

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**PAULO ROBERTO NOGUEIRA BASTOS**

**ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DE UM SISTEMA PARA MICROGERAÇÃO ÉOLICA  
VERTICAL**

**Fortaleza – CE**

**2017**

PAULO ROBERTO NOGUEIRA BASTOS

ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DE UM SISTEMA PARA MICROGERAÇÃO ÉOLICA VERTICAL

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Geração de Energia Eólica.

Orientador: Prof. Dr. Claus Franz Wehmann

Fortaleza - CE

2017

2

PAULO ROBERTO NOGUEIRA BASTOS

ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DE UM SISTEMA PARA MICROGERAÇÃO ÉOLICA VERTICAL

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Geração de Energia Eólica.

Aprovado em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Claus Franz Wehmann

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Profa. Dra. Maria Alexsandra de Sousa Rios

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Profa. Dra. Carla Freitas de Andrade

Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Jesus Cristo e a meus pais, com todo amor e carinho.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, que por sua infinita bondade, permitiu que eu trilhasse esta caminhada.

Aos meus pais pelo apoio e confiança.

Ao Prof. Dr. Claus, por sua atenção, paciência e zelo na orientação deste trabalho, e ao Professor Dr. Paulo Alexandre, pela sua ajuda com a revisão dele.

A todos os professores do que me ajudaram a construir o patrimônio que levo desta graduação, em especial àqueles que acompanharam mais de perto meu desenvolvimento, como o Professor Dr. Luis Soares, pela confiança e pelas oportunidades desde o início.

Aos colegas que, unindo forças, me ajudaram a chegar até aqui.

## RESUMO

Este trabalho trata da análise de eficiência de dois diferentes perfis aerodinâmicos para compor o projeto de um aerogerador de eixo vertical a ser instalado para suprir a demanda elétrica de uma residência, a fim de selecionar-se o melhor modelo. A comparação foi feita a partir de métodos numéricos, reunidos em dois softwares livres, o XFOIL e o XRL5, usados para fazer simulações com dois perfis NACA, o 0012 e o 0018. Os dados obtidos nas simulações foram usados em códigos escritos em ambiente SciLab a fim de calcular as potências geradas com cada perfil e traçar suas respectivas curvas de operação. A obtenção deste programa e as curvas geradas por eles também é objetivo deste trabalho. O equipamento é projetado para ter o funcionamento em conjunto com a rede elétrica instalada na residência, diminuindo assim o consumo de energia proveniente da companhia local. As simulações convergiram para um perfil mais eficiente, foram desenhadas as curvas de operação e o resultado obtido foi de uma produção superior à demandada em mais de 40%, mesmo considerando algumas perdas. Com isso pode-se afirmar que o uso desse tipo de geração, frente a seu custo, é viável e muito promissor.

Palavras chave: Energia. Eólica. Microgeração. NACA.

## ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Motivação.....	13
1.2	Objetivos.....	13
1.2.1	Objetivos Gerais.....	13
1.2.2	Objetivos Específicos.....	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	14
2.1	Características do vento.....	14
2.2	A distribuição estatística dos ventos.....	14
2.3	Parâmetros para a escolha do aerogerador.....	15
2.4	Comparação entre os tipos de máquinas.....	16
2.5	Projeto de aerogeradores.....	18
2.5.1	Modelo unidimensional e limite de Betz.....	18
2.5.2	A teoria do elemento de pá.....	20
3	METODOLOGIA.....	24
3.1	O dimensionamento da aplicação.....	25
3.2	Concepção aerodinâmica.....	22
3.2.1	Tipo do rotor.....	26
3.2.2	O recurso eólico na região estudada.....	27
3.2.3	Dimensionamento dos parâmetros de projeto.....	28
3.2.4	Perdas aerodinâmicas.....	30
3.2.5	Considerações sobre o controle de potência.....	31
4.0	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	46
5.0	CONCLUSÃO.....	42
	REFERÊNCIAS.....	48
	APÊNDICE A.....	47
	Programa para cálculo dos parâmetros de Weibull.....	48
	Programa para plotagem de gráfico de velocidade relativa.....	49
	Programa para cálculo de potência gerada.....	49
	Programa para cálculo de potência perdida pela estrutura.....	50
	APÊNDICE B.....	51

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Ilustração do modelo unidimensional de Rankine .....	19
Figura 2 - Distribuição de forças sobre o perfil aerodinâmico .....	22
Figura 3 - Modelamento da seção vertical do rotor .....	26
Figura 4 - Dados de vento coletados .....	27
Figura 5 – Distribuição de forças na estrutura.....	31
Figura 6 - Curva de potência de um gerador de eixo vertical.....	32
Figura 7 - Perfis NACA 0012 (a) e NACA 0018 (b).....	36
Figura 8 - Interface do XFOIL no momento da simulação, mostrando os dados de CL e CD estimados para cada ângulo de ataque dentro do intervalo solicitado.....	37
Figura 9 - Curva CL contra CD do NACA 0012.....	37
Figura 10 - Curva CL/CD contra Alpha do NACA 0012.....	38
Figura 11 - Curva CL contra CD do NACA 0018.....	38
Figura 12 - Curva CL/CD contra Alpha do NACA 0018.....	39
Figura 13 - (a) Curvas dos perfis NACA 0012 e 0018 obtidos pelo XFLR5, com ênfase na comparação entre (b) CL e CD e (c) Cl/Cd e Alpha nos dois perfis .....	39
Figura 14 - Potência x Velocidade do vento para NACA 0012. ....	42
Figura 15 - Potência x Velocidade do vento para NACA 0018. ....	42
Figura 16 - Cp x Velocidade do vento para NACA 0012. ....	43
Figura 17 - Cp x Velocidade do vento para NACA 0018. ....	43
Figura 18 - Cp x Velocidade do vento para NACA 0018. ....	43
Figura 19 – Cobertura do consumo coberto por mês.....	43



## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 - Demanda energética da residência. ....	24
Quadro 2 - Conversão de potência requerida em corrente requerida .....	25
Quadro 3 - Porcentagem do consumo coberto pela geração em relação às médias de velocidade no mês. ....	33
Quadro 4 - Variação da velocidade média do vento ao longo do ano. ....	33
Quadro 5 - Probabilidade de cada velocidade de vento. ....	34
Quadro 6 - Gráfico de velocidade relativa versus ângulo de posição do rotor. ....	35
Quadro 7 - Parâmetros para cálculo de CL e CD .....	40

## ÍNDICE DE SIGLAS

NACA – *National Advisory Comitee for Aeronaltics*;

TSR – *Tip Speed Ratio*;

XFOIL – Software de simulação aerodinâmica;

XFRL5 – Software de simulação aerodinâmica;

Cp – Coeficiente de potência;

Cl – Coeficiente de sustentação

Cd – Coeficiente de arrasto

Cq – Coeficiente de inpuxo

## ÍNDICE DE VARIÁVEIS

$P(U)$  – Função Densidade de Probabilidade da distribuição Weibull

$K$  – Parâmetro de forma da distribuição de Weibull

$C$  – Parâmetro de escala da distribuição de Weibull

$e(x)$  – Função exponencial

$U$  – Velocidade do vento;

$\lambda$  - TSR

$\alpha$  – Ângulo de ataque

$\varphi$  – Ângulo de rotação do rotor

$\beta$  – Ângulo de torção da pá

$U_{\infty}$  - Velocidade do vento muito a montante da área de varregura

$\Sigma$  – Operador somatório;

$\sigma^2$  - Variância

$\omega$  – Velocidade angular

$\rho$  – Densidade do ar

$U_{\omega}$  – Escalar de velocidade Relativa

$W$  – Vetor resultante de velocidade relativa

$\Gamma(x)$  – Função Gamma

$B$  – Número de pás do rotor

$P$  – Potência

$P_0$  – Potência de referência

$R$  – Raio do rotor

$\eta$  – Rendimento elétrico do sistema

$a$  – Fator de interferência

$M$  – Empuxo

$A$  – Área de varredura do rotor

$F_n$  – Força normal

$F_t$  – Força tangencial

$F_d$  – Força de Arrasto

$Q$  – Torque

$dr$  – Elemento diferencial de raio

## 1 INTRODUÇÃO

Desde os anos 70, no contexto da crise do petróleo, onde o preço dos combustíveis fósseis sofreu um grande aumento, o Brasil manifestou um maior empenho no desenvolvimento de métodos alternativos de geração de energia; nessa ocasião as atenções estavam voltadas para os veículos automotores, no entanto hoje esse cenário deu lugar à preocupação com a geração e o consumo de energia elétrica.

Para reverter essa situação, a maioria dos estados desenvolve diversas manobras para diminuir a demanda, como racionamentos, horário de verão e multas por baixos fatores de potência. Essa demanda está principalmente concentrada sobre as hidroelétricas, que representam cerca de 70% da matriz energética nacional.

Os estados litorâneos, que possuem um notório potencial eólico e solar, motivaram mais ainda as pesquisas no âmbito das energias renováveis. O Ceará foi o pioneiro nesse desenvolvimento, apesar de não ser o maior produtor. Nesse estado, cerca de 15% da matriz energética é renovável, mas a previsão, segundo o conselho da ENEL – distribuidora de energia elétrica do Ceará – é que até o ano de 2050 seja de 50%.

Tal aumento foi proposto devido ao surgimento da lei de compensação, proveniente da Resolução Normativa 482 da ANEEL, de 2012, que permite a microgeração residencial sem o cancelamento do convênio com a concessionária, de modo que o usuário pode usufruir de uma geração própria de energia, entregue à companhia, revertida em desconto na fatura mensal. Além disso, o titular da conta pode distribuir o excedente em outros pontos de consumo. Assim, espera-se que a prática seja cada vez mais difundida (ANEEL, 2012).

Com ensejo nestas mudanças, surge um cenário bastante promissor para a microgeração residencial, de modo que para que esta prática se torne viável, é necessária a disponibilidade de equipamentos no mercado, com preços e condições acessíveis; linhas de crédito fornecidas pelos bancos, para aumentar a gama de consumidores; e mão de obra qualificada para dimensionamento, projetos, acompanhamento das instalações e manutenção dos sistemas.

### 1.1 Motivação

O quadro de consumidores finais da matriz energética brasileira é dominado pelo setor industrial, que representa 34%; Os outros principais são os setores de transportes, 28%, e o residencial, 11%, e é sobre este último que estão voltados os olhares - em virtude desse número significativo à difusão da microgeração. Tendo em vista essas condições, esse trabalho se motiva a projetar um aerogerador de pequeno porte, dimensionado para um determinado ponto de consumo residencial, localizado na área urbana de Fortaleza, com demanda já definida, de modo que seja suprido todo o consumo de energia elétrica do mesmo (Ministério de Minas e Energia, 2015).

