

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

**EDUARDO SPALENZA CASER  
GIUSEPPE DA MOTA PAIVA**

**PROJETO AERODINÂMICO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO  
VERTICAL (TEEV) PARA AMBIENTES URBANOS**

**VITÓRIA  
2016**

**EDUARDO SPALENZA CASER**  
**GIUSEPPE DA MOTA PAIVA**

**PROJETO AERODINÂMICO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO  
VERTICAL (TEEV) PARA AMBIENTES URBANOS**

Projeto de graduação  
apresentado ao Corpo Docente do  
Departamento de Engenharia Mecânica  
do Centro Tecnológico da Universidade  
Federal do Espírito Santo, como  
requisito parcial para obtenção do grau  
de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. Dr. Juan Sérgio  
Romero Saenz.

VITÓRIA  
2016

**EDUARDO SPALENZA CASER**

**GIUSEPPE DA MOTA PAIVA**

## **PROJETO AERODINÂMICO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL (TEEV) PARA AMBIENTES URBANOS**

Projeto de graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

COMISSÃO EXAMINADORA:

---

Prof. Dr. Juan Sérgio Romero Saenz  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO  
SANTO  
Orientador

---

Prof. Dr. Elias Antônio Dalvi  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO  
SANTO  
Examinador

---

Prof.<sup>a</sup> Silvana Nunes Barcellos  
Examinador

## **DEDICATÓRIA**

Aos familiares e amigos, alunos e aos professores da Engenharia Mecânica.

## **AGRADECIMENTOS**

Á Deus, por ter nos abençoado e nos dado saúde e força para superar as dificuldades.

Aos nossos pais, que desde o início se fizeram presentes em todos os momentos, nos dando suporte e força necessária para continuar. Foram nossa grande inspiração nessa caminhada.

Ao orientador Juan Sérgio Romero Saenz, por todo o conhecimento fornecido e pelo empenho e dedicação no auxílio da elaboração deste trabalho.

Aos nossos professores, por todos os ensinamentos, que foram fundamentais durante nossa vida acadêmica.

Aos amigos que fizemos durante esta jornada, e todas as pessoas que ajudaram direta e indiretamente.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Circulação Atmosférica.....                                          | 13 |
| Figura 2 - Vento x Altura: Efeito da Rugosidade e Estabilidade Térmica.....     | 14 |
| Figura 3 - Capacidade cumulativa global de energia eólica.....                  | 17 |
| Figura 4 - Projeção da capacidade cumulativa de energia eólica por região ..... | 18 |
| Figura 5 - Geração Eólica, por Estado Brasileiro em 2015 (GWh).....             | 19 |
| Figura 6 - Principais forças na pá de uma turbina.....                          | 22 |
| Figura 7 - Componentes básicos de uma turbina eólica.....                       | 23 |
| Figura 8 - Conjunto rotor-nacele .....                                          | 23 |
| Figura 9 - Sistemas de controle .....                                           | 24 |
| Figura 10 - Turbina eólica de eixo horizontal.....                              | 26 |
| Figura 11 - Turbina eólica de eixo vertical.....                                | 27 |
| Figura 12 - Turbina Darrieus e suas variantes .....                             | 28 |
| Figura 13 - Turbina Gorlov .....                                                | 29 |
| Figura 14 - Designes da turbina Savonius .....                                  | 30 |
| Figura 15 - Turbina Savonius feita de tonel .....                               | 31 |
| Figura 16 - Configurações da Darrieus-Savonius .....                            | 32 |
| Figura 17 - Turbina Darrieus-Savonius .....                                     | 32 |
| Figura 18 - Moinho de vento Panemone .....                                      | 33 |
| Figura 19 - Funcionamento de um moinho Panemone .....                           | 34 |
| Figura 20 - Turbina com a lente eólica.....                                     | 35 |
| Figura 21 - Pipa da Makani.....                                                 | 35 |
| Figura 22 - Triângulo de Velocidades no Perfil.....                             | 39 |
| Figura 23 - Forças aerodinâmicas no perfil.....                                 | 40 |
| Figura 24 - Modelo de Vórtice .....                                             | 43 |
| Figura 25 - Modelo de Cascada.....                                              | 44 |
| Figura 26 - Teoria do Disco Atuante.....                                        | 45 |
| Figura 27 - Teoria do Tubo de Corrente Simples.....                             | 45 |
| Figura 28 - Teoria do Tubo de corrente múltiplo .....                           | 46 |
| Figura 29 - Teoria do Tubo de corrente múltiplo-duplo .....                     | 47 |
| Figura 30 - Perdas na ponta da pá.....                                          | 48 |
| Figura 31 - Efeito do estol dinâmico .....                                      | 49 |
| Figura 32 - Coeficiente de potência em relação a velocidade periférica.....     | 51 |
| Figura 33 - Modelo de TCMD .....                                                | 53 |
| Figura 34 - Velocidade média do vento entre 2009 e 2013 a 100 m. ....           | 58 |
| Figura 35 - Diagrama esquemático do algoritmo .....                             | 59 |
| Figura 36 - Gráfico para o perfil NACA0015 .....                                | 61 |
| Figura 37 - Gráfico para o perfil NACA0018 .....                                | 61 |
| Figura 38 - Gráfico para o perfil NACA0021 .....                                | 62 |
| Figura 39 - Gráfico comparativo entre os perfis .....                           | 62 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                   |    |
|---------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Rugosidade por tipo de Terreno .....   | 15 |
| Tabela 2 - Parâmetros de design do rotor .....    | 57 |
| Tabela 3 - Rendimentos elétricos e mecânicos..... | 58 |
| Tabela 4 - Tabela de Resultados.....              | 60 |

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

TEEH = Turbina Eólica de Eixo Horizontal;

TEEV = Turbina Eólica de Eixo Vertical;

$V_{\infty}$  = Velocidade do vento;

$V_{i,m}$  ,  $V_{i,j}$  = Velocidade induzida a montante e a jusante do rotor;

$V_{ROT}$  = Velocidade angular de rotação;

$\omega$  = Velocidade angular do rotor;

$R$  = Raio do rotor;

$V_T$  = Velocidade tangencial ao perfil;

$V_N$  = Velocidade normal ao perfil;

$V_{Rel}$  = Velocidade relativa;

$\lambda$  = Coeficiente de velocidade periférica;

$\alpha$  = Ângulo de ataque aerodinâmico;

$\theta$  = Ângulo azimutal;

$F_D$  = Força de arrasto;

$F_L$  = Força de sustentação;

$F_N$  = Força normal a corda do perfil;

$F_T$  = Força tangencial a corda do perfil;

$C_D$  = Coeficiente da força de arrasto;

$C_L$  = Coeficiente da força de sustentação;

$C_N$  = Coeficiente da força normal;

$C_T$  = Coeficiente da força tangencial;

$Re$  = Numero de Reynolds;

$\rho$  = Densidade do ar;

$c$  = corda do perfil;

$H$  = Altura da turbina;

$\overline{F_T}$  = Força tangencial media no fluxo;

$T$  = Torque;

$N$  = Numero de pás;

$Pot$  = Potência da turbina;

$P_{Ar}$  = Potência disponível no ar;

$A$  = Área de cobertura da turbina;

$C_{Pot}$  = Coeficiente de potência;

TCS = Tubo de Corrente Simples;

TCM = Tubo de Corrente Múltiplo;

TCMD = Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo;

$\Delta\theta$  = Variação do ângulo azimutal;

$\overline{\Delta F_{x,m}}$  = Força exercida pelo fluido no atuador;

$P_{i,m}^+, P_{i,m}^-$  = Pressão a montante e a jusante na face do atuador;

$\Delta A$  = Área transversal do tubo de corrente;

$P_\infty$  = Pressão atmosférica;

$V_{eq}$  = Velocidade de equilíbrio;

$U_m, U_j$  = Fator de indução a montante e jusante;

$\nu_\infty$  = Viscosidade cinemática do ar;

$z_0$  = Expoente de camada limite;

$h_{1,2}$  = Altura nos pontos 1 e 2;

$\eta_g$  = Rendimento do gerador;

$\eta_{mv}$  = Rendimento do multiplicador de velocidades;

$\eta_{it}$  = Rendimento do inversor de tensão;

$Pot_{\acute{u}til}$  = Potência útil.

## RESUMO

No grid energético brasileiro é observada uma grande utilização de energias renováveis, e a maior parte desta energia é gerada por centrais hidroelétricas. Entretanto, essas centrais muitas vezes são afastadas dos grandes centros urbanos, necessitando de instalações de longas linhas de transmissão. As hidroelétricas geram grande impacto ambiental por conta da necessidade da construção de barragens, além disso, a geração de energia proveniente desta fonte poderá ser prejudicada, devido às condições climáticas, como a crise hídrica vivida nos últimos tempos. Visando reduzir seu uso, propõe-se a utilização de aerogeradores verticais em centros urbanos, aproveitando a altura dos prédios para utilização de ventos mais rápidos, facilitando a transmissão, por já se encontrar no centro urbano. Este projeto incide sobre o estudo de uma turbina de eixo vertical do tipo Darrieus-H para ser utilizado na cidade Vitória, foi pensando a localização de Santa Helena, onde os edifícios atingem a altura de até 100m. Por meio de dados obtidos pela estação meteorológica do aeroporto Eurico Salles, foi calculado a velocidade média do vento nessa altitude. O trabalho consiste na utilização do modelo de Momento do Elemento de Pá para o cálculo do coeficiente de potência, coeficiente de sustentação e arrasto, torque e potência total da turbina para 3 diferentes perfis de aerofólio, entretanto foram desconsiderados os efeitos da turbulência do vento na região em análise. Para a realização dos cálculos foi desenvolvido um modelo computacional em conjunto com planilhas eletrônicas.

**Palavras-chave:** TEEV; Darrieus-H; Tubo de corrente múltiplo-duplo; aerodinâmica.

## **ABSTRACT**

In the Brazilian energy grid, a great use of renewable energy is observed, and most of this energy is generated by hydroelectric power plants. However, these power plants are often far from large urban centers, necessitating the installation of long transmission lines. The hydroelectric plants generate a great environmental impact due to the necessity of the construction of dams, in addition, the generation of energy from this source could be decrease, due to the climatic conditions, as the water crisis lived in recent times. Aiming to reduce its use, it's proposed to use vertical wind turbines in urban centers, taking advantage of the height of the buildings to use faster winds, facilitating the transmission, since it is already in the urban center. This project focuses on the study of a Darrieus-H type vertical axis turbine to be used in the city of Vitória, was thought the location of Santa Helena, where the buildings reach the height of up to 100 m. The data was obtained by the Eurico Salles airport meteorological station, the average wind speed at this altitude was calculated. The work consists in the use of the Blade Element Moment model for the calculation of the power coefficient, drag and lift coefficient, torque and turbine total power for 3 different airfoil profiles. A computational model was used in conjunction with spreadsheets to perform the calculations.

**Key word:** VEET; Darrieus-H; DMST; Aerodynamics.

# SUMÁRIO

|                                                         |           |
|---------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO .....</b>                              | <b>13</b> |
| <b>1.1. Vento.....</b>                                  | <b>13</b> |
| <b>1.2. Energia eólica.....</b>                         | <b>15</b> |
| <b>1.2.1. Histórico da energia eólica.....</b>          | <b>16</b> |
| <b>1.2.2. A energia atualmente .....</b>                | <b>17</b> |
| <b>1.3. Impacto ambiental .....</b>                     | <b>19</b> |
| <b>2. TURBINAS EÓLICAS.....</b>                         | <b>22</b> |
| <b>2.1. Tipos de turbinas eólicas .....</b>             | <b>25</b> |
| <b>2.1.1. Turbinas eólicas de eixo horizontal .....</b> | <b>25</b> |
| <b>2.1.2. Turbinas eólicas de eixo vertical .....</b>   | <b>27</b> |
| <b>2.1.3. Turbina Darrieus.....</b>                     | <b>28</b> |
| <b>2.1.4. Turbina Savonius .....</b>                    | <b>30</b> |
| <b>2.1.5. Turbina Darrieus-Savonius.....</b>            | <b>32</b> |
| <b>2.1.6. Turbina Panemone.....</b>                     | <b>33</b> |
| <b>2.2. Tecnologias em desenvolvimento .....</b>        | <b>34</b> |
| <b>3. PROJETO PROPOSTO.....</b>                         | <b>37</b> |
| <b>4. METODOLOGIA .....</b>                             | <b>38</b> |
| <b>4.1. Funcionamento da turbina Giromill.....</b>      | <b>38</b> |
| <b>4.2. Modelos matemáticos .....</b>                   | <b>42</b> |
| <b>4.3. Perdas.....</b>                                 | <b>47</b> |
| <b>4.3.1. Perdas nas pontas das pás .....</b>           | <b>47</b> |
| <b>4.3.2. Perdas pela turbulência.....</b>              | <b>48</b> |
| <b>4.3.3. Perdas pelo estol dinâmico .....</b>          | <b>49</b> |
| <b>4.4. Quantidade de pás para a turbina.....</b>       | <b>51</b> |
| <b>5. MODELAMENTO.....</b>                              | <b>53</b> |
| <b>6. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>   | <b>57</b> |
| <b>7. TRABALHOS FUTUROS.....</b>                        | <b>64</b> |
| <b>REFERÊNCIAS .....</b>                                | <b>65</b> |
| <b>ANEXOS .....</b>                                     | <b>67</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Vento

Segundo o Atlas Eólico do Espírito Santo (2009), o vento resulta da continua circulação das camadas de ar da atmosfera, sob a ação predominante da energia radiante do Sol e da rotação da Terra.

Nas regiões tropicais, os raios solares incidem quase perpendicularmente, assim são mais quentes que os polos do planeta, assim o ar quente que se encontra nas baixas altitudes da região tropical tende a subir, com isso esse ar é substituído pelas massas de ar mais frias originárias dos polos. Este deslocamento de ar que determina a formação dos ventos.

Além deste mecanismo de escala global, existem outros de escala local como a relação mar-terra, e montanha-vale. A resultante de todos estes fatores é uma tendência sazonal e diurna bem definida da velocidade e direção do vento.

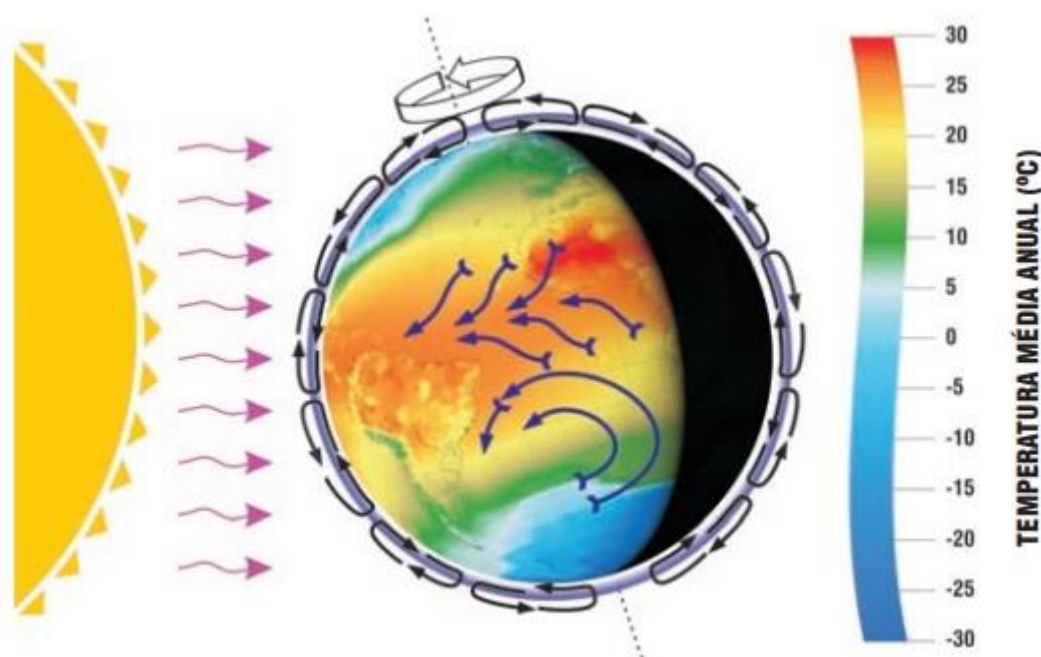


Figura 1 - Circulação Atmosférica  
(ATLAS EÓLICO DO ESPÍRITO SANTO, 2009)

Durante décadas as velocidades médias anuais apresentam baixas variações, inferior a 10% da média de longo prazo. As escalas atmosféricas controlam os regimes anuais e sazonais. (ATLAS EÓLICO DO ESPÍRITO SANTO, 2009)

A velocidade do vento apresenta grande variação para altitudes menores que 100m, altura de interesse para utilização de turbinas eólicas, essa variação é acentuada ou suavizada pelas condições de relevo, rugosidade aerodinâmica do terreno, presença de obstáculos e estabilidade térmica vertical. (ATLAS EÓLICO DO ESPIRITO SANTO, 2009)

