinas que têm características de baixo torque e alta rotação. O maior torque é dado basicamente em função da solidez do rotor, que por sua vez pode depender do número de pás utilizadas.

6.3 NÚMERO DE PÁS

Em função da relação de velocidade de ponta de pá utilizada no projeto, pode-se determinar o número de pás de acordo com a Tab. 1.

Tabela 1 - Número de pás

λ – Relação de velocidade de ponta	B – Número de pás
1	6 – 20
2	4 – 12
3	3 – 6
4	2 – 4
5 – 8	2 – 3
8 – 15	1 – 2

6.4 COEFICIENTE DE SUSTENTAÇÃO DE PROJETO E ÂNGULO DE ATAQUE

Seleciona-se um determinado tipo de perfil aerodinâmico para a pá obtendo-se a informação da relação em que C_D/C_L seja mínimo (gráfico polar) e se obtém a partir deste o coeficiente de sustentação de desenho e seu correspondente ângulo de ataque.

6.5 COEFICIENTE DE POTÊNCIA DA TURBINA

Utilizando a expressão de Jansen Smulders (1977) determina-se o coeficiente de potência que leva em consideração o efeito do número de pás, rotação da esteira e arrasto do tipo de perfil aerodinâmico.

Para efeito de projeto, se recomenda utilizar de maneira mais conservativa, um coeficiente de potência equivalente a 80% de seu valor máximo.

6.6 RAIOS DA TURBINA

Divide-se a pá de raio R em um número n de partes iguais representando cada uma delas um elemento de pá. ($\Delta r=R/n$)

$$R = \sqrt{\frac{2P}{\pi \rho V_{\infty}^3 C_p \eta_{global}}} \quad (m) \quad [48]$$

Os elementos de pá se apresentam localizados a uma distância r do centro do rotor da turbina. ($r=i\Delta r$ com $i=1,2,\dots,n$)

6.7 DETERMINAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PÁ

Determina-se a relação de velocidades local de cada elemento de pá, e a partir dela calcula-se o ângulo de fluxo teórico local.

O ângulo de passo para o elemento de pá é determinado pelo ângulo de fluxo local menos o ângulo de ataque de projeto.

E finalmente a corda pode ser obtida pela relação:

$$c = \frac{8\pi r}{BC_L} (1 - \cos \phi) \quad (\text{m}) \quad [49]$$

Desta forma se obtém um desenho idealizado que poderá ser melhor adequado ao linearizar a corda e o ângulo de passo.

$$c = a_1 r + a_2 \quad (\text{m})$$

$$\beta = a_3 r + a_4 \quad (\text{rad})$$

Os coeficientes a podem ser obtidos tomando as distâncias radiais r dos cálculos obtidos anteriormente nos intervalos extremos que se deseja realizar a linearização.

7. APLICAÇÃO USANDO O MÉTODO SIMPLIFICADO DE DESENHO DE PÁS DE TEEH

O método simplificado de desenho de TEEH apresenta uma forma para geração de pás de turbinas eólicas que considera o mesmo ângulo de ataque para todos elementos de pá. Além disso, o ângulo de fluxo teórico neste método não considera efeitos das velocidades axial e tangencial, apenas a relação de velocidades.

7.1 PARÂMETROS DE PROJETO

Primeiramente algumas características de trabalho da turbina eólica devem ser definidas, e, a partir delas utilizar o método simplificado de desenho de pás.

Tabela 2 - Características da turbina

Potência da Turbina:	P	350	W
Velocidade Nominal:	V_{∞}	10	m/s
Massa Específica:	ρ	1,225	kg/m ³
Relação de Velocidade de Ponta:	λ	5	-
Número de Pás:	B	3	-

Seleciona-se o perfil aerodinâmico obtendo-se a relação em que C_D/C_L seja mínima, a partir da curva polar. Assim, se obtém o coeficiente de sustentação de projeto e seu correspondente ângulo de ataque.

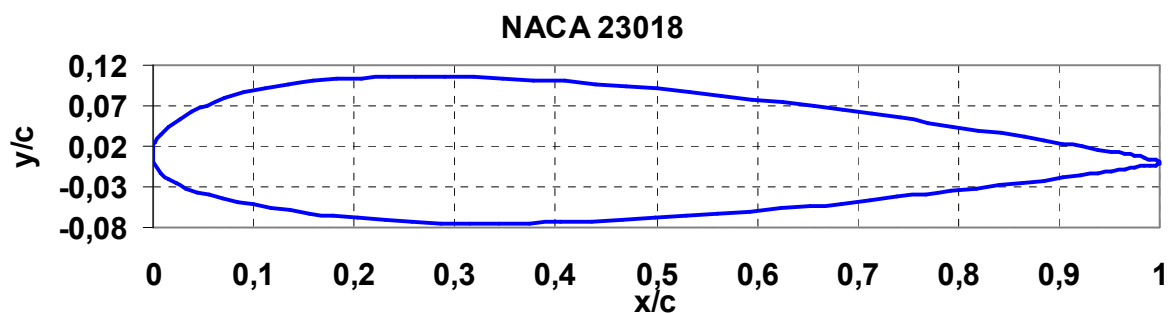


Figura 13 - Perfil aerodinâmico selecionado

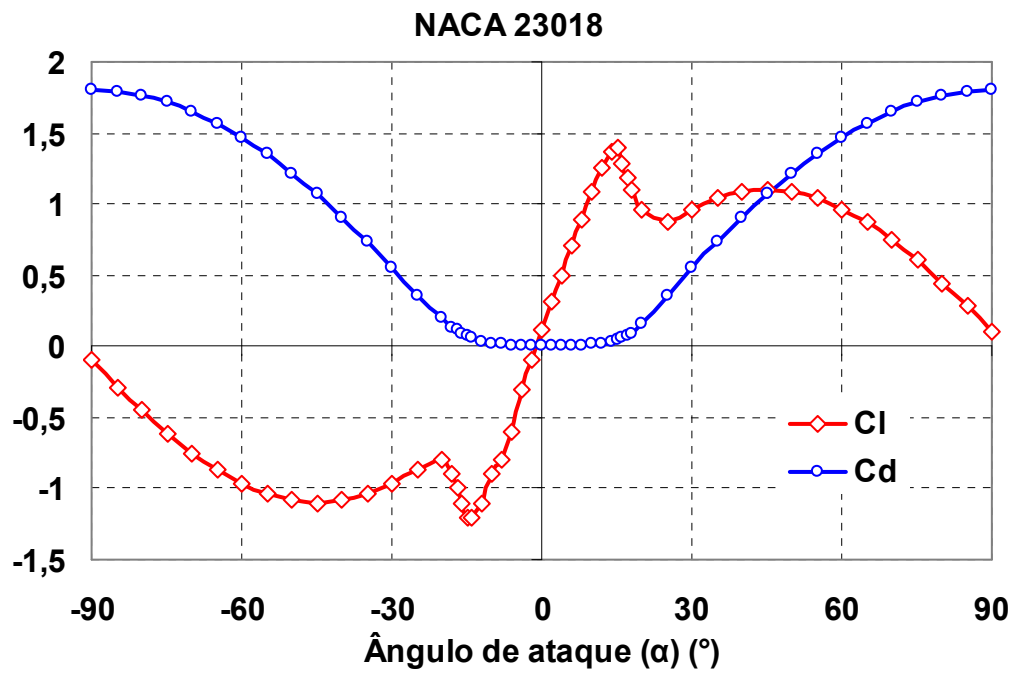


Figura 14 - Curvas de C_L e C_D em função do ângulo de ataque

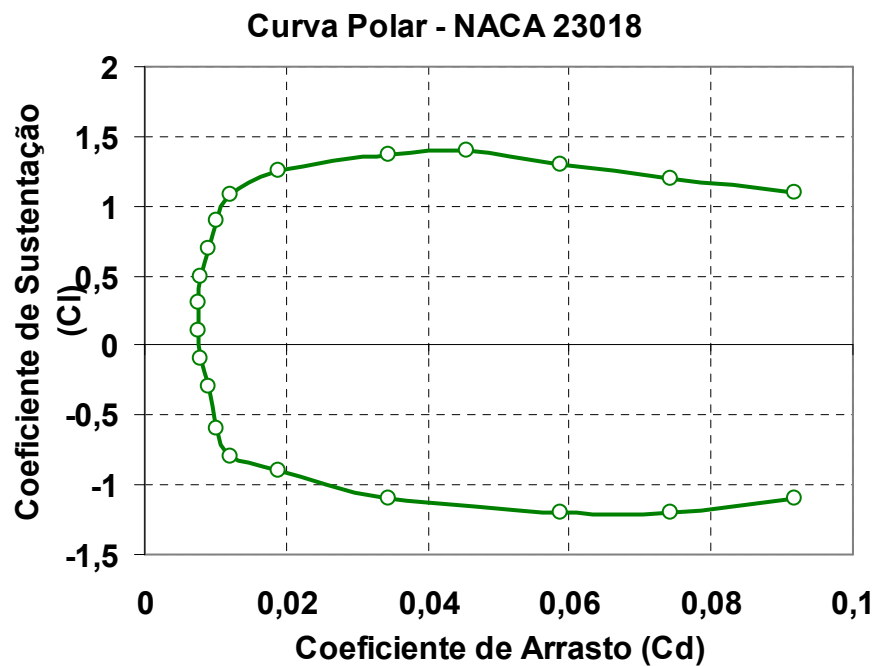


Figura 15 - Curva polar

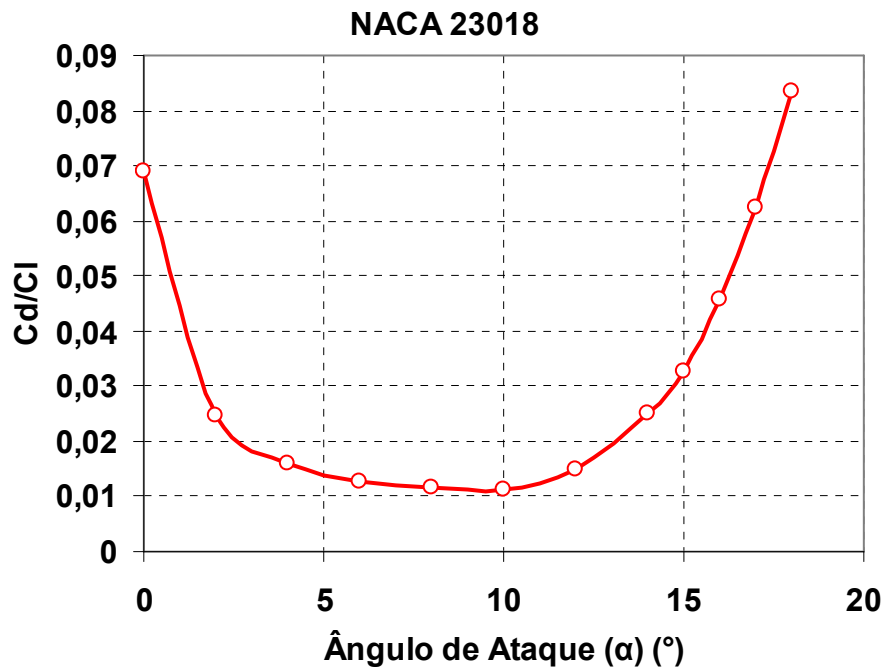


Figura 16 - Relação entre C_D e C_L em função do ângulo de ataque

Tabela 3 - Perfil aerodinâmico

Perfil:	NACA 23018	
Ângulo de Ataque (α):	10	°
C_D/C_L (mínimo):	0,011	-
Coefficiente de Sustentação:	1,08	-

7.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS CALCULADAS PARA A TEEH

Utilizando as equações do método simplificado, os parâmetros necessários para a geração dos elementos de pá podem ser calculados. Recomenda-se, de maneira conservativa, utilizar um coeficiente de potência de 80% de seu valor máximo obtido.

Alguns fatores interferem no coeficiente de potência, e, conseqüentemente, na potência da turbina. Estes fatores são a redução de 20% no coeficiente de potência máximo e o rendimento global do sistema. A Tab. 4 mostra a diferença na potência do rotor de acordo com os fatores mencionados.

Tabela 4 - Coeficientes de potência e potência

C_{Pmax}	0,50	P_{max}	547 W
$C_P = C_{Pmax} \times 0,8$	0,40	P	437 W
$C_P = C_{Pmax} \times 0,8 \times \eta$	0,32	$P = P \times \eta$	350 W

O raio da turbina e conseqüente área varrida, foi projetado para o C_P de 0,32, correspondendo a uma potência de 350W. Os parâmetros da pá podem não corresponder à potência real a ser extraída pela turbina, pois foi projetada para a “pior” situação.

O cálculo da potência a ser extraída pela pá pode ser melhor calculada com a aplicação do método iterativo, que se aproxima mais do caso real.

Tabela 5 - Parâmetros calculados da turbina

Ângulo de Fluxo Teórico:	Φ	7,5	°
Coefficiente de Potência Adotado:	C_P	0,40	-
Rendimento Global:	η_{global}	0,8	-
Área Varrida pelo Rotor:	A	1,778	m ²
Raio Início da Pá:	r_l	0,15	m
Raio da Pá da Turbina:	R	0,752	m
Rotação nominal ($\lambda=5$):	n	634,56	rpm

7.3 GERAÇÃO DOS ELEMENTOS DE PÁ

Cada elemento de pá passa a ter suas características locais de relação de velocidade, ângulo de fluxo, ângulo de passo e corda, em função do número de elementos e seus respectivos raios do eixo do rotor.

Neste caso, a pá foi dividida em 50 elementos de pá, resumidos na Tab. 6.