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivos gerais

Elaborar uma sequência de passos a fim de analisar a eficiência de um perfil aerodinâmico suficientemente eficiente para a implantação de uma turbina eólica de eixo vertical em uma residência, de modo que esta tenha toda sua demanda de energia elétrica suprida.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos deste trabalho estão elencados:

- A comparação entre o desempenho do gerador com diferentes perfis para a pá e a simulação dos mesmos em dois softwares distintos.
- A implementação de códigos para a execução dos cálculos de potência, e seu coeficiente, velocidade relativa, perdas aerodinâmicas e a impressão das respectivas curvas de operação da máquina;
- Estimativa da porcentagem de consumo coberto pela turbina ao longo do ano.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

## 2.1 Características do vento

O primeiro passo para o projeto do aerogerador é o estudo do vento, pois é a partir dele que a energia cinética é convertida pela turbina. As massas de ar sobre a superfície terrestre estão com constante movimento devido a algumas forças que atuam sobre elas. A saber:

- Força gerada pelo gradiente de pressão causado pelo aquecimento do sol;
- Força de fricção com a superfície da terra.
- Força de Coriolis;

A energia cinética é transferida às massas de ar presentes na atmosfera terrestre por impulso, bem como no movimento de rotação, onde a fricção que das mesmas contra a superfície acaba por arrastar o ar, gerando nele movimento. A diferença de aquecimento pelo sol em determinados locais faz com que surja um gradiente de pressão que ajuda no movimento das massas de ar.

A força de Coriolis é proveniente dos movimentos combinados de rotação e translação da terra.

Como nenhum desses fatores tem um comportamento constante, os ventos assumem uma característica que se pode considerar aleatória. Desse modo, usam-se métodos estatísticos para prever as condições de velocidade sob as quais o aerogerador será instalado, como é feito neste trabalho.

## 2.2 Distribuição estatística

Os dados coletados a respeito do vento podem ser analisados estatisticamente por meio de funções de densidade de probabilidade ou de densidade cumulativa. Esta primeira leva em consideração a probabilidade de os valores coletados ocorrerem dentro de um intervalo definido; já a segunda representa a chance de o valor encontrado ser menor ou igual a uma referência. Ambas apresentam suas respectivas funções matemáticas bem definidas, bem como seus desvios padrões e suas médias (Manwell, 2009).

No estudo do vento, as funções de probabilidade comumente seguem duas distribuições, a de RAYLEIGH e a de WEIBULL. A primeira baseia-se na velocidade média do vento, apenas; e a segunda em dois parâmetros:  $k$ , um fator que faz referência ao aspecto da curva, e  $c$ , um fator de escala. As Equações 1, 2 e 3 representam a densidade de probabilidade, a variância desta e uma relação entre a velocidade média e os fatores mencionados usando a distribuição de Weibull.

$$P(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (1)$$

$$\sigma_u^2 = \bar{U}^2 \left[ \left( \frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)} \right) - 1 \right] \quad (2)$$

$$\bar{U} = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3)$$

Há também uma aproximação para quando se presumem valores de  $k$  entre 1 e 10, valores que são observados em condições ambiente, ou seja, sem tempestades ou similares, descrita na Equação 4:

$$k = \left(\frac{1}{\bar{u}}\right)^{-1,086} \quad (4)$$

Uma vez que os dados de velocidade do vento descrevem um intervalo discreto, é interessante para o projeto que se disponha de um intervalo contínuo e bem definido matematicamente, pois de posse de uma expressão que o descreva, é possível analisar a geração em condições de vento para as quais há ausência de dados, bem como perceber as particularidades de cada perfil, comparando-os por meio de suas curvas de potência. Para descrever esse comportamento, usa-se a função densidade de probabilidade – Equação 1. Para esse fim - interpolações e extrapolações - utiliza-se a função gamma (escolhida a partir da metodologia usada por Ernst, 2014),  $\Gamma(x)$ , definida pela Equação 5, que é uma forma integral aproximada da curva gerada pelos pontos oriundos da operação fatorial de cada valor de velocidade coletado. A função fatorial para inteiros, portanto, pode ser representada de forma abreviada, como mostra a Equação 6 (Zanella, 2016):

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad (5)$$

$$\Gamma(x) = (\sqrt{2\pi x})(x^{x-1})(e^{-x})\left(\frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2}\right) \quad (6)$$

### 2.3 Parâmetros para dimensionar o aerogerador

Para ficar claro o meio de atuação dos aerogeradores, são necessários alguns conceitos da Aerodinâmica:

- TSR – *Tip Speed Ratio* ( $\lambda$ ):

O TSR é o primeiro parâmetro a ser analisado em um projeto, pois ele faz referência à velocidade de rotação da turbina em relação à velocidade do vento. Com ele classifica-se o ambiente no qual a máquina está inserida.

Matematicamente, ele pode ser definido como a Equação 7:

$$\lambda = \frac{\omega R}{U_{\infty}} \quad (7)$$

Onde o numerador da razão representa a velocidade angular do rotor multiplicado pelo seu raio, que resulta na velocidade linear, ou tangencial, na sua extremidade e o denominador representa a velocidade do vento não perturbado.

- Solidez ( $\sigma$ ):

A solidez é uma razão de aspecto do rotor. Trata-se da razão entre a superfície projetada pelas pás sobre a circunferência descrita pelas mesmas, e é apresentada na Equação 8:

$$\sigma = \frac{Bc}{\pi R} \quad (8)$$

Onde  $B$  é o número de pás,  $c$  é a corda do perfil aerodinâmico e  $R$  é o raio do rotor.

- Coeficiente de potência ( $C_p$ ):

Este parâmetro trata da relação entre a potência disponível pelo recurso eólico e a potência fornecida pela máquina e é descrita pela Equação 9.

$$C_p = \frac{P}{P_o} \quad (9)$$

Onde  $P$  é a potência medida no Rotor e  $P_o$  a potência disponível do vento.

## 2.4 Comparação entre os tipos de máquinas

Os aerogeradores podem ser classificados quanto à orientação do eixo, que pode ser vertical ou horizontal, ou quanto à força motriz atuante sobre ele; neste caso ele pode ser movido por arrasto ou sustentação.

Os antigos moinhos de vento, antepassados dos aerogeradores, já se apresentavam nas duas maneiras de força motriz. Os de eixo vertical movidos por sustentação tinham aproximadamente  $C_p=0,25$ ; já os movidos por arrasto chegavam a  $C_p=0,16$  no máximo. Pode-se concluir disto que de uma forma geral os rotores movidos por sustentação tendem a ser mais eficientes. No entanto, esses valores dependem de vários fatores e variam significativamente ao longo da operação e com os diversos tipos de máquina e formato de lâminas. Portanto, houve, ao longo do desenvolvimento desta tecnologia, muitos testes com as mais variadas geometrias de rotores (Ernst, 2014).

O principal motivo para essa diferença de potência extraída é a magnitude das forças aerodinâmicas, a saber, arrasto e sustentação, em relação à área varrida pelo rotor. Máquinas movidas por arrasto trabalham sobre menores valores de TSR, aproximadamente entre 1 e 4, diferente das movidas por sustentação, onde se observa TSR de 5 a 9. Os rotores do tipo Savounius, por exemplo, trabalham com TSR por volta de 1,5 e medem  $C_p=0,2$ , no entanto, não se pode dizer que nenhuma turbina trabalha puramente por arrasto, também há parcelas de força de sustentação e vice-versa, e essas fazem com que o mesmo opere sobre valores um pouco maiores de TSR (Ernst, 2014).

O primeiro passo para selecionar um tipo de aerogerador a ser aplicado em determinado local é observar as curvas de  $C_p$  em relação ao TSR. Esse será o principal critério de escolha. Quanto a orientação do eixo, de forma geral, as turbinas verticais têm um  $C_p$  mais baixo em relação às horizontais; e dentre estes, o modelo Darrieus, que é um dos mais eficientes, alcança no Máximo  $C_p=0,4$ , sua a força motriz é de sustentação e gera coeficientes de potência mais atraentes (Ernst, 2014).

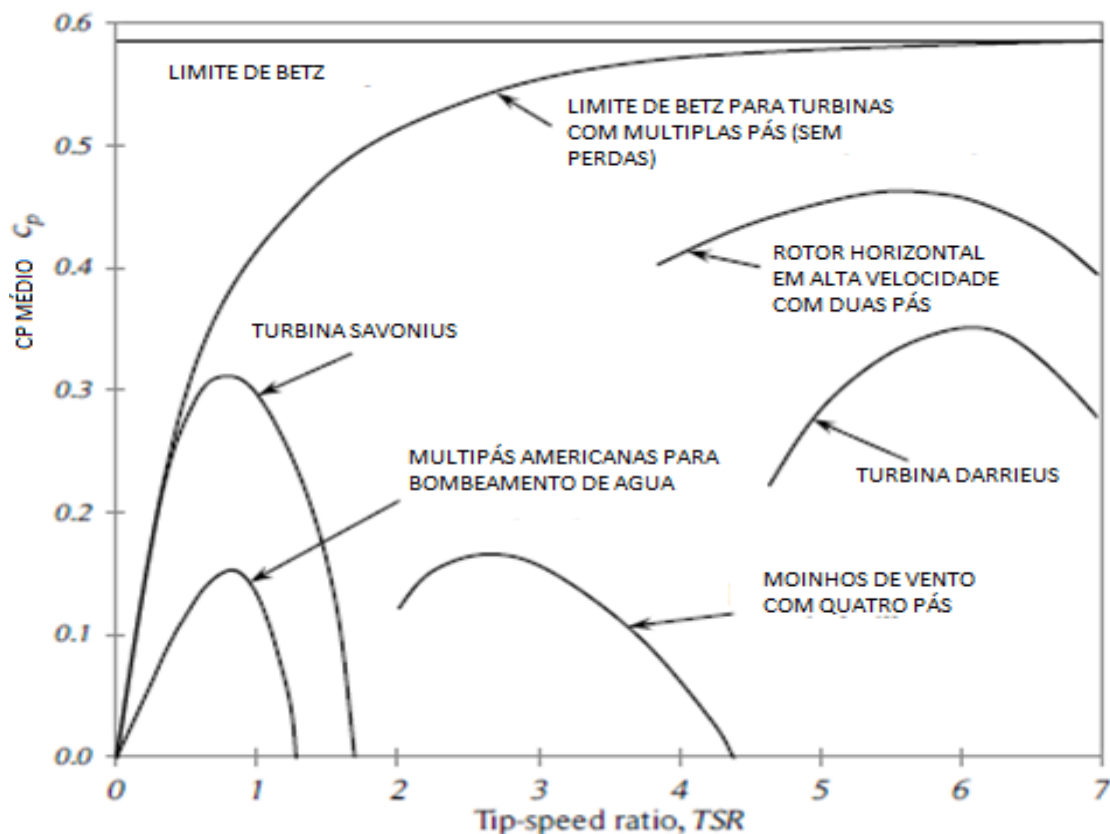
Também há particularidades em cada configuração, que influenciam diretamente no desempenho de acordo com o comportamento do vento na região. Alguns pontos importantes a saber: As turbinas verticais experimentam variações no vetor de velocidade relativa (que será explicada mais a frente) e no ângulo de ataque um pouco maiores em relação às horizontais – isso gera uma menor razão entre as forças de sustentação e arrasto. Em outras palavras, uma operação mais estável do rotor,



se fazendo favorável às áreas urbanas, onde, devido aos diversos anteparos. A geração de ruído pelas turbinas verticais também é bem menor que o das horizontais, por isso, quanto a este aspecto, é mais interessante para áreas habitadas. Outro fator importante para a escolha do equipamento é a partida – as turbinas verticais não necessitam de uma partida assistida, diferente das outras. Não usam sistema de guinada, tampouco controle de pitch na maioria de suas versões para pequena e microgeração.