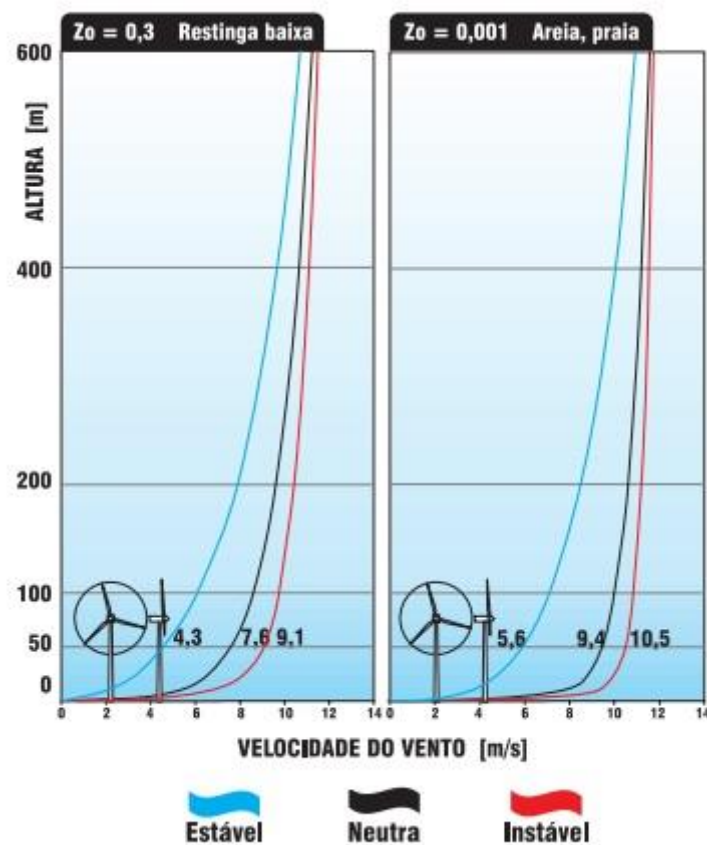


Figura 2 - Vento x Altura: Efeito da Rugosidade e Estabilidade Térmica  
(ATLAS EÓLICO DO ESPIRITO SANTO, 2009)

A velocidade do vento é um dos parâmetros mais importantes na escolha de um local para a instalação de turbinas eólicas, dessa forma locais de menor rugosidade ou de maior altitude são candidatos em potencial para essa tecnologia, enquanto que a instalação em centros urbanos pode se tornar um desafio.

| Tipo de terreno        | $z_0$ (m) Min. | $z_0$ (m) Max. |
|------------------------|----------------|----------------|
| Lama / gelo            | 0,00001        | 0,00003        |
| Mar calmo              | 0,0002         | 0,0003         |
| Areia                  | 0,0002         | 0,001          |
| Neve                   | 0,001          | 0,006          |
| Campo de cereais       | 0,001          | 0,01           |
| Relva baixa / estepes  | 0,01           | 0,04           |
| Descampados            | 0,02           | 0,03           |
| Relva alta             | 0,04           | 0,1            |
| Terreno com árvores    | 0,1            | 0,3            |
| Floresta               | 0,1            | 1              |
| Povoação dos subúrbios | 1              | 2              |
| Centro da cidade       | 1              | 4              |

*Tabela 1 - Rugosidade por tipo de Terreno*  
(PICOLO, RÜHLER, RAMPINELLI, 2014)

O comprimento de rugosidade  $z_0$  é definido por uma escala de comprimento utilizada para caracterizar a rugosidade do terreno. Ele deve ser considerado como um parâmetro temporal, pois está diretamente associado as mudanças naturais da paisagem. (PICOLO, RÜHLER, RAMPINELLI, 2014)

## 1.2. Energia eólica

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

A energia eólica depende indiretamente da energia do sol. Uma pequena parcela da radiação solar é convertida em energia cinética, devido principalmente à diferença líquida de radiação em altas e baixas latitudes, o que forma o vento. Os ventos são então influenciados pela rotação da Terra, gradientes de temperatura e o relevo da região, e também pela rugosidade do solo e altura de interesse. (ATLAS EÓLICO DO ESPÍRITO SANTO, 2009)

A alta variabilidade do regime de ventos configura uma dificuldade, pois tornam seu aproveitamento sensível às condições locais e à faixa de velocidades que turbinas eólicas, ou aerogeradores, conseguem transformar em potência elétrica. A intermitência e imprevisibilidade dos ventos configuram a principal desvantagem da fonte, já que tornam difícil a análise econômica a longo prazo da instalação de redes eólicas. (GLOBAL WIND REPORT, 2015)

### **1.2.1. Histórico da energia eólica**

A energia do vento é empregada pelo homem desde a antiguidade. A utilização mais antiga conhecida da força dos ventos, em torno de 5000 A.C., foi para impulsionar embarcações com velas que transportavam mercadorias ao longo do rio Nilo, no antigo Egito, e ao redor de 200 A.C já eram utilizados moinhos rústicos para bombear água na China. No século 11, os moinhos de vento foram utilizados extensivamente no Oriente Médio para produção de comida. Holandeses e depois pelos ingleses aprimoraram esses moinhos que passaram a funcionar com eixo horizontal, onde eram empregados para a moagem de grãos, bombeamento de água e para acionar serrarias.

Com o advento e popularização da energia elétrica, também ocorreu o desenvolvimento de moinhos de vento maiores para gerar eletricidade. Essas máquinas apareceram inicialmente na Dinamarca em 1890. Durante a segunda guerra mundial foi até instalada a maior turbina eólica da época com produção de 1.25 MW em Vermont. Os geradores eólicos resistiram até a década de 50, mas devido ao baixo custo da geração elétrica por combustíveis fósseis fez com que o interesse em tal fonte de energia diminuísse.

Nos anos 70, com a crise do petróleo e o aumento do interesse pela preservação ambiental fizeram com que a energia eólica fosse novamente considerada em todo o mundo. Nos EUA, ocorreu um grande salto na instalação de aerogeradores com a introdução de incentivos fiscais nos anos 80, mas a retirada desses incentivos e os numerosos defeitos dos modelos então empregados acabou com o otimismo inicial. No entanto, os muitos progressos no desenvolvimento da tecnologia e a preocupação ambiental cada vez maior acabaram tornando a energia eólica cada vez mais competitiva.

Após a adoção do Protocolo de Kyoto em 1998 – acordo para redução da emissão de gases poluentes e de estímulos entre países signatários a cooperarem entre si através de algumas ações básicas, entre elas, reformar os setores de energia e a busca por pesquisa, promoção, desenvolvimento e aumento do uso de formas renováveis de energia- a utilização dessa tecnologia vem progredindo rapidamente em todo o mundo como podemos ver na Fig.1.

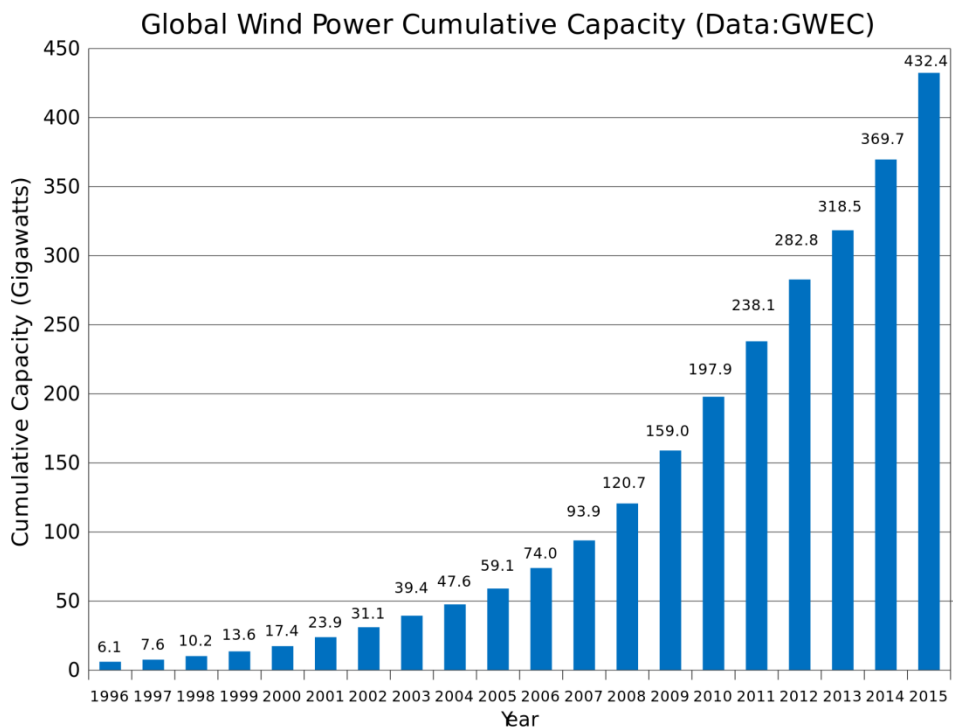


Figura 3 - Capacidade cumulativa global de energia eólica  
(GLOBAL WIND REPORT, 2015)

No Brasil, a primeira turbina de energia eólica foi instalada em Fernando de Noronha em 1992. Dez anos depois, o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) - instituído pela lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 e revisado pela lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003, com objetivo na diversificação da matriz energética brasileira, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais - para incentivar a utilização de outras fontes renováveis, como eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

### 1.2.2. A energia atualmente

Com as crescentes preocupações com o meio ambiente e a instabilidade política das regiões produtoras de petróleo, diversos países estão investindo em fontes de energia que possam eliminar sua dependência de óleo e gás. Como podemos ver na Fig. 2 a projeção de capacidade cumulativa para os próximos 5 anos mostram um grande aumento da utilização da energia eólica no mundo. (GLOBAL WIND REPORT, 2015)

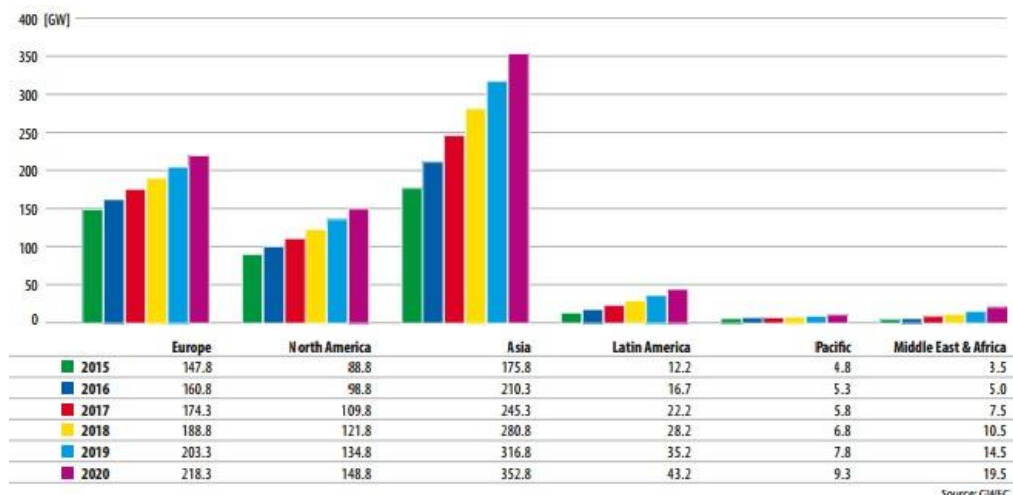


Figura 4 - Projeção da capacidade cumulativa de energia eólica por região  
(GLOBAL WIND REPORT, 2015)

No Brasil, existe um balanço energético com 74,6% de utilização de energias renováveis (principalmente energia hidráulica), mas o crescimento de outras energias renováveis continua tendo um papel importante no sistema elétrico brasileiro. (RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2015)

No atual estágio, a geração eólica representa 3,5% de toda energia produzida no Brasil, com uma geração de 28.173 GW em 2015 aumento de 76.8% comparando com 2014. A capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil chegou a 8,72 GW no final de 2015 um aumento de 46% comparado a capacidade de 2014 que era de 5,97 GW. (RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2015)

O potencial eólico brasileiro é estimado em cerca de 400GW, concentrando-se principalmente no nordeste do país. Estudos indicam que fontes térmicas de energia, utilizadas apenas em épocas de seca, poderiam ser completamente substituídas por eólica, já que nesses períodos o regime de ventos é mais intenso na região Nordeste. (RESENHA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2015)

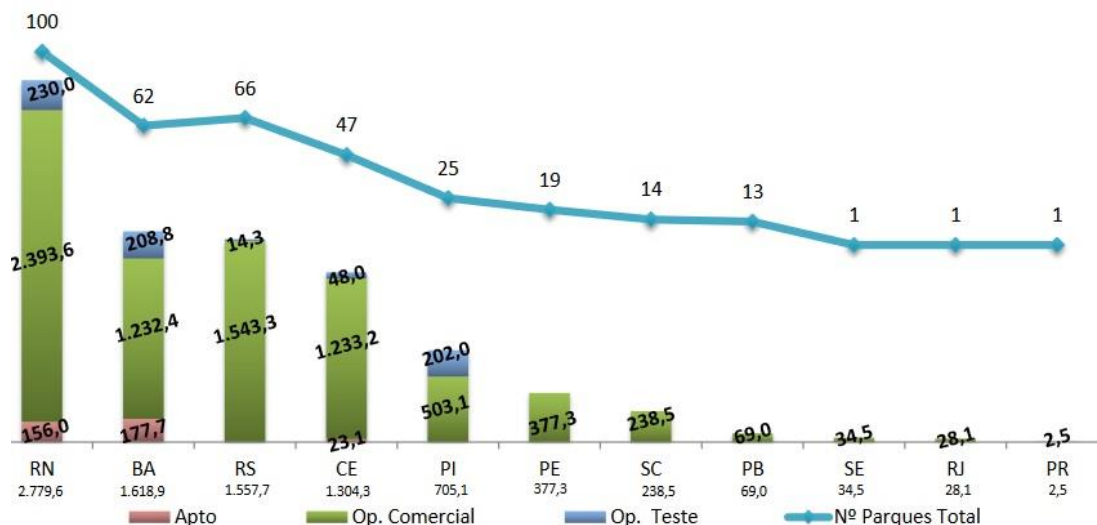


Figura 5 - Geração Eólica, por Estado Brasileiro em 2015 (GWh)  
(Boletim de Dados Jan 2016 ABEEólica, 2016)

As previsões são de crescimento da energia eólica também no Brasil, seguindo a tendência mundial. O governo brasileiro definiu a meta de alcançar uma geração de 24 GW de energia eólica até o ano de 2024, sendo responsável por aproximadamente 11% da geração do país. Das instalações já contratadas até 2019 a capacidade instalada seria de 18.67 GW. (BOLETIM DE DADOS JAN 2016 ABEEÓLICA, 2016)

Para alcançar essa meta o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) tem incentivado a tecnologia eólica, patrocinando numerosos projetos de instalação de turbinas eólicas. Em 2012, foi aprovado o financiamento de 15 fazendas eólicas, totalizando 386MW de capacidade, a serem instaladas na Bahia, um investimento de U\$70 milhões. Além disso, foi lançado o programa PIEE (Programa de Investimento em Energia Elétrica) que tem o objetivo de aumentar a capacidade do sistema energético por meio de energias renováveis. É importante ressaltar que em 2015 foram aprovadas novas regulações sobre taxas, segurança, logísticas e construções no setor.

### 1.3. Impacto ambiental

Com o aumento do interesse por problemas ambientais, há um esforço para a minimização do impacto ambiental causado pela geração elétrica. Com isso a busca por uma energia limpa e renovável vem recebendo muita atenção por todo o mundo. Esse esforço é feito na busca da geração elétrica por fontes renováveis de energia.

As fontes renováveis de energia têm como principais vantagens a neutralidade com relação à emissão de gases poluentes e a disponibilidade infinita do insumo energético que é convertido em eletricidade. Dentre as principais fontes renováveis em estudo pode-se destacar a energia eólica como aquela com boas possibilidades para gerar energia elétrica em grandes blocos, devido ao constante crescimento e desenvolvimento tecnológico que vem ocorrendo nos últimos anos em todo o mundo. Por isso acredita-se que a geração eólica possa vir a concorrer economicamente, em curto prazo, com fontes tradicionais de geração.

Energia eólica não gera emissões de CO<sub>2</sub>, exceto as baixas taxas geradas na produção e instalação de aerogeradores. Porém, há diversos impactos ambientais associados ao crescimento da energia eólica, particularmente em escala local na região das turbinas. As principais questões estão relacionadas a seu impacto visual e auditivo, ao risco de colisões de aves à turbina e perturbações à fauna de modo geral.

As turbinas de grande porte podem ter torres de 80m de altura ou mais, e, portanto, podem ser vistos a grandes distâncias. Esse fato é considerado em muitas regiões como um empecilho, pois pode causar diminuição em atividades turísticas e na economia do local. Assim, é frequente que a instalação de aerogeradores, e principalmente de fazendas eólicas, seja motivo de numerosas discussões e receba a oposição de porções da sociedade. (HANSEN, 2016)

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

Quanto à poluição sonora, aerogeradores produzem dois tipos de som: ruído aerodinâmico das pás e ruído mecânico. O ruído mecânico tem sido minimizado pelas técnicas usuais de engenharia. Já o ruído aerodinâmico necessita que design e operação sejam cuidadosos e que a localização da turbina seja apropriada para não causar transtornos. (HANSEN, 2016)

A questão mais delicada é o efeito de turbinas eólicas na fauna local, principalmente em casos de regiões por onde passem aves em migração, ou que sejam habitat de espécies raras. Diversos estudos foram realizados nesse sentido, e foi concluído que a maior parte dos problemas desse tipo podem ser administrados com estudos mais profundos sobre a localização da turbina. (HANSEN, 2016)

O desenvolvimento de fazendas eólicas offshore pode trazer impactos adicionais, devido a seu maior tamanho, à maior sensibilidade do meio marinho e até as possíveis rotas comerciais que teriam que ser realocadas. (HANSEN, 2016)

## 2. TURBINAS EÓLICAS

Turbinas eólicas são máquinas que extraem a energia cinética do vento por efeitos aerodinâmicos e transformam essa energia em energia mecânica. Normalmente estas turbinas são utilizadas para a geração de energia elétrica através de acoplamento com geradores, mas também, podem ser utilizadas em outros sistemas mecânicos.

O princípio de funcionamento de uma turbina eólica é basicamente em função das forças de sustentação e arrasto. A força de sustentação é perpendicular às superfícies das pás, surgindo a partir do diferencial de pressão entre as superfícies, onde irá criar uma área de baixa pressão sobre o lado mais longo da superfície e como está presa ao cubo do rotor, essa força irá causar rotação das pás. A força de arrasto age em direção paralela às superfícies das pás, sendo responsável pela resistência ao movimento e ocasionando a diminuição da velocidade das mesmas.

