

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

LUERLES SILVA DA PURIFICAÇÃO

RODRIGO BORGES DELLA FONTE

**ESTUDO DE TURBINAS EÓLICAS VERTICAIS COM
EXEMPLO DE DIMENSIONAMENTO DE UMA
TURBINA EÓLICA DARRIEUS PARA APLICAÇÃO
EM EDIFÍCIOS**

VITÓRIA

2012

LUERLES SILVA DA PURIFICAÇÃO

RODRIGO BORGES DELLA FONTE

**ESTUDO DE TURBINAS EÓLICAS VERTICAIS COM EXEMPLO DE
DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DARRIEUS PARA
APLICAÇÃO EM EDIFÍCIOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Mecânica do
Centro Tecnológico da Universidade Federal
do Espírito Santo, como requisito parcial para
a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
Mecânica.

Orientador: Prof. Juan Sérgio Romero Saenz

VITÓRIA

2012

LUERLES SILVA DA PURIFICAÇÃO

RODRIGO BORGES DELLA FONTE

**ESTUDO DE TURBINAS EÓLICAS VERTICAIS COM
EXEMPLO DE DIMENSIONAMENTO DE UMA
TURBINA EÓLICA DARRIEUS PARA APLICAÇÃO
EM EDIFÍCIOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Aprovada em 13 de Julho de 2012.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Juan Sérgio Romero Saenz
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Antônio Bento Filho
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof^a.Karin Faria Pinho
Universidade Federal do Espírito Santo

DEDICATÓRIA

Eu, Luerles, dedico este trabalho à pessoa mais importante da minha vida: minha mãe **Dilma**, que confiou no meu potencial para esta conquista. Não conquistaria nada se não estivesse ao meu lado.

Eu, Rodrigo, dedico este trabalho às pessoas mais importantes da minha vida: meus pais, **Edina** e **Etelvino**, minha irmã **Dayanna** e minha namorada **Amanda**, que confiaram no meu potencial para esta conquista. Não conquistaria nada se não estivessem ao meu lado.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradecemos a Deus, por iluminar constantemente o nosso caminhar.

A todos os nossos professores que enfatizaram um aprendizado diferenciado e significativo para compor o nosso lado profissional e também pessoal. Enfatizamos um agradecimento especial ao professor Juan Sérgio Romero Saenz pela compreensão e pela ajuda fundamental para a elaboração do projeto de graduação.

A Universidade Federal do Espírito Santo, de forma especial aos funcionários Celina da Penha dos Santos e Iury da Silva Pessôa. Obrigado pela prestabilidade e solidariedade.

Sintetizamos também um agradecimento especial a todos os nossos amigos que fizeram parte da nossa vida durante esses quatro anos e meio da graduação, proporcionando e, ao mesmo tempo dividindo, momentos de alegrias, experiências e conquistas.

RESUMO

A energia eólica é atualmente, a energia renovável mais promissora e com melhor relação custo benefício para exploração. A utilização de turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) encontra-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento, mas outras tecnologias como as turbinas de eixo horizontal (TEEH), têm sido submetidas a um grande desenvolvimento. No entanto, o pouco desenvolvimento feito na área das turbinas de eixo vertical, parece apontar para uma tecnologia de grande potencial.

Desta forma, pretendeu-se, com este trabalho, apresentar as principais vantagens e desvantagens das TEEV's em relação às TEEH's, bem como um estudo dos principais modelos de turbinas eólicas verticais. Ao final deste trabalho, foi feito um exemplo de dimensionamento de uma TEEV Darrieus para aplicações em edifícios. O trabalho desenvolvido permitiu uma profunda compreensão do tema estudado, pois ao comparar a energia gerada pela turbina eólica, dimensionada como exemplo neste trabalho, com a energia consumida pela iluminação do condomínio, verificamos que é possível atender aproximadamente 5% da demanda de iluminação do condomínio estudado.

Palavras chaves: Turbina, Vento, Energia, Dimensionamento.

ABSTRACT

Wind power is, nowadays, the most promising and suitable renewable energy for rapid and cost-effective implementation. Wind energy is currently the most promising renewable energy and most cost-effective exploration. The use of vertical axis wind turbines (TEEV) is still at an early stage of development, but other technologies such as horizontal axis turbines (TEEH) have undergone great development. If there is no certainty as to the reason for the disparity between the development of these different technologies. However, little development in the area made of vertical axis turbines, seem to point to a technology of great potential.

Thus, it was intended, with this work, presents the main advantages and disadvantages of TEEV's regarding TEEH's as well as a study of the main models of wind turbines vertical. At the end of this work, was made an example of sizing a Darrieus TEEV for applications in buildings.

The work has allowed a deep understanding of the subject studied, because when comparing the energy generated by wind turbine, sized as an example in this work, the energy consumed by lighting the condominium, we found that it is possible to meet the demand about 5% of the light condominium studied.

Keywords: Turbine, Wind, Energy, Dimension.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição dos custos para diferentes plantas de potência	14
Figura 2 - Mapa de ventos do Brasil	16
Figura 3 - Panorama do potencial eólico no Brasil	17
Figura 4 - Usinas eólicas em operação no Brasil	18
Figura 5 - Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar	19
Figura 6 - Rugosidade de cada tipo de terreno para cálculo da velocidade do vento	21
Figura 7 - Moinho eólico de eixo vertical utilizados na Pérsia	24
Figura 8 - Moinho eólico de eixo vertical utilizadas pelos Chineses	25
Figura 9 - Moinho de vento com eixo horizontal na costa do Mediterrâneo	25
Figura 10 - Moinho de vento do tipo Dutch	26
Figura 11 - Turbina eólica de Smith-Putnam	27
Figura 12 - Turbina eólica de eixo horizontal Gedser	27
Figura 13 - Turbina eólica de eixo horizontal de Ulrich Hutter	28
Figura 14 - Turbina eólica de eixo vertical tipo Savonius	28
Figura 15 - Turbina eólica de eixo vertical tipo Darrieus	29
Figura 16 - Turbina eólica MOD de 2MW	30
Figura 17 - Mecanismos Yaw utilizadas nas turbinas eólicas horizontais upwind	32
Figura 18 - Configurações das turbinas eólicas de eixo horizontal do tipo Upwind e Downwind	33
Figura 19 - TSR para diferentes tipos de turbinas eólicas	34
Figura 20 - Princípio de funcionamento de uma turbine eólica vertical modelo Darrieus	37
Figura 21 - Condições de escoamento de ventos em torno de edifícios	38
Figura 22 - Turbinas eólicas verticais acionadas pelas forças de arrasto (AES, Windside e Ropatee)	38
Figura 23 - Turbinas eólicas verticais acionadas pelas forças de sustentação (Dermont, Neoga e Turby)	38
Figura 24 - Turbina eólica vertical Turby.	39
Figura 25 - Turbina eólica de eixo vertical (TEEV)	40
Figura 26 - Componentes de uma TEEV (Rotor Darrieus) utilizada para produção de energia elétrica	41
Figura 27 - TEEV com propulsão a arrasto	42
Figura 28 - Pá simplificada de uma turbina de arraste	43
Figura 29 - TEEV com propulsão à sustentação	44
Figura 30 - Fluxo na seção da pá de um rotor de uma turbina eólica de sustentação	44
Figura 31 - Fluxos de ar no perfil de uma pá	46
Figura 32 - Fluxo de ar em torno do perfil de uma pá	47
Figura 33 - TEEV's à sustentação com rotor Savonius (arrasto) para "dar partida"	47
Figura 34 - Organograma – Modelos de TEEV.	49
Figura 35 - TEEV Darrieus de pás retas (giromil)	50
Figura 36 - Velocidades de fluxo da TEEV Darrieus de pás retas	52
Figura 37 - Diagrama de forças da pá (aerofólio)	53
Figura 38 - Turbina Eólica Darrieus de Pás Curvadas (Troposkein)	55
Figura 39 - Forma Troposkein simétrica vs. Catenária	56

Figura 40 - Forma Troposkein simétrica vs. Aproximação SCS simétrica	57
Figura 41 - Turbina Eólica Darrieus Helicoidal	58
Figura 42 - Turbina Eólica Darrieus Helicoidal montada no topo de um edifício	59
Figura 43 - Turbina eólica savonius convencional	61
Figura 44 - Representação vetorial das forças relevantes no rotor Savonius	62
Figura 45 - Turbina eólica savonius helicoidal	64
Figura 46 - Moinho de vento panemone	66
Figura 47 - Modo de operação da turbina panemone	66
Figura 48 – Perfil da pá da TEEV Darrieus	73
Figura 49 - Carregamento distribuído na pá.	76
Figura 50 - Esforços na pá para $0 < x < 0,5$ [m].	77
Figura 51 - Esforços na pá para $0,5 < x < 1,5$ [m].	78
Figura 52 - Esforços na pá para $1,5 < x < 2,0$ [m].	79
Figura 53 - Carregamento na estrutura de sustentação da pá.	82
Figura 54 – Carregamento no do eixo da turbina.	87
Figura 55 - Esforços na estrutura do quadripé.	91
Figura 56 - Esforços na base do quadripé.	93
Figura 57 – Rolamento fixo de esferas.	94

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Coeficiente de potência da turbina em função da velocidade do vento para a configuração 5 - NACA 0018 [26].	74
Gráfico 2 - Coeficiente de potência da turbina em função da velocidade de ponta para a configuração 5 - NACA 0018 [26].	75
Gráfico 3 - Diagrama de esforço cortante na pá.	80
Gráfico 4 - Diagrama de momento fletor na pá.	80
Gráfico 5 - Diagrama de esforço cortante no tubo.	83
Gráfico 6 - Diagrama de momento fletor no tubo.	83
Gráfico 7 - Diagrama de esforço cortante no eixo.	89
Gráfico 8 - Diagrama de momento fletor no eixo.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Dados do Rolamento. 94

ANEXO

Anexo A: Desenho de fabricação Turbina Eólica de Eixo Vertical Darrieus.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO A ENERGIA EÓLICA	13
2 POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL	16
3 O VENTO	19
3.1 A Velocidade do Vento	20
3.2 A História da Energia Eólica	24
4 PRINCIPAIS COMPONENTES DAS TURBINAS EÓLICAS	31
5 UTILIZAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS EM EDIFÍCIOS	35
6 TURBINAS EÓLICAS DE EIXO VERTICAL (TEEV's)	40
6.1 Componentes	40
6.2 Classificação	41
6.3 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV's) com Propulsão a Arrasto	42
6.4 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV's) com Propulsão à Sustentação	43
6.5 Vantagens e Desvantagens das TEEV's	48
6.6 Modelos de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV's)	49
6.6.1 Turbina Eólica Darrieus de Pás Retas (Giromil)	50
6.6.2 Turbina Eólica Darrieus de Pás Curvadas (Troposkein)	55
6.6.3 Turbina Eólica Darrieus Helicoidal	58
6.6.4 Turbina Eólica Savonius	60
6.6.5 Turbina Eólica Panemone	65
7 DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA PARA EDIFÍCIOS	67
8 DIMENSIONAMENTO DA TURBINA	72
8.1 Dimensionamento da Pá	72
8.2 Dimensionamento da Estrutura de Sustentação da Pá	82
8.3 Dimensionamento do Eixo da Turbina	86
8.4 Dimensionamento do Quadripé	91
8.5 Seleção dos Principais Componentes e Equipamentos da TEEV Darrieus	94
8.5.1 Seleção do Rolamento	94
8.5.2 Seleção do Moto-Redutor	95
9 CONCLUSÃO	97
10 SUGESTÕES DE FUTUROS TRABALHOS	98
11 REFERÊNCIAS	99

1 INTRODUÇÃO: A ENERGIA EÓLICA

A energia dos ventos é uma abundante fonte de energia renovável e limpa. No início do segundo milênio, fontes energéticas como vento e a água eram utilizadas para a produção de calor e de força motriz. À medida que os países começaram a se industrializar, a demanda por energia aumentou drasticamente. Assim estas fontes tradicionais de energia foram substituídas pelo carvão, petróleo, gás natural e a energia nuclear.

Após a crise do petróleo, na década de 70, muitos países economicamente desenvolvidos, com o intuito de não dependerem apenas das fontes de energia oriundas do petróleo, passaram a incentivar e investir cada vez mais em projetos voltados para a utilização de formas alternativas de geração de energia. Deste modo, houve o ressurgimento da utilização do vento como fonte de energia, uma vez que a energia eólica é limpa e renovável, ou seja, não há liberação de gases nocivos como CO₂ e óxidos de nitrogênio na atmosfera, além de não correr o risco de escassez de vento.

As turbinas eólicas, responsáveis pela conversão da energia eólica em energia elétrica, atualmente possuem tecnologia capaz de gerar uma quantidade de eletricidade próxima a de grandes usinas nucleares. Um fator importante, quando se trata de turbinas eólicas, é saber o seu local de instalação, pois informações a respeito da velocidade e duração do vento são fundamentais para a construção de uma fazenda eólica eficiente. A energia cinética do vento aumenta exponencialmente em proporção a sua velocidade, de modo que um pequeno aumento na velocidade do vento representa um grande aumento do potencial de energia. A regra geral é que, dobrando a velocidade do vento, obtém-se um aumento de oito vezes no potencial de energia [26]. Esse fator é "teórico" porque, em condições reais, há um limite para a quantidade de energia que uma turbina pode extrair do vento. Ele é chamado de limite de Betz e é de cerca de 60% [1].

Considerando os diversos tipos de produção de energia, os custos são divididos em três categorias: (1) custo capital, que é o investimento total, incluindo as condições de financiamento (taxa de retorno e período para restituição do dinheiro investido);

(2) custo de combustível, que se refere ao custo do combustível utilizado para a produção de energia e (3) custo de operação e manutenção. Nota-se na figura 1, que, embora o custo capital para as plantas a combustíveis fósseis seja menor que o custo para as plantas nucleares e eólicas, o custo do combustível é maior [1].

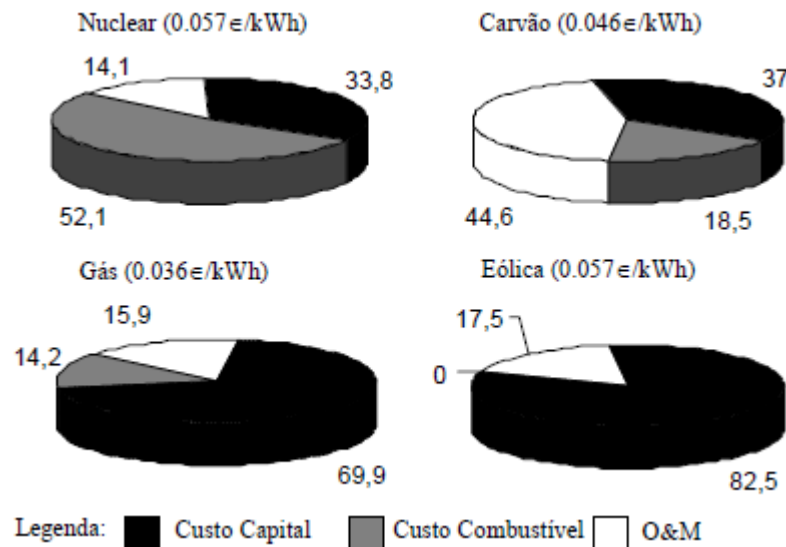


Figura 1 - Distribuição dos custos para diferentes plantas de potência [1].

Os incentivos governamentais de países desenvolvidos, tais como: Estados Unidos da América, Alemanha, Dinamarca e Inglaterra, aplicados a pesquisas e projetos de geradores eólicos vêm crescendo ao longo dos anos com o objetivo de incentivar a abertura do mercado para tornar a energia eólica lucrativa e competitiva. Os principais incentivos políticos realizados por estes países são [1]:

- **Crédito do Imposto de Produção:** Os produtores de energia eólica, geralmente empresas, recebem cerca de US\$ 0, 018 por kW.h de energia eólica produzido para distribuição no atacado durante os primeiros 10 anos de funcionamento da fazenda eólica.
- **Medição bidirecional:** Os produtores individuais e empresas que produzem energia renovável recebem créditos para cada kW/h produzido além de suas necessidades. Portanto, quando alguém produz mais eletricidade do que necessita, seu medidor de energia gira ao contrário, enviando aquele excesso de eletricidade para a rede elétrica. Ele recebe créditos pela eletricidade que envia para a rede, que vale como um pagamento pela eletricidade que ele venha a consumir da rede

quando sua turbina não puder fornecer energia suficiente para sua casa ou empresa.

- **Créditos de energia renovável:** Alguns estados dos EUA possuem cotas de energia renovável para as companhias energéticas, pelas quais essas companhias devem comprar certa porcentagem de sua eletricidade a partir de fontes renováveis. Se alguém com sua própria turbina vive em um Estado que possua o "programa de crédito verde", ele receberá créditos negociáveis para cada megawatt-hora de energia renovável gerada por ele em um ano. Então ele poderá vender esses créditos para as grandes companhias energéticas convencionais que tentam cumprir a cota de energia renovável federal ou estadual.

- **Créditos do imposto de instalação:** Os Países oferecem créditos fiscais para os custos de instalação de um sistema energético renovável. O estado de Maryland, nos Estados Unidos, por exemplo, oferece para empresas e proprietários de terras um crédito de 25% do custo de aquisição e instalação de uma turbina eólica se o edifício suprido com a energia atender a determinados "critérios ecológicos".

2 POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL

No Brasil, assim como em várias partes do mundo, quase não existem dados de vento com qualidade para uma avaliação do potencial eólico. Os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha - Pernambuco apenas no início dos anos 90. Os bons resultados obtidos com aquelas medições favoreceram a determinação precisa do potencial eólico daqueles locais e a instalação de turbinas eólicas [16].

Dada a importância da caracterização dos recursos eólicos da região Nordeste, o Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE, com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT lançou, em 1998, a primeira versão do Atlas Eólico do Nordeste do Brasil com o objetivo principal de desenvolver modelos atmosféricos, analisar dados de ventos e elaborar mapas eólicos confiáveis para a região. Um mapa de ventos preliminar do Brasil gerado a partir de simulações computacionais com modelos atmosféricos é mostrado na figura 2 [16].

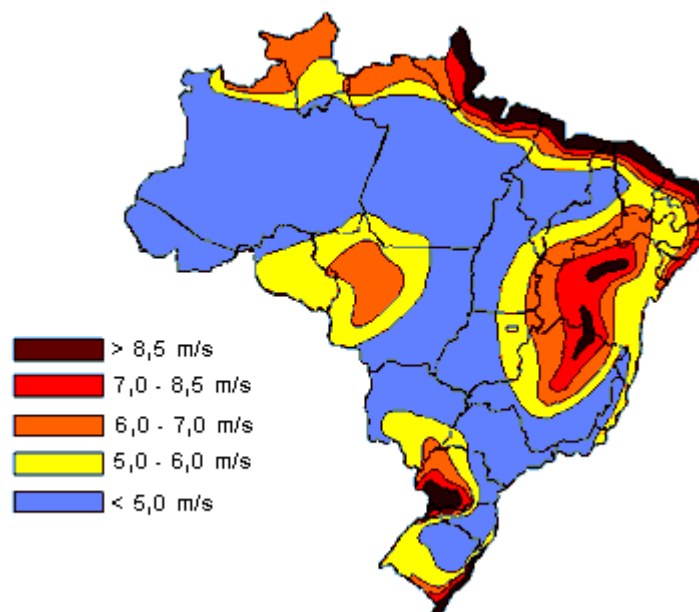


Figura 2 - Mapa de ventos do Brasil [16].

Os grandes investimentos voltados para a geração de eletricidade através da utilização da energia eólica no Brasil, só iniciaram de fato no ano de 2001, durante uma grande crise energética. Neste período, assistiu-se a uma verdadeira corrida de empreendedores interessados em investir na construção e operação de usinas eólica neste país.

Segundo estudos realizados pelo Centro de Pesquisa em Energia elétrica (Cepel) em 2005, o potencial eólico brasileiro é de 143,5 GW. Conforme a figura 3, nota-se que o maior potencial eólico brasileiro se encontra na região Nordeste (75 GW).

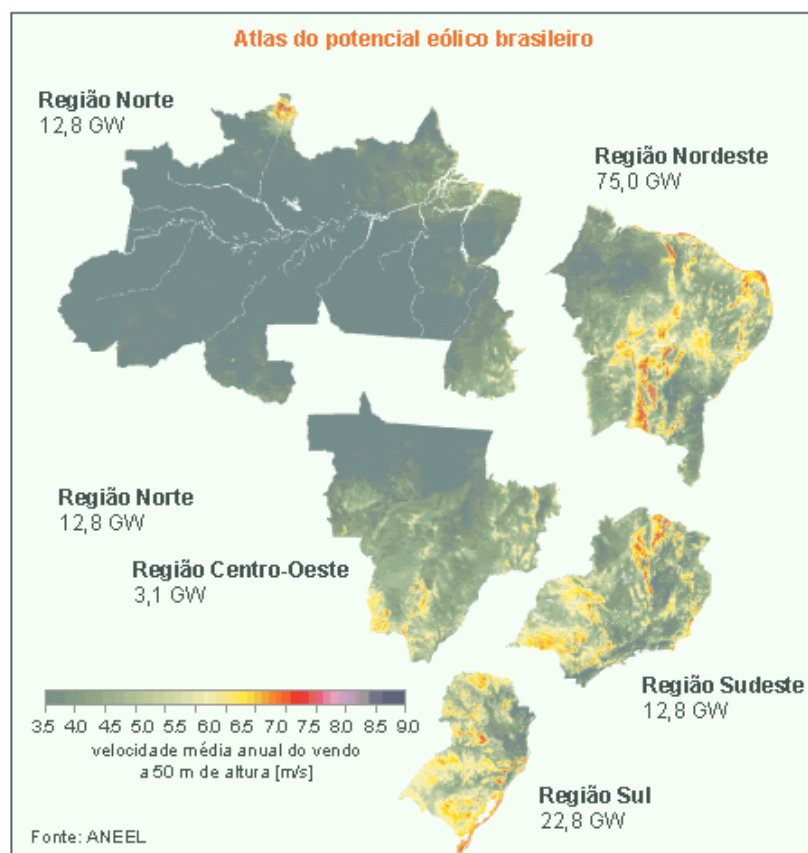


Figura 3 - Panorama do potencial eólico no Brasil [16].