Colocando as curvas de potência destas diferentes máquinas em um mesmo gráfico em função do TSR (Figura 1), é possível compará-las e ter uma primeira premissa de projeto.

Figura 1 - Tipos de aerogeradores e suas faixas de aplicação



Fonte: Ernst (2014) (modificado pelo autor)

A Figura 1 ilustra as faixas de TSR para alguns desenhos de rotor, relacionando-os com cada  $C_p$ . Há também na figura uma curva referente ao modelo de Betz - um modelo idealizado que será explicado mais à frente. Por possuírem os maiores valores de  $C_p$ , os desenhos verticais mais usados são o Darrieus e o Savonius.

Por não possuir, na sua maioria, controle de pitch, os rotores verticais têm seu principal modo de controle por stoll. Para tanto, são usados, geralmente, perfis aerodinâmicos simétricos – o que explica as grandes variações no ângulo de ataque durante a revolução, pois perfis assimétricos possuem camber que proporciona maior tempo de contato entre o ar e a superfície, em relação aos demais. De certo modo, ele adapta a posição do perfil ao escoamento durante a rotação. Quanto a torção na pá, a mesma adaptação é proporcionada, agora em relação ao rotor como um todo – o escoamento acontece e esses recursos geométricos fazem com que a superfície aumente o tempo de

contato com a linha de corrente, aumentando a sustentação através da manutenção de um ângulo de ataque mais favorável durante mais tempo, o que não ocorre no tipo de perfil aqui proposto. (Ernst, 2014).

Neste trabalho toma-se a premissa da instalação de uma turbina para microgeração na área urbana de Fortaleza. Portanto, de acordo ainda com as especificações de cada modelo, optou-se pelo modelo vertical de sustentação, que é mais adaptado às áreas urbanas, além dos fatores já citados, pelo aspecto visual e por ser eficiente em escalas menores, ou seja, mais versáteis (Ernst, 2014)

## 2.5 Projeto de Aerogeradores

Existem algumas metodologias para se projetar um aerogerador. Esses estudos vêm sendo desenvolvidos há mais de um século, no entanto ainda é usado muito do que descobriram os primeiros interessados. O conhecimento de modelos mais antigos é necessário como base para o entendimento de outros mais recentes. Neste trabalho será abordada, finalmente, a metodologia de Manwell.

### 2.5.1 O modelo unidimensional e o limite de betz

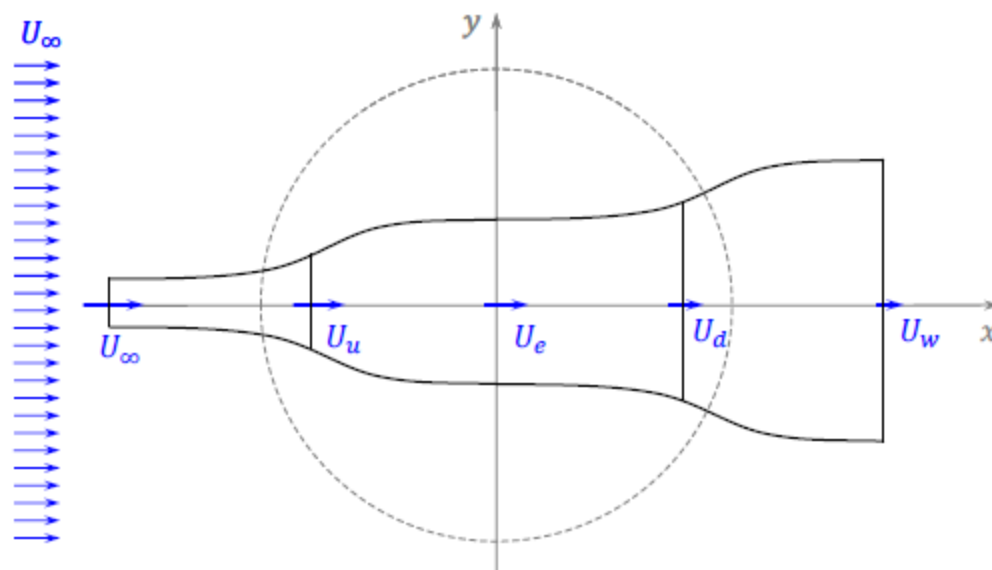
A forma de se modelar mais simplesmente um aerogerador é descrita na teoria do momento unidimensional, que é atribuída ao físico Rankine. Com ela é possível calcular os efeitos causados pelo vento em uma turbina ideal a partir da análise do momento linear ao longo de um volume de controle, como mostrado na Figura 2.

O volume de controle do modelo é definido, em duas dimensões, por um cone de seção variada, de modo que o aerogerador é assumido como um disco atuador de infinitas pás. O disco perturba o escoamento de ar criando um gradiente de pressão a jusante e a montante do rotor (Manwell, 2009).

Este modelo assume as seguintes hipóteses:

- Fluido incompressível em regime permanente
- Sem perdas por atrito no arrasto
- Número infinito de pás
- Sem rotação na esteira
- Pressões homogêneas e iguais às pressões não perturbadas nas regiões distantes do rotor.

Figura 2 - Ilustração do modelo unidimensional de Rankine



Fonte: (Ernst, 2014)

Os subscritos “u” e “d” referem-se às posições a montante e à jusante do disco, (“*upwind*” e “*downwind*”). De posse dessa configuração, compara-se à situação de um volume de controle no qual não houvesse disco atuador para roubar energia, ou seja, uma corrente totalmente livre. Assim, a razão entre a potência das duas expressa o coeficiente de potência do sistema de acordo com tal modelo.

Apesar de o modelo de Rankine ser de certa forma obsoleto, é muito importante para o entendimento da física envolvida. A partir dele chegou-se ao conceito de Fator de Interferência ou Fator de Indução Axial, descrito neste texto pela letra “a”. Em termos mais simples, este fator trata do percentual de energia retirada do escoamento pelo aerogerador. Tomando um balanço de energia cinética à jusante e à montante no volume de controle chega-se a uma expressão em função apenas da velocidade, descrita na Equação 10 (Manwell, 2009).:

$$a = \frac{U_u - U_d}{U_u} \quad (10)$$

Pela hipótese da desconsideração das perdas, têm-se que a velocidade instantânea sobre o rotor  $U_t$ , devido a extração de energia, é igual a média aritmética das velocidades a jusante e a montante. Combinando a Equação 10 a essa conclusão, têm-se as Equações 11 e 12:

$$U_t = U_u(1 - a) \quad (11)$$

$$U_d = (1 - 2a)U_u \quad (12)$$

O modelo unidimensional de Rankine permite calcular um valor da potência retirada do vento pelo rotor, como já visto. No entanto, será abordado um método mais recente para obtenção desse valor.

Em relação à potência extraída do rotor, usa-se, a fim de mensurar o desempenho do gerador e compara-lo com os demais, alguns critérios. Primeiramente o coeficiente de potência - razão entre

a potência extraída pelo rotor sobre a potência disponibilizada pelo vento. No entanto, aqui é apresentado em função da velocidade do vento, como mostrado na Equação 13.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (13)$$

Tendo a Equação 13 como uma hipérbole, é possível determinar seu valor máximo igualando sua derivada a zero, achando assim seu ponto de inflexão. Para tal condição observa-se um valor muito importante para projetos de aerogeração, que é o valor máximo para o fator de interferência.

Este valor máximo de fator de interferência,  $a=1/3$ , é associado ao maior valor de coeficiente de potência e foi homologado pelo físico alemão Albert Betz, em 1919, como a maior extração de energia cinética do vento por uma turbina e é apresentado pela Equação 14 (Aerogeradores.org, 2011):

$$C_{p, \max} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (14)$$

Isso quer dizer que uma turbina ideal em condições perfeitas consegue retirar 2/3 da energia cinética de um escoamento de ar (Hau, 2005).

Analogamente ao coeficiente de potência, têm-se o coeficiente de torque, que versa sobre a força de rotação da turbina em relação à força dinâmica do vento e é descrito analogamente ao coeficiente de potência, descrito na Equação 15.

$$M = C_q \frac{1}{2} \rho U^2 AR \quad (15)$$

Onde  $M$  é o torque gerado pelo vento no rotor. É possível também destacar a relação entre os dois coeficientes:  $C_p = \lambda C_q$ . Mais à frente serão definidos outros coeficientes importantes para o projeto.

### 2.5.2 A teoria do elemento de pá (BEM)

Nessa teoria divide-se a pá do aerogerador em “n” partes iguais de tamanho dr, sendo cada uma delas analisada separadamente. Assume-se que a força resultante em cada seção da pá possa ser calculada por meio de características bidimensionais do perfil aerodinâmico utilizado, como as curvas de sustentação e arrasto normalizadas (Manwell, 2009).

Tais parâmetros (sustentação e arrasto) são funções do ângulo de ataque  $\alpha$ , que representa o ângulo formado entre a velocidade resultante  $W$  sobre cada seção transversal e a direção da corda  $C$ ,

Nesta teoria, os efeitos tridimensionais são desprezados.

O ângulo de ataque (característica de projeto) pode influenciar as componentes da velocidade do vento (axial e radial), os fatores de fluxo ( $a$  e  $a'$ ) e a velocidade de rotação ( $\Omega R a'$ ) em uma posição  $R$  do rotor.

A velocidade relativa  $W$  sobre o elemento é determinada pela resultante da velocidade do vento e a velocidade de escoamento tangencial [ $\omega R(1+a')$ ] a qual inclui a velocidade de rotação

( $\omega R$ ), a tangencial de esteira ( $\Omega R a'$ ) – que será abordada mais a frente – e velocidade axial (normal à pá) [ $U_\infty(1-a)$ ].