Tabela 6 - Elementos de pá

Elemento de Pá	Raio (r) (m)	Relação de Velocidades (λ_r)	Ângulo de Fluxo Local (Φ_r) (°)	Ângulo de Passo (β_r) (°)	Corda (c) (m)
1	0,15	0,997	30,1	20,1	0,16
5	0,20	1,323	24,7	14,7	0,14
10	0,26	1,732	20,0	10,0	0,12
15	0,32	2,141	16,7	6,7	0,10
20	0,38	2,549	14,3	4,3	0,09
25	0,45	2,957	12,4	2,5	0,08
30	0,51	3,366	11,1	1,0	0,07
35	0,57	3,774	9,9	-0,1	0,06
40	0,63	4,183	8,9	-1,0	0,05
45	0,69	4,591	8,2	-1,8	0,05
50	0,75	5	7,6	-2,5	0,05

A partir do raio, da corda e do ângulo de passo, a pá já pode ser desenhada com o auxílio de um software CAD. Para o perfil selecionado, o centro fica a $\frac{1}{4}$ da corda.

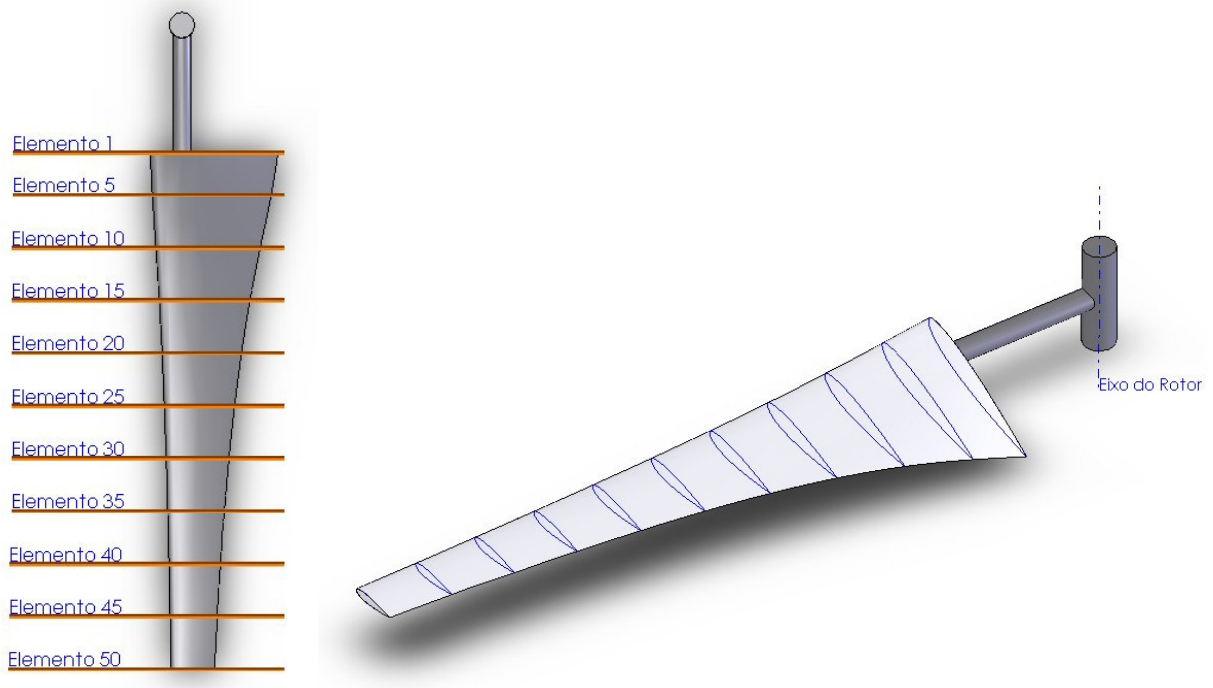


Figura 17 - Detalhe dos elementos de pá

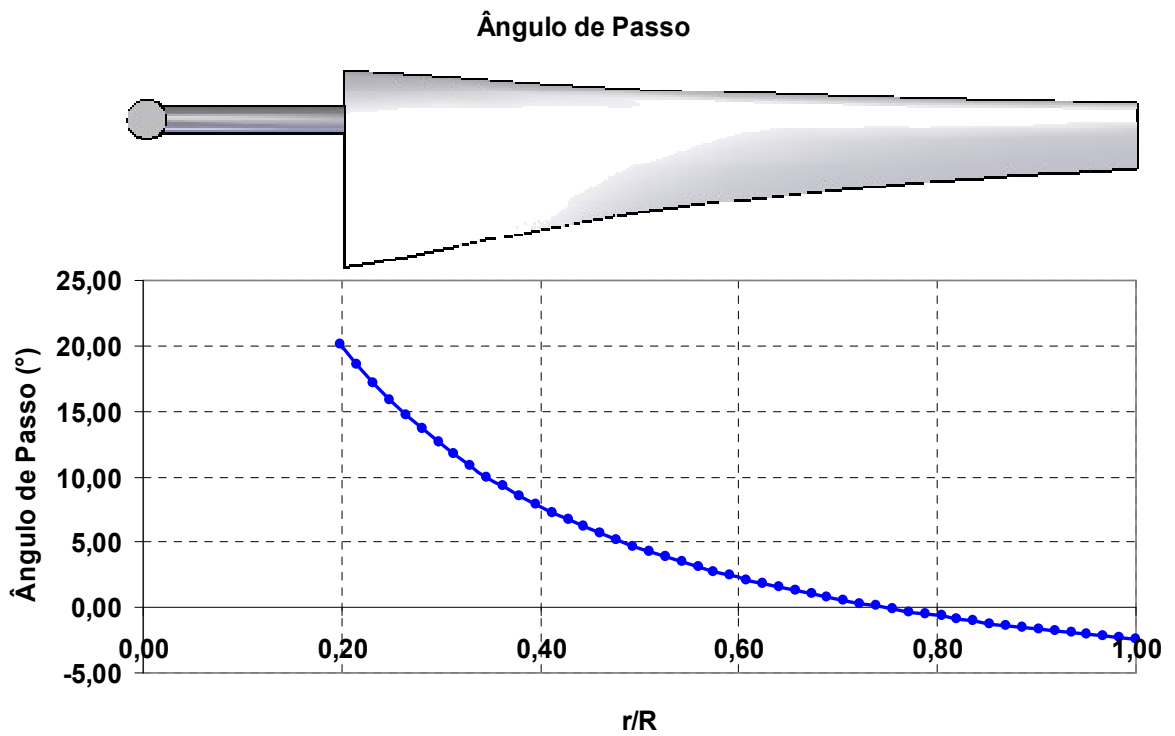


Figura 18 - Ângulo de passo em função do raio

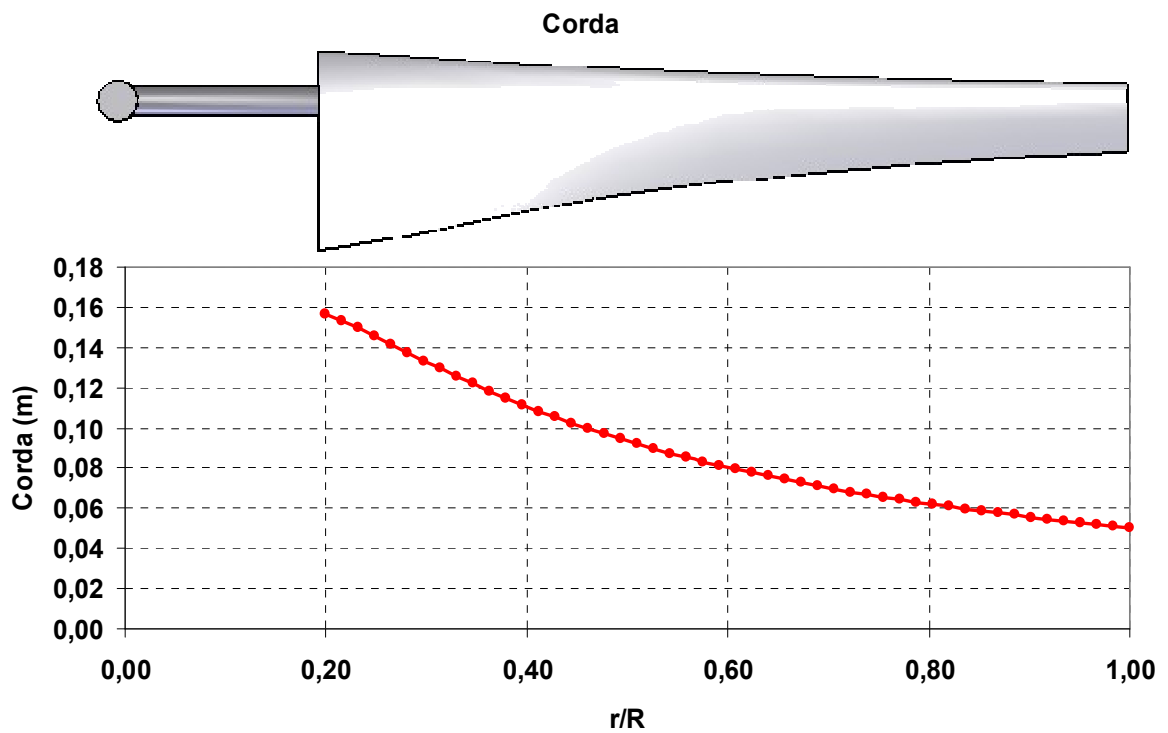


Figura 19 - Corda em função do raio

7.4 ROTOR EÓLICO

A potência do vento que pode ser extraída pelo rotor depende da área varrida pela turbina, que, neste caso é $A=1,78m^2$. Assim, a potência do vento que passa pelo rotor é equivalente a $1089W$. A relação desta potência com a potência da turbina é que vai determinar o coeficiente de potência.

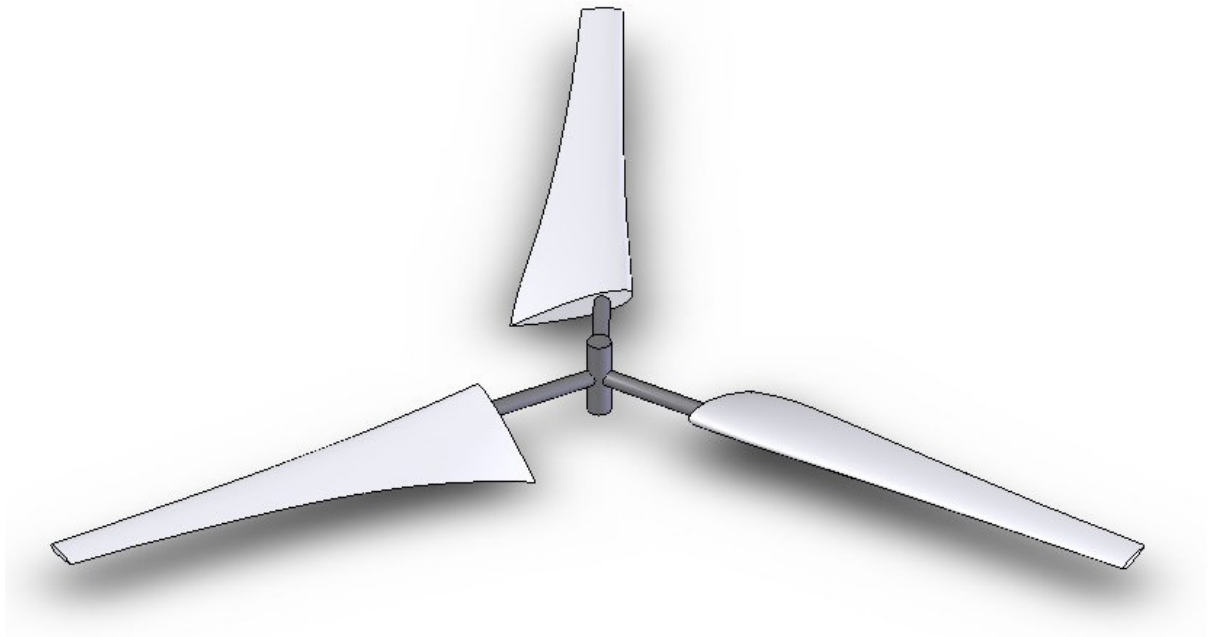


Figura 20 - Rotor eólico

Para determinar a potência, no próximo capítulo é aplicado o método iterativo com as características deste rotor eólico.

8. APLICAÇÃO USANDO O MÉTODO ITERATIVO

No método simplificado, os elementos de pá são calculados para uma mesma relação de C_D/C_L e conseqüente mesmo ângulo de ataque. Já no método iterativo, cada elemento de pá possui diferentes relações de C_D/C_L e variando-se os ângulos de ataque e fluxo, calculados iterativamente com os fatores de interferências axial e tangencial (a e a').

A pá gerada no método simplificado foi utilizada para recalcular a potência, verificando a influência dos fatores de interferência axial e tangencial no ângulo de fluxo e no ângulo de ataque de cada elemento de pá na potência da turbina. Os cálculos discriminados se encontram nos Apêndices A e B. Nos cálculos iterativos foram comparados os modelos com e sem perdas pelas pontas.

8.1 ÂNGULO DE FLUXO

O ângulo de fluxo é o principal fator no cálculo das contribuições de cada elemento de pá na performance da turbina, pois altera todos os coeficientes: sustentação, arrasto, normal e tangencial.