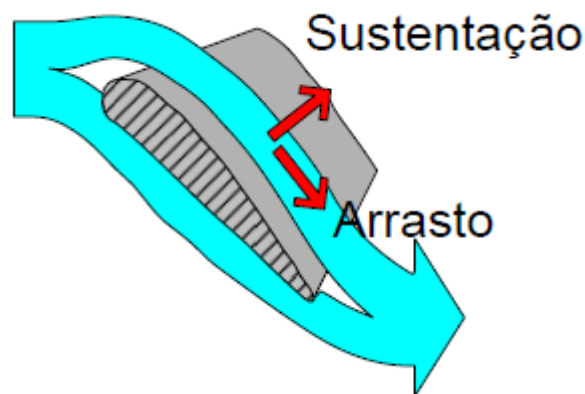


Figura 6 - Principais forças na pá de uma turbina

A turbina eólica tem 4 componentes básicos, o rotor junto com as pás, onde o torque aerodinâmico é gerado, a nacele que converte o torque em energia elétrica, a torre que sustenta a nacele e as pás do rotor e que possui acesso a nacele, e a fundação da construção que garante que turbina se mantenha em pé. (HANSEN, 2016)

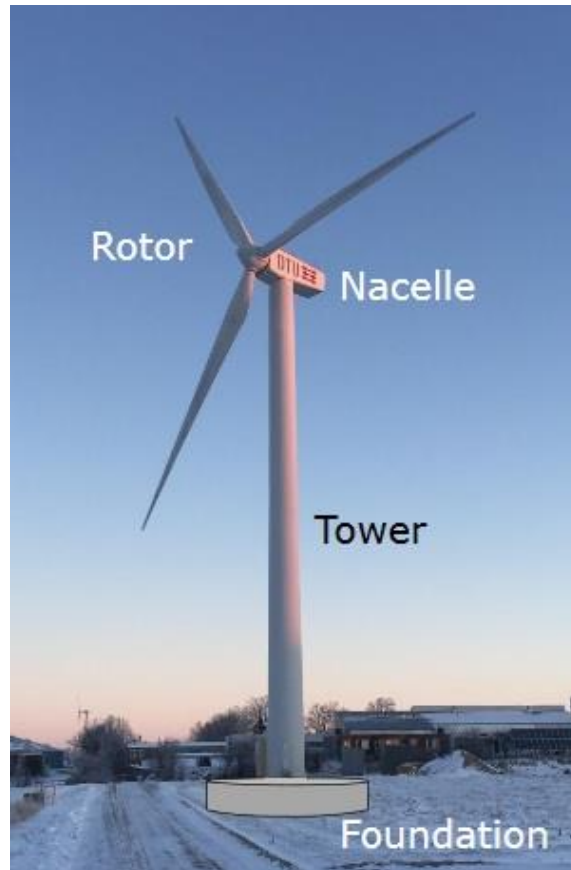


Figura 7 - Componentes básicos de uma turbina eólica  
(HANSEN, 2016)

Normalmente o rotor apresenta um conjunto e três pás, podendo ter controle ou não para operar numa determinada rotação. Na maioria das máquinas a velocidade do eixo que transmite o torque das pás é de baixa rotação, sendo assim necessário aumentar a rotação utilizando uma caixa multiplicadora de rotação. A caixa é conectada a um gerador elétrico que é responsável pela conversão da energia mecânica em elétrica. (WENZEL, 2007)

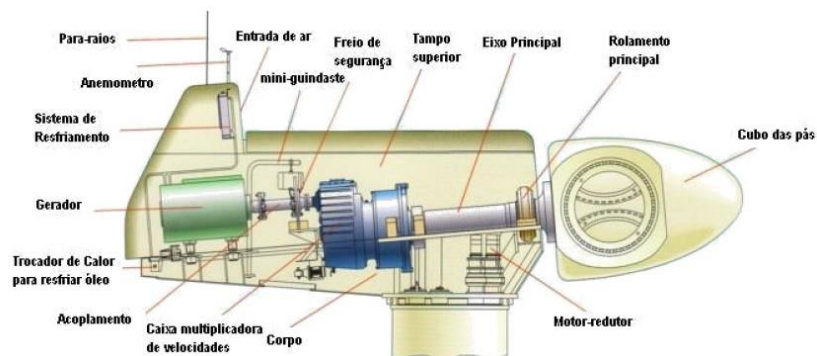


Figura 8 - Conjunto rotor-nacelle  
(WENZEL, 2007)

Outro componente importante da turbina eólica é o sistema de freio, pois além de parar o funcionamento em caso de ventos extremos, ele também controla em situações que a velocidade do vento é diferente da de projeto, mas não alta o suficiente para acionar o freio. Existem dois tipos de mecanismos de controle de potência para aerogeradores: tipo pitch e tipo stall. (WENZEL, 2007)

O controle stall é mais antigo e é mais utilizado atualmente por sua simplicidade. Neste controle quando altas velocidades são atingidas, há um desprendimento da camada limite, com isso a força de sustentação reduz drasticamente, diminuindo assim a rotação da turbina. (WENZEL, 2007)

Já no controle por pitch trabalha movendo constantemente a pá de acordo com as condições do vento. Modificando assim o ângulo de passo, logo aumentando e diminuindo a extração de potência. O controle por pitch normalmente é mais caro devido a necessidade de diversos sensores e mecanismos de automação. (WENZEL, 2007)

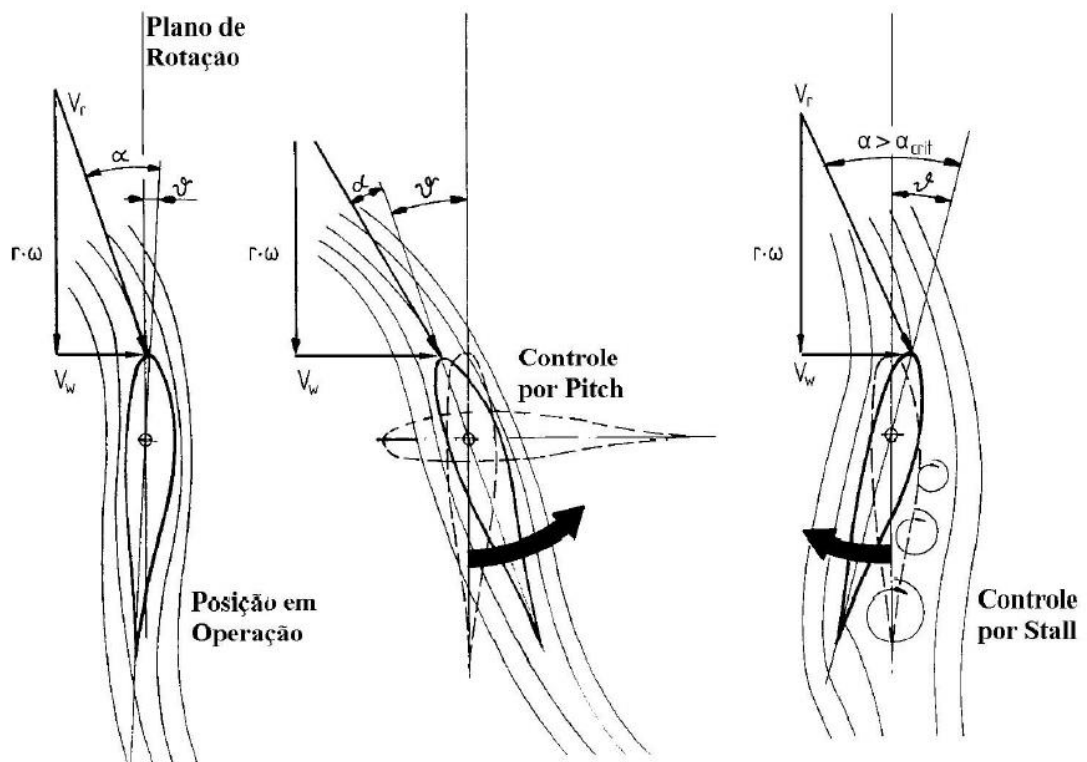


Figura 9 - Sistemas de controle  
(WENZEL, 2007)

## **2.1. Tipos de turbinas eólicas**

Diversos tipos de turbinas eólicas são utilizados em numerosas aplicações e operam atualmente em várias regiões.

Quanto à capacidade de geração de potência, as turbinas eólicas são classificadas em pequeno, médio e grande porte, e todos os tipos são disponíveis comercialmente por vários fabricantes.

Turbinas eólicas são classificadas de pequeno porte se produzem até em torno de 20KW. São equipamentos compactos e baratos, embora seu custo possa variar consideravelmente de acordo com a altura da torre e do local de instalação, dependendo de cada fabricante. São ideais para uso residencial e em aplicações remotas. (SILVA, 2011)

Turbinas eólicas são classificadas de médio porte se produzem entre 20 e 250 KW, e são utilizadas quando turbinas de pequeno ou grande porte não são opções rentáveis. São adequadas para aplicações com ou sem conexão à uma rede central de energia. Como exemplos de usos dessas turbinas, pode-se citar geração distribuída, telecomunicações, bombeamento de água e suprimento elétrico de vilas. Sistemas híbridos combinando energia eólica e solar frequentemente utilizam aerogeradores de médio porte. (SILVA, 2011)

Turbinas eólicas são classificadas como de grande porte a partir de 250 KW, contudo a maior parte dos fabricantes trabalha na faixa de 1,5 a 4MW e são consideravelmente mais caras que turbinas de pequeno e médio porte. De acordo com estimativas de fabricantes, uma turbina de 1,5MW tem um período de retorno (payback period) entre 10 e 12 anos. São usadas para geração distribuída e, principalmente, em fazendas eólicas. (SILVA, 2011)

Quanto a características de projeto do rotor, são classificadas em turbinas de eixo horizontal ou vertical e geram energia através de um gerador elétrico conectado ao seu eixo.

### **2.1.1. Turbinas eólicas de eixo horizontal**

As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) são as mais difundidas no mercado, e têm como característica principal a necessidade de um sistema de

controle para posicionar o rotor na direção predominante de vento. Além disso, são equipamentos apropriados para geração de energia elétrica e, no caso de microturbinas, para carregamento de baterias. Moinhos de vento, apesar de não serem empregados para geração de energia, também se enquadram na categoria de turbinas de eixo horizontal.



Figura 10 - Turbina eólica de eixo horizontal

A altura da torre tem grande importância, pois é preciso elevar o rotor acima da camada limite para obter-se um escoamento de corrente livre laminar e bem desenvolvido. O diâmetro do rotor também é extremamente importante, já que a potência gerada depende de sua área.

Os rotores de uma TEEH são classificados de acordo com sua orientação em relação ao vento (que pode ser downwind ou upwind), número de pás, sistema de controle (pitch ou stall) e a forma com que se alinham à direção do vento (yaw ativo ou passivo).

As TEEH são classificadas em downwind quando o vento passa primeiro pela torre e nacele antes de chegar ao rotor, ou seja, pela retaguarda das pás, o rotor é flexível e auto-orientável; e upwind, quando o vento incide diretamente na parte frontal no rotor, as pás são rígidas e o rotor é orientado segundo a direção do vento. A maior vantagem de turbinas downwind é seu ajuste automático à direção do vento, uma característica fundamental para máxima eficiência, além de segurança. Porém, dados de campo indicam que esse ajuste não é possível quando há mudanças bruscas na direção do vento. Essa deficiência operacional pode ser compensada usando-se turbinas upwind de duas ou três pás.

Por esse motivo, a maior parte das turbinas eólicas modernas têm configuração upwind. Já na configuração downwind, destacam-se os tradicionais moinhos de vento.

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

### **2.1.2. Turbinas eólicas de eixo vertical**

Turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) é um tipo de gerador de energia em que o eixo do rotor principal é fixado verticalmente, enquanto os geradores e outros componentes que produzem eletricidade, utilizando a energia mecânica, estão localizados na base. Seus componentes são essencialmente os mesmos que os da turbina eólica de eixo horizontal, porém sua configuração interna é complexa.



Figura 11 - Turbina eólica de eixo vertical

Elas são usadas principalmente por ter um melhor comportamento em ventos turbulentos e baixas emissões de ruídos em comparação às turbinas eólicas de eixo horizontal, possuindo diversas vantagens, como o fato de funcionarem independentemente da direção que se encontra o vento e a possibilidade de se instalar a caixa multiplicadora e o gerador na base da torre, facilitando sua manutenção.

As principais desvantagens das TEEVs em comparação com as de eixo horizontal são: menor desempenho; as torres de sustentação são baixas, diminuindo

o aproveitamento de maiores velocidades do vento, cargas aerodinâmicas cíclicas, aumentando assim a fadiga e reduzindo a vida útil, e para TEEVs do tipo lift é necessário um sistema de arranque. Com isso, são mais utilizadas para aplicações de baixa potência, principalmente em locais sem acesso à rede energética, como faróis, ou aplicações onde é necessário carregamento de baterias.

As turbinas eólicas de eixo vertical podem ser movidas por forças de sustentação e de arrasto. Forças de sustentação são forças as quais um corpo está submetido sobre um fluxo de ar, na direção perpendicular. Já as forças de arrasto, atuam em linhas paralelas à direção do fluxo de ar.

Os quatro principais tipos de rotores em TEEVs:

### 2.1.3. Turbina Darrieus

A turbina Darrieus foi desenvolvida em 1931 pelo francês Georges J. M. Darrieus, essa turbina é movida pela força de sustentação (lift), sendo muito investigada no passado com diversos protótipos testados, entretanto sem sucesso comercial. (SILVA, 2011)

Sua configuração de eixo vertical é a que mais se aproxima da eficiência das turbinas horizontais de três pás. A turbina Darrieus ainda pode ser constituída de pás retas (Giromill, Darrieus H), helicoidais ou curvas (Troposkein), podendo ter duas ou mais pás dependendo da aplicação.

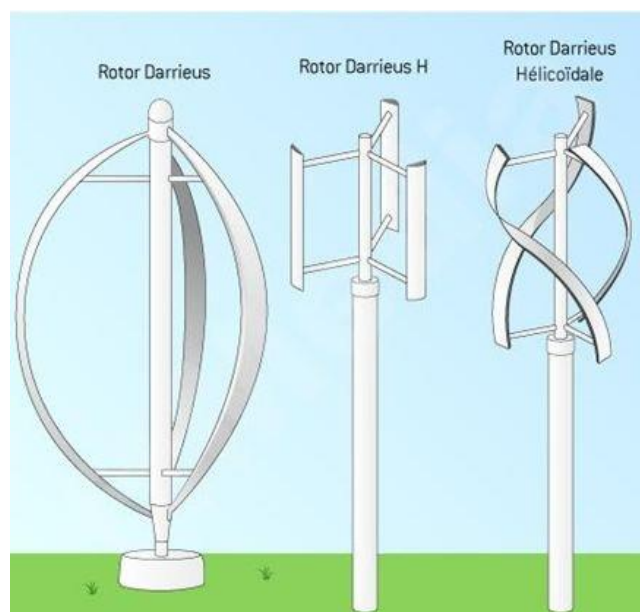


Figura 12 - Turbina Darrieus e suas variantes

O perfil aerodinâmico da Darrieus de pás curvas é desenhado de forma semelhante às asas dos aviões, normalmente sendo usando perfis alares NACA 00xx, criando sustentação para se movimentarem e gerar energia. A variação da distância dos perfis ao eixo ocasiona um escoamento não uniforme ao longo das pás, necessitando assim pás com seções variáveis para obter maior eficiência.

Já a Darrieus de pás retas (Giromill) apresenta alto rendimento energético, devido a área de passagem de escoamento, que é maior. Entretanto, os esforços estruturais são maiores. Seu perfil direto e constante permite uma facilidade na produção e transporte, sendo assim mais viável economicamente. (SILVA, 2011)

Uma variável interessante é a turbina Cycloturbine, que simplesmente permite uma variação do ângulo de ataque no Giromill. Esta variação elimina a necessidade do motor de arranque, pois permite que em baixas velocidades do vento as pás da turbina sejam colocadas contra o vento ocasionando um aumento na força de arrasto e conseqüentemente o início da rotação da turbina. (SILVA, 2011)

Nos últimos anos com os esforços de aumentar a eficiência, um projeto que ganhou força no meio acadêmico foi a Darrieus de pás helicoidais, podendo ser usado até como uma hidroturbina.



Figura 13 - Turbina Gorlov

No conceito da turbina Gorlov as pás têm uma torção de aproximadamente 60 graus, podendo utilizar baixas velocidades na geração de energia. Este modelo é mais silencioso que suas variantes e por conta de seu formato ele é mais resistente a altos ventos e tem menores vibrações. A única desvantagem seria a complexidade do projeto devido ao seu design, elevando assim os custos de sua aplicação.

Os aerogeradores Darrieus são mais eficientes que as turbinas do tipo Savonius.

#### 2.1.4. Turbina Savonius

A turbina Savonius foi concebida em 1929 pelo arquiteto finlandês Sigurd Johannes Savonius, nessa turbina predomina a força de arrasto, ou seja, as turbinas giram predominantemente pela pressão do ar sobre as pás.

Seu conceito consiste-se de duas meias-canais em sentidos opostos apoiados pelo eixo vertical, essa sobreposição das canas leva ao aparecimento de componentes aerodinâmicas. A ausência de aerofólios gera uma facilidade na hora da construção como evita a necessidade de complexas manutenções. (SILVA, 2011)

Assim como a turbina Darrieus, a Savonius com o passar dos anos ganhou diversas variações em seu design original. Atualmente existem 4 diferentes designs, a Savonius de 3 pás, a de pás helicoidais e o rotor de 2 estágios.