Há algumas premissas que são usadas em projetos de aerogeradores. Algumas das mais importantes: Os movidos por sustentação devem apresentar a relação  $Cl/Cd$  maior possível; quanto menos o ângulo de ataque variar, melhor – característica que justifica a torção da pá, no entanto, não satisfeita no projeto estudado por este trabalho, onde o eixo é vertical e as pás não têm torção.

As velocidades de escoamento sobre o elemento de pá – tanto tangencial como axial e o resultante dos dois – são descritas nas Equações 16, 17 e 18 respectivamente e também funcionam para rotações verticais se analisada uma seção do eixo.

$$\omega r + \omega R a' = \omega R(1 + a') \quad (16)$$

$$U_\infty(1 - a) \quad (17)$$

$$W = \left[ U_\infty^2(1 - a)^2 + \omega^2 R^2(1 + a')^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (18)$$

Na teoria do BEM é observado o fenômeno de rotação da esteira, que consiste na geração de vórtices helicoidais à jusante do perfil, dissipados gradativamente. Pela conservação do momento angular, a esteira roda ao contrário do movimento do rotor. O componente rotacional da velocidade resulta em um aumento da energia cinética do escoamento à jusante da turbina, a qual implica, por uma queda de pressão estática do ar, na esteira.

Aliado a isto, esta energia cinética adicionada (rotação da esteira) resulta em uma menor extração da energia por parte do rotor. Em geral, a energia cinética adicional na esteira será maior se o torque gerado for maior.

No que diz respeito à análise aerodinâmica, há também um fator muito importante: o fenômeno ocorrido quando o ângulo de ataque, descrito na Figura 3 por  $a$ , varia de tal modo que faz com que o perfil perca a sustentação – o *stol*. Para maioria dos perfis este ângulo varia em torno de 15 graus.

Ao se fazer uma abordagem sobre a dinâmica dos fluidos é preciso levar em conta as características físicas do mesmo, como a densidade  $\rho$ , a viscosidade dinâmica  $\mu$  e o diâmetro de escoamento  $D$ . Além dos coeficientes de sustentação e arrasto também se levam em consideração alguns parâmetros adimensionais, como o número de Reynolds, pois sua variação influi diretamente em  $Cl$  e em  $Cd$ .

Para efeitos de cálculo, utiliza-se a definição diferencial das componentes de sustentação e arrasto sobre um elemento de pá  $dr$ , como descritas nas Equações 19 e 20 e ilustradas ainda na Figura 3, que mostra a distribuição dos vetores sobre um elemento de pá. Essa geometria pode ser considerada tanto em rotores horizontais como em verticais.



as outras grandezas de interesse ao projeto – levando em conta que os valores globais dos esforços sejam provenientes de uma integrações.

Uma das hipóteses acerca da teoria do elemento de pá é que a força resultante sobre este seja a única responsável pela mudança da quantidade de movimento do ar que passa sobre o elemento diferencial da pá em função do raio do rotor. Desta forma, é suposto que não haja interação radial entre os escoamentos consecutivos. Tal hipótese só é válida caso o fator de interferência axial não variar ao longo da direção da pá (radial).

Na prática, tal fator raramente é uniforme, mesmo assim, a partir de experimentos, independência das variáveis entre elementos é aceitável, no entanto, posteriormente será tratado como esse fator influencia no projeto.

De posse dos conceitos de TSR, da interferência, dos coeficientes de sustentação e arrasto e do ângulo de escoamento, pode-se finalmente definir uma equação para o coeficiente de potência  $C_p$  do rotor, como mostrado na Equação 24:

$$C_p = \left(\frac{8}{\lambda^2}\right) \int_{\lambda r_{min}}^{\lambda r} \lambda r a' (1 - a) \left[1 - \frac{c_d}{c_l}\right] \cotan\phi \, d\lambda r \quad (24)$$

Onde  $\lambda r = \lambda \frac{r}{R}$ .

A partir desse equacionamento se extraem as particularidades de cada modelo de aerogerador, uma vez que são feitas as devidas considerações quanto a cada particularidade da aplicação e da relevância das influências.

A metodologia descrita por Manwell é inicialmente focada para projetos de turbinas de eixo horizontais, porém, as considerações feitas são inerentes à aerodinâmica de qualquer tipo de aerogerador, pois os efeitos aerodinâmicos na seção são os mesmos. No entanto, segundo (Manwell, 2009), para o projeto de um rotor vertical são necessárias algumas considerações que serão abordadas mais à frente.

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Dimensionamento da aplicação

A principal premissa de projeto é calcular qual será a energia necessária a ser produzida pelo aerogerador, e para tal, segue o Quadro 1, que detalha o consumo de energia de uma instalação hipotética. Os valores são baseados em uma casa para aproximadamente 4 pessoas (UNIDO Renewable Energy Observatory, 2011).

Quadro 1 - Demanda energética da residência.

Modelo de Avaliação HyCad							
Demanda de Energia Diária (AC kWh)							
Preparado para:			Monografia				
Localização da instalação:			Paulo Bastos				
Data:			13/10/2016				
<b>Cargas AC (Corrente Alternada)</b>							
Tensão (AC):		220					
Frequência (Hz):		60					
Ano atual:		2017					
Ano de projeto:		2016					
Carga No.	Descrição	ENTRADAS			Energia Diária Agora (AC kWh)	Taxa Crescimento Carga	Energia Diária Desenho (AC kWh/d)
		Quantos?	Potencia Requerida (W)	Horas Por Dia			
1	Fluorescentes	4	20	6	0,5	1,5%	0,5
2	Fluorescentes	3	15	1	0,0	1,5%	0,0
3	Computador	2	200	6	2,4	1,5%	2,4
4	Maq de lavar louça	1	200	1	0,2	1,5%	0,2
5	Impressora	1	15	1	0,0	1,5%	0,0
6	Antena parabólica	1	20	12	0,2	1,5%	0,2
7	TV	2	70	4	0,6	1,5%	0,6
8	Ar condicionado	1	600	4	2,4	1,5%	2,4
9	Lavadeira	1	180	1	0,2	1,5%	0,2
10	Microondas	1	150	1	0,2	1,5%	0,2
11	Chuveiro Elet	1	450	1	0,5	1,5%	0,5
12	Geladeira	1	250	12	3,0	1,5%	3,0
13	Grill	1	80	1	0,1	1,5%	0,1
14	Video Game	1	20	1	0,0	1,5%	0,0
15	Aspirador de pó	1	60	1	0,1	1,5%	0,1
Total (AC kWh/dia):					10,3		10,3

Fonte: UNIDO (2016) (Modificado pelo autor)

O Cálculo foi feito, nos casos do condicionador de ar e da geladeira, estipulando a quantidade de tempo de funcionamento dos compressores.

O sistema, por ser de microgeração distribuída, entrega toda a produção à rede, porém, como o aerogerador fornece corrente contínua, deve ser feita a conversão para corrente alternada. Visto



isso, o método da UNIDO leva em consideração as perdas de carga da bateria e do conversor conforme Quadro 2.

Quadro 2 - Conversão de potência requerida em corrente requerida

Eficiências BOS (Balanço do Sistema)	
Bateria do sistema de inversão:	0,85
Inversor:	0,9
Fiação:	0,98
Outros:	1
Energia Dissipada:	0,95
Margem de Segurança:	0,95
Total:	0,675

Fonte: UNIDO (2016) (modificado pelo autor)

Partindo desde valor será feito o projeto aerodinâmico da máquina.

### 3.2 Concepções aerodinâmicas

Para se conceber o projeto moderno de aerogeradores, faz-se necessário adotar um método direto ou indireto e uma metodologia – as mais contempladas são a de Burton (2001) e a de Manwell (2006). As outras informações necessárias são pertinentes ao perfil escolhido ( $C_l$  e  $C_d$ ), ao tipo de afilamento e ao uso das correções de ponta e de raiz propostas.

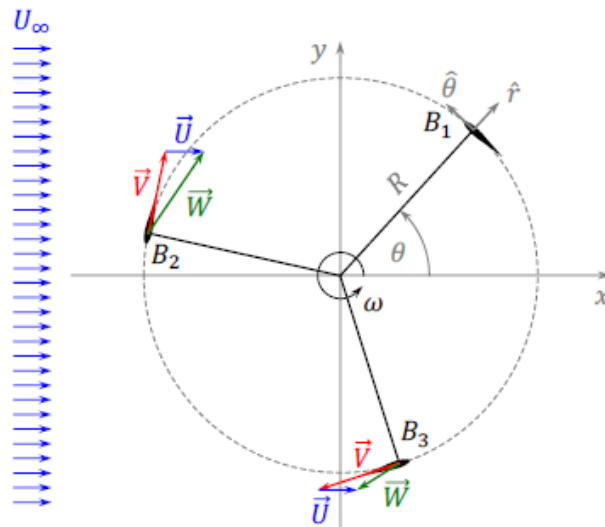
O projeto direto é adotado quando já se conhece o tamanho do rotor. Dessa forma, devem ser fornecidos o número de pás, os raios máximos e mínimos, o número de elementos de pá, velocidade do vento, em geral fornecida em metros por segundo, servindo de parâmetro para desempenho da turbina – assume-se, durante a fase de projeto, constância nesse parâmetro – e velocidade específica, que define o tipo de aplicação da pá a ser usada com eficácia.

O projeto indireto é utilizado quando se deseja saber o formato da pá com a finalidade de ser alcançada a produção de potência estipulada para o funcionamento em regime permanente. Nesse tipo são necessários a potência requerida pelo sistema ( $P$ ), a velocidade do vento ( $U_\infty$ ), a densidade do ar ( $\rho$ ) – que é assumida por  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , ao nível do mar com 15 graus célsius, o rendimento global do sistema elétrico e mecânico ( $\eta$ ), o número de elementos de pá ( $B$ ), a razão de raio mínimo pelo raio máximo ( $\mu$ ) (para fins práticos se adota 10%), o coeficiente máximo de potência ( $C_{pmax}$ ) é em torno de 40% e a velocidade específica. Assim pode-se calcular o raio do rotor, como descrito na Equação 25.

$$R = \sqrt{\frac{2P}{\pi\rho U_\infty^3 C_p \eta}} \quad (25)$$

O modelo neste trabalho foi projetado de forma direta e adotar-se-á a metodologia de Manwell, onde são levadas em consideração mais condições de contorno: O efeito do arrasto é desprezado, não existe a rotação na esteira e nem perdas na ponta ou na raiz (na metodologia de Burton, essas correções influenciam significativamente a previsão do desempenho da pá ou modificam sua geometria). A cinemática do rotor vertical segue o diagrama da Figura 4:

Figura 4 - Modelamento da seção vertical do rotor



Fonte: (Ernst, 2014)

Os vetores representados por  $U_{\infty}$  indicam o deslocamento do vento incidente sobre a superfície de controle do rotor. Ao se chocar com o perfil a sustentação gerada imprime sobre este uma rotação de velocidade tangencial ( $V$ ) em torno do eixo do rotor. Somando vetorialmente as velocidades da rotação e do vento têm-se a denominada velocidade relativa ( $W$ ), utilizada no cálculo de potência.