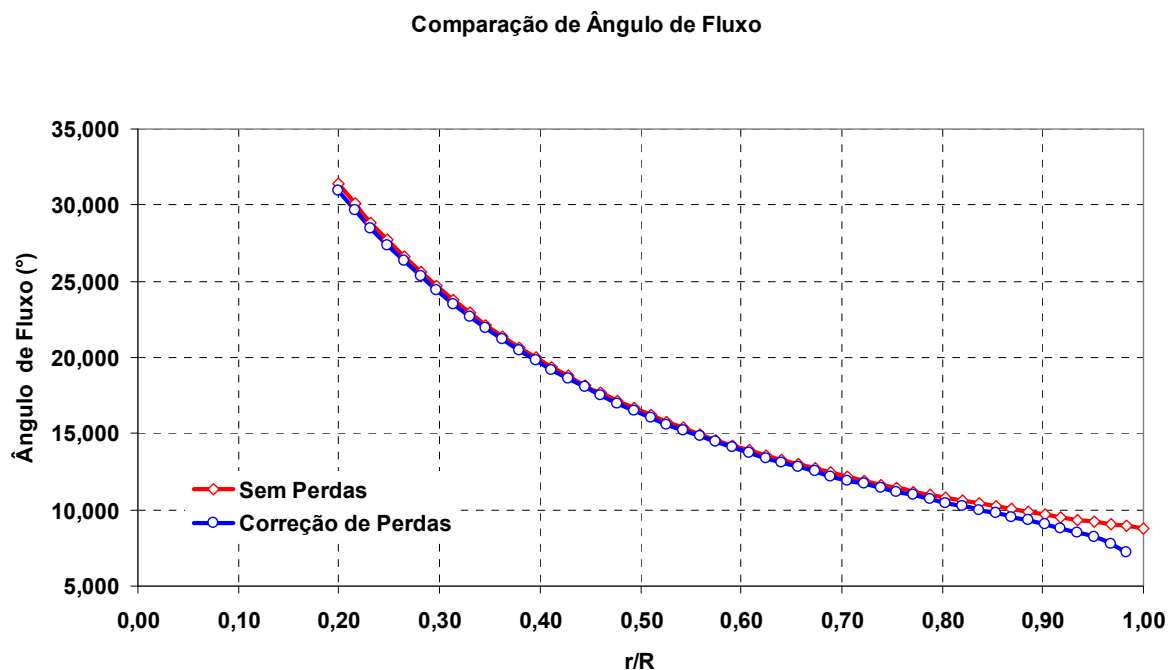


Figura 21 - Comparação de ângulo de fluxo

8.2 ÂNGULO DE ATAQUE, C_D E C_L

Com a diferença no ângulo de fluxo, é alterado o ângulo de ataque de cada elemento de pá, e consequentemente, os coeficientes de sustentação e arrasto, conforme Figs. 22 e 23.

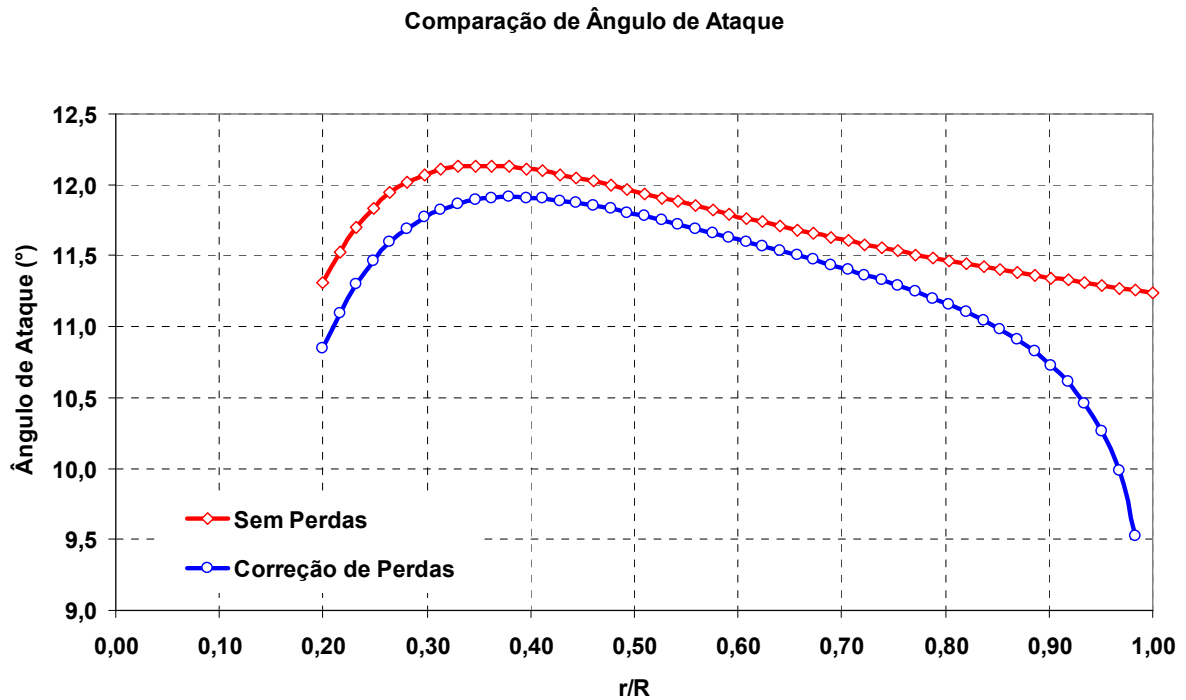


Figura 22 - Comparação de ângulo de ataque

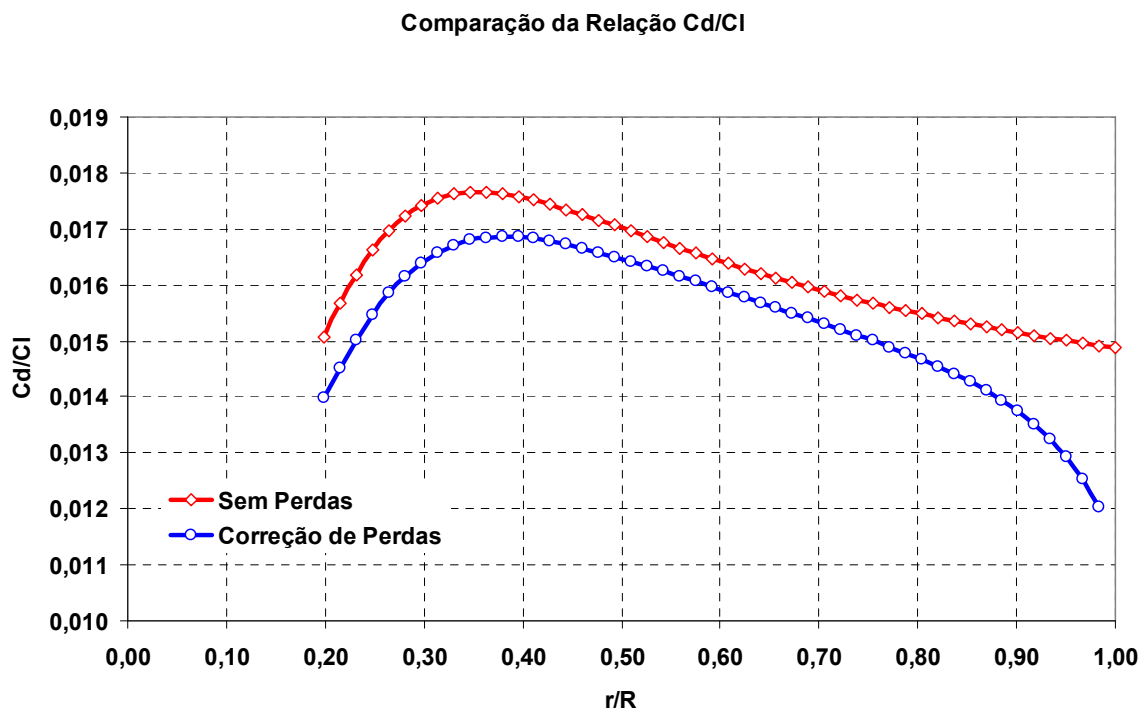


Figura 23 - Comparação da relação C_D/C_L

Quanto menor a relação C_D/C_L , maior será a sustentação em relação ao arrasto. Mas nota-se que isto não tem, necessariamente, influência direta na potência da turbina, pois depende do ângulo (ângulo de fluxo) da força resultante do arrasto e sustentação. A relação C_D/C_L apenas quantifica a força resultante.

8.3 COEFICIENTES NORMAIS E TANGENCIAIS

Os coeficientes de sustentação e arrasto podem ser decompostos nos sentidos normal (ou axial) e tangencial em função do ângulo de fluxo. O coeficiente de força tangencial será responsável pela contribuição de potência de cada elemento de pá.

As Figs. 24 e 25 mostram os coeficientes normais e tangenciais ao longo pá. Em função da velocidade relativa em cada elemento de pá podem ser calculadas as forças aerodinâmicas que atuam no perfil.

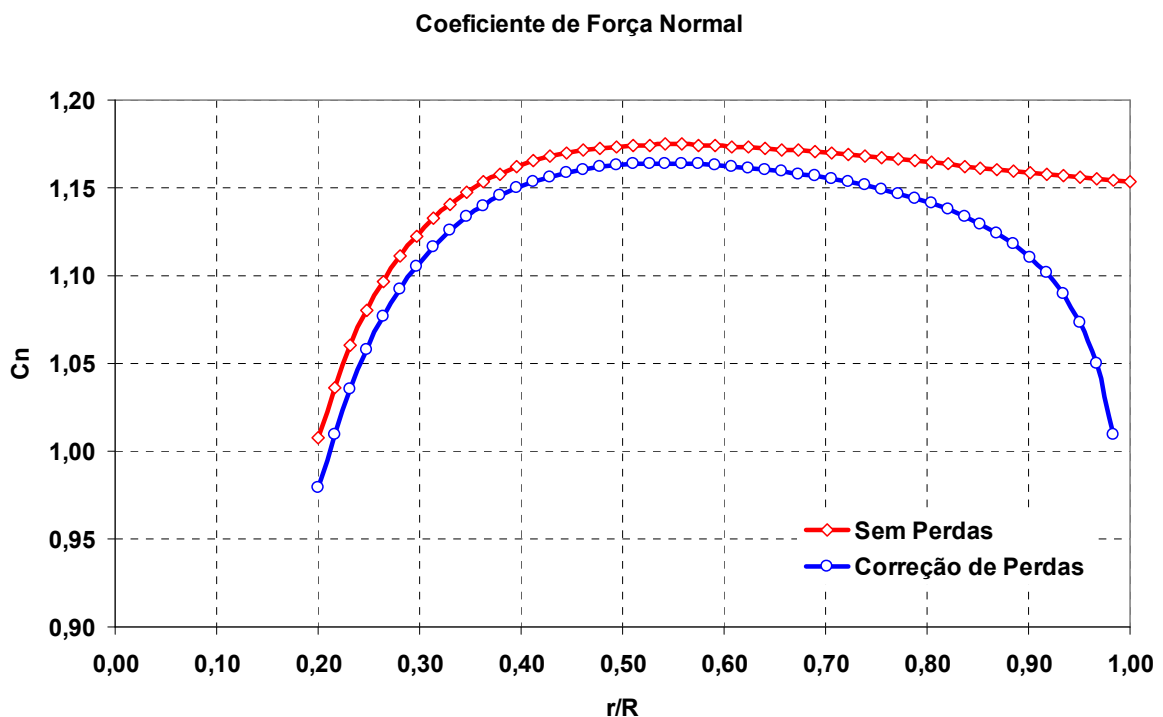


Figura 24 - Coeficiente de força normal

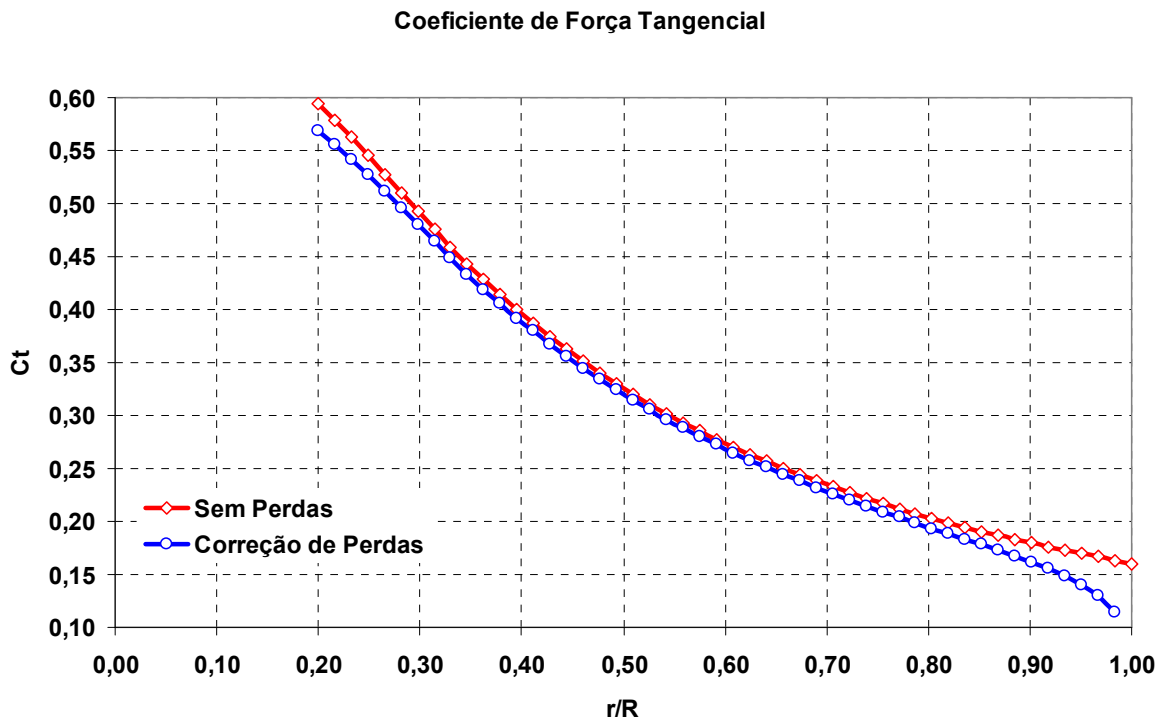


Figura 25 - Coeficiente de força tangencial

8.4 VELOCIDADE RELATIVA

Com uma relação trigonométrica, a velocidade relativa pode ser obtida das velocidades axial e tangencial.