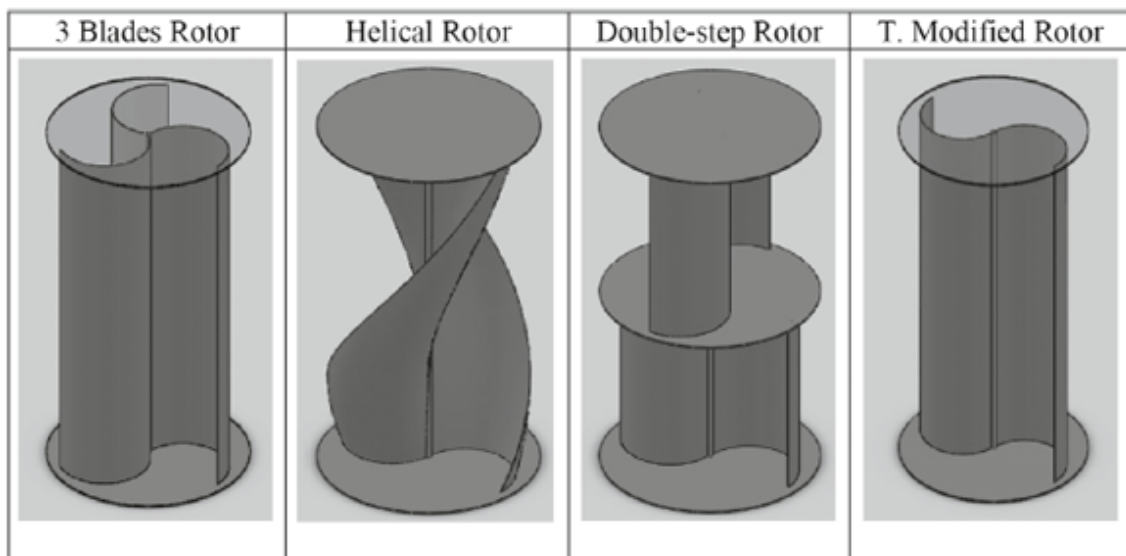


Figura 14 - Designes da turbina Savonius  
(DÍAZ, PAJARO, SALAS, 2014)

No seu design original o rotor Savonius é constituído de uma seção transversal em forma de S com duas meias-canais e uma sobreposição entre elas. Essa turbina começa a girar a uma velocidade mais baixa em relação a outros tipos de rotores eólicos, podendo ser usado como sistema de partida para outros tipos de

turbinas. Segundo Díaz, Pajaro, Salas (2014) sua eficiência é aproximadamente 10%.

Já a Savonius de 3 pás, onde cada meia-cana é defasada em  $120^\circ$  graus, apresenta uma redução na variação do torque, entretanto sua eficiência é a menor dentro todos os conceitos, segundo Díaz, Pajaro, Salas (2014) ela gira entorno de 7%.

Vários estudos recentes buscam novas formas de aumentar a eficiência da turbina Savonius, dois conceitos que apresentaram os melhores resultados foram à utilização das pás helicoidais e o empilhamento de vários rotores menores, uns em cima dos outros, essa turbina chamada de Savonius de 2 estágios.

Segundo Díaz, Pajaro, Salas (2014), ambas as turbinas apresentaram as menores variações de torque em comparação com as outras, sendo a turbina de 2 rotores com os menores valores. Já comparando a eficiência a helicoidal apresenta os melhores resultados com uma eficiência perto dos 18% enquanto que a de 2 estágios tem aproximadamente 13%.

Apesar de ter uma eficiência abaixo do que outros a turbina Savonius apresenta diversas vantagens como seu baixo custo e pouca complexidade, a capacidade de desenvolver alto torque de partida, não necessitando motor de arranque, a capacidade de operação em altas velocidades de vento, e a possibilidade de utilizar material alternativo ou de descarte, como toneis.



Figura 15 - Turbina Savonius feita de tonel

### 2.1.5. Turbina Darrieus-Savonius

A turbina Darrieus-Savonius é uma turbina híbrida com as configurações Darrieus e Savonius acoplados ao mesmo eixo. Normalmente nessa turbina o rotor Savonius é instalado dentro do rotor Darrieus, mas também já existem modelos onde o rotor Savonius é colocado fora do rotor Darrieus, embaixo ou em cima.

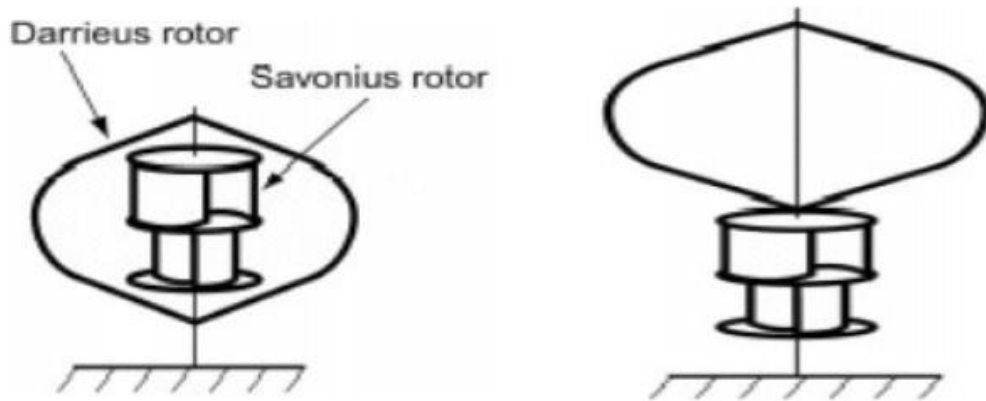


Figura 16 - Configurações da Darrieus-Savonius  
(GHOSH ET AL., 2013)

A implementação desse sistema híbrido veio da oportunidade de combinar as vantagens de cada um dos tipos de turbina. Como a turbina Darrieus tem dificuldade para dar partida, devido ao baixo torque a baixas velocidades, ele utiliza ao alto torque produzido pela turbina Savonius para começar a operar.

Essa combinação exibe então alto torque na partida e uma eficiência aceitável em altas velocidades do vento. Segundo Gosh et al. (2013), esse conceito híbrido apresenta a melhor eficiência em comparação ao rotor Darrieus e Savonius sozinhos, podendo alcançar uma eficiência de 51%.



Figura 17 - Turbina Darrieus-Savonius

Vários estudos recentes mostram que esse design pode ser interessante para regiões com baixas velocidades de vento, como áreas continentais, para aplicações urbanas ou locais remotos onde não há um grid de energia para ajudar na partida da turbina Darrieus.

#### 2.1.6. Turbina Panemone

Essa turbina que pode também é chamada de moinho de vento Panemone, tem seu desing utilizado desde a Pérsia antiga. Seu eixo rotativo é vertical, enquanto que as pás se movem paralelamente ao vento.

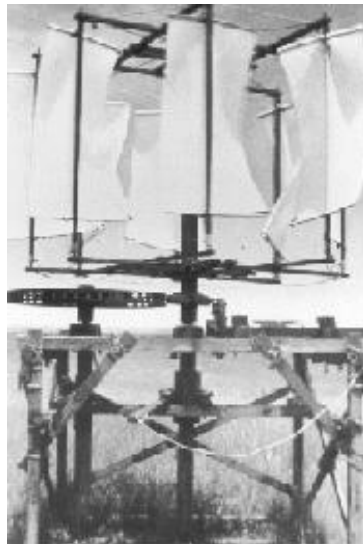


Figura 18 - Moinho de vento Panemone

Seu funcionamento se dá pelo movimento circular do vento girando o eixo de acionamento. Para conseguir isso, é necessário que parte das pás se mova com o vento enquanto que a outra parte se mova contra o vento.

Para impedir o movimento indesejado das pás deve-se proteger metade da turbina, ou então as pás podem ser montadas de um jeito que possam mudar de direção em relação ao vento.

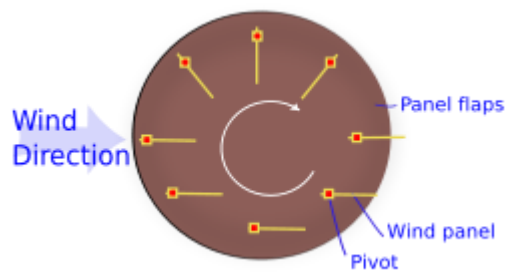


Figura 19 - Funcionamento de um moinho Panemone

Como esse conceito de turbina só pode utilizar metade da área disponível para as pás para a produção de energia, sua eficiência é uma das menores dentre as turbinas eólicas.

## 2.2. Tecnologias em desenvolvimento

Desenvolvimento de tecnologias acerca de aerodinâmica, estruturas e materiais de componentes para as turbinas, integração à rede energética e armazenamento é necessário para um melhor aproveitamento do recurso eólico, consequentemente aumentando a produção, e para redução de custos.

Os desafios inerentes a esse desenvolvimento tecnológico são devidos à necessidade dos mais altos padrões de projeto possíveis; ao uso de materiais especiais com alta resistência com um menor peso e aos sistemas de controle e medição avançados.

Atualmente o ramo científico vem se concentrando em pesquisas das turbinas Darrieus e a Darrieus em combinação com a Savonius. Podemos destacar a China com o maior número de artigos e patentes registrados nos últimos 5 anos, sendo a maioria dessas patentes feitas por inventores.

No campo do design da geometria da turbina, a tendência é o arranjo helicoidal, maior número de pás, o teste de diferentes tipos de aerofólios, ângulos de ataque e o uso de defletores.

Uma das diversas ideias para melhorar a eficiência das turbinas é a utilização de uma “lente eólica”. Essa lente é uma modificação de uma turbina eólica horizontal, onde uma estrutura em formato de anel é instalada ao redor das pás, essa estrutura produziria um vortex, criando assim uma zona de baixa pressão atrás da turbina, fazendo com que uma maior quantidade de vento passe através dela,

aumentando a rotação das lâminas e produzindo mais energia do que um sistema eólico normal. (OHYA, 2014)



Figura 20 - Turbina com a lente eólica  
(OHYA, 2014)

Segundo Ohya (2014), a instalação deste anel poderia aumentar a energia produzida em até 5 vezes, reduzir consideravelmente o barulho e ser mais segura que as turbinas horizontais convencionais.

Outro conceito mais atual é a utilização de “pipas” para a utilização de ventos em maiores altitudes. No conceito utilizado pela empresa Makani, subsidiária da Google, a pipa simularia a ponta de uma pá de turbina, os rotores atuariam como um propulsor de helicóptero para a “decolagem” da pipa da estação no solo.



Figura 21 - Pipa da Makani

Uma vez no ar, os ventos passando pelos rotores iriam forçar a rotação, gerando assim a energia que iria ser transportada por meio de um cabo. Este cabo é composto de um núcleo de alta resistência com fios condutivos ao redor, esse cabo transfere a energia e a comunicação entre a estação de solo e a pipa.

Segundo seus construtores, a pipa pode atingir a altitude de 80 a 350 metros, e utiliza 90% menos de materiais do que as turbinas eólicas convencionais. Como seu design é mais aerodinâmico e pode acessar a ventos mais fortes a estimativa é que cada pipa possa gerar até 50% mais de energia que uma turbina. Entretanto existem poucos artigos disponíveis para um melhor estudo dessa tecnologia.

Há amplos estudos de projeto para produção de energia eólica offshore, que são parques situados a certa distância da costa, principalmente na otimização do projeto da plataforma flutuante e sistemas híbridos com energia eólica e de ondas.

O desenvolvimento dessa tecnologia tem crescido nos últimos anos em países costeiros que não possuem grande área territorial, como Portugal, Dinamarca e Inglaterra. Outras razões para isso estão relacionadas com a ausência dos impactos sonoros e visuais, além de que sobre o mar não existem obstáculos que possa interferir no fluxo de ventos.

### 3. PROJETO PROPOSTO

O desenvolvimento deste projeto baseou-se inicialmente na proposta de fazer um projeto aerodinâmico de uma turbina para ser utilizada em edifícios localizados em centro urbanos. Pretende-se estudar as forças, momentos e energia gerada pela turbina.

Para ambientes urbanos Eriksson (2008), fez uma comparação de TEEVs e TEEHs e conclui que as TEEVs funcionariam melhor em condições de vento mais variáveis. Neste mesmo estudo ele mostra que a turbina do tipo Giromill é mais vantajosa em relação à Darrieus, devido a sua simplicidade de produção, transporte e manutenção.

Segundo Eriksson (2008), as TEEVs também produzem, normalmente, menores ruídos pela utilização de um menor coeficiente de velocidade periférica e sua colocação mais próxima ao solo. Além disso, elas são menos perigosas para aves e menor liberação de gelo em ambientes frios.

Na instalação em edifícios residenciais e comerciais, existem diversos fatores para serem considerados, entretanto o tamanho e capacidade de geração são os principais.

O local de estudo escolhido foi o bairro Santo Helena no município de Vitória, pois é o bairro onde apresenta os edifícios mais altos, aproximadamente 100 metros de altura. Utilizando dados históricos do vento da estação meteorológica do Aeroporto de Vitória de 2009 a 2013 a 10 metros, conseguimos por meio da Lei da Potência e Rugosidade a velocidade vertical do vento a 100 metros.

Foi feito uma média dessa velocidade vertical do vento a 100 metros, e a velocidade média para esta altura foi de 7,51 m/s.

A turbina pensada para nossa aplicação teria raio de 1,4 metros, altura de 3 metros, a rotação seria de 120 rpm, sua corda é de 0,3 metros e com 3 pás. Usa-se para as propriedades do ar a temperatura de 25° C. (ANEXO A)

## 4. METODOLOGIA

Nesse capítulo apresenta-se o funcionamento de uma turbina e modelos matemáticos utilizados para calcular os parâmetros relacionados com o desempenho aerodinâmico da turbina.

A teoria de funcionamento das TEEVs é essencial para se obter resultados confiáveis sobre forças e coeficientes de potência. Essa análise matemática nem sempre é trivial devido a altos ângulos de ataques e baixo número de Reynolds. Devido a isto os modelos utilizados se baseiam em métodos simplificados. Antes de introduzir os métodos que existem, devemos entender o funcionamento da turbina Giromill.

### 4.1. Funcionamento da turbina Giromill

A turbina Giromill, como dito anteriormente é mais atraente que a turbina Darrieus tradicional, entretanto sua análise aerodinâmica é bastante complexa. Por outro lado, as expressões matemáticas comuns aos outros modelos também são aplicáveis para este tipo de turbina. (CASTILLO, 2011)

Exemplificando uma turbina sobre influência da velocidade do vento  $V_{\infty}$ , resulta em uma velocidade induzida  $V_i$  na pá que juntamente com a rotação da turbina  $V_{ROT}$  geram o movimento circular da pá, sendo a velocidade angular de rotação dada por:

$$V_{ROT} = \omega * R \quad (1)$$

Sendo  $\omega$  a velocidade angular do rotor e  $R$  o raio do rotor.

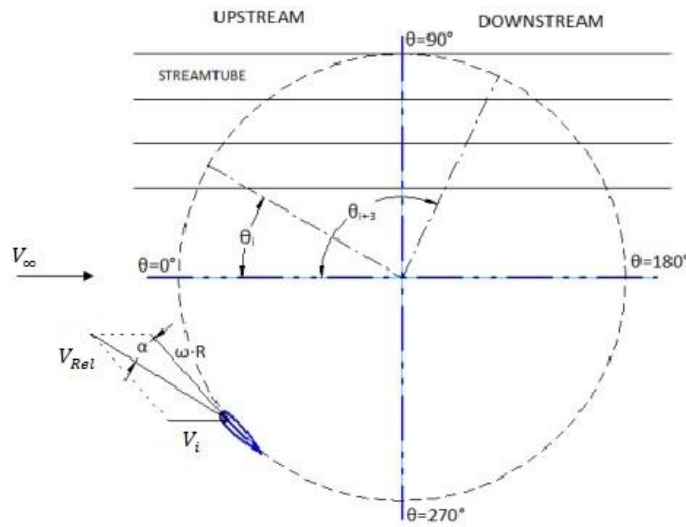


Figura 22 - Triângulo de Velocidades no Perfil  
(CASTILLO, 2011)

Esta velocidade induzida  $V_i$  pode ser descomposta em duas componentes, a componente da velocidade tangencial e a velocidade normal ao perfil

$$V_T = V_{ROT} - V_i * \sin \theta \quad (2)$$

$$V_T = \omega * R - V_i * \sin \theta \quad (3)$$

$$V_N = V_i * \cos \theta \quad (4)$$

A velocidade relativa do escoamento não perturbado é dada pela expressão

$$V_{Rel} = \sqrt{V_T^2 + V_N^2} \quad (5)$$

Substituindo as equações anteriores, obtemos

$$V_{Rel} = \sqrt{(\omega * R - V_i * \sin \theta)^2 + (V_i * \cos \theta)^2} \quad (6)$$

Com esses parâmetros, podemos calcular tanto o coeficiente de velocidade periférica  $\lambda$  quanto o ângulo de ataque aerodinâmico  $\alpha$

$$\lambda = \frac{V_{ROT}}{V_{\infty}} = \frac{\omega * R}{V_{\infty}} \quad (7)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left( \frac{V_N}{V_T} \right) = \tan^{-1} \left( \frac{V_i * \cos \theta}{\omega * R - V_i * \sin \theta} \right) \quad (8)$$

Adimensionalizando a equação (8)

$$\alpha = \tan^{-1} \left[ \frac{\cos \theta}{\left( \left( \omega * R / V_{\infty} \right) / V_i / V_{\infty} \right) - \sin \theta} \right] \quad (9)$$

Substituindo a equação (7) na equação (6), tem-se

$$V_{Rel} = \sqrt{(\lambda * V_{\infty} - V_i * \sin \theta)^2 + (V_i * \cos \theta)^2} \quad (10)$$

$$V_{Rel} = \sqrt{V_i * (\lambda - \sin^2 \theta)^2 + (\cos \theta)^2} \quad (11)$$

Para análise das forças aerodinâmicas, considera-se o vento com uma determinada velocidade  $V_{\infty}$  e orientação chegando em um perfil com determinado ângulo de ataque  $\alpha$ , resulta em força de arrasto  $F_D$ , força de sustentação  $F_L$ , força normal  $F_N$  perpendicular a corda do perfil e força tangencial  $F_T$  paralela a corda do perfil.