A Figura 4 trata de uma visão macroscópica da Figura 3, onde repousa a ilustração das forças geratrizes do movimento e seus respectivos ângulos

A metodologia de projeto exige que se façam algumas escolhas em relação a certas características do modelo, como se verá a seguir.

### 3.2.1 Tipo do rotor

É preciso definir algumas características do rotor. Devido às considerações já citadas, será abordado a geometria de eixo vertical, com três lâminas sem torção.

Usou-se uma configuração de três pás, pois é o mais indicado para geração elétrica. Esse desenho apresenta, segundo Manwell (2009), a vantagem de maior estabilidade na rotação devido ao pequeno momento de inércia polar em comparação com duas ou quatro. Por ser mais estável, as máquinas verticais são mais resistentes ao desbalanceamento, pois a disposição do eixo na vertical alivia quase que completamente os esforços, e, portanto, deformações por fadiga, tanto por flexão como por fluência, no sentido transversal, que é o mais danoso à estrutura.

No que concerne ao tipo de lâmina, leva-se em consideração, se as lâminas são retas ou com torção. Observa-se mais comumente os desenhos Darrieus e Savonius, por exemplo. O primeiro é

classificado, dentre outros, pela variação da distância dos elementos de pá ao eixo. Neste projeto é abordado um rotor modelado por uma seção de lâmina sem torção e de distância constante do eixo, movida por sustentação. Neste caso, o fator de maior relevância para a escolha foi a facilidade na fabricação. O volume de controle encerra a seção transversal do rotor pela vista superior.

### 3.2.2 O recurso eólico da região estudada.

Para que se possa dimensionar a aplicação é necessário saber o quanto de energia está disponível, em média, na região onde o sistema será instalado, possível saber se o mesmo atenderá ou não a demanda. Neste contexto, é importante para o projeto que se disponha dos dados de velocidade do vento naquele local.

As principais fontes de dados de velocidade e direção do vento foram os programas “*Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER)*” – Um banco de dados fornecido livremente pela NASA, e o software *RETScreen Suit*, (produzido pelo governo canadense) na sua quarta versão, (RETSCREEN, 2016). O programa observa as coordenadas próximas ao aeroporto Pinto Martins, de onde são emitidos dados continuamente.

Os dados fornecidos pelo RETScreen Suit estão apresentados na Figuras 5:

Figura 5- Dados de vento coletados

	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-day
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Jan	27,3	78,0%	5,33	101,2	3,7	27,8	0	538
Feb	28,7	79,0%	5,14	101,2	3,1	27,9	0	488
Mar	28,3	84,0%	4,57	101,2	2,6	27,9	0	505
Apr	28,5	85,0%	4,53	101,2	2,9	27,9	0	495
May	28,3	82,0%	5,03	101,3	3,7	27,7	0	505
Jun	25,0	80,0%	5,00	101,4	5,1	27,3	0	477
Jul	25,7	80,0%	5,29	101,5	5,6	27,3	0	487
Aug	26,1	75,0%	6,19	101,5	6,3	28,1	0	495
Sep	26,6	74,0%	6,26	101,4	6,7	28,4	0	498
Oct	27,0	73,0%	6,47	101,3	6,3	28,8	0	527
Nov	27,2	74,0%	6,38	101,2	5,8	28,7	0	518
Dec	27,3	78,0%	6,08	101,2	4,6	28,3	0	538
Annual	26,6	78,3%	5,56	101,3	4,7	28,0	0	6.050
Source	Ground	Ground	Ground	Ground	NASA	NASA	Ground	Ground
			Measured at	m	10	0		

Fonte: Retscreen (2016)

Como esses dados representam medições antigas, não é seguro tomá-los diretamente como variáveis de entrada para o projeto do gerador, por isso esses números são tratados como amostras estatísticas pertencentes às distribuições citadas anteriormente, a fim de descobrir a probabilidade da incidência de uma certa velocidade.

Para essa análise foi utilizada uma ferramenta desenvolvida e disponibilizada livremente pela UNIDO (<http://renewenergyobservatory.org>) organização ligada à ONU, no Brasil, no minicurso online e gratuito de capacitação em energias renováveis, que processa os dados de velocidade anuais de vento por região, baseada nos registros da NASA e em algoritmos escritos pela *Bergey Windpower Corporation*, em 2000 (UNIDO Renewable Energy Observatory, 2011).

O passo inicial é definir os parâmetros  $k$  e  $c$  da distribuição de Weibull usando as amostras de vento como variáveis aleatórias. Portanto, os valores encontrados da Figura 1 foram substituídos nas Equações 1, 2 e 3, por meio de um algoritmo escrito no ambiente livre SciLab. O código usado está presente no Apêndice A.

A partir da planilha fornecida pela UNIDO, dispõe-se da probabilidade de cada velocidade de vento, uma vez que as amostras de velocidades são distribuídas em parcelas discretas.

A partir desses valores, é possível iniciar o projeto do aerogerador a ser utilizado na região de estudo. As próximas etapas são descritas nos itens seguintes.

### 3.2.3 Dimensionamento dos parâmetros de projeto

O desempenho da turbina está ligado ao tipo de perfil. Para sua escolha se destacam dois caminhos a seguir: Utilizar dados de  $C_l$  e  $C_d$  obtidos por meio de ensaios em túnel de vento ou estimá-los numericamente. Aqui é usada a segunda opção devido a escolha por um método no qual se empregue o mínimo de recursos possível.

Relembra-se que  $C_l$  e  $C_d$  são funções do ângulo de ataque, os quais devem ser aplicados no cálculo de previsão de desempenho da turbina. Isto é necessário, pois as turbinas eólicas atuam na maior parte do tempo em condições adversas (como turbinas que usam controle de potência por *stol* – perda de sustentação – condição operacional a ser evitada)

A partir desses dados de sustentação e ângulo de ataque para a máxima relação ( $C_l/C_d$ ) – ângulo de ataque ótimo – pode-se estimar a eficiência em função de TSR.

Como nem sempre é fácil conseguir os dados dos coeficientes de sustentação e arrasto através de testes realizados em túnel de vento, alguns procedimentos numéricos podem ser utilizados, como se pode observar nas Equações 26 e 27 (Lonzaforme & Messina, 2011)

$$CL = \sum_{i=0}^5 ai [\ln(\alpha + \beta)^i] = 2Clmax . Sen\alpha Cos\beta \quad (26)$$

$$Cd = \sum_{i=0}^5 bi [\ln(\alpha + \beta)^i] = 2Cdmax . Sen^2\alpha \quad (27)$$

Onde  $a_i$  e  $b_i$  são conjuntos de seis coeficientes a serem estimados através de mínimos quadrados de dados experimentais, e  $\beta$  é o argumento necessário para não zerar  $\ln$ . Considerar  $\beta = 30$  resolve de forma eficaz e representativa o problema – é um valor usual (Mawel, 2015). No entanto, como não são disponíveis dados experimentais, serão simulados perfis aerodinâmicos arbitrariamente, pelo uso de ferramentas computacionais, tendo como valores entrada os ângulos de ataque desejados.

Para o tratamento de rotores verticais, há algumas modificações no equacionamento da teoria do BEM. Primeiramente o ângulo de escoamento é formado pela perpendicular à corda do elemento de pá em relação à direção da corrente de vento em análise. Portanto, têm-se outra expressão de velocidade relativa e, por analogia, um novo ângulo de ataque, como pode ser descrito nas Equações 28 e 28, respectivamente, a seguir.

$$U^{2rel} = \{\omega R + (1 - a)U \sin\phi\}^2 + \{(1 - a)U \cos\phi\}^2 \quad (28)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left[ \frac{(1-a)\cos\phi}{\lambda + (1-a)\sin\phi} \right] \quad (29)$$

Por analogia à teoria do momento para rotores de eixo horizontal, as forças na pá podem ser relacionadas com as variações no momento da corrente de ar. Como antes, é assumido que a velocidade a jusante do rotor, já longe da esteira, é descrita por  $U \cdot (1 - a^2)$ . Logo, a diferença entre a velocidade de corrente livre a montante e a jusante após a esteira pode ser multiplicada pelo fluxo de massa no volume de controle e assim descrever a força por unidade de altura. Como se tem uma variação do ângulo durante a revolução, a força total deve ser resultado do somatório das forças em cada posição, de cada pá presente no rotor, como mostra a Equação 30 (Manwell, 2009).

$$\tilde{F}D = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} \frac{1}{2} \rho U^{rel2} c Cl \cos(\alpha + \phi) d\phi \quad (30)$$

Dada a força total no rotor, a potência produzida pelo rotor é achada pelo produto entre o torque total da revolução e a velocidade angular. Como o torque varia com a posição angular e é proporcional ao número de pás e suas alturas, como descrito na Equação 32, a potência e seu coeficiente são descritos nas Equações 32 e 33 respectivamente.

$$\tilde{F}T = \frac{1}{2} \rho U^{2rel} c (Cl \sin(\alpha) - Cd \cos(\alpha)) \quad (31)$$

$$P = \omega R H \frac{Bc}{2\pi} \frac{1}{2} \rho \int_0^{2\pi} U^{2rel} (Cl \sin(\alpha) - Cd \cos(\alpha)) d\phi \quad (32)$$

$$Cp = \frac{\lambda}{4\pi} \frac{Bc}{R} \int_0^{2\pi} \left[ \frac{U^{rel}}{U} \right] Cl \sin(\alpha) \left[ 1 - \left( \frac{Cd}{Cl \tan(\alpha)} \right) \right] d\phi \quad (33)$$

Com essas equações e os dados coletados anteriormente é possível escolher um modelo aerodinâmico que satisfaça a demanda de potência da instalação elétrica a ser contemplada e analisar seu desempenho teórico a partir das curvas de potência. Partindo do valor de potência dimensionado na seção 3.1, de posse do valor médio de velocidade do vento estimado no tópico 2.2 e das orientações sobre a estimativa dos valores de  $C_p$  e de rendimento total da máquina, pode-se calcular um valor de raio para o rotor usando a Equação 26.