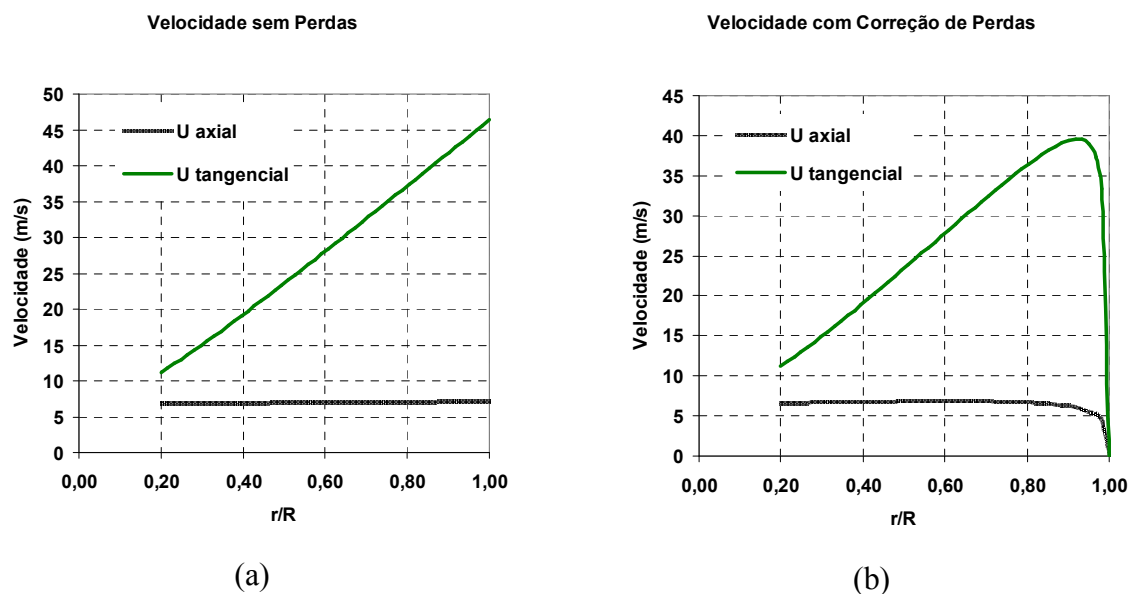


Figura 26 - Velocidades axial e tangencial com (b) e sem (a) perdas pelas pontas
Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

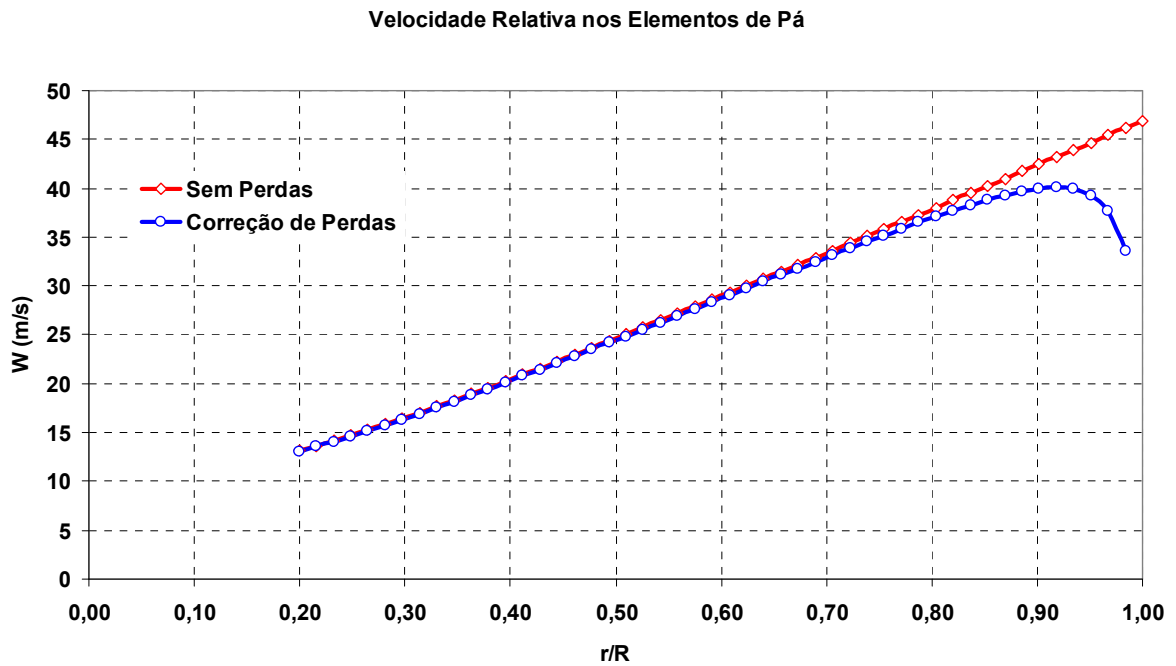


Figura 27 - Velocidade relativa

8.5 FORÇAS NORMAL E TANGENCIAL

As forças resultantes que atuam no perfil são obtidas a partir da soma das contribuições de cada elemento de pá das três pás do rotor.

