

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VALDIRENE VERDUM

**PROJETO DE AEROGERADOR COM SEGURANÇA
INERENTE PARA APLICAÇÃO URBANA**

Porto Alegre

2013

VALDIRENE VERDUM

**PROJETO DE AEROGERADOR COM SEGURANÇA
INERENTE PARA APLICAÇÃO URBANA**

*Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do
Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Energia*

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

Porto Alegre

2013

VALDIRENE VERDUM

**PROJETO DE AEROGERADOR COM SEGURANÇA
INERENTE PARA APLICAÇÃO URBANA**

*Esta dissertação é julgada adequada para a
obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica e aprovada em sua forma final pelo
Orientador e pela Banca Examinadora.*

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Brasil.

Banca Examinadora:

Prof.^a. Dra. Adriane Prisco Petry, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof.^a. Dra. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Prof. Dr. Luís Fernando Alves Pereira, UFRGS

Doutor pelo ITA, – São Paulo, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva Júnior

Porto Alegre, julho de 2013.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, em especial pela dedicação e apoio em todos os momentos difíceis.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

Esta dissertação propõe um projeto de aerogerador que é composto de uma turbina eólica de cinco pás, acoplada a um difusor e um gerador elétrico, com a finalidade de gerar energia elétrica com ventos de velocidade a partir de 4 m/s. São apresentados os pressupostos teóricos referentes ao estudo e dimensionamento aerodinâmico de uma pá, baseados principalmente na teoria do disco atuador e na teoria aerodinâmica, através do método de Betz. É feito o estudo de um difusor para ser acoplado à turbina com o objetivo de aumentar o aproveitamento energético. No final foram estudadas as principais topologias utilizadas para a geração eólica e é selecionado o gerador síncrono de ímãs permanentes. A seguir foram estudadas e dimensionadas as partes ativas do gerador (diretamente envolvidas na conversão eletromagnética). É projetado um aerogerador trifásico com enrolamentos distribuídos. O rotor, que é acoplado às pás, localiza-se internamente. Os ímãs permanentes de Neodímio-Boro-Ferro são montados na superfície do rotor. Conclui-se com a avaliação do aerogerador proposto com base nas simulações computacionais de seu desempenho.

Palavras-chave: Energia eólica. Microgeração. Perfil aerodinâmico. Gerador síncrono de ímãs permanentes.

ABSTRACT

This thesis proposes a wind generator design which combines a five blade wind turbine that is attached to a diffuser and an electrical generator. The design aims to produce electric power from 4 m/s starting wind speeds. It presents the theoretical study concerning the design and aerodynamics of a blade, commonly based on the theory of actuator disc and aerodynamic theory, through the method of Betz. A study was conducted on a diffuser to be coupled to the turbine in order to increase the energy utilization. In the end, the main topologies used for wind generation were presented, and the permanent magnet synchronous generator was selected. Next, all the active parts of the generator (directly involved in electromagnetic conversion) were studied and determined. An outer stator with three-phase distributed windings was designed. The rotor, which is coupled to the blades, is located internally. The Neodymium-Iron-Boron permanent magnets are mounted on the rotor surface. It is concluded with an evaluation of the proposed wind generator in accordance with its behavior computational simulations.

Keywords: Wind Energy. Micro generation. Airfoil. Permanent magnet synchronous generator.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	<i>Motivação</i>	17
1.2	<i>Objetivo</i>	18
1.3	<i>Estrutura do trabalho</i>	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	20
2.1	<i>Turbinas eólicas</i>	20
2.2	<i>Estudos para o projeto aerodinâmico</i>	24
2.3	<i>Teoria do Momentum</i>	26
2.4	<i>Nomenclatura do perfil aerodinâmico</i>	31
2.5	<i>Forças na pá</i>	33
2.6	<i>Teoria dos Elementos de Pá</i>	34
2.7	<i>Perfil aerodinâmico</i>	36
2.8	<i>Efeito do número de pás</i>	39
2.9	<i>Análise de carga estrutural</i>	41
2.10	<i>Geradores elétricos</i>	42
2.11	<i>Gerador de indução</i>	43
2.12	<i>Geradores síncronos</i>	45
2.13	<i>Topologias de máquinas de ímãs permanentes</i>	48
3	ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO	52
3.1	<i>Distribuição Weibull</i>	53

3.2	<i>Distribuição Gamma</i>	54
4	METODOLOGIA	57
4.1	<i>Projeto aerodinâmico da turbina e do difusor</i>	57
4.1.1	<i>Dimensionamento da pá</i>	58
4.1.2	<i>Projeto aerodinâmico do difusor</i>	66
4.2	<i>Projeto elétrico do gerador síncrono a ímãs permanentes</i>	73
4.2.1	<i>Ímãs permanentes</i>	74
4.2.2	<i>Dimensionamento do gerador elétrico</i>	75
4.2.3	<i>Número de pólos</i>	78
4.2.4	<i>Tipo de enrolamento</i>	78
4.2.5	<i>A estrutura do rotor</i>	83
4.2.6	<i>A estrutura do estator</i>	85
4.2.7	<i>Estimativa do circuito magnético</i>	87
4.2.8	<i>Síntese e resultados do projeto proposto</i>	90
4.2.9	<i>Simulação das características de operação em regime permanente</i>	92
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
5.1	<i>Conclusões</i>	96
5.2	<i>Trabalhos futuros</i>	98

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Rotor Savonius	21
Figura 2 Rotor Darrieus - US Patent 1,835,018	22
Figura 3 Potência em função do diâmetro da turbina projetada (método de Betz).	25
Figura 4 Volume de controle.	26
Figura 5 Coeficiente de potência	29
Figura 6 Geometria de uma turbina (Manwell, 2009).	30
Figura 7 Coeficiente de empuxo.....	31
Figura 8 Nomenclatura do aerofólio.....	32
Figura 9 Triângulo de velocidades.	32
Figura 10 Forças atuantes na pá.	34
Figura 11 Elementos de pá	35
Figura 12 Forças na pá (Adaptado de Manwell, 2009)	36
Figura 13 Coeficiente de pressão em torno do aerofólio com ângulo $\alpha = 0^\circ$	37
Figura 14 Coeficiente de pressão em torno do aerofólio com ângulo $\alpha = 4^\circ$	38
Figura 15 Coeficiente de pressão em torno do aerofólio com ângulo $\alpha = 18^\circ$	39
Figura 16 Torque em função do raio local	40
Figura 17 Gerador de indução tipo gaiola de esquilo.....	43
Figura 18 Gerador de indução com rotor bobinado.....	44
Figura 19 Gerador de Indução com Dupla Alimentação (DFIG).....	44

Figura 20 Gerador síncrono.....	45
Figura 21 Gerador síncrono com conversor de potência de quatro quadrantes.....	46
Figura 22 Gerador síncrono multipolos sem caixa de engrenagens	46
Figura 23 Gerador síncrono de ímãs permanentes	47
Figura 24 Comparação entre sistema convencional e sem engrenagens.....	48
Figura 25 Fluxo radial (indicado pelas setas).....	49
Figura 26 Configurações de arranjo dos ímãs.	49
Figura 27 Máquina síncrona de ímãs permanentes e fluxo axial.	50
Figura 28 Topologia de uma máquina monofásica de fluxo transversal.....	50
Figura 29 Distribuição Weibull e histograma de medições em Torres	54
Figura 30 Distribuição Gamma e histograma de medições em Torres.....	55
Figura 31 Aeroogerador – Projeto conceitual.....	58
Figura 32 Variação da velocidade relativa do vento ao longo da pá.....	59
Figura 33 Ângulo de torção da pá	61
Figura 34 Ângulo de torção das seções da pá (entre a corda e o plano de rotação).	61
Figura 35 Comprimento de corda.....	63
Figura 36 Dimensões de corda para as seções da pá em mm.....	63
Figura 37 Vista isométrica da pá	64
Figura 38 Montagem 5 pás	64
Figura 39 Simulação CFD – Vista lateral do perfil.....	65
Figura 40 Simulação CFD – Vista superior da pá.....	65
Figura 41 Simulação CFD – Vista inferior da pá.....	66
Figura 42 Dimensões do difusor.....	68
Figura 43 Vistas tridimensionais, lateral e frontal, do difusor.	69
Figura 44 Sistema integrado – rotor eólico – gerador elétrico e difusor.	69

Figura 45 Curva de potência em função da velocidade de rotação	70
Figura 46 Curva de potência em função da velocidade do vento livre.....	71
Figura 47 Fator de Capacidade.....	72
Figura 48 Distribuição magnética no gerador sem carga (detalhe em um pólo).....	76
Figura 49 Curva de magnetização no entreferro	76
Figura 50 Variação da frequência em função da rotação da turbina.	77
Figura 51 Gerador de ímãs permanentes de a) 4 pólos e b) 20 pólos.....	78
Figura 52 Enrolamento projetado – 2D	80
Figura 53 Enrolamento projetado – 3D	80
Figura 54 Curva de perdas no núcleo (AK Steel, 2013).....	82
Figura 55 Rotor de ímãs permanentes: (a) interno e (b) externo.....	84
Figura 56 Geometrias de duas máquinas de 70 pólos e 63 ranhuras.....	84
Figura 57 Setor cotado do gerador – Medidas em mm	87
Figura 58 Posição dos eixos magnéticos do rotor	88
Figura 59 Setor do gerador elétrico projetado	90
Figura 60 Diagrama fasorial do gerador síncrono.....	93
Figura 61 Variação da tensão gerada.....	94
Figura 62 Rendimento do gerador para carga resistiva	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Frequência da velocidade média.....	56
Tabela 2	Distribuição Weibull <i>versus</i> Gamma.....	56
Tabela 3	Especificações nominais da Turbina	59
Tabela 4	Especificações nominais do Aero gerador.....	91
Tabela 5	Especificações nominais do Estator.....	91
Tabela 6	Especificações nominais do Enrolamento.	91
Tabela 7	Especificações nominais do Rotor.....	92

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

CFD: Computational Fluid Dynamics (Dinâmica de Fluidos Computacional)

INMET: Instituto Nacional de Meteorologia

NBR: Norma Brasileira

NOMENCLATURA

Símbolos latinos

a	fator de indução axial [-]
A	área da seção transversal [m ²]
B	número de pás [-]
c	comprimento da corda [m]
C _D	coeficiente de arrasto[-]
C _T	coeficiente de empuxo [-]
C _F	coeficiente de força [-]
C _W	coeficiente de potência [-]
C _P	coeficiente de pressão [-]
C _L	coeficiente de sustentação [-]
D	força de arrasto [N]
E	energia [J]
T	empuxo [N]
L	força de sustentação [N]
l	comprimento [m]
m	massa [kg]
\dot{m}	fluxo de massa [kg/s]
M	momento [Ns]
n	velocidade de rotação [rpm]

P	potência [W]
Q	torque [Nm]
p	pressão [N/m ²]
R	raio hidráulico [m]
r	raio local [m]
S	área da superfície [m ²]
s	comprimento elementar do difusor [m]
t	tempo [s]
u	velocidade axial induzida [m/s]
U	velocidade [m/s]

Símbolos gregos

α	ângulo de ataque [°]
β	ângulo de torção[°]
γ	ângulo do vento relativo com o vento incidente [°]
ε	razão de área [-]
θ	ângulo de passo [°]
μ	coeficiente de pressão de retorno [-]
ρ	densidade [kg/m ³]
φ	ângulo do vento relativo com o plano de rotação [°]
ω	velocidade de rotação [rad/s]

Subscritos

1	condições de entrada
2	condições de saída

∞	condições não perturbadas
atm	condições atmosféricas
d	características nominais de projeto
difusor	condição no difusor
esteira	condição na esteira
ge	relativo ao gerador elétrico
max	valor máximo
mec	mecânico
min	valor mínimo
rotor	condição no rotor

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Atualmente, a sociedade está em busca de práticas ambientais economicamente sustentáveis, para garantir qualidade de vida a cada cidadão. Neste contexto, a geração distribuída, ou seja, descentralizada de energia elétrica a partir de fontes renováveis recebe incentivos governamentais.

A Resolução 482 (BRASIL, 2012) define as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação. Neste sistema, a energia elétrica injetada na rede não é remunerada, mas pode compensar o consumo excedente nos meses em que a geração for menor.

Com a Tarifa Branca, de acordo com a Resolução 464 (BRASIL, 2011), pode ser avaliada a vantagem econômica de se injetar energia proveniente de microgeração nos horários de ponta.

Entre as fontes renováveis para a microgeração, a energia eólica apresenta vantagens estratégicas:

- A sua disponibilidade está associada à geografia local e, portanto um estudo do regime de ventos indica a viabilidade de geração eólica de forma consistente com metodologias científicas bem estabelecidas;
- O seu desenvolvimento tecnológico está associado ao estudo da aerodinâmica, previamente aplicado ao projeto de aeronaves realizado em laboratórios reconhecidos internacionalmente;
- Com o emprego da eletrônica de potência, é possível aumentar o aproveitamento da produção de energia e minimizar os efeitos da intermitência da disponibilidade do vento;

- A geração de energia através de pequenos aerogeradores em meio urbano, próximo ao local de consumo, contribui para a redução de perdas associadas à transmissão e pode adiar a necessidade de construção de usinas de energia de grande porte.

1.2 Objetivo

Esta dissertação propõe um projeto de aerogerador de pequeno porte com segurança inerente para aplicações urbanas. As pás da turbina são fixadas em um anel cilíndrico que constitui o rotor do gerador elétrico. O gerador elétrico, portanto, é externo às pás, ao invés da localização convencional junto ao cubo do rotor. Este conceito maximiza o aproveitamento da velocidade linear nas pontas das pás e dispensa a caixa de transmissão, reduzindo as perdas por atrito e os custos operacionais.

1.3 Estrutura do trabalho

No Capítulo 2 é apresentada a revisão da literatura referente ao estado da arte do desenvolvimento do projeto aerodinâmico da turbina eólica e do projeto elétrico do gerador.

No Capítulo 3 é avaliado o potencial eólico com a comparação das distribuições de Weibull e Gama.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia o projeto aerodinâmico da turbina eólica de cinco pás acoplada ao gerador eólico. A maioria das turbinas é de três pás, No entanto para a aplicação urbana as turbinas de cinco pás são consideradas devido a sua possibilidade de aproveitar ventos de menor velocidade. Além disso, as pás em número elevado exercem função de suporte estrutural do rotor do gerador elétrico proposto e contribuem para a redução nas emissões sonoras quando comparadas a uma turbina de três ou quatro pás.

No Capítulo 5, após a revisão da literatura sobre as principais topologias de máquinas elétricas para geração eólica, é feito um estudo específico sobre o gerador síncrono de ímãs permanentes. Apresenta-se o estudo para o dimensionamento do estator, os enrolamentos, o rotor e os ímãs permanentes que constituem as partes ativas do gerador elétrico projetado.

O projeto visa a garantir a segurança na instalação e operação do aerogerador através de uma construção robusta e eficiente. Como as pás terão suas extremidades fixas no anel cilíndrico do gerador elétrico, é improvável que os ventos típicos da região urbana sejam suficientes para provocar a ruptura da pá. Além disso, na ocorrência de ruptura, é ainda mais improvável que seus fragmentos sejam arremessados, causando danos.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Turbinas eólicas

Há mais de dois milênios, máquinas impulsionadas pelo vento têm sido utilizadas para bombear água, moer grãos, movimentar navios, etc.(HANSEN, 2001).

Existem muitos tipos de turbinas eólicas. Quanto ao eixo de rotação podemos classificar as turbinas em dois tipos principais: as de eixo horizontal e as de eixo vertical. Nas turbinas de eixo horizontal, o eixo de rotação é paralelo à direção do vento. São as mais comuns. Os seus componentes – pás, eixo e gerador – geralmente ficam no topo de uma torre alta. Nas turbinas de eixo vertical, o eixo de rotação é perpendicular à direção do vento.

A principal vantagem das turbinas de eixo horizontal é a capacidade de acessar ventos mais fortes. Suas pás são adjacentes ao centro de gravidade o que lhe dá estabilidade. Entretanto, no caso de geração distribuída, há várias desvantagens que devem ser consideradas. Elas poderão ter um baixo desempenho com ventos próximos ao solo. Devido às suas dimensões, poderão ter custos da ordem de 20% dos equipamentos para transporte; além da dificuldade de instalação (equipamentos, pessoal especializado). Elas também podem afetar radares nas proximidades. Esteticamente pode haver oposição local. Dependendo do tipo de configuração das instalações elétricas, poderão ter custos consideráveis de operação e manutenção.

As turbinas de eixo vertical são projetadas com a vantagem de captar vento de todas as direções e ter acoplado na base da torre as engrenagens e gerador. Entretanto, elas são menos eficientes devido à variação do torque aerodinâmico com a grande faixa de ângulo de ataque sobre a rotação da turbina. As principais turbinas de eixo vertical são a Savonius e a Darrieus.

O rotor Savonius mais simples é constituído de um cilindro vertical cortado pela metade da base ao topo, com as duas metades deslocadas como mostra a Figura 1. Ele

funciona como um anemômetro, mas com a passagem do vento pelas faces circunflexas. O torque é produzido pela diferença de pressão entre as faces côncavas e convexas da metade que primeiro é atingida pelo vento e também pelo efeito da recirculação na superfície convexa da outra metade. O projeto do rotor Savonius era razoavelmente eficiente, atingindo um máximo de 31%. Sua principal desvantagem é o peso por unidade de potência, uma vez que toda a sua área de captação é ocupada por metal. Este rotor precisa de 30 vezes mais superfície para obter a mesma potência de uma turbina convencional com pás no rotor (HANSEN, 2001).

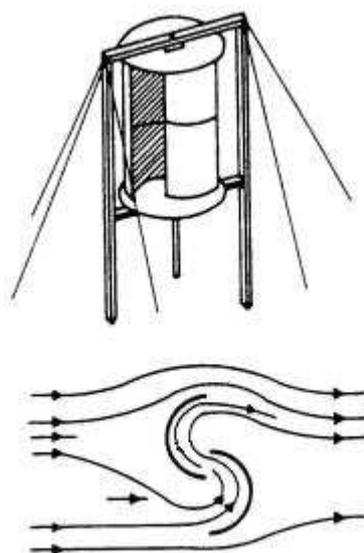


Figura 1 Rotor Savonius

A turbina eólica Darrieus é um tipo de turbina de eixo vertical (VAWT) que consiste de uma série de aerofólios normalmente, mas nem sempre -verticalmente montados num eixo ou quadro de rotação. Este projeto de turbina de vento foi patenteado por Georges Jean Marie Darrieus, um engenheiro de aeronáutica francesa em 1931.

O tipo Darrieus, ilustrado na Figura 2, é teoricamente tão eficiente como o tipo propulsor, se a velocidade do vento é constante, mas na prática essa eficiência é raramente obtida devido às tensões físicas e limitações impostas pelo projeto e variação de velocidade

do vento (HANSEN, 2001). Há também grandes dificuldades em proteger a turbina Darrieus de condições de vento extremas e obter auto-partida.

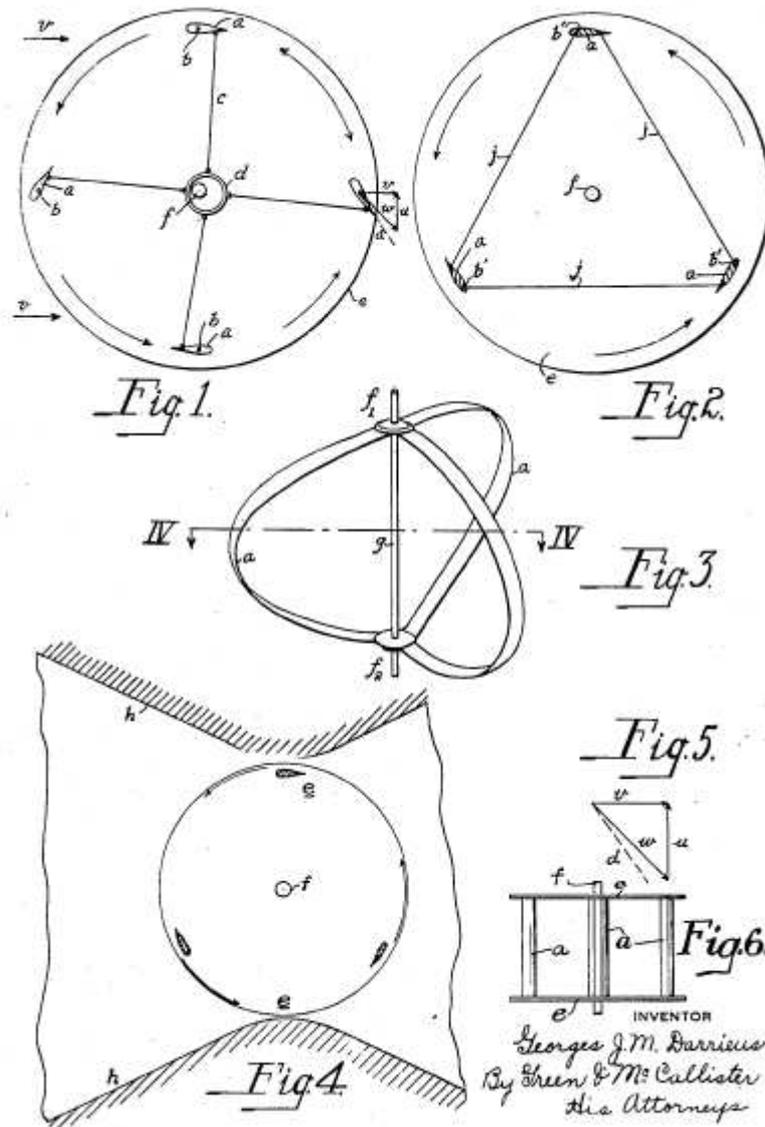


Figura 2 Rotor Darrieus - US Patent 1,835,018

A geometria das turbinas é geralmente fundamentada em uma destas configurações, com propostas que aumentem o aproveitamento eólico.

Algumas propostas estão relacionadas à instalação da turbina. Elas podem ser, por exemplo, posicionadas na borda superior do prédio para aproveitar a aceleração natural da velocidade do vento resultante das propriedades aerodinâmicas do edifício. Este posicionamento pode aumentar em até 50% a potência gerada em relação a sistemas localizados fora da zona de aceleração (BURTON, 2001).

O Prof. Yuji Ohya (2008), propõe a utilização de um difusor que é um aro aerodinâmico com a superfície interna côncava para acelerar o vento que incide sobre as pás da turbina. Quando o difusor está posicionado contra o vento, as bordas do aro aceleram os ventos próximos a sua superfície côncava, formando uma zona de baixa pressão em frente às pás que favorece o escoamento do ar aumentando a velocidade e a energia cinética disponível. Segundo os pesquisadores esta turbina pode duplicar ou mesmo triplicar a potência aerodinâmica em relação ao modelo com as mesmas dimensões sem o aro difusor.

Para a escolha da turbina também devem ser avaliados os materiais utilizados, vida útil e custos de manutenção. Com base na revisão da literatura, foi escolhido o modelo de eixo horizontal com cinco pás acoplado a um difusor, devido aos critérios de segurança e eficiência energética.

O rotor Savonius oferece uma boa segurança, entretanto sua eficiência é menor. Segundo Hansen (2001), as dimensões do rotor Savonius costumam ser o dobro das dimensões de uma turbina de eixo horizontal para mesma potência, o que implica também em maior velocidade de vento. O rotor Darrieus apresenta uma eficiência semelhante ao rotor Savonius, entretanto sua estrutura é mais complexa de ser protegida.

Portanto, será proposta uma turbina de eixo horizontal, devido às suas dimensões menores em relação às de eixo vertical e pela possibilidade de proteção das pás por um anel aerodinâmico, o qual ainda aumentará a eficiência do rotor.

O difusor ou concentrador são fundamentados na idéia de canalizar o vento e aumentar a produtividade do rotor (BUSSEL, 2007). Alguns autores não são favoráveis à sua utilização devido ao seu custo de produção e também ao eventual aumento da velocidade de ventos extremos (MANWELL, 2009).

Entretanto, no projeto do aerogerador proposto, o difusor contribui tanto para a eficiência como para a segurança da turbina, com a função adicional de suporte para o estator do gerador elétrico o qual é posicionado na ponta das pás. Nesta posição, o gerador elétrico apresenta diversas vantagens como o aproveitamento da velocidade linear, maior superfície de dissipação térmica e evita os efeitos de sombreamento de esteira característicos dos geradores convencionais montados no eixo do rotor.

2.2 Estudos para o projeto aerodinâmico

A potência da turbina é obtida ao captar uma parte da energia cinética do vento para produzir um movimento rotacional e acionar um gerador elétrico. A potência gerada é proporcional à massa específica do ar ρ (kg/m³), à área de interceptação do rotor A_r (m²), à velocidade do vento U (m/s) e ao coeficiente aerodinâmico de potência do rotor C_w (adimensional) e eficiência do conjunto gerador/transmissão η (MANWELL, 2009).

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r U^3 C_w \eta (\text{Watts}) \quad (1)$$

A densidade do ar é determinada pela sua temperatura e pressão, as quais dependem da altitude em relação ao nível do mar e varia de 1 a 1,25 kg/m³. A Equação (1) relaciona as principais grandezas que poderão ser variadas para o dimensionamento da turbina. O gráfico da Figura 3 mostra a variação da potência convertida em função do diâmetro da turbina para uma velocidade nominal de 10 m/s e uma densidade de 1,1225 kg/m³. Diâmetros maiores que 3,5 m podem não ser considerados compatíveis com aplicações urbanas para o projeto desenvolvido.

O coeficiente aerodinâmico de potência (C_w) é calculado por Betz em no máximo 59,3% nos anos 20. Este tem sido considerado o limite para estimar a máxima eficiência das turbinas de hélice de eixo horizontal (GASCH e TWELE, 2002).

A tecnologia e a metodologia dos estudos da aerodinâmica utilizados para desenvolver as asas fixas e rotativas das aeronaves são adequadas ao desenvolvimento das turbinas eólicas. No projeto aerodinâmico utiliza-se a teoria do momento e a teoria dos elementos da pá, descritas a seguir.

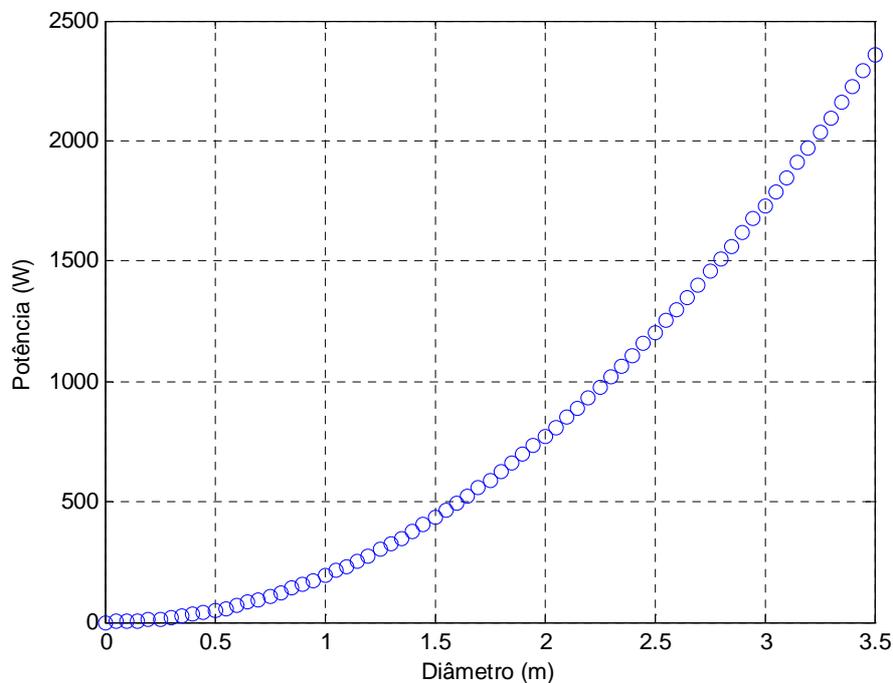


Figura 3 Potência em função do diâmetro da turbina projetada (método de Betz).