A potência gerada foi calculada pela equação 32:

$$P = \omega RH \frac{Bc}{2\pi} \frac{1}{2} \rho \int_0^{\pi} U_{rel}^2 (Cl \sin(\alpha) - Cd \cos(\alpha)) d\phi$$

$$P = 12,8 \times 1,5 \times 1,5 \frac{3 \times 1,5}{2\pi} \times \frac{1}{2} \times 1,224 \int_0^{\pi} (9,67)^2 (0,068 \sin(\alpha) - 0,013 \cos(\alpha)) d\phi$$

$$Cp = \frac{\lambda}{4\pi} \frac{Bc}{R} \int_0^{2\pi} \left[ \frac{U_{rel}}{U} \right] Cl \sin(\alpha) \left[ 1 - \left( \frac{Cd}{Cl \tan(\alpha)} \right) \right] d\phi$$

$$Cp = \frac{4}{4\pi} \frac{3 \times 0,15}{1,5} \int_0^{2\pi} \left[ \frac{561,67}{47,4} \right] 0,068 \sin(\alpha) \left[ 1 - \left( \frac{0,013}{0,068 \tan(\alpha)} \right) \right] d\phi$$

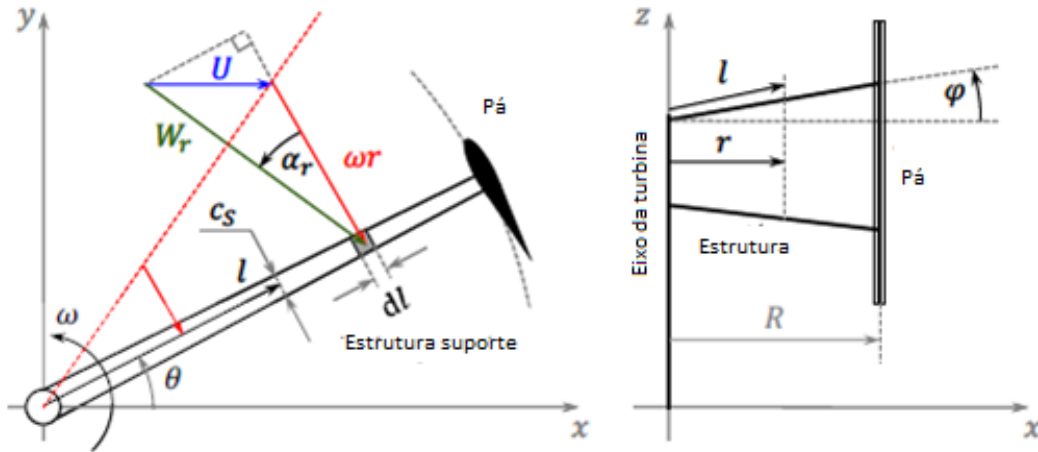
Para o cálculo de potência do NACA 0018 são mudados os valores de CL e CD segundo as novas iterações matemáticas.

Mesmo de posse desses valores, ainda é necessário que se estime o comportamento da máquina em condições atípicas. No caso de grandes rajadas de vento, alguns efeitos são observados no rotor e, portanto, o desempenho é alterado. Segundo Glauert, para valores de fator de indução maiores que 0,4 e elevadas velocidades específicas, a teoria do BEM perde sua validade (comparação com valores experimentais). Em estado de fluxo turbulento os padrões de escoamento se tornam complexos e não determinísticos. Neste estado o ar passa a ser mover rapidamente para fora do rotor. A baixa pressão a jusante do rotor e a alta pressão a montante provocam um grande impulso, muito maior que aquele previsto pela teoria do momento de pá.

#### 3.2.4 Perdas por arrasto parasita

As lâminas são as principais fontes de arrasto do rotor, no entanto há outras partes da estrutura que geram arrasto contrário à rotação, relevantes ao cálculo da potência entregue pelo gerador. No caso de configurações verticais, esse efeito é mais pertinente devido à área como anteparo ao escoamento do ar. As perdas podem ser calculadas por um método diferencial, segundo Ernst (2014), pela Equação 33 e ilustrada pela Figura 6.

Figura 6 – Distribuição de forças na estrutura .



Fonte: Ernst (2014)

$$d\tau d = \frac{1}{2} \rho C_s dl (W_r \cos \alpha)^2 r c d \quad (33)$$

A potência total perdida em vista do torque promovido pelo arrasto é calculada pela integração da equação descrita em relação à distância  $r$  da torre até a pá, onde pode-se substituir  $r = l \cdot \cos \phi$ , portanto  $dr = dl \cos \phi$ . Neste caso, o valor da espessura da estrutura varia com a distância. No entanto, à priori, para simplificar o projeto, esse parâmetro será considerado constante e, portanto, sairá da integral, fazendo da equação uma integral simples definida, como mostrado na Equação 34. Com essa consideração, tem-se que o coeficiente de arrasto, dado um campo de escoamento irrotacional, ou seja, sem variação ao longo do perfil, é constante também.

$$P_p = \frac{1}{4\pi \cos \phi} \rho \omega C_s \int_0^{2\pi} (W_r \cos \alpha)^2 C d (l \cos \phi) d\theta \quad (34)$$

São considerados para o cálculo o comprimento e a espessura do braço de estrutura com 70 e 5 centímetros respectivamente, e uma angulação de 30 graus em relação à torre. O valor de arrasto adotado foi o valor máximo observado pelo perfil aerodinâmico, simulando uma pior situação. Deste modo, os valores são substituídos na Equação 34.

### 3.2.5 Considerações sobre o controle de potência.

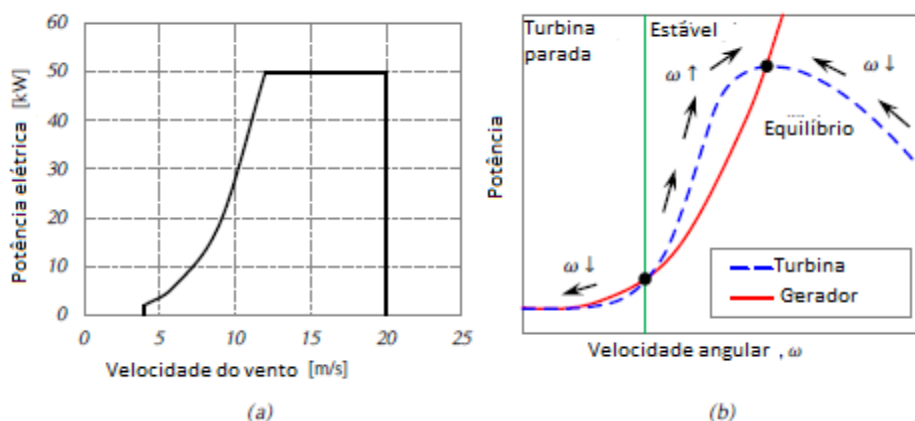
O principal objetivo do controle é fazer com que a produção de energia permaneça com o valor ótimo por mais tempo possível, tanto em vista da quantidade como da estabilidade da geração. Geralmente, as estratégias de controle usadas para turbinas eólicas são classificadas em dois tipos: ângulo de pitch variável ou fixo. No primeiro, quando a velocidade do vento excede um certo limite o sistema de controle é acionado mudando o ângulo de ataque da lâmina para que não haja perda de sustentação e, assim, potência. Este método também é conhecido por stall ativo. No controle de pitch fixo, ou stall passivo, é utilizado em locais de fortes ventos e de maior turbulência, pois nesse método o stol é eminente, e é devido a ele que a pá diminui sua rotação e não ultrapassa a velocidade angular máxima do projeto. Nesse caso o desenho do perfil aerodinâmico é fundamental.

Para a maioria das turbinas de eixo vertical não é possível usar um controle por pitch variável, por isso quase todas são controladas com stall passivo. Essa estratégia é baseada no controle da

velocidade de rotação pelo gerador – se há ventos com velocidades altas e uma baixa velocidade angular do eixo, o valor de TSR cai, e isso causa uma grande variação no ângulo de ataque, provocando o stall.

Por isso, os controles passivos em turbinas verticais se dão de forma a adotar uma faixa de operação no que diz respeito à velocidade de rotação em relação à velocidade do vento (TSR) e o torque gerado em determinadas situações. Em detrimento de valores mínimos de torque necessário para a geração e máximo para a perda de sustentação, é interessante comparar a curva de potência mecânica entregue pela turbina com a geração elétrica propriamente dita, haja vista as restrições para esta. A Figura 7 (a) mostra a produção de potência elétrica em relação à velocidade do vento em turbinas Darrieus, bem como os valores de *cut-in* e *cut-off*. A 7 (b) apresenta um comparativo entre as duas potências como função da velocidade angular do eixo.

Figura 7 - Curva de potência de um gerador de eixo vertical.



Fonte: Ernst (2014)

É muito importante que o gerador elétrico e a turbina sejam projetados para o mesmo valor ótimo de velocidade angular, assim, em baixas velocidades, quando a potência elétrica é maior que a fornecida pelas lâminas – a rotação cai e a turbina para. Quando o inverso acontece, a turbina acelera até a posição de equilíbrio da curva (Ernst, 2014).



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Aqui são apresentados os valores de produção mensal baseados na probabilidade de vento, fator de carga e potência nominal do gerador. O Quadro 3 traz um resumo, mas ao longo deste capítulo será apresentado mais detalhadamente este resultado.

Quadro 3 - Porcentagem do consumo coberto pela geração em relação às médias de velocidade no mês.