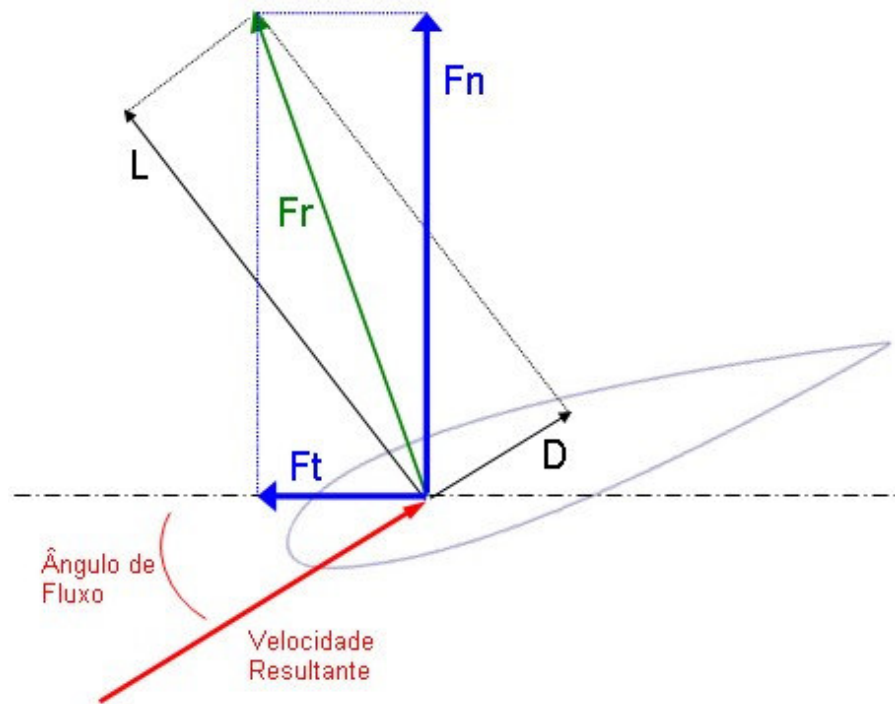


Figura 28 - Forças aerodinâmicas resultantes

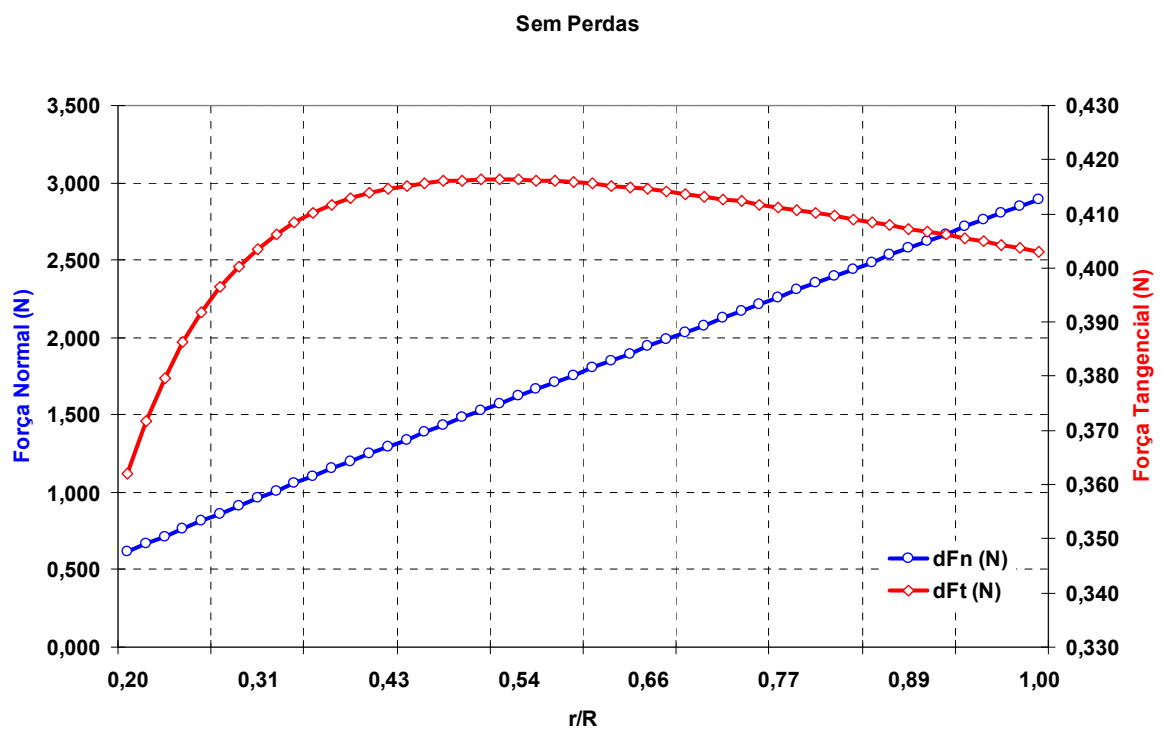


Figura 29 - Forças normal e tangencial sem perdas

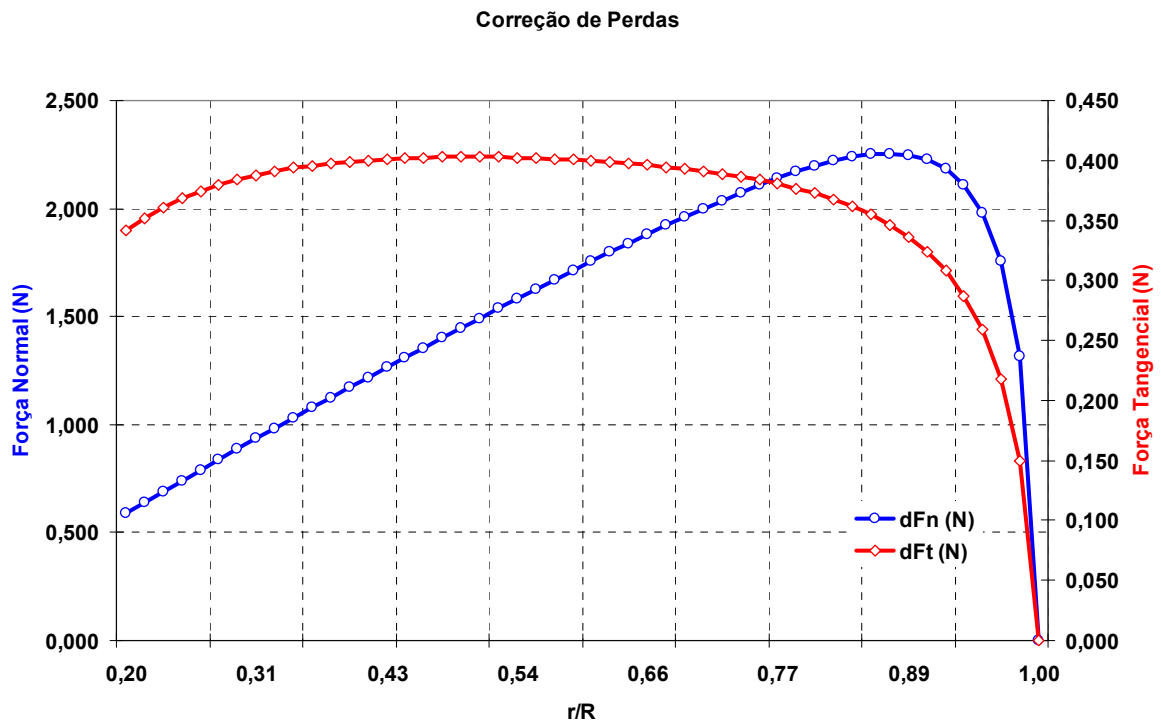


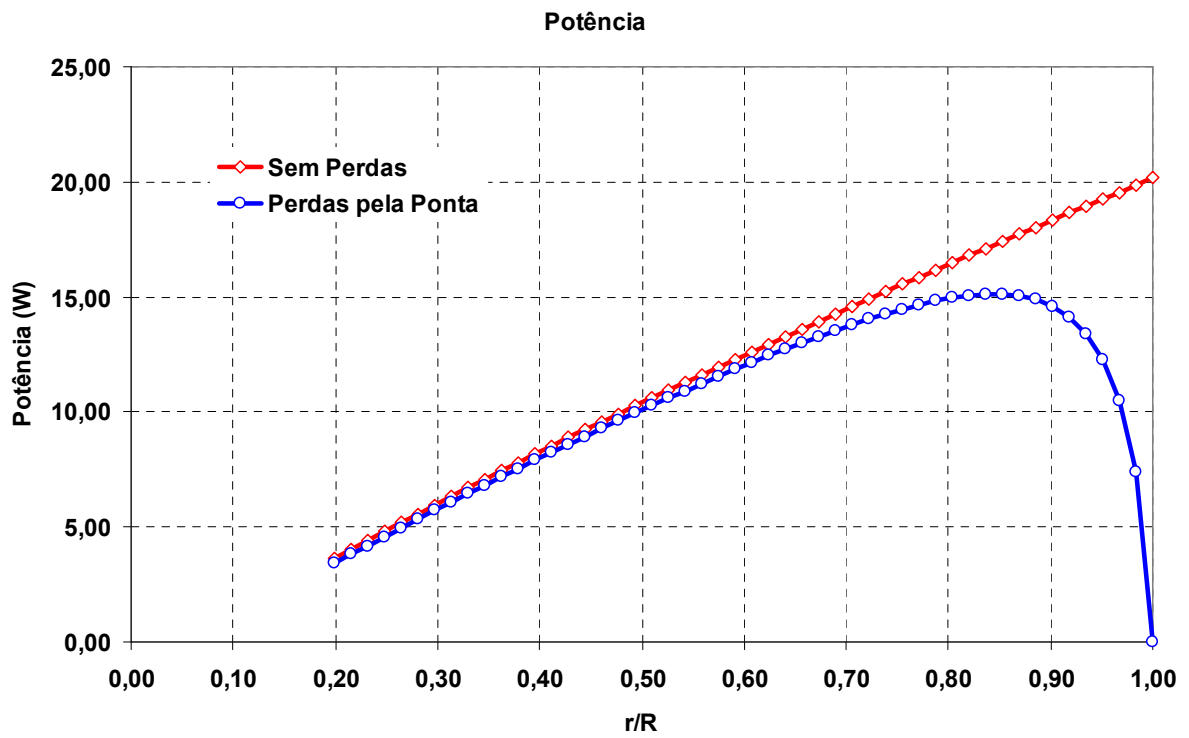
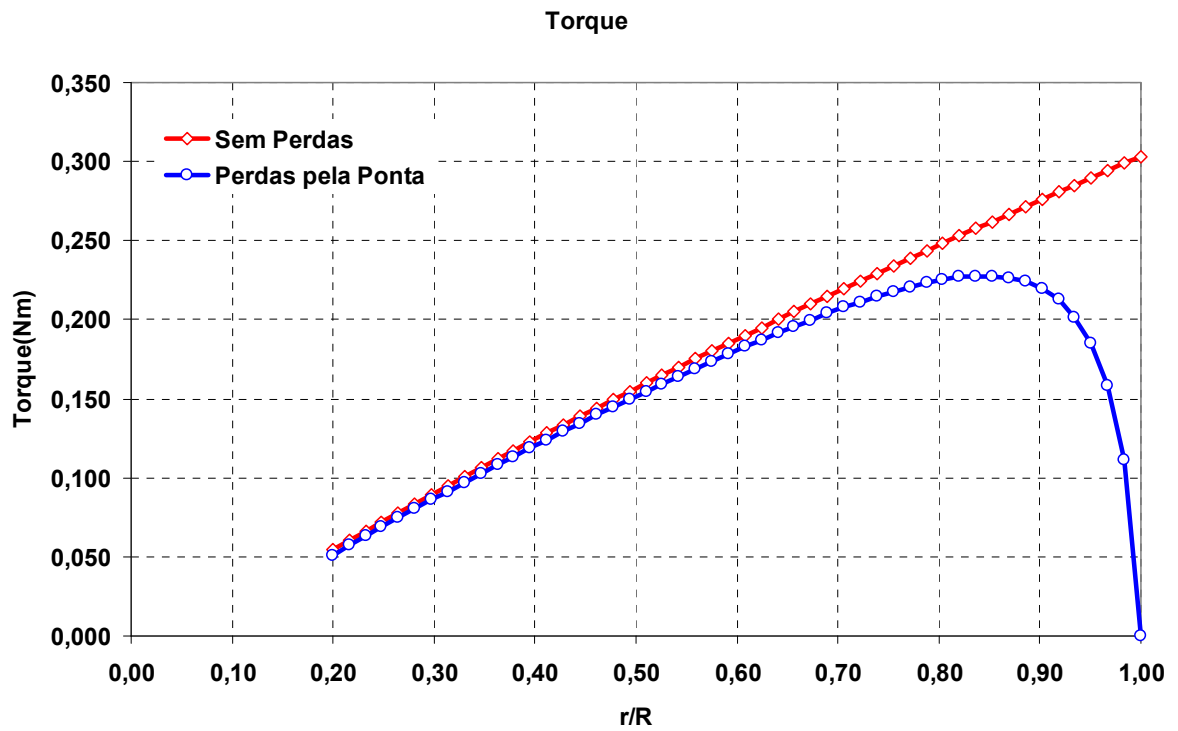
Figura 30 - Forças normal e tangencial com correção de perdas

A força normal que atua no rotor eólico soma $89N$ sem perdas e $78N$ com correção de perdas pelas pontas.

Em muitas turbinas eólicas de pequeno porte, esta força no sentido axial é utilizada em um sistema de controle por stall. Na velocidade de vento na qual a turbina deve entrar em stall para diminuir a rotação, é calculada a força normal aplicada, então é utilizado um sistema com molas que vai alterar o ângulo de passo das pás.

8.6 TORQUE E POTÊNCIA

O torque resultante do rotor eólico é a soma das forças tangenciais em função dos raios em cada elemento de pá. Este torque, multiplicado pela rotação angular fornece a potência do rotor.



A soma da contribuição de potência de cada elemento de pá resulta na potência do rotor. A potência da turbina com e sem perdas pelas pontas e seus respectivos coeficientes de potência são mostrados na Tab. 7.

Tabela 7 - Resultados método iterativo

	Potência (W)	Coefficiente de Potência - Cp
Sem perdas pelas pontas	613,49	0,563
Com perdas pelas pontas	520,71	0,478

O resultado mais significativo nos cálculos, que pode ser utilizado como a potência nominal do rotor projetado, são os 520 Watts retirados de um fluxo de vento de 10 m/s.

Cabe salientar ainda que esta é a potência mecânica da turbina. Quando acoplada a um gerador elétrico, este deve ser compatível com a turbina, e a potência elétrica de saída será menor que a potência mecânica da máquina devido ao rendimento global do sistema.

9. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS: MÉTODOS SIMPLIFICADO E ITERATIVO

Para efeito de comparação entre os métodos utilizados, são apresentados na Fig. 33, a potência nominal e os coeficientes de potência calculados neste trabalho.

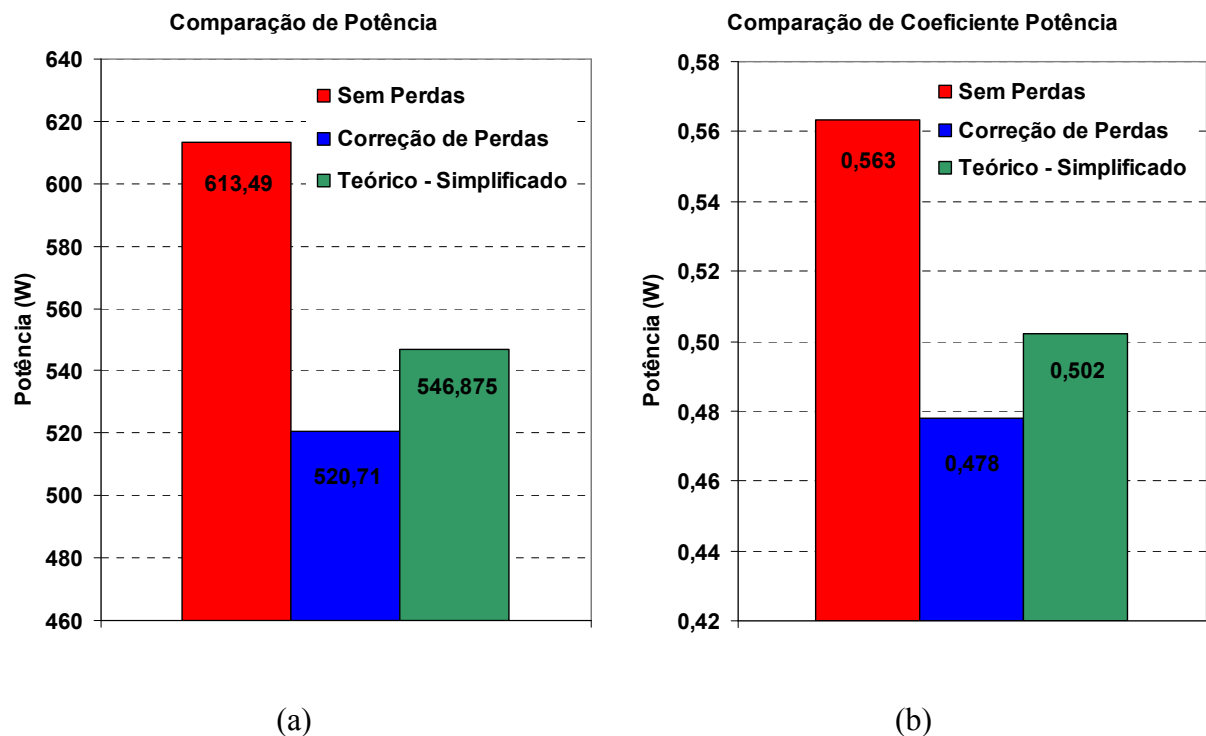


Figura 33 - Comparação de potência (a) e coeficiente de potência (b)

Recalculando a potência teórica do método, esta ficou bem acima dos 350W de projeto, resultando em uma potência em torno de 550W com o coeficiente de potência máximo e a área varrida calculada com 64% do coeficiente de potência máximo.

Da comparação, pode-se adotar previamente para a turbina projetada, a potência nominal de 520W. Mas cabe salientar que este é um valor teórico, que deve ser verificado com testes de protótipo.

Para e avaliar os valores calculados, a turbina deve passar por testes em condições reais, em campo ou túnel de vento. O próximo capítulo apresenta a aplicação de um teste em túnel de vento, típico para avaliar performance de turbinas eólicas.

10. TESTE DE PERFORMANCE DE TURBINA EÓLICA DE PEQUENO PORTE EM TÚNEL DE VENTO

Como complemento, este trabalho apresenta um teste de performance de turbina eólica em túnel de vento. Este teste foi realizado no CE-EÓLICA – Centro de Energia Eólica da PUCRS, que conta com um túnel de vento e equipamentos específicos para levantar curvas de potência de turbinas eólicas de pequeno porte.

A turbina eólica testada foi fornecida ao laboratório mencionado por um fabricante nacional de turbinas eólicas (Enersud).

Esta aplicação se encaixa no contexto do trabalho como a etapa final de um projeto de rotor eólico, e não pretende ser comparada ao rotor eólico projetado anteriormente.

O método consiste basicamente no levantamento da curva de potência. Para isso é necessário medir a velocidade do vento e a potência da turbina. O teste pode ser realizado em campo, com uma torre para medição da velocidade do vento, ou em túnel de vento, onde a velocidade do vento pode ser controlada, diminuindo o tempo para a realização do teste.

Para que os resultados sejam confiáveis, a estrutura de testes se baseia nas condições impostas na norma IEC 61400-12. Esta norma é para testes realizados em campo, porém, como não existe uma norma específica para testes em laboratório, esta norma é adaptada para testes em túnel de vento.

A curva de potência é determinada fazendo-se a coleta simultânea dos dados de velocidade do vento e potência elétrica do aerogerador por um tempo suficiente para que se possa obter dados com maior confiabilidade.

10.1 ESTRUTURA DE TESTES

A estrutura de testes consiste basicamente em um túnel de vento onde se possa controlar a velocidade do vento. Esta velocidade é medida por meio de sensores denominados anemômetros.

A turbina é posicionada em frente ao túnel de vento e sua potência é medida por transdutores de potência que medem a corrente elétrica de cada fase do gerador elétrico acoplado à turbina eólica.

Para efeito de correção da massa específica do ar, são utilizados sensores de temperatura e de pressão atmosférica.

Todos os sensores são conectados a um *data logger*, equipamento que grava os dados medidos durante o teste.

O Apêndice C exibe a lista dos equipamentos e sensores utilizados para o teste.

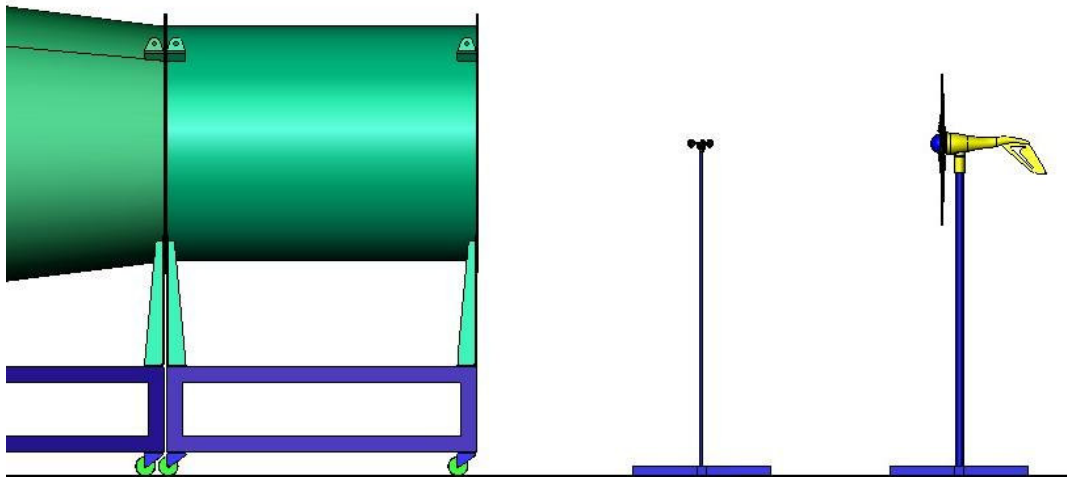


Figura 34 - Estrutura de testes

10.2 APLICAÇÃO

Uma turbina eólica de pequeno porte, fabricada no Brasil, foi utilizada como exemplo de aplicação. As características desta máquina estão descritas na Tab. 8. O objetivo é levantar a curva de potência da turbina ENERSUD – Gerar 164 (Fig. 35).



Figura 35 - Turbina ENERSUD Gerar 164

Tabela 8 - Características técnicas da turbina

Diâmetro do rotor:	1,64m
Número de pás:	3
Controle das pás:	Estol ativo
Potência nominal:	400W
Velocidade nominal:	12,5 m/s
Velocidade de partida:	2,2 m/s
Potência máxima:	540 W
Velocidade de potência máxima:	20 m/s

O primeiro passo para efetuar o teste é a correlação da velocidade do vento, entre o anemômetro e a turbina. Para tanto, no local da turbina é colocado outro anemômetro para medir a diferença de velocidades entre os dois pontos.