A teoria do momento se refere a uma análise a partir de um volume de controle das forças na pá baseadas na conservação do momentum angular e linear. A teoria do elemento de pá se refere a uma análise das forças em uma seção da pá, em função de sua geometria. O resultado dessas duas abordagens é conhecido como a teoria do momentum nos elementos da pá (*BEM – Blade Element Momentum*). Para o dimensionamento da turbina eólica é utilizada

a metodologia desenvolvida por Betz. Suas teorias permitem o cálculo da corda das pás e seu ângulo de torção.

2.3 Teoria do Momentum

A força resultante que atua sobre a pá é a taxa de variação no tempo t do momentum linear das partículas do ar. O momento linear de uma partícula é o produto de sua massa m e de sua velocidade U . O momento linear M e força resultante F_R são relacionados por:

$$F_R = \frac{dM}{dt} = \frac{dmU}{dt} \quad (2)$$

Da Equação (2) conclui-se que a variação da velocidade é diretamente proporcional à força que impulsiona a rotação da pá. A pá é considerada uma máquina motora, portanto, ela reduz energia cinética, fazendo diminuir a velocidade das partículas do fluido, no caso, o ar. Para o estudo do momento das partículas de ar, é utilizada a Figura 4 que mostra o volume de controle tubular delimitado pelas correntes de ar que atravessam a área do disco do rotor, chamado ‘disco atuador’. Nesta figura, U é a velocidade do vento não perturbado e ‘ a ’ é o fator de indução axial (MANWELL, 2009). Ao atingir este disco, o vento reduz sua velocidade.

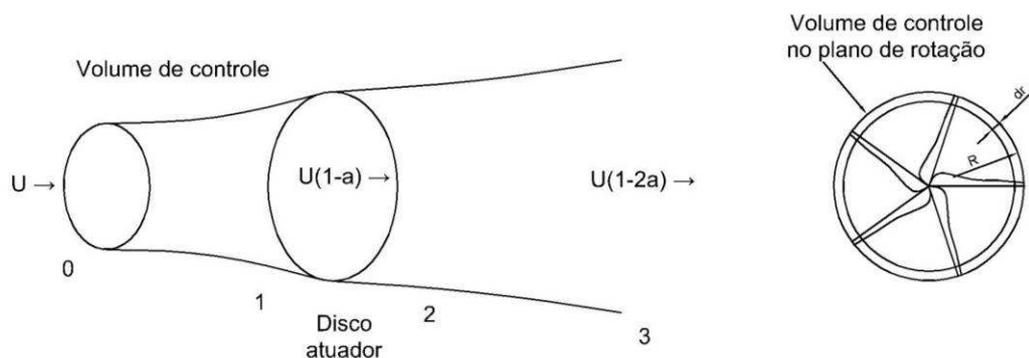


Figura 4 Volume de controle.

Ao atingir as pás, a velocidade do vento diminuirá, com a conversão de parte da energia cinética em energia mecânica de rotação. A variação da velocidade é expressa através de índices numéricos: 0 – condição não perturbada a montante do rotor; 1 – condições ao atingir o rotor; 2 – condições logo após a saída do rotor, 3 – condições de esteira. Betz considera um fluxo de ar homogêneo expresso por sua velocidade U que é reduzida pela rotação das pás à U_3 .

A força axial que o vento exerce sobre o disco atuador é denominada força de empuxo que é aplicada na direção perpendicular ao plano de rotação. O empuxo é dado por:

$$E = \dot{m}(U_3 - U_1) = \frac{1}{2} \rho A (U_3 - U_1)(U_3 + U_1) \quad (3)$$

A energia cinética E_c disponível é proporcional ao fluxo de massa de ar delimitado pelo volume de controle e equivale à potência disponível no vento em condições atmosféricas não perturbadas. O fluxo é considerado unidimensional e incompressível. O fluxo de massa é o produto da densidade do ar (kg/m^3), pela área transversal que ele atravessa e pela taxa de variação da posição (deslocamento das partículas) em relação ao tempo, portanto,

$$E_c = P_\infty = \frac{1}{2} \dot{m} U_0^2 = \frac{1}{2} \rho A \frac{dx}{dt} U_0^2 = \frac{1}{2} \rho A U_0^3 \quad (4)$$

Assim, para Betz, o volume de controle é tubular com linhas de corrente divergentes, de acordo com as equações de continuidade:

$$\rho U_1 A_1 = \rho U_2 A_2 = \rho U_3 A_3 \quad (5)$$

Considerando-se que a diminuição da pressão seja mínima, a densidade é constante, e a energia extraída da turbina é dada pela energia a montante menos a energia à jusante:

$$E_{EX} = \frac{1}{2} m (U_1^2 - U_3^2) \quad (6)$$

Se o vento não diminuir sua velocidade, então nenhuma potência terá sido extraída. Se o vento diminuir excessivamente sua velocidade, então o fluxo de massa tenderá a zero e não

haverá rotação. O valor intermediário entre U_1 e U_3 para a máxima extração de potência, é conhecido para:

$$\dot{m} = \rho A U_2 \quad (7)$$

$$U_2 = \frac{U_1 + U_3}{2} \quad (8)$$

Substituindo as Equações (7) e (8) na Equação (6) da potência extraída, obtém-se:

$$E_x = P = \underbrace{\frac{1}{2} \rho A U_1^3}_{\text{Potência no vento}} \underbrace{\left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{U_3}{U_1} \right] \left[1 - \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2 \right] \right\}}_{\text{Coeficiente de potência, } C_w} \quad (9)$$

Como a velocidade no rotor é a média das velocidades à montante e à jusante da turbina, é possível definir o fator de indução axial 'a', como uma redução fracionária na velocidade do vento em condições não perturbadas e no plano de rotação:

$$a = \frac{U_0 + U_1}{U_0} \quad (10)$$

Considerando,

$$U_1 = U_0(1 - a) \quad (11)$$

e

$$U_3 = U_0(1 - 2a) \quad (12)$$

A potência extraída, P, equivale ao empuxo vezes a velocidade no disco:

$$P = \frac{1}{2} \rho A (U_1^2 - U_3^2) U_2 \quad (13)$$

Substituindo U_1 e U_3 e das Equações (11) e (12) e U_2 por U:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a) \quad (14)$$

Portanto a potência extraída pela turbina é o produto da potência disponível no vento pelo coeficiente de potência:

$$C_w = 4a(1-a)^2 \quad (15)$$

O máximo coeficiente de potência para Betz é:

$$C_{wBetz} = \frac{16}{27} = 0,59 \quad (16)$$

Neste caso, o vento sofre uma redução de velocidade em 1/3, ou seja, $U_3 = 1/3 U_1$. Este resultado é obtido com a representação gráfica da função na Figura 5 do coeficiente de potência em função da razão entre a velocidade à montante e à jusante da turbina ou ainda, com o cálculo de sua primeira derivada.

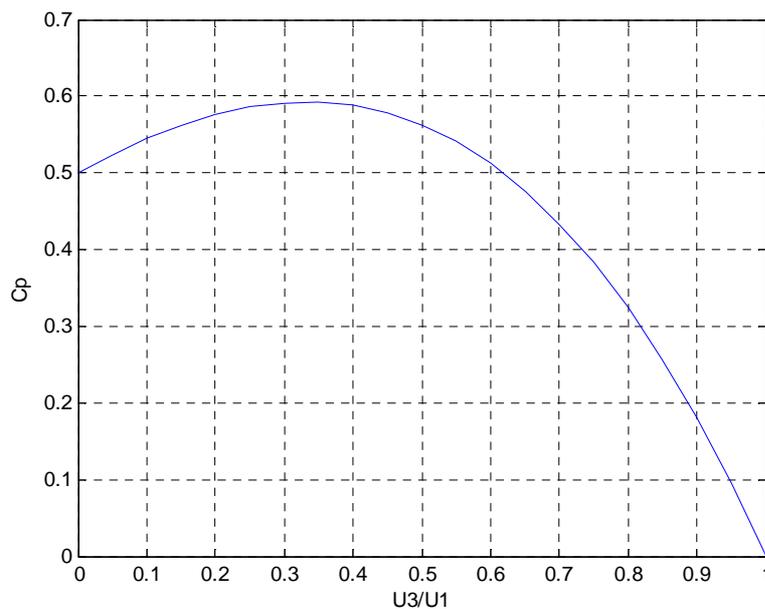


Figura 5 Coeficiente de potência

O fator de indução axial é constante ao longo do raio r do rotor, portanto, reescrevendo a Equação (3) resulta na expressão para a contribuição diferencial dr para o empuxo:

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (17)$$

Com a força de empuxo, surge a força circunferencial ou tangencial (Figura 6), que é a segunda componente da força resultante. A força tangencial (ωr) varia para cada seção ao longo da pá, de forma crescente até sua ponta externa. De acordo com Manwell (2009), a conservação do momentum angular, $\omega r^2/2$, é dada por:

$$\omega r + \left(\frac{\omega}{2}\right)r = \omega r + \omega a' r = \omega r(1 + a') \quad (18)$$

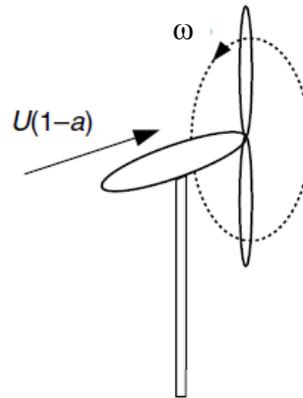


Figura 6 Geometria de uma turbina (Manwell, 2009).

Desta forma, da Equação de momentum angular (Manwell, 2009), o torque incremental imposto às pás é:

$$dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \omega dr \quad (19)$$

Portanto, com a teoria do momentum, ficam determinados o empuxo e o torque numa seção anular do rotor em função dos fatores de indução angular e axial (ou seja, das condições de fluxo).

Das Equações (4), (12) e (13), calcula-se o empuxo axial no disco:

$$T = \left(\frac{1}{2}\rho U_1^2\right)A[4a(1-a)] \quad (20)$$

em que o termo entre parênteses é a pressão dinâmica na área A. Assim, o empuxo pode ser dado em função de um coeficiente de empuxo adimensional:

$$C_T = 4a(1-a) \quad (21)$$

Para $U_3 = 1/3 U_1$, o empuxo é $C_T = 8/9 = 0,89$. O gráfico da Figura 7 mostra a variação do coeficiente de empuxo em função da razão entre as velocidades U_3/U_1 .

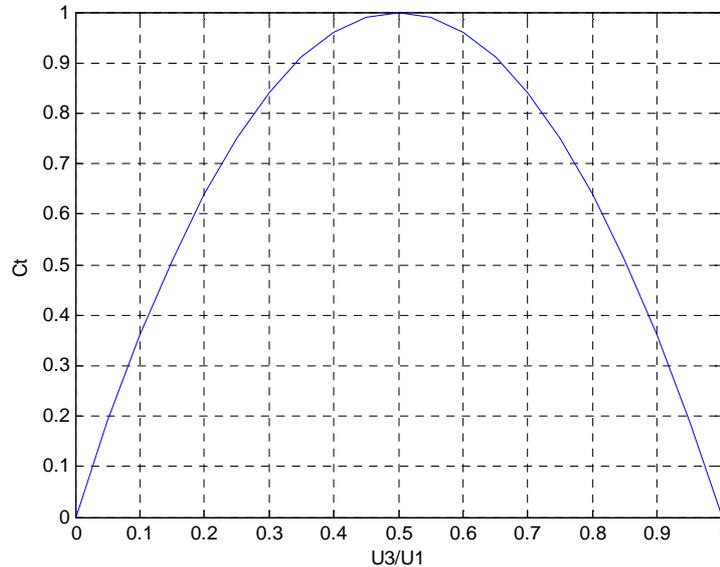


Figura 7 Coeficiente de empuxo

O coeficiente de empuxo seria máximo para um fator de indução $a = 1/2$. No entanto, isto equivale, de acordo com a Equação (14), a $U_3 = 0$, o que não é verificável devido à formação da esteira, ao arrasto e às perdas nas pontas observados à jusante do rotor.

2.4 Nomenclatura do perfil aerodinâmico

O perfil aerodinâmico é alinhado de modo que a corda (comprimento da pá do bordo de ataque ao bordo de fuga) forme um ângulo α com o vento relativo. A Figura 8 mostra a nomenclatura de um perfil aerodinâmico ou aerofólio.

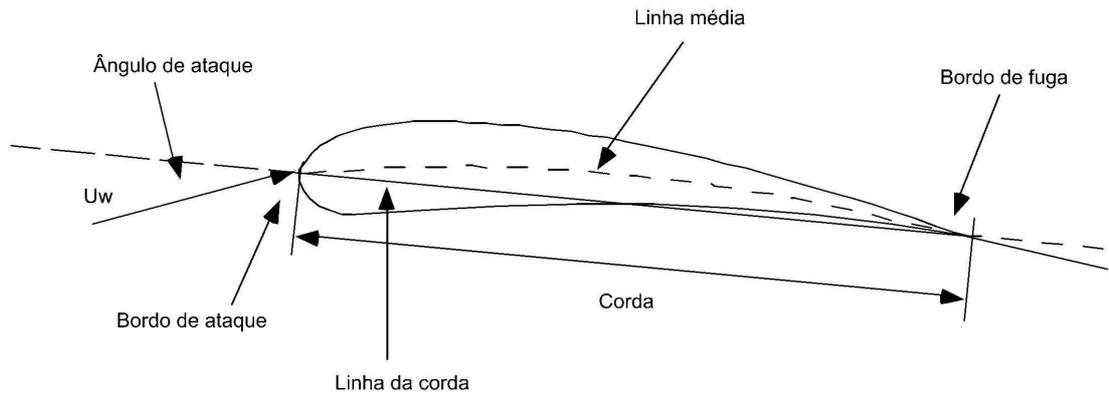


Figura 8 Nomenclatura do aerofólio

O vento relativo ou vento aparente é referido por sua velocidade U_w dada pela Equação:

$$U_w = \sqrt{U_D^2 + U_\Omega^2} \quad (22)$$

O vento não perturbado atinge o rotor com uma velocidade U_D e o rotor gira a uma velocidade rotacional U_Ω . Estas relações são visualizadas no triângulo de velocidades da Figura 9.

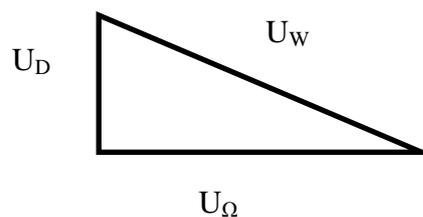


Figura 9 Triângulo de velocidades.

Ao atingir a pá o vento relativo U_w exerce uma força sobre o seu perfil. Esta força pode ser decomposta em força axial e tangencial conforme previamente descrito. No entanto, para a engenharia aeronáutica, é mais conveniente definir as forças em função dos eixos de

vento (EASTLAKE, 2002), ou seja, analisar a força em outras duas componentes: a força de arrasto, que é paralela ao vento relativo e a força de sustentação que é perpendicular a ele.

2.5 Forças na pá

A força de arrasto deverá ser mínima para uma turbina de eixo horizontal operando até a velocidade nominal, pois ela diminui a velocidade de rotação, convertendo a maior parte da energia cinética do vento em pressão sobre a superfície da pá na direção do vento relativo.

A força de sustentação é explicada pelo escoamento do ar. Ao contornar a superfície do extradorso (dorso superior) da pá, o ar percorre uma distância maior do que na parte inferior no mesmo período de tempo. Com o aumento da velocidade ocorre uma diminuição da pressão dinâmica nesta região de modo que a pressão dinâmica do lado de incidência do vento relativo seja maior e impulse o movimento rotacional da pá.

A força de sustentação ocorre mesmo que o perfil se inverta ficando com o extradorso para baixo. Em ambos os casos, à medida que as linhas da corrente de ar se desviam para contornar o perfil, a pressão total é constante. Na medida em que o fluido se move ao longo de uma linha de corrente a sua pressão estática varia enquanto a velocidade local se desenvolve contornando a pá (EASTLAKE, 2002). Esta pressão estática local se torna a pressão superficial sobre o corpo, gerando forças sobre o mesmo.

A pressão estática local não é mais a mesma que a pressão estática do escoamento livre a uma pequena distância da superfície do corpo, onde o fluxo não é desviado pelo formato aerodinâmico do perfil.

A Figura 10 mostra alguns componentes que devem ser determinados no dimensionamento da pá. A corda é o comprimento da reta que liga o bordo de ataque ao bordo de fuga. O ângulo α é o ângulo de ataque e indica a inclinação do perfil em relação ao vetor velocidade do vento relativo. O ângulo α é escolhido de acordo com os coeficientes de

sustentação e de arrasto obtidos experimentalmente. No caso das turbinas de eixo horizontal, a relação entre coeficiente de arrasto e de sustentação deve ser mínima, de modo que o ângulo de ataque ótimo para muitos perfis fica em torno de 10° (BURTON, 2001; GASCH e TWELE, 2002). O ângulo γ é o ângulo entre o vento relativo e o vento incidente. O ângulo β é o ângulo de torção que varia com o raio local.

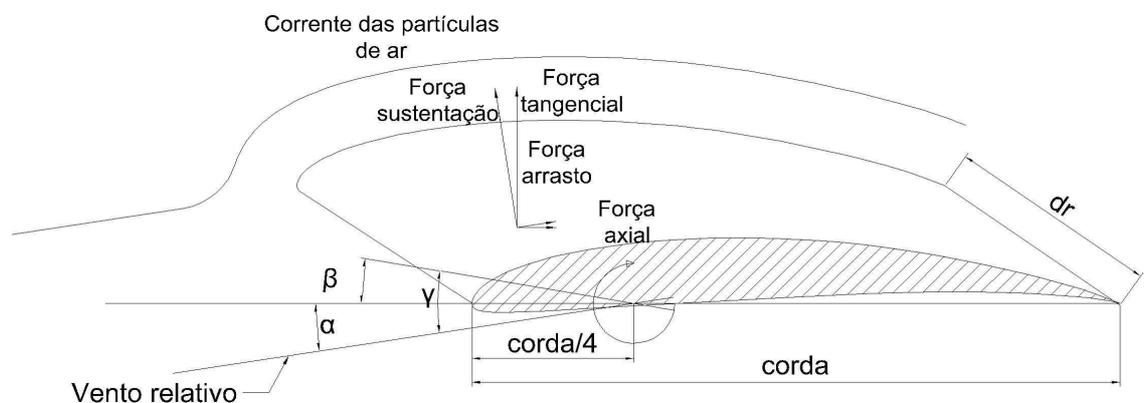


Figura 10 Forças atuantes na pá.

2.6 Teoria dos Elementos de Pá

Nesta análise a pá é dividida em N seções ou elementos de largura dr e comprimento c . Conforme pode ser observado na Figura 12, a largura incremental dr é uniforme ao longo da pá. A corda c , no entanto, tem comprimento maior na raiz da pá e vai diminuindo até atingir sua menor dimensão na ponta da pá. Entre os elementos da pá não são consideradas interações aerodinâmicas, ou seja, o fluxo axial é desconsiderado. As forças nas pás são calculadas exclusivamente a partir das características de sustentação e arrasto devidas à forma do aerofólio.

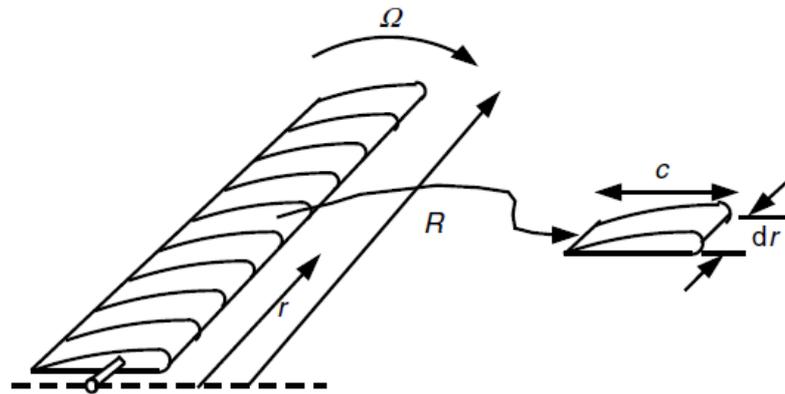


Figura 11 Elementos de pá

Na literatura alguns autores definem o ângulo do vento relativo em relação ao vento incidente (GASCH e TWELE, 2002) e outros em relação ao plano de rotação (MANWELL, 2008). Portanto, é importante verificar atentamente as definições para que a metodologia seja corretamente aplicada. Como a velocidade tangencial ($\omega r (1+a')$) varia ao longo das seções da pá, também o vento relativo U_2 irá variar. Para manter o ângulo alfa constante ao longo do comprimento da pá, se adota um ângulo de torção β , em função da distância da raiz da pá até a seção calculada.

Na Figura 12 são apresentadas as componentes da força resultante para uma seção da pá. Nesta Figura dT é a força incremental normal ao plano de rotação (que contribui para o empuxo) e dQ é a força incremental tangencial à área da seção transversal do disco do rotor. Esta é a força que gera o torque útil. Na Figura 13, dL é a força incremental de sustentação, dD é a força incremental de arrasto e U_w é a velocidade do vento relativo.

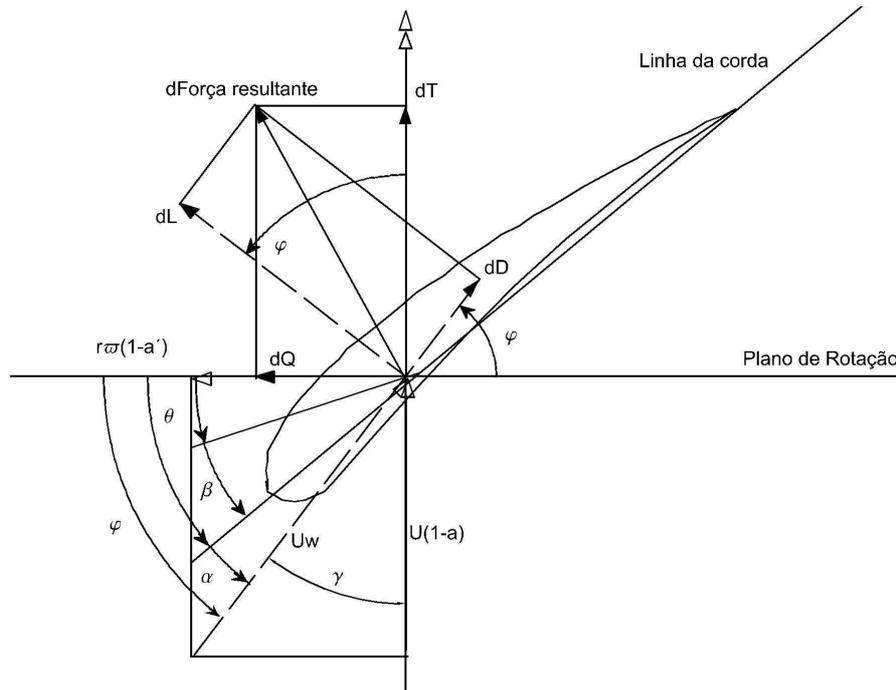


Figura 12 Forças na pá (Adaptado de Manwell, 2009)

O ângulo de torção é definido em função do raio local que é a distância entre a raiz da pá até a seção calculada e é uma fração do raio R referente ao comprimento total da pá. Após escolher o ângulo alfa para o melhor coeficiente de sustentação e calcular a velocidade do vento relativo no raio local, calcula-se o ângulo de torção:

$$\beta(r) = \varphi(r) - \alpha(C_s) \quad (23)$$

2.7 Perfil aerodinâmico

O perfil aerodinâmico é caracterizado pela variação do coeficiente de sustentação e de arrasto com seu ângulo alfa. Foram realizadas simulações computacionais de um aerofólio no *software* JavaFoil (HEPPERLE, 2013) para demonstrar o efeito da variação do ângulo de ataque na distribuição de pressão em torno do aerofólio. Na Figura 13, CP é o coeficiente de pressão que denota a diferença entre a pressão (p) num ponto qualquer e a pressão atmosférica não perturbada (p_∞). O coeficiente de pressão é dado por:

$$CP = \frac{p - p_\infty}{\frac{1}{2} \rho_\infty U_\infty^2} \quad (24)$$

em que p_∞ é a densidade do ar (kg/m^3) e U_∞ é a velocidade do vento (m/s), ambas em condições não perturbadas. Para $\alpha = 0$, em que o bordo de ataque está alinhado paralelamente ao vento incidente (Figura 14), a força de sustentação é nula e a força de arrasto é mínima. É possível visualizar o ponto de estagnação no bordo de ataque (indicado pela seta maior na Figura 14), no qual a velocidade é zero e a pressão total é máxima. Nesta situação as correntes de ar se distribuem igualmente do lado do extradorso e do intradorso (dorso inferior) do perfil, de modo que não há diferença de pressão significativa entre eles.

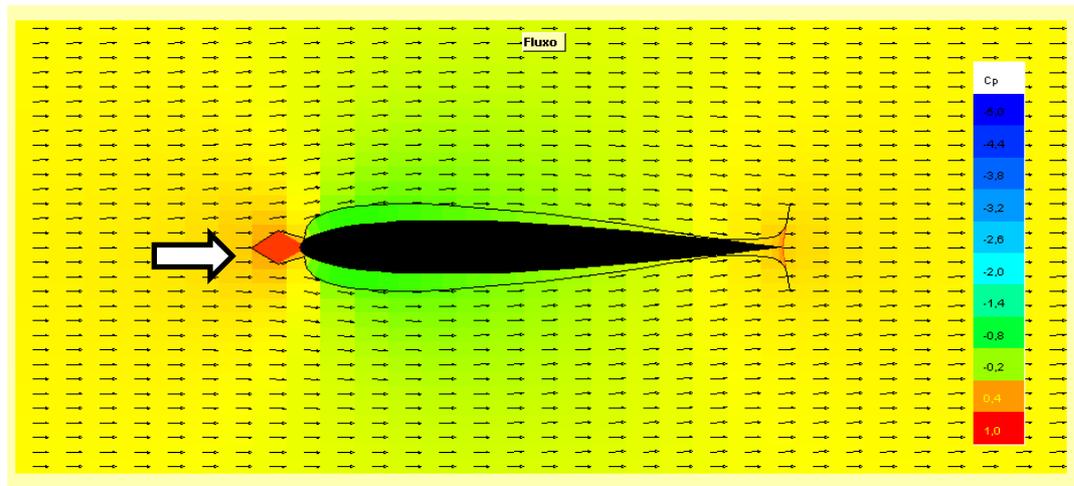


Figura 13 Coeficiente de pressão em torno do aerofólio com ângulo $\alpha = 0^\circ$

Com um ângulo $\alpha > 0$, a força de sustentação se desenvolve no dorso de baixa pressão, enquanto a força de arrasto pode aumentar sensivelmente. O coeficiente de sustentação C_L depende do ângulo de ataque e é proporcional à área da superfície delimitada por um elemento da pá. Ao projetar uma pá pelo método de Betz, o raio total é dividido em frações, geralmente entre 10 e 20, denominados elementos de pá, os quais são delimitados pelo comprimento da corda (c) e pela largura (dr) entre duas seções transversais da pá, conforme a Figura 12. Na Figura 14, o coeficiente de pressão sobre o dorso superior do perfil mostra condições sub-atmosféricas que geram a força de sustentação, perpendicular ao vento que atinge o bordo de ataque. Nesta situação, o ponto de estagnação está localizado no lado de alta pressão ($CP = 1$) e as correntes de ar no extradorso (lado de sucção) tendem a se aproximar (se comprimir), diminuindo a área transversal justaposta à superfície que atravessam. Pelo princípio de Bernoulli, a diminuição da área fará aumentar a velocidade das partículas. À medida que se aproximam do bordo de fuga a velocidade diminui e a pressão

estática volta a aumentar. Portanto, existe uma variação de velocidades considerável ao longo da superfície do perfil que determina a força resultante.