Atualmente, o potencial instalado no Brasil é de 236,85 MW (figura 4), com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas à rede elétrica. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional, cuja aplicação se limita a instalações de bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e geração de eletricidade na zona rural.

O potencial eólico brasileiro instalado representa a geração de energia de 146 milhões de residências, porém não quer dizer que esse potencial não pode ser considerado como uma energia de fornecimento constante, pois parte de sua energia é armazenada em baterias ou trabalha em conjunto com as hidrelétricas.

Usinas Eólicas em Operação		
Usina	Potência (kW)	Município
Eólica de Prainha	10.000	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	5.000	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	Gouveia - MG
Eólio - Elétrica de Palmas	2.500	Palmas - PR
Eólica de Fernando de Noronha	225	Fernando de Noronha - PE
Mucuripe	2.400	Fortaleza - CE
RN 15 - Rio do Fogo	49.300	Rio do Fogo - RN
Eólica de Bom Jardim	600	Bom Jardim da Serra - SC
Eólica Olinda	225	Olinda - PE
Parque Eólico do Horizonte	4.800	Água Doce - SC
Macau	1.800	Macau - RN
Eólica Água Doce	9.000	Água Doce - SC
Parque Eólico de Osório	50.000	Osório - RS
Parque Eólico Sangradouro	50.000	Osório - RS
Parque Eólico dos Índios	50.000	Osório - RS
Total: 15 Usina(s)	Potência Total: 236.850 kW	

Figura 4 - Usinas eólicas em operação no Brasil [16].

3 O VENTO

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do sol. O aquecimento diferenciado da atmosfera, devido os movimentos do Planeta Terra e das diferentes orientações de incidência dos raios solares, é responsável pelo surgimento do vento [1].

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares, logo o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tendem a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. Esse deslocamento da massa de ar determina a formação dos ventos, conforme a figura 5 [1].



Figura 5 - Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar [1].

Os ventos planetários, também chamados de ventos constantes, pois estão sempre presentes na natureza devido ao fato de serem produzidos pelo aquecimento no Equador e resfriamento nos pólos, são classificados em [1]:

- **Alísios:** ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes.
- **Contra-Alísios:** ventos que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes.
- **Ventos do Oeste:** ventos que sopram dos trópicos para os pólos.
- **Polares:** ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

A inclinação da do eixo da Terra em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, é de 23,5°. Deste modo, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações na intensidade e direção dos ventos e,

como resultado surgem os ventos continentais ou periódicos que formam as monções e as brisas [1].

As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação [1].

As brisas, que se caracterizam por serem ventos periódicos e que sopram do mar para o continente e, vice-versa surgem em função das diferentes capacidades de cada tipo de superfície de refletir, absorver e emitir o calor recebido do Sol. No período diurno, devido à maior capacidade da terra de refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta e, como consequência, forma-se uma corrente de ar que sopra do mar para a terra (brisa marítima). À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a temperatura da água e, assim, ocorre à brisa terrestre que sopra da terra para o mar. Normalmente, a intensidade da brisa terrestre é menor do que a da brisa marítima devido à menor diferença de temperatura durante o período noturno [1].

Além dos sistemas de geração dos ventos, tais como as monções e as brisas, existem os ventos locais. Os ventos locais são ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. A mais conhecida manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales [1].

3.1 A Velocidade do Vento

A velocidade do vento varia com a localização geográfica e a altitude, constatando-se alterações instantâneas, diárias, sazonais e anuais. Para altitudes menores que 100m a variação da velocidade de vento com a altura do solo pode ser expressa pela seguinte fórmula empírica [1]:

$$v(h) = v_1 \left[\frac{h}{h_1} \right]^\alpha \quad (3.1)$$

Onde:

v_1 : velocidade na altura h_1 (conhecida);

$v(h)$: velocidade na altura h ;

h : altura para a qual se quer determinar a velocidade $v(h)$;

h_1 : altura em que ocorre a velocidade v_1 , geralmente 10m;

α : coeficiente da natureza do terreno (figura 6);

Z_0 : rugosidade de cada tipo de terreno.

Tipo de terreno	Z_0 (m)	α
Gelo ou lama plana	10^{-5} a $3 \cdot 10^{-5}$	---
Mar calmo	$2 \cdot 10^{-4}$ a $3 \cdot 10^{-4}$	---
Areia	$2 \cdot 10^{-4}$ a 10^{-3}	0,10
Neve	10^{-3} a $6 \cdot 10^{-3}$	---
Gramma baixa	10^{-3} a 10^{-2}	0,13
Estepe	10^{-2} a $4 \cdot 10^{-2}$	---
Gramma alta	$4 \cdot 10^{-2}$ a $4 \cdot 10^{-1}$	0,19
Floresta	10^{-1} a 1	---
Subúrbio	1 a 2	0,32
Cidade	1 a 4	---

Figura 6 - Rugosidade de cada tipo de terreno (z_0) para cálculo da velocidade do vento [25].

Para terrenos satisfazendo os requisitos de uniformidade de aspereza, a lei logarítmica (3.2), oriunda da fórmula de Prandtl pode ser utilizada.

$$\frac{v(z)}{v(h)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (3.2)$$

Onde:

$v(z)$: velocidade de referência;

$v(h)$: velocidade média do vento a uma altura h ;

h : altura para a qual se deseja conhecer a velocidade;

z : altura de referência;

z_0 : altura da rugosidade, obtida através da tabela 1 em função do terreno.

Segundo os padrões da *World Meteorological Organization*, o potencial eólico de um determinado local deve ser avaliado para as seguintes premissas: altura de referência do solo igual a 10m e intervalo de tempo igual a 10 minutos. Essa análise espectral da velocidade de vento é avaliada para flutuações da velocidade durante um mês. As flutuações do vento constituem um fenômeno estocástico portanto, pode ser representado por métodos estatísticos.

O regime do vento é representado por funções da distribuição de velocidade média do vento, que expressa o valor da velocidade média em intervalos de tempo determinados, e a distribuição de frequência de ocorrência da velocidade do vento, quantas horas por mês, por exemplo.

Para descrever o regime dos ventos, a expressão de Weibull (3.3), é considerada como a mais adequada.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\} \quad (3.3)$$

Onde:

$f(v)$: função densidade de probabilidade;

k : fator de forma (dependo do local);

c : velocidade característica (depende do local);

v : velocidade do vento.

A velocidade média anual do vento (u_{ma}) é calculada através da equação (3.4):

$$u_{ma} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) dv \quad (3.4)$$

A função gama (γ), relaciona os parâmetros c e k da distribuição de Weibull com as características da velocidade do vento, média anual e variância, através das equações (3.5), (3.6) e (3.7).

$$u_{ma} = c\gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.5)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left\{ \gamma \left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \right\} \quad (3.6)$$

$$\gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad (3.7)$$

Ao analisar uma curva típica de distribuição probabilística de Weibull, constata-se [1]:

- A função densidade de probabilidade apresenta simetria positiva, ou seja, baixas velocidades do vento apresentam maior probabilidade de ocorrência que velocidades elevadas;
- Apesar da sua elevada probabilidade de ocorrência, as baixas velocidades possuem um potencial energético tão baixo que pouco contribuem para a energia produzida anualmente;
- As altas velocidades do vento, apesar de possuírem elevado conteúdo energético, apresentam baixas probabilidades de ocorrência.

Portanto, não é economicamente viável o aproveitamento das velocidades do vento muito baixas ou muito altas.

3.2 A História da Energia Eólica

A utilização da energia eólica teve seu início nos barcos à vela. Com o desenvolvimento dos moinhos de vento tipo vela, essa tecnologia teve um importante impacto. Por volta de 1700 a.C, foi desenvolvido na Mesopotâmia, o primeiro moinho de vento com um sistema de eixo vertical para bombear água. Posteriormente foram desenvolvidos, na Pérsia, os primeiros moinhos de vento de eixo vertical para automatizar tarefas como moer grãos e bombear água. O modo de funcionamento desta turbina era baseado em uma assimetria criada por uma parede que cobria metade do rotor, assim as pás de tecidos, que eram fixadas no rotor, geravam uma força de arrasto que era utilizada para acionar o rotor (figura 7) [1].

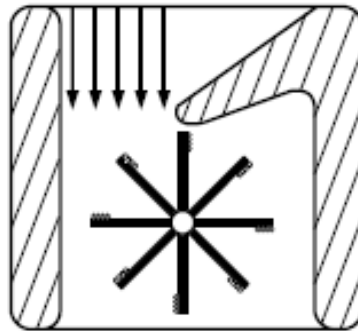


Figura 7 - Moinho eólico de eixo vertical utilizados na Pérsia [1].

Por volta de 1000 d.C, os Chineses aproveitaram a tecnologia dos moinhos verticais desenvolvidos pelos persas, porém exploraram umas das principais características encontradas atualmente nos moinhos de eixo vertical, que é a utilização do vento independentemente de sua direção. Com esta configuração, a pedra de moer era fixada no eixo e, portanto, não havia necessidade de redirecionamento do movimento rotacional, além de não necessitar de uma caixa de engrenagens para aumentar a velocidade de rotação (figura 8) [1].



Figura 8 - Moinho eólico de eixo vertical utilizadas pelos chineses [1].

A primeira configuração de um moinho de vento com eixo horizontal foi utilizada no oeste europeu por volta de 1270 d.C. O moinho de torre, como era chamado, possuía um enorme avanço tecnológico em relação aos moinhos desenvolvidos pelos Persas e pelos Chineses, já que os europeus utilizavam um mecanismo de uma engrenagem de madeira para transmitir o movimento horizontal do eixo no movimento vertical pela pedra que era utilizada para moer grãos (figura 9). Com esta configuração, era possível utilizar a força de sustentação para girar o rotor com uma maior velocidade e, por consequência uma eficiência maior quando comparado aos moinhos de eixo vertical [1].



Figura 9 - Moinho de vento com eixo horizontal na costa do Mediterrâneo [1].

Posteriormente, foram criados os moinhos de vento tipo Dutch. Esses moinhos utilizavam a mesma tecnologia empregada nos moinhos de torre, porém sua

construção era mais fácil por ser tratar de uma construção em madeira e não mais com as pesadas pedras para moer grãos (figura 10) [1].

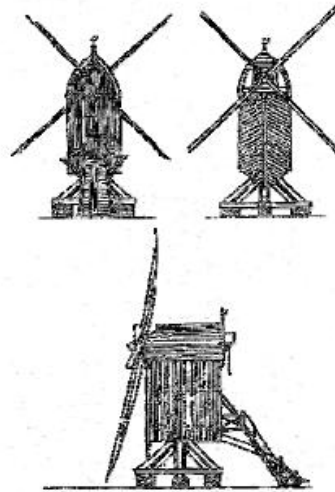


Figura 10 - Moinho de vento do tipo Dutch [1].

Os primeiros sistemas que utilizavam a energia do vento para a geração de eletricidade surgiram no século 19. Apesar do grande impacto em sua utilização, essas máquinas possuíam baixa velocidade de operação e o elevado peso do rotor para aplicar na geração de energia elétrica. Diante das limitações apresentadas nos projetos de moinhos de vento, foi desenvolvida por Poul La Cour, em 1891, a primeira turbina eólica com a incorporação dos princípios aerodinâmicos, com a qual foi possível alcançar uma velocidade dos rotores relativamente alta, aliada a uma eficiência maior quando comparada aos outros modelos de moinhos de vento já descritos anteriormente [1].

Com os resultados satisfatórios obtidos por Poul La Cour, os projetos de turbinas eólicas passaram a utilizar os princípios aerodinâmicos e a força de sustentação para giro do rotor. Assim, foram criadas as modernas turbinas eólicas, dentre elas: as turbinas eólicas de eixo horizontal, denominada Smith-Putnam, Gedser e Hutter e as turbinas eólicas verticais denominadas Darrieus e Savonious. A turbina eólica Smith-Putnam, foi instalada em Vermont, e possuía a capacidade de gerar 1,25 MW de potência. Essa turbina foi construída com duas pás, com o peso de aproximadamente 16 toneladas, e o rotor com 53m de diâmetro orientado *downwind*, conforme a figura 11 [1].



Figura 11 - Turbina eólica de Smith-Putnam [1].

Em 1945, uma das lâminas da turbina eólica de Smith-Putnam se rompeu perto do centro, aparentemente por fadiga. Na década de 50, Johannes Juul desenvolveu uma turbina *upwind*, denominada Gedser, com gerador assíncrono e utilizava um sistema eletromecânico para direcionamento da turbina com relação ao vento (figura 12). Essa turbina operou por aproximadamente 11 anos sem nenhuma manutenção e foi utilizada como projeto base para o desenvolvimento das turbinas eólicas em operação atualmente [1].



Figura 12 - Turbina eólica de eixo horizontal Gedser [1].

No mesmo período, o professor alemão Ulrich Hutter implementou diversas vantagens para as turbinas de eixo horizontal, como a fabricação das pás das turbinas em materiais compostos com regulação de passo, que proporcionou uma maior eficiência e menor peso às pás, além do desenvolvimento da torre tubular esbelta, que reduziu o peso das cargas do rotor (figura 13).



Figura 13 - Turbina eólica de eixo horizontal de Ulrich Hutter [1].

Paralelamente ao desenvolvimento das turbinas eólicas horizontais, foram criadas as turbinas eólicas de eixo vertical, que tem como princípio de funcionamento a utilização da força de arrasto para propiciar o giro do rotor. A turbina eólica Savonius foi originada na Finlândia em 1924, e tem como característica a sua operação a baixas velocidades aliada a elevados torques. Sua principal aplicação era a moagem de grãos e o bombeamento de água (figura 14) [1].

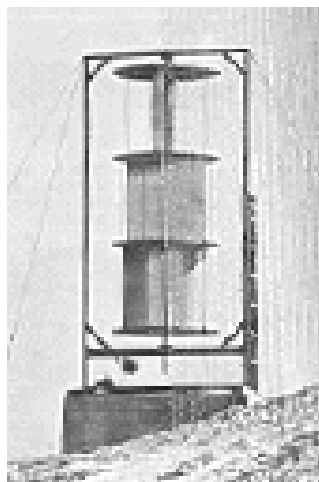


Figura 14 - Turbina eólica de eixo vertical tipo Savonius [1].

Outra turbina eólica de eixo vertical, denominada Darrieus, originou-se na França em meados de 1927 e, diferentemente da turbina eólica de eixo horizontal, o gerador elétrico e a caixa de engrenagens são colocadas no solo, reduzindo assim o peso da estrutura. Além disso, não necessita de um sistema de direcionamento da turbina em relação a direção do vento (figura 15). A desvantagem desta configuração é o

fato de suportar diferentes esforços ao longo do eixo, já que a velocidade do vento aumenta conforme a altura da turbina eólica, o que gera uma dificuldade para manter a torre ereta para altas velocidades do vento. Além disso, as turbinas eólicas Darrieus devem possuir um sistema auxiliar para a partida da mesma [1].



Figura 15 - Turbina eólica de eixo vertical tipo Darrieus [1].

Os grandes investimentos e pesquisas relacionadas a turbinas eólicas ocorreram no ano de 1973, período marcado pela crise do petróleo, onde muitos países como Estados Unidos, Alemanha, Canadá e Suíça financiaram projetos de turbinas eólicas com grande capacidade de geração de potência, com o objetivo de desenvolver novas formas de geração de energia para substituir o petróleo. Foi neste período em que foram desenvolvidos em larga escala dois tipos de turbinas eólicas MOD e a GROWIAN [1].

As séries de turbinas MOD (figura 16) e GROWIAN possuíam eixo horizontal e duas pás, porém estes projetos apresentaram desvantagens devido aos problemas mecânicos, como envergadura extrema das pás e fratura por fadiga em alguns componentes das turbinas. Assim, como as turbinas eólicas da série MOD e GROWIAN não obtiveram sucesso por problemas técnicos, o caminho encontrado foi o desenvolvimento de novos projetos, com turbinas eólicas de menor porte, até o amadurecimento da tecnologia [1].



Figura 16 - Turbina eólica MOD de 2MW [1].

Com o intuito de reduzir os custos das turbinas ao máximo, foi utilizado o sistema de controle denominado *Danish Concept*, ou seja, Conceito Dinarmaquês, que consistia na construção das turbinas em três pás, operando a uma velocidade de rotação constante. Este fato permitiu o uso de geradores assíncronos em gaiola de esquilo, modelo, este, mais barato em relação aos outros, já que pode ser conectada diretamente à rede sem a necessidade de sistemas elétricos adicionais [1].

Com o passar dos anos, não somente os componentes mecânicos que constituem as turbinas eólicas se tornaram complexos, como também o sistema elétrico. Alguns fabricantes começaram a fornecer pás com *pitch regulation* ou regulação de passo, sistema, este, que permite que a pá gire ao redor do próprio eixo. Assim, a potência de saída da turbina era limitada para condições adversas de operação. Foram apresentados também os conversores estáticos de potência para variar a velocidade de operação da turbina, com o objetivo de maximizar a potência de saída da mesma [1].

Além disso, outra grande adaptação nas turbinas eólicas foi a substituição dos geradores assíncronos pelos geradores síncrono, eliminando a necessidade da caixa de engrenagens [1].

4 PRINCIPAIS COMPONENTES DAS TURBINAS EÓLICAS

Os três componentes básicos encontrados em uma turbina eólica são: o rotor com as pás, a nacele ou gôndola e a torre. O rotor apresenta, geralmente, um conjunto de três pás, podendo ter controle passivo ou ativo das mesmas para operar numa determinada rotação. Na maioria das máquinas, o eixo que transmite o torque das pás apresenta uma velocidade de rotação baixa, sendo necessário aumentar a rotação utilizando um multiplicador de velocidades de engrenagens. Após, o multiplicador é conectado o gerador elétrico que transforma a energia mecânica em elétrica. Os geradores elétricos podem ser assíncronos ou de indução que são apropriados para trabalhar com rotação constante, ou gerador síncrono, utilizado em sistemas com rotação variável [1].

Além disso, as turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a posição do rotor. Portanto, as turbinas eólicas podem ser horizontais ou verticais. Assim, as turbinas eólicas de eixo horizontal precisam se alinhar constantemente com o vento, usando um mecanismo de ajuste, constituindo de motores elétricos e caixas de engrenagens que movem todo o rotor para a esquerda ou para direita em pequenos incrementos e o controlador eletrônico da turbina, que lê a posição da turbina, podendo ser mecânico ou eletrônico, e com isso ajusta a posição do rotor para capturar o máximo de energia eólica disponível. Para elevar os componentes da turbina a uma altura ideal para a velocidade do vento, as turbinas eólicas de eixo horizontal utilizam uma torre [1].

Outro componente de uma turbina eólica é a nacele que é composta pelo gerador elétrico, caixa multiplicadora de velocidades, eixos, mancais, mecanismos de giro da turbina e sistema de freios [1].

As turbinas eólicas de eixo horizontal podem ser classificadas baseadas na posição do seu rotor em relação à torre: em *upwind* e *downwind*. As turbinas *upwind*, são projetadas para operar com a sua face contra a direção do vento, assim o vento incide na área de varredura do rotor pela frente da turbina (figura 17). A principal vantagem dos projetos para este tipo de turbina é que a torre não se constitui em obstáculo direto ao vento, motivo pelo qual levou as turbinas *upwind* serem as mais

utilizadas atualmente. No entanto, existe o inconveniente de um pequeno desvio na direção do vento causado pela torre, já que o vento começa a desviar da torre antes mesmo de encontrá-la (pressão do ar contrária à sua direção), desta forma cada vez que ocorrer a passagem periódica das pás pela torre ocorrerá pulsões de torque na turbina e, conseqüentemente, redução de potência. Para reduzir esses inconvenientes é necessário o afastamento entre as pás e a torre, além de um mecanismo de orientação direcional (*Yaw*) para manter a posição contra o vento.

Existem dois métodos de mecanismo direcional *Yaw*: O primeiro consiste de um cata-vento acoplado à gôndola da turbina que tem a função de realizar o alinhamento do rotor, enquanto a segunda alternativa, e a mais utilizada, consiste de um sistema de alinhamento forçado, através de motores elétricos e sensores para orientar a turbina contra o vento (figura 17) [1].



Figura 17 - Mecanismos *Yaw* utilizadas nas turbinas eólicas horizontais upwind [1].

Nas turbinas *downwind*, o vento incide na área de varredura do rotor por trás da turbina eólica. Assim, o vento passa pela torre antes de encontrar as pás do rotor. A principal vantagem das turbinas *downwind* é a sua construção com componentes mais leves, tornando o conjunto mais flexível e barato. No entanto, para esta configuração ocorre a turbulência causada no vento pela torre, levando a maiores cargas de fadiga, comparada às turbinas *downwind* (figura 18) [1].