A máquina é posicionada em frente ao túnel de vento, após o sensor de velocidade de vento, conforme a Fig. 36. Para uma maior segurança durante os testes, utiliza-se uma grade de proteção para o caso de desprendimento de alguma pá em altas velocidades de vento.



Figura 36 - Montagem da turbina para teste

Os dados coletados durante o teste foram os seguintes:

- Velocidade do vento;
- Potência de saída da turbina;
- Pressão atmosférica;
- Rotação da turbina;
- Temperatura ambiente.

A distribuição dos dados de potência e velocidade do vento, sem correções, é apresentada na Fig. 37.

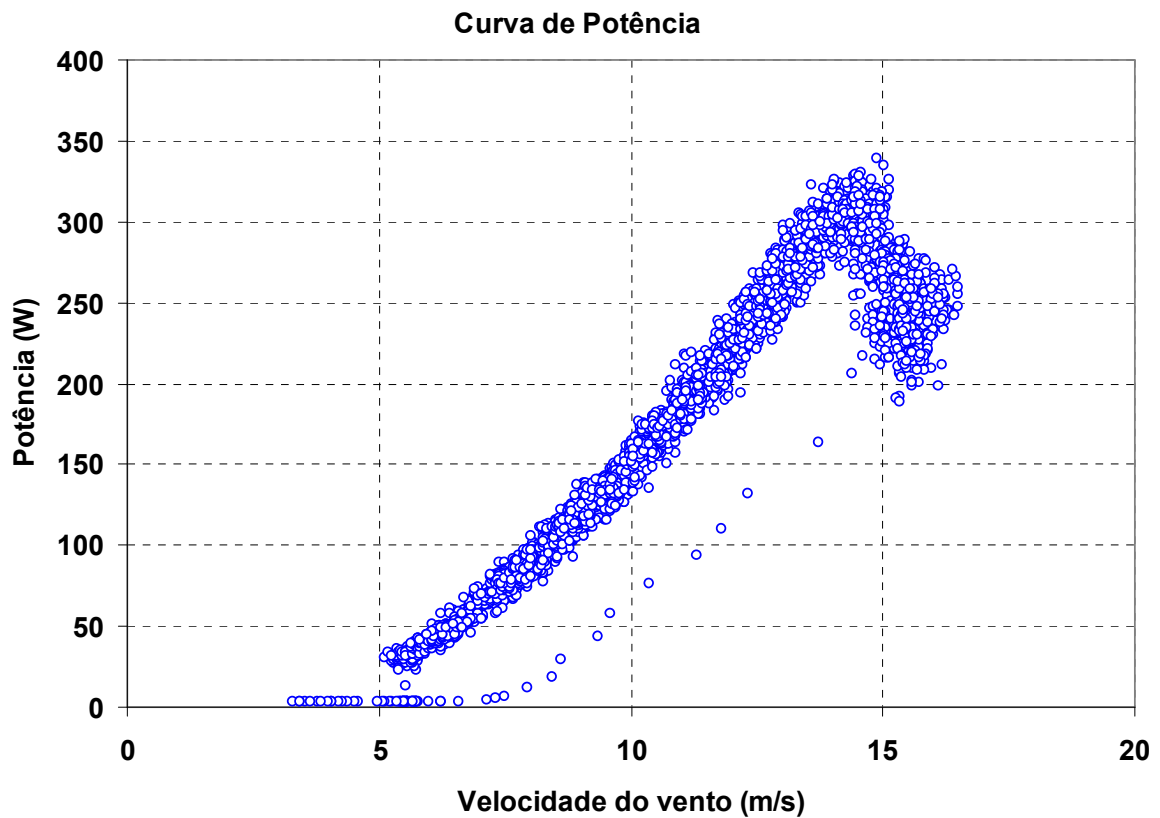


Figura 37 - Dados de velocidade e potência coletados durante o teste

A massa específica deve ser calculada a partir dos dados coletados durante o teste, esta massa específica é utilizada para corrigir a curva de potência para a massa específica padrão.

$$\rho = \frac{P_{atm}}{RT} \quad (\text{kg/m}^3) \quad [50]$$

Tabela 9 - Parâmetros medidos para corrigir a curva de potência

Temperatura Média (°C):	30,05
Pressão Atmosférica (Pa):	99448
Constante dos Gases (J/kgK):	287,05
Massa Específica (kg/m ³):	1,143
Massa Específica Padrão (kg/m ³):	1,225

Para a correção da potência em função da massa específica, a seguinte relação pode ser utilizada:

$$P_1 = P_0 \frac{\rho_1}{\rho_0} \quad (\text{W}) \quad [51]$$

Utilizando a correção da massa específica e a correção da velocidade entre o anemômetro e a turbina, os dados coletados ficam distribuídos de acordo com a Fig. 38.

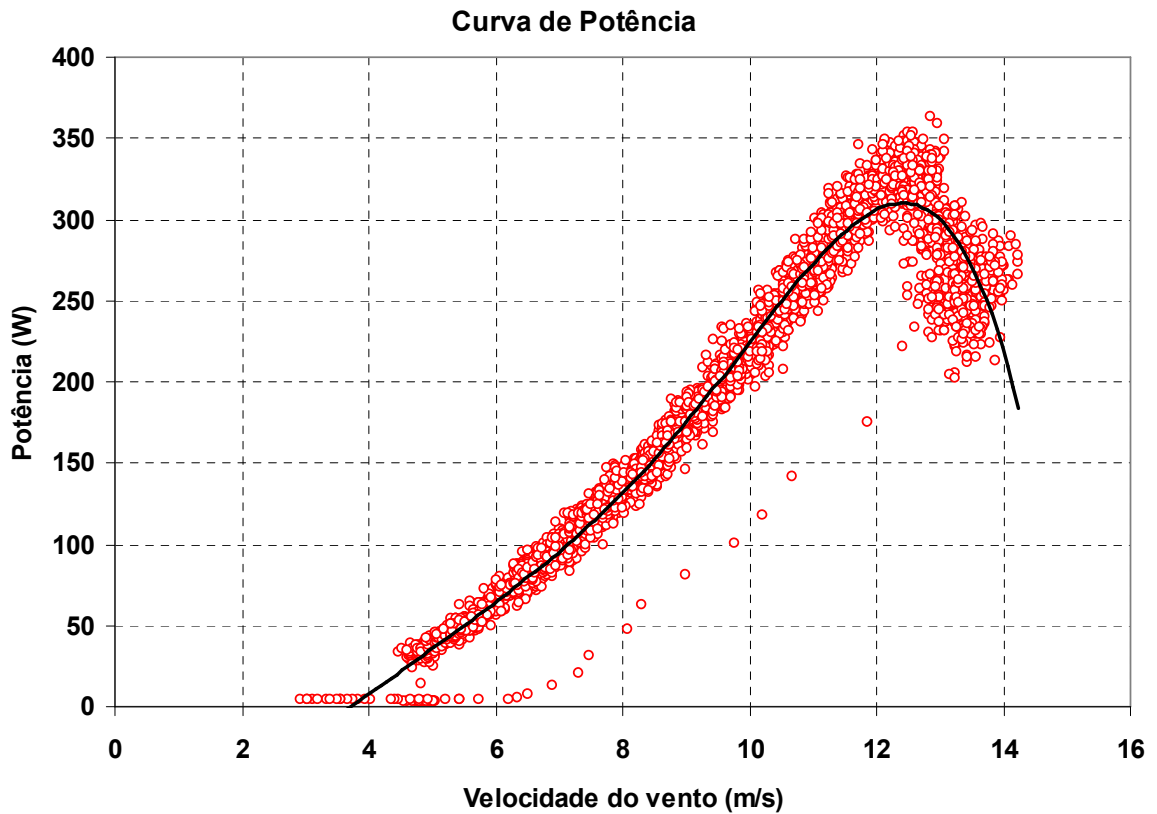


Figura 38 - Dados de velocidade e potência corrigidos

Comparando-se as curvas antes e após a correção, podemos notar o aumento na potência nominal e a diferença na velocidade onde isto ocorre.

Da curva corrigida é feita uma aproximação, de onde se pode também calcular o coeficiente de potência (Fig. 39).

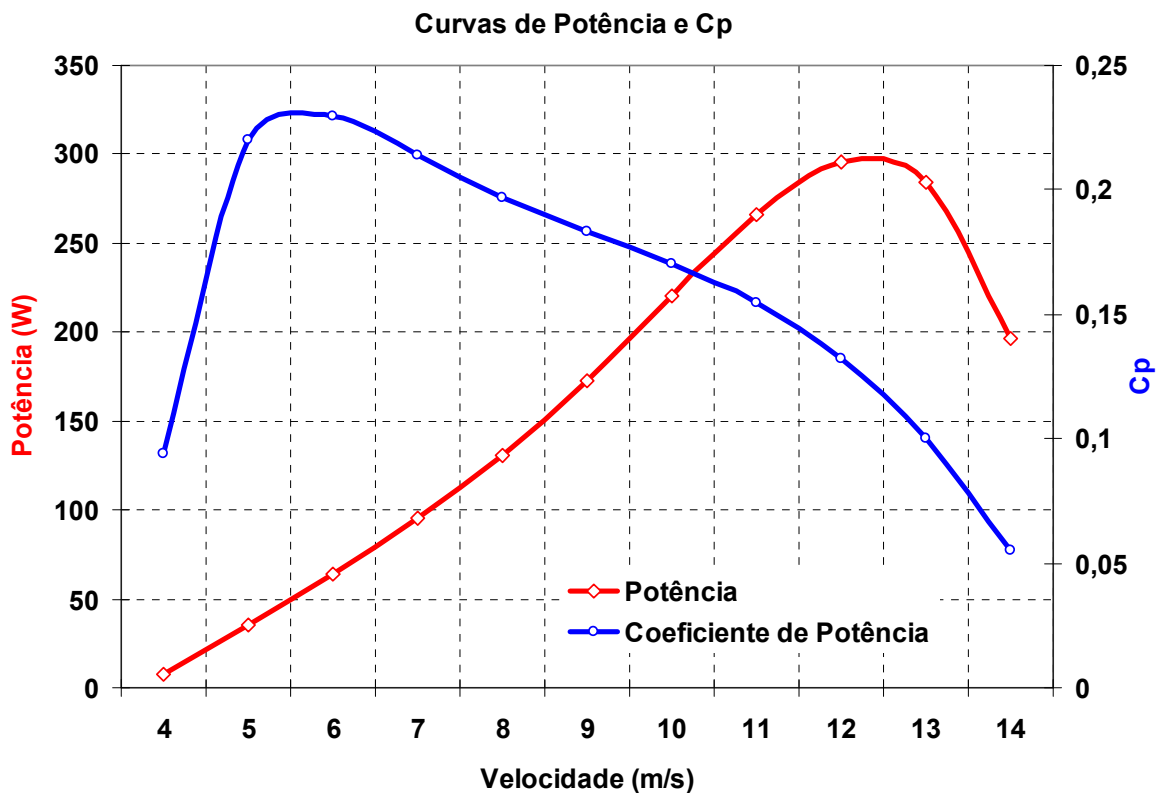


Figura 39 - Curvas de potência e C_p

Esta curva de potência caracteriza a performance da turbina eólica, que atinge sua potência máxima numa velocidade de vento entre 12 e 13 m/s. O coeficiente de potência nesta região fica apenas em torno de 0,12. Das características do fabricante, o coeficiente de potência fica em 0,16 operando na velocidade nominal.

A potência nominal desta máquina, de acordo com o fabricante é de 400W, mas este valor não foi alcançado durante os testes. A causa disto está no gerador elétrico desta máquina, que passou por reparos, perdendo eficiência.

11. CONCLUSÕES

A demanda por fontes alternativas de energia vem crescendo nos últimos anos, dentre elas a energia eólica, onde o desenvolvimento tecnológico nas últimas décadas melhorou a eficiência das turbinas eólicas.

O conhecimento dos efeitos físicos que envolvem o funcionamento das turbinas eólicas é essencial no desenvolvimento destas máquinas. No projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas, novas pesquisas vêm sendo desenvolvidas, aproximando cada vez mais os resultados de projeto teórico com a performance destes rotores em operação.

O perfil aerodinâmico, com suas características de sustentação e arrasto, é determinante no projeto de pás. Novos perfis para aplicação em turbinas eólicas são constantemente desenvolvidos, com simulações computacionais e testes em túneis de vento para levantar seus coeficientes de arrasto e sustentação.

A teoria apresentada permitiu o projeto aerodinâmico das pás de uma turbina eólica de pequeno porte.

O método iterativo de cálculo da potência aplicado neste trabalho possui algumas limitações, que em outros modelos de pá podem não apresentar bons resultados, como por exemplo, se o fator de interferência axial (a) for maior que 0,5 outras teorias mais modernas devem ser aplicadas para que o coeficiente de torque seja válido.

Com a determinação das forças que agem sobre as pás, estas podem ser utilizadas para um sistema de controle, como o estol ativo, que muda o ângulo de passo (ou torção) das pás para a frenagem aerodinâmica. Este tipo de controle possui um sistema com molas acionadas pela força normal resultante.

Os resultados de potência alcançados nos diferentes cálculos possuem semelhança e são válidos como valores teóricos de projeto. Este rotor eólico projetado, quando em aplicação real conectado a um gerador elétrico, poderá ter perdas significativas, resultando em uma potência de saída de até 50% abaixo. Para verificar realmente a potência de saída de uma turbina eólica é indispensável o teste de um protótipo em campo ou laboratório.

Um teste de performance de turbina eólica foi realizado em laboratório, a partir de adaptações de uma norma para testes em campo. Como resultado do teste tem-se as curvas de potência e coeficiente de potência para uma gama de velocidades do vento.