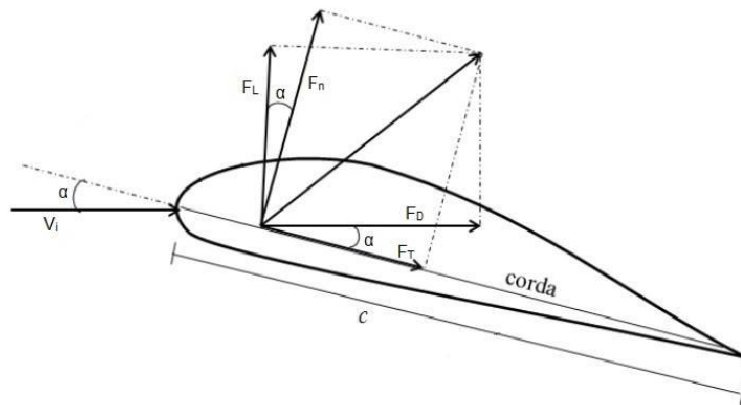


Figura 23 - Forças aerodinâmicas no perfil  
(BATISTA, 2013)

Observam-se as relações geométricas entre as forças e o ângulo de ataque  $\alpha$  de acordo com a figura 24. Obtêm-se as componentes das forças tangencial e normal dadas por

$$F_T = F_L * \sin \alpha + F_D * \cos \alpha \quad (12)$$

$$F_N = F_L * \cos \alpha + F_D * \sin \alpha \quad (13)$$

Segundo Islam (2008), o coeficiente da força tangencial  $C_T$  basicamente é a diferença entre as componentes tangenciais das forças de sustentação  $C_L$  e arrasto  $C_D$ . Similarmente, o coeficiente da força normal  $C_N$  a soma entre os componentes normais das forças de sustentação  $C_L$  e arrasto  $C_D$ . Então, essas expressões podem ser escritas como

$$C_T = C_L * \sin \alpha - C_D * \cos \alpha \quad (14)$$

$$C_N = C_L * \cos \alpha + C_D * \sin \alpha \quad (15)$$

Os valores para os coeficientes de sustentação  $C_L$  e arrasto  $C_D$  dependem do número de Reynolds e do perfil da pá adotado.

Islam (2008) ainda define as forças tangencial e normal como

$$F_T = \frac{1}{2} * C_T * \rho * c * H * V_{Rel}^2 \quad (16)$$

$$F_N = \frac{1}{2} * C_N * \rho * c * H * V_{Rel}^2 \quad (17)$$

Sendo  $\rho$  a densidade do ar,  $c$  a corda da pá e  $H$  a altura da turbina.

Islam (2008) também afirma que as forças normais e tangencial representadas nas equações (16) e (17) são para qualquer posição azimutal, então são consideradas funções do ângulo azimutal  $\theta$ . Logo, a força tangencial média  $\overline{F_T}$  e o torque  $T$  são dados por

$$\overline{F_T} = \frac{1}{2 * \pi} * \int_0^{2\pi} F_T(\theta) d\theta \quad (18)$$

$$T = \overline{F_T} * N * R \quad (19)$$

Onde N é o número de pás da turbina.

Ainda de acordo com Islam (2008), a potência  $Pot$  da turbina é dada por

$$Pot = T * \omega \quad (20)$$

O coeficiente de potência  $C_{Pot}$  é a razão entre a potência gerada pela turbina e a potência disponível no ar em movimento  $P_{Ar}$ . Essa energia disponível no ar em movimento é a própria energia cinética, uma vez que não há variação de pressão e nem atitude.

Com isso, a potência disponível no ar em movimento  $P_{Ar}$  é dada por

$$P_{Ar} = \frac{1}{2} * \rho * V_{\infty}^3 * A \quad (21)$$

Onde A é a máxima área que a turbina cobre, aproximando pela área de um quadrilátero

$$A = 2 * R * H \quad (22)$$

Assim, o coeficiente de potência  $C_{Pot}$  é dado por

$$C_{Pot} = \frac{Pot}{P_{Ar}} = \frac{N * \omega * \overline{F_T}}{\rho * V_{\infty}^3 * H} \quad (23)$$

## 4.2. Modelos matemáticos

Segundo Batista (2013), a modelagem aerodinâmica de um aerogerador Darrieus é uma tarefa complexa, principalmente em ambientes urbanos devido ao fluxo de ventos turbulentos.

Apesar da complexidade, vários modelos matemáticos foram desenvolvidos, cada um com suas vantagens e desvantagens que dependem de suas configurações e das condições de escoamento do vento.

Existem técnicas de dinâmicas de fluidos computacionais, entretanto elas requerem bastante recursos técnicos. De acordo com Islam (2008), os modelos mais estudados e melhores validados podem ser classificados em três categorias: Modelo de Vórtice; Modelo de Cascada; e Modelo de momento do elemento de pá.

Segundo Batista (2013), os modelos de Vórtices são basicamente modelos de potencial de fluxo com base nos cálculos de velocidade sobre a turbina através da influência de vorticidade na esteira das lâminas. As pás da turbina são representadas por linhas de vórtices encadeadas cujas forças são determinadas utilizando os conjuntos de dados aerodinâmicos das pás calculados usando a velocidade de fluxo relativa e o ângulo de ataque. Entretanto, esse modelo seria inválido para elevados valores do coeficiente de velocidade periférica.

Já Islam (2008) afirma que a maior desvantagem do modelo de vórtice requer muito tempo e recursos computacionais. Além disso, o modelo utiliza simplificações significantes, como o efeito da viscosidade na aerodinâmica da pá sendo incluído como coeficiente de uma força empírica.

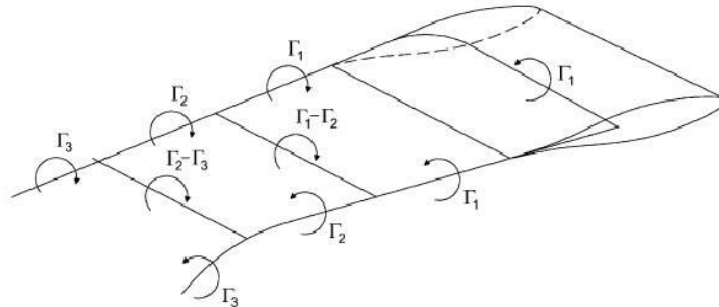


Figura 24 - Modelo de Vórtice  
(ISLAM, 2008)

Segundo Batista (2013), a metodologia do modelo de Cascada as pás são rearranjadas e dispostas em uma superfície plana, separadas a uma distância igual a circunferência do aerogerador dividido pelo número de pás. A relação entre a velocidade na esteira e a velocidade do vento é estabelecida utilizando a equação de Bernoulli, enquanto a velocidade induzida é relacionada com a velocidade na esteira através da relação com o coeficiente de velocidade periférica.

Já Islam (2008) afirma que este modelo também toma um significativo tempo e recurso computacional, entretanto este modelo não apresenta os mesmos problemas que o modelo de Vórtice e sua precisão é relativamente alta.

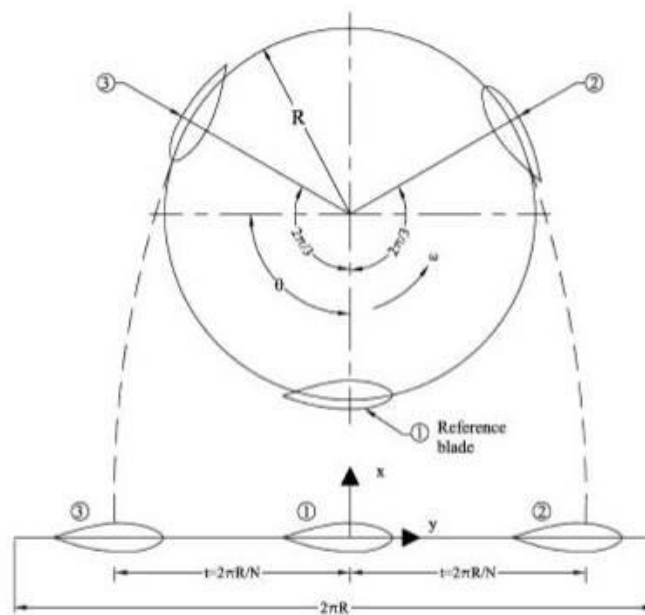


Figura 25 - Modelo de Cascada  
(ISLAM, 2008)

Segundo Islam (2008), o modelo de Momento do Elemento de Pá é uma combinação da teoria do Momento com a teoria do Elemento de Pá. Basicamente, este modelo é baseado no cálculo da velocidade do fluxo que passa pela turbina pela equalização da força aerodinâmica na pá no sentido do fluxo com a taxa de mudança do momento do ar, que é igual a diferença da velocidade multiplicada pela vazão mássica do ar. A força também é igual a diferença média da pressão no rotor.

A maior desvantagem deste modelo é que ele é inválido para grandes velocidades periféricas.

Este modelo pode ser subdividido em quatro teorias complementares: Disco Atuador; Tubo de Corrente Simples (TCS); Tubo de Corrente Múltiplo (TCM); e Tubo de Corrente Múltiplo Duplo (TCMD).

Segundo Vries (1979), a teoria do disco atuador considera que como o rotor gira com velocidade angular tal que, para qualquer momento escolhido, e para qualquer parte da área varrida pelas pás haverá um elemento de pá, ou seja, como se o rotor fosse um disco sólido.

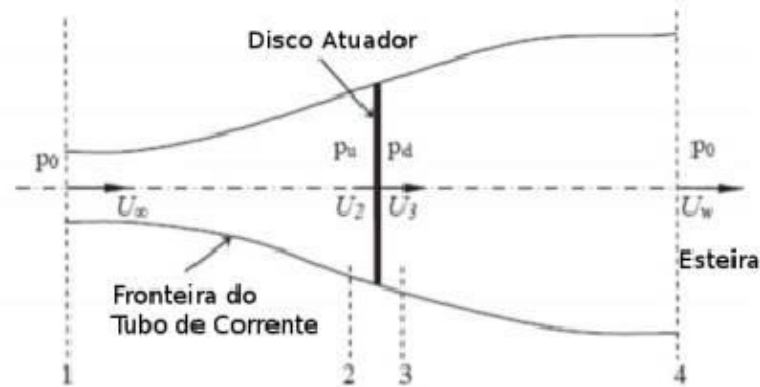


Figura 26 - Teoria do Disco Atuante  
(ISLAM, 2008)

Esta teoria é uma abordagem bem simples e serve apenas como uma estimativa do potencial de geração de uma área.

Segundo Islam (2008), a TCS toda turbina estaria dentro de um tubo de corrente assumindo assim como se fosse um disco atuador o corpo imaginário da revolução. A velocidade induzida é considerada constante por todo o disco e é obtida pela equalização do arrasto da direção do fluxo com a mudança do momento axial. Também é assumido que a velocidade do fluxo é constante em toda a área da turbina. Esta teoria considera os efeitos da separação da camada-limite, características de performance e relação altura-diâmetro do rotor. Entretanto, não se considera a diferença da velocidade em diferentes altitudes.

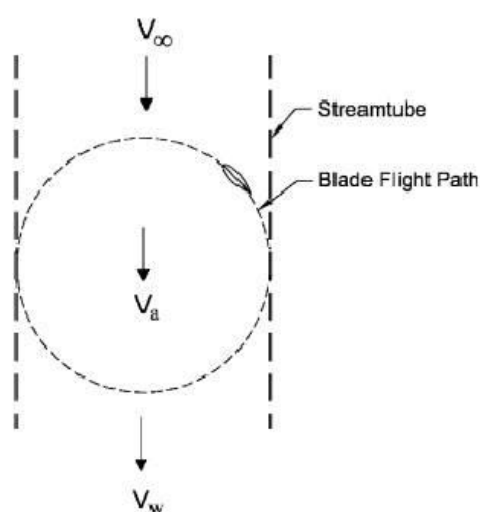


Figura 27 - Teoria do Tubo de Corrente Simples  
(ISLAM, 2008)

Segundo Batista (2013), este modelo não apresenta uma grande precisão na avaliação de desempenho, oferecendo resultados acima dos reais. Poucas são as configurações onde este modelo apresenta valores próximos do real, sendo geralmente turbinas com valores baixos para velocidade do vento.

Na teoria TCM, Islam (2008) menciona que nesta teoria a área da turbina seria dividida em uma série de tubos adjacentes e independentes aerodinamicamente. A teoria do Momento de Elemento de Pá seria utilizada para cada tubo de corrente.

Esta teoria sofreu várias evoluções, tais como o cálculo da velocidade induzida ser feito através das forças nas pás e a mudança de momento em cada tubo de corrente; o efeito do número de Reynolds; o efeito da estrutura, da proporção da pá; e o efeito de expansão de escoamento nos tubos de corrente.

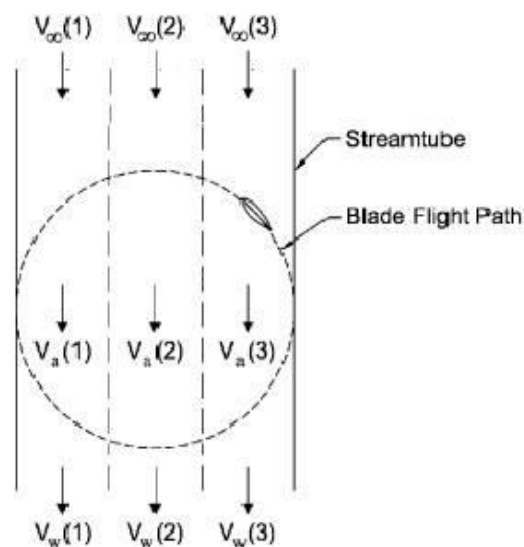


Figura 28 - Teoria do Tubo de corrente múltiplo  
(ISLAM, 2008)

Batista (2013) explica na teoria do TCMD que o disco atuador, similar a teoria TCM, é dividida em dois discos atuadores essenciais, um representando o lado montante e o outro o lado jusante. O passar das pás no lado montante influencia o escoamento de vento no lado jusante. O cálculo de desempenho é feito separadamente para cada metade do rotor. É considerado a variação da velocidade induzida como uma função do ângulo de azimute.

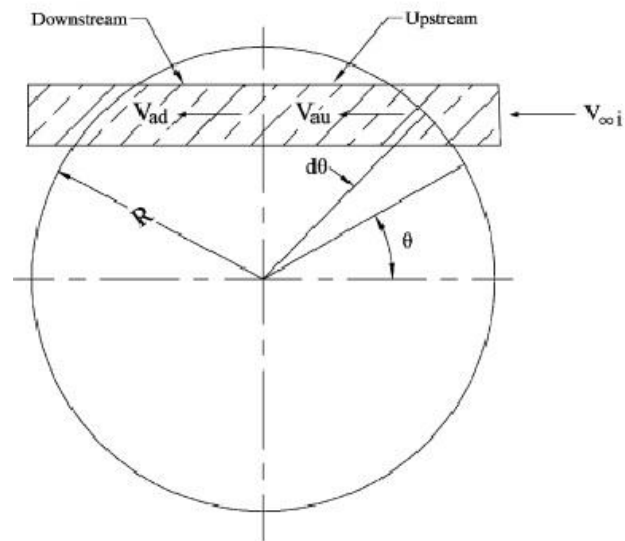


Figura 29 - Teoria do Tubo de corrente múltiplo-duplo  
(ISLAM, 2008)

Esta teoria apresenta melhores correlações entre resultados calculados e experimentais, especialmente para forças aerodinâmicas locais na pá. Entretanto, esta teoria pode sobre-estimar a potência para altas velocidades periféricas.

### 4.3. Perdas

O rotor apresenta perdas por vários fatores, principalmente pelo deslocamento da camada de ar nas pontas das pás, pela turbulência e pelo estol dinâmico que provocam diminuição da eficiência. (HOMICZ, 1991)

#### 4.3.1. Perdas nas pontas das pás

Conforme se afasta da base da pá do rotor, cresce o valor da velocidade tangencial aumentando na velocidade aparente do vento que incide sobre o rotor, culminando no aumento de vórtices atrás do rotor e no deslocamento do ar nas pontas das pás, diminuindo assim a eficiência. (HOMICZ, 1991)

As leis aerodinâmicas causam o aparecimento de um diferencial de pressão entre os dois lados do aerofólio em que resultam em forças aerodinâmicas. A baixa pressão na superfície superior é chamada de área de sucção e na superfície inferior

é chamado de área pressurizada. Este diferencial de pressão precisa ser equilibrado o fim da extensão do aerofólio. (BRANLARD, 2011)

Esta equalização causa o aparecimento de um gradiente de pressão que percorre o comprimento da asa indo da superfície inferior até a ponta da superfície superior, gerando assim um vórtice conhecido como vórtice de ponta. (BRANLARD, 2011)

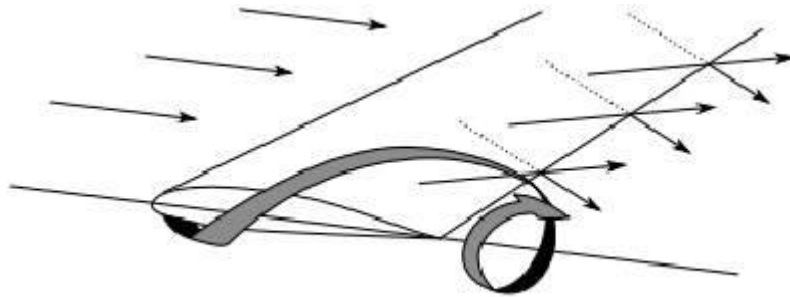


Figura 30 - Perdas na ponta da pá  
(BRANLARD, 2011)

Quanto maior o carregamento, maior será o gradiente de pressão e, portanto, a intensidade do vórtice aumentará. Este gradiente implicará em um movimento radial com o fluxo de ar da superfície inferior tendo uma componente radial na direção da ponta enquanto que o fluxo da superfície superior irá em outras direções. (BRANLARD, 2011)

#### 4.3.2. Perdas pela turbulência

A turbulência atmosférica é uma agitação da atmosfera que acontece perto do solo e de espessura variável. Ela se caracteriza por uma troca repentina na direção e intensidade do vento em uma certa distância em sentido vertical. Diferentes estudos mostram a importância do efeito da turbulência na estrutura de uma turbina eólica. (PORTÉ-AGEL, WU, 2012)

Duas características chaves que têm recebido uma considerável atenção na comunidade de energia eólica são: o déficit de velocidade diretamente associado com a perda de potência nas fazendas eólicas; e a turbulência à jusante da turbina que afeta o carregamento dinâmico induzido pelo fluxo de ar. (PORTÉ-AGEL, WU, 2012)

#### 4.3.3. Perdas pelo estol dinâmico

O estol é a redução do coeficiente de sustentação gerado pelo deslocamento da camada limite com o aumento do ângulo de ataque da pá. O estol dinâmico, oposto do usual estol estático observado nos túneis de vento apresenta um comportamento histerésico. Em outras palavras, se a pá muda de posição o fluxo não reage instantaneamente, mas sim se adapta gradualmente a um novo estado após um determinado tempo. (GENDRICH, 1997)

Este efeito apenas ocorre a baixas velocidades periféricas, isto é, quando a turbina está a baixas rotações ou perto da raiz da pá. Em casos de alta velocidade periférica, este efeito não ocorre. (HOMICZ, 1991)

Existem vários modelos matemáticos que calculam o estol, entretanto são modelados para pás de helicópteros, como o modelo de Gormont (1973).