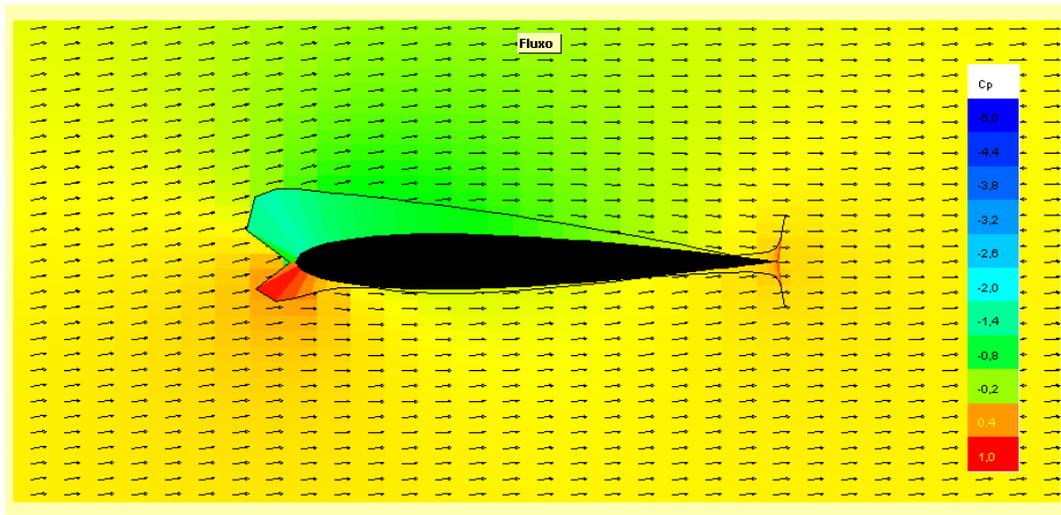


Figura 14 Coeficiente de pressão em torno do aerofólio com ângulo $\alpha = 4^\circ$

O coeficiente de sustentação aumenta gradualmente com o aumento do ângulo de ataque. O coeficiente de sustentação, assim como o coeficiente de arrasto é determinado experimentalmente em túneis de vento.

A força de sustentação é calculada por:

$$L = C_L(\alpha_A) \frac{1}{2} \rho U^2 (cdr) \quad (25)$$

Com o aumento do ângulo de ataque ou com o aumento da velocidade, o vento deixa de contornar a superfície. Ele se descola do aerofólio formando vórtices. Estes vórtices fazem aumentar a força de arrasto, perpendicular ao vento e reduzem a força de sustentação, diminuindo a velocidade de rotação da pá. Na Figura 15, com 18° de ângulo de ataque se observa uma tendência à turbulência no dorso superior do aerofólio, próxima ao bordo de fuga, com a perda de sustentação.

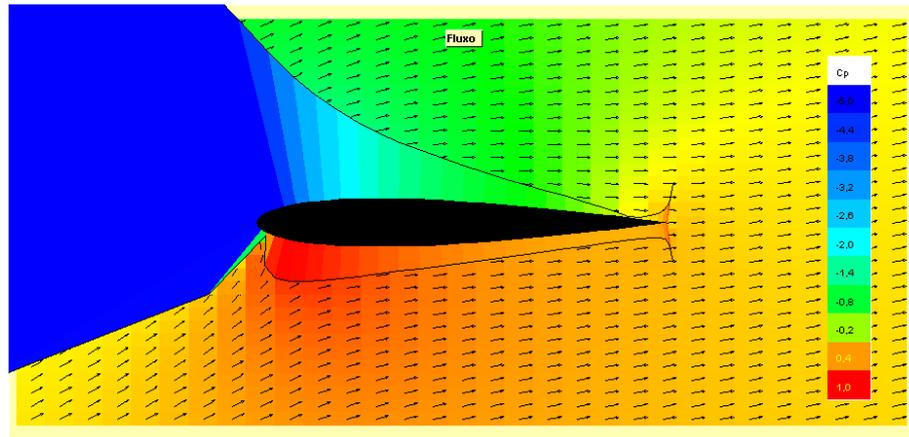


Figura 15 Coeficiente de pressão em torno do aerofólio com ângulo $\alpha = 18^\circ$

Estas são condições de estol ou de perda de sustentação devido ao aumento considerável da força de arrasto. Nestas condições se formam vórtices que dissipam energia cinética, diminuindo a força de sustentação da pá, responsável pelo movimento rotacional.

2.8 Efeito do número de pás

A razão entre a velocidade do vento incidente na ponta das pás e a rotação da turbina frequentemente denominada λ (GASCH e TWELE, 2002). O número maior de pás reduz o λ de um valor de 5 ou 6 para um típico rotor de 3 pás para aproximadamente 2. Isto diminui a fadiga e também os níveis de ruído, que aumentam à quinta potência da velocidade rotação, sem diminuir a eficiência.

O aumento do número de pás contribui para aumentar o torque como pode ser visto no gráfico da Figura 16.

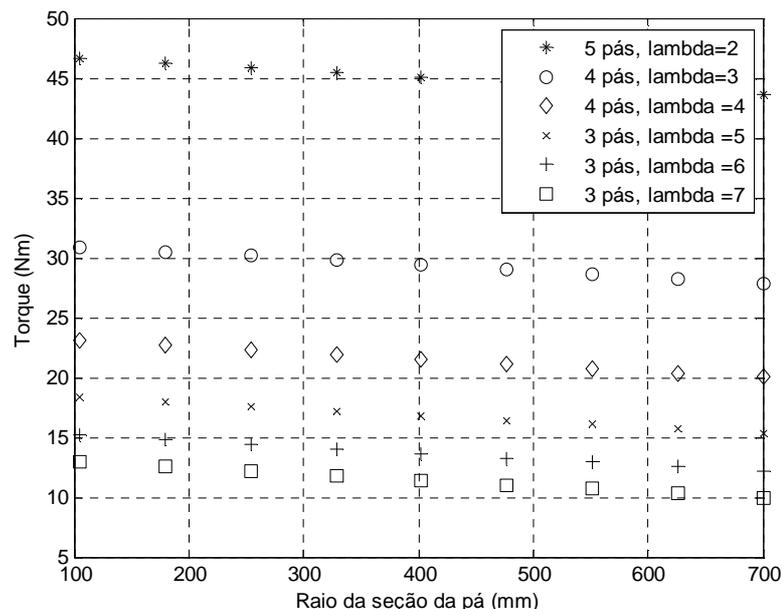


Figura 16 Torque em função do raio local

Além de obter um torque maior, a escolha de um número maior de pás contribui para diminuir os sons gerados pela turbina eólica.

Os sons são caracterizados pela magnitude e frequência. Existem sons altos de baixa frequência, sons suaves de alta frequência e sons altos que incluem uma faixa de frequências. O som sempre está associado a flutuações rápidas de pequena escala, que são detectadas pelo ouvido humano.

Existem basicamente quatro tipos de sons gerados pela operação de uma turbina eólica: tonal, de banda larga, de baixa frequência e impulsivo.

O som tonal é dado em frequências discretas. Pode ser causado por engrenagens e instabilidades não aerodinâmicas que interagem com a superfície das pás do rotor. O som de banda larga é caracterizado por uma distribuição contínua de pressão sonora com frequências acima de 100 Hz. Geralmente é causado pela interação das pás com a turbulência atmosférica. Os sons de baixa frequência ficam na faixa de 20 a 100 Hz e estão mais associados com rotores de sotavento (downwind). É causado quando a pá encontra deficiência de fluxo devido

ao fluxo ao redor da torre. Os sons impulsivos caracterizam-se por impulsos acústicos de curta duração ou sons de batida.

2.9 Análise de carga estrutural

Os componentes da turbina eólica são projetados para sobreviver à sobrecarga de frenagem, devido a ventos de rajada, por exemplo; para resistir à fadiga do material e para evitar ressonância e na faixa de velocidade operacional.

As cargas podem ser classificadas, por exemplo, pela sua variação de tempo:

- Cargas permanentes – cargas estáticas ou quase estáticas – cargas aerodinâmicas devidas à velocidade média do vento, forças centrífugas, carga gravitacional de cada componente, etc.
- Cargas transitórias – cargas resultantes de ventos de rajadas, processos de guinada travada, desconexão de rede, etc.
- Cargas cíclicas – devido ao sombreamento da torre; carga gravitacional devido à rotação da pá, desbalanceamento aerodinâmico, etc.
- Cargas estocásticas (randômicas) – cargas devidas à turbulência das forças aerodinâmicas tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência.

Algumas cargas ocorrem simultaneamente, portanto são avaliadas em conjunto no projeto. Para a certificação oficial de turbinas (ABNT NBR IEC 61400-1, 2008) são determinadas as cargas combinadas que devem ser testadas. As velocidades de vento para a determinação das cargas são selecionadas com base em uma altura de referência $Z_r = 10$ m. Elas devem ser convertidas para a altura do cubo do rotor. Utilizando-se a expressão para altura:

$$U(z) = U(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^P \quad (26)$$

Com $P = 0,3$ ou $0,1$ em caso de velocidades extremas de vento. Geralmente há um tipo de carga que abrange todas. Para turbinas de pequeno e médio porte sem controle de

‘pitching’ (que equivale ao ângulo θ na Figura 13), geralmente a situação de ventos extremos de rajada (60 m/s) causa as cargas máximas na raiz da pá na direção de deflexão. As maiores cargas nas pás na direção circunferencial são causadas pelas paradas de emergência ou curto circuito do gerador.

A carga aerodinâmica na pá é calculada considerando-se uma velocidade homogênea de vento relativo que é definida de acordo com a teoria de Betz. A distribuição de forças ao longo do raio durante a operação na razão nominal de velocidade de ponta λ_d é dada por duas componentes – a distribuição de empuxo dT e a distribuição de força circunferencial dQ , assim:

$$dT = \frac{1}{n} \left(\frac{8}{9} \frac{\rho}{2} U_2^2 \right) 2\pi r dr \quad (27)$$

$$dQ = \frac{2\pi r}{n\lambda d} \left(\frac{16}{27} \frac{\rho}{2} U_2^2 \right) \quad (28)$$

O objetivo do cálculo do projeto estrutural visa a assegurar que os estados-limites não sejam excedidos. Um estudo completo deve considerar as cargas gravitacionais e inerciais, as cargas aerodinâmicas e as cargas de ação (operação e controle).

É possível simular computacionalmente a partir da escolha de um material e da espessura da casca, a atuação da força tangencial sobre as pás.

2.10 Geradores elétricos

Diversos tipos de geradores podem ser utilizados na geração eólica, tais como o gerador de indução gaiola de esquilo ou com rotor bobinado e o gerador síncrono. Estes tipos são sincronizados diretamente à rede, com a adoção de soluções para manter a velocidade

constante. Outras configurações dependem de um conversor de potência, segundo Hansen (2001).

2.11 Gerador de indução

A configuração da Figura 17 foi muito usada nas décadas 80 e 90 pelos dinamarqueses. Trata-se de uma turbina com gerador elétrico à jusante, com regulagem por ângulo de estol, com três pás e um gerador de indução gaiola de esquilo. O rotor é composto de barras de material condutor que se localizam em volta do conjunto de chapas do rotor, curto-circuitadas por anéis metálicos nas extremidades. Para compensar a energia reativa era utilizado um banco de capacitores e *soft-starters* para conexão com a rede, de acordo com HANSEN (2001).

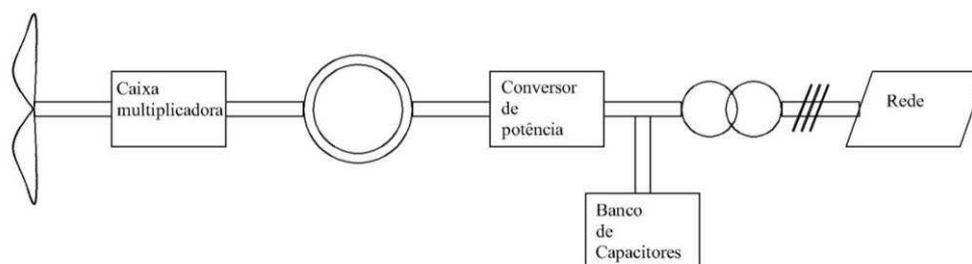


Figura 17 Gerador de indução tipo gaiola de esquilo

O banco de capacitores também poderia ser substituído por um conversor de frequências para toda a potência gerada ou dimensionada para uma faixa específica de velocidades. Assim, utiliza-se um conversor de frequência de cerca de 20 a 30% da potência nominal do gerador que é bem menor que um conversor de frequência do tipo ‘fullscale’ com autonomia para 120% da potência nominal do gerador.

Outra configuração utiliza um rotor bobinado conhecido como OptSlip (Figura 18). A ideia fundamental é controlar a resistência total do rotor com uma resistência externa com um conversor eletrônico de potência (SANDHYA e CHANDAN, 2011). O conversor consiste em

transistores IGBT que curto-circuitam parcialmente três resistências. O sistema é diretamente conectado ao rotor, eliminando anéis e escovas. Este sistema também faz o controle de *pitching* (ângulo de inclinação da pá em relação ao eixo de rotação). Assim, é possível controlar o escorregamento em uma faixa de 10% (KHADRAOUI e ELLEUCH, 2008).

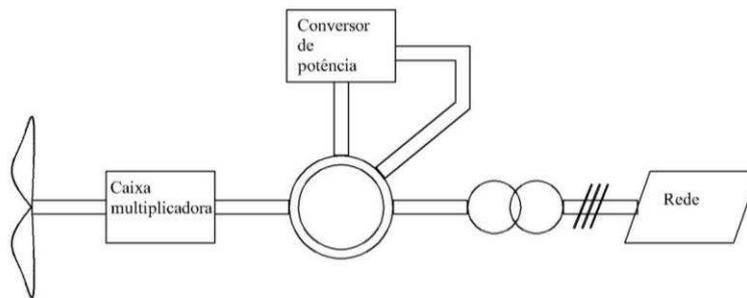


Figura 18 Gerador de indução com rotor bobinado

O gerador de indução com dupla alimentação (DFIG) na Figura 19 propõe a utilização de um controle da corrente nos enrolamentos do rotor. Assim, toda a potência de saída é controlada com um conversor de potência (equivalente a 20 a 30% da potência nominal do gerador).

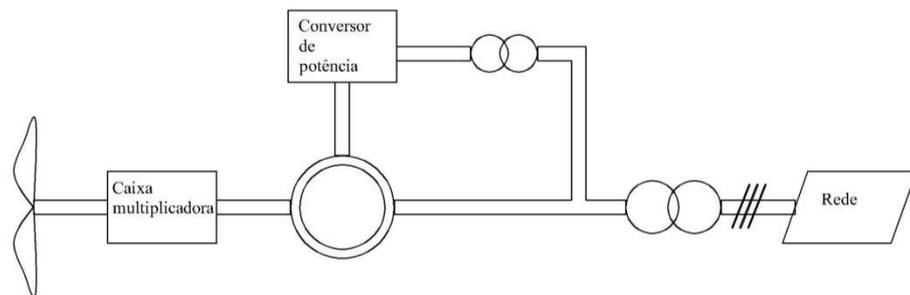


Figura 19 Gerador de Indução com Dupla Alimentação (DFIG)

Esta configuração (Figura 19) abrange uma faixa maior do que o conceito OptSlip e é mais econômico em relação ao controle ‘fullscale’ (HANSEN, 2001).

2.12 Geradores síncronos

O gerador síncrono é composto de dois elementos básicos: o enrolamento de campo e enrolamento da armadura. O enrolamento de campo é localizado no rotor e o de armadura no estator. A armadura contém um enrolamento trifásico. O enrolamento de campo é excitado por uma corrente contínua e produz um campo magnético que gira com o rotor. O rotor de um gerador de baixa velocidade apresenta um entreferro não uniforme com enrolamentos concentrados nos pólos e denomina-se gerador de pólos salientes. O rotor de gerador de alta velocidade apresenta entreferro uniforme com enrolamento de campo distribuído e é denominado gerador de rotor cilíndrico (OLIMPO et al., 2009).

O gerador síncrono da Figura 20 é excitado externamente com um retificador. Ele é menos utilizado devido à necessidade de uma corrente de excitação, anéis coletores e escovas e uma proteção mais complexa para a turbina.

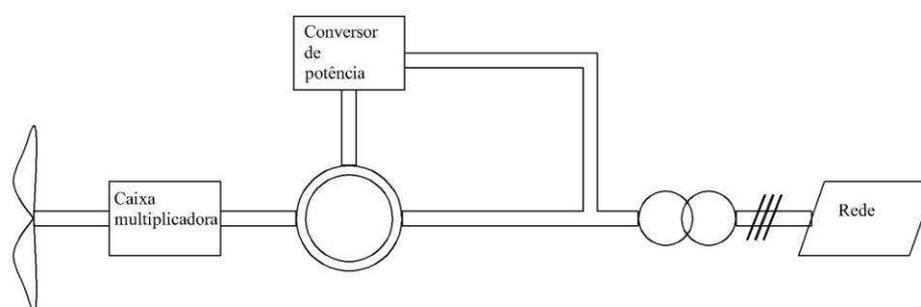


Figura 20 Gerador síncrono

A configuração da Figura 21 suporta velocidade variável com um conversor de potência de quatro quadrantes (HANSEN et al. , 2001).

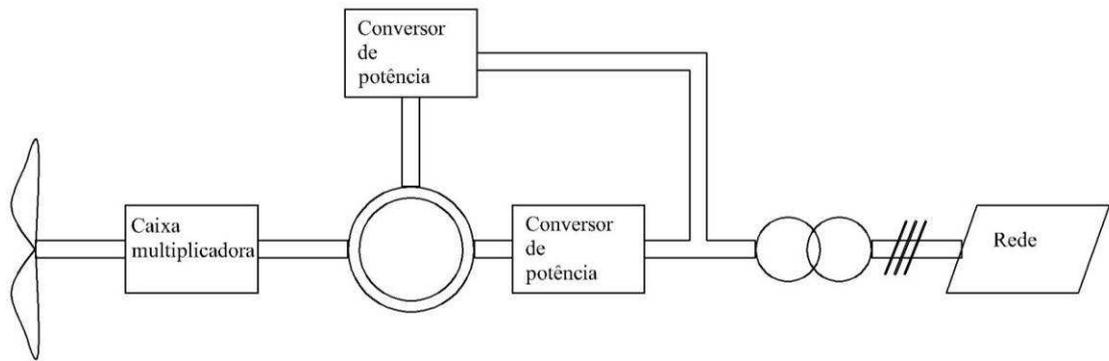


Figura 21 Gerador síncrono com conversor de potência de quatro quadrantes

Na Figura 22 é utilizado um gerador síncrono multipólos em que não é necessária a caixa multiplicadora. Empresas como a Enercon e a Largerwey utilizam estas configurações. (HANSEN, et al., 2001)

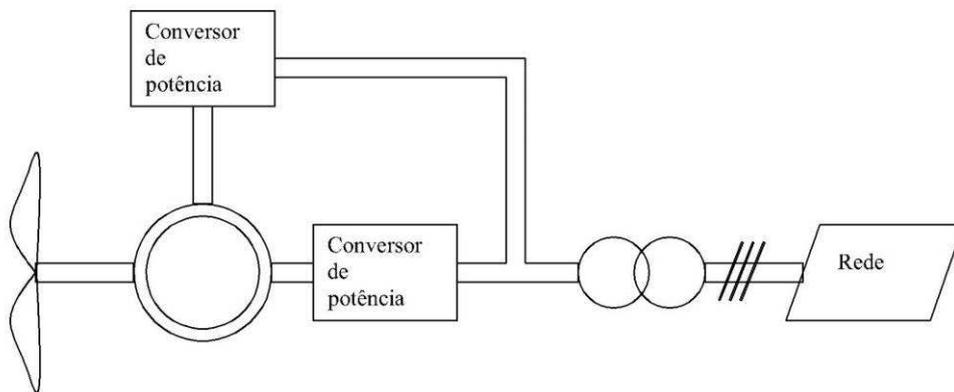


Figura 22 Gerador síncrono multipolos sem caixa de engrenagens

Uma aplicação de controle total de potência é apresentada na Figura 23: uma turbina com duas ou três pás sem caixa de engrenagens é utilizada com gerador síncrono de potência inferior a 1 kW utilizado para carregar uma bateria com um retificador. Esta configuração também é utilizada para sistemas residenciais com potência até 20 kW, de acordo com

Hansen (2001). No entanto, desde 2003 empresas como a ABB produzem geradores de ímãs permanentes de até 7MW de alta velocidade.

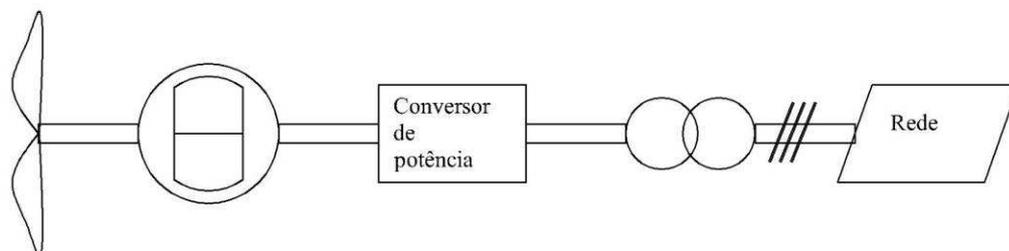


Figura 23 Gerador síncrono de ímãs permanentes

O gerador de ímãs permanentes é proposto como gerador eólico em vários artigos (Hansen, 2001). Uma vantagem é a autoexcitação que permite a operação com alto fator de potência e eficiência. Os ímãs permanentes atraem cavacos ferromagnéticos e precisam ser mantidos a uma temperatura abaixo do ponto de Curie do material magnético e da liga em caso de compostos metalúrgicos de pó.

Os geradores síncronos de rotor bobinado utilizam uma corrente de excitação ajustável e conseqüentemente o controle da tensão de saída independentemente da corrente de carga. No entanto, como a maioria dos aerogeradores são conectados à rede através de um conversor eletrônico, a vantagem de uma tensão controlável a vazio pode ser desprezada (OLIMPO et al., 2009). Os rotores bobinados são maiores, mais pesados e têm mais perdas. Embora a circulação de correntes parasitas causem perdas nos ímãs, estas costumam ser bem menores quando comparadas as perdas no cobre dos rotores eletricamente excitados.

Em geral, as máquinas convencionais têm velocidade de 1000 a 3000 rpm e se conectam através de caixas multiplicadoras às turbinas eólicas. No entanto, as máquinas de ímãs permanentes podem operar a baixa velocidade com alto torque, eliminando o acionamento com a caixa multiplicadora.

As vantagens do acionamento direto (sem caixa multiplicadora) são muitas e variam para cada aplicação, mas elas costumam reduzir significativamente a manutenção (devido à redução de fricção), aumentam a vida útil, reduzem os ruídos, aumentam a eficiência e diminuem o peso (MEIER, 2008).

A Figura 24 apresenta uma máquina de lavar LG que compara seu sistema de acionamento direto ou *Direct drive*, com o sistema convencional com roldanas e um motor.

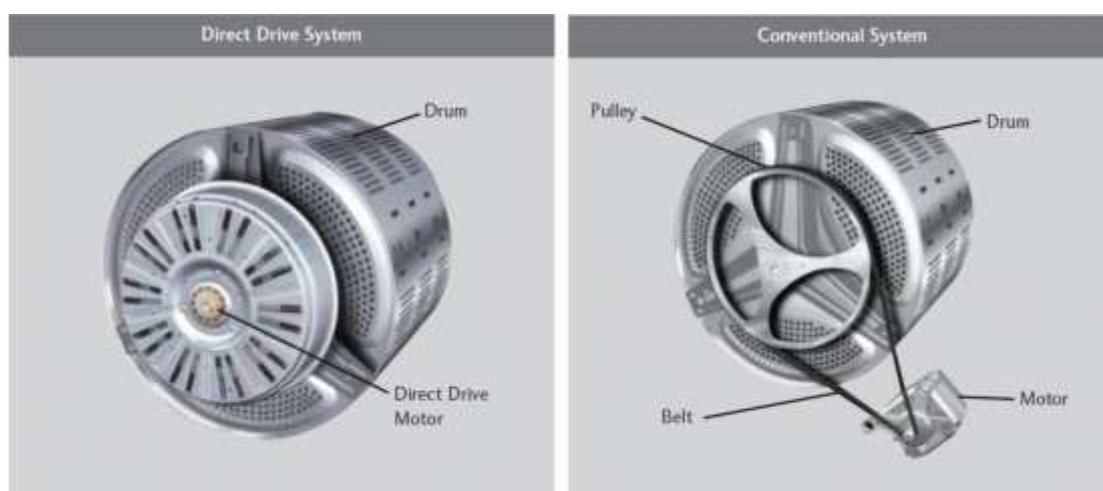


Figura 24 Comparação entre sistema convencional e sem engrenagens

O motor de ímãs permanentes com acionamento direto diretamente acoplado ao eixo de rotação da máquina é um sistema mais robusto com menor número de componentes. No sistema convencional, o sistema de roldanas exige mais manutenção.

2.13 Topologias de máquinas de ímãs permanentes

As máquinas síncronas de ímãs permanentes podem ser de fluxo radial, axial e transversal.

A Figura 25 mostra duas vistas de uma máquina de fluxo radial com a direção de fluxo e de corrente. O fluxo passa do rotor para o estator ou vice-versa passando pelo entreferro na direção radial enquanto a corrente circula principalmente na direção axial. Estas máquinas são as mais simples e de menor custo de fabricação entre as máquinas de ímãs permanentes.

(MEIER, 2008). No entanto elas costumam ser maiores do que as de fluxo axial e transversal em termos de peso do volume ativo e comprimento axial. Diferentes configurações de ímãs são apresentadas na Figura 26.