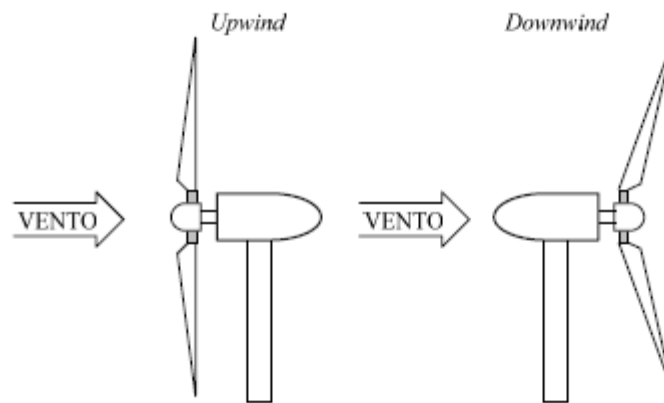


Figura 18 - Configurações das turbinas eólicas de eixo horizontal do tipo *Upwind* e *Downwind* [1].

Quanto ao número de pás, as turbinas horizontais podem ser constituídas de uma, duas, três, quatro ou múltiplas pás. O número de pás está indiretamente relacionado com o TSR, *tip speed ratio* (λ). Portanto, para turbinas com baixo TSR, como os rotores com múltiplas pás, é necessária uma área de varredura bastante sólida, ou seja, as pás são largas e em grande número, enquanto as turbinas que operam em alta velocidade, alto valor TSR, elas podem ser construídas principalmente com três ou até mesmo uma ou duas pás (figura 19) [1].

A principal característica dos rotores com múltiplas pás é o alto torque de partida, sendo seu uso recomendado para operações que exigem um alto torque já no seu início, como bombeamento d'água. Portanto, não é aconselhável sua utilização em operações que implicam em altas velocidades de rotação. Além disso, o design, a construção e o sistema de controle para estes tipos de turbinas são simples, pelo fato de serem poucos sensíveis aos fatores de aerodinâmica e, com isso, não exige grande tecnologia na sua construção. A máxima eficiência que pode ser atingida para esse tipo de rotor é de 30 % [1].

Já para as turbinas que operam em alta velocidade, devido ao alto valor TSR, elas podem ser construídas com três ou até mesmo uma ou duas pás. Como a área total é reduzida, as cargas nas torres, ao contrário dos rotores com múltiplas pás, são bem menores, pelo fato do rotor não sofrer uma carga de arrasto muito grande. Além disso, níveis maiores de potência são mais facilmente alcançados, pois há uma relativa facilidade de se construir rotores com diâmetros maiores. Os principais inconvenientes para este tipo de configuração são: baixo torque de partida,

prováveis problemas de vibração, utilização de tecnologias mais avançadas para o design das pás e consequentemente seu elevado custo (figura 19) [1].

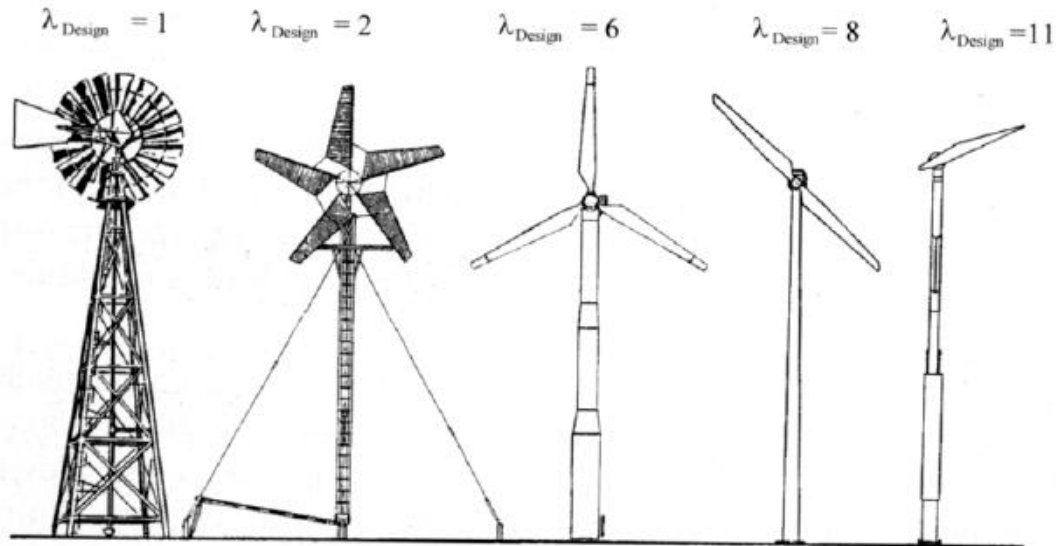


Figura 19 - TSR para diferentes tipos de turbinas eólicas [1].

Portanto os principais componentes e suas respectivas funções encontradas em uma turbina eólica, principalmente de eixo horizontal, são [1]:

- Pás do rotor: capturam a energia do vento e a convertem em energia rotacional no eixo;
- Eixo: transfere a energia rotacional para o gerador;
- Nacele: é a carcaça, similar às de turbinas de avião, que abriga a caixa de engrenagens, o gerador, a unidade de controle eletrônico, o controlador e os freios;
- Caixa de engrenagens: aumenta a velocidade do eixo entre o cubo do rotor e o gerador;
- Gerador: usa a energia rotacional do eixo para gerar eletricidade usando eletromagnetismo;
- Unidade de controle eletrônico: monitora o sistema, desliga a turbina em caso de mau funcionamento e controla o mecanismo de ajuste para alinhamento da turbina com o vento;
- Controlador: move o rotor para alinhá-lo com a direção do vento;

- Freios: detêm a rotação do eixo em caso de sobrecarga de energia ou falha no sistema.
- Torre: sustenta o rotor e a nacele, além de erguer todo o conjunto a uma altura onde as pás possam girar com segurança e distantes do solo;
- Equipamentos elétricos: transmitem a eletricidade do gerador através da torre e controlam os diversos elementos de segurança da turbina.

5 UTILIZAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS EM EDIFÍCIOS

Um dos principais estudos, realizados pelas instituições que visam à utilização da energia eólica como fonte alternativa para a geração de eletricidade, é o desenvolvimento de turbinas eólicas em edifícios localizados nos grandes centros urbanos. O grande desafio destes projetos inovadores é a dificuldade de atender aos requisitos necessários para uma operação segura e confiável das turbinas eólicas em ambientes que estejam sujeitos constantemente à oscilação de ventos e elevada turbulência [22].

Nas situações em que não foram utilizadas turbinas eólicas projetadas para serem aplicadas em condições severas de operação, como edifícios localizados em áreas urbanas, constatou-se um baixo desempenho das mesmas. Um dos principais motivos foi o fato de que os projetos das turbinas eólicas não se enquadravam ao ambiente complexo de aplicação e de não atenderem aos requisitos da construção dos prédios. Entre tais requisitos, pode-se citar: níveis de ruídos aceitáveis, e a integração com a estrutura e estética do edifício. Desta forma, é importante identificar o local de aplicação da turbina antes de iniciar com o projeto da mesma e, para isso, deve-se realizar um estudo das características dos ventos em torno do edifício e atender aos requisitos de projeto do prédio [22].

Os estudos para avaliar a capacidade de geração de eletricidade através da utilização da energia proveniente dos ventos constataram que as turbinas eólicas instaladas em edifícios podem ser responsáveis por uma boa parte do fornecimento de eletricidade. A Associação Americana de Energia Eólica constatou que, no ano de 2020, está previsto o fornecimento de 75.000 MW de energia elétrica proveniente

de turbinas eólicas com sistema de baixa e média escala. Deste total, 15.000 MW serão provenientes de turbinas eólicas instaladas em edifícios de vários andares, bem expostos ao vento com relação aos edifícios vizinhos [22].

Para a instalação de turbinas eólicas em prédios, inúmeros fatores devem ser levados em conta, porém os mais importantes são tamanho e capacidade de geração de energia. As turbinas, para essa forma de aplicação, devem ser de pequeno porte, nas quais o diâmetro do rotor varia de 1m a 5m podendo ser instaladas com torres de até 10 m. Turbinas de eixo vertical (TEEV) são mais robustas sendo compatíveis com os projetos para serem instalados em topos de prédios, assim como, esteticamente, são preferidas por arquitetos e usuários. Além disso, a integração das turbinas eólicas verticais são mais aceitáveis do que as turbinas de eixo horizontal (TEEH) e o seu nível de segurança é maior por possuírem vibrações reduzidas, além de aproveitarem melhor as condições de vento turbulento existente no topo de prédios. Desta forma, os projetos das turbinas eólicas verticais instaladas no topo de edifícios devem atender aos seguintes requisitos [22]:

- Bom desempenho para aplicações de alta turbulência e flutuações dos ventos;
- Operação segura em ambientes urbanos;
- Design rudimentar;
- Manutenção minimizada.

Em áreas urbanas, principalmente no alto de edifícios, ocorre variação da direção do vento e, como o funcionamento das turbinas eólicas horizontais depende do seu alinhamento com a direção do vento, percebe-se logo a sua desvantagem em relação às turbinas eólicas verticais para este tipo de aplicação. A eficiência aerodinâmica de uma turbina eólica depende, sobre outras coisas da sua capacidade de converter energia eólica em energia mecânica, e a maior eficiência pode ser encontrada quando o princípio de funcionamento se baseia nas forças de sustentação. Para isso, as turbinas eólicas fazem uso de aerofólios com pás capazes de gerar forças motrizes [22].

As turbinas eólicas verticais Darrieus são a melhor solução para aplicação de turbinas eólicas submetidas a condições de alta turbulência e flutuações de vento. Na figura 20 está representado o princípio de funcionamento de uma turbina eólica vertical deste modelo, em que a diferença das forças de arrasto e de sustentação das pás em uma força resultante que será responsável pelo deslocamento das pás [22].

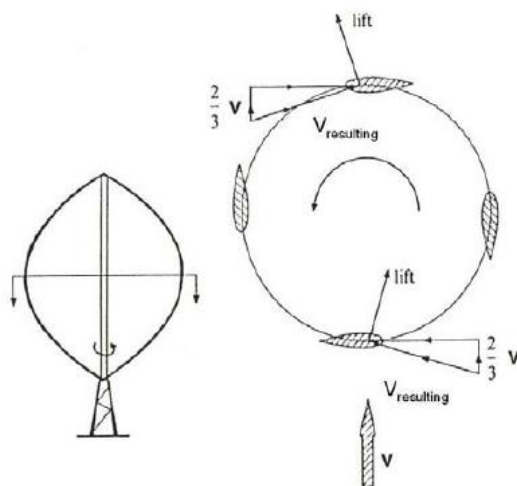


Figura 20 - Princípio de funcionamento de uma turbina eólica vertical modelo Darrieus [22].

O estudo do escoamento dos ventos em torno de edifícios é inerentemente complexo, pois não basta conhecer as características dos ventos (velocidade e intensidade de turbulência) apenas com as informações da topografia do terreno. É de grande importância, também, conhecer a própria topografia do edifício em que a turbina será instalada e dos prédios vizinhos, para assim determinar a estrutura local [22].

A figura 21 demonstra as condições de escoamento do vento em torno de um edifício. Nesta figura, é possível observar que, em região com elevada turbulência próxima ao obstáculo e acima desta região de grande influência de turbulência, os ventos começam a obter um perfil de velocidade dos ventos mais uniforme, estando menos susceptíveis aos esforços combinados que poderão ocasionar a fadiga do material que constitui a turbina eólica. Desta forma, é aconselhável que as turbinas eólicas de eixo vertical sejam instaladas nas regiões de baixa influência de turbulências [22].

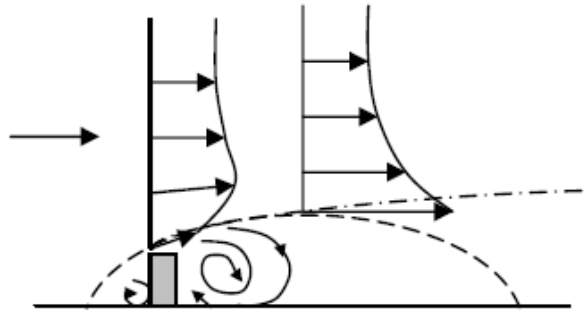


Figura 21 - Condições de escoamento de ventos em torno de edifícios [22].

Muitas empresas estão investindo em tecnologias para a construção de turbinas eólicas instaladas em edifícios urbanos. Para tais aplicações, sem dúvida as turbinas eólicas verticais e de pequeno porte são melhores opções em relação às turbinas horizontais. Existem dois princípios de funcionamento para as turbinas verticais, o primeiro é o funcionamento a partir das diferenças das forças de arrasto (figura 22) e o outro baseada nas aplicações aerodinâmicas de sustentação para geração de torque (figura 23) [22].



Figura 22 - Turbinas eólicas verticais acionadas pelas forças de arrasto (AES, Windside e Ropatee) [22].



Figura 23 - Turbinas eólicas verticais acionadas pelas forças de sustentação (Dermont, Neoga e Turby) [22].

Pode ser observado que esses modelos de turbinas eólicas são derivados do modelo de turbina eólica vertical Darrieus, por possuírem o *design* das pás com geometria curva. A turbina eólica *Turbby*, por exemplo, apresenta três pás que giram em torno de um eixo e, deste modo, se obtém uma maior área de contato com o vento. No entanto, há a desvantagem da necessidade da instalação de uma escora no centro da turbina, e com isso, há uma contribuição para as forças viscosas de arrasto reduzindo a sua eficiência. Além disso, existirão tensões atuantes nas lâminas das pás, devido às cargas centrífugas que contribuem para o próprio desalinhamento das mesmas.

Mesmo que a turbina eólica *Turbby* (figura 24) apresente baixo TSR em relação à turbina vertical Darrieus, a sua área de varredura é bastante sólida, o que proporciona uma baixa produção de ruído e que, portanto, são toleráveis para aplicação em edifícios.



Figura 24 - Turbina eólica vertical Turby. [22].

6 TURBINAS EÓLICAS DE EIXO VERTICAL (TEEV's)

As TEEV's são as turbinas eólicas que possuem o eixo de rotação perpendicular ao solo (Figura 25).

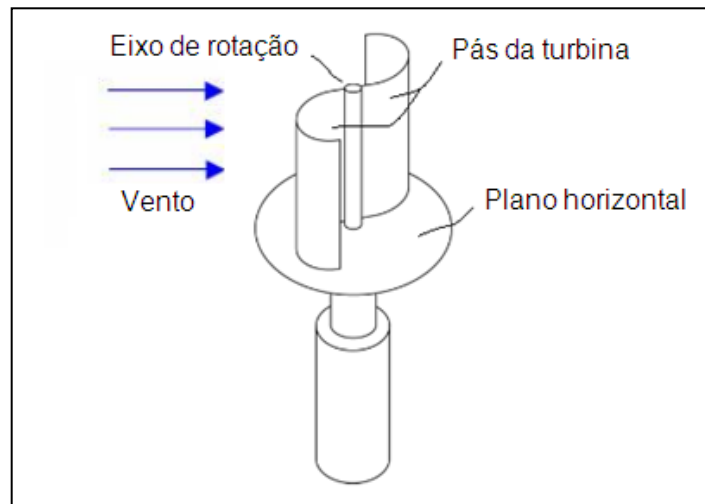


Figura 25 - Turbina eólica de eixo vertical (TEEV) [27].

As TEEV's podem usar rotores com pás retas ou curvas, com o eixo de rotação perpendicular a direção do vento. Uma de suas características é que podem capturar vento de qualquer direção Figura 25 [27].

6.1 Componentes

De uma forma geral, as TEEV's possuem os seguintes componentes:

- Um rotor para converter energia eólica em energia mecânica;
- Uma torre para suportar o rotor;
- Uma caixa de câmbio para ajustar a velocidade de rotação do eixo do rotor do gerador elétrico ou bomba;
- Um sistema de controle para monitorar a operação da turbina eólica em modo automático, incluindo partida e parada;

- Uma fundação (às vezes com auxílio de cabos) para prevenir a turbina de ventos excessivamente fortes.

A Figura 26 mostra um exemplo de TEEV, identificando os componentes principais.

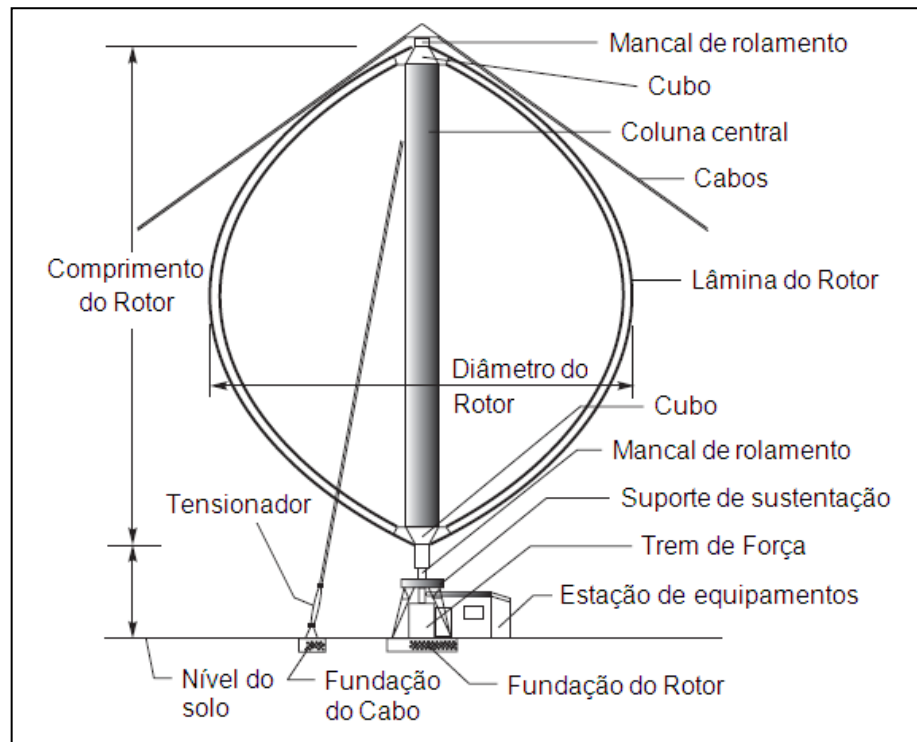


Figura 26 - Componentes de uma TEEV (Rotor Darrieus) utilizada para produção de energia elétrica [5].

6.2 Classificação

As TEEV's podem ser classificadas em dois grandes tipos, que dependem da força predominante na movimentação do rotor: força de sustentação **L** ou arrasto **D**. Assim, podem ser classificadas em: TEEV's com propulsão a arrasto Figura 27 e TEEV's com propulsão à sustentação Figura 29.

6.3 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV's) com Propulsão a Arrasto

Neste tipo de turbina o vento empurra as pás, forçando o rotor a girar (Exemplo: Rotor Savonius), como mostrado na Figura 27.

O vento, fluindo sobre as pás, provocará o surgimento de uma força de arraste, dada por:

$$F_a = \frac{1}{2} \rho C_a A v^2 \quad (6.1)$$

Onde:

F_a = força de arraste aerodinâmico [N];

ρ = massa específica do ar [Kg/m^3];

v = velocidade do vento [m/s];

C_a = coeficiente de arrasto [adimensional];

A = área da pá [m^2].



Figura 27 - TEEV com propulsão a arrasto [9].

Na Figura 28, é ilustrada uma pá de arrasto simplificada. O vento v incide na pá e sua desaceleração resulta no surgimento de uma força de arraste, que agirá perpendicularmente à superfície da pá, empurrando-a. O coeficiente de arrasto C_a depende da forma da pá, variando de acordo com seu desenho e dimensões, sendo que geralmente apresenta valores inferiores a 2,0. No desenho, A é a superfície da pá, enquanto que a e b são as dimensões da mesma. A relação entre a e b influi no valor de C_a [1].

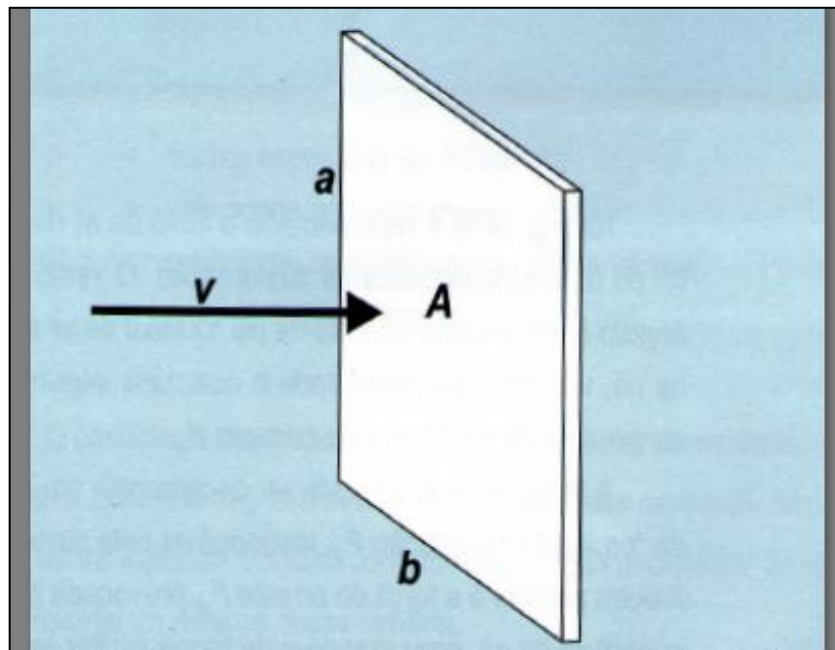


Figura 28 - Pá simplificada de uma turbina de arraste [1].

Nas turbinas de arrasto, a velocidade das pás não pode ser maior que a velocidade do vento, o que limita sua eficiência. São, frequentemente, usadas para bombear pequenos volumes de água com ventos de baixa velocidade e apresentam potências em torno de 0,5 KW para um rotor com diâmetro da ordem de 5 m [1].

6.4 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV's) com Propulsão à Sustentação

Estes tipos de turbinas usam aerofólios como pás, similares às asas dos aviões (Exemplo: Turbina Darrieus), como ilustrado na Figura 29.