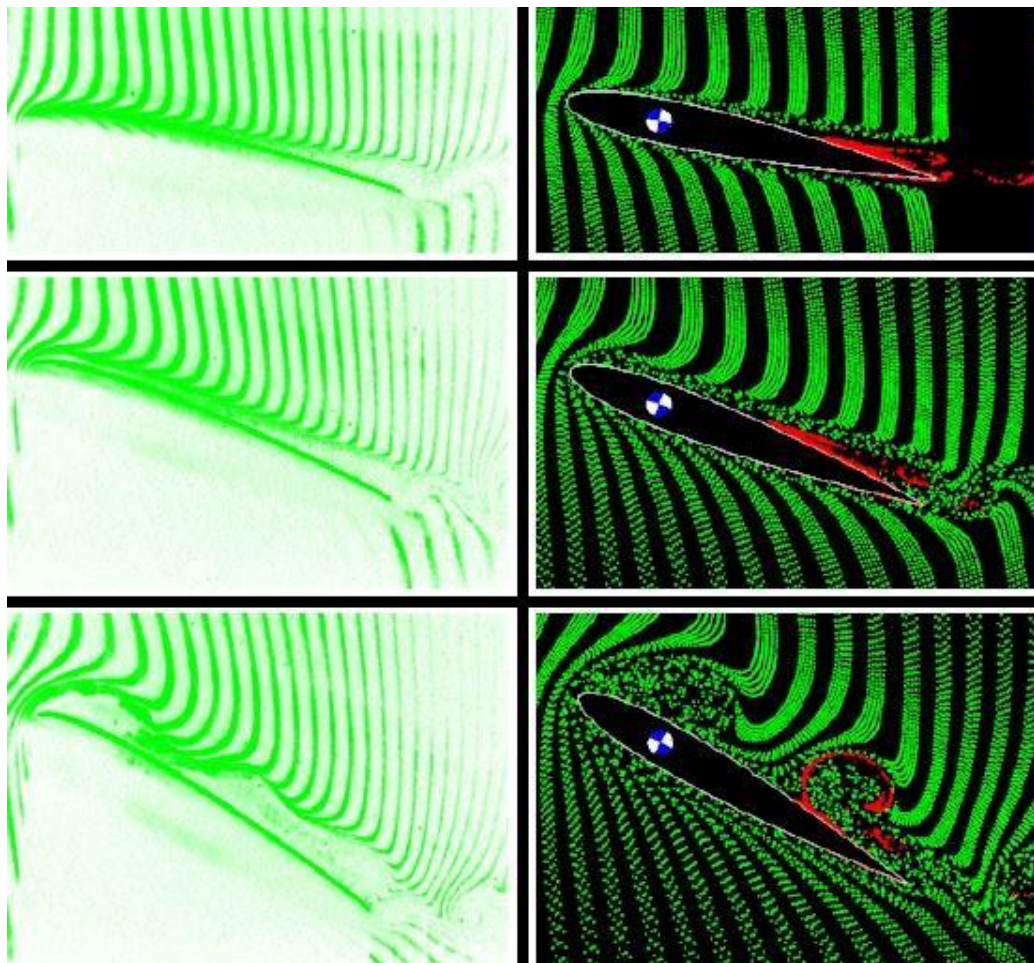


Figura 31 - Efeito do estol dinâmico  
(GENDRICH, 1997)

Sabendo que o modelo de Gormont (1973) foi descrito para pás de helicópteros, isto é, com ângulos de ataque bem menores e espessuras mais finas que a pá típica de uma turbina eólica de eixo vertical. Existem especulações que o uso de tal modelo pode superestimar os efeitos do estol dinâmico. O modelo sugerido por Massé (1981) reduz a influência de um alto ângulo de ataque, logo melhorando similaridade com os dados obtidos em experimentos.

É reconhecido que tais modelos deixam muito a desejar para modelar tal fenômeno. (HOMICZ, 1991)

#### 4.4. Quantidade de pás para a turbina

O número de pás é uma importante característica para qualquer tipo de turbina, afetando a velocidade e eficiência total da turbina. O mais comum tipo de turbina eólica utiliza-se três pás.

Existem vários estudos que pesquisam o efeito do número de pás e outros parâmetros de design na performance da turbina Darrieus-H.

Castelli, de Bettas e Benini (2012) analisaram numericamente o comportamento de uma Darrieus-H para configurações de três, quatro e cinco pás, operando a diferentes velocidades angulares, para uma velocidade do vento de 9 m/s usando o perfil NACA 0025.

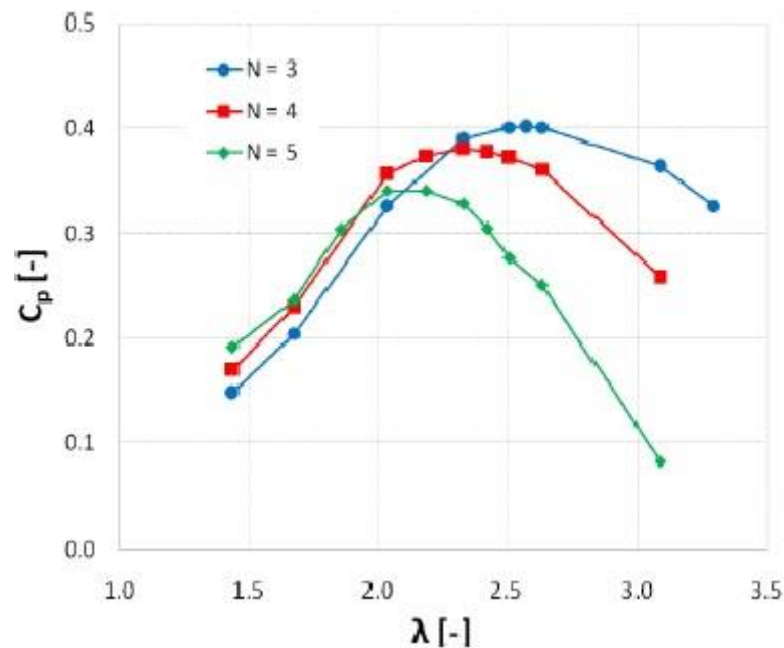


Figura 32 - Coeficiente de potência em relação a velocidade periférica (Castelli, de Bettas e Benini, 2012)

Já Taher et All (2015), estudaram 12 diferentes configurações de Darrieus- H, com diferentes solidez e números de pás. O perfil utilizado foi o NACA 0021, a velocidade do vento foi constante em 9 m/s enquanto que a velocidade periférica variava. Sua conclusão foi que na maioria dos casos a configuração de 3 pás conseguia alcançar melhores eficiências que as outras configurações.

Islam (2008) afirma que o coeficiente de potência máximo e a velocidade periférica decrescem com o aumento da solidez e com o número de pás acima de três. Entretanto, a ondulação do torque decresce com o aumento do número de pás

e com aumento do comprimento da corda e a força normal decresce com o aumento do número de pás.

Esses resultados são confirmados pela pesquisa de Castelli, de Bettas e Benini (2012).

## 5. MODELAMENTO

Foi utilizado o modelo TCMD em conjunto com uma análise de elemento de momento de pá na modelação aerodinâmica para obter-se o modelo do aerogerador estudado. O modelo TCMD é baseado na teoria do disco atuador, a montante “upstream” e a jusante “downstream”.

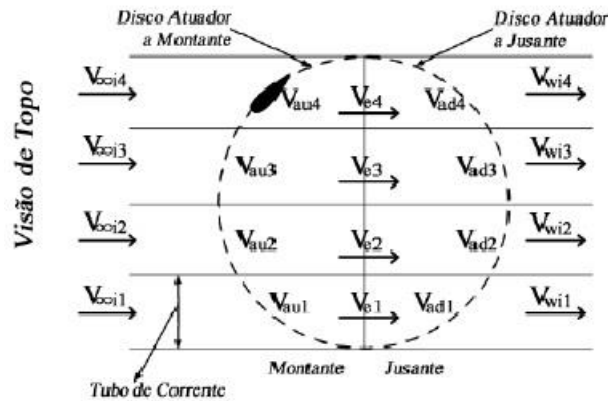


Figura 33 - Modelo de TCMD  
(BATISTA, 2013)

Paraschivoiu (2002) afirma que existe uma diferencial de pressão em um disco atuador e logo a força exercida pelo fluido no mesmo é a seguinte:

$$\overline{\Delta F_{x,m}} = (P_{i,m}^+ - P_{i,m}^-) * \Delta A \quad (24)$$

Onde  $P_{i,m}^+$  é a pressão a montante na face do atuador,  $P_{i,m}^-$  é a pressão a jusante na face do mesmo atuador e  $\Delta A$  é a área transversal do tubo de corrente.

Aplicando a equação de Bernoulli entre as condições de equilíbrio na face a montante e a jusante do atuador com o ambiente, tem-se

$$\frac{\rho * V_{\infty}^2}{2} + P_{\infty} = \frac{\rho * V_{i,m}^2}{2} + P_{i,m}^+ \quad (25)$$

$$\frac{\rho * V_{i,m}^2}{2} + P_{i,m}^- = \frac{\rho * V_{eq}^2}{2} + P_{\infty} \quad (26)$$

Substituindo as equações (25) e (26) na equação (24), tem-se

$$\overline{\Delta F_{x,m}} = \frac{\rho * (V_{\infty}^2 - V_{eq}^2)}{2} * \Delta A \quad (27)$$

Pela Segunda lei de Newton,  $\overline{\Delta F_{x,m}}$  precisa ser igual ao produto do fluxo de massa que passa pelo atuador com a diferença de velocidade

$$\overline{\Delta F_{x,m}} = \rho * V_{i,m} * \Delta A * (V_{\infty} - V_{eq}) \quad (28)$$

Com isso, tem-se a partir das equações (27) e (28)

$$V_{eq} = 2 * V_{i,m} - V_{\infty} \quad (29)$$

Equacionando a (28) e (29), sendo que  $\Delta A = H * R * \Delta \theta * \cos \theta$ , tem-se

$$\overline{\Delta F_{i,m}} = 2 * \rho * H * R * \Delta \theta * \cos \theta * V_{i,m} * (V_{\infty} - V_{i,m}) \quad (30)$$

A equação acima representa a força no atuador em termos de mudança global da velocidade. Ao analisar o atuador, verifica-se que o elemento em rotação da pá é o responsável pelas cargas. Pela geometria simples, Paraschivoiu (2002) escreveu que a força instantânea da corrente no elemento é

$$\Delta F_i = \Delta F_N * \cos \theta + \Delta F_T * \sin \theta \quad (31)$$

Combinando a equação (16) e (17) com a equação (31), resulta para a parte montante do atuador a força

$$\Delta F_{i,m} = \frac{\rho * V_{Rel}^2 * c * H}{2} * (C_N * \cos \theta + C_T * \sin \theta) \quad (32)$$

Paraschivoiu (2002) explica que para um rotor com N pás idênticas, a rotação em um tubo de corrente com duração de  $\Delta \theta / \omega$  e com amplitude dada pelo lado direito da equação (32), tem-se que a força média é

$$\overline{\Delta F_{i,m}} = \frac{(N * \Delta \theta) * \rho * V_{Rel}^2 * c * H}{4 * \pi} * (C_N * \cos \theta + C_T * \sin \theta) \quad (33)$$

Para resolver as equações (30) e (33), Paraschivoiu (2002) introduz o efeito do fator de indução no lado montante  $U_m$

$$U_m = \frac{V_{i,m}}{V_\infty} \quad (34)$$

Com esse fator, consegue-se calcular a velocidade de equilíbrio  $V_{eq}$  no eixo do rotor:

$$V_{eq} = (2 * U_m - 1) * V_\infty \quad (35)$$

Assim, consegue-se a equação seguinte para um  $U_m$ :

$$\frac{N * c}{8 * \pi * R} * (C_N * \cos \theta + C_T * \sin \theta) * \left( \frac{V_{Rel}}{V_{i,m}} \right)^2 * U_m^2 = U_m * (1 - U_m) * \cos \theta \quad (36)$$

Manipulando a equação (36), temos:

$$\frac{N * c}{8 * \pi * R * \cos \theta} * (C_N * \cos \theta + C_T * \sin \theta) * \left( \frac{V_{Rel}}{V_{i,m}} \right)^2 = F(U_m) \quad (37)$$

Resumindo assim a equação (37) em

$$U_m = \frac{1}{1 + F(U_m)} \quad (38)$$

Analogamente, pode-se equacionar para o lado de jusante do rotor. Neste caso, o fator de indução  $U_j$  no lado jusante associado com o segundo disco atuador é dado por

$$U_j = \frac{V_{i,j}}{V_{eq}} \quad (39)$$

A equação de  $F(U_j)$  é

$$\frac{-N * c}{8 * \pi * R * \cos \theta} * (C_N * \cos \theta + C_T * \sin \theta) * \left( \frac{V_{Rel}}{V_{i,j}} \right)^2 = F(U_j) \quad (40)$$

Analogamente a equação (38), tem-se para o lado jusante

$$U_j = \frac{1}{1 + F(U_j)} \quad (41)$$

As equações (40) e (41) são aplicáveis para o intervalo  $\pi/2 \leq \theta \leq 3\pi/2$ , enquanto que as equações (37) e (38) são utilizáveis no intervalo  $-\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2$ .

Para os cálculos dos fatores de indução, é necessário inicialmente assumir um valor inicial. Com esse valor, calculam-se os valores das velocidades  $V_{i,m}$  e  $V_{i,j}$ .

Utilizando as equações (9) e (11), calculam-se a velocidade relativa e o ângulo de ataque. Assim, consegue-se calcular o número de Reynolds, que é dado por

$$Re = \frac{V_{Rel} * c}{\nu_{\infty}} \quad (44)$$

Onde  $\nu_{\infty}$  é a viscosidade cinemática do ar.

Para encontrar os  $C_D$  e  $C_L$ , é necessário fazer uma interpolação nas tabelas de características dos aerofólios em função do ângulo de ataque  $\alpha$  e do número de Reynolds  $Re$ . Após encontrar  $C_D$  e  $C_L$ , utilizam-se as equações (14) e (15) para descobrir  $C_T$  e  $C_N$ .

Por fim, utilizam-se os valores calculados de  $C_T$  e  $C_N$  nas equações (37) e (40) para obter um novo valor do fator de indução através das equações (38) e (41), realizando um processo iterativo. Quando cada valor convergir, obtêm-se os fatores de indução característicos para as condições impostas.

## 6. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

O dimensionamento de uma turbina eólica consiste em várias variáveis, como diâmetro do rotor, largura e comprimento das pás, tipo de configuração da turbina e também do gerador elétrico que é responsável pela conversão de energia mecânica em elétrica.

Para o estudo, foi considerado os seguintes parâmetros de design:

| Descrição                                               | Valor                         |
|---------------------------------------------------------|-------------------------------|
| Altura da turbina (H)                                   | 3 m                           |
| Corda do perfil (c)                                     | 0,3 m                         |
| Raio do rotor (R)                                       | 1,4 m                         |
| Velocidade angular do rotor ( $\omega$ )                | 120 rpm                       |
| Viscosidade cinemática do ar ( $\nu_{\infty}$ ) a 25° C | 0,000015575 m <sup>2</sup> /s |
| Densidade do ar ( $\rho$ ) a 25° C                      | 1,184 Kg/m <sup>3</sup>       |

Tabela 2 - Parâmetros de design do rotor

De acordo com os dados obtidos do período de 31 de dezembro de 2009 a 01 de janeiro de 2013 da estação meteorológica do aeroporto Eurico Salles, em Vitória/ES, foi obtida a velocidade local a 10 m de altitude. Utilizando a Lei de Potência, que relaciona a velocidade do vento entre duas alturas, sendo descrita por

$$V_{\infty}(h_2) = V_{\infty}(h_1) * \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{z_0} \quad (45)$$

Onde  $z_0$  é o expoente de camada limite e  $h_{1,2}$  são alturas nos pontos 1 e 2.

Assim foi calculado a velocidade dos ventos para a altitude de 100m, conforme explicado na seção de estudo de caso. Devido a turbina ser colocada em um centro urbano e levando em consideração a Figura 3, foi determinado uma rugosidade da superfície de 2, que resulta num expoente de camada limite igual a 0,27.

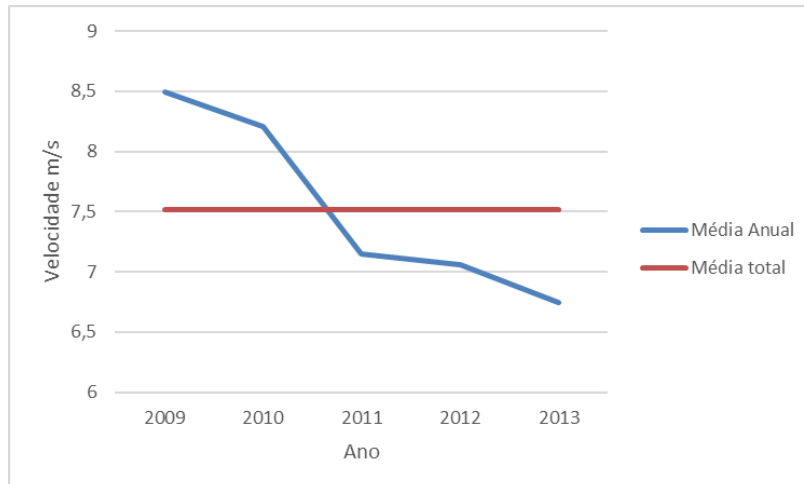


Figura 34 - Velocidade média do vento entre 2009 e 2013 a 100 m.  
Fonte: elaborado pelo autor

A velocidade média do vento calculada foi de 7,51 m/s.