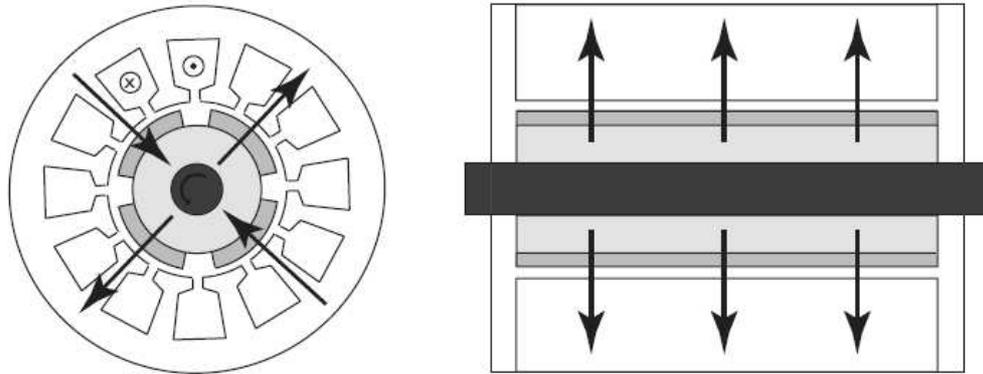


Figura 25 Fluxo radial (indicado pelas setas).

Na figura 25, o ponto e a cruz indicam o sentido da corrente. O eixo é mostrado no tom mais escuro; os ímãs no tom intermediário e o rotor no tom mais claro de cinza (Adaptado de MEIER, 2008).

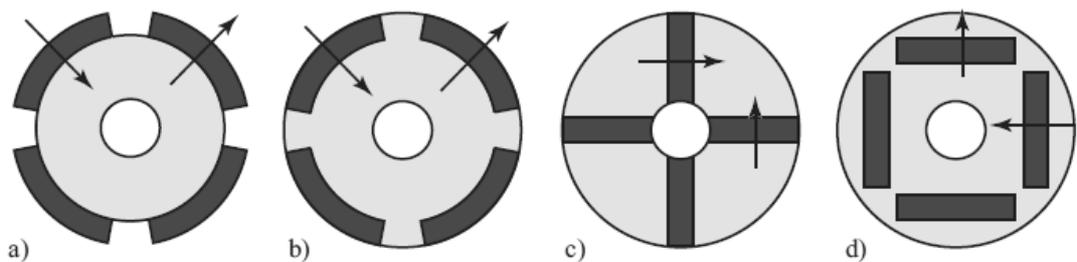


Figura 26 Configurações de arranjo dos ímãs.

Na Figura 26, os ímãs são (a) montados na superfície do rotor, (b) inseridos, (c) magnetizados tangencialmente e (d) magnetizados radialmente (Adaptado de MEIER, 2008).

As máquinas de fluxo axial caracterizam-se por um diâmetro externo bem maior em relação ao seu comprimento axial. O fluxo passa do rotor para o estator de forma axial pelo

entreferro enquanto a corrente flui na direção radial, conforme pode ser visualizado na Figura 27.

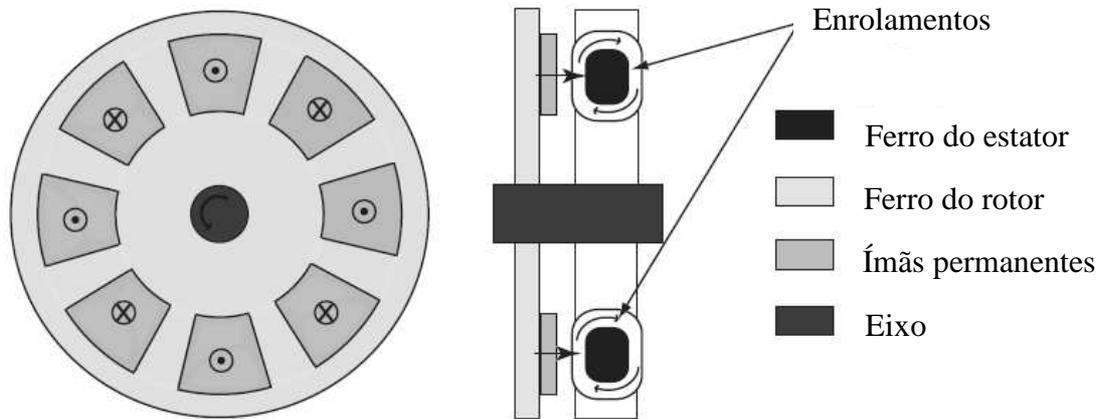


Figura 27 Máquina síncrona de ímãs permanentes e fluxo axial.

As máquinas de fluxo transversal são adequadas para aplicações de baixa velocidade devido ao pequeno passo de polo. Na Figura 28 há um exemplo típico de máquina de fluxo transversal (MEIER, 2008).

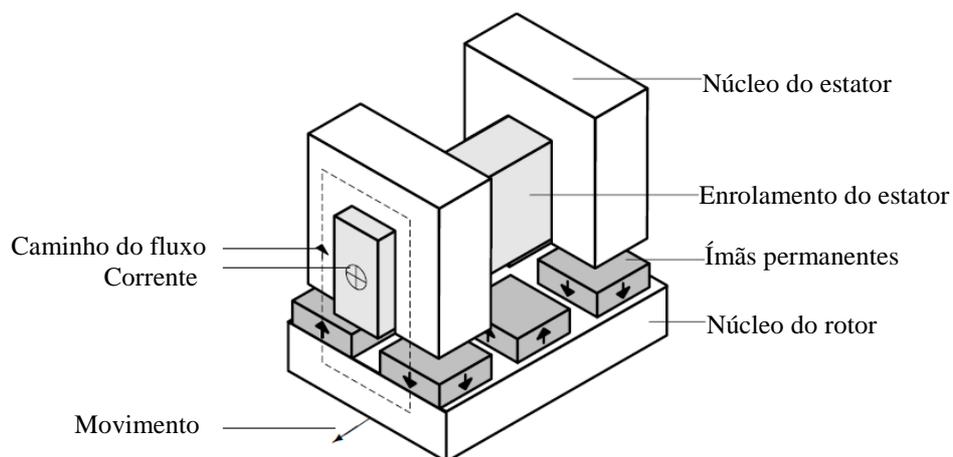


Figura 28 Topologia de uma máquina monofásica de fluxo transversal

A vantagem é o alto torque específico que permite uma máquina compacta. A maior desvantagem é o baixo fator de potência para um torque específico maior e a complexidade de sua estrutura, que eleva os custos de fabricação.

3 ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO

É muito importante que seja feito um levantamento de potencial eólico específico para o prédio ou para o entorno do local onde é instalada a geração eólica. É necessário avaliar a distribuição da velocidade dos ventos considerando as características de rugosidade do terreno e do perfil aerodinâmico de prédios próximos. Há características construtivas que aumentam a velocidade do vento como o efeito de tunelamento entre prédios adjacentes. No entanto, somente medições devidamente aferidas poderão garantir a disponibilidade de recursos eólicos.

Para avaliar o potencial eólico, é necessário determinar a frequência estimada das velocidades do vento que são de interesse para geração de energia elétrica. Algumas turbinas pequenas iniciam sua operação com velocidades de vento a partir de 3 m/s e normalmente atingem sua potência nominal com ventos cuja velocidade atinge acima de 10 m/s. Há ventos de rajadas que se caracterizam por velocidades maiores e de curta duração. Mas a frequência em que ocorrem os ventos no local de instalação é imprescindível para estimativas confiáveis.

Para definir a velocidade de operação do aerogerador, é feito um estudo de potencial eólico da cidade de Torres, no Rio Grande do Sul, através das medições de velocidade do vento disponibilizadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia, o INMET.

As velocidades do vento foram aferidas através de uma estação meteorológica que se encontra a 4,66 m de altitude, e suas coordenadas geográficas são 29°21'S (latitude) e 49°43'W (longitude). Os sensores e demais instrumentos são fixados em um mastro metálico de 10 metros de altura, aterrado eletricamente (malha de cobre) e protegido por pára-raios.

As estações automáticas do INMET são de fabricação finlandesa, marca Vaisala, modelo MAWS 301, usadas como padrão para a rede de estações automáticas de superfície (EMA) do INMET. As informações meteorológicas são coletadas de minuto a minuto e integralizadas a cada hora para transmissão via satélite ou telefonia celular para a sede do

INMET, em Brasília (BRASIL, 2012). O transmissor de dados eólicos é o WT521 que é controlado por microprocessador para fazer as medidas do sensor de vento, calcular médias de curto prazo (rajadas) e transmitir esses resultados à unidade central da estação por meio de uma interface digital serial.

A frequência da velocidade média que é medida é representada pelo histograma em barras. Essa frequência é tomada como parâmetros para verificar o quanto cada uma das funções de distribuição se aproxima dos valores medidos.

3.1 Distribuição Weibull

Na Figura 29 é apresentado o histograma de medições proveniente de 17155 dados de velocidade e a curva PDF (função de distribuição de probabilidades) de Weibull, de acordo com os parâmetros calculados através do *software* Matlab, dada por (Gasch e Twele, 2002):

$$y = (x|a,b) = ba^{-b} x^{b-1} e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^b} \quad (29)$$

Os parâmetros desta distribuição a , b estão relacionados respectivamente à média escalar e à forma da curva. Através do comando *parmhat = wblfit(dados)* se obteve uma média escalar de 3,2779 e um fator de forma de 1,7077.

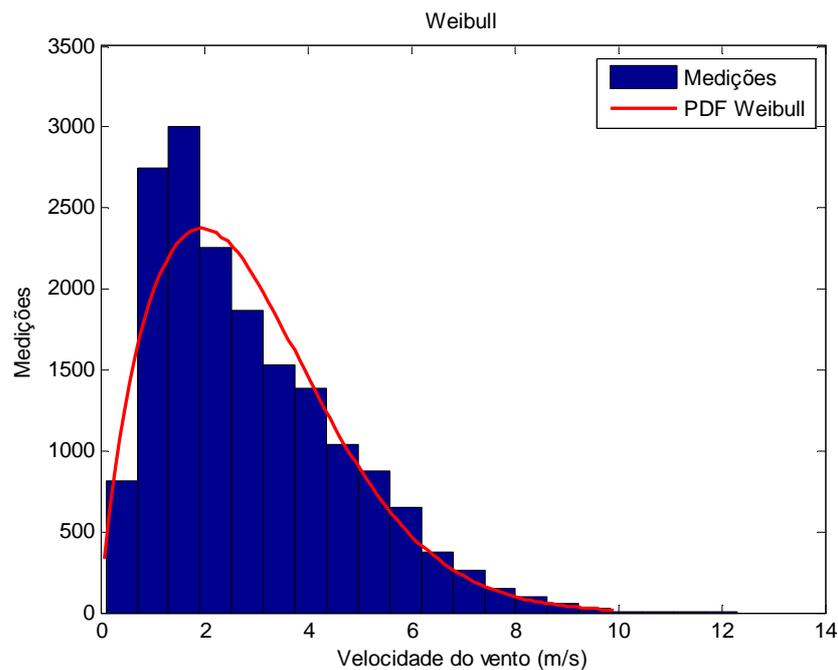


Figura 29 Distribuição Weibull e histograma de medições em Torres

É possível visualizar que há uma boa concordância entre a curva de distribuição e as medições, especialmente nas velocidades de interesse.

Esta distribuição foi desenvolvida para ser uma ferramenta analítica apropriada para modelar o esforço cortante dos materiais, mas ela também é usada para modelar a confiabilidade e a vida útil. Ela é mais flexível do que a função exponencial e a mais utilizada para avaliar potencial eólico.

3.2 Distribuição Gamma

A distribuição Gamma pode ser aproximada por (MANWELL, 2009):

$$y = (x|a,b) = \frac{1}{b^a \Gamma(a)} x^{a-1} e^{-\left(\frac{x}{b}\right)} \quad (30)$$

onde $\Gamma(a)$ é a função Gamma. A PDF Gamma é utilizada para modelar somas exponenciais de variáveis randômicas. Ela tem como base dois parâmetros, como a PDF

Weibull. Através do comando $phat = gamfit(d)$ se obteve uma média escalar de 2,6116 e um fator de forma de 1,1143.

Quando a é grande, a PDF Gamma se aproxima da distribuição normal com a vantagem de que ela apresenta densidade apenas para números reais positivos, conforme apresentado na Figura 30.

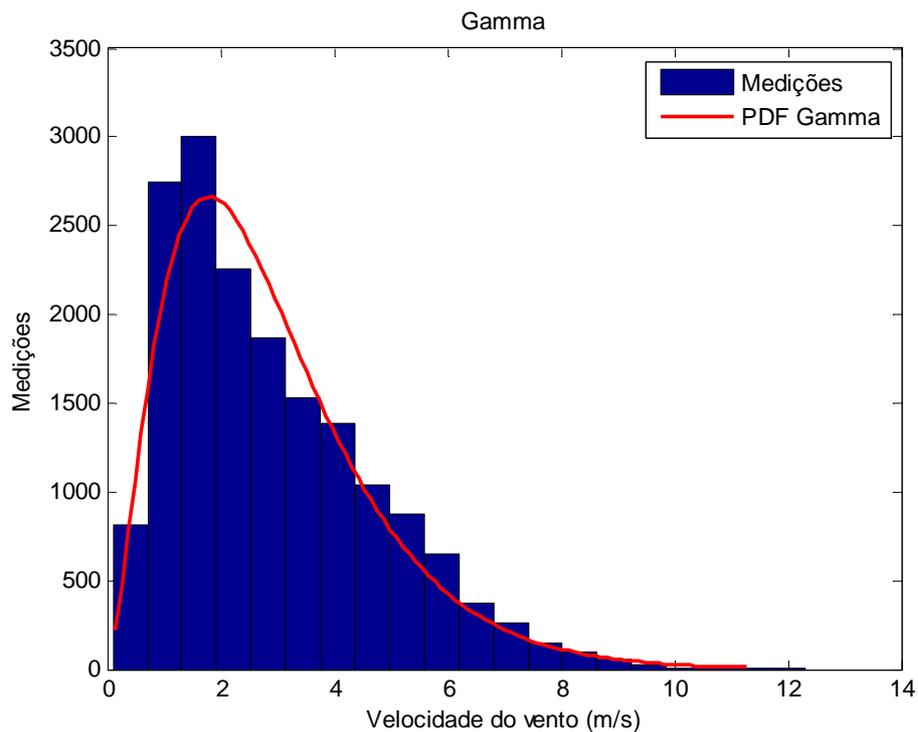


Figura 30 Distribuição Gamma e histograma de medições em Torres

Nesta função de distribuição de probabilidades é possível observar uma concordância maior com o histograma de medições.

Na Tabela 1 estão relacionadas às frequências das velocidades médias 4 e 7 m/s, obtidas com o histograma de medições e calculadas de acordo com respectivos parâmetros de cada uma das distribuições previamente discutidas.

Tabela 1 Frequência da velocidade média.

Velocidade média	4 m/s	7 m/s
Medições	14,43%	3,19%
Weibull	14,71%	2,30%
Gamma	13,47%	2,24%

Estes dados mostram que a Weibull e a Gamma são distribuições que podem ser utilizadas para descrever a variação de probabilidade das velocidades. Portanto, foram selecionadas para o levantamento de potencial eólico do município de Torres.

Tabela 2 Distribuição Weibull *versus* Gamma

Velocidade do vento (m/s)	Frequência	
	Weibull	Gamma
4	0,1471	0,1347
5	0,0898	0,0786
6	0,0482	0,043
7	0,0230	0,0224
8	0,0099	0,0113
9	0,0038	0,0056
10	0,0013	0,0027
Total	0,3231	0,2983

De acordo com a Tabela 2, os projetos de instalação de turbinas podem ser estimados com operação em torno de 30% nas velocidades de 4 a 10 m/s.

Com este estudo fica demonstrado que além da distribuição de Weibull, também pode ser utilizada a distribuição Gamma para estudos de viabilidade de geração eólica.

Os dados da Tabela 2 indicam que o projeto do aerogerador deve operar nas velocidades próximas a 5 m/s. A velocidade nominal do projeto de turbinas eólicas de pequeno porte em geral é o dobro da velocidade média dos ventos, de acordo com Burton (2001). De modo que a partir desta análise, determina-se a velocidade nominal em 10 m/s para o projeto da turbina.

4 METODOLOGIA

4.1 Projeto aerodinâmico da turbina e do difusor

O objetivo principal do projeto aerodinâmico da turbina eólica é extrair a máxima potência possível do vento. Neste projeto é utilizada a metodologia desenvolvida por Betz para o dimensionamento ótimo de uma turbina eólica de eixo horizontal, de acordo com Gasch e Tvele (2001), Manwell (2009) e Burton (2001). Este método prevê um aproveitamento máximo de 59% da energia cinética do vento que atinge a área varrida pelas pás do rotor.

Os objetivos específicos deste capítulo são conhecer os princípios físicos que explicam a geração de energia mecânica de rotação e determinar os parâmetros da geometria das pás da turbina.

Como o aerogerador tem aplicação urbana e o gerador elétrico é externo às pás, as dimensões das pás devem ser pequenas, mas com uma geração de energia suficiente para justificar sua utilização. O aerogerador proposto, apresentado na Figura 31, utiliza a velocidade periférica das pás do rotor para acionar o gerador elétrico.

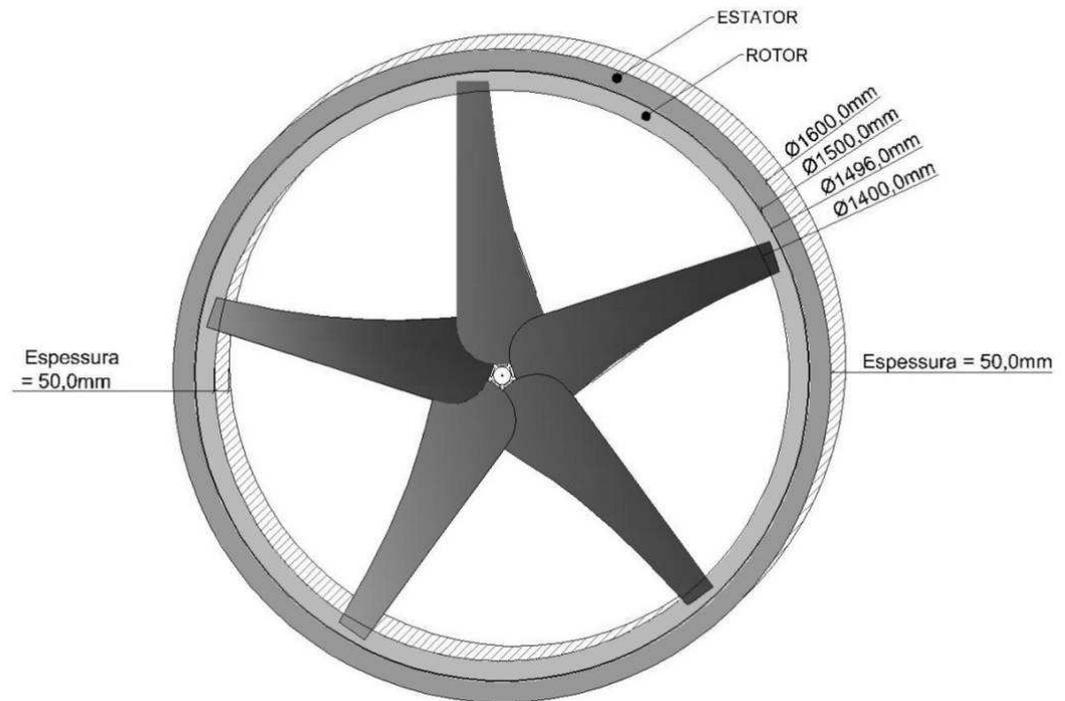


Figura 31 Aerogerador – Projeto conceitual

A fixação das pás ao anel cilíndrico do rotor contribui para a segurança estrutural do projeto.

4.1.1 Dimensionamento da pá

De acordo com a norma ABNT NBR IEC 61400-1 (2008), a velocidade nominal é a velocidade mínima de vento na qual o aerogerador atinge a sua potência nominal em condições de vento constante e sem turbulência. Este valor corresponde à velocidade média dos ventos multiplicada por dois. A velocidade do rotor é a velocidade rotacional da turbina em relação ao seu próprio eixo.

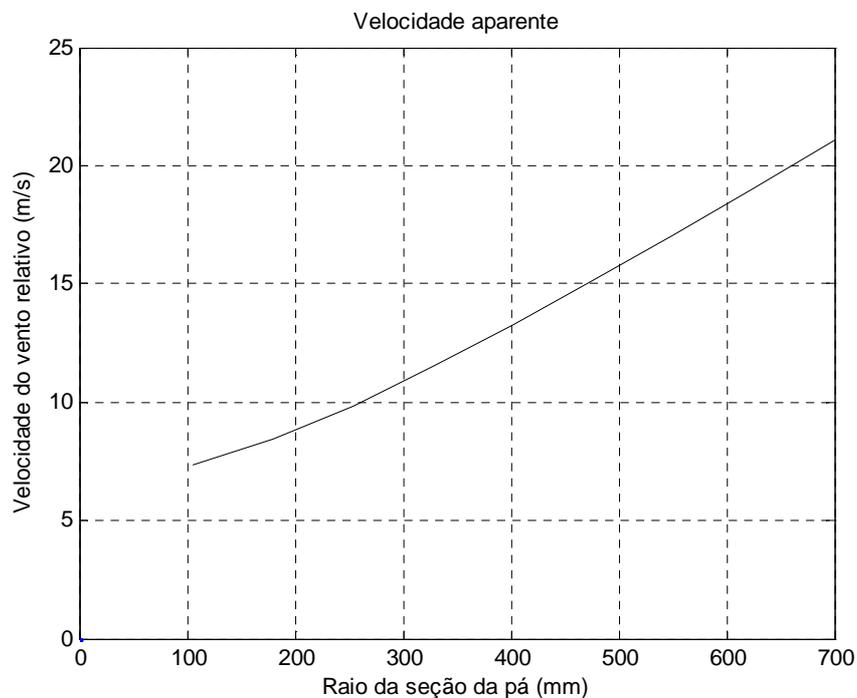
O ângulo de ataque, também referido como ângulo alfa é o ângulo entre a corda e o vetor velocidade do vento relativo. Ele é escolhido de acordo com a razão máxima entre o coeficiente de sustentação e de arrasto. Para o aerofólio escolhido, este valor equivale a 39,721 para o ângulo alfa de $8,75^\circ$ com número de Reynolds de 50.000. (UIUC, 2013).

Tabela 3 Especificações nominais da Turbina

Especificações de projeto	
Aerofólio	SG 6043
Ângulo de ataque (°)	8,75
Coefficiente de sustentação (-)	1,4379
Coefficiente de arrasto (-)	0,0362
Velocidade nominal (m/s)	10
Velocidade do rotor (rpm)	272
Razão de velocidades (-)	2
Comprimento do raio da pá (mm)	697
Número de pás	5

O vento relativo de velocidade U_w é calculado para cada seção transversal r da pá, conforme o gráfico da Figura 32. É a soma geométrica da velocidade rotacional de ponta da turbina $U_\Omega = \Omega r$, e da velocidade retardada que atinge a pá $U_D = \frac{2}{3} U_\infty$ determinada por Betz,

$$U_w^2 = \left(\frac{2}{3} U_\infty \right)^2 + (\Omega r)^2 \quad (31)$$

**Figura 32 Variação da velocidade relativa do vento ao longo da pá.**

A variação do ângulo de direção do vento relativo em relação à direção do vento incidente na pá é calculada por:

$$\varphi = \operatorname{tg}^{-1}\left(\frac{\Omega r}{U_D}\right) \quad (32)$$

A razão de velocidades na ponta da pá (tip speed ratio) do projeto é obtida por:

$$\lambda_d = \left(\frac{\Omega r}{U_\infty}\right) \quad (33)$$

E considerando $U_D = (2/3) U_\infty$, a Equação (29) pode ser reescrita e se torna:

$$\varphi = \operatorname{tg}^{-1}\left(\frac{3r\lambda_d}{2R}\right) \quad (34)$$

Ao longo da pá o ângulo de passo varia com o vento incidente. Para que todo o bordo de ataque forme o mesmo ângulo alfa com o vento incidente, adota-se o ângulo de torção que é dado pela soma do ângulo de passo ao ângulo de ataque:

$$\beta(r) = \varphi(r) + \alpha(C_s) \quad (35)$$

O gráfico da Figura 33 e a Figura 34 mostram a variação do ângulo de torção da pá ao longo das seções.

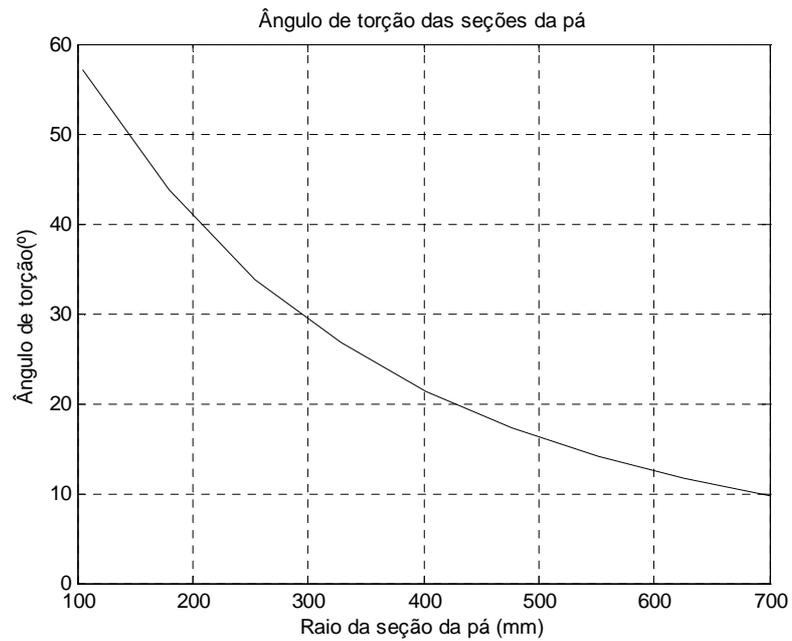


Figura 33 Ângulo de torção da pá

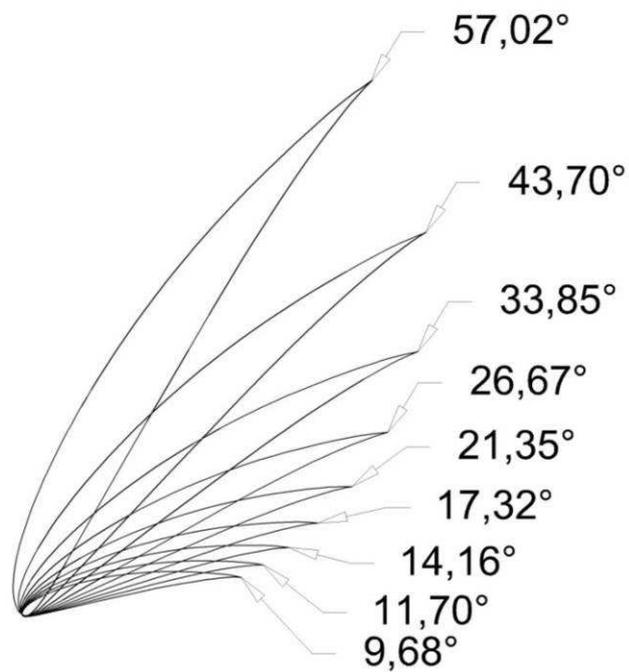


Figura 34 Ângulo de torção das seções da pá (entre a corda e o plano de rotação).