Figura 29 - TEEV com propulsão à sustentação [10].

Na Figura 30, encontra-se o fluxo de ar na seção de uma pá de um rotor de uma turbina eólica de sustentação. O vento v incide sobre a pá com um ângulo α em relação ao eixo da pá. O fluxo de ar é forçado a mudar de direção na pá, variando sua velocidade, o que, pela segunda lei de Newton, implica no surgimento de uma força de empuxo F_e [10].

A força de empuxo pode ser decomposta em duas parcelas, uma chamada de força de sustentação F_s , responsável pela sustentação aerodinâmica da pá. A outra parcela é a força de arrasto F_a , provocada pela pressão do vento sobre a superfície da pá, empurrando-a de forma similar às turbinas de arrasto [1].

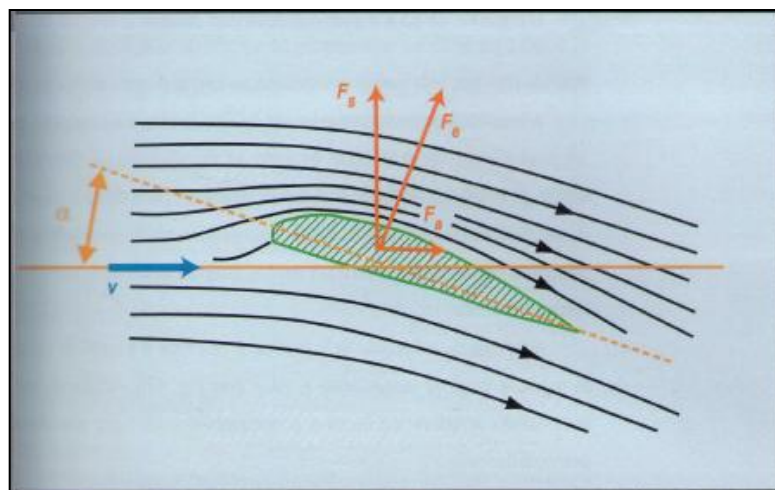


Figura 30 - Fluxo na seção da pá de um rotor de uma turbina eólica de sustentação [1].

A força de sustentação F_s sobre uma seção da pá do rotor é dada por [1]:

$$F_s = \frac{1}{2} \rho C_s A v^2 \quad (6.2)$$

Onde:

F_s = força de sustentação [N];

ρ = massa específica do ar [Kg/m³];

v = velocidade do vento [m/s];

C_s = coeficiente de sustentação [adimensional];

A = área da superfície superior da pá [m²].

O coeficiente de sustentação C_s , muitas vezes chamado de coeficiente de empuxo, depende das dimensões e características aerodinâmicas da seção da pá. Poderá variar ao longo do comprimento longitudinal da pá, devido à mudança dimensional da mesma nesse sentido [1].

O desenho da pá e a sua inclinação com relação à direção do vento incidente devem ser feitos a fim de direcionar a força de empuxo resultante F_e sobre a pá, de forma conveniente no sentido da rotação do rotor da turbina fazendo com que esta realize um trabalho ou torque (força x deslocamento) [1].

A incidência do vento sobre as pás de uma TEEV poderá provocar um deslocamento do fluxo de ar de parte da superfície da pá, dependendo do seu ângulo de incidência, das dimensões e perfil da pá e da velocidade do vento. A Figura 31 ilustra esse deslocamento, exemplificando duas situações. Observa-se que há duas regiões distintas sobre a pá, identificadas no primeiro desenho [1].

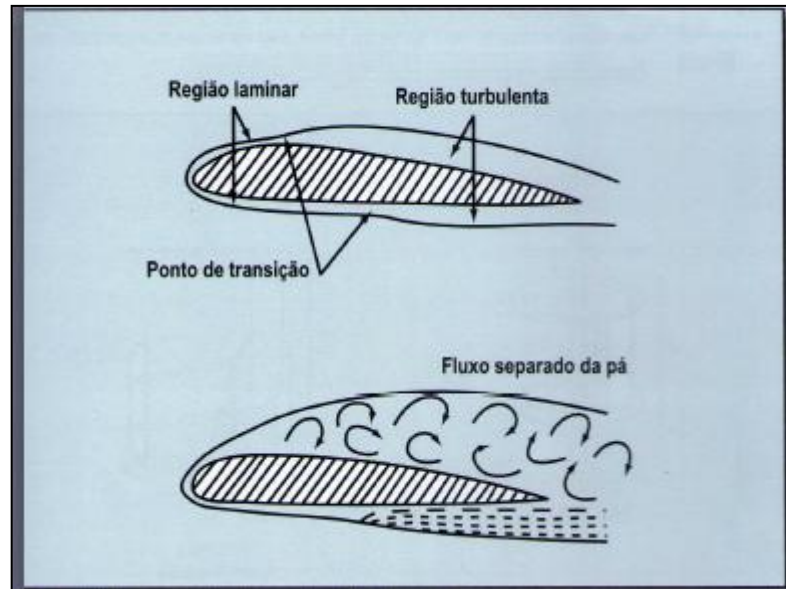


Figura 31 - Fluxos de ar no perfil de uma pá [1].

Na primeira, o fluxo de ar é laminar e aderente à superfície da pá. Nesta região, a força de sustentação é maior (ver Figura 30), resultando em maior sustentação aerodinâmica da pá e, conseqüentemente, maior transferência da potência do vento [1].

Na segunda figura, o fluxo de ar junto à pá é turbulento, resultando num deslocamento entre o fluxo laminar do ar e a superfície da pá. Nesta região, não haverá sustentação aerodinâmica, resultando em $F_s = 0$ e, então, não haverá transferência de potência. Esta região é denominada de região de perda, pois há diminuição da sustentação aerodinâmica. Portanto, quanto maior for a região de perda numa pá, em relação à região de sustentação, menor será a transferência da potência do vento realizada pela pá e, assim, menor será a eficiência aerodinâmica da turbina [1].

Para situações especiais, com adequados ângulos de incidência do ar e de valores da velocidade do vento, o fluxo poderá deslocar-se totalmente da pá, havendo perda total de sustentação, sem transferência de potência, como representado no segundo desenho da Figura 31 [1].

A Figura 32 mostra dois casos de pás de turbinas eólicas com fluxo aderente e com fluxos separados, com perda de sustentação.

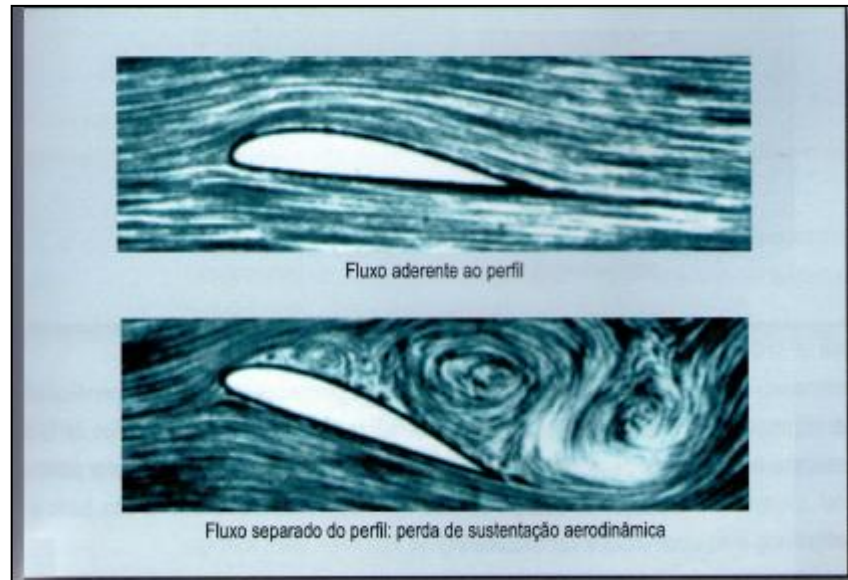


Figura 32 - Fluxo de ar em torno do perfil de uma pá [1].

Podem existir, ainda, combinações entre o tipo-arrasto e o tipo-sustentação. Essas configurações são utilizadas onde o torque de partida do módulo tipo-sustentação não é suficiente para iniciar o movimento, neste caso o módulo tipo-arrasto serve apenas para "dar a partida" ao conjunto, que é caracterizado como sendo sustentação Figura 33 [1].

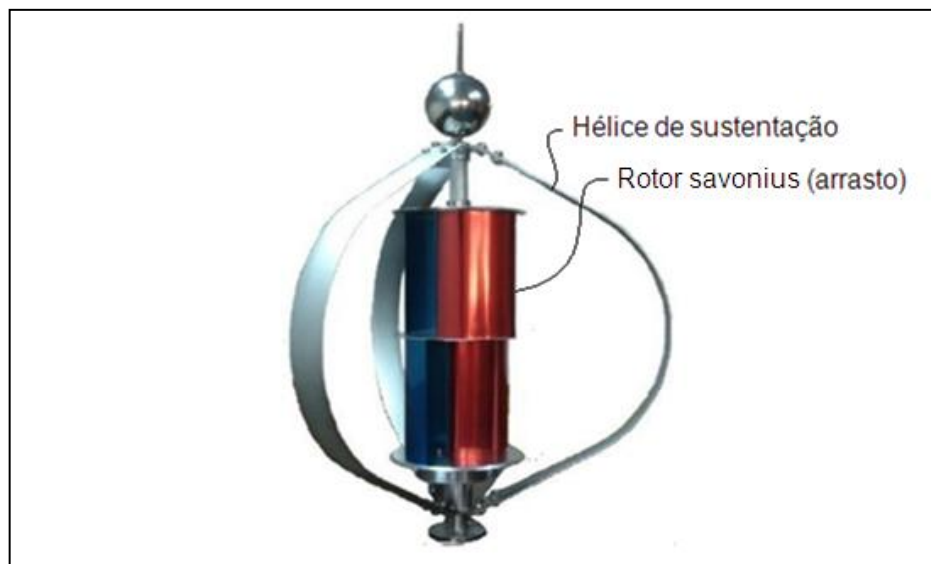


Figura 33 - TEEV's à sustentação com rotor Savonius (arrasto) para "dar partida" [11].

6.5 Vantagens e Desvantagens das TEEV's

Uma das principais vantagens das TEEV's é que os seus elementos como (gerador, sistemas de freios, e sistemas de engrenagem) são colocados ao nível do solo, facilitando a inspeção e a manutenção. E a principal desvantagem é a baixa eficiência, se comparadas às turbinas eólicas de eixo horizontal [1].

As TEEV's ainda apresentam como vantagens [1]:

- Não necessitam de mecanismos direcionais. Isso faz com que as mesmas sejam propícias, por exemplo, à aplicação de geração de energia em cima de edifícios em regiões urbanas, onde normalmente os ventos mudam de direção frequentemente e rapidamente;
- As pás, como as turbinas Darrieus, são fixas nos dois extremos do eixo, reduzindo o esforço estrutural;
- As pás são fabricadas com corda constante permitindo redução de custos no processo de fabricação;
- Em geral, as turbinas eólicas de eixo vertical são montadas mais próximas ao solo, isso diminui bastante a captação do vento. Entretanto, isso não é problema quando as mesmas são montadas em cima de edifícios;
- São de construção mais simples do que as turbinas eólicas de eixo horizontal.

As TEEV's apresentam como desvantagens [1]:

- As turbinas de sustentação requerem um sistema de partida para o acionamento em baixas velocidades;
- Perdem captura de energia em terrenos complexos;
- A fabricação das pás em alumínio tem custo elevado e apresenta problemas por fadiga. Assim, modelos de segunda geração utilizam pás de poliéster e fibra de vidro;

- A natureza do escoamento nas pás é muito mais complexa do que nas turbinas eólicas de eixo horizontal, havendo dificuldades na obtenção de um adequado modelamento das forças aerodinâmicas;
- As turbinas eólicas de eixo vertical são muito difíceis de serem instaladas em torres, o que significa que elas devem ser instaladas em bases, como terreno ou prédio.
- Em decorrência do movimento de rotação de suas pás, altera constantemente os ângulos de ataque são constantemente alterado, assim como o seu deslocamento em relação à direção dos ventos, o quê, além de limitar o rendimento, causa acentuada vibração em toda sua estrutura.

6.6 Modelos de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV's)

Na busca pelo desenvolvimento das TEEV's, para um aproveitamento melhor da energia eólica, diferentes modelos vêm sendo estudados. Os tipos mais conhecidos são o Darrieus e o Savonius. Não existem muitos outros tipos além desses, mas, em geral, em um mesmo tipo de TEEV são feitas varias modificações com o objetivo de melhorar o desempenho da turbina. A Figura 34 mostra um organograma dos principais modelos de turbinas eólicas de eixo vertical [1].

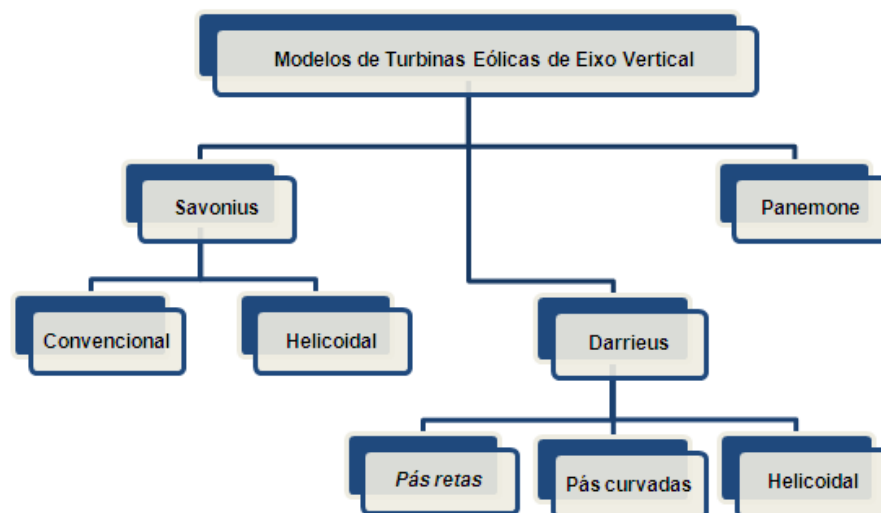


Figura 34 - Organograma – Modelos de TEEV.

Será feito um estudo sobre cada tipo de turbina eólica de eixo vertical citado no organograma acima.

6.6.1 Turbina Eólica Darrieus de Pás Retas (Giromil)

A TEEV Darrieus de pás retas (Giromil), Figura 35, é mais atraente por seu *design* de pás simples. Esta configuração pode ainda se dividir em duas categorias: passo fixo e de passo variável. A configuração da lâmina de passo variável tem potencial para superar o problema de torque de partida, mas é muito complicada, tornando impraticável sua aplicação em sistemas de menor capacidade. A maioria das atividades de pesquisa previamente realizadas em turbinas eólicas de eixo vertical, foram focadas na TEEV Darrieus de pás retas equipada com aerofólios simétricos.

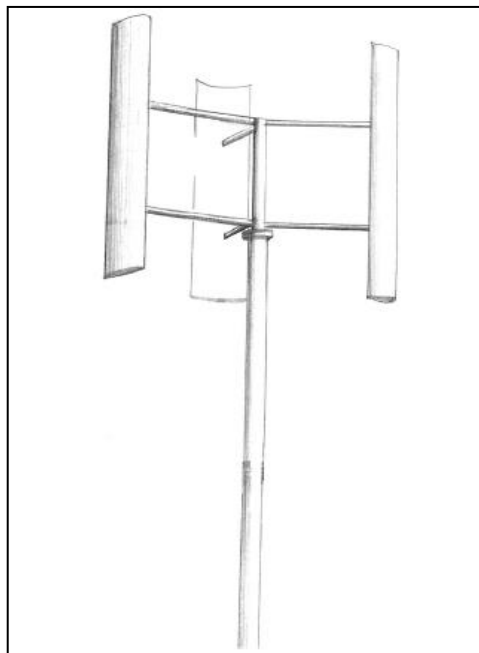


Figura 35 - TEEV Darrieus de pás retas (giromil) [6].

6.6.1.1 Modelos Matemáticos Gerais Para a Análise Aerodinâmica de TEEV's Darrieus de Pás Retas

Embora o modelo TEEV Darrieus de pás retas seja o tipo mais simples de turbina eólica Darrieus, a sua análise aerodinâmica é bastante complexa. As expressões matemáticas gerais, que são comuns à maioria dos modelos aerodinâmicos, são descritos nesta seção [6].

6.6.1.2 Variação do Ângulo de Ataque

As velocidades de fluxo nos lados a montante e a jusante da TEEV Darrieus não são constantes como pode ser visto na Figura 36. A partir desta figura pode-se observar a consideração de que o fluxo ocorre na direção axial. A componente tangencial V_c da velocidade e a componente normal, V_n , são, respectivamente, obtidas a partir das seguintes expressões [6]:

$$V_c = R\omega + V_a \cos \theta \quad (6.3)$$

$$V_n = V_a \sin \theta \quad (6.4)$$

Onde V_a é a velocidade de fluxo axial (velocidade induzida), através do rotor, ω é a velocidade de rotação, R é o raio da turbina, e θ é o ângulo de azimute. Referindo-se à Figura 36, o ângulo de ataque (α) pode ser expresso como:

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{V_n}{V_c} \right) \quad (6.5)$$

Substituindo os valores de V_n e V_c e adimensionalizando:

$$\alpha = \tan^{-1} \left[\frac{\sin \theta}{(R\omega/V_\infty)/(V_a/V_\infty) + \cos \theta} \right] \quad (6.6)$$

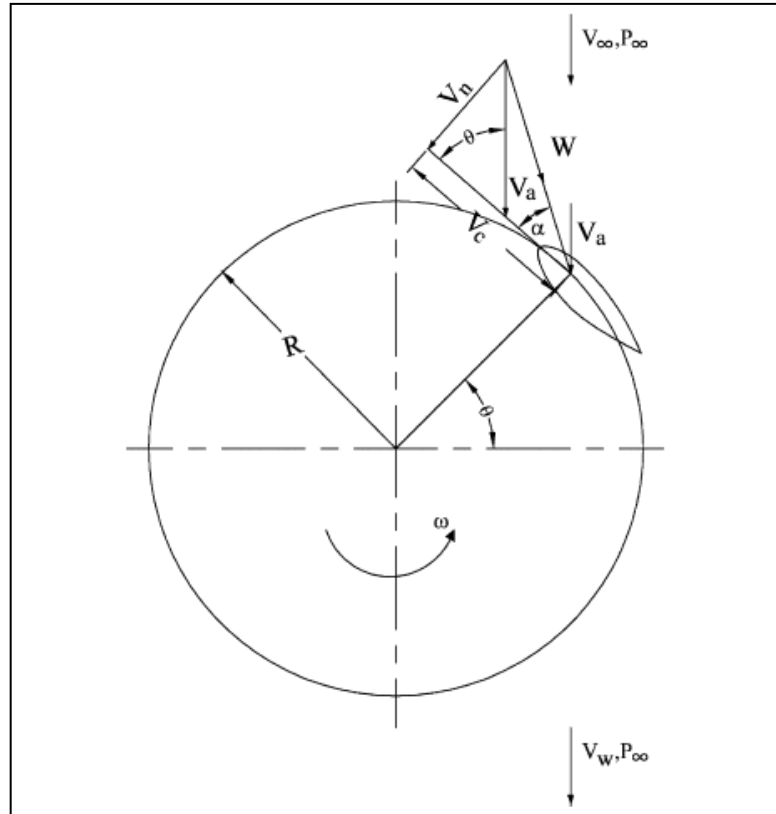


Figura 36 - Velocidades de fluxo da TEEV Darrieus de pás retas [6].

Onde V_{∞} é a velocidade de fluxo livre do vento. Se considerarmos o ângulo de passo da pá [6]:

$$\alpha = \tan^{-1} \left[\frac{\sin \theta}{(R\omega/V_{\infty})/(V_a/V_{\infty}) + \cos \theta} \right] + \gamma \quad (6.7)$$

Onde, γ é o ângulo de passo da pá.

6.6.1.3 Variação da Velocidade de Fluxo Relativa

A velocidade de fluxo relativa (W) pode ser obtida como [6]:

$$W = \sqrt{V_c^2 + V_n^2} \quad (6.8)$$

Inserindo os valores de V_c e V_n , e adimensionalizando, podemos achar a relação de velocidade:

$$\frac{W}{V_\infty} = \frac{W}{V_a} \cdot \frac{V_a}{V_\infty} = \frac{V_a}{V_\infty} \sqrt{\left[\left(\frac{R\omega}{V_\infty} \frac{V_a}{V_\infty} \right) + \cos \theta \right]^2 + (\sin \theta)^2} \quad (6.9)$$

6.6.1.4 Variação das Forças Tangencial e Normal

As direções das forças de sustentação e arrasto e seus componentes normal e tangencial são mostrados na Figura 37.

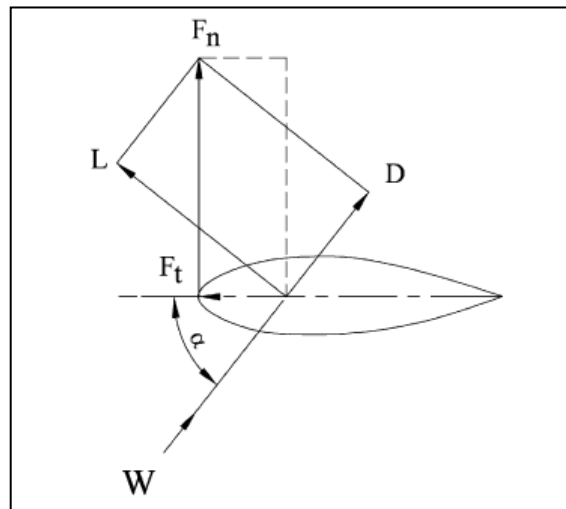


Figura 37 - Diagrama de forças da pá (aerofólio) [6].