Para a realização do dimensionamento da turbina alguns rendimentos tiveram que ser estipulados como o rendimento do gerador, o rendimento do multiplicador de velocidades e o rendimento do inversor de tensão, outros fatores de perdas foram desconsiderados pois seus efeitos são desprezíveis.

| Descrição                                                  | (%) |
|------------------------------------------------------------|-----|
| Rendimento do Gerador ( $\eta_g$ )                         | 95  |
| Rendimento do multiplicador de velocidades ( $\eta_{mv}$ ) | 98  |
| Rendimento do inversor de tensão ( $\eta_{it}$ )           | 92  |

Tabela 3 - Rendimentos elétricos e mecânicos

Foi feito um algoritmo para um software de cálculo computacional para referência dos cálculos das cargas aerodinâmicas, torque e coeficiente de potência.

O algoritmo (ANEXO B) tem como entrada os parâmetros de design, a velocidade do vento e as tabelas que contém os dados sobre os coeficientes de sustentação e arrasto em função do Reynolds e o ângulo de ataque. Para cada tubo de corrente o programa calcula com um processo de interação o fator de indução, velocidade relativa, número de Reynolds, ângulo de ataque e forças tangenciais e normais.

O diagrama abaixo mostra o esquemático do algoritmo feito.

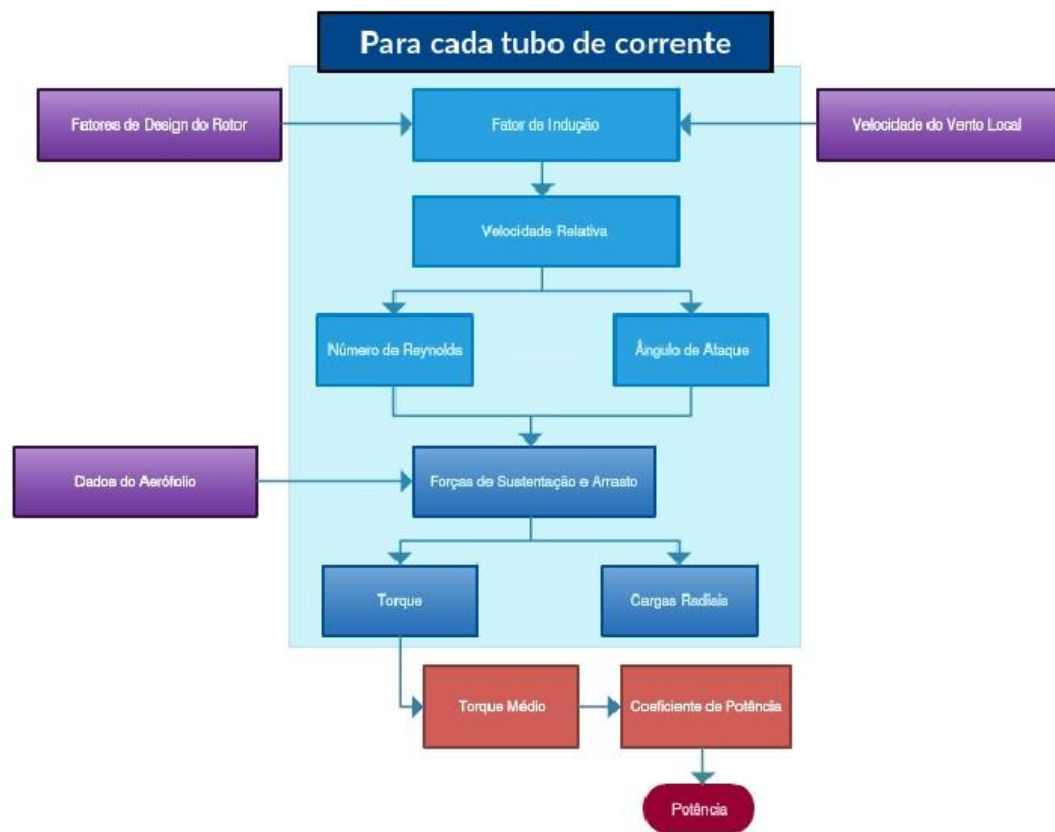


Figura 35 - Diagrama esquemático do algoritmo

Para todo o processo, 18 tubos de correntes foram considerados a fins de cálculos, o que significa avaliar as condições do vento para cada 10°. Segundo Paraschivoiu (2002) o valor ideal para análise seria 36 tubos, entretanto devido à falta de recursos computacionais não foi possível utilizá-lo.

O próprio modelo matemático escolhido já leva em conta um fator de indução variante em função do ângulo azimutal, entretanto ele não considera os seguintes efeitos que poderiam melhorar a precisão do modelo:

- Presença de eixo e braçadeiras
- A variação vertical da velocidade
- Expansão dos tubos de corrente
- Efeitos do estol dinâmico

De acordo com Claessens (2006), os modelos baseados na teoria do momento de pás são limitados a solidez menores que 0,2, para solidez maiores que isso as suposições do modelo de momento não são válidas. Logo nosso algoritmo pode não ser o mais indicado para pequenas turbinas com pequenas velocidades periféricas.

Apesar de disso, devido a facilidade e agilidade o método, ela é considerada uma ferramenta de design útil. Já que, diferente das simulações computacionais como CFD, que necessitam muitos recursos computacionais.

Os aerofólios foram escolhidos para este estudo considerando a disponibilidade dos coeficientes de sustentação e arrasto para ângulos de ataque entre  $-30^\circ$  e  $30^\circ$ .

Os aerofólios com dados suficientes disponíveis foram encontrados num estudo pelo *Sandia National Laboratories* feitos por Sheldahl & Klimas (1981), neste documento contém os coeficientes de arrasto e sustentação dependendo do número de Reynolds e do ângulo de ataque entre  $0^\circ$  e  $180^\circ$  para diferentes perfis de aerofólios NACA.

Foram escolhidos os aerofólios NACA 0015, NACA 0018 e NACA 0021 e seus resultados foram comparados.

| Resultados |                  | Unidades | NACA0015 | NACA0018 | NACA0021 |
|------------|------------------|----------|----------|----------|----------|
| Montante   | $\overline{T_m}$ | (N*m)    | 19,11    | 21,70    | 26,71    |
|            | Ctm              |          | 4,9%     | 5,5%     | 6,8%     |
|            | Cpm              |          | 11,4%    | 12,9%    | 15,9%    |
| Jusante    | $\overline{T_j}$ | (N*m)    | 14,05    | 11,28    | 11,40    |
|            | Ctj              |          | 3,6%     | 2,9%     | 2,9%     |
|            | Cpj              |          | 8,4%     | 6,7%     | 6,8%     |
| Total      | $\overline{T_t}$ | (N*m)    | 33,16    | 32,98    | 38,11    |
|            | Cpt              |          | 19,8%    | 19,7%    | 22,7%    |
|            | Pot              | (W)      | 416,43   | 414,21   | 478,68   |

Tabela 4 - Tabela de Resultados

Foi plotado um gráfico de torque x ângulo azimutal para cada perfil.

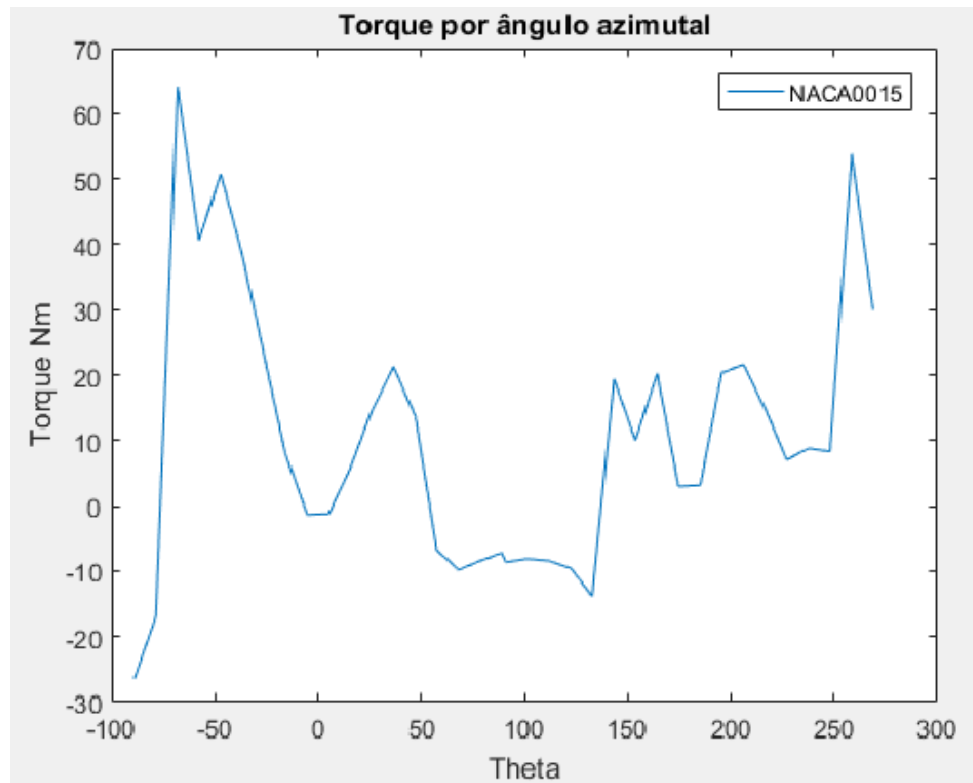


Figura 36 - Gráfico para o perfil NACA0015

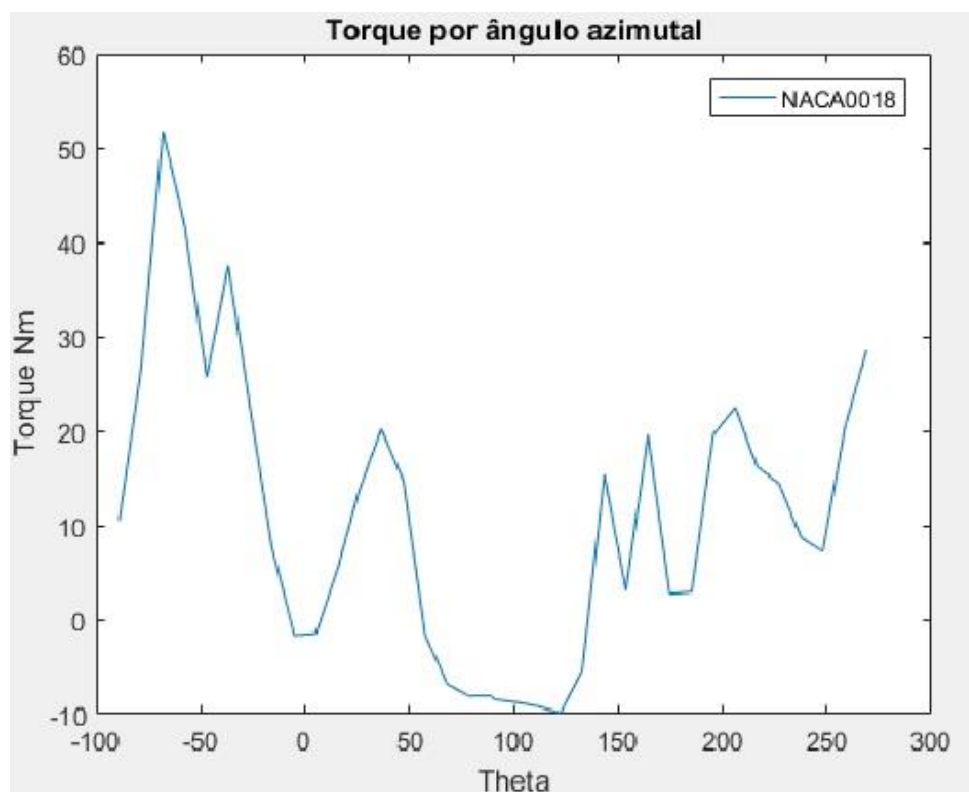


Figura 37 - Gráfico para o perfil NACA0018

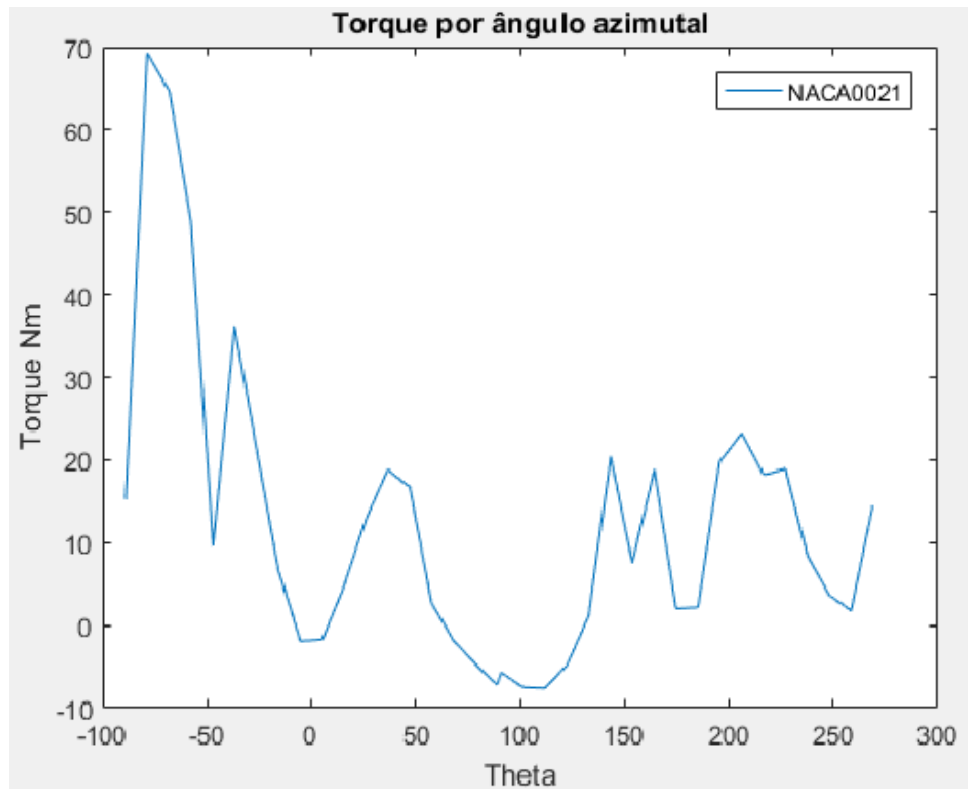


Figura 38 - Gráfico para o perfil NACA0021

Com isso, plotou-se um gráfico comparativo para estes perfis.

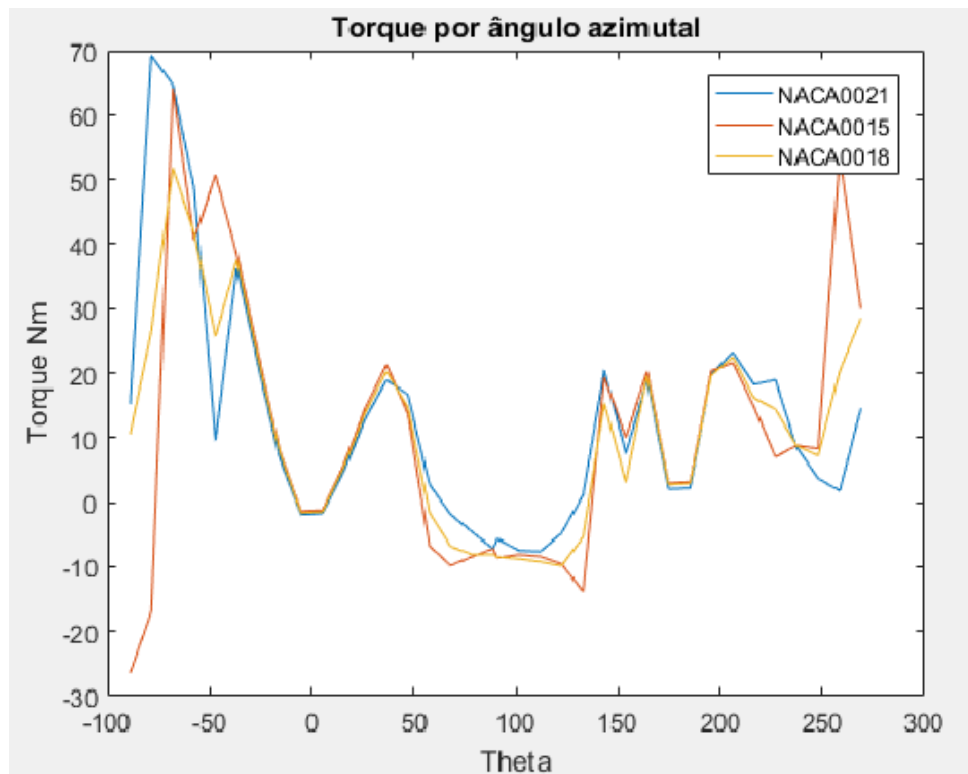


Figura 39 - Gráfico comparativo entre os perfis

Para a utilização destes parâmetros de design do rotor e características ambientais, chega-se à conclusão que o perfil que mais se adequa é o NACA0021. Sua eficiência atingiu o valor de 22,7% gerando uma potência máxima de 478,68 W. Os outros perfis apresentaram valores bem similares, com eficiências perto de 20% e potências máximas pouco acima de 410 W.

Comparado com as outras turbinas comerciais (Anexo C), conclui-se que os resultados obtidos são válidos.