De acordo com Betz, a potência máxima que pode ser extraída da área circular varrida pelo rotor é dada por:

$$\dot{E}_{Betz} = \frac{16}{27} \frac{\rho}{2} U_1^3 (\pi \cdot r^2) \quad (36)$$

Esta potência é extraída com um número finito n de pás. Como o coeficiente de arrasto escolhido é muito menor do que o coeficiente de sustentação, a força tangencial depende basicamente da variação da força de sustentação. Assim, a potência mecânica em um anel circular infinitesimal é:

$$dP = n\Omega r \frac{\rho}{2} C_s U^2 c(r) dr \cos(\varphi) \quad (37)$$

Se a potência mecânica corresponde à máxima potência extraída de Betz, é possível deduzir a fórmula fundamental para o cálculo da corda $c(r)$ de uma turbina eólica projetada para o rendimento ótimo:

$$c(r) = \frac{1}{n} \frac{16}{27} \frac{2\pi r}{C_s} \frac{U_1^3}{w^2 \Omega r \cos(\varphi)} \quad (38)$$

O gráfico da Figura 35 e a Figura 36 mostram o dimensionamento da corda da pá projetada.

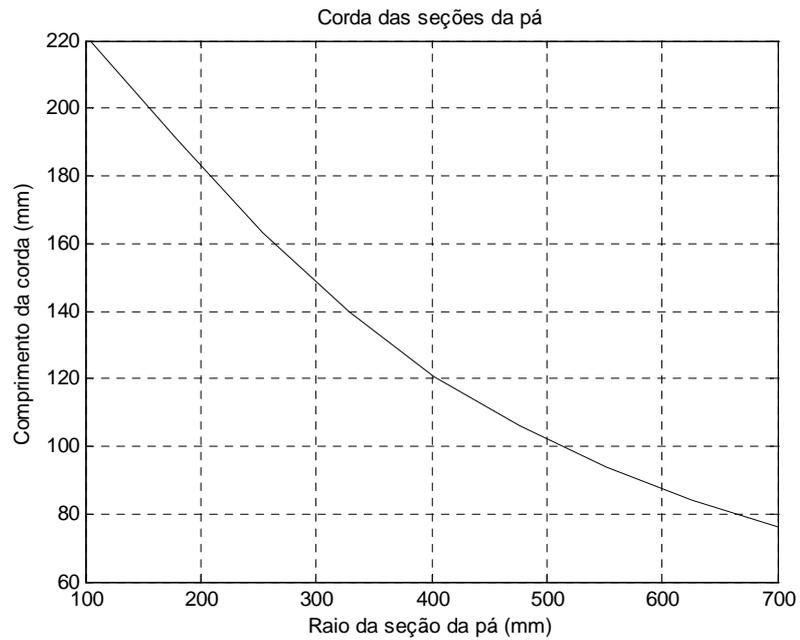


Figura 35 Comprimento de corda

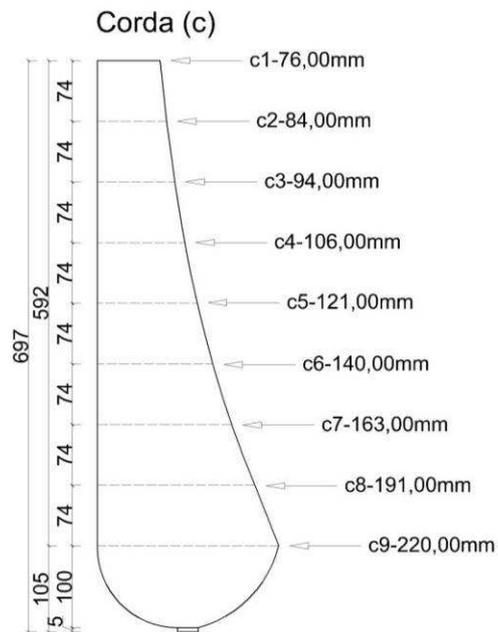


Figura 36 Dimensões de corda para as seções da pá em mm

A Figura 37 apresenta o projeto da pá projetada em *software* de desenho assistido por computador Autodesk Inventor.

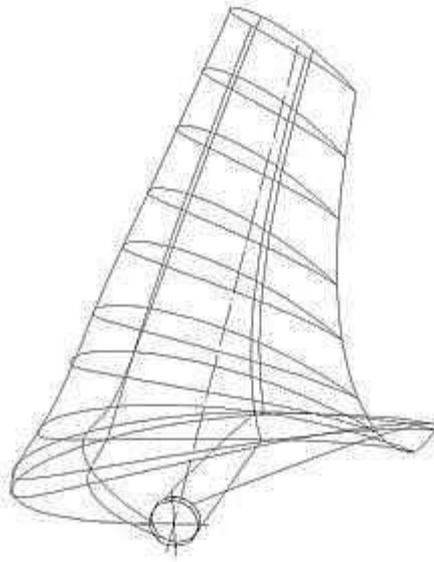


Figura 37 Vista isométrica da pá

A Figura 38 apresenta a montagem das cinco pás também desenvolvida no *software* da Autodesk Inventor.

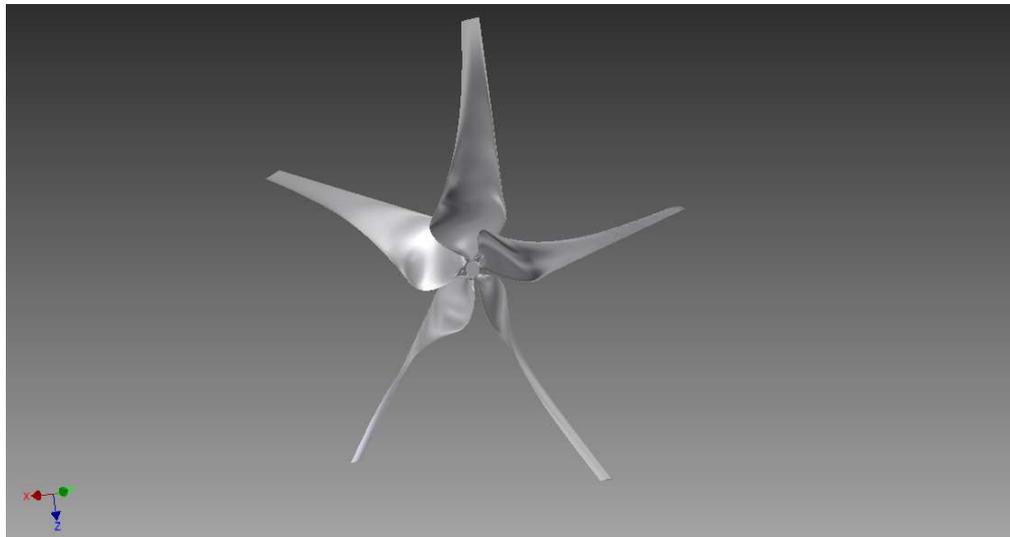


Figura 38 Montagem 5 pás

As Figuras 39, 40 e 41 mostram a distribuição de velocidade e pressão em torno da pá. A variação de cores mostra que a velocidade do vento tende a aumentar ao atingir o perfil no bordo de ataque, à medida que contorna o perfil da pá, voltando a diminuir à medida que se aproxima do bordo de fuga.

Na Figura 39, as correntes de ar aumentam sua velocidade bem próxima ao bordo de ataque no dorso superior do aerofólio.

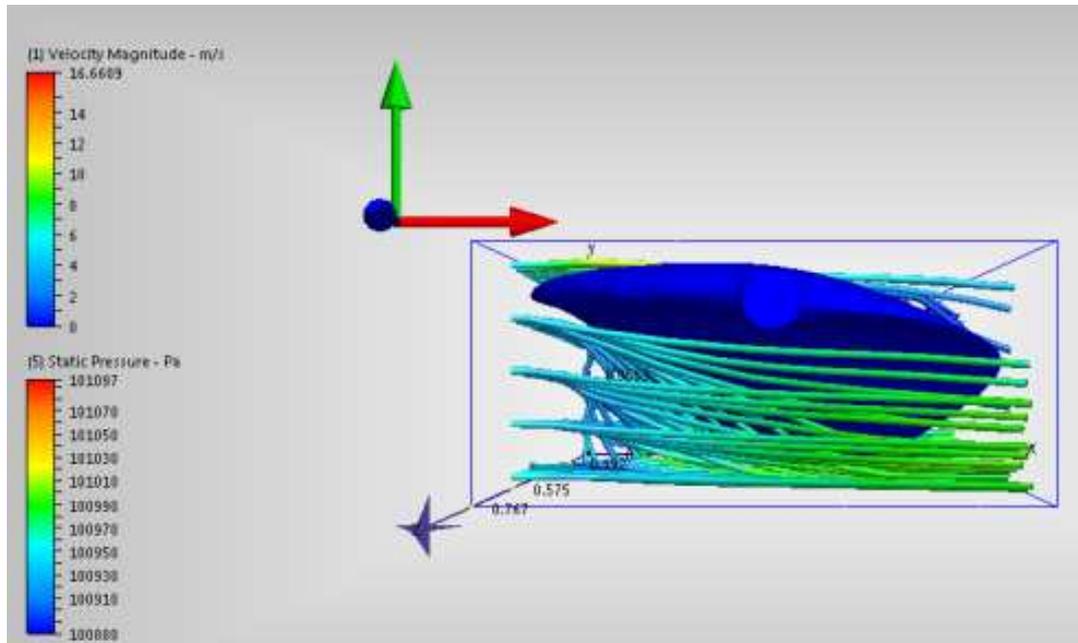


Figura 39 Simulação CFD – Vista lateral do perfil

Na Figura 40, se observa uma rápida diminuição da velocidade no dorso superior da pá, em direção ao bordo de fuga.

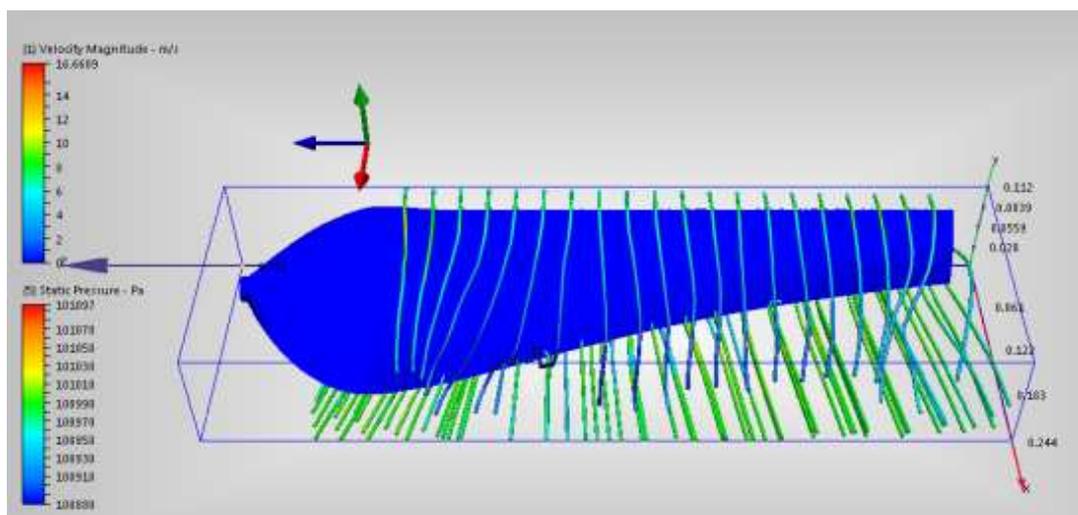


Figura 40 Simulação CFD – Vista superior da pá

Na Figura 41, as linhas mostram os efeitos da viscosidade do ar contornando a pá e diminuindo a velocidade próxima ao bordo de fuga.

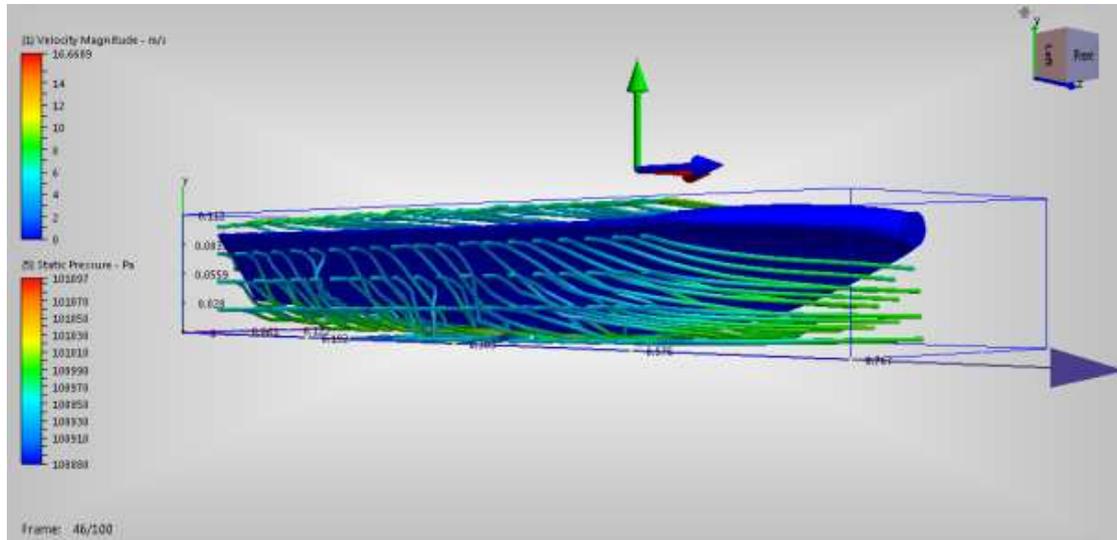


Figura 41 Simulação CFD – Vista inferior da pá

4.1.2 Projeto aerodinâmico do difusor

De acordo com Ohya (2008), um difusor apresenta um efeito considerável na coleta e aceleração do vento. Com este dispositivo, imediatamente após o rotor é possível obter velocidades máximas $U_2/U_\infty = 1,8$. Também é possível observar que as massas de ar tendem a se desviarem do dispositivo tipo bocal, enquanto no dispositivo tipo difusor, tendem a ser atraídos por sucção. Portanto, com base neste estudo experimental, é escolhido o dispositivo tipo difusor para aumentar a eficiência da turbina.

As medidas do difusor projetado estão de acordo com os resultados experimentais Ohya (2008). O diâmetro da entrada de ar é de 1,43 m, localizado a 50 mm a frente do rotor (no plano de rotação). O diâmetro de saída de ar é de 2,16 m com uma abertura de 12° e distante 1,72 m do diâmetro de entrada. Deste modo, são obtidos $L/D = 1,2$ (razão entre largura e diâmetro de entrada) e $\mu = 2,28$ (razão entre a área da seção transversal de saída e a área da seção transversal de entrada).

Este difusor, que pode ser constituído de uma chapa de alumínio ou fibra de vidro impregnada em resina epóxi, apresenta formato aerodinâmico com seu lado de sucção direcionado para dentro. As massas de ar em torno da turbina aumentam sua velocidade ao contornar a superfície interna do difusor, e são expostas a pressões sub-atmosféricas. Assim, o fluxo de ar

através de um rotor acoplado a um difusor é significativamente maior do que em turbinas sem tais dutos. Conseqüentemente, a potência extraída também é maior (IGRA, 1984).

O aumento de potência extraída pelo difusor é devido à redução da pressão a jusante das pás do rotor – a pressão sub-atmosférica exerce uma sucção de massas de ar aumentando o fluxo de fluido na turbina. Sem o difusor, o disco atuador permanece imerso num fluxo inteiramente exposto à pressão atmosférica.

A velocidade na saída do difusor U_3 é em geral, menor que U_0 . Na teoria dos momentos desenvolvida por Van Bussel (2007) considera as condições de saída do difusor idênticas às condições de saída de uma turbina sem difusor. Assim,

$$U_3 = (1 - a)U_0 \quad (39)$$

O fator de indução é definido na saída do rotor. Considerando a Equação de continuidade e a razão de área do difusor μ , a velocidade na entrada do difusor é dada por:

$$U_1 = \mu(1 - a)U_0 \quad (40)$$

Quando uma houver uma pressão extra na saída do difusor, a razão entre as velocidades de entrada e de saída é dada por γ e a expressão para a velocidade na saída do difusor é:

$$U_3 = \gamma(1 - a)U_0 \quad (41)$$

pois considerando a velocidade na saída do difusor vazio,

$$U_3 = \gamma U_0 \quad (42)$$

E a velocidade na entrada do difusor é:

$$U_1 = \gamma\mu(1 - a)U_0 \quad (43)$$

A pressão de entrada do difusor poderá ser calculada com a aplicação de Bernoulli antes e após o rotor. Assim, a Equação da pressão de entrada é:

$$p_1 = p_0 + [1 - \gamma^2 \mu^2 (1 - a)^2] \frac{1}{2} \rho U_0^2 \quad (44)$$

E para a saída do rotor é:

$$p_2 = p_0 + [1 - 2a]^2 - \gamma^2 \mu^2 (1 - a)^2 \frac{1}{2} \rho U_0^2 \quad (45)$$

Assim, a queda de pressão no rotor é dada por:

$$p_2 - p_1 = 4a(1 - a) \frac{1}{2} \rho U_0^2 \quad (46)$$

As expressões para o coeficiente de potência na saída do difusor é:

$$C_{w,difusor} = \gamma 4a(1 - a)^2 \quad (47)$$

E o coeficiente de empuxo é:

$$C_{T,total} = \gamma \mu 4a(1 - a) \quad (48)$$

Portanto, o empuxo no difusor depende do empuxo do rotor:

$$C_{T,difusor} = C_{T,total} - C_{T,rotor} = (\gamma \mu - 1) 4a(1 - a) \quad (49)$$

As Figuras 42, 43 e 44 mostram as imagens do difusor projetado.

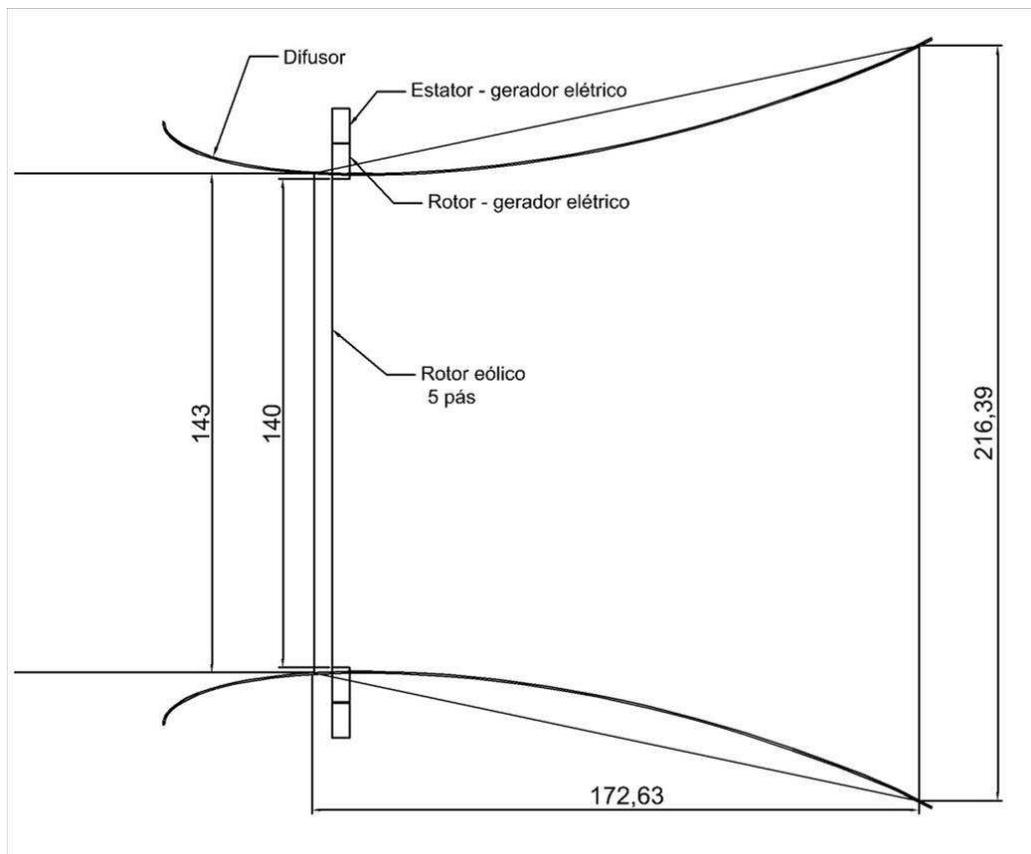


Figura 42 Dimensões do difusor.

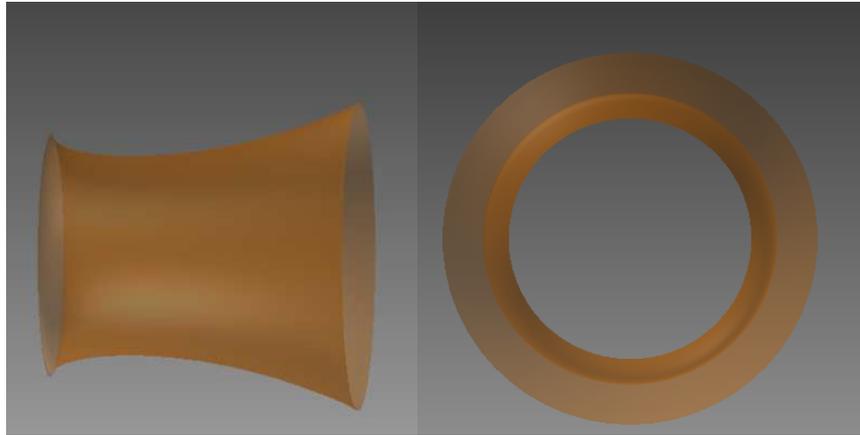


Figura 43 Vistas tridimensionais, lateral e frontal, do difusor.

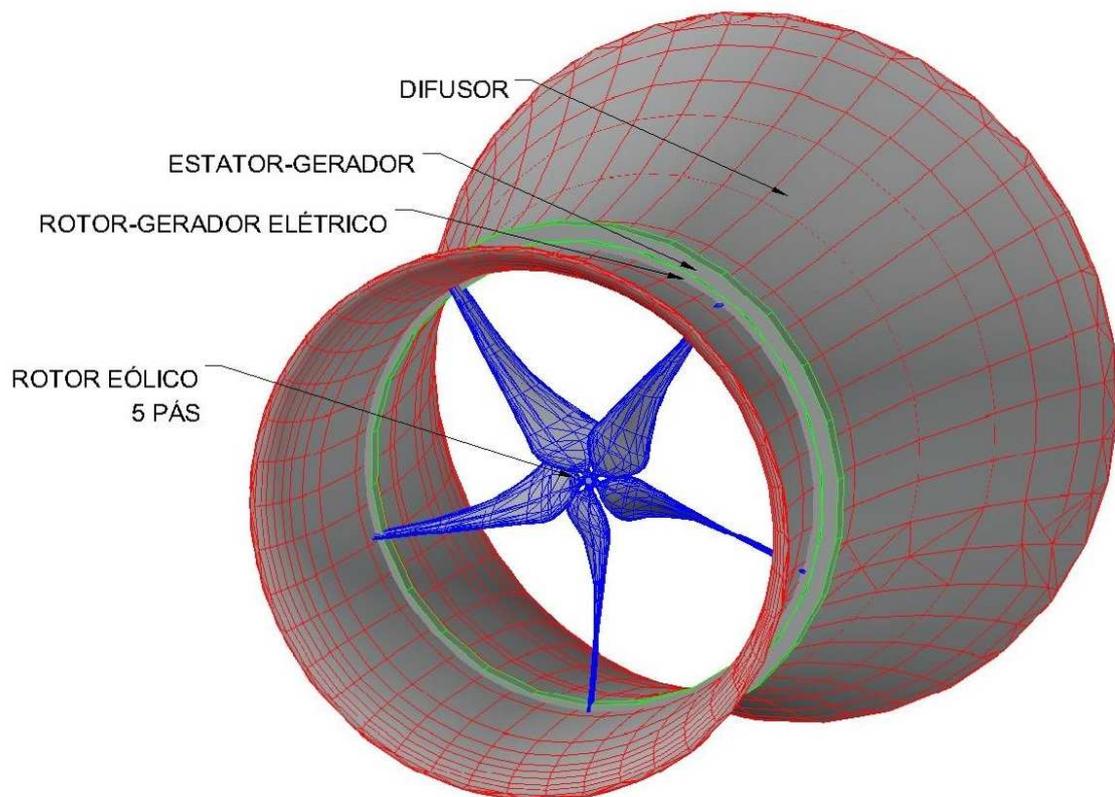


Figura 44 Sistema integrado – rotor eólico – gerador elétrico e difusor.

Com o sistema projetado na Figura 44 foram obtidas as curvas de potências em função da velocidade de rotação (rpm) (Figura 45) e em função da velocidade do vento (m/s) (Figura 46).

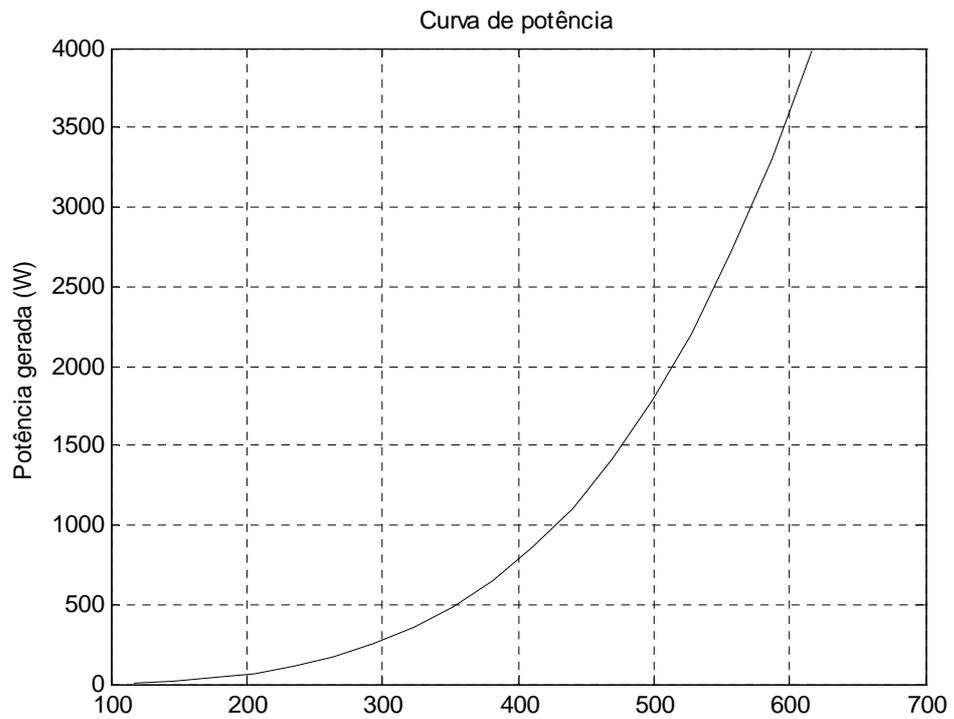


Figura 45 Curva de potência em função da velocidade de rotação

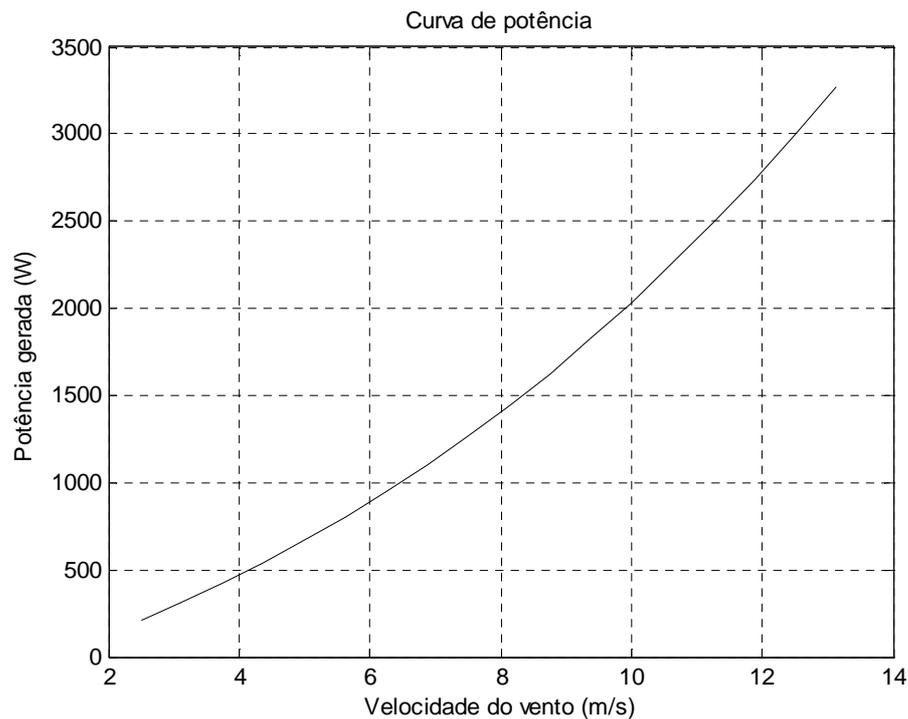


Figura 46 Curva de potência em função da velocidade do vento livre

Considerando a distribuição da frequência dos ventos avaliados no Capítulo 2 e as curvas de potência, definimos a potência nominal em 1400W na velocidade rotacional de 436 rpm, as quais são atingidas com ventos de cerca de 8 m/s.