O coeficiente de força tangencial (C_t) é basicamente a diferença entre os componentes tangenciais das forças de sustentação e arrasto. Da mesma forma, o coeficiente de força normal (C_n) é a diferença entre os componentes normais das forças de sustentação e arrasto [6].

As expressões de C_t e C_n podem ser escritas como:

$$C_t = C_l \sin \alpha - C_d \cos \alpha \quad (6.10)$$

$$C_n = C_l \cos \alpha + C_d \sin \alpha \quad (6.11)$$

Onde:

C_l = Coeficiente de sustentação e C_d = coeficiente de arrasto.

As forças tangencial e normal podem ser definidas como:

$$F_t = C_t \frac{1}{2} \rho C H W^2 \quad (6.12)$$

$$F_n = C_n \frac{1}{2} \rho C H W^2 \quad (6.13)$$

Onde ρ é a densidade do ar, C é a corda da pá e H é a altura da turbina.

6.6.1.5 Cálculo do Torque

Uma vez que as forças normais e tangenciais foram representadas nas equações anteriores para qualquer posição, elas são consideradas como uma função do ângulo de azimuth θ . Assim, a força tangencial média F_{ta} na pá pode ser expressa como [6]:

$$F_{ta} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F_t(\theta) d\theta \quad (6.14)$$

O torque total (T) para N pás é obtido como:

$$T = N F_{ta} R \quad (6.15)$$

6.6.1.6 Potência de Saída

A potência total pode ser obtida como:

$$P = T \cdot \omega \quad (6.16)$$

A TEEV Darrieus de Pás Retas é mais simples de construir do que os outros modelos darrieus. Mas são menos eficientes e podem, às vezes, serem submetidas a grandes esforços para manter um ritmo constante de rotação.

6.6.2 Turbina Eólica Darrieus de Pás Curvadas (Troposkein)

A turbina eólica Darrieus de pás curvadas (Troposkein), Figura 38, é mais comum em turbinas de grande porte.



Figura 38 - Turbina Eólica Darrieus de Pás Curvadas (Troposkein) [7].

Foi constatado no início do desenvolvimento da TEEV Darrieus que a forma da pá era importante. G.J.M. Darrieus afirma em sua patente, de 1931, EUA, de uma TEEV, que cada pá deveria "ter uma curvatura na forma de uma corda de pular." Mais recentemente, no início dos anos 1970, o Conselho de Pesquisa Nacional do Canadá desenvolveu de forma independente o conceito de uma TEEV e observou que, sob a ação das forças centrífugas, uma lâmina perfeitamente flexível assume a forma aproximada de uma catenária. Isto não é preciso, no entanto, visto que uma catenária é formada por um cabo perfeitamente flexível de densidade uniforme e seção transversal pendurado livremente a partir de dois pontos. Uma vez que o cabo é rotacionado em torno de um eixo através das extremidades, a forma desvia-se da catenária e torna-se uma "Troposkein" [8]. A Figura 39 mostra uma comparação de uma Troposkein simétrica (gravidade desconsiderada) e uma catenária para uma pá de TEEV de densidade uniforme.

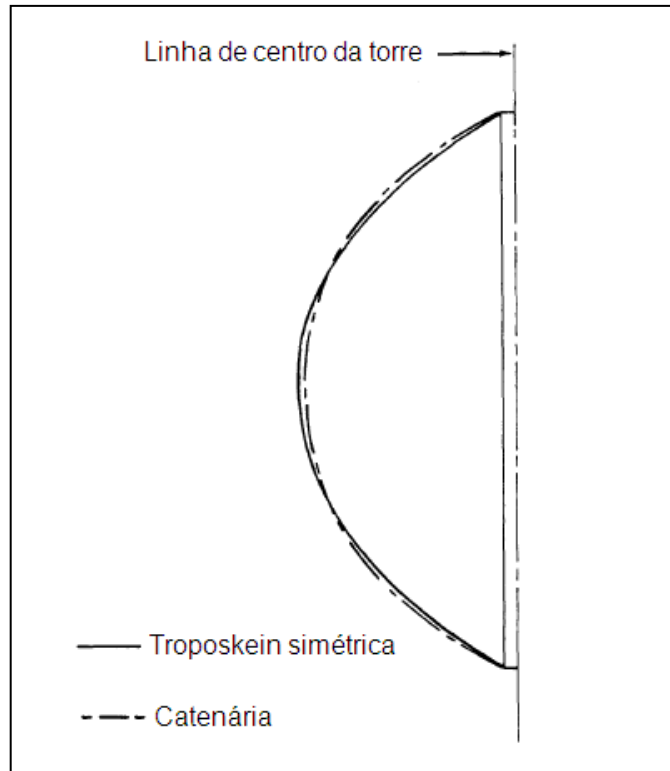


Figura 39 - Forma Troposkein simétrica vs. Catenária [8].

Em 1974, Blackwell e Reis, no relatório ‘Forma da pá para um tipo Troposkein de TEEV’, definiram o termo Troposkein como ‘a forma assumida por um cabo perfeitamente flexível de densidade uniforme e seção transversal se suas extremidades estão ligadas por dois pontos sobre um eixo vertical e são em seguida centrifugadas à velocidade angular constante sobre o mesmo eixo vertical’. Uma vez que a pá da TEEV não é perfeitamente flexível, ela deve ser dobrada ou conformada, tanto quanto possível, para o formato que se tomaria durante a rotação se fosse flexível, minimizando assim as tensões perpendiculares de flexão. Blackwell e Reis desenvolveram as equações que, geometricamente, descrevem uma forma Troposkein para uma pá de densidade uniforme. As equações foram desenvolvidas considerando-se apenas metade da pá, e os efeitos da gravidade foram negligenciados na solução, assim, as troposkeins resultantes eram simétricas. Esta foi uma boa aproximação para alta rotação e turbinas de pequeno diâmetro.

6.6.3 Turbina Eólica Darrieus Helicoidal

Muitos projetos diferentes de turbinas eólicas foram criados ao longo dos anos em um esforço para capturar de forma mais eficaz a energia dos ventos, e pesquisas e desenvolvimentos continuam a afinar esses conceitos. Um projeto que ganhou muita popularidade recentemente nos mercados residencial e urbano é o da Turbina Darrieus Helicoidal, que é uma turbina com pás em forma de hélice Figura 41.



Figura 41 - Turbina Eólica Darrieus Helicoidal [7].

Como um desenvolvimento evolutivo da turbina Darrieus, uma turbina criada pelo engenheiro aeronáutico francês Georges Jean Marie Darrieus em 1927, a turbina eólica helicoidal possui três lâminas de aerofólios que têm uma torção helicoidal de aproximadamente 60 graus.

Enquanto o modelo Darrieus era um conceito revolucionário de seu tempo, tem sido descobertas muitas falhas de engenharia no projeto desde então, as quais criaram uma centelha nos engenhos de engenharia que pegam carona no projeto original. A turbina eólica helicoidal é um dos conceitos de design mais bem-sucedidos que realmente decolou nas áreas urbanas e residenciais. Isso porque esta turbina ainda tem o poder de transformar a energia eólica a partir de ventos de velocidade relativamente baixa, que estão presentes em um ambiente urbano.

Há muitas vantagens para as turbinas eólicas helicoidais. A primeira grande vantagem é que elas são muito mais silenciosas do que as turbinas constituídas de pás retas, porque têm velocidades mais lentas ao longo das pontas da pá. Isto permite que estas turbinas sejam colocadas em áreas residenciais uma vez que são muito silenciosas durante a operação.

Uma grande desvantagem para o modelo inicial de turbina Darrieus é que, ao longo do tempo ou com ventos fortes, o eixo da turbina se dobraria danificando o mesmo. No entanto, com a turbina eólica helicoidal, este dano é evitado devido ao formato da turbina eólica helicoidal. Isso porque este formato exclusivo distribui o torque uniformemente por toda a revolução das pás e evita que esse dano ocorra. Outra razão da turbina eólica helicoidal está ganhando popularidade em áreas residenciais e urbanas é que elas só precisam de velocidades mínimas do vento para iniciar e operar a turbina. Elas também podem ser colocadas mais perto do chão e em telhados



Figura 42 - Turbina Eólica Darrieus Helicoidal montada no topo de um edifício [12].

Turbinas eólicas helicoidais também podem ser usadas em regiões onde existem ventos com velocidades elevadas. Turbinas convencionais muitas vezes precisam ser desligadas por motivos de segurança, se os ventos se tornam muito altos. Isto permite mais tempo de atividade para a turbina de vento helicoidal para gerar

eletricidade. Estas turbinas são também mais amigáveis ecologicamente. Houve casos em que as turbinas de pás convencionais foram relatadas por causar a morte de muitas aves e morcegos. No entanto, com a turbina eólica helicoidal, o perigo para a vida selvagem tem sido evitado.

Houve também uma quantidade razoável de tumulto das comunidades sobre turbinas de vento tradicionais por causa da estética da máquina atual. Estas turbinas têm que ser suficientemente elevadas para capturar o vento e, geralmente, são acopladas com várias máquinas. Comunidades têm argumentado que desvalorizam a propriedade circundante. No entanto, as turbinas eólicas helicoidais atuais são tão graciosas e elegantes que elas são literalmente usadas como obras de arte na frente de hotéis e shopping centers.

As turbinas eólicas helicoidais são indiscutivelmente mais agradáveis esteticamente; possuem alto-partida; o design helicoidal distribui o torque de forma mais uniforme, reduzindo o efeito de pulsação; têm baixa vibração e ruído e o projeto helicoidal contribui para redução da carga axial nos rolamentos.

A única desvantagem deste modelo de turbina eólica em relação as turbinas de pás tradicionais é sua maior complexidade de projeto e fabricação devido ao seu design em forma de hélice.

6.6.4 Turbina Eólica Savonius

Inventada pelo finlandês Sigurd Savonius em 1929, a turbina Savonius é uma TEEV com propulsão a arrasto que se baseia na rotação de superfícies côncavas que fazem a captação do vento.

A ausência de aerofólios faz com que a turbina Savonius seja uma máquina muito simples de construir e evita uma manutenção mais complexa. Além disso, permitindo o fluxo de ar através de uma cavidade que permite conectar as duas pás resultaria numa diminuição da turbulência e do atrito. É por causa deste mecanismo que uma turbina Savonius é capaz de desenvolver alto torque de partida, em velocidades de vento muito baixas, e também é capaz de corresponder durante ventos muito fortes.

No entanto, como um efeito colateral disso, a velocidade de rotação da turbina é limitada pela do vento de entrada. O rotor Savonius tem uma baixa eficiência em relação aos rotores baseados no princípio de sustentação, o coeficiente máximo de energia que pode ser alcançado é de aproximadamente 0,2.

O rotor savonius é considerado ser uma máquina de arrasto, no entanto, em um ângulo de ataque baixo, a força de sustentação também contribui para geração de potência. Assim, o rotor savonius não é uma máquina puramente de arrasto.

6.6.4.1 Turbina Eólica Savonius Convencional

A forma convencional do rotor Savonius tem uma seção transversal em forma de S, com duas pás semicirculares e uma ligeira sobreposição entre elas Figura 43.



Figura 43 - Turbina eólica savonius convencional [13].

É simples na estrutura, tem boas características de partida, e opera a velocidades relativamente baixas. A sua eficiência aerodinâmica é menor do que a de outros tipos de turbinas eólicas tais como Darrieus e rotores de hélice. Embora os rotores convencionais Savonius tenham eficiência aerodinâmica baixa, eles têm um elevado binário de partida ou elevado coeficiente de torque estático. Devido a isso eles são usados em partidas de outros tipos de turbinas eólicas que têm mais baixos torques

de partida. Embora o binário de arranque seja elevado, não é uniforme em todos os ângulos do rotor. Em determinados ângulos do rotor, os rotores savonius convencionais não podem iniciar por conta própria, pois o coeficiente de torque estático é negativo.

A literatura sugere que rotores savonius convencionais de dois e três estágios poderiam superar este problema de torque negativo. No entanto, com o aumento do número de estágios, o coeficiente máximo de potência diminui conforme relatado por Kamoji et al. e Hayashi et al. O uso de três pás num rotor de um estágio, com cada pá defasada de 120° também reduz a variação de torque em um ciclo do rotor, mas o coeficiente de potência diminui conforme relatado por Shankar e Sheldahl et al. Uma forma de contornar esse problema sem prejudicar o desempenho do rotor é utilizar um rotor helicoidal, esse conceito será visto mais adiante.

Uma representação vetorial das componentes da força que atua no rotor Savonius é mostrada na Figura 44. Embora os vetores não estejam em escala, eles destacam as forças de elevação e arraste, e as forças resultantes normais e tangenciais que surgem durante a operação da turbina.

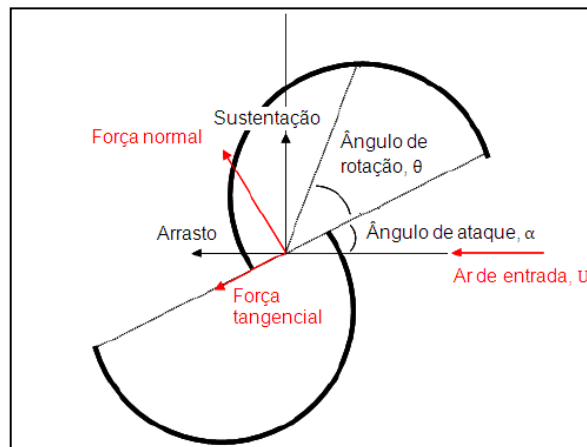


Figura 44 - Representação vetorial das forças relevantes no rotor Savonius [7].

Vários projetos de rotor Savonius têm sido pesquisados e testados, a fim de melhorar o desempenho e aumentar a eficiência do rotor. As principais áreas de pesquisa que já se depararam estão relacionadas ao perfil, à orientação e ao número de pás.

A turbina Savonius possui um torque de partida médio ou alto. É usada para bombeamento e moagem devido à baixa velocidade do rotor. Por meio da regulação da passagem de ar entre as pás, possibilita-se o controle de torque destas máquinas. Usa-se um rotor que não é estritamente de arraste, mas tem a característica de pá com grande área para interceptar o vento. Sendo assim, há mais material e, conseqüentemente, mais problemas com a força do vento para grandes velocidades, o que provoca um momento que deve ser suportado pela pá e que deve ser absorvido na base da torre, mesmo com o rotor parado.

Quanto à eficiência do rotor, PARK (1981) afirma não alcançar 25%. MOORE (1976 apud MACEDO (1989) observou que o máximo de potência extraída em um túnel de vento foi de 27%, atribuindo este resultado, porém, a erros de medição. MACEDO (1989), no NERG (Núcleo de energia Eólica) em Campina Grande-Pb, obteve no seu experimento um rendimento um pouco acima dos 14%, o que permite se estabelecer para efeito de comparação um rendimento em torno de 15%).

Seu uso é indicado para pequenos sistemas de bombeamento de água, onde o custo final, em decorrência da simplicidade do sistema de transmissão e construção do rotor, pode compensar seu menor rendimento.

6.6.4.2 Turbina Eólica Savonius Helicoidal

Desde a invenção do rotor Savonius em forma de S, uma quantidade significativa de pesquisas também têm sido realizadas na tentativa de projetar novas formas para as pás, que podem ser mais eficientes do que o perfil semi-circular convencional. Vários pesquisadores, como Bach (1931), Benesh (1985) e Rahai (2005) patentearam projetos ligeiramente alterados do perfil convencional e afirmaram ter essas características superiores, incluindo os maiores coeficientes de potência e torque.

Muitas pesquisas têm sido realizadas sobre o conceito de pás helicoidais, onde em vez de as pás serem colocadas de forma perpendicular ao chão, elas são colocadas em ângulo Figura 45. Isto tem sido reivindicado para melhorar as habilidades de auto-partida do rotor, entre outras vantagens. No entanto, também foi alegado que

um resultado semelhante pode ser alcançado através do empilhamento de vários rotores menores, uns em cima dos outros.



Figura 45 - Turbina eólica savonius helicoidal [14].

Outros conceitos que foram sendo propostos durante a fase de investigação incluem as palhetas guias, que foram testadas por Hayashi e Hara (2005), e têm sido reivindicadas para aumentar o coeficiente de torque estático do rotor, e pás de aerofólio, que foram testadas por Grinspan et al (2001), mas mostrou-se bastante ineficaz.

A seguir são apresentadas vantagens e desvantagens do rotor savonius em relação aos demais rotores de eixo vertical.

6.6.4.3 Vantagens e Desvantagens do Rotor Savonius

A grande variedade de alternativas ao projeto é uma das principais vantagens do uso de uma turbina Savonius. Abaixo são listadas mais vantagens desse tipo de turbina.

- Baixo custo de construção e pouca complexidade;

- Baixa velocidade angular de operação, que reduz o desgaste das partes móveis da máquina e reduz a poluição sonora;
- Capacidade de desenvolver alto torque de partida, em velocidades de vento relativamente baixas;
- A possibilidade do uso de material alternativo na construção, como o uso de tonéis de metal já utilizados;
- A possibilidade de aplicação em outras formas de aproveitamento de energia, como em aproveitamentos hidrocínéticos, na extração de energia das marés, das ondas e de energia solar por meio de chaminés solares;
- Capacidade de operação durante ventos muito fortes.

O Rotor Savonius apresenta como desvantagens:

- Velocidade de rotação da turbina limitada pela velocidade do vento de entrada;
- Baixa eficiência em relação aos rotores baseados no princípio de sustentação;

6.6.5 Turbina Eólica Panemone

Um ‘moinho’ de vento panemone Figura 46 é um tipo de turbina eólica de eixo vertical. Ele tem um eixo rotativo posicionado verticalmente, enquanto que as pás para captura do vento movem-se paralelamente ao vento.

Historicamente, a máquina eólica mais antiga da qual se tem conhecimento foi feita pelos persas e tinha a concepção do modelo panemone, consistindo de uma ‘parede’, com fendas, em torno de um eixo vertical contendo de quatro a oito velas de tecido. Enquanto o vento ‘soprava’, as velas giravam em torno do eixo, que por sua vez era conectado a moedores de grãos ou a algum tipo de dispositivo de transporte de água (embora pouco se conheça dos detalhes reais de tais métodos).

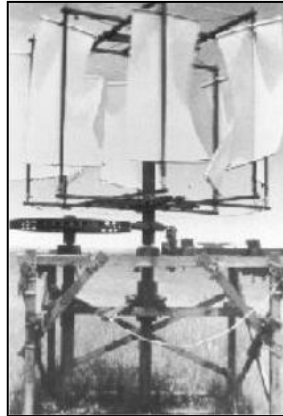


Figura 46 - Moinho de vento panemone [15].

As pás de uma turbina panemone são movidas pelo vento em círculo Figura 47 para girar o eixo de acionamento. Para conseguir isso, movem-se com o vento apenas quanto a um lado do círculo, e movem-se contra o vento, do outro lado. Para impedir que as pás se desloquem a partir do vento que estiver sendo soprado contra o movimento de giro do eixo, uma metade da turbina pode ser protegida, ou então as pás podem ser montadas de modo que elas possam mudar de lado em relação ao vento, quando o círculo movê-las contra o vento.

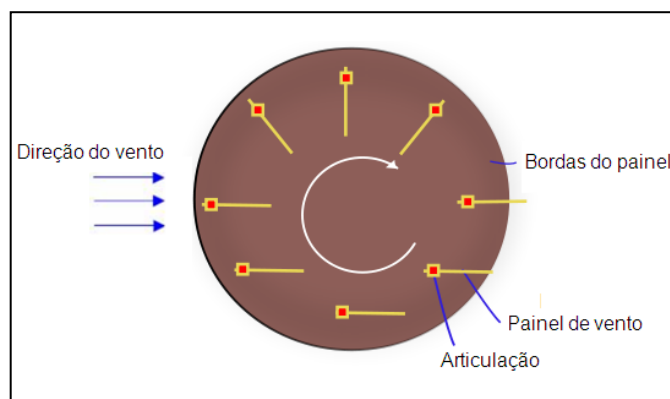


Figura 47 - Modo de operação da turbina panemone [7].

Dispositivos de captação do vento que dependem da força de arrasto atingem o seu máximo de eficiência se o coletor é empurrado no sentido de se afastar do vento. Como as pás eólicas não realizam nenhum trabalho ao retornarem para o lado do dispositivo contra o vento, o rotor no projeto panemone persa só pode captar a energia do vento em metade da área varrida pelas pás. A turbina panemone é um dos tipos menos eficientes de turbina eólica.

7 DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA PARA EDIFÍCIOS

Observando o funcionamento de uma instalação elétrica, seja ela residencial comercial ou industrial, constataremos que a potência elétrica consumida é variável a cada instante. Isso ocorre porque as diversas cargas que compõem essa instalação não estarão todas em funcionamento simultâneo. Então a potência total solicitada será função da quantidade de cargas em operação e da potência elétrica absorvida por cada uma delas.

O cálculo da demanda de um edifício de uso coletivo é um processo de aproximação e é, portanto, limitado, visto que se baseia em probabilidades e estatísticas locais.

Com a finalidade de dimensionar o ramal de entrada de energia de edifícios residenciais de uso coletivo, aplicaremos um critério específico desenvolvido pelo CODI – Comitê de Distribuição de Energia Elétrica para esse tipo de cálculo, (RTD) N° 027 de 08.03.90 que é adotado por várias concessionárias de energia com pequenas diferenciações.