A potência útil disponível para este tipo de turbina pode ser calculada pela fórmula abaixo, que leva em consideração o rendimento do gerador, o rendimento do multiplicador de velocidades e o rendimento do inversor de tensão.

$$Pot_{\text{útil}} = Pot * \eta_g * \eta_{mv} * \eta_{it} \quad (46)$$

$$Pot_{\text{útil}} = 478,68 * 0,95 * 0,98 * 0,92$$

$$Pot_{\text{útil}} = 410 \text{ W}$$

Ou seja, a potência que será utilizado para uso residencial é de 410 W.

Outras análises são necessárias para determinar a viabilidade deste tipo de turbina, como estrutural e econômica.

## 7. TRABALHOS FUTUROS

O estudo e desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical é um conceito novo e relativamente pouco estudado. Existem várias linhas de estudo que necessitam um maior estudo e aprofundamento. O forte crescimento e desenvolvimento no uso de energias renováveis tornará esta área de estudo bastante interessante.

Algumas sugestões de melhorias para futuros trabalhos são:

- Aprofundamento nos estudos de modelos existentes: apesar de vários modelos terem sido desenvolvidos, é difícil quantificar a exatidão dos resultados. Sugere-se estudos de outros modelos, tanto computacionais quanto e experimentais.
- Realização de testes experimentais: para comprovação dos resultados, seria necessário o estudo desta turbina em um túnel de vento com instrumentação que permita uma coleta de dados automática e rápida.
- Estudo sobre materiais para aplicação nas turbinas: em nosso estudo, não foi realizado uma avaliação das forças e momentos que estão impostas nesta turbina, logo não podemos certificar que os resultados obtidos são possíveis ou não no ponto de vista estrutural.
- Estudo dos impactos da turbina: como o estudo foi realizado para aplicação em centros urbanos, é necessário realização de testes sobre o ruído e outros possíveis impactos que esta turbina pode causar.
- Desenvolvimento de perfis específicos: neste estudo, foi utilizado perfis clássicos, NACA 4 dígitos. Perfis desenvolvidos para aplicações em turbinas verticais podem apresentar melhores resultados que os atuais.
- Estudo dos efeitos da turbulência: apesar das dificuldades na avaliação, uma análise criteriosa dos efeitos da turbulência no local de instalação da turbina faz-se necessária para aprimorar os resultados obtidos.

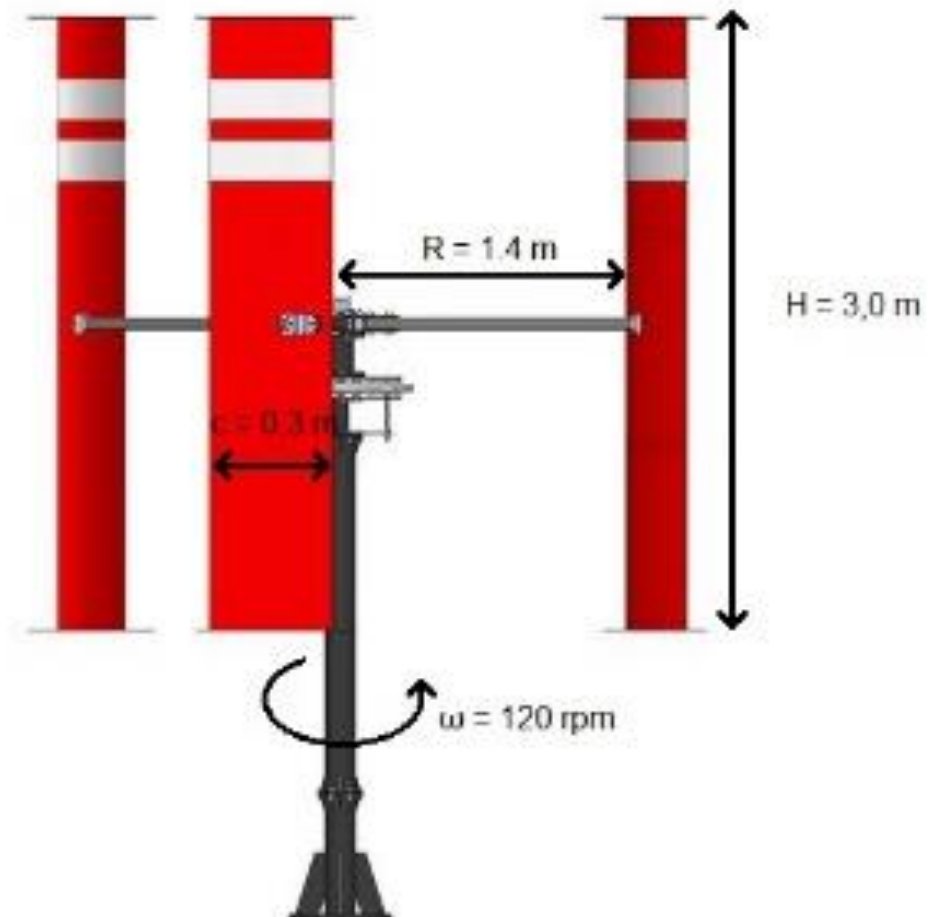
## REFERÊNCIAS

- 1 AMARANTE, O. A. C. D. et al. **Atlas éólico: Espírito Santo**. Vitória. 2009.
- 2 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim de Dados Jan 2016**. São Paulo, p. 7. 2015.
- 3 BATISTA, N. A. M. D. C. **NOVO AEROGERADOR DE EIXO VERTICAL INTEGRADO NUMA REDE INTELIGENTE EM CONTEXTO URBANO**. Universidade de Évora. [S.l.], p. 222. 2013.
- 4 BRANLARD, E. **Wind turbine tip-loss corrections**. Technical University of Denmark. [S.l.], p. 185. 2011.
- 5 CASTELLI, M.; DE BETTA, S.; BENINI, E. Effect of Blade Number on a Straight-Bladed Vertical-Axis Darreius Wind Turbine. **International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering**, 2012. 68-74.
- 6 CASTILLO, J. **SMALL-SCALE VERTICAL AXIS WIND TURBINE DESIGN**. Tampere University of Applied Sciences. [S.l.], p. 69. 2011.
- 7 CLAESSENS, M. C. **The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis**. [S.l.]. 2006.
- 8 DÍAZ, A. P.; PAJARO, G. J.; SALAS, K. U. **Computational model of Savonius turbine**. [S.l.]. 2014.
- 9 ERIKSSON, S.; HANS, B.; MATS, L. Evaluation of different turbine concepts for wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** **12**, 2008. 1419-1434.
- 10 GENDRICH, C. P. **Dynamic Stall of Rapidly Pitching Airfoils: MTV Experiments and Navier-Stokes Simulations**. Michigan State University. [S.l.], p. 151. 1997.
- 11 GHOSH, A. et al. **Some Aspects of Vertical Axis Wind Turbines (VAWTs) - A Review**. [S.l.]. 2013.
- 12 GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **GLOBAL WIND REPORT 2015**. Brussels, p. 76. 2016.
- 13 GORMONT, R. E. **A MATHEMATICAL MODEL OF UNSTEADY AERODYNAMICS AND RADIAL FLOW FOR APPLICATION TO HELICOPTER ROTORS**. Boeing Vertol Company. [S.l.], p. 131. 1973.
- 14 HANSEN, M. H. **Wind Turbine Terminology and Components**. DTU. [S.l.], p. 10. 2016.
- 15 HOMICZ, G. F. **Numerical Simulation of VAWT Stochastic Aerodynamic Loads Produced by Atmospheric Turbulence: VAWT-SAL Code**. Sandia National Laboratories. [S.l.], p. 73. 1991.
- 16 ISLAM, M.; TING, D. S.-K.; FARTAJ, A. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 20 Outubro 2006. 23.

- 17 MASSÉ, B. **Description de Dew Programrnes d'Ordinateur pour le Calcul des Performances et des Charges Aérodynamiques pour les Éoliennes à Axe Vertical.** Institut de Recherche del'Hydro-Quebec. [S.l.]. 1981.
- 18 MINISTÉRIO DE ENERGIA E MINAS. **Resenha Energética Brasileira 2015.** Brasília, p. 32. 2015.
- 19 OHYA, Y. **A Highly Efficient Wind and Water Turbines With Wind-Lens Technology & Offshore Floating Energy Farm.** Kyushu University. [S.l.]. 2014.
- 20 PARASCHIVOIU, I. **Wind Turbine Design: With Emphasis on Darrieus Concept.** 1. ed. [S.l.]: Polytechnic International Press, 2002.
- 21 PICOLO, A. P.; BÜHLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. **Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino.** [S.l.]. 2014.
- 22 PORTÉ-AGEL, F.; WU, Y.-T. Atmospheric Turbulence Effects on Wind-Turbine Wakes: An LES Study. **Energies**, 17 Dezembro 2012. 5340-5362.
- 23 SHELDAHL, R. E.; KLIMAS, P. C. **Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections Through 180-Degree Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines.** Sandia National Laboratories. [S.l.], p. 120. 1981.
- 24 SILVA, G. B. D. O. E. **Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical.** Universidade Técnica de Lisboa. [S.l.], p. 98. 2011.
- 25 TAHER, G. A.-E.-Y. et al. Effect of Number of Blades and Blade Chord Length. **American Journal of Mechanical Engineering and Automation**, 30 Janeiro 2015. 16-25.
- 26 VRIES, O. D. **Fluid dynamic aspects of wind energy conversion.** [S.l.]. 1979.
- 27 WENZEL, G. M. **PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL.** PUC-RS. Porto Alegre, p. 76. 2007.

## ANEXOS

### ANEXO A – IMAGEM ILUSTRATIVA DA TURBINA EM ESTUDO



## ANEXO B - ALGORITMO COMPUTACIONAL

```

clear all
clc
R=1.4; %Raio
H=3; % Altura
c=.3; % Corda
Vinf=7.51; % Velocidade do vento
wm=12.56; % Rotação em rad/s
mi=1.5575e-5; % Viscosidade cinemática
ro=1.184; % Densidade do ar
N=3; % Número de pás
n=18; % Número de tubos
thetau = linspace (-89*pi/180, 89*pi/180, n); %montante
thetad = linspace (91*pi/180,269*pi/180, n); %jusante
lamda=wm*R/Vinf; %Velocidade Periférica
A = 2*R*H; %Área
%-----Montante-----
i = 0;
while (i<=n)
    i=i+1;
    Um = 1.01;
    Um_new= 1;
    while ((Um-Um_new)> 1e-3)
        Um=Um_new;
        Vi=Vinf*(Um); % Velocidade induzida
        lamda1=wm*R/Vi;
        Vrel=sqrt(Vi^2*((lamda1-sin(thetau(i)))^2+(cos(thetau(i)))^2));
        Rn=c*Vrel/mi; % Reynolds
        [A1,D1,L1]=Untitled(Rn); %Interpolação para Reynolds
        alfa1 = atan( (Vi*sin(thetau(i)))/(wm*R+Vi*cos(thetau(i)))));
        neg=0;
        if (sign(alfa1)==-1)
            neg = 1;
        end
        alfa_graus=abs(radtodeg(alfa1));
        % Interpolação para o angulo de ataque
        Cl = interp1(A1,L1,alfa_graus,'linear');
        Cd = interp1(A1,D1,alfa_graus,'linear');
        if(neg==1)
            alfa_graus=-1*alfa_graus;
            Cl = -1*Cl;
        end
        Ct=Cl*sind(alfa_graus)-Cd*cosd(alfa_graus);
        Cn=Cl*cosd(alfa_graus)+Cd*sind(alfa_graus);
        g=@(thetau) (abs(sec(thetau)).*(Cn.*cos(thetau)- Ct.*sin(thetau)).*(Vrel./Vi).^2));
        y = integral (g, -89*pi/180, 89*pi/180);
        fup = N*c*y/(8*pi*R);
        Um_new = pi/(fup+pi);
    end
    Auvector (i) = alfa_graus;
    auvector (i) = Um_new;
    Fnm (i) = (c*H/A)*Cn*(Vrel/Vinf)^2;
    Ftm (i) = (c*H/A)*Ct*(Vrel/Vinf)^2;
    Tm (i) = 0.5*ro*R*c*H*Ct*Vrel^2;
end
ts2 = trapz(thetau, Tm);
av_Tmp = N*(ts2)/(2*pi); %Torque médio a Montante

```

```

av_Cqm = av_Tmp/(0.5*ro*A*R*Vinf^2);
Cpu = av_Cqm*lamda; %Cp a Montante
%-----Jusante-----
j=n+1;
flag = 0;
i = 0;
while (j~=1)
    j=n+1;
    flag = 0;
    i = 0;
    while (j~=1)
        j = j-1;
        i = i+1;
        uj = 1.01;
        Uj_new = auvector(j);
        while ((uj-Uj_new)>1e-3)
            uj=Uj_new
            Ve = Vinf*((2*auvector(j))-1);
            Vd= Ve*uj;
            lamda1=wm*R/Vd;
            Vrel=sqrt(Vd^2*((lamda1-sin(thetad(i)))^2+(cos(thetad(i)))^2));
            Rn=c*Vrel/mi;
            [A1,D1,L1]=Untitled(Rn); % Interpola CL e Cd em função do Reynolds e angulo de ataque

            alfa1 = atan( (Vd*sin(thetad(i)))/(wm*R+Vd*cos(thetad(i)))));
            neg=0;
            if (sign(alfa1)==-1)
                neg = 1;
            end
            alfa_graus=abs(radtodeg(alfa1));
            Cl2 = interp1(A1,L1,alfa_graus,'linear');
            Cd2 = interp1(A1,D1,alfa_graus,'linear');
            if(neg==1)
                alfa_graus=-1*alfa_graus;
                Cl2 = -1*Cl2;
            end
            Ct=Cl2*sind(alfa_graus)-Cd2*cosd(alfa_graus);
            Cn=Cl2*cosd(alfa_graus)+Cd2*sind(alfa_graus);
            g=@(thetad) (abs(sec (thetad)).*(Cn.*cos(thetad)- Ct.*sin(thetad)).*(Vrel./Vd).^2);
            y = integral (g, 91*pi/180, 269*pi/180);
            fdw = N*c*y/(8*pi*R);
            if (flag==0)
                Uj_new = pi/(fdw+pi);
            end

            if(Uj_new<0.01)
                if(i>1)
                    Uj_new=advector(i-1);
                else
                    Uj_new=auvector(i);
                end
                flag=1;
            end
            end
            flag=1;
            Advector (i) = alfa_graus;
            advector (i) = Uj_new;
            Fnj (i) = (c*H/A)*Cn*(Vrel/Vinf)^2;
            Ftj (i) = (c*H/A)*Ct*(Vrel/Vinf)^2;
            Tj (i) = 0.5*ro*R*c*H*Ct*Vrel^2;

```

```

    j
end
ts4 = trapz (thetad, Tj);
av_Tjp = N*(ts4)/(2*pi); %Torque médio a jusante
av_Cqj = av_Tjp/(0.5*ro*A*R*Vinf^2);
Cpd = av_Cqj*lamda; %Cp a Jusante
Cpt = Cpd+Cpu; %Cp total
av_T = av_Tjp + av_Tmp; % Torque medio total
Pot=av_T*wm; %Potência da turbina

```

### ANEXO C – ANÁLISE DE TURBINAS COMERCIAIS

| Product              | Blade Length (m) | Rotor radius (m) | Swept Area (m <sup>2</sup> ) | Total Height (m) | Min Wind (m/s) | Max Wind (m/s) | Survival Wind (m/s) | Calc. $C_p$ |
|----------------------|------------------|------------------|------------------------------|------------------|----------------|----------------|---------------------|-------------|
| Turby                | 2,6              | 1,9              | 9,88                         |                  | 4              | 14             | 55                  | 0,15        |
| Windspire            | 5,79             | 0,61             | 7,06                         | 9,1              | 3,8            |                | 47                  | 0,23        |
| P-1000               | 2                | 0,9              | 3,60                         | 5,5              | 4              | 25             | 50                  | 0,26        |
| Easy Vertical        | 1,9              | 0,95             | 3,61                         | 6,8              | 3              |                | 53                  | 0,26        |
| FL1KWVAWT            | 1,65             | 1,25             | 4,13                         | 8                | 3              | 25             | 40                  | 0,40        |
| Windterra Eco 1200   | 2,66             | 1,125            | 5,99                         |                  | 3              |                | 53                  | 0,20        |
| VENCO-Twister 1000 T | 1,9              | 0,95             | 3,61                         |                  | 3,5            | 20             | 50                  | 0,26        |
| Mini Vertical        | 1,5              | 1,5              | 4,50                         |                  | 3              |                | 53                  | 0,10        |
| Aeolos-V 600w        | 1,6              | 0,65             | 2,08                         |                  | 2              |                | 50                  | 0,47        |
| P-500                | 1,05             | 0,68             | 1,43                         | 5,5              | 4              | 25             | 45                  | 0,26        |
| FSW Gyro.5           | 2,21             | 0,68             | 3,01                         | 5,49             | 1,96           | 24,6           | 40,2                | 0,22        |
| Seahawk 500          | 1,2              | 0,381            | 0,91                         |                  | 1,35           |                | 54                  | 0,46        |
| FLEX500VAWT          | 1                | 0,6              | 1,20                         |                  | 4,5            |                |                     | 0,31        |
| FSW Gyro.3           | 1,29             | 0,68             | 1,75                         | 5,49             | 1,96           | 24,6           | 40,2                | 0,29        |
| Aeolos-V 300w        | 1,4              | 0,6              | 1,68                         |                  | 2              |                | 50                  | 0,29        |
| VENCO-Twister 300 T  | 1                | 0,5              | 1,00                         |                  | 3,5            | 25             | 50                  | 0,18        |
| FSW Gyro.2           | 0,89             | 0,68             | 1,21                         | 5,49             | 1,96           | 24,6           | 40,2                | 0,28        |
| Wind Smile 200W      | 1                | 0,5              | 1,00                         | 1,4              | 2,5            |                | 60                  | 0,15        |
| ELY-100              | 0,8              | 0,8              | 1,28                         | 6                | 1,5            | 25             | 50                  | 0,13        |