REFERÊNCIAS

- [1] ALÉ, J.A.V.. Aspectos de conversión de Energía y Aerodinámica de Turbinas Eólicas. Aspectos de Aerodinámica no estacionaria en Turbinas Eólicas. Seminario de Energía Eólica. Madrid, 1997.
- [2] HAU, E.. Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics. 2nd Edition. Germany, 2006.
- [3] INGRAM G.. Wind Turbine Blade Analysis using the Blade Element Momentum Method. Version 1.0. Durham University. United Kingdom, 2005.
- [4] RIJS, A.R.. Een numerieke methode voor het bepalen van de prestaties van windtoren. Technische Universiteit Eindhoven. Holanda, 1989.
- [5] MAALAWI, K.Y., BADAWEY, M.T.S.. A direct method for evaluating performance of horizontal axis wind turbines. National Research Center. Egypt, 2000.
- [6] LANZAFAME, R., MESSINA, M.. Fluid dynamics wind turbine design: Critical analysis, optimization and application of BEM theory. University of Catania. Italy, 2007.
- [7] GARCIA, S.B.. Análise Aerodinâmica em Rotores de Eixo Vertical. Trabalho de Integração. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Brasil, 2006.
- [8] MORIARTY, P.J., HANSEN, A.C.. AeroDyn Theory Manual. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory. United States of America, 2005.
- [9] Metodologia para testes de Turbinas Eólicas - Norma IEC 61400-12.
- [10] SIMIONI, G.C.S., ALÉ, J.A.V.. Levantamento de Curva de Potência – Turbina ENERSUD Gerar 164. Núcleo Tecnológico de Energia e Meio Ambiente. Porto Alegre, Brasil, 2004.

APÊNDICE A – Parâmetros de Cálculo do Método Iterativo Sem Perdas pelas Pontas

Parâmetros de Cálculo do Método Iterativo Sem Perdas pelas Pontas

El. Pá	β (rad)	a	a'	λ	Φ (rad)	α (°)	Cl	Cd	c (m)	r (m)	σ	Ct	Cn
1	0,350	0,317	0,200	0,997	0,548	11,314	1,170	0,018	0,157	0,150	0,498	0,594	1,008
2	0,324	0,317	0,177	1,078	0,525	11,530	1,187	0,019	0,153	0,162	0,451	0,579	1,036
3	0,300	0,317	0,157	1,160	0,504	11,703	1,200	0,019	0,149	0,175	0,409	0,562	1,060
4	0,277	0,317	0,140	1,242	0,484	11,838	1,210	0,020	0,146	0,187	0,372	0,545	1,080
5	0,257	0,316	0,126	1,324	0,465	11,941	1,217	0,021	0,142	0,199	0,339	0,527	1,097
6	0,238	0,315	0,113	1,405	0,448	12,016	1,222	0,021	0,137	0,211	0,310	0,510	1,111
7	0,220	0,314	0,102	1,487	0,431	12,070	1,226	0,021	0,133	0,224	0,285	0,492	1,123
8	0,204	0,313	0,092	1,569	0,415	12,105	1,228	0,022	0,130	0,236	0,262	0,476	1,133
9	0,189	0,312	0,084	1,650	0,400	12,126	1,230	0,022	0,126	0,248	0,242	0,459	1,141
10	0,175	0,311	0,076	1,732	0,386	12,134	1,230	0,022	0,122	0,261	0,223	0,443	1,148
11	0,161	0,310	0,070	1,814	0,373	12,134	1,230	0,022	0,118	0,273	0,207	0,428	1,153
12	0,149	0,309	0,064	1,895	0,361	12,126	1,230	0,022	0,115	0,285	0,192	0,414	1,158
13	0,138	0,308	0,059	1,977	0,349	12,113	1,229	0,022	0,112	0,298	0,179	0,400	1,162
14	0,127	0,307	0,054	2,059	0,338	12,095	1,227	0,022	0,108	0,310	0,167	0,387	1,165
15	0,117	0,306	0,050	2,141	0,328	12,073	1,226	0,021	0,105	0,322	0,156	0,374	1,168
16	0,107	0,305	0,047	2,222	0,318	12,049	1,224	0,021	0,102	0,334	0,146	0,362	1,170
17	0,098	0,304	0,043	2,304	0,308	12,023	1,223	0,021	0,100	0,347	0,137	0,351	1,171
18	0,090	0,303	0,040	2,386	0,299	11,996	1,221	0,021	0,097	0,359	0,129	0,340	1,173
19	0,082	0,302	0,038	2,467	0,291	11,968	1,219	0,021	0,094	0,371	0,121	0,330	1,173
20	0,075	0,301	0,035	2,549	0,283	11,939	1,217	0,021	0,092	0,384	0,114	0,320	1,174
21	0,068	0,300	0,033	2,631	0,275	11,910	1,215	0,020	0,090	0,396	0,108	0,311	1,174
22	0,061	0,299	0,031	2,712	0,268	11,880	1,213	0,020	0,087	0,408	0,102	0,302	1,175
23	0,055	0,298	0,029	2,794	0,261	11,851	1,210	0,020	0,085	0,420	0,097	0,293	1,175
24	0,049	0,298	0,028	2,876	0,255	11,822	1,208	0,020	0,083	0,433	0,092	0,285	1,174
25	0,043	0,297	0,026	2,958	0,249	11,793	1,206	0,020	0,081	0,445	0,087	0,278	1,174
26	0,037	0,296	0,025	3,039	0,243	11,765	1,204	0,020	0,079	0,457	0,083	0,270	1,174
27	0,032	0,295	0,023	3,121	0,237	11,737	1,202	0,020	0,078	0,470	0,079	0,263	1,173
28	0,027	0,295	0,022	3,203	0,232	11,709	1,200	0,019	0,076	0,482	0,075	0,257	1,173
29	0,023	0,294	0,021	3,284	0,226	11,682	1,198	0,019	0,074	0,494	0,072	0,250	1,172
30	0,018	0,293	0,020	3,366	0,221	11,656	1,196	0,019	0,073	0,507	0,068	0,244	1,171
31	0,014	0,293	0,019	3,448	0,217	11,630	1,194	0,019	0,071	0,519	0,065	0,238	1,170
32	0,010	0,292	0,018	3,529	0,212	11,605	1,192	0,019	0,070	0,531	0,063	0,232	1,170
33	0,006	0,292	0,017	3,611	0,208	11,580	1,191	0,019	0,068	0,543	0,060	0,227	1,169
34	0,002	0,291	0,016	3,693	0,203	11,556	1,189	0,019	0,067	0,556	0,057	0,222	1,168
35	-0,002	0,291	0,016	3,775	0,199	11,532	1,187	0,019	0,066	0,568	0,055	0,217	1,167
36	-0,005	0,290	0,015	3,856	0,195	11,509	1,185	0,018	0,064	0,580	0,053	0,212	1,166
37	-0,009	0,289	0,014	3,938	0,192	11,487	1,183	0,018	0,063	0,593	0,051	0,207	1,165
38	-0,012	0,289	0,014	4,020	0,188	11,465	1,182	0,018	0,062	0,605	0,049	0,203	1,164
39	-0,015	0,288	0,013	4,101	0,185	11,443	1,180	0,018	0,061	0,617	0,047	0,199	1,163
40	-0,018	0,288	0,013	4,183	0,181	11,423	1,178	0,018	0,060	0,629	0,045	0,195	1,162
41	-0,021	0,287	0,012	4,265	0,178	11,402	1,177	0,018	0,059	0,642	0,044	0,191	1,162
42	-0,024	0,287	0,012	4,346	0,175	11,382	1,175	0,018	0,058	0,654	0,042	0,187	1,161
43	-0,026	0,287	0,011	4,428	0,172	11,363	1,174	0,018	0,057	0,666	0,041	0,183	1,160
44	-0,029	0,286	0,011	4,510	0,169	11,344	1,172	0,018	0,056	0,679	0,039	0,180	1,159
45	-0,032	0,286	0,010	4,592	0,166	11,326	1,171	0,018	0,055	0,691	0,038	0,176	1,158
46	-0,034	0,285	0,010	4,673	0,163	11,308	1,170	0,018	0,054	0,703	0,037	0,173	1,157
47	-0,036	0,285	0,010	4,755	0,161	11,290	1,168	0,018	0,053	0,716	0,035	0,170	1,156
48	-0,039	0,285	0,009	4,837	0,158	11,273	1,167	0,017	0,052	0,728	0,034	0,167	1,155
49	-0,041	0,284	0,009	4,918	0,156	11,256	1,165	0,017	0,051	0,740	0,033	0,163	1,154
50	-0,043	0,284	0,009	5,000	0,153	11,240	1,164	0,017	0,050	0,752	0,032	0,161	1,153

El. Pá	Uax (m/s)	Utan (m/s)	W (m/s)	dr (m)	dFn (N)	dFt (N)	dT (Nm)	dP (W)
1	6,834	11,207	13,127	0,012	0,614	0,362	0,054	3,608
2	6,829	11,785	13,621	0,012	0,665	0,372	0,060	4,008
3	6,828	12,382	14,140	0,012	0,716	0,380	0,066	4,405
4	6,832	12,996	14,682	0,012	0,765	0,386	0,072	4,798
5	6,839	13,624	15,244	0,012	0,815	0,392	0,078	5,187
6	6,848	14,266	15,825	0,012	0,864	0,397	0,084	5,572
7	6,857	14,920	16,420	0,012	0,913	0,400	0,090	5,953
8	6,868	15,584	17,030	0,012	0,961	0,404	0,095	6,330
9	6,879	16,257	17,653	0,012	1,009	0,406	0,101	6,703
10	6,890	16,938	18,286	0,012	1,057	0,408	0,106	7,073
11	6,901	17,626	18,929	0,012	1,105	0,410	0,112	7,440
12	6,912	18,321	19,581	0,012	1,152	0,412	0,117	7,803
13	6,922	19,021	20,241	0,012	1,200	0,413	0,123	8,163
14	6,933	19,725	20,908	0,012	1,247	0,414	0,128	8,521
15	6,943	20,434	21,582	0,012	1,294	0,415	0,134	8,875
16	6,953	21,147	22,261	0,012	1,341	0,415	0,139	9,227
17	6,963	21,864	22,946	0,012	1,388	0,416	0,144	9,577
18	6,972	22,583	23,635	0,012	1,434	0,416	0,149	9,925
19	6,981	23,306	24,329	0,012	1,481	0,416	0,155	10,270
20	6,990	24,031	25,027	0,012	1,527	0,416	0,160	10,613
21	6,999	24,758	25,729	0,012	1,574	0,416	0,165	10,954
22	7,007	25,488	26,434	0,012	1,620	0,416	0,170	11,292
23	7,015	26,220	27,142	0,012	1,666	0,416	0,175	11,629
24	7,023	26,953	27,853	0,012	1,712	0,416	0,180	11,964
25	7,031	27,688	28,567	0,012	1,758	0,416	0,185	12,298
26	7,038	28,425	29,283	0,012	1,804	0,416	0,190	12,629
27	7,045	29,163	30,002	0,012	1,850	0,415	0,195	12,959
28	7,052	29,902	30,723	0,012	1,896	0,415	0,200	13,287
29	7,059	30,643	31,445	0,012	1,942	0,415	0,205	13,614
30	7,065	31,385	32,170	0,012	1,988	0,414	0,210	13,939
31	7,071	32,127	32,896	0,012	2,033	0,414	0,215	14,262
32	7,078	32,871	33,624	0,012	2,079	0,413	0,219	14,584
33	7,083	33,616	34,354	0,012	2,125	0,413	0,224	14,905
34	7,089	34,361	35,085	0,012	2,170	0,412	0,229	15,224
35	7,095	35,108	35,817	0,012	2,216	0,412	0,234	15,542
36	7,100	35,855	36,551	0,012	2,261	0,411	0,239	15,858
37	7,105	36,602	37,286	0,012	2,307	0,411	0,243	16,173
38	7,111	37,351	38,022	0,012	2,352	0,410	0,248	16,486
39	7,115	38,100	38,759	0,012	2,397	0,410	0,253	16,799
40	7,120	38,850	39,497	0,012	2,443	0,409	0,257	17,110
41	7,125	39,600	40,236	0,012	2,488	0,408	0,262	17,419
42	7,130	40,350	40,975	0,012	2,533	0,408	0,267	17,728
43	7,134	41,102	41,716	0,012	2,579	0,407	0,271	18,035
44	7,138	41,853	42,458	0,012	2,624	0,407	0,276	18,341
45	7,143	42,605	43,200	0,012	2,669	0,406	0,281	18,646
46	7,147	43,358	43,943	0,012	2,714	0,405	0,285	18,949
47	7,151	44,111	44,687	0,012	2,759	0,405	0,290	19,252
48	7,155	44,864	45,431	0,012	2,804	0,404	0,294	19,553
49	7,158	45,618	46,176	0,012	2,849	0,404	0,299	19,853
50	7,162	46,372	46,921	0,012	2,894	0,403	0,303	20,152
				Σ	88,66	20,38	9,23	613,49
						C_T, C_P	0,11	0,56

APÊNDICE B – Parâmetros de Cálculo do Método Iterativo Com Correção de Perdas pelas Pontas