A Demanda total será representada pela seguinte equação:

$$DT = 1,2. (D_{aptos} + D_{cond}) + E + F \quad (7.1)$$

Onde:

DT = Demanda Total do Edifício;

D_{aptos} = Demanda correspondente aos apartamentos;

D_{cond} = Demanda correspondente ao condomínio.

E = Demanda das cargas especiais (uso específico) aplicando-se o fator de demanda de 100%;

F = Demanda referente a lojas, escritórios e outros.

A demanda do condomínio corresponde à soma das demandas das cargas de iluminação de tomadas e de motores instalados nas áreas do respectivo condomínio. Aplicam-se os seguintes critérios:

Demanda referente à iluminação das áreas comuns (áreas do condomínio): aplicando os seguintes fatores de demanda - 100% para os primeiros 10 kW e 25% para as cargas acima de 10 kW.

Demanda referente às tomadas de corrente das áreas comuns (áreas do condomínio): aplicando o seguinte fator de demanda - 20% da carga total.

Para o cálculo da demanda do condomínio utiliza-se a seguinte equação:

$$D_{cond} = I_1 + 0,25.I_2 + 0,2.T + M \quad (7.2)$$

Onde:

D_{cond} : Demanda total correspondente ao condomínio (áreas comuns);

I_1 : Parcela da carga de iluminação do condomínio até 10 kW;

I_2 : Parcela da carga de iluminação do condomínio acima de 10 kW;

T : Carga total de tomadas do condomínio.

M : demanda total de motores do condomínio (tabelas)

Considerando o edifício com as seguintes características:

- 20 unidades com área útil de 200 m² cada um, distribuídos ao longo de 10 pavimentos.
- 1 unidade com 400 m² (cobertura) uma sauna com 6 kW e uma central de condicionamento de ar de 30000 BTU/h.

Condomínio:

- Iluminação: 15 kW;
- Tomadas de uso geral: 5 kW;
- 2 elevadores com potência unitária de 7,5 cv (trifásicos);
- 1 sauna de 10 kW;
- 2 condicionadores de ar com potência unitária de 10000 BTU/h;
- 1 chuveiro elétrico de 5000 W;

- 1 bomba de recalque de 5 cv (trifásica);
- 1 motor de 1 cv (monofásico);
- 2 motores de 2 cv (monofásicos).

Demanda dos apartamentos:

Número de apartamentos: 21

Média ponderada da área:

$$\frac{20 * 200 + 1 * 400}{21} = 209,52m^2$$

Aproxima-se para 210m².

Verificou-se que a demanda por apartamento é de 4,19 kVA e determina-se o fator para diversificação da carga em função do número de apartamentos: 18,04. A demanda dos apartamentos será:

$$D_{aptos} = 4,19 * 18,04 \quad (7.3)$$

$$D_{aptos} = 75,59 [kVA]$$

Para o apartamento de cobertura, ainda temos:

Sauna: $1 \times 6000 \times 1 = 6000 \text{ VA}$ (FP=1 e FD=1)

Central de condicionamento de ar:

$$1 \times 3600 / (0,9 \times 0,85) = 4706 \text{ VA}$$

(onde: FP=0,9; μ =0,85; fator de demanda= 100%)

Demanda geral dos apartamentos:

$$D_{aptos} = 75,59 + 6 + 4,71 \quad (7.4)$$

$$D_{aptos} = 86,3 [kVA]$$

Demanda do condomínio:

Iluminação: 100% para os primeiros 10kW e 25% para o restante:

$$10 \text{ kW} + 1,25\text{kW} = 11,25 \text{ kW}/0,92 = 12,29 \text{ kVA} \quad (7.5)$$

Tomadas: 20% da carga total: $0,20 \cdot 5 \text{ kW} = 1 \text{ kW}/0,92 = 1,09 \text{ kVA}$

Condicionadores de ar: $2 \cdot 1650 \cdot 1 = 3300 \text{ VA}$

Motores:

$$2 \text{ de } 7,5 \text{ cv} = 12,98$$

$$1 \text{ de } 5 \text{ cv} = 6,02$$

$$1 \text{ de } 1 \text{ cv} = 1,56$$

$$2 \text{ de } 2 \text{ cv} = 4,45$$

$$\text{Total} = 25,01 \text{ kVA}$$

$$\text{Sauna} : 1 \cdot 10 \cdot 1 \text{ kW} = 10 \text{ kW}$$

$$\text{Chuveiro: } 1 \cdot 5000 \cdot 1 \text{ kW} = 5 \text{ kW}$$

Demanda total do condomínio:

$$D_{\text{cond}} = 12,29 \text{ kVA} + 1,09 \text{ kVA} + 25,01 \text{ kVA} + 3,3 \text{ kVA} + 10 + 5 \quad (7.6)$$

$$D_{\text{cond}} = 56,69 \text{ kVA}$$

Demanda total:

$$DT = D_{\text{cond}} + D_{\text{apto}} \quad (7.7)$$

$$DT = 56,69 + 86,3$$

$$DT = 142,99 \text{ [kVA]}$$

A turbina que será dimensionada atenderá uma potência de 182 W, conforme os cálculos abaixo:

$$P_{turbina} = \eta_{MR} N \cdot \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho_{ar} \cdot A \cdot U_{\infty}^3 \quad (7.8)$$

Sendo $\rho_{ar} = 1,16 \text{ [kg/m}^3\text{]} @ 20 \text{ [}^\circ\text{C]}$ e η_{MR} (rendimento do moto-redutor), temos:

$$P_{turbina} = 0,95 * 3 * \frac{1}{2} * 0,34 * 1,16 * 0,3 * 2 * 8^3$$

$$P_{turbina} = 172,9 \text{ [W]}$$

Para a situação em que a energia produzida pela turbina eólica não estiver sendo consumida pela iluminação, esta energia será fornecida a rede por meio de um inversor de frequência. Desta forma, a turbina eólica será responsável pelo fornecimento de 5% da iluminação do edifício (energia vendida à rede ou usada para iluminação), conforme os cálculos abaixo:

$$E_{gerada} = P_{turbina} * t \quad (7.9)$$

$$E_{gerada} = 172,9 * 24 * 3600$$

$$E_{gerada} = 14939 \text{ [kJ/dia]}$$

Energia consumida pela iluminação do edifício:

$$E_{consumida} = P_{iluminação} * t \quad (7.10)$$

$$E_{consumida} = 15 \cdot 10^3 * 6 * 3600$$

$$E_{consumida} = 324000 \text{ [kJ/dia]}$$

Porcentagem (P) da energia de iluminação fornecida pela turbina eólica Darrieus:

$$\%_{ilum} = \frac{E_{gerada}}{E_{consumida}} * 100 \quad (7.11)$$

$$\%_{ilum} = \frac{14939}{324000} * 100 \leftrightarrow \%_{ilum} \cong 5\%$$

8 DIMENSIONAMENTO DA TURBINA

O grande desafio dos projetos de turbinas eólicas para aplicações em edifícios é a dificuldade de atender aos requisitos necessários para uma operação segura e confiável em ambientes que estejam sujeitos constantemente à oscilação de ventos e elevada turbulência.

Pensando nisso, decidimos dimensionar uma turbina eólica Darrieus, pois a mesma apresenta características, como citadas no item 6.5, desejáveis a esse tipo de aplicação.

Os cálculos para o dimensionamento da turbina eólica foram realizados de forma iterativa de forma a atender as dimensões que atendessem aos requisitos de resistência e segurança da estrutura.

8.1 Dimensionamento da Pá

O perfil NACA 0018 é um perfil aerodinâmico da série NACA (*National Advisory Committee for Aeronautics*). Os aerofólios NACA são descritos através dos dígitos localizados após a palavra NACA. Os parâmetros previstos nos dígitos são inseridos em fórmulas matemáticas de modo a determinar a geometria do perfil e determinar as suas propriedades.

Para os perfis NACA 4 dígitos, o primeiro dígito representa o *camber* (medida da assimetria entre as curvas do intradorso e do extradorso do aerofólio) máximo com o percentual da corda do perfil. O segundo dígito representa a posição do *camber* máximo do perfil em termos de múltiplos de dez da corda do aerofólio medido a partir do bordo do perfil. Os dois últimos dígitos representam a espessura máxima do perfil medido em termos de percentual da corda.

Para o perfil NACA 0018, significa dizer que o perfil é simétrico em relação à corda, *camber* nulo e com espessura máxima de 18% da corda do perfil localizada a $\frac{1}{4}$ da corda a partir do bordo de ataque.

O diferencial do perfil NACA 0018 em relação aos demais perfis simétricos NACA, é o fato de proporcionar baixo ruído, que é fundamental para aplicação de turbinas eólicas em edifícios.

Para dimensionar a pá utilizamos a condição menos favorável de aplicação da turbina eólica. Com base em pesquisas meteorológicas do estado do Espírito Santo, constatamos que em épocas de tempestade (não muito frequente) os ventos atingem velocidades próximas de 100 km/h. Para manter um nível de segurança, utilizaremos esse dado para o dimensionamento da pá.

Optamos por utilizar uma turbina de tamanho médio, pois não é viável e nem comum instalações de turbinas eólicas de tamanho elevado em edifícios. Caso uma turbina não seja suficiente para a demanda desejada, será utilizada mais de uma turbina no mesmo edifício de estudo. Com base nestas premissas e das relações entre os parâmetros de um perfil NACA 0018, definimos as dimensões, conforme a figura 48.

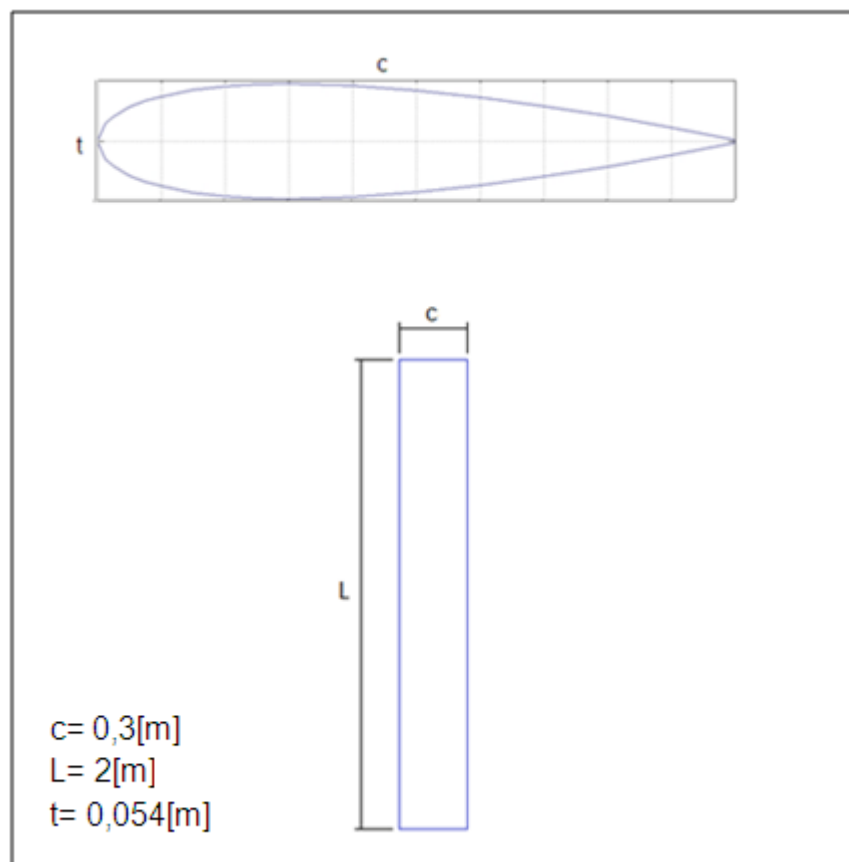


Figura 48 – Perfil da pá da TEEV Darrieus.

A força centrífuga é a força mais relevante dentre todas as forças atuantes na turbina, principalmente devido a baixa densidade do ar, que é o fluido que exerce pressão sobre as pás da turbina. Para determinar a força centrífuga é necessário conhecer a velocidade de ponta (λ), que é obtida através do parâmetro coeficiente de potência da turbina (C_p), que está relacionado a velocidade do vento (V_∞), conforme o gráfico (1).

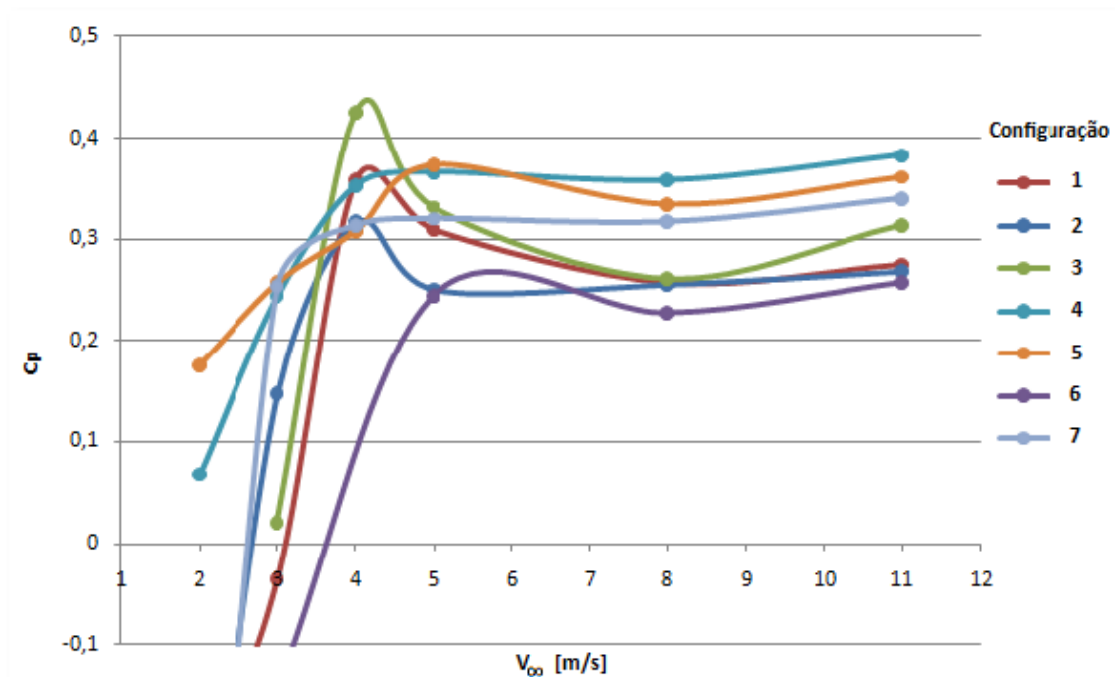


Gráfico 1 - Coeficiente de potência da turbina em função da velocidade do vento para a configuração 5 - NACA 0018 [26].

O coeficiente de potência apresentado no gráfico 1, pode ser utilizado também para uma turbina eólica vertical Darrieus com 3 pás e perfil simétrico NACA 0018. Desta forma, ao analisar o gráfico, o valor de C_p a partir da velocidade de 5 m/s se aproxima de 0,34. A velocidade de ponta (λ) é obtida através do gráfico 2.

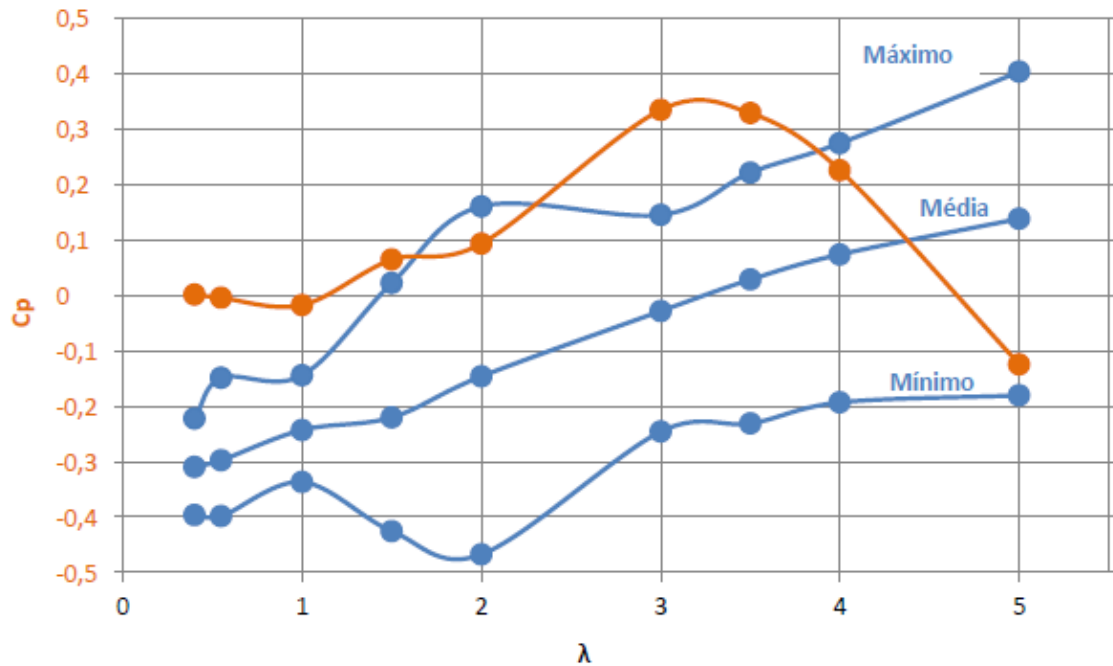


Gráfico 2 - Coeficiente de potência da turbina em função da velocidade de ponta para a configuração 5 - NACA 0018 [26].

Ao analisar o gráfico, o valor de $C_p=0,34$ fornece um valor de λ igual 3,5. Assim, podemos calcular a velocidade da turbina:

$$\lambda = \frac{V_t}{V_\infty} \quad (8.1)$$

$$V_t = 3,5 * 30$$

$$V_t = 105[m/s] \quad (8.2)$$

Cálculo da força centrífuga

$$F_{cf} = m * a_{cf} \quad (8.3)$$

Onde:

$$m = \rho * A * L \quad (8.4)$$

$$a_{cf} = \frac{V_t^2}{R} \quad (8.5)$$

Substituindo (8.4) e (8.5) em (8.3), temos:

$$F_{cf} = \rho * A * L * \frac{V_t^2}{R} \quad (8.6)$$

Assim, obtemos o carregamento w na pá:

$$w = \frac{F_{cf}}{L} \quad (8.7)$$

Onde:

m : Massa da pá;

V_t : Velocidade da turbina;

R : Raio da turbina;

ρ : Densidade do compósito de fibra de vidros com matriz polimérica;

A = Área da seção da pá;

L = Comprimento da pá;

F_{cf} = Força centrífuga;

a_{cf} = Aceleração centrífuga;

w = Carregamento distribuído na pá.

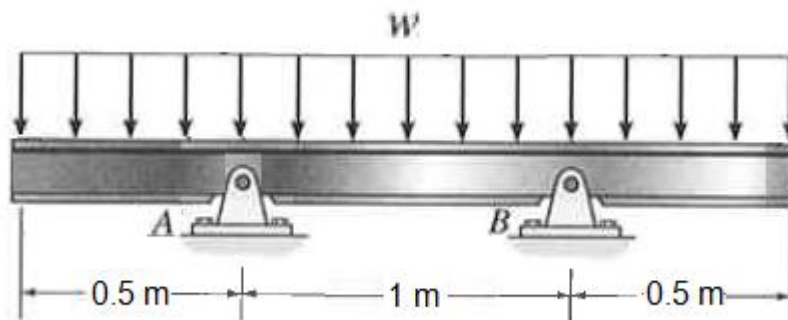


Figura 49 - Carregamento distribuído na pá.

Como a haste da turbina não oferece rigidez suficiente para o engaste da pá supomos que a pá é apoiada por pinos. Para determinar a espessura de material resistente da pá é necessário determinar a tensão de flexão máxima provocada pela carga distribuída atuando na pá devido à força centrífuga.

$$\sigma = \frac{M*y}{I} \quad (8.8)$$

Seguem os cálculos para determinar o diagrama da força cortante e do momento fletor momento máximo:

$$\Sigma F_y = 0$$

$$Ry_A + Ry_B = w * L \quad (8.9)$$

$$\Sigma M_A = 0$$

$$-w * L * \frac{1}{2} + Ry_B * 1 = 0$$

$$Ry_B = \frac{1}{2} * w * L \quad (8.10)$$

Substituindo (8.10) em (8.9), temos:

$$Ry_A = \frac{1}{2} * w * L \quad (8.11)$$

Encontradas as reações nos apoios das pás, determinaremos o momento máximo e o esforço cortante atuante nas pás:

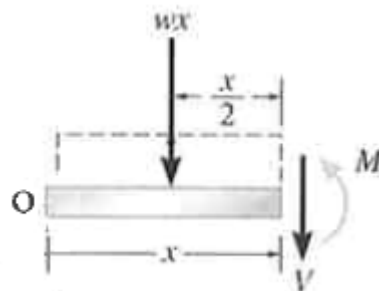


Figura 50 - Esforços na pá para $0 < x < 0,5$ [m].

Para $0m \leq x \leq 0,5m$:

$$\Sigma F_y = 0$$

$$-w * x - v = 0$$

$$v = -w * x \quad (8.12)$$

$$\Sigma M_o = 0$$

$$-w * x * \left(\frac{x}{2}\right) + v * x + M = 0$$

Substituindo (8.12) na equação acima, temos:

$$M = \frac{-wx^2}{2} \quad (8.13)$$

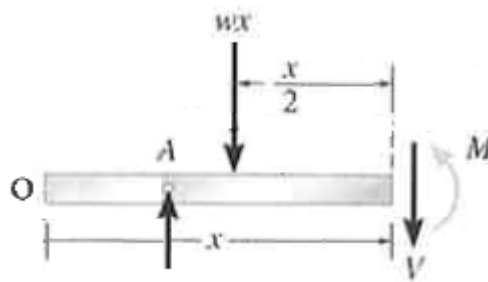


Figura 51 - Esforços na pá para $0,5 < x < 1,5$ [m].