Esta média está dentro da faixa de velocidades de maior frequência conforme os dados de levantamento de potencial eólico. Em aplicações urbanas, a velocidade do vento pode ser reduzida ou aumentada de acordo com o local de instalação da turbina. Corredores formados pelo alinhamento de prédios e declives podem acelerar os ventos. A densidade de prédios de mesma altura aumenta a rugosidade do relevo e diminuem a velocidade. Portanto, às vezes, instalar a turbina sobre os prédios mais altos ou em mastros pode ser uma opção viável, que pode ser confirmada através de medições de vento.

Na Figura 47 é apresentada a curva de produção anual de uma instalação desta turbina no município de Torres, de acordo com os dados da avaliação do potencial eólico adotando-se a distribuição de Weibull. Nesta curva evidencia-se que a maior quantidade de energia gerada

será proporcional à frequência das velocidades de vento. Assim, estima-se que a produção anual fique em torno de 1000 kWh. Aproximadamente um terço da produção anual será gerada à velocidade de 4 m/s.

Desta forma, verifica-se que é essencial para as turbinas de pequeno porte garantir sua partida à baixas velocidades a fim de viabilizar sua instalação para o aproveitamento eólico, especialmente em ambiente urbano.

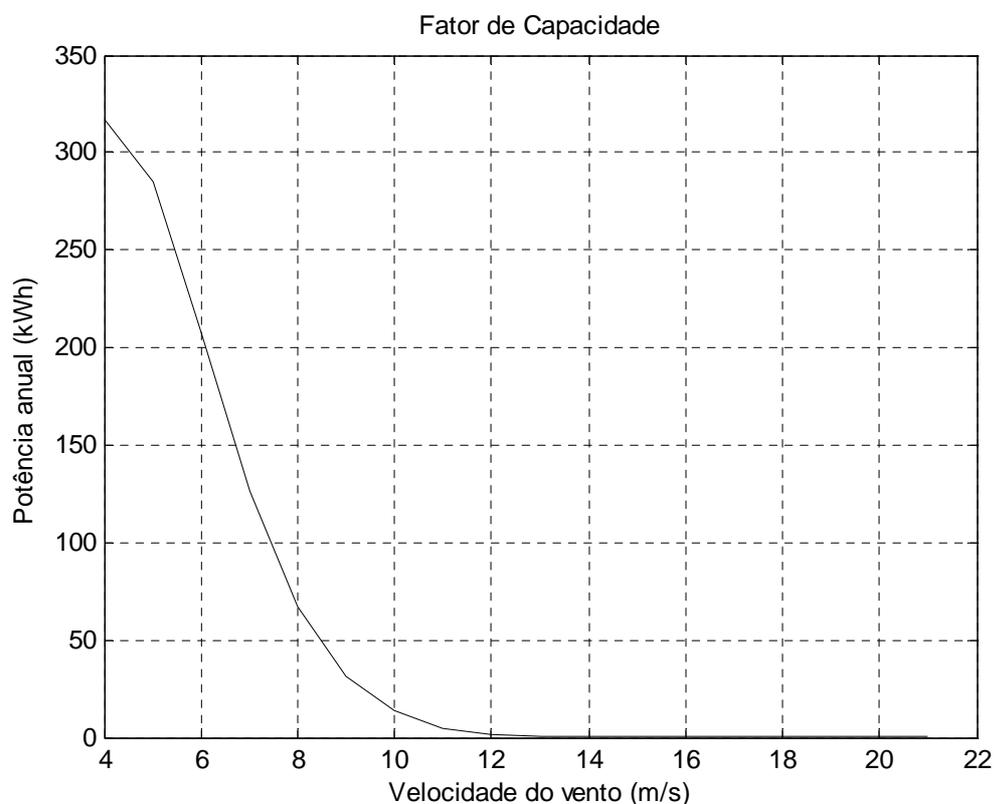


Figura 47 Fator de Capacidade

Neste cenário reitera-se a importância da segurança no meio urbano, especialmente em grandes centros, onde maior número de pessoas ficam expostas. Com as pás firmemente fixadas no anel cilíndrico do rotor do gerador elétrico, o modelo de aerogerador proposto visa garantir a integridade das pessoas, mesmo em caso de acidentes causados por rajadas de vento. A fixação das pás diminui a possibilidade de ruptura, reforçando a estrutura da turbina. Além disso, existe a possibilidade de serem utilizadas telas de proteção, as quais poderiam

confinar fragmentos de pá em, caso de ruptura, no interior do difusor. Estas soluções podem ser adotadas em casos de maior velocidade média do vento ou de maior frequência de ventos de rajadas, conforme descrito no Capítulo 3.

Também é importante salientar que o sistema projetado com o rotor do gerador elétrico fixado às pás contribui para aumentar a inércia de rotação, o que torna o sistema girante com movimento mais uniforme. A grandeza física que está relacionada à resistência em variar a velocidade angular é o momento de inércia, que é proporcional ao produto entre a massa do corpo em movimento e quadrado do raio de sua distância do eixo de rotação.

Isto equivale a dizer que comparado aos aerogeradores convencionais, com o gerador montado no cubo do rotor, o aerogerador tem rotação mais constante mesmo com as variações do vento. Esta característica diminui o efeito das cargas transitórias e da emissão de ruídos, com incremento da vida útil e da produtividade de energia elétrica.

Com seu porte robusto, o projeto do aerogerador propõe instalação e operação adequadas à utilização em ambiente urbano, devidas à segurança inerente à sua concepção estrutural.

4.2 Projeto elétrico do gerador síncrono a ímãs permanentes

A descrição a seguir é referente ao projeto de um gerador síncrono com tensão de alimentação sinusoidal, um tipo de máquina conhecido como *brushless* AC ou máquina síncrona a ímãs permanentes. Ela não utiliza escovas, anéis ou comutadores (*brushles*). Trata-se de um gerador projetado para baixas velocidades típicas da geração eólica que tem a vantagem de eliminar a caixa multiplicadora, diminuindo seu peso, ruído e manutenção.

A vantagem dos geradores de ímãs permanentes reside em sua alta eficiência e densidade de torque. Segundo SANG-YONG (2008), seu projeto pode ser otimizado para

extrair a máxima potência do vento não apenas na velocidade nominal, mas em toda a sua faixa de operação.

4.2.1 Ímãs permanentes

A curva de magnetização normal é a principal característica dos ímãs no projeto do gerador. A indução no ímã, B_M é dada em função do campo magnético do ímã, denominado H_M , assim:

$$B_M = \mu_0 H_M + B_R \quad (50)$$

Nesta expressão, B_R é a indução remanente. A permeabilidade magnética relativa dos ímãs é em geral pouco maior que a do ar, situando-se na faixa de 1 a 1,4. Ímãs de neodímio apresentam permeabilidade relativa de 1,05 (PYRHÖNEN, JOKINEN, e HRABOVCOVÁ. 2009). No projeto da máquina o ímã não deve ser exposto a um campo acima de sua faixa de operação, a fim de que seja evitada a desmagnetização irreversível, reduzindo o desempenho da máquina. O projeto também deverá avaliar a temperatura de operação, a qual também interfere na magnetização dos ímãs.

Um dos critérios utilizados é facilidade de fabricação, assim é selecionada a configuração do gerador com rotor interno com ímãs em sua superfície. Uma das vantagens do projeto com ímãs internos no rotor é a possibilidade de se utilizar o princípio de concentração de fluxo e utilizar um ímã com menor indução remanente, reduzindo desta forma o custo. A construção, no entanto, é mais complexa. Assim, o projeto aborda uma

máquina com ímãs montados na superfície do rotor e com alimentação e tensão induzida do tipo senoidal e retangular.

4.2.2 Dimensionamento do gerador elétrico

Nas máquinas elétricas, as forças e torque são calculados na linha do entreferro. Verifica-se que as forças na direção radial exigem um torque na direção radial e tangencial. No entreferro de máquinas elétricas, o torque na direção radial é muito maior, de modo que a pressão também é maior nesta direção. A força na direção radial atrai o rotor em direção ao estator e não contribui para a geração de torque e conversão de energia.

Além do torque, outra grandeza importante é a indução magnética na direção radial no entreferro B_{δ} a qual determina a indução nas partes ferromagnéticas como dentes, núcleo do estator e rotor. A densidade máxima de fluxo no entreferro B_{δ} depende basicamente do tamanho dos ímãs e de sua topologia. Com a definição das dimensões principais do gerador que é integrado à turbina eólica, é feita uma simulação computacional magnetostática para determinar a distribuição da indução magnética no entreferro (Figura 48) e a curva de distribuição magnética do modelo proposto (Figura 49) com 60 ímãs distribuídos uniformemente em um diâmetro de 1496 mm.

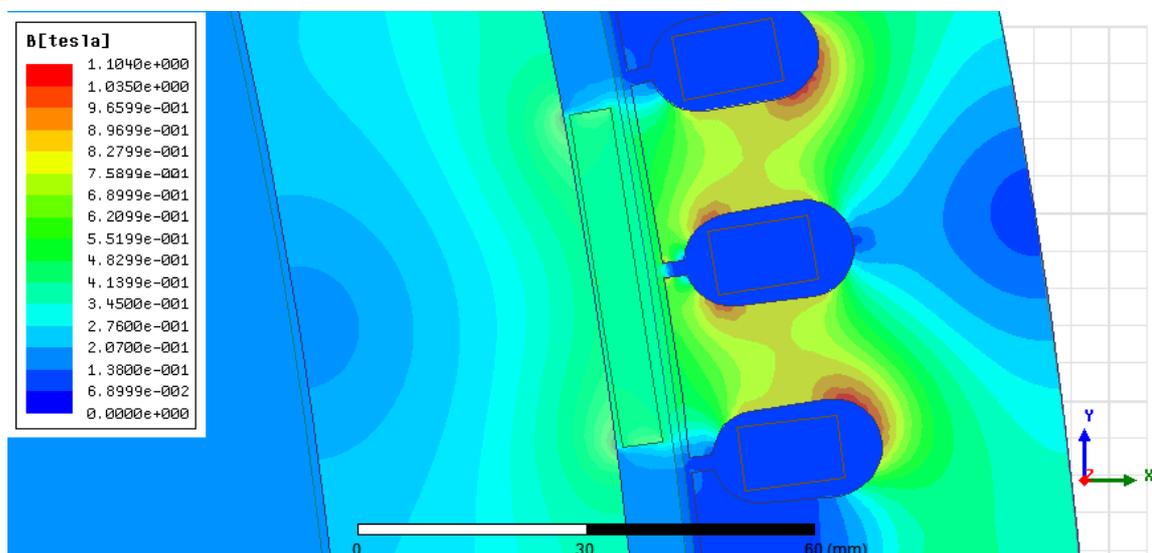


Figura 48 Distribuição magnética no gerador sem carga (detalhe em um pólo)

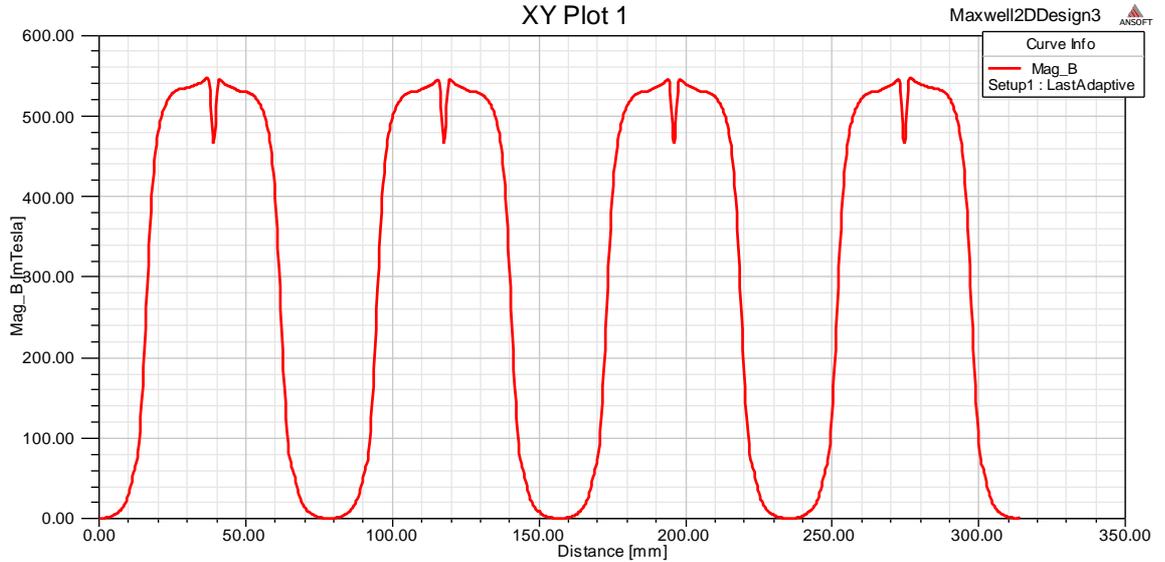


Figura 49 Curva de magnetização no entreferro

Com a indução máxima no entreferro B_δ (T), é possível calcular o fluxo φ com a área da superfície dos ímãs permanentes $S_{imã}$ (m²) no entreferro:

$$\varphi = B_\delta \cdot S_{imã} \quad (51)$$

Os valores de densidade de corrente e indução máxima são denominados carregamento elétrico e magnético, respectivamente. Os carregamentos dependem do tipo de máquina, do tipo construtivo, materiais empregados, condições de operação, regime de trabalho e eficiência do sistema de arrefecimento. No entanto, existem valores de referência que podem ser encontrados na literatura para o dimensionamento preliminar de dispositivos os quais podem ser utilizados alternativamente à simulação computacional.

Com 180 ranhuras no estator, a máquina apresenta 60 ranhuras por fase. Como cada bobina ocupa duas ranhuras, são 30 bobinas por ranhura e por fase. A tensão nominal por fase V_f é $220\sqrt{3}$ ou 127 V. Portanto, a tensão por bobina V_B é equivalente à tensão por fase dividida pelo número de bobinas por ranhura e por fase, ou seja, 4,23 V. O número de espiras por bobina é então, calculado através da Equação (52) e é igual a 3.

$$V_B = 4,44N_E f_e \varphi \quad (52)$$

Em um gerador síncrono, a relação entre a rotação do rotor n_t ou a velocidade nominal de rotação da turbina (rpm) e a frequência elétrica f_e (Hz) das tensões induzidas é dada por (53) em função do seu número de pólos. Esta relação é apresentada graficamente na Figura 50, onde se observa que quando o gerador operar em sua velocidade nominal de rotação, a 436 rpm, a frequência da corrente elétrica é de 218 Hz.

$$n_t = \frac{120f_e}{p} \quad (53)$$

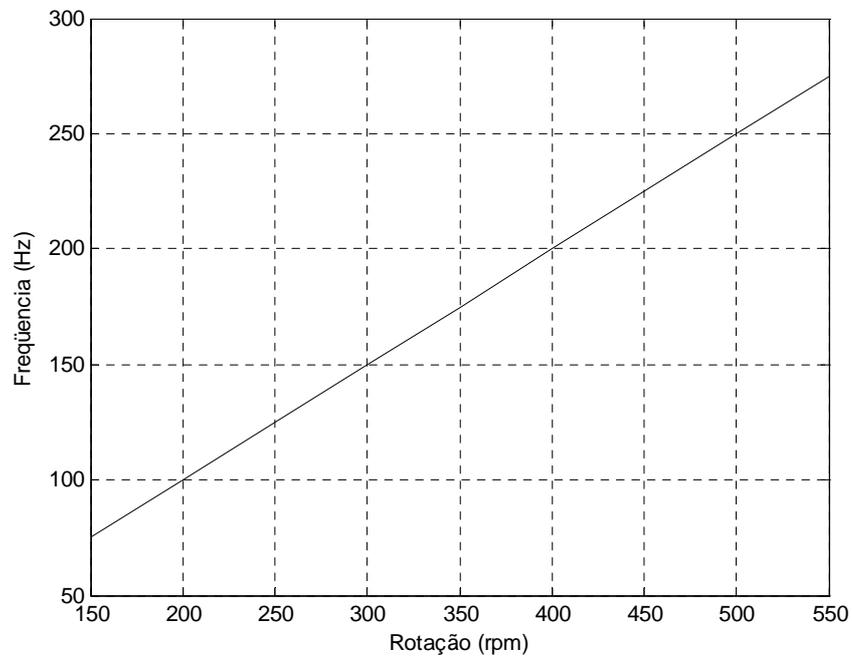


Figura 50 Variação da frequência em função da rotação da turbina.

Assim, com o número de espiras determinado e mantido o fluxo constante, a tensão é proporcional à velocidade de rotação.

4.2.3 Número de pólos

As máquinas de ímãs permanentes podem ser caracterizadas por um baixo volume ativo. Para o mesmo torque nominal, máquinas com um alto número de pólos têm um circuito magnético mais leve do que máquinas com menor número de pólos (MEIER, 2008). Na Figura 51, ambas as máquinas têm a mesma densidade de fluxo no entreferro de aproximadamente 0,75 T. O fluxo de um pólo para outro é inversamente proporcional ao número de pólos. Com um fluxo menor o estator e o rotor podem ser menores sem risco de saturação.

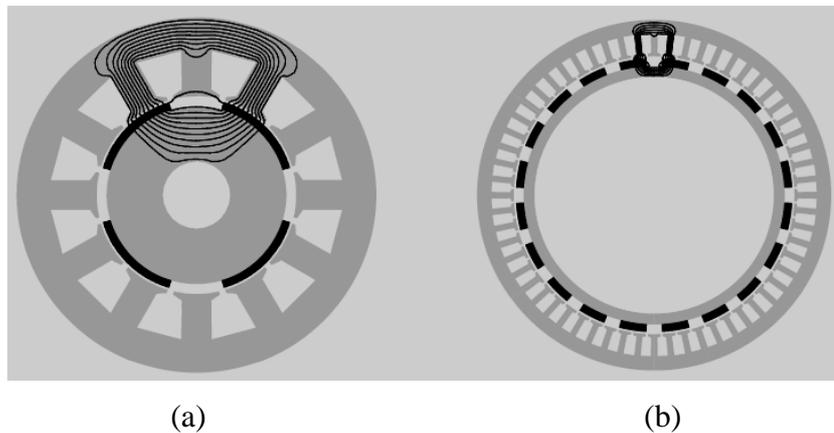


Figura 51 Gerador de ímãs permanentes de a) 4 pólos e b) 20 pólos.

No caso do aerogerador, foram uniformemente distribuídos 60 ímãs na superfície do rotor. Com esta configuração, o gerador deverá operar em uma faixa de velocidade de 40 a 436 rpm.

4.2.4 Tipo de enrolamento

Para magnetizar a máquina, pode-se alimentar com uma corrente contínua no enrolamento de campo ou utilizar ímãs permanentes no rotor. O fluxo principal flui do pólo para o estator, penetrando em seu enrolamento polifásico (PYRHÖNEN et al., 2008).

O número de fases em princípio pode ser escolhido arbitrariamente, mas como a rede é trifásica, a maioria das máquinas contém um enrolamento trifásico. O enrolamento

simétrico é igualmente distribuído na coroa estatórica, assim, podemos determinar um arco de pólo, que equivale a 180 graus elétricos e um passo polar τ_p que é calculado com a medida do diâmetro do entreferro D e o número de pólos p :

$$\tau_p = \frac{\pi D}{p} \quad (54)$$

A distribuição das zonas das fases é dada pelo número de fases m :

$$\tau_v = \frac{\tau_p}{m} \quad (55)$$

O número de zonas é, portanto equivalente a pm . O número de ranhuras por zona de fase é dado pelo q como número de ranhuras por pólo e por fase. Considerando Q o número total de ranhuras no estator,

$$q = \frac{Q}{pm} \quad (56)$$

Quando maior o número de pólos de uma máquina, maior o número de ranhuras. Com um passo polar pequeno, o espaço para ranhuras é reduzido, de modo que o número de ranhuras por pólo por fase q dificilmente poderá ser maior que 1. Quanto maior o q , mais senoidal a força magneto-motriz (FMM), assim menor é o *ripple* do torque e perdas. (FITZGERALD, 2006). Para o aerogerador projetado $q = 1$.

O número de ranhuras por pólo y_Q é dado por:

$$y_Q = \frac{Q}{p} \quad (57)$$

Para o gerador projetado foram posicionadas 180 ranhuras e 60 pólos. Na Figura 52, começando pela ranhura número 1, é inserido o lado ativo positivo da fase A, como o número de ranhuras por pólo é 3, $1 + y_Q = 4$, portanto é inserido o lado ativo negativo da fase $-A$ na ranhura de número 4.

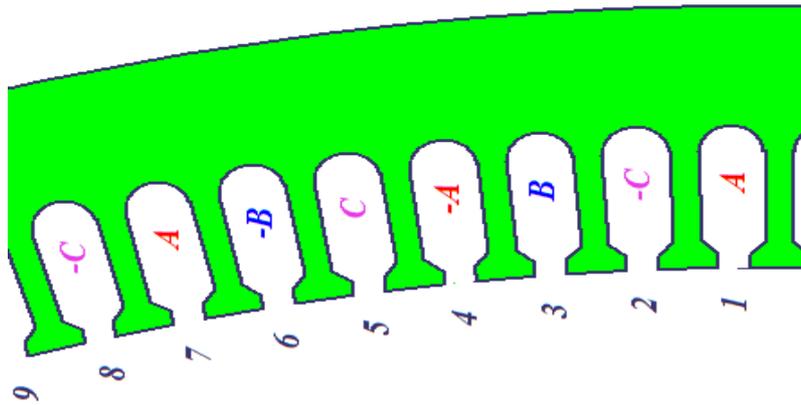


Figura 52 Enrolamento projetado – 2D

O enrolamento distribuído de duas camadas é semelhante ao de uma única camada, é também chamado de enrolamento de passo curto, em que o consumo de cobre é um pouco reduzido, reduzindo também o fluxo. Uma vantagem é que distribuição de corrente é mais senoidal, mas como no caso do aerogerador projetado, a tensão nos terminais é retificada, opta-se por um enrolamento de uma única camada por sua simplicidade (Figura 53).

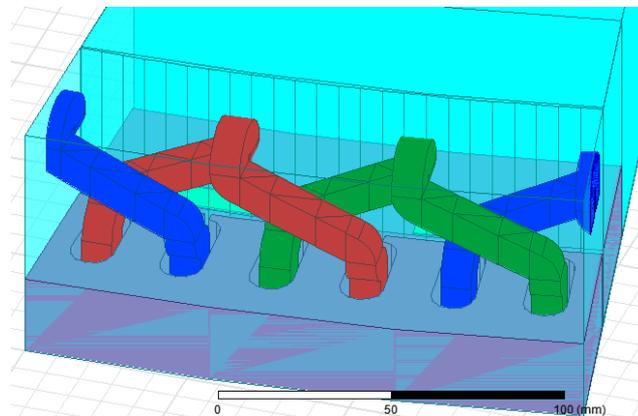


Figura 53 Enrolamento projetado – 3D

Para obter a potência nominal de 1400 W, a um fator de potência de 0,85, é necessária uma potência aparente de 1647 VA e uma corrente por fase de 4,32 A, de modo que a resistência por fase nos condutores seja menor que 29,4 Ω .

Para a escolha do condutor de cobre é estimado o comprimento do circuito por fase em 28 m. De acordo com valores tabelados de resistência de condutores de cobre, escolhe-se o condutor AWG 15, e é realizado o cálculo da resistência dos condutores por fase, equivalente a $0,29 \Omega/\text{fase}$, totalizando 16 W de perdas joule no cobre.

Considerando as condições de operação ao ar livre, bem ventilada, mas com exposição ao sol, é feita uma avaliação do efeito da temperatura nas perdas Joule, através da Equação (55), visto que ela faz aumentar a resistência no cobre. Alguns tipos de isolamento de condutores poderão suportar até 180°C , o que não significa que os condutores devam operar nestas condições.

O aquecimento solar pode causar uma elevação na temperatura da ordem de 30°C (TELLES, 2008). Então, considerando uma temperatura limite de operação de 55°C , e refazendo o cálculo, as perdas joule no cobre totalizam 18 W.

$$R_T = R_{T_0}[1 + \alpha_T(T - T_0)] \quad (58)$$

As perdas magnéticas são as perdas por histerese e as perdas por correntes induzidas (correntes parasitas ou por efeito Foucault). Elas são expressas pela potência por unidade de massa (W/kg), sendo que os fabricantes indicam curvas e/ou valores de referência para a soma de ambas as perdas em uma dada frequência e indução (Figura 54). Considerando 85 kg de ferro do estator, as perdas magnéticas no núcleo atingem 145 W a 218 Hz.

As perdas por histerese são causadas pela variação do campo magnético no material ferromagnético e, conseqüente reorientação cíclica dos domínios magnéticos. A mudança de direção dos domínios magnéticos consome parte da energia do campo magnético, e está relacionada com a indução máxima de um ciclo.