Mês	ENTRADAS					Consumo Médio Diário	Consumo Coberto %
	Fator de carga	Energia	Eólica	Fotovoltaica	Total		
	Energia Diária Saída, kWh	Nominal Diária Saída, kWh	Energia Diária Saída, kWh	Energia Diária Saída, kWh	Energia Diária Saída, kWh		
JAN	0,2	44,70	8,4	0,0	8,4	15,23	55%
FEV	0,1	44,70	5,0	0,0	5,0	15,23	33%
MAR	0,1	44,70	2,5	0,0	2,5	15,23	16%
ABR	0,1	44,70	3,8	0,0	3,8	15,23	25%
MAI	0,2	44,70	8,7	0,0	8,7	15,23	57%
JUN	0,5	44,70	24,1	0,0	24,1	15,23	158%
JUL	0,7	44,70	31,3	0,0	31,3	15,23	206%
AGO	1,0	44,70	42,3	0,0	42,3	15,23	277%
SET	1,1	44,70	47,2	0,0	47,2	15,23	310%
OUT	0,9	44,70	41,0	0,0	41,0	15,23	269%
NOV	0,8	44,70	34,0	0,0	34,0	15,23	223%
DEZ	0,4	44,70	17,9	0,0	17,9	15,23	117%
Média Ano	0,5	44,7	22,2	0,0	22,2	15,23	146%

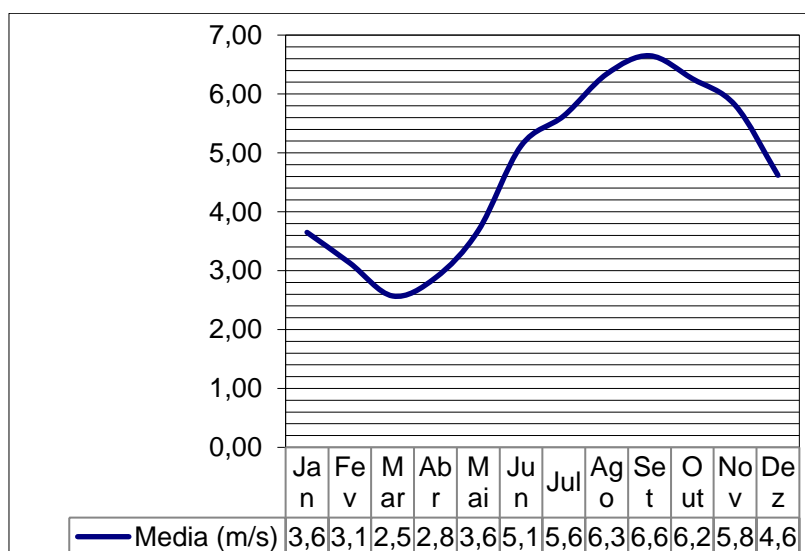
Fonte: UNIDO Renewable Energy Observatory (2011)

Consumos: AC Diário kWh: 10,28  
 Geração: DC Equivalente kWh: 15,23

Fonte: Autor

Os dados de vento presentes na Figura 8 foram impressos no Quadro 4:

Quadro 4 - Variação da velocidade média do vento ao longo do ano.



Fonte: Retscreen (2016)

Os valores apresentados no Quadro 5 são referentes ao ano inteiro. Quanto às amostras discretas de velocidade, potência disponível e suas respectivas probabilidades, estão dispostas no Apêndice B.

Os resultados das substituições nas equações 1, 2 e 3, que geram os parâmetros estatísticos necessários, encontrados no Quadro 5, juntos com os valores de probabilidade de cada intervalo discreto de velocidade distribuídas.

Quadro 5 - Probabilidade de cada velocidade de vento.

ENTRADAS		Velocidade de vento (m/s)	Probabilidade de vento (f)
Média Vento (m/s) =	4,47	1	0,97%
Weibull K =	3,55	2	5,50%
Altitude do lugar (m) =	26	3	13,94%
Weibull C =	5,180	4	22,85%
Altura Anem. (m) =	36	5	25,68%
Altura Torre (m) =	36	6	19,26%
Fator Turbulencia =	5,0%	7	9,03%
Margem Segurança =	90,0%	8	2,42%
		9	0,34%
		10	0,02%
		11	0,00%
		12	0,00%
		13	0,00%
		14	0,00%
		15	0,00%
		16	0,00%
		17	0,00%
		18	0,00%
		19	0,00%
		20	0,00%
		2000, Bergye Windpower Co.	100,01%

Fonte: Autor

Substituindo  $U_{\infty} = 4,67$  m/s,  $C_p = 24\%$ ,  $\rho = 1,225$  kg/m<sup>3</sup> e uma potência nominal de 7,16kW (relativo à produção de 15,23kWh por dia) na Equação 26, obtêm-se:

$$R = \sqrt{\frac{2(7,16)}{\pi(1,225)(4,67)^3 0,25(0,675)}};$$

$$R = 0,495 \text{ m}$$

Para facilitar o projeto, o valor do diâmetro será arredondado para 1,0m. Considerando o valor recomendado de TSR para aerogeradores verticais de pequeno porte em torno de 4, pode-se concluir pela Equação 7:

$$\lambda = \frac{\omega R}{U_{\infty}};$$

$$5 = \frac{\omega(0,495)}{4,67};$$

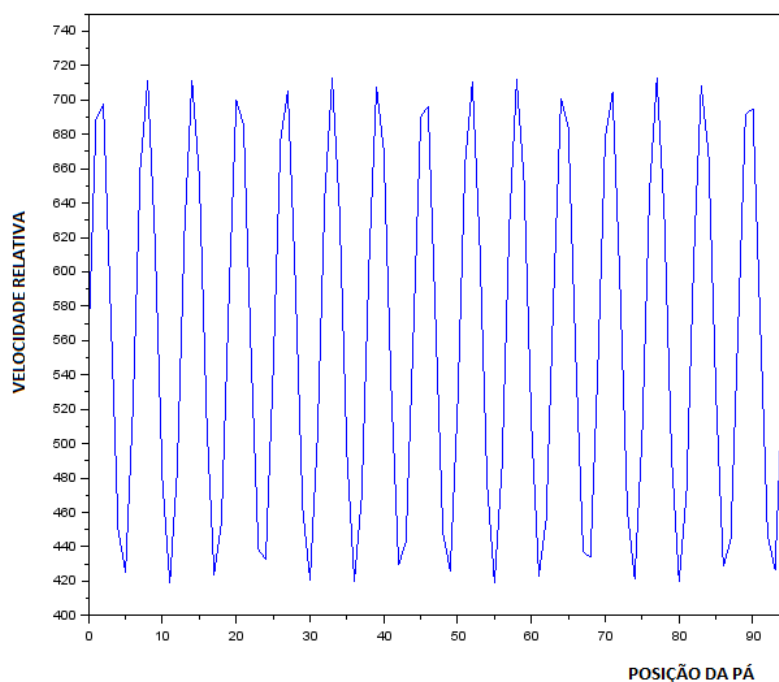
$$\omega = 47,17 \frac{\text{rad}}{\text{s}}, \text{ ou } 450,46 \text{ rpm}$$

O próximo passo é o cálculo de velocidade relativa, que varia com o fator de indução e com a posição da pá na revolução. Foi escrito um programa a fim de se observar a variação da velocidade relativa ao longo da revolução do rotor. O código é mostrado no Apêndice A. A variação descrita foi de 0 a 90 graus, pois geometricamente representa o período de oscilação entre os ângulos da corda do perfil e da linha de corrente do vento, pois nos outros quadrantes essas posições se repetem. O gráfico segue no Quadro 6. Foi considerado o fator x de indução máximo, que é de aproximadamente 0,333, como mostrado na seção 2.3, e os resultados das Equações descrita acima para servirem de entradas na Equação 29, como mostrado a seguir:

$$U^2_{rel} = \{\omega R + (1 - a)U \text{sen}\phi\}^2 + \{(1 - a)U \text{cos}\phi\}^2$$

$$U^2_{rel} = \{47,17(0,5) + (1 - 0,333)(4,67)\text{sen}(\phi)\}^2 + \{(1 - 0,333)(4,67)\text{cos}(\phi)\}^2$$

Quadro 6 - Gráfico de velocidade relativa versus ângulo de posição do rotor



Fonte: Autor

Haja vista os valores, será adotada, para efeito de cálculo, o valor médio de velocidade relativa alcançado:

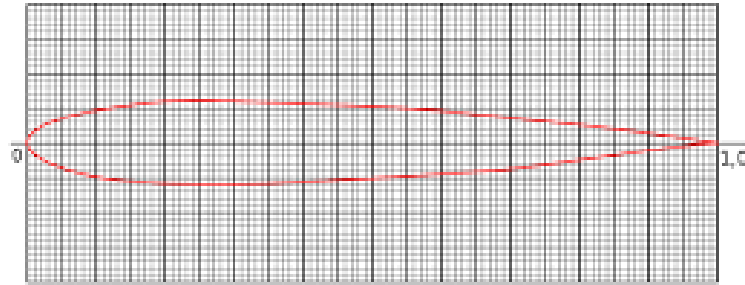
$$U_{rel} = 561,67 \text{ m/s}$$

Por último, faltam ainda os dados de sustentação e arrasto. Esses são inerentes aos perfis aerodinâmicos e, para isso foram simulados em rotinas numéricas. Foram usados dois programas para tal análise. O XFOIL e o XFRL5, ambos gratuitos. Primeiramente foi analisado o perfil simétrico NACA 0012. A escolha de um perfil de camber neutro se dá pelo fato de que, durante a revolução de

um rotor vertical, são impressos valores de ângulo de ataque negativos, e por tanto, se não o fosse, haveria momentos em que a sustentação tenderia a proporcionar uma rotação no sentido oposto ao do desejado. Na Figura 8 está ilustrado o perfil em questão.

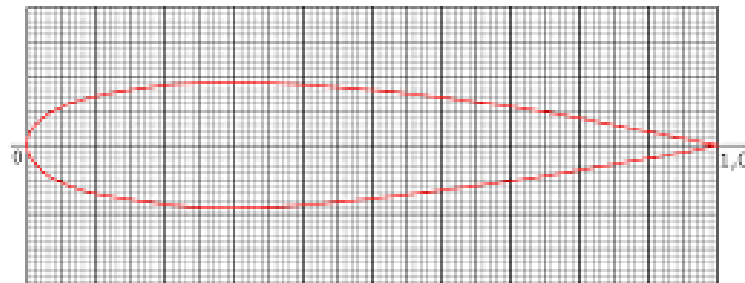
Figura 8 - Perfis NACA 0012 (a) e NACA 0018 (b).