Para $0,5m \leq x \leq 1,5m$:

$$\Sigma F_y = 0$$

$$Ry_A - w * x - v = 0$$

Substituindo (8.11) na equação acima, temos:

$$v = -w * x + \frac{w*L}{2} \quad (8.14)$$

$$\Sigma M_o = 0$$

$$Ry_A * 0,5 - w * x * \left(\frac{x}{2}\right) - v * x + M = 0$$

Substituindo (8.11) e (8.14) na equação acima, temos:

$$M = \frac{-wx^2}{2} + \frac{w * x * L}{2} - \frac{wL}{4} \quad (8.15)$$

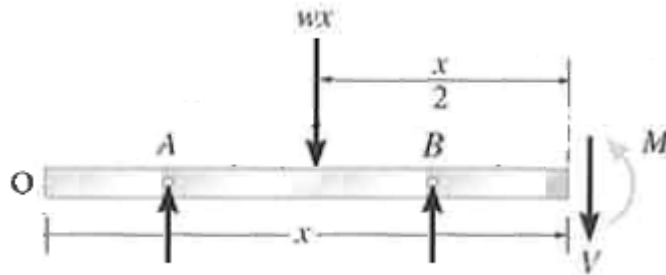


Figura 52 - Esforços na pá para $1,5 < x < 2,0$ [m].

Para $1,5m \leq x \leq 2,0m$:

$$\Sigma F_y = 0$$

$$Ry_A - w * x + Ry_B - v = 0$$

Substituindo (8.11) e (12) na equação acima, temos:

$$v = -w * x + w * L \quad (8.16)$$

$$\Sigma M_o = 0$$

$$Ry_A * 0,5 - w * x * \left(\frac{x}{2}\right) + Ry_B * 1,5 - v * x + M = 0$$

Substituindo (8.10), (8.11) e (8.16) na equação acima, temos:

$$M = \frac{-wx^2}{2} + w * L * x - w * L \quad (8.17)$$

Através das equações dos esforços cortantes e momentos fletores, obtemos os gráficos abaixo:

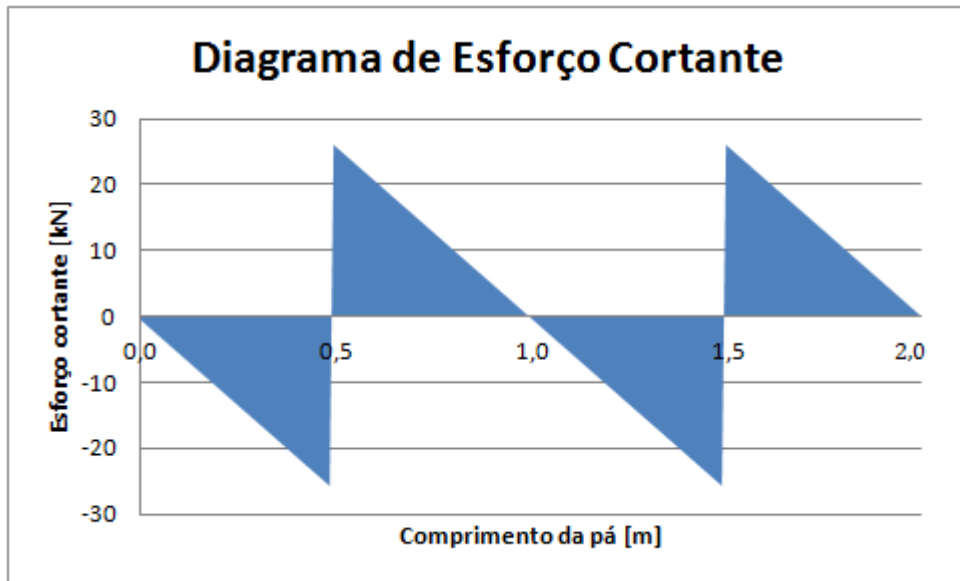


Gráfico 3 - Diagrama de esforço cortante na pá.

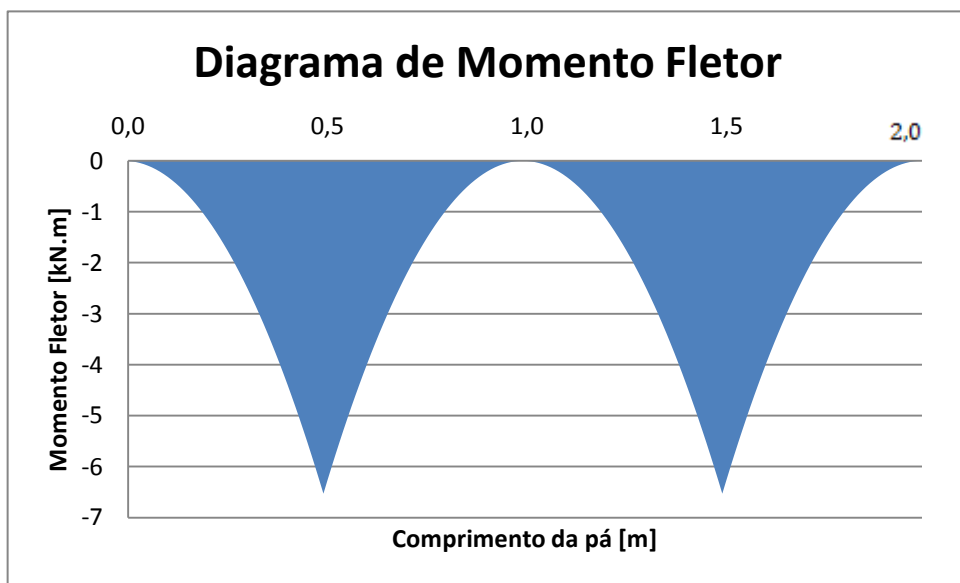


Gráfico 4 - Diagrama de momento fletor na pá.

Para uma carga distribuída em uma viga bi apoiada, o momento fletor máximo, que ocorre nos pontos de apoio da pá ($x=0,5\text{m}$ e $x=1,5\text{m}$), cujo valor obtido é dado pela seguinte equação:

$$M = \frac{w}{8} = \frac{V_t^2}{R} \frac{\rho \cdot A}{8} \quad (8.18)$$

Verificação da espessura do material resistente da pá:

Devido à complexidade geométrica do perfil da pá, foi utilizado o *software* AutoCad® para obtermos o momento de inércia (I) e a área da seção da pá. Após pesquisas, iniciamos o dimensionamento da pá com uma espessura de material resistente igual a 3mm e verificamos se esta espessura atendia aos requisitos de projeto.

Deste modo, encontramos:

$$A = 1,82 * 10^{-3} [m^2] \quad (8.19)$$

$$I = 6,32 * 10^{-7} [m^4] \quad (8.20)$$

Substituindo os resultados (8.19) e (8.20) em (8.4) e (8.8), obtemos:

$$m = \rho * A * L \quad (8.21)$$

$$\sigma = \frac{\frac{w * t}{82}}{I} \quad (8.22)$$

Com o objetivo de obter um material com alto índice de mérito (resistência/peso), selecionamos um compósito com fibras de vidro e matriz polimérica, que possui as seguintes propriedades:

$$\rho = 2,6 * 10^3 [kg/m^3]$$

$$\sigma_u = 3450 [MPa]$$

$$E = 72,4 [GPa]$$

Substituindo os parâmetros da pá na equação (8.22), encontramos a tensão normal máxima na pá igual a:

$$\sigma = 278,9 [MPa]$$

Comparando os resultados obtidos para o cálculo da tensão máxima na pá da turbina com as propriedades do material pré-selecionado, verificamos que além do

mesmo resistir aos esforços com uma espessura do material resistente de 3mm, podemos aplicar um fator de segurança de até 12, conforme a equação abaixo:

$$\sigma < \sigma_{adm} = \frac{\sigma_u}{FS}$$

$$278,9 * 10^6 < \frac{3450 * 10^6}{FS}$$

$$FS = 12$$

8.2 Dimensionamento da Estrutura de Sustentação da Pá

Para o dimensionamento da estrutura que liga as pás ao eixo foram consideradas as reações dos apoios das pás e o peso da estrutura. Os cálculos de resistência da estrutura serão feitos para um tubo de aço estrutural SAE 1020 conforme NBR 6591, com as seguintes propriedades e dimensões comerciais:

$$\sigma_{esc.} = 255[MPa];$$

$$\rho_{aço} = 7500 [kg/m^3];$$

$$\phi_{ext} = 1 \frac{3}{4} = 44,45[mm];$$

$$\phi_{int} = 35,95[mm].$$

Seguem os cálculos para determinar o diagrama do esforço cortante e do momento fletor máximo:

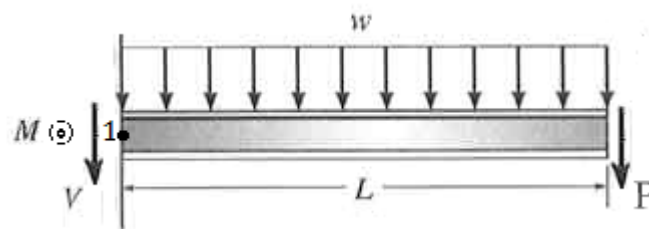


Figura 53 - Carregamento na estrutura de sustentação da pá.

$$P_{pá} = 46,6 \text{ [N]};$$

$$w = 41,35 \text{ [N/m]};$$

$$\Sigma F_y = 0$$

$$-P_{pá} - w * L = V \quad (8.23)$$

$$\Sigma M_O = 0$$

$$-w * L * \frac{L}{2} - P * L = M \quad (8.24)$$

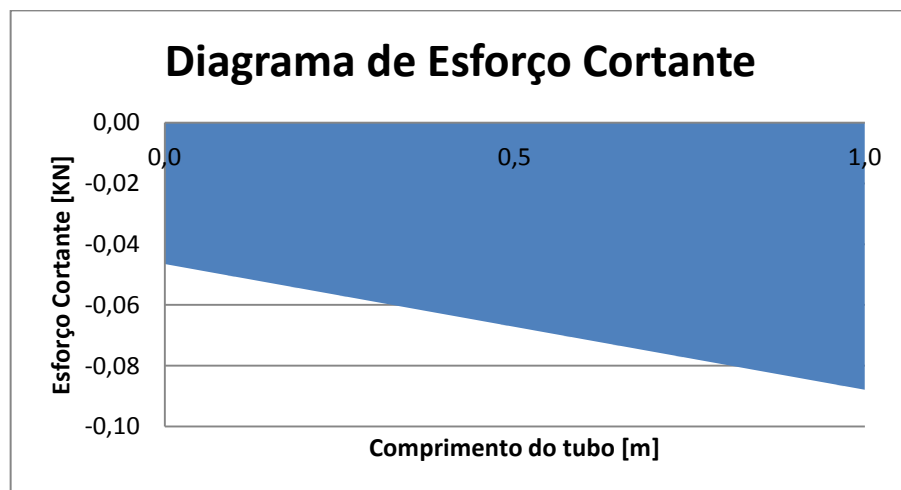


Gráfico 5 - Diagrama de esforço cortante no tubo.

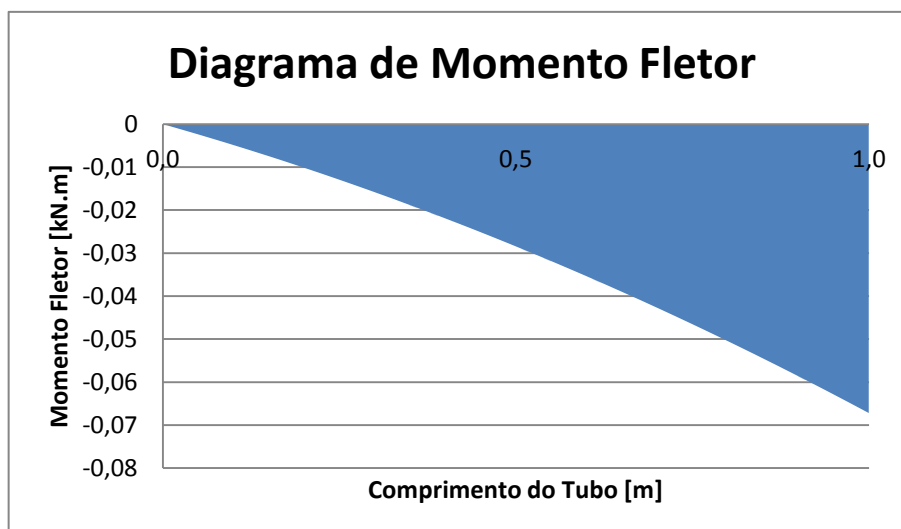


Gráfico 6 - Diagrama de momento fletor no tubo.

Ao analisar os gráficos acima, nota-se que para uma carga distribuída em uma viga engastada, o esforço cortante máximo e o momento fletor máximo ocorrem no ponto de apoio do tubo com o eixo, cujos valores são 87,85 [N] e 67,2 [N.m] para o esforço cortante e momento fletor, respectivamente.

Para determinar as tensões principais no centroide do tubo que interliga o eixo às pás da turbina, será necessário encontrar o torque aplicado na extremidade do tubo. O torque será encontrado através da potência e da rotação da turbina, conforme os cálculos abaixo:

$$P_{pá} = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho_{ar} \cdot A \cdot U_{\infty}^3 \quad (8.25)$$

Sendo $\rho_{ar} = 1,16 \text{ [kg/m}^3\text{]} @ 20 \text{ [}^\circ\text{C]}$, temos:

$$P_{pá} = \frac{1}{2} * 0,34 * 1,16 * 0,3 * 2 * 30^3$$

$$P_{pá} = 3195 \text{ [W]} \quad (8.26)$$

Da equação (8.2), podemos encontrar a rotação da turbina:

$$\omega_t = V_t / r$$

$$\omega_t = 105 / 1$$

$$\omega_t = 105 \text{ [rad/s]} \quad (8.27)$$

Utilizando as equações (8.24) e (8.25) para o cálculo do torque da turbina, temos:

$$T_{turbina} = P_{pá} / \omega_t$$

$$T_{turbina} = 3195 / 105$$

$$T_{turbina} \cong 31,0 \text{ [N.m]}$$

Cálculo das tensões aplicadas ao ponto 1:

$$\sigma_x = + \frac{Ry_A}{\frac{\pi}{4}(\phi_{ext}^2 - \phi_{int}^2)} + \frac{T_{turbina} * (\phi_{ext}/2)}{\frac{\pi}{64}(\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4)}$$

$$\sigma_x = + \frac{52200}{\frac{\pi}{4}(0,04445^2 - 0,03595^2)} + \frac{31 * (0,045/2)}{\frac{\pi}{64}(0,04445^4 - 0,03595^4)}$$

$$\sigma_x \cong 110 [MPa]$$

$$\tau_{xy} = \frac{4V}{3\pi} \left[\frac{\left(\frac{\phi_{ext}}{2}\right)^2 + \frac{\phi_{ext}}{2} * \frac{\phi_{int}}{2} + \left(\frac{\phi_{int}}{2}\right)^2}{\left(\frac{\phi_{ext}}{2}\right)^4 - \left(\frac{\phi_{int}}{2}\right)^4} \right]$$

$$\tau_{xy} = \frac{4 * 87,85}{3\pi} \left[\frac{\left(\frac{0,04445}{2}\right)^2 + \frac{0,04445}{2} * \frac{0,03595}{2} + \left(\frac{0,03595}{2}\right)^2}{\left(\frac{0,04445}{2}\right)^4 - \left(\frac{0,03595}{2}\right)^4} \right]$$

$$\tau_{xy} \cong 0,3 [MPa]$$

Cálculo das Tensões Principais:

$$\sigma_{I,II} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + (\tau_{xy})^2}$$

$$\sigma_{I,II} = \frac{110 * 10^6 + 0}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{110 * 10^6 - 0}{2}\right)^2 + (0,3 * 10^6)^2}$$

$$\sigma_I \cong 110 [MPa]$$

$$\sigma_{II} \cong -0,001 [MPa]$$

Utilizando a Teoria da Máxima Energia de Distorção de Von Misses, temos:

$$\sigma_I^2 - \sigma_I * \sigma_{II} + \sigma_{II}^2 = \sigma_{adm.}^2$$

$$\sigma_I^2 - \sigma_I * \sigma_{II} + \sigma_{II}^2 = \left(\frac{\sigma_{esc.}}{FS}\right)^2$$

$$(110 * 10^6)^2 - (110 * 10^6) * (-0,001 * 10^6) + (-0,001 * 10^6)^2 = \left(\frac{255 * 10^6}{FS} \right)^2$$

$$FS = 2$$

8.3 Dimensionamento do Eixo da Turbina

Para o dimensionamento do eixo da turbina, que tem por finalidade transmitir a potência o torque e rotação ao redutor, estão sujeitos aos esforços causados pelo carregamento resultante da força de arrasto gerado pelo vento, além dos esforços axiais causados pelo peso da estrutura da turbina.

Os cálculos para o dimensionamento do eixo serão feitos para um aço estrutural SAE 1020 conforme NBR 6591, com as seguintes propriedades e dimensões:

$$\sigma_{esc.} = 255[MPa];$$

$$\rho_{aço} = 7500 [kg/m^3];$$

$$\phi_{ext} = 100,0[mm];$$

$$\phi_{int} = 90,0[mm].$$

Cálculo do carregamento provocado pela força de arraste do vento:

$$w = \frac{F_{arraste}}{L_{eixo}}$$

$$w = \frac{\frac{1}{2} * c_d * \rho_{ar} * A * U_{\infty}^2}{L_{eixo}}$$

Para estabelecer o coeficiente de arraste, está sendo considerado o plano que passa axialmente pelo eixo da turbina. Desta forma, o coeficiente de arrasto estabelecido para um perfil plano é de 1,28.

$$w = \frac{\frac{1}{2} * 1,28 * 1,16 * 2^2 * 28^2}{2}$$

$$w = 1,4[kN/m] \quad (8.28)$$

$$\frac{F_{arrasto}}{N_{tubos} * \text{sen}(30^\circ)}$$

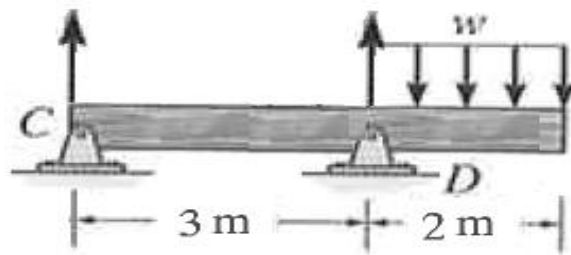


Figura 54 – Carregamento no do eixo da turbina.

$$\Sigma F_y = 0$$

$$R_{yC} + R_{yD} = 2 * 1,4 * 10^3 \quad (8.29)$$

$$\Sigma M_C = 0$$

$$R_{yD} * 3 - 2,8 * 10^3 = 0$$

$$R_{yD} = 3,73 [kN] \quad (8.30)$$

Substituindo (8.30) em (8.29), temos:

$$R_{yC} = -933,33 [N] \quad (8.31)$$

Para $0m \leq x \leq 3,0m$:

$$\Sigma F_y = 0$$

$$-933,33 - v = 0$$

$$v = -933,33 [N] \quad (8.32)$$

$$\Sigma M_o = 0$$

$$-v * x + M = 0$$

$$M = v * x$$

Substituindo (8.32) na equação acima, temos:

$$M = -933,33 * x \quad (8.33)$$

Para $3,0m \leq x \leq 4,0m$:

$$\Sigma F_y = 0$$

$$-933,33 + 3,73 * 10^3 - 1,4 * 10^3(x - 3) - v = 0$$

$$v = -1,4 * 10^3 * x + 6996,67 \quad (8.33)$$

$$\Sigma M_o = 0$$

$$3,73 * 10^3(3) - 1,4 * 10^3(x - 3) * \left(3 + \frac{x-3}{2}\right) - v * x + M = 0$$

Substituindo (8.33) na equação acima, temos:

$$M = -3,73 * 10^3(3) + 1,4 * 10^3(x - 3) * \left(3 + \frac{x-3}{2}\right) + (-1,4 * 10^3 * x + 6996,67) * x$$

$$M = -0,7 * 10^3 x^2 + 6996,67 * (x) - 17490 \quad (8.34)$$

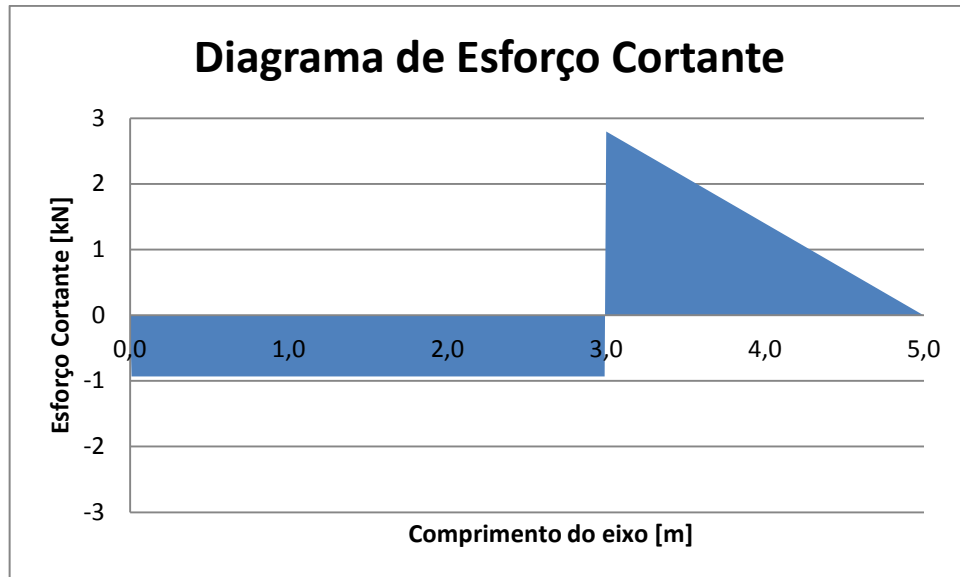


Gráfico 7 - Diagrama de esforço cortante no eixo.