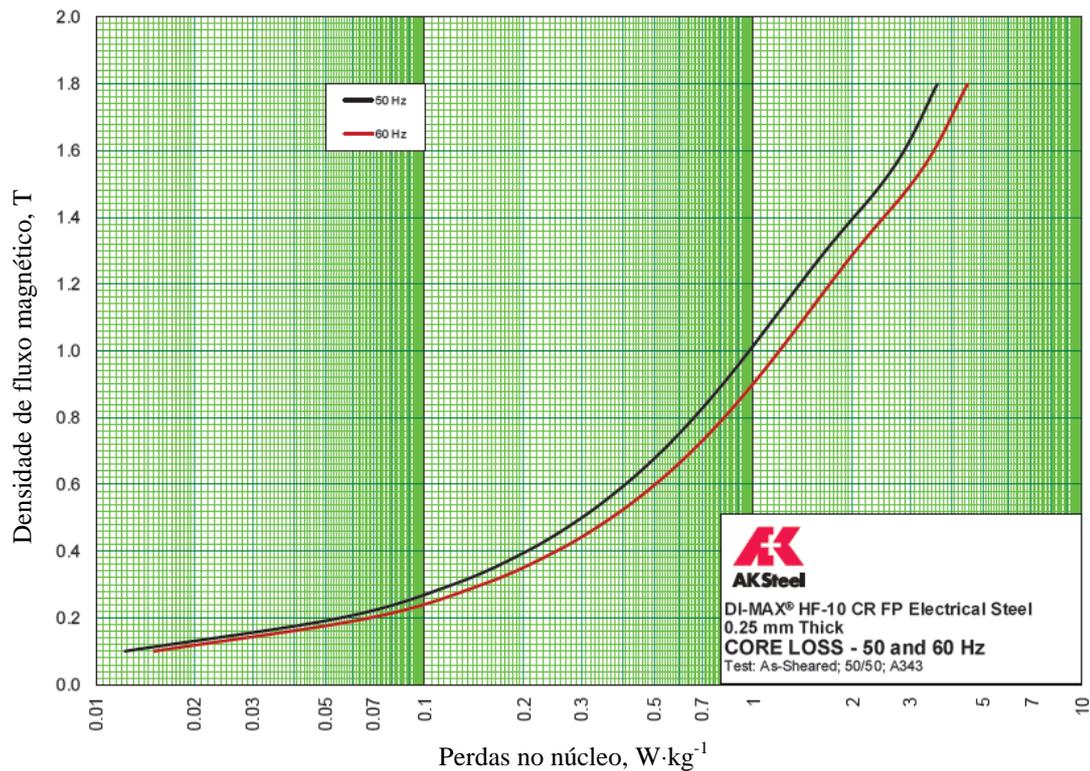


Figura 54 Curva de perdas no núcleo (AK Steel, 2013)

As perdas específicas P_h são dadas por volume (W/m^3) e podem ser estimadas pela Equação (59), onde B_δ é o valor máximo da indução (FITZGERALD, 2006) e n é um fator que varia de 1,5 a 2:

$$P_h = k_h f (B_\delta)^n \quad (59)$$

As perdas por correntes parasitas variam com o quadrado da densidade do fluxo, a frequência e a espessura das chapas (FITZGERALD, 2006). Elas podem ser aproximadas por:

$$P_p = k_p (f B_\delta t)^2 \quad (60)$$

Sendo que k_p depende do volume e da resistividade do ferro e t é a espessura das chapas.

Somando as perdas no cobre e no estator, totaliza-se 215 W. Assim, é possível calcular a quantidade de watts que devem ser irradiados na superfície do estator por cm^2 que resulta

em 231 W/m^2 ou $0,023 \text{ W/cm}^2$. Considerando a velocidade periférica $v = 45,7 \text{ m/s}$ é possível avaliar o aquecimento devido às perdas no estator. A sobrelevação de temperatura pode ser calculada pela Equação 61:

(61)

$$T = \varepsilon \frac{W / \text{cm}^2}{1 + 0,1v}$$

onde ε é um coeficiente que equivale a 360 para máquinas bem ventiladas e 540 para máquinas mal ventiladas (MARTIGNONI, 1970). Considerando o aerogerador projetado a elevação de temperatura é de $2,24^\circ\text{C}$, pois é inversamente proporcional à superfície de irradiação. De acordo com Martignoni (1970) seriam necessários aproximadamente $0,465 \text{ W/cm}^2$ para que a temperatura fosse elevada em 40°C .

4.2.5 A estrutura do rotor

O rotor externo pode ser bem adaptado em algumas aplicações. Estudos apontam que um rotor externo pode ser 15% mais leve que um rotor interno, se somente o peso do volume ativo for considerado. No entanto, para evitar a influência do estator interno sobre as pás da turbina eólica e também pela simplicidade e conseqüente menor custo de construção, é especificado o rotor interno para o aerogerador proposto. A Figura 55 apresenta as duas configurações, interna e externa para o rotor.

Como os ímãs permanentes são montados na superfície, ficam sujeitos à força centrífuga, a qual é proporcional ao raio e ao quadrado da velocidade. Então é necessária uma bandagem ou outra proteção. Com o rotor externo, o descolamento dos ímãs seria pouco provável, mas no caso do aerogerador proposto, esta configuração diminuiria a eficiência das pás.

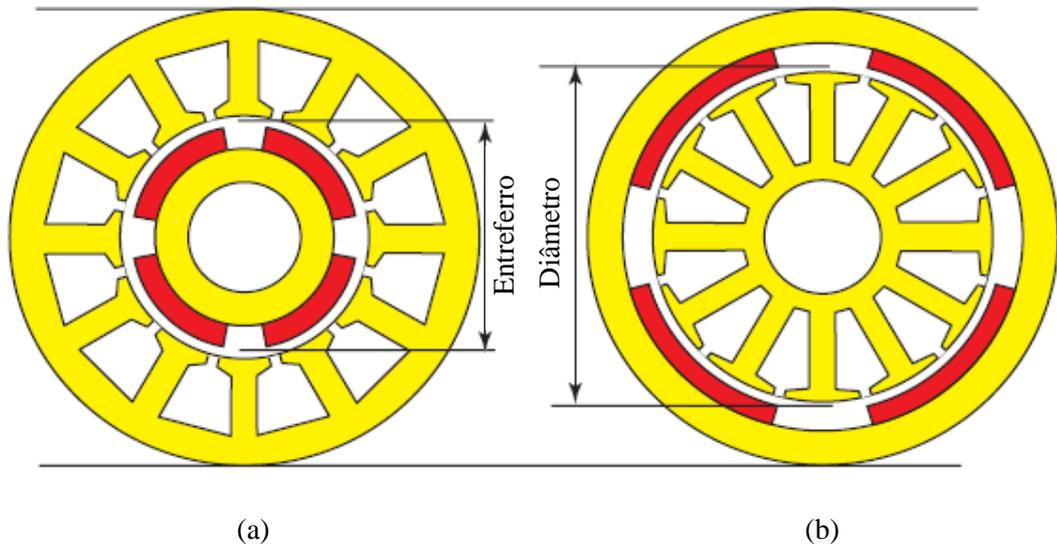


Figura 55 Rotor de ímãs permanentes: (a) interno e (b) externo

Outra questão referente ao rotor é a direção de magnetização dos ímãs (Figura 56). A magnetização dos ímãs permanentes pode ser: a) tangencial e b) radial.

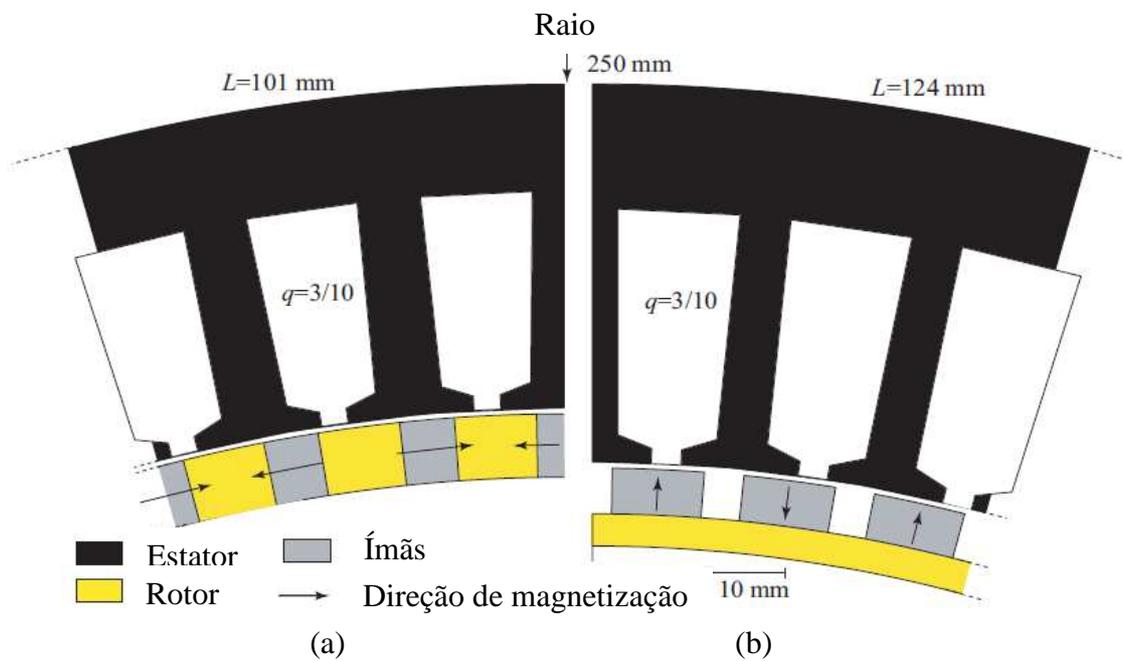


Figura 56 Geometrias de duas máquinas de 70 pólos e 63 ranhuras.

A configuração escolhida é a magnetização radial para os ímãs, para diminuir as perdas no ferro. Para determinar a espessura mínima admissível para o rotor é feito o cálculo da força centrípeta que varia com o quadrado da velocidade periférica do rotor v de 45,7m/s.

$$F_{cpt} = \rho \frac{(r_e^2 - r_i^2)}{2R} l v^2 \quad (62)$$

A força centrípeta é calculada em 37 kN ou 3,780 kgf que é distribuída na superfície do rotor, resultando em uma pressão equivalente a 0,16 MPa, com a tensão admissível do ferro é 147 Mpa, a espessura mínima seria inferior a 1 cm, mas espessura do rotor projetado é de 50 mm.

4.2.6 A estrutura do estator

A seção cilíndrica circular possui todo e qualquer ponto de sua superfície equidistante do seu eixo ao centro. Devido a sua simetria radial, a força de compressão aplicada em sua superfície interna (no entreferro), as tensões percorrem caminhos equidistantes, evitando, assim, assimetrias, ou direções preferenciais para flambagem.

Para a verificação da espessura mínima do estator, é feito o cálculo da pressão de colapso, P_c . O módulo de elasticidade E do aço é 214.150403,6 kgf/cm², o módulo de Poisson γ do aço é 0,3. Para uma espessura t de 25 mm, e considerando o diâmetro externo do estator D de 1600 mm, a pressão de colapso atinge $7,35 \times 10^7$ kgf/cm² e é calculada pela Equação:

$$P_c = \frac{2E}{1 + \gamma^2} \left(\frac{t}{D} \right)^3 \quad (63)$$

Como a pressão externa devido à força magnética de atração dos ímãs é $9,94 \times 10^4$ kgf/cm², desconsidera-se a possibilidade de que o material sofra qualquer deformação significativa, devido a estas forças.

Para determinar a espessura mínima admissível é calculada a força magnética dos ímãs. A força varia com o quadrado da indução magnética B_{\max} e é proporcional à superfície no entreferro (lr).

$$F_{mag} = \frac{B_{\max}^2}{2\mu_0} (lr) \quad (64)$$

A força magnética calculada é $3,73 \times 10^3$ N. Assim, se obtém produto da pressão interna P_i da força sobre 1 cm^2 e o diâmetro interno do estator. Na Equação (65), a tensão admissível de resistência à tração do material σ_f (kgf/cm^2) é multiplicada por um fator adimensional k_f devido à eficiência das soldas.

$$e = \frac{p_i D}{2\sigma_f k_f} + e_s \quad (65)$$

O aço escolhido apresenta uma tensão de ruptura de 450 Mpa ou 4588 kgf/cm^2 , mas a tensão admissível de resistência à tração é cerca de um terço de valor e equivale a 1.400 kgf/cm^2 . Portanto, a espessura mínima de $1,66 \text{ mm}$, inclusive considerando um fator de eficiência de $0,8$ por segurança. Com 50 mm de espessura, o aerogerador apresenta cerca de 30 vezes a espessura mínima de segurança.

A Figura 57 apresenta um setor do gerador projetado com as cotas em milímetros e os raios indicados pela letra R maiúscula.

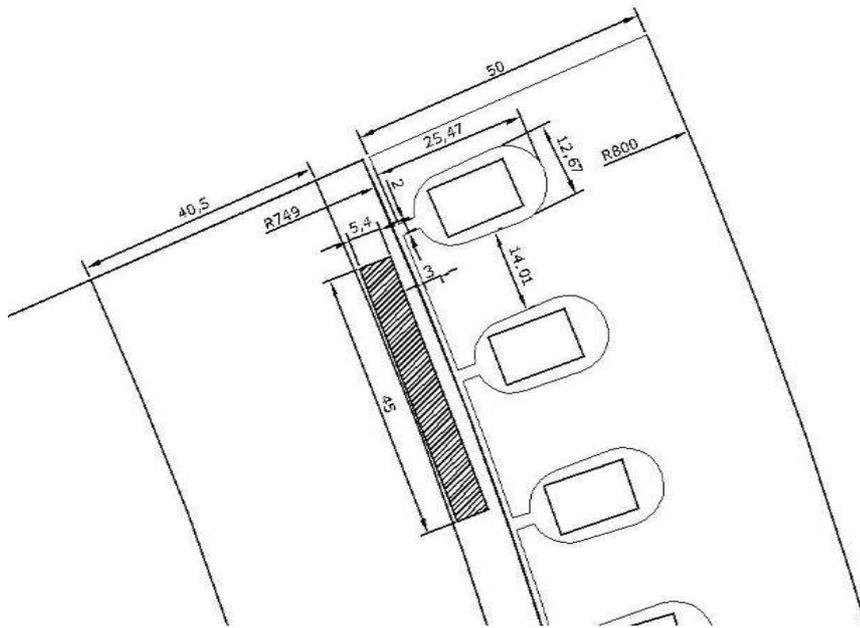


Figura 57 Setor cotado do gerador – Medidas em mm

4.2.7 Estimativa do circuito magnético

O circuito magnético de uma máquina elétrica consiste nos materiais ferromagnéticos e entreferros. O enrolamento e os ímãs também participam da magnetização da máquina. Na literatura, é comum encontrar a análise do circuito magnético em um pólo ser utilizado para a máquina toda. Este método pressupõe a assimetria na máquina.

O projeto do circuito magnético é desenvolvido com base na análise da densidade de fluxo magnético B e na força do campo magnético H nas diferentes partes da máquina e é regido pelas leis de Ampère.

Nas máquinas tradicionais se utiliza a Equação (63) para se determinar as diferenças de potencial magnético nas diferentes partes no circuito magnético e a corrente necessária que corresponde à soma de todas as quedas de tensões.

$$U_m = \int H \cdot dl \quad (66)$$

No entanto, no caso das máquinas com ímãs permanentes os caminhos de fluxo são mais complexos de se determinar analiticamente e na prática o campo magnético termina sendo resolvido numericamente com simulações computacionais em programas de elementos finitos. As características do campo magnético do aerogerador projetado foram apresentadas nas Figuras 48 e 49.

Em máquinas tradicionais o eixo direto é posicionado de modo que quando o fluxo magnético está alinhado com o eixo direto do rotor, encontra-se o caminho de menor relutância para todo o sistema. Por outro lado, o eixo em quadratura representa a relutância máxima do circuito magnético (PYRHÖNEN et al.,2008). Neste tipo de máquina a indutância de eixo direto do estator é maior do que a de eixo em quadratura.

No entanto, em máquinas de ímãs permanentes, o próprio material dos ímãs pertence ao eixo direto do circuito magnético, o que faz com que a relutância de eixo direto seja alta, e às vezes até maior do que a de eixo em quadratura. Na Figura 58 podem ser visualizados os eixos magnéticos do gerador projetado.

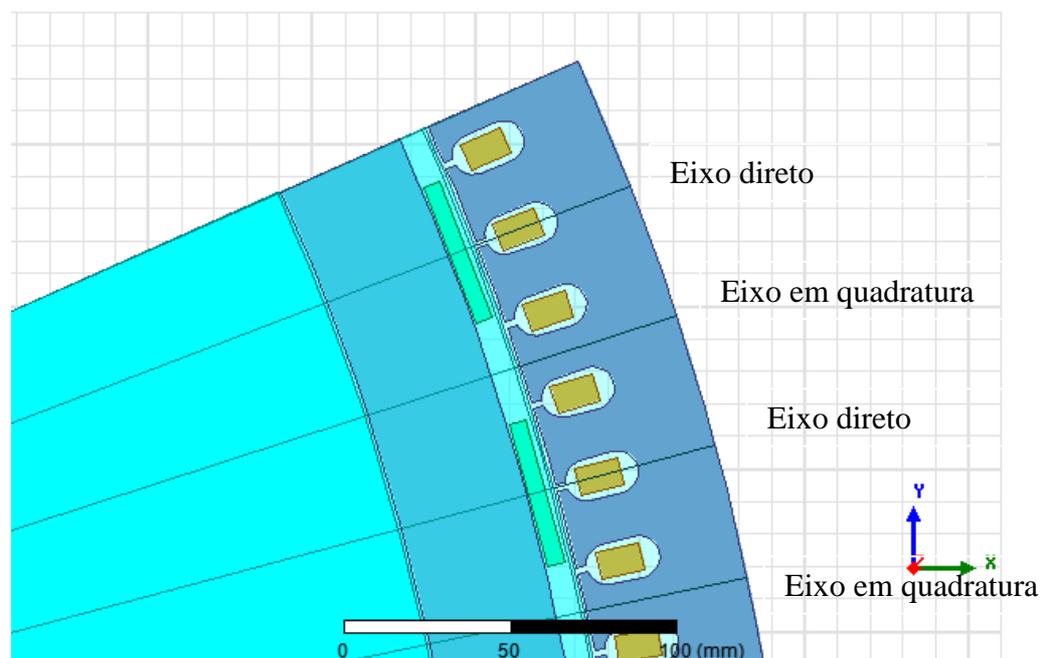


Figura 58 Posição dos eixos magnéticos do rotor

Para calcular a tensão magnética no entreferro a geometria do entreferro é simplificada. A densidade de fluxo diminui nas ranhuras e não é fácil definir a densidade média de fluxo na distância entre as ranhuras entre o rotor e o estator. Em 1901, Carter propôs uma solução para o problema (PYRHÖNEN et al.,2008). De acordo com os princípios de Carter, o entreferro parece maior do que suas dimensões físicas, de modo que o fator de Carter aumenta o valor do entreferro e é baseado nas dimensões de abertura da ranhura $b1$ em relação ao entreferro. O primeiro passo é calcular uma abertura equivalente $b_e = kb1$, na qual k é dado pela Equação:

$$k = \frac{2}{\pi} \left[\operatorname{tg}^{-1} \frac{b1}{2\delta} - \frac{2\delta}{b1} \ln \sqrt{1 + \left(\frac{b1}{2\delta} \right)^2} \right] \quad (67)$$

A seguir, com o passo de ranhuras se calcula o fator de Carter, dado pela Equação (65). Multiplicando-se o fator Carter pelo entreferro se obtém o entreferro equivalente δ_e :

$$k_c = \frac{\tau_u}{\tau_u - b_e} \quad (68)$$

O valor teórico do entreferro equivalente de eixo direto é dado pelo produto de δ_e

$$\delta_{de} = \frac{4\delta_e}{\pi} \quad (69)$$

O entreferro equivalente do eixo em quadratura δ_{qe} tipicamente varia de 1,5 a 3 vezes o entreferro de eixo direto (PYRHÖNEN et al.,2008). Com esses entreferros, as principais indutâncias do estator podem ser calculadas no eixo direto e no eixo em quadratura de acordo com as equações 67, onde N_e é o número de espiras por par de pólos, D_δ o diâmetro do entreferro e l' é o comprimento axial do núcleo corrigido ($l' = l + 2\delta$).

$$L_{pd} = \frac{2}{\pi} \mu_0 \frac{D_\delta l'}{p \delta_{de}} (qN_e)^2 ; L_{pq} = \frac{2}{\pi} \mu_0 \frac{D_\delta l'}{p \delta_{qe}} (qN_e)^2 \quad (70)$$

Para obter a indutância equivalente do circuito de magnetização por fase da máquina trifásica, a indutância principal deverá ser multiplicada por $3/2$ para considerar o efeito dos três enrolamentos.

As reatâncias indutivas são calculadas para a frequência nominal da máquina, 218 Hz. Seus cálculos resultam em uma reatância de eixo direto de $x_d = 0,0275 \Omega$ e de eixo em quadratura $x_q = 0,0122 \Omega$, ambas calculadas com o script em Matlab na seção B do apêndice.

A configuração de ímãs permanentes montados na superfície do rotor sempre produz a menor indutância, visto que, na prática, a espessura do ímã aumenta o entreferro equivalente. A baixa indutância de magnetização aumenta a capacidade de uma máquina síncrona de produzir torque (PYRHÖNEN et al., 2008), o que pode ser explicado pelas leis de Faraday.

4.2.8 Síntese e resultados do projeto proposto

O projeto do gerador elétrico é apresentado em uma fração de $1/15$ na Figura 59. As especificações finais do projeto são resumidas nas Tabelas 4 a 7.

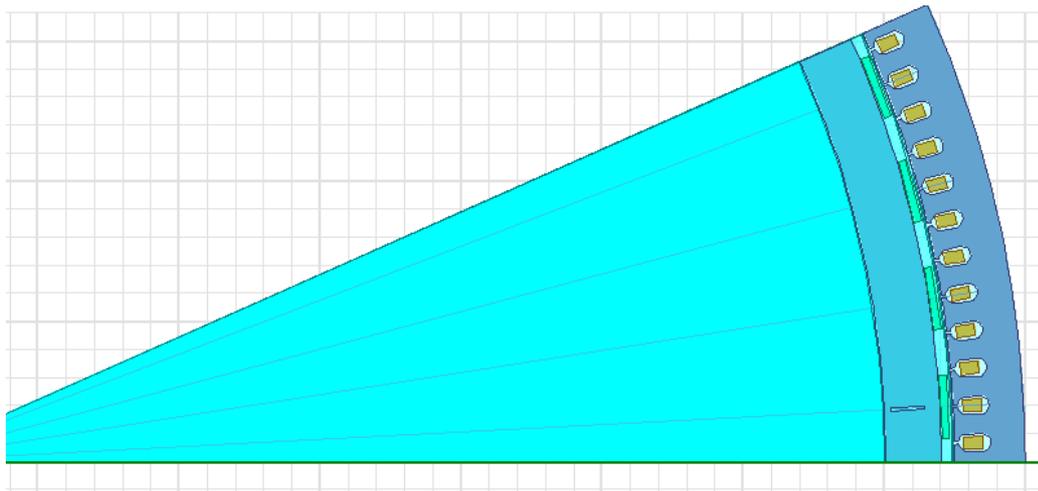


Figura 59 Setor do gerador elétrico projetado

Tabela 4 Especificações nominais do Aerogerador.

Gerador Síncrono de Imãs Permanentes	
Potência nominal (kW)	1,4
Fator de potência	0.95
Velocidade nominal (rpm)	436
Frequência nominal (Hz)	218
Tensão nominal (V)	220/127
Temperatura de operação (°C)	75

Tabela 5 Especificações nominais do Estator.

Dados do Estator	
Núcleo do Estator	Ranhas - AC
Posição do estator	Externa
Número de pólos	60
Número de ranhas	180
Diâmetro externo (mm)	1600
Diâmetro interno (mm)	1500
Comprimento axial do estator (mm)	50
Fator de empilhamento	0.95
Chapas de aço do estator	SAE 1010

Tabela 6 Especificações nominais do Enrolamento.

Dados do Enrolamento	
Número de fases	3
Conexão do estator	Y
Número de espiras por ranha	4
Número de camadas	1
Tipo de enrolamento	Distribuído – Passo pleno
Condutor	AWG 15
Fator de enrolamento	1
Área da ranha (mm ²)	114,6
Área útil da ranha (mm ²)	85,9
Limite do fator de ocupação (%)	75
Material do condutor	Cobre
Resistência elétrica por fase (Ω)	0,29
Reatância de eixo direto (Ω a 218 Hz)	0,0275
Reatância de eixo em quadratura (Ω a 218 Hz)	0,0122

Tabela 7 Especificações nominais do Rotor.

Dados do Rotor	
Tipo de Núcleo do Rotor	Ímãs permanentes
Posição do rotor	Interna
Número de polos	60
Diâmetro externo do Rotor (mm)	1496
Diâmetro interno do Rotor (mm)	1400
Comprimento axial do Rotor (mm)	50
Fator de empilhamento do Núcleo Rotor	0,95
Tipo de Aço de Rotor	SAE1010
Espessura dos ímãs (mm)	45
Largura dos ímãs (mm)	5,4
Tipo	NdFeB

Com os estudos realizados é projetado o gerador elétrico que é fixado às pás da turbina eólica, conforme o projeto aerodinâmico desenvolvido no Capítulo 3.

4.2.9 Simulação das características de operação em regime permanente

Para descrever o comportamento do aerogerador proposto em regime permanente, foram realizadas simulações das relações entre a tensão nos terminais, a corrente da armadura e o rendimento.

O gerador síncrono, ao fornecer potência a uma impedância de carga, atua como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade da máquina primária que no caso é a turbina eólica (máquina motriz). A amplitude da tensão gerada é proporcional à frequência e ao fluxo máximo no entreferro.

No caso do gerador de pólos salientes, a direção preferencial de magnetização é dada pelas extremidades dos pólos do rotor. A permeância ao longo do eixo polar (denominado eixo direto) é geralmente maior do que a permeância ao longo do eixo interpolar (denominado eixo em quadratura) (FITZGERALD, 2006).

A força magnetomotriz e seu fluxo estão, portanto, localizados ao longo do eixo direto e a tensão gerada E_f está atrasada de 90° elétricos em relação ao fluxo. Assim pode ser

construído o diagrama fasorial do gerador síncrono, com a projeção da corrente da armadura I_a em suas componentes de eixo direto e eixo em quadratura, conforme pode ser visto na Figura 60.

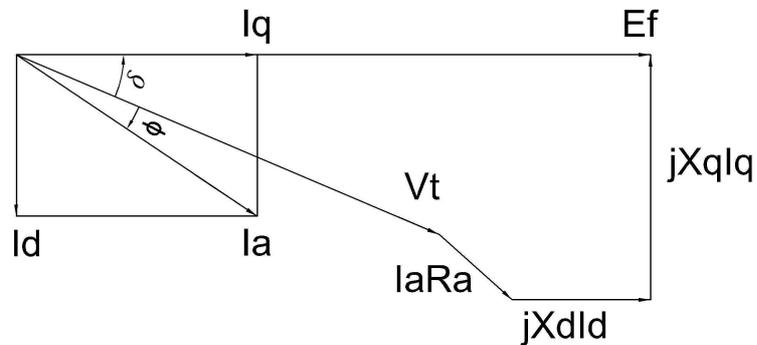


Figura 60 Diagrama fasorial do gerador síncrono

As quedas de tensão associadas a cada uma das componentes da corrente I_d e I_q , são proporcionais às reatâncias síncronas de eixo direto e de eixo em quadratura, previamente calculadas com a geometria do gerador.