Parâmetros de Cálculo do Método Iterativo Com Correção de Perdas pelas Pontas

El. Pá	β (rad)	a	a'	λ	Φ (rad)	α (°)	Cl	Cd	c (m)	r (m)	σ	Ct	Cn
1	0,350	0,330	0,206	0,997	0,539	10,846	1,132	0,016	0,157	0,150	0,498	0,568	0,979
2	0,324	0,331	0,183	1,078	0,518	11,093	1,152	0,017	0,153	0,162	0,451	0,556	1,010
3	0,300	0,331	0,163	1,160	0,497	11,297	1,169	0,018	0,149	0,175	0,409	0,542	1,036
4	0,277	0,330	0,145	1,242	0,477	11,462	1,182	0,018	0,146	0,187	0,372	0,527	1,058
5	0,257	0,329	0,130	1,324	0,459	11,592	1,191	0,019	0,142	0,199	0,339	0,511	1,076
6	0,238	0,328	0,117	1,405	0,442	11,694	1,199	0,019	0,137	0,211	0,310	0,495	1,092
7	0,220	0,327	0,106	1,487	0,426	11,771	1,205	0,020	0,133	0,224	0,285	0,479	1,105
8	0,204	0,326	0,096	1,569	0,410	11,827	1,209	0,020	0,130	0,236	0,262	0,464	1,116
9	0,189	0,324	0,087	1,650	0,396	11,867	1,212	0,020	0,126	0,248	0,242	0,448	1,126
10	0,175	0,323	0,079	1,732	0,382	11,892	1,213	0,020	0,122	0,261	0,223	0,434	1,134
11	0,161	0,322	0,072	1,814	0,369	11,907	1,214	0,020	0,118	0,273	0,207	0,419	1,140
12	0,149	0,321	0,066	1,895	0,357	11,912	1,215	0,020	0,115	0,285	0,192	0,405	1,145
13	0,138	0,319	0,061	1,977	0,345	11,909	1,215	0,020	0,112	0,298	0,179	0,392	1,150
14	0,127	0,318	0,056	2,059	0,335	11,901	1,214	0,020	0,108	0,310	0,167	0,379	1,153
15	0,117	0,317	0,052	2,141	0,324	11,888	1,213	0,020	0,105	0,322	0,156	0,367	1,156
16	0,107	0,316	0,048	2,222	0,315	11,871	1,212	0,020	0,102	0,334	0,146	0,356	1,159
17	0,098	0,315	0,045	2,304	0,305	11,850	1,210	0,020	0,100	0,347	0,137	0,345	1,161
18	0,090	0,314	0,042	2,386	0,297	11,828	1,209	0,020	0,097	0,359	0,129	0,334	1,162
19	0,082	0,314	0,039	2,467	0,288	11,803	1,207	0,020	0,094	0,371	0,121	0,324	1,163
20	0,075	0,313	0,037	2,549	0,280	11,777	1,205	0,020	0,092	0,384	0,114	0,314	1,164
21	0,068	0,312	0,034	2,631	0,273	11,750	1,203	0,020	0,090	0,396	0,108	0,305	1,164
22	0,061	0,312	0,032	2,712	0,266	11,721	1,201	0,020	0,087	0,408	0,102	0,296	1,164
23	0,055	0,311	0,031	2,794	0,259	11,692	1,199	0,019	0,085	0,420	0,097	0,288	1,164
24	0,049	0,311	0,029	2,876	0,252	11,662	1,197	0,019	0,083	0,433	0,092	0,280	1,164
25	0,043	0,311	0,027	2,958	0,246	11,632	1,194	0,019	0,081	0,445	0,087	0,272	1,163
26	0,037	0,311	0,026	3,039	0,240	11,601	1,192	0,019	0,079	0,457	0,083	0,265	1,162
27	0,032	0,311	0,024	3,121	0,234	11,569	1,190	0,019	0,078	0,470	0,079	0,258	1,162
28	0,027	0,311	0,023	3,203	0,229	11,537	1,187	0,019	0,076	0,482	0,075	0,251	1,161
29	0,023	0,311	0,022	3,284	0,223	11,504	1,185	0,018	0,074	0,494	0,072	0,244	1,159
30	0,018	0,312	0,021	3,366	0,218	11,471	1,182	0,018	0,073	0,507	0,068	0,238	1,158
31	0,014	0,312	0,020	3,448	0,213	11,437	1,180	0,018	0,071	0,519	0,065	0,232	1,157
32	0,010	0,313	0,019	3,529	0,209	11,401	1,177	0,018	0,070	0,531	0,063	0,226	1,155
33	0,006	0,314	0,018	3,611	0,204	11,365	1,174	0,018	0,068	0,543	0,060	0,220	1,153
34	0,002	0,316	0,018	3,693	0,199	11,327	1,171	0,018	0,067	0,556	0,057	0,215	1,151
35	-0,002	0,318	0,017	3,775	0,195	11,288	1,168	0,018	0,066	0,568	0,055	0,209	1,149
36	-0,005	0,320	0,016	3,856	0,191	11,246	1,165	0,017	0,064	0,580	0,053	0,204	1,147
37	-0,009	0,323	0,016	3,938	0,187	11,201	1,161	0,017	0,063	0,593	0,051	0,199	1,144
38	-0,012	0,326	0,015	4,020	0,183	11,154	1,157	0,017	0,062	0,605	0,049	0,194	1,141
39	-0,015	0,330	0,015	4,101	0,179	11,102	1,153	0,017	0,061	0,617	0,047	0,188	1,138
40	-0,018	0,335	0,015	4,183	0,175	11,045	1,148	0,017	0,060	0,629	0,045	0,183	1,134
41	-0,021	0,341	0,014	4,265	0,171	10,982	1,143	0,016	0,059	0,642	0,044	0,178	1,129
42	-0,024	0,349	0,014	4,346	0,167	10,910	1,137	0,016	0,058	0,654	0,042	0,173	1,124
43	-0,026	0,358	0,014	4,428	0,162	10,826	1,130	0,016	0,057	0,666	0,041	0,167	1,118
44	-0,029	0,371	0,014	4,510	0,158	10,728	1,122	0,015	0,056	0,679	0,039	0,162	1,111
45	-0,032	0,387	0,014	4,592	0,154	10,609	1,112	0,015	0,055	0,691	0,038	0,155	1,101
46	-0,034	0,409	0,014	4,673	0,149	10,460	1,099	0,015	0,054	0,703	0,037	0,148	1,089
47	-0,036	0,441	0,015	4,755	0,143	10,263	1,082	0,014	0,053	0,716	0,035	0,140	1,073
48	-0,039	0,490	0,016	4,837	0,136	9,983	1,058	0,013	0,052	0,728	0,034	0,130	1,050
49	-0,041	0,581	0,020	4,918	0,125	9,521	1,016	0,012	0,051	0,740	0,033	0,115	1,010
50	-0,043	1,00	-1,00	5,00	0,197	13,77	1,308	0,035	0,050	0,752	0,032	0,223	1,290

El. Pá	f	F	ϵ	Uax (m/s)	Utan (m/s)	W (m/s)	dr (m)	dFn (N)	dFt (N)	dT (Nm)	dP (W)
1	2,338	0,938	0,014	6,699	11,191	13,043	0,012	0,589	0,342	0,051	3,405
2	2,378	0,941	0,015	6,694	11,758	13,530	0,012	0,640	0,352	0,057	3,795
3	2,417	0,943	0,015	6,694	12,344	14,043	0,012	0,690	0,361	0,063	4,184
4	2,453	0,945	0,015	6,699	12,948	14,579	0,012	0,739	0,368	0,069	4,571
5	2,489	0,947	0,016	6,708	13,568	15,135	0,012	0,788	0,374	0,075	4,955
6	2,522	0,949	0,016	6,719	14,202	15,711	0,012	0,837	0,380	0,080	5,335
7	2,553	0,950	0,016	6,731	14,848	16,302	0,012	0,886	0,384	0,086	5,711
8	2,581	0,952	0,017	6,743	15,505	16,908	0,012	0,934	0,388	0,092	6,084
9	2,607	0,953	0,017	6,756	16,171	17,526	0,012	0,982	0,391	0,097	6,453
10	2,629	0,954	0,017	6,770	16,846	18,156	0,012	1,029	0,394	0,103	6,818
11	2,649	0,955	0,017	6,782	17,528	18,795	0,012	1,077	0,396	0,108	7,179
12	2,665	0,956	0,017	6,795	18,217	19,443	0,012	1,124	0,398	0,113	7,537
13	2,678	0,956	0,017	6,807	18,911	20,098	0,012	1,170	0,399	0,119	7,891
14	2,687	0,957	0,017	6,818	19,609	20,761	0,012	1,217	0,400	0,124	8,241
15	2,692	0,957	0,017	6,828	20,312	21,429	0,012	1,263	0,401	0,129	8,588
16	2,693	0,957	0,017	6,838	21,019	22,103	0,012	1,309	0,402	0,134	8,932
17	2,691	0,957	0,017	6,848	21,728	22,782	0,012	1,355	0,402	0,140	9,271
18	2,684	0,957	0,017	6,856	22,440	23,464	0,012	1,401	0,403	0,145	9,607
19	2,673	0,956	0,017	6,864	23,155	24,150	0,012	1,446	0,403	0,150	9,940
20	2,658	0,955	0,016	6,871	23,871	24,840	0,012	1,491	0,403	0,155	10,268
21	2,639	0,954	0,016	6,877	24,588	25,532	0,012	1,536	0,403	0,159	10,593
22	2,615	0,953	0,016	6,882	25,307	26,226	0,012	1,580	0,402	0,164	10,913
23	2,587	0,952	0,016	6,886	26,026	26,922	0,012	1,625	0,402	0,169	11,229
24	2,555	0,950	0,016	6,889	26,746	27,619	0,012	1,668	0,401	0,174	11,540
25	2,518	0,949	0,016	6,892	27,465	28,316	0,012	1,712	0,401	0,178	11,847
26	2,476	0,946	0,016	6,893	28,184	29,015	0,012	1,755	0,400	0,183	12,148
27	2,430	0,944	0,016	6,893	28,902	29,712	0,012	1,797	0,399	0,187	12,443
28	2,379	0,941	0,016	6,891	29,618	30,409	0,012	1,839	0,398	0,192	12,731
29	2,324	0,938	0,016	6,888	30,333	31,105	0,012	1,880	0,396	0,196	13,012
30	2,265	0,934	0,015	6,883	31,044	31,798	0,012	1,920	0,395	0,200	13,285
31	2,200	0,929	0,015	6,876	31,752	32,488	0,012	1,960	0,393	0,204	13,549
32	2,131	0,924	0,015	6,868	32,456	33,174	0,012	1,999	0,391	0,208	13,802
33	2,057	0,918	0,015	6,856	33,153	33,855	0,012	2,036	0,389	0,211	14,042
34	1,979	0,912	0,015	6,842	33,844	34,529	0,012	2,072	0,386	0,215	14,269
35	1,896	0,904	0,015	6,824	34,525	35,193	0,012	2,106	0,384	0,218	14,478
36	1,808	0,895	0,015	6,802	35,196	35,847	0,012	2,139	0,380	0,221	14,668
37	1,716	0,885	0,015	6,775	35,852	36,486	0,012	2,169	0,377	0,223	14,833
38	1,619	0,873	0,015	6,741	36,489	37,107	0,012	2,196	0,372	0,225	14,970
39	1,517	0,859	0,015	6,701	37,104	37,704	0,012	2,219	0,367	0,227	15,071
40	1,410	0,843	0,014	6,651	37,688	38,271	0,012	2,237	0,362	0,228	15,127
41	1,299	0,824	0,014	6,590	38,232	38,796	0,012	2,249	0,355	0,228	15,128
42	1,182	0,802	0,014	6,513	38,723	39,267	0,012	2,254	0,346	0,227	15,057
43	1,060	0,775	0,014	6,416	39,138	39,660	0,012	2,247	0,336	0,224	14,892
44	0,934	0,743	0,014	6,292	39,444	39,943	0,012	2,226	0,324	0,220	14,601
45	0,801	0,704	0,014	6,129	39,588	40,059	0,012	2,183	0,308	0,213	14,135
46	0,662	0,655	0,013	5,907	39,469	39,909	0,012	2,108	0,287	0,202	13,413
47	0,517	0,593	0,013	5,590	38,888	39,287	0,012	1,980	0,259	0,185	12,295
48	0,363	0,510	0,013	5,098	37,361	37,707	0,012	1,756	0,217	0,158	10,505
49	0,196	0,386	0,012	4,194	33,280	33,543	0,012	1,316	0,150	0,111	7,366
50	0,000	0,000	0,026	0,000	0,000	0,000	0,012	0,000	0,000	0,000	0,000
Σ								77,73	18,12	7,84	520,71
C_T, C_P								0,10	0,48		

APÊNDICE C – Sensores e Equipamentos para Teste de Turbinas Eólicas em Laboratório

Sensores e Equipamentos para Teste de Turbinas Eólicas em Laboratório

Neste apêndice são mencionados os equipamentos utilizados para o teste de turbinas eólicas em laboratório. Os teste foram realizados no Centro de Energia Eólica da PUCRS.



Túnel de Vento

Os testes para levantar a curva de potência de turbinas eólicas são realizados em túnel de vento projetado no próprio CE-EOLICA. Características:

- Comprimento: 12m
- Potência do motor: 74 kW
- Rotação: 890 rpm
- Secção de teste variável: 2,5m à 1,5m



Transdutor de Potência

Para medir a rede de energia elétrica, é utilizado um equipamento de medição de potência que baseia-se na mensuração de corrente e tensão de cada fase.

Anemômetro de Copos

Instrumento utilizado para medir a velocidade do vento em um ponto onde represente o livre fluxo de vento que impulsiona o aerogerador.

Sensor de Temperatura

A densidade do ar é deduzida através dos parâmetros temperatura e pressão, que são medidos através de um sensor de temperatura e pressão (VAISALA). À altas temperaturas é recomendado medir a umidade relativa do ar para que seja feita uma correção.





Sensor de Temperatura

A densidade do ar é deduzida através dos parâmetros temperatura e pressão, que são medidos através de um sensor de temperatura e pressão (VAISALA). À altas temperaturas é recomendado medir a umidade relativa do ar para que seja feita uma correção.

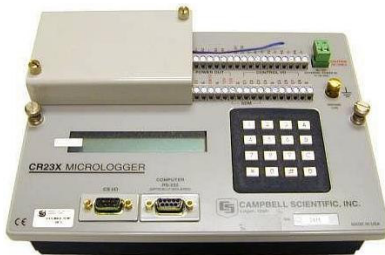
Controlador de Carga

O controlador de carga permite que o limite de carga do módulo de baterias de controlado – estes são conectados à bateria – evita-se assim que ocorra uma queima por sobrecarga e conseqüente aumento do ciclo de vida dos módulos.



Data Logger

A aquisição e armazenamento dos dados são feitos através de um sistema chamado Data logger (MICROLOGGER CR23X); neste equipamento são ligados todos os sensores utilizados com uma amostragem dos dados recebidos a uma taxa de 0,5Hz.



Banco de Resistores

Dispositivo destinado à dispersão de energia que é conectado na saída do controlador de carga.