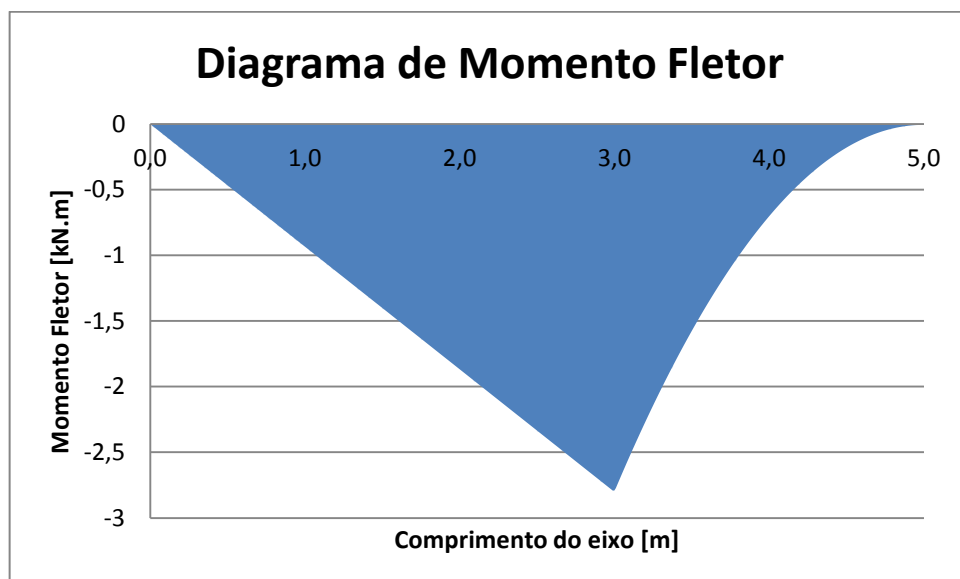


Gráfico 8 - Diagrama de momento fletor no eixo.

Ao analisar os gráficos acima, nota-se que para uma carga distribuída em uma viga bi-apoiada, o esforço cortante máximo e o momento fletor máximo ocorrem no ponto de apoio do quadripé, cujos valores são 2796,7 [N] e 2790,6 [N.m] para o esforço cortante e momento fletor, respectivamente.

Para determinar as tensões no eixo, será necessário encontrar a tensão cisalhante provocada pelo torque e esforço cortante causado pela incidência do vento na

turbina. Também será encontrada a tensão normal provocada pela compressão devido ao peso da estrutura e pela flexão devido a força de arrasto do vento.

$$\sigma_m = -\frac{P_{estrutura}}{\frac{\pi}{4}(\phi_{ext}^2 - \phi_{int}^2)} + \frac{M_f * (\phi_{ext}/2)}{\frac{\pi}{64}(\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4)}$$

$$\sigma_m = -\frac{2 * (N_{pás} * P_{pás} + N_{tubos} * P_{tubos}) + \rho_{aço} * \frac{\pi}{4}(\phi_{ext}^2 - \phi_{int}^2) * L_{eixo}}{\frac{\pi}{4}(\phi_{ext}^2 - \phi_{int}^2)} - \frac{M_f * (\phi_{ext}/2)}{\frac{\pi}{64}(\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4)}$$

$$\sigma_m = -\frac{3 * (2 * 46,5 + 2 * 41,35) + 7500\pi * \frac{\pi}{4}(0,1^2 - 0,09^2) * 5}{\frac{\pi}{4}(0,1^2 - 0,09^2)} - \frac{2790,6 * (0,1/2)}{\frac{\pi}{64}(0,1^4 - 0,09^4)}$$

$$\sigma_m \cong -83,3 [MPa]$$

$$\tau_m = \frac{4V}{3\pi} \left[\frac{\left(\frac{\phi_{ext}}{2}\right)^2 + \frac{\phi_{ext}}{2} * \frac{\phi_{int}}{2} + \left(\frac{\phi_{int}}{2}\right)^2}{\left(\frac{\phi_{ext}}{2}\right)^4 - \left(\frac{\phi_{int}}{2}\right)^4} \right] + \frac{T_{eixo} * (\phi_{ext}/2)}{\frac{\pi}{32}(\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4)}$$

$$\tau_m = \frac{4 * 2796,67}{3\pi} \left[\frac{\left(\frac{0,1}{2}\right)^2 + \frac{0,1}{2} * \frac{0,09}{2} + \left(\frac{0,09}{2}\right)^2}{\left(\frac{0,1}{2}\right)^4 - \left(\frac{0,09}{2}\right)^4} \right] + \frac{106 * (0,1/2)}{\frac{\pi}{32}(0,1^4 - 0,09^4)}$$

$$\tau_m \cong 5,1 [MPa]$$

Utilizando a Teoria da Máxima Distorção, temos:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_m^2 + 3 * \tau_m^2)} \leq \sigma_{adm}$$

$$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_m^2 + 3 * \tau_m^2)} \leq \frac{\sigma_{esc}}{FS}$$

$$\sqrt{(-83,3 * 10^6)^2 + 3 * (+5,1 * 10^6)^2} \leq \frac{255 * 10^6}{FS}$$

$$FS = 3$$

8.4 Dimensionamento do Quadripé

Para o dimensionamento do quadripé, que tem a função de dar a sustentação da turbina eólica. Desta forma, o quadripé está sujeito aos esforços de compressão devido ao peso da turbina e uma força na horizontal devido a força de arrasto gerado pelo vento. Os cálculos para a dimensão do quadripé serão feitos baseados na análise de flambagem.

Os cálculos para o dimensionamento do quadripé, com seção tubular, serão feitos para um aço estrutural SAE 1020 conforme NBR 6591, com as seguintes propriedades e dimensões:

$$\sigma_{esc.} = 255[MPa];$$

$$\rho_{aço} = 7500 [Kg/m^3];$$

$$\phi_{ext} = 1\frac{1}{4} = 31,75[mm] ;$$

$$\phi_{int} = 25,75[mm] ;$$

$$E = 200[GPa].$$

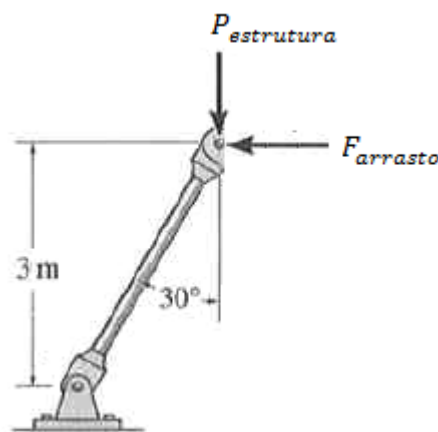


Figura 55 - Esforços na estrutura do quadripé.

Cálculo da força axial de compressão atuante no tubo:

$$F = \frac{P_{estrutura}}{N_{tubos} * \cos(30^\circ)} + \frac{F_{arrasto}}{N_{tubos} * \sin(30^\circ)}$$

$$F = \frac{P_{estrutura}}{N_{tubos} * \cos(30^\circ)} + \frac{\frac{1}{2} * c_d * \rho_{ar} * A * U_\infty^2}{N_{tubos} * \sin(30^\circ)}$$

$$F = \frac{2 * (N_{pás} * P_{pás} + N_{tubos} * P_{tubos}) + \rho_{aço} * \frac{\pi}{4} (\phi_{ext}^2 - \phi_{int}^2) * L_{eixo}}{N_{tubos} * \cos(30^\circ)} + \frac{\frac{1}{2} * c_d * \rho_{ar} * A * U_\infty^2}{N_{tubos} * \sin(30^\circ)}$$

$$F = \frac{3 * (2 * 46,5 + 2 * 41,35) + 7500 * \frac{\pi}{4} (0,1^2 - 0,09^2) * 5}{4 * \cos(30^\circ)} + \frac{\frac{1}{2} * 1,28 * 1,16 * 2^2 * 28^2}{4 * \sin(30^\circ)}$$

$$F \cong 1,3 [kN] \quad (8.35)$$

Cálculo da Força Crítica atuante em um tubo:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * E * I}{(KL)^2}$$

Considerando o tubo bi-apoiado, temos K=1.

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * E * \frac{\pi}{64} (\phi_{ext}^4 - \phi_{int}^4)}{(KL)^2}$$

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * 200 * 10^9 * \frac{\pi}{64} (0,03175^4 - 0,02575^4)}{\left(1 * \frac{3}{\cos(30^\circ)}\right)^2}$$

$$P_{cr} \cong 4,7 [kN] \quad (8.36)$$

$$FS = \frac{P_{cr}}{F}$$

Substituindo as equações (8.35) e (8.36) na equação acima, temos:

$$FS = \frac{4,7 * 10^3}{1,3 * 10^3}$$

$$FS = 3,6$$

Cálculo do esforço no pé no quadripé:

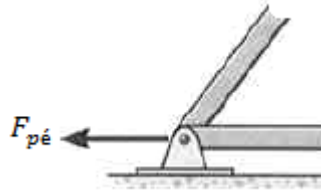


Figura 56 - Esforços na base do quadripé.

$$F_{pé} = F * \cos(60^\circ) * \cos(45^\circ) \quad (8.37)$$

Substituindo (8.35) em (8.37), temos:

$$F_{pé} = 1,3 * 10^3 * \cos(60^\circ) * \cos(45^\circ)$$

$$F_{pé} \cong 459,6[N] \quad (8.39)$$

$$\sigma_{pé} = \frac{F_{pé}}{\frac{\pi}{4}(\phi_{ext}^2 - \phi_{int}^2)}$$

Substituindo (8.39) na equação acima, temos:

$$\sigma_{pé} = \frac{459,6}{\frac{\pi}{4}(0,03175^2 - 0,02575^2)}$$

$$\sigma_{pé} \cong 1,7 [MPa]$$

8.5 Seleção dos Principais Componentes e Equipamentos da TEEV Darrieus

8.5.1 Seleção do Rolamento

Tipo de rolamento escolhido: fixo de esferas com vedação.

Justificativa: Menor custo, a vedação fornece proteção contra intempéries e contaminantes.

Esforços atuantes no rolamento:

$$F_{\text{axial}}=590 \text{ [N]}$$

$$F_{\text{radial}}=2800 \text{ [N]}$$

Escolha do rolamento para diâmetro do eixo de 100mm: Modelo: NSK 6020VV

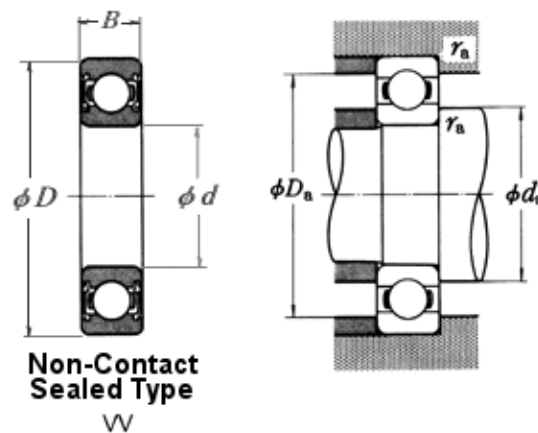


Figura 57 – Rolamento fixo de esferas.

Tabela 1- Dados do Rolamento.

Dimensões externas [mm]				Cargas básicas [N]		Fator	Rotação limite [rpm]	Dimensões do cubo [mm]				Massa
d	D	B	r	C _r	C _{0r}	f ₀	Graxa	d _{a,min}	d _{a,max}	D _a	r _a	[Kg]
100	150	24	1,5	60000	54000	15,9	4300	108	112,5	142	1,5	1,29

$$\frac{f_0 F_a}{C_{0r}} = \frac{15,9 \times 590}{54000} = 0,1737 \rightarrow e = 0,19 \rightarrow \frac{F_a}{F_r} = 0,21 > e$$

$$X = 0,56; Y = 2,30$$

Carga dinâmica equivalente:

$$P = X \cdot F_r + Y \cdot F_a = 0,56 \times 2800 + 2,3 \times 590 \rightarrow \boxed{P = 2925 \text{ [N]}}$$

Carga estática equivalente:

$$\boxed{P_0 = 2800 \text{ [N]}}$$

Vida nominal:

$$L_{na} = a_1 a_2 a_3 L_{10}$$

$$a_1 = 1,00 \text{ (coeficiente de confiabilidade 90\%)}$$

$$a_2 = 1,00 \text{ (coeficiente do material)}$$

$$a_3 = 0,50 \text{ (coeficiente de condições de uso)}$$

$$L_{10} = \left(\frac{C}{P}\right)^3 = \left(\frac{60000}{2925}\right)^3 = 8631$$

$$L_{na} = (1,00)(1,00)(0,50)(8631) \rightarrow L_{na} = 4316$$

$$L_h = \frac{10^6}{60n} L_{na} = \frac{10^6}{60 \times 270} 4316 \rightarrow \boxed{L_h = 266400 \text{ [horas]}} \text{ ok!}$$

8.5.2 Seleção do Moto-Redutor

Para seleção do conjunto moto-redutor foram avaliados a rotação e o torque máximo admissível. Para a rotação, foi selecionada uma ampliação de forma que a rotação nominal de saída fosse próxima da rotação nominal do motor, para que seja considerada a mesma eficiência do motor e poder, assim, estimar a taxa de geração de energia.

O Torque máximo calculado, para uma situação de tempestade, é de 91,3 [N.m] que, com rotação de 105 [rad/s], oferece uma potência de 9586,5 [W] ou 13,03 [CV] na entrada do multiplicador (ou saída do redutor) e de 1514,45 [W] ou 2,06 [CV] na saída do multiplicador (ou entrada do redutor).

A rotação nominal da turbina é de 28 [rad/s] (267,8 RPM) e deve ser multiplicada por 6,35 para obter a rotação de 1700 RPM. Dessa forma, foi selecionada a redução de 5,67, menor do que a ideal, pelo motivo de que em situação de tempestade, o conjunto motor/redutor estará operando a 105 rad/s (5700 RPM na entrada do

motor) muito acima da rotação nominal. Assim, foi selecionado o moto-redutor com potência máxima admissível na entrada de 3 [CV] (2208 W) GA71 com redução de 5,67. As configurações do conjunto moto-redutor são descritas em [28].

9 CONCLUSÃO

O trabalho desenvolvido permitiu uma profunda compreensão do tema estudado, tendo-se retirado as seguintes conclusões:

- Ao comparar a energia gerada pela turbina eólica, dimensionada como exemplo neste trabalho, com a energia consumida pela iluminação do condomínio, verificamos que é possível atender aproximadamente 5% da demanda de iluminação.
- Para a turbina dimensionada a potência obtida foi relativamente baixa comparada a turbinas horizontais. No entanto, uma forma de aumentar a potência da turbina sem alterar as outras características construtivas é aumentar o comprimento da corda da pá. Dobrando-se esse comprimento, a potência da turbina seria dobrada (eq. 7.8).

10 SUGESTÕES DE FUTUROS TRABALHOS

Este trabalho permitiu uma maior sensibilidade para as questões inerentes ao desenvolvimento de TEEV's. Sendo um conceito relativamente pouco estudado, existem várias áreas onde será do maior proveito um estudo mais aprofundado, facilmente integrável em trabalhos de graduação ou mestrado. O forte crescimento do setor da energia eólica e, em particular, o esperado desenvolvimento da micro-geração, tornará estas áreas de estudo de grande interesse, promovendo uma grande visibilidade dos estudos efetuados e respectivos centros de investigação. Alguns dos trabalhos possíveis para desenvolvimento são:

- Estudo dos modelos existentes para a previsão do comportamento de TEEV's.
- Desenvolvimento de uma bancada de testes para TEEV's.
- Estudo de modelos de fadiga e ensaios não-destrutivos para aplicação em turbinas eólicas.
- Comparação de TEEV's e TEEH's não só do ponto de vista teórico de comparação de vantagens e desvantagens como tem largamente sido feito até hoje, mas também do ponto de vista, energético, por exemplo, através da simulação de resultados de diferentes turbinas em diferentes ambientes.
- Desenvolvimento de perfis específicos para TEEV's.
- Análise de custo da construção de uma turbina eólica Darrius para aplicação em edifícios.

11 REFERÊNCIAS

- [1] CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.
- [2] PEROTA, Maria Luiza Loures Rocha; CARVALHO, Isabel Cristina Louzada; BECCALLI, Angela Maria. **Normalização e apresentação de trabalhos científicos e acadêmicos**. 3^a edição. Vitória: UFES, Departamento de Biblioteconomia, 2011.
- [3] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6023: informação e documentação - referências – elaboração**. Rio de Janeiro, 2002.
- [4] ASSUNÇÃO FILHO, Telésforo Reis de. **A Utilização da Energia Eólica em Circuladores de Ar**. 2003. Trabalho Final (Mestrado Profissional) – Comissão de Pós - graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, São Luís, 2003.
- [5] PARASCHIVOIU, Ion. **Wind Turbine Design: With Emphasis in Darrieus Concept**. Québec, Canadá: Presses Internationales Polytechnique, 2002.
- [6] MAZHARUL, Islam; DAVID S.-K. Ting; AMIR, Fartaj. **Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines**. Department of Mechanical, Automotive and Materials Engineering, University of Windsor, Windsor, Ont., Canadá N9B 3P4, 2006. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403210600164X> >. Acesso em: 22 dez. 2011.
- [7] HUNTER, James; JAMES, Samuel; MADEJ, Urszula; MARTIN, Ashby; MCGOVEM, Thomas; MORETON, Richard; RICHARDS, James; ROSENTHAL, Stuart; STOKOE, Peter; WEBER, Robert. **Wind Turbine Project**. 2008. Final report - University Of Adelaide School Of Mechanical Engineering. Austrália, 2008.
- [8] THOMAS, D. Ashwill; TIMOTHY, M. Leonard. **Developments in Blade Shape Design for a Darrieus Vertical Axis Wind Turbine**. 1986. National Technical Information Service U.S. Department of Commerce. United States of America, 1986.

- [9] <<http://turbinaeolica.com.br/category/energia-eolica/turbina-eolica/>>. Acesso em: 11 out. 2011.
- [10] <<http://portuguese.alibaba.com/product-gs/vertical-axis-wind-turbine-ce-iso-vaw-t-windgenera-tor-385664438.html>>. Acesso em: 27 dez. 2011.
- [11] <http://www.alibaba.com/productgs/452004860/CXF400W_Combined_Darrieus_Savonius_generator.html>. Acesso em: 11 out. 2011.
- [12] <<http://www.energybeta.com/windpower/windmill/helical-wind-turbine/>>. Acesso em: 22 fev. 2012.
- [13] <http://www.prestowind.com/?mainURL=%2Fstore%2Fitem%2F395lr%2FPrestoWindGenerator_Products%2FMini_Windmills_com_TM_60_Watt_Savonius_Style_Windmill.html%3Fitem_id%3D395lr>. Acesso em: 9 jan. 2012.
- [14] <<http://liraeletronica.weebly.com/>>. Acesso em: 9 jan. 2012.
- [15] <<http://www.telosnet.com/wind/early.html>>. Acesso em: 14 fev. 2012.
- [16] CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA. **Energia Eólica no Brasil**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/>. Acesso em: 10 fev.2012.
- [17] BOSE, B.K. **Modern Power Eletronic and AC Drivers**. Prentice Hall, 2002.
- [18] DATTA, R.; RANGANATHAN, V.T. **Decoupled Control of Active and Reactive Power for a Grid-connected Doubly-fed Wound Rotor Unduction Machine without Position Sensor**. Industry Applications Conference, 1999. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE, Volume 4,3-7 Oct.1999.
- [19] YIFAN TANG, LONGYA XU. **A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system**. Power Eletrronics, IEEE Transaction on, Volume 10, Issue 4, July 1995.
- [20] SPÉE ET AL. **Optimization Controller and Control Method for Doubly – Fed Machines**. United States Patent. N° 5,798,631, Aug. 1998.
- [21] PAUL COOPER AND OLIVER KENNEDY. **Development and Analysis of a Novel Vertical Axils Wind Turbine**. School of Mechanical, Materials and Mechatronic Engineering University of Wollongong , NSW 2522, Australia.

- [22] G.J.W VAN BUSSEL, S.M. MERTENS. **Small Wind turbines for the built environment**. EACWE4 –The fourth European and African Conferences on Wind Engineering J.Naprstek & C. Fischer (eds); ITAM AS CR, Praga , 15 de novembro de 2005 , Paper #210.
- [23] Ackermann T, Soder L. **Overview Of Wind Energy - Project #625: Wind Turbine Project Final Report**. **Royal Institute of Technology**, Department of Electric Power Engineering and Electric Power Systems- Status 2002.
- [24] FEITOSA, E.A.N et. AL. **Panorama Eólico no Brasil**, 2003.
- [25] SMEDMAN-HOGSTROM, ET AL., 1978 LES GOURIERES, 1982; GIPE, 1993. **Equação da velocidade do vento**. Sedefian, 1980.
- [26] GUILHERME BOTELHO DE OLIVEIRA E SILVA. **Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical**. Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa, Julho de 2011.
- [27] <http://aero-mini.blogspot.com.br/2009/11/funcionamento-de-um-aerogerador_27.html> Acesso em: 29 Junho de 2012.
- [28] <http://www.limac.com.br/PDFs/linha_GA.pdf> Acesso em: 01 Julho de 2012.