Para descrever o comportamento do gerador sob carga, são calculados os ângulos de fase $\phi + \delta$ da corrente da armadura, em relação à tensão gerada, através das duas equações a seguir que de acordo com o diagrama da Figura 60.

$$V_t \cos \delta + I_a R_a \cos(\delta + \phi) + X_d I_d = E_f \quad (71)$$

em que V_t é a tensão nos terminais, ϕ é o ângulo do fator de potência e δ é o ângulo de potência.

$$V_t \sin \delta + I_a R_a \sin(\delta + \phi) = X_q I_q \quad (72)$$

Estas equações foram utilizadas na rotina em Matlab para descrever as curvas de variação da tensão induzida do gerador síncrono proposto para cargas indutivas e capacitivas. A Figura 61 mostra o comportamento de tensão desde a vazio à plena carga para cargas de teor puramente indutivo ou puramente capacitivo.

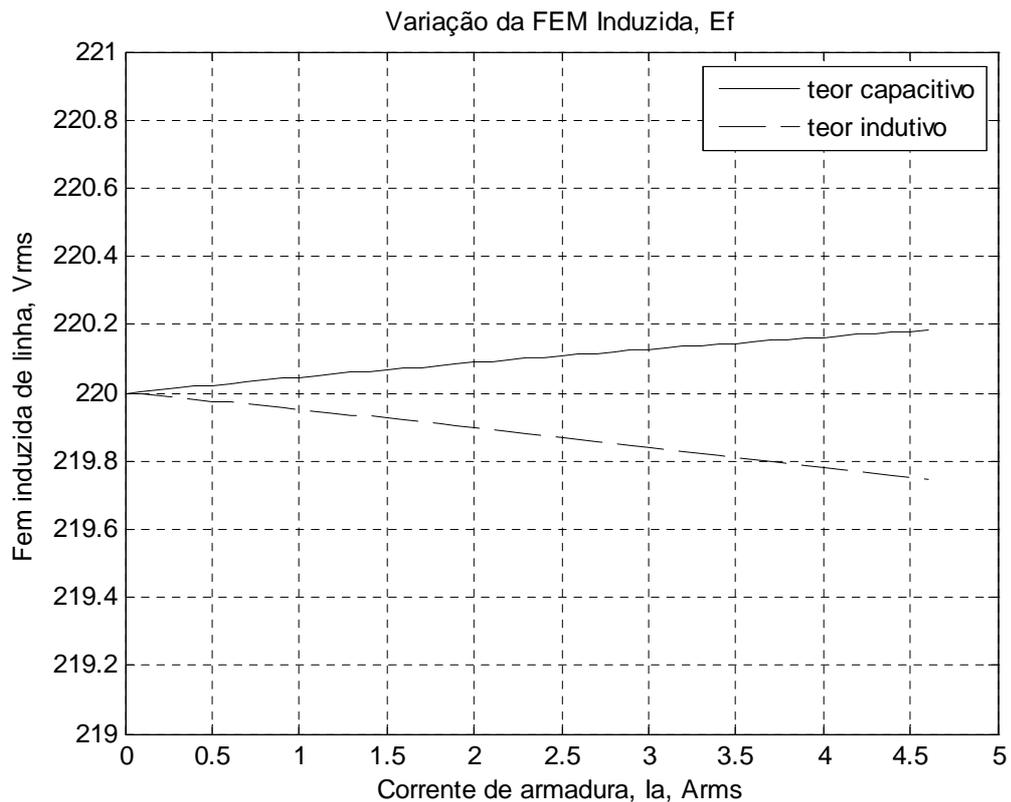


Figura 61 Variação da tensão gerada

A tensão induzida diminui com a carga indutiva devido ao seu efeito desmagnetizante da reação da armadura provocada pela corrente em atraso. Para a carga capacitiva o efeito da reação da armadura passa a ser magnetizante devido ao adiantamento de fase da corrente, o que provoca um reforço no fluxo magnético interno da máquina com consequente incremento na tensão induzida.

O rendimento do gerador é expresso por:

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + Perdas} \quad (73)$$

A potência elétrica de saída é o produto da tensão induzida nos terminais da armadura multiplicada pela corrente de armadura e pelo fator de potência. As perdas são divididas em fixas e variáveis. As perdas fixas não variam com a corrente da carga, trata-se de perdas

rotacionais. As perdas variáveis são as perdas no cobre que variam com o quadrado da corrente da carga e são proporcionais à resistência nos enrolamentos da armadura.

O rendimento máximo é obtido quando as perdas fixas são iguais às perdas variáveis. As perdas no cobre e no ferro já foram calculadas previamente e foram utilizadas para obter a curva do rendimento do gerador que é apresentada na Figura 62.

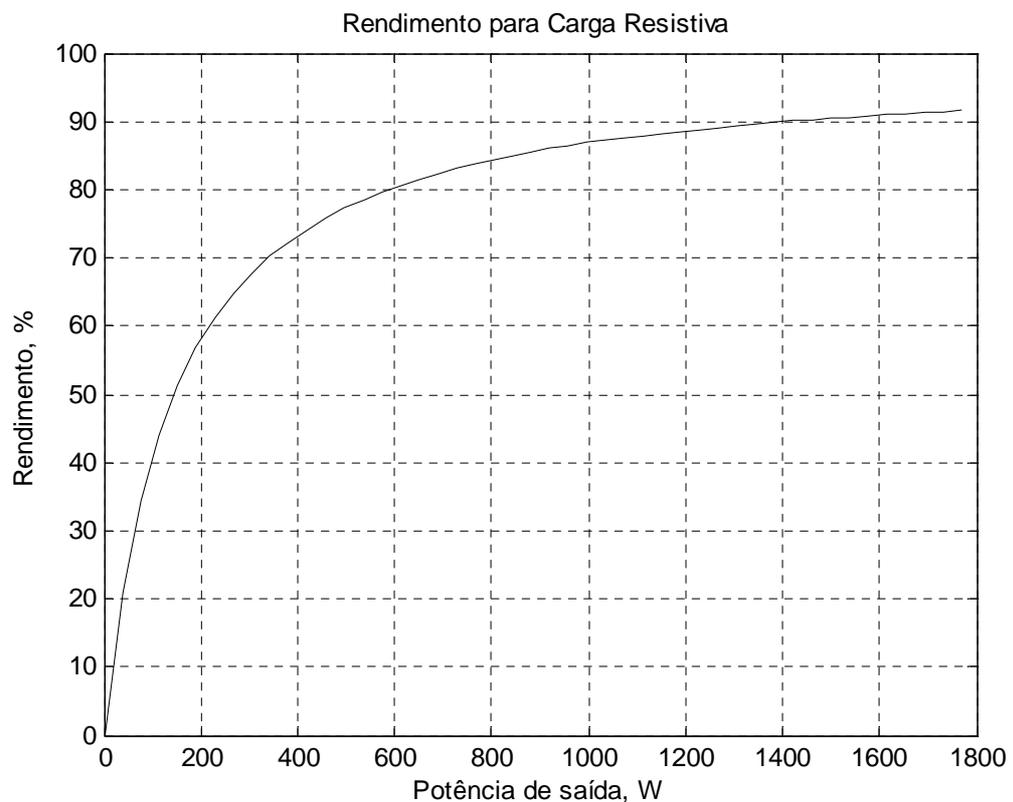


Figura 62 Rendimento do gerador para carga resistiva

De acordo com a análise dos cálculos verifica-se que o gerador projetado apresenta boa regulação de tensão para condições de operação carregadas, assim como um bom rendimento nas condições nominais. Nesta análise não são consideradas as condições de saturação da máquina. Portanto, os cálculos oferecem estimativas aproximadas do comportamento da máquina, consistentes com as simulações computacionais do fluxo magnético no entreferro devido à geometria do gerador.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 Conclusões

Nesta dissertação, é avaliado o potencial eólico na cidade litorânea de Torres, no Rio Grande do Sul. Este deve ser o primeiro passo em qualquer aproveitamento energético: a disponibilidade de recursos naturais. Considerando, que muitas turbinas partem com ventos a partir de 3 m/s, foi observada uma faixa de disponibilidade de recursos eólicos em torno de 30% das horas anuais para operação. Portanto, são viáveis os aproveitamentos cuja produção proveniente desta faixa de operação seja suficiente para o retorno de investimento.

No Capítulo 3 é realizada a revisão da literatura sobre o projeto aerodinâmico de uma turbina eólica. Neste capítulo foram analisados os princípios físicos que regem as interações das distribuições de pressão e velocidade em torno de um perfil aerodinâmico. No projeto foram utilizados dados experimentais e a metodologia de Betz, os quais são utilizados desde a década de 1920 e contemporaneamente para projetos preliminares como o proposto.

Também é projetado um difusor, cujo projeto também se baseia nas teorias aplicadas ao dimensionamento da turbina. De acordo com estudos realizados, ele pode aumentar a velocidade do vento no rotor em cerca de 60%. Ainda foram apresentadas simulações computacionais de distribuição de pressão e velocidade em torno da pá projetada.

No Capítulo 4 é realizada a revisão da literatura referente às grandezas que interferem diretamente no processo de geração de energia elétrica. Foram apresentadas diversas topologias de máquinas elétricas que foram utilizados como aerogeradores. No caso do projeto proposto, visando à microgeração eólica, é selecionado o gerador síncrono de ímãs permanentes, devido à sua operação em uma ampla faixa de velocidades e também devido à eficiência na conversão eletromecânica, cuja eficiência é elevada.

Após a análise do dimensionamento do aerogerador verifica-se que ao visar à segurança de pessoas o modelo proposto oferece benefícios em consequência de sua concepção estrutural. A sua superfície aumentada favorece a dissipação térmica. Embora as perdas magnéticas no ferro sejam maiores, o sistema mantém uma alta eficiência na conversão energia, especialmente quando comparado a sistemas térmicos, por exemplo, em que grande parte da energia do combustível é dissipada na forma de calor.

É avaliada a rigidez estrutural do estator do aerogerador quanto a sua resistência mecânica à deformação radial. Da mesma forma é avaliada a rigidez estrutural do rotor considerando os esforços devido aos efeitos magnéticos e de ação da força centrífuga. Esta avaliação estrutural, tanto do estator quanto do rotor, fez-se necessária devido às dimensões reduzidas do projeto, em termos de seção transversal destes componentes. Apresenta-se aqui uma proposta metodológica para abordagem deste tema, que normalmente não se manifesta como fator significativo quando se trata do projeto de máquinas convencionais de pequeno porte.

A partir dos dados dimensionais da máquina podem-se estimar parâmetros elétricos importantes, tais como a resistência elétrica dos enrolamentos bem como as reatâncias de eixo direto e de eixo em quadratura da máquina proposta.

Em especial se destaca a segurança apresentada pelo sistema, considerando cada uma das etapas de seu dimensionamento. Desde a escolha do aerofólio, as decisões primaram por características de resistência estrutural sem prejudicar o desempenho aerodinâmico para que se pudesse ter eficiência na conversão da energia cinética do vento na energia de rotação das pás.

O difusor projetado aumenta a potência da turbina, através do aumento da velocidade nas pás e fornece um suporte robusto para a contenção das pás, em caso de ruptura com telas de proteção.

Finalizando, o gerador elétrico utiliza a velocidade periférica na extremidade das pás e contribui para a sua fixação e aumento do apoio das pás às quais ficam permanentemente sujeitas às varias solicitações das forças conforme os estudos do Capítulo 3. Assim aumenta-se a resistência estrutural da turbina evitando a ruptura das pás.

Com as soluções adotadas é proposto um modelo de aerogerador para aplicação urbana com segurança inerente ao seu projeto aerodinâmico e eletromecânico, através do qual se comprova que é viável converter energia eólica em energia elétrica, com produção descentralizada e de forma segura, garantindo a proteção das pessoas.

5.2 Trabalhos futuros

São propostas as seguintes etapas para trabalhos futuros:

- Projeto do sistema de controle de potência e posicionamento da turbina.
- Análise do projeto com arrasto, de forma mais realista do comportamento aerodinâmico.
- Otimização do projeto com reavaliação do número de pás;
- Execução de protótipo;
- Ensaio de desempenho da turbina e do gerador em túnel de vento;
- Avaliação de perdas mecânicas e elétricas;
- Otimização das pás para produção em escala;
- Otimização do gerador elétrico.

REFERÊNCIAS

AKSTEEL. **Nonoriented Electrical Steel - Product Data Bulletin**. Disponível em: <<http://www.aksteel.com>>. Acesso em: 05 de maio 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 61400-1: Aerogeradores**. Parte 1: Requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2008.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 de abr. 2012. Seção 1, v. 149, n. 76, p.53.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 464, de 22 de novembro de 2011. Aprova os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET referente ao Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição, de que trata a Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 28 de nov. 2011. Seção 1, v. 148, n. 227, p.77.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Instituto Nacional de Meteorologia. Nota Técnica No. 001/2011/SEGER/LAIME/CSC/INMET. **Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET**. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/css/content/topo_iframe/pdf/Nota_Tecnica-Rede_estacoes_INMET.pdf>. Acesso em: 20 de novembro 2012.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Chichester: JohnWiley& Sons, 2001. 617p. ISBN: 0-471-48997-2.

BUSSEL, G. J. W. van. The science of making more torque from wind: diffuser experiments and theory revisited. **Journal of Physics: Conference Series**, [S. l], v.75, n.1, p. 1–11, Aug. 2007.

EASTLAKE, C. N. An Aerodynamicist's view of Lift, Bernoulli, and Newton. **The Physics Teacher**, College Park, v. 40, p.166, Mar. 2002.

FITZGERALD, A. E. et al. **Máquinas Elétricas**. Porto Alegre: Bookman, 2006. 648 p. ISBN: 978-85-60031-04-7.

GASCH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants.Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Berlin: Solarpraxis AG, 2002. 390p. ISBN: 3-934595-23-5.

GORBAN', A.N.; GORLOV, A.M.; SILANTYEV, V.M. Limits of the Turbine Efficiency for Free Fluid Flow, **Journal of Energy Resources Technology**. [S.l.], v. 123, n. 4, p. 311-317, Dec. 2001.

HANSEN L. H. et al. **Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Roskilde: Risø National Laboratory, 2001. 108p. ISBN 87-550-2745-8.

HENN, E. L. **Máquinas de Fluido**. Santa Maria: UFSM, 2001. 476 p. ISBN: 85-7391-028-3.

HEPPERLE, M. **JavaFoil** — Analysis of Airfoils. Disponível em: < <http://www.mh-aerotoools.de/airfoils/javafoil.htm>>. Acesso em: 20 de abril 2013.

IGRA, O. Research and development for shrouded wind turbines. **Energy Conversion and Management**, [S.l.], v. 21, n.1, p. 13-48, 1981.

INCROPERA, F.P. DEWITT, D.P. **Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa**. Rio de Janeiro: LTC, 2002. 698p.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos**. Disponível em: <www.cptec.inpe.br>. Acesso em: 30 de outubro 2012.

JAHNS, T.M.; SOONG, W.L. Pulsating torque minimization techniques for permanent magnet AC motor drives-a review. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S.l.], v. 43, n.2, p.321-330, Apr. 1996.

KHADRAOUI, M.R.; ELLEUCH, M. Comparison between OptiSlip and Fixed Speed wind energy conversion systems. In: INTERNATIONAL MULTI-CONFERENCE ON SYSTEMS, SIGNALS AND DEVICES (IEEE SSD),5, 2008, Amman. **Proceedings**. . . New York: IEEE, 2012. p. 1-6.

LG ELETRONICS. **LG Direct Drive vs. Pulley System**. Disponível em: <<http://www.lgblog.co.uk/2012/07/lg-which-number-one>>. Acesso em: 22 junho 2013.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS A.L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. Chichester: John Wiley & Sons, 2009. 705p. ISBN: 978-0-470-01500-1

MARTIGNONI, A. **Máquinas de corrente alternada**. Porto Alegre: Globo, 1970. 371p.

MATHWORKS. **Matlab for Windows, version 5**: tutorial of optimization toolbox, version 2.2. [S. l.]: The Math Works Inc., 2001. Conjunto de programas. 1 CD-ROM.

MEIER, F. **Permanent-Magnet Synchronous Machines with Non-Overlapping Concentrated Windings for Low-Speed Direct-Drive Applications**. Stockholm: Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Electrical Machines and Power Electronics, 2008. 177p. ISBN 978-91-7415-089-6.

OHYA, Y. et al. Development of a shrouded wind turbine with a flanged diffuser. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, [S.l.], v. 96, n.5, p. 524–539, May 2008.

OLIMPO, A. et al. **Wind energy generation: modelling and control**. Chichester: John Wiley & Sons, 2009. 289p. ISBN 978-0-470-71433-1.

PYRHÖNEN, J.; JOKINEN, T.; HRABOVCOVÁ, V. **Design of Rotating Electrical Machines**. Chichester: John Wiley & Sons, 2008. 512p. ISBN 978-0-470-69516-6.

SANDHYA, T.; SRI CHANDAN, K. Control and operation of OptiSlip induction generator in wind farms. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON COMPUTER, COMMUNICATION AND ELECTRICAL TECHNOLOGY (ICCCET), 2011, Tamilnadu. **Proceedings**. . . New York: IEEE, 2011.p. 450-454.

SANG-YONG, J. et al. Optimal Design of Direct-Driven PM Wind Generator for Maximum Annual Energy Production. **IEEE Transactions on Magnetics**, New York, v.44, n.6, p.1062-1065, June 2008.

TELLES, P.C.S. **Tubulações Industriais**. Cálculo. Rio de Janeiro: LTC, 2008. 178p. ISBN: 9788521611677.

UIUC APPLIED AERODYNAMICS GROUP. **Selig / Giguere SG6043 wind turbine airfoil (high L/D)**. Disponível em: <http://www.ae.illinois.edu/m-selig/ads/coord_database.html>. Acesso em: 03 de março 2013.

APÊNDICE:**Rotinas em Matlab**

APÊNDICE: ROTINAS EM MATLAB

A. CÁLCULOS PARA PROJETO AERODINÂMICO DA PÁ

```

%Projeto aerodinâmico de uma pá - Betz
clc
clear all

%Dados iniciais
R = 0.7; %Raio da pá (m)
Lbd = 2; %Lambda - Tip Speed Ratio (adimensional = (-))
Vd = 16; %Velocidade nominal do vento (projeto) (m/s)
n = 5; %Número de pás;
pho = 1.225; %Densidade do ar (kg/m³)
a = 0.3279; %Fator de indução axial
Cpa = 4*a*(1-a)^2; %Coeficiente de potência em função do fator de
indução
Cp = 0.35; %Coeficiente de potência conforme Gash
%Perfil selecionado SG 6043
alfa = 8.75; %Angulo de ataque
cl = 1.4379; %Coeficiente de sustentação (-)
cd = 0.03621; %Coeficiente de arrasto (-)

% Parâmetros calculados

A = pi*R^2; % Área do disco atuador (m²)
wr = Lbd*Vd; % Velocidade de rotação na ponta da pá (m/s)
wm = wr/R; % Velocidade angular (rad/s)
fatia = R*0.8/16; % Largura de um segmento da pá ( para 8
segmentos)(m)
r = 0.15*R:fatia:R; % Raio de de cada segmento (m)
vl = Vd*(1-a); % Velocidade axial (m/s);
eps = r./R; % Raio relativo (-)
wm_r = r.*wm; % Velocidade de rotação local (rad/s)
Lbd_r = eps.*Lbd; % Lambda local (-)

n_rotor= 60*wm/(2*pi); %Rotação (rpm)
w = sqrt(vl.^2 +wm_r.^2); %Velocidade relativa local (m/s);
gama = atand ((3/2)*eps.*Lbd); % Ângulo de direção da velocidade relativa;
phi = atand (2*R./(3*r.*Lbd)); % Ângulo de direção da velocidade relativa;
corda = (1/n)*Cp*2*pi*(r./cl)*(Vd^3)./(cosd(gama).*wm_r.*(w.^2)); %gash
149
beta = phi-alfa; %Ângulo de torção local

figure (1)
plot (r.*1000, corda.*1000,'k');
grid on;
title ('Corda das seções da pá');
xlabel('Raio da seção da pá (mm)');
ylabel('Comprimento da corda (mm)');

figure (2)
plot (r.*1000, beta,'k')
grid on;
title ('Ângulo de torção das seções da pá');
xlabel('Raio da seção da pá (mm)');
ylabel('Ângulo de torção(°)');

```

```

%Cálculo da potência

P1 = n*wm_r.*(pho/2)*cl.*(w.^2).*cosd(gama).*corda.*fatia;
P0 = (pho/2)*A*(Vd^3);
P = sum (P1);
Cp = sum (P1)/P0;           %Coeficiente de potência calculado

figure (3)
plot (r.*1000, P, 'k')
grid on;
title ('Potência');
xlabel('Raio da seção da pá (mm)');
ylabel('Potência por raio (W)');

figure (4)
plot (r.*1000, w, 'k');
grid on;
title ('Velocidade aparente');
xlabel('Raio da seção da pá (mm)');
ylabel('Velocidade do vento relativo(m/s)');

```

B. CÁLCULOS DE REATÂNCIAS DE EIXO DIRETO E EIXO EM QUADRATURA DO GERADOR DE ÍMÃS PERMANENTES

```

clc
clear all

%Projeto Eletromagnético

B = 500e-3;           %máxima distribuição magnética no entreferro
li = 45e-3;          %largura do ímã
la = 50e-3;          %comprimento axial do núcleo (m)
phi = B*li*la;       %fluxo (Wb)
v = 45.7;            %Velocidade de rotação (m/s)
Q = 180;              %Número de ranhuras
m = 3;               %Numero de fases
Qm = Q/m;            %Número de ranhuras por fase
nb = Qm/2;           %Número de bobinas por fase
Vf = 220/sqrt(3);    %Tensão por fase(V)
Vb = Vf/nb;          %Tensão por bobina (V)
n = 436;             %Rotação nominal da turbina (rpm)
Pw = 1400;           %Potência nominal da turbina (W)
p = 60;              %Número de polos
f = n*p/120;         %Frequencia da corrente elétrica(Hz)

Ne = round(Vf/nb/(4.44*f*phi)); %Número de espiras
S = Pw/(0.85);       %Potência aparente.
If = S/(220*sqrt(3)); %Corrente por fase
Rf1 = S/(3*If^2);    %Resistência por fase

d1 = 80.06e-3;       %Distância entre duas ranhuras de uma fase
lc1 = 2*(d1+la);     %Comprimento do condutor reto
lc2 = pi*d1+2*la;    %Comprimento do condutor circular

```

```

lc3 = (lc1+lc2)/2;           %Comprimento médio do condutor por bobina
lc_t = lc3*3*30;           %Comprimento do condutor por fase

Rc = 10.4e-3;               %Resistência do condutor (Ohm/km)
Rf = Rc*lc_t;              %Resistência do condutor por fase
Pc = 3*Rf*If2;           %Perdas totais no cobre (W)

alfa_t = 0.0039 ;          % Coeficiente de temperatura cobre (C°-1)
T = 55;                    % Temperatura de operação (devido ao
aquecimento solar)
T0 = 25;                   % Temperatura inicial
Rf_t = Rf*(1+alfa_t*(T-T0)); % Elevação da resistência devido à
temperatura.
Pc_t = 3*Rf_t*If2;          %Perdas totais no cobre (W)

%Sc = lc_t*1.45e-3*pi;      %Superfície do fio por fase (m2)
%q = Pc_t/Sc*3;            % Perdas irradiadas na superfície

%Rotor
r5 = 1.496/2;              %Raio do rotor (entreferro) (m)
r4 = 1.400/2;              %Raio interno do rotor (m)
A5 = pi*(r52-r42);        %Área frontal do rotor (m2)
S5 = 2*r4*pi*la;          % Superfície no entreferro (m2)
V5 = A5*la;               %Volume do rotor (m3)
mr = V5*7.65e3;           %massa do rotor

%Ranhuras
A2 = 114.64e-6;           %Área frontal de uma ranhura (m2)
V2 = A2*180*la;%          %Volume ranhuras (m3)

%Estator
r7 = 1.600/2;             %Raio externo(m)
r6 = 1.500/2;             %Raio interno (entreferro)(m)
A6 = pi*(r72-r62)- A2*180; %Área frontal do estator
V6 = A6*la;               %Volume estator sem ranhuras(m3)
Se = 2*(pi*la*(r7+r6)+A6); %Superfície do estator (m2)
me = V6*7.65e3;           %Massa estator(kg)
tau_p = pi*2*r7/p;        %Passo polar

Pme = 1.7*me;             %Cálculo das perdas magnéticas estator(W)
%Obs.: As perdas no núcleo são obtidas das Tabela s de fabricantes em W/kg
P_tot = Pme + Pc_t;       %Perdas totais
P_e = P_tot/(Se*1e4);     %perdas específicas(W/cm2)
t1 = 540*P_e/(1+0.1*45.7); %Elevação temperatura

%Cálculos de força
tau_p = pi*2*r7/p;        %Passo polar
mu = pi*4e-7;             %Permeabilidade do vácuo
F1 = 0.5*r6*la*B2/mu;     %Força magnética no estator
(pa)
F2 = 0.5*(r52-r42)*7.65e3*la/r5*45.72; %Força centrípeta no rotor (Pa)
F3 = F1+F2;               %Força total

P_ex = B2/(2*mu);        %Pressão externa (N/m2)
E1 = 2141403.6;           %Módulo de elasticidade
(kgf/cm2)
P_col = 2*E1/(1-0.32)*(24.53/(2*r7)); %Pressão de colapso

% Pressão no rotor
P_r = F2/S5;              %Pressão no rotor (Pa)
Sh = 147e6;               %Tensão admissível do aço (kg/cm2) = 147 Mpa
Dm = (2*r5+2*r4)/2;      %Diâmetro médio do rotor (m)
es = P_r*Dm*1e3/(2*Sh);  %Espessura mínima do rotor (m)

```

```

%Cálculo do circuito magnético
b1 = 2e-3; % Abertura da ranhura (m)
delta = 2e-3; % Distância do entreferro (m)
k = b1/delta/(5+b1/delta); %FATOR K
tau_u = 26.183e-3; %distancia entre ranhuras
kc = tau_u/(tau_u-k*b1); %Fator de Carter
delta_0e = kc*delta; %Entreferro equivalente
delta_de = 4*delta_0e/pi; %Entreferro equivalente de eixo direto
delta_qe = 2.25*delta_de; %Entreferro equivalente de eixo em quadratura
l_linha = la+2*delta; %Comprimento efetivo do núcleo (m) l+2*delta
D_delta = 1500e-3; %Diâmetro do entreferro (m)
Lpd = 2/pi*mu*D_delta*l_linha*(Ne^2)/(p/2*delta_de); %Indutância por fase
de eixo direto (3.33)
Lpq = 2/pi*mu*D_delta*l_linha*(Ne^2)/(p/2*delta_qe); %Indutância por fase
de eixo quadratura (3.33)
Ld = 3/2*Lpd; %Indutância de eixo direto.
Lq = 3/2*Lpq; %Indutância de eixo em quadratura.
omega = 2*pi*f; %Velocidade angular
Xd = omega*Ld; %Reatância de eixo direto
Xq = omega*Lq; %Reatância de eixo quadratura

```