# NACA 0012



(a)

# NACA 0018

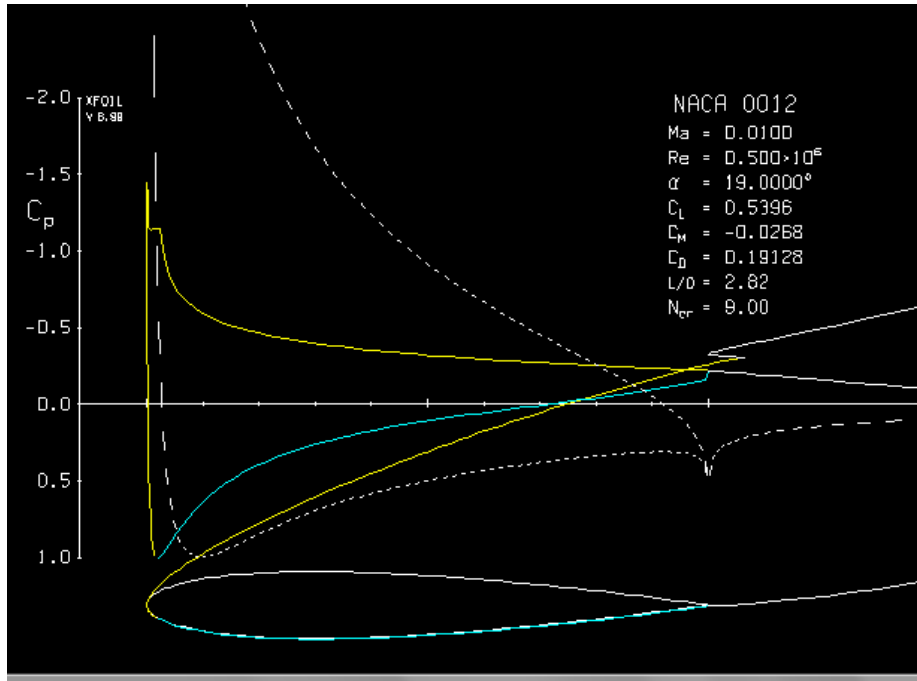


(b)

Fonte: (Wikipedia.org)

Uma vez que o elemento de pá do rotor percorre uma trajetória circular em torno de um eixo de translação, tem-se  $\phi$  como um argumento trigonométrico. Por isso, aqui o XFOIL é programado para variar o ângulo de ataque de zero a noventa graus, com intervalos discretos de um grau, à luz do mesmo raciocínio do parágrafo anterior, a fim de traçar as curvas de sustentação e arrasto desse perfil nessas condições, uma vez dada a dificuldade de se obter os dados de “ai” e “bi” apresentados nas Equações 27 e 28. A simulação foi feita com número de Reynolds de 500.000. A interface do software está ilustrada nas Figuras 9 e 10.

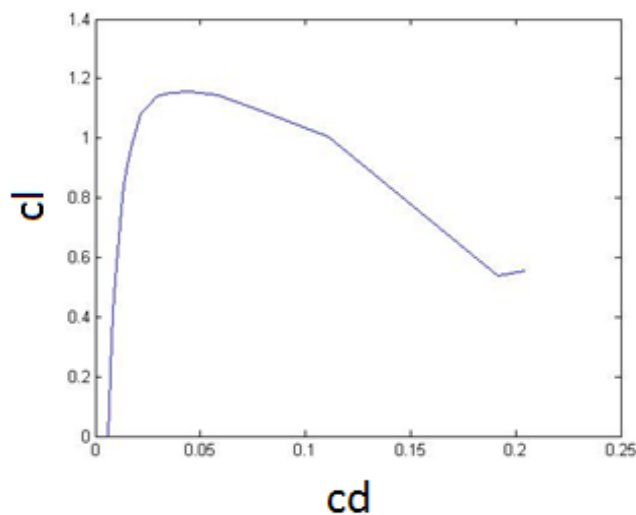
Figura 9 - Interface do XFOIL no momento da simulação, mostrando os dados de CL e CD estimados para cada ângulo de ataque dentro do intervalo solicitado.



Fonte: Autor

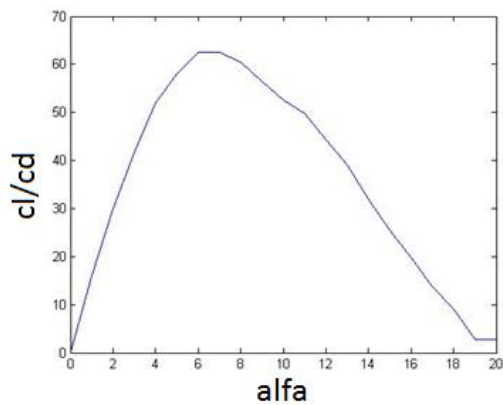
Ao se procederem os cálculos, solicitando a variação de alfa de 0 a 90 graus, que representa um quarto de volta do rotor, identificou-se que o perfil gera stol ao atingir aproximadamente 22 graus de ângulo de ataque. Após identificar a perda da sustentação, o programa parou de convergir. Portanto foi feita nova simulação com valor antecessor ao de stol, no caso, 20 graus. As curvas aparecem nas Figuras 10 e 11.

Figura 10 - Curva CL versus CD do NACA 0012



Fonte: Autor.

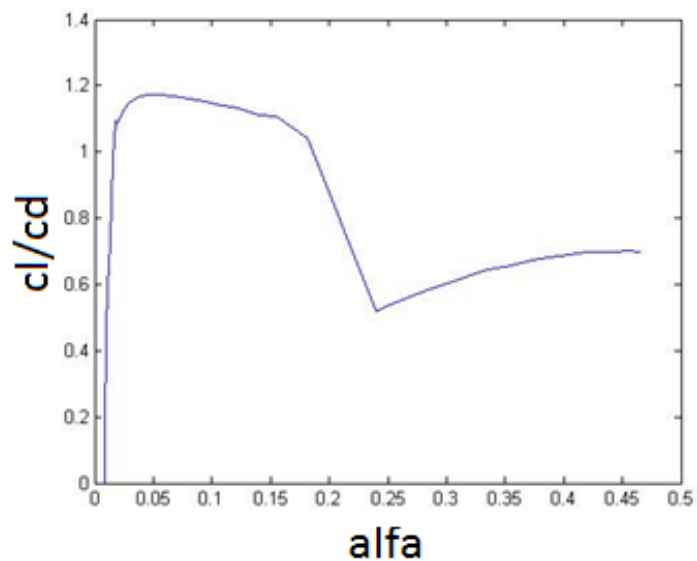
Figura 11 - Curva CL/CD versus Alpha do NACA 0012



Fonte: Autor.

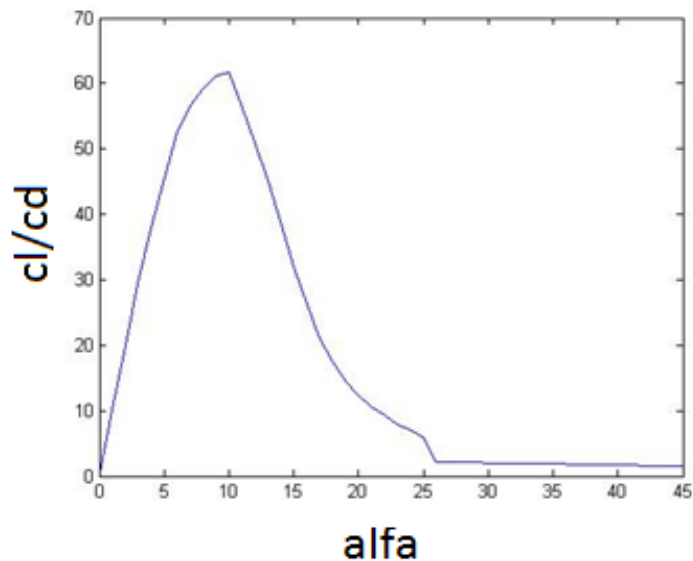
Seguindo com os testes ainda no XFOIL, foi analisado o perfil NACA 0018, também já bastante estudado. Mais uma vez, o programa não convergiu nem para 90 graus nem para 60 graus de amplitude. O teste com 45 graus funcionou e as mesmas curvas são ilustradas nas Figuras 12 e 13.

Figura 12 - Curva CL versus CD do NACA 0018



Fonte: Autor.

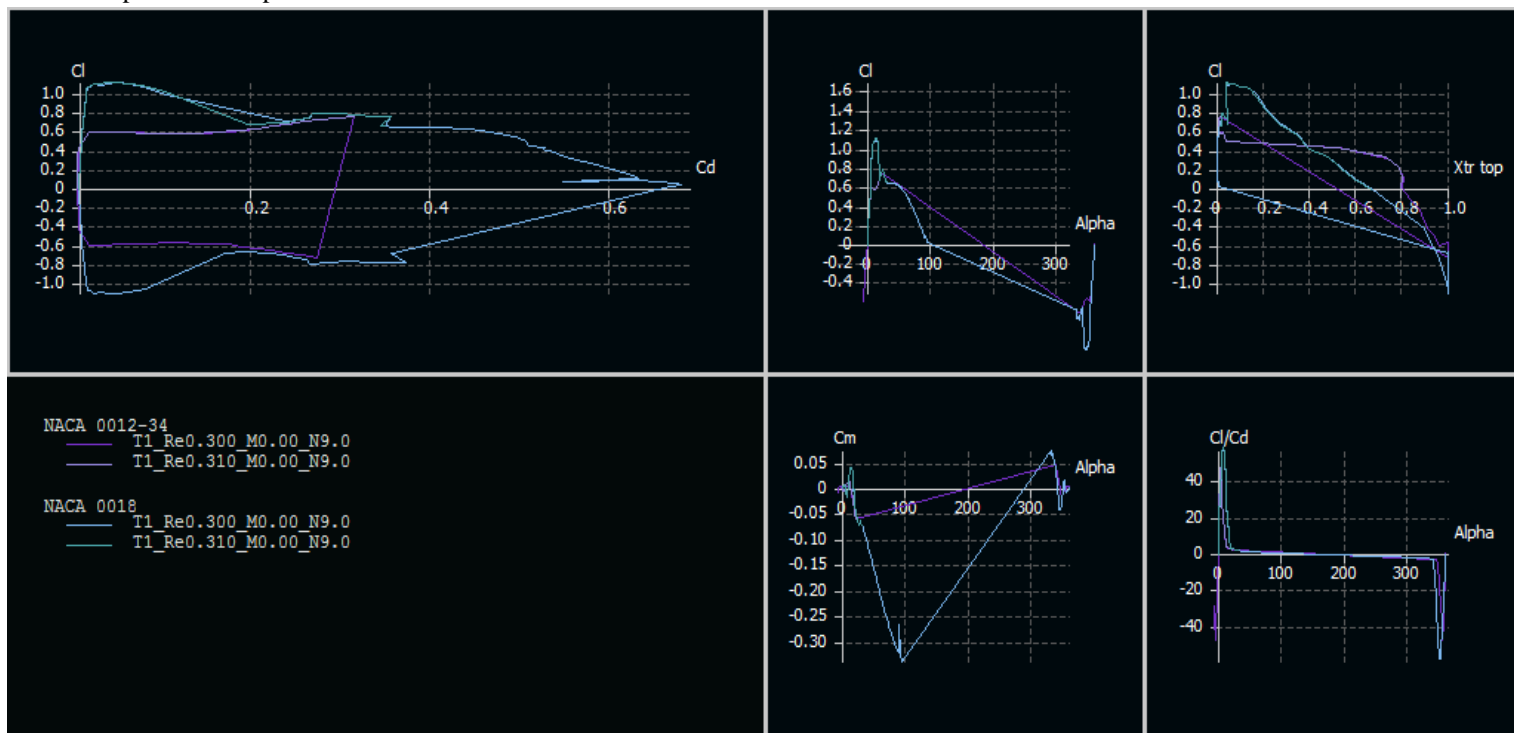
Figura 13 - Curva CL/CD versus Alpha do NACA 0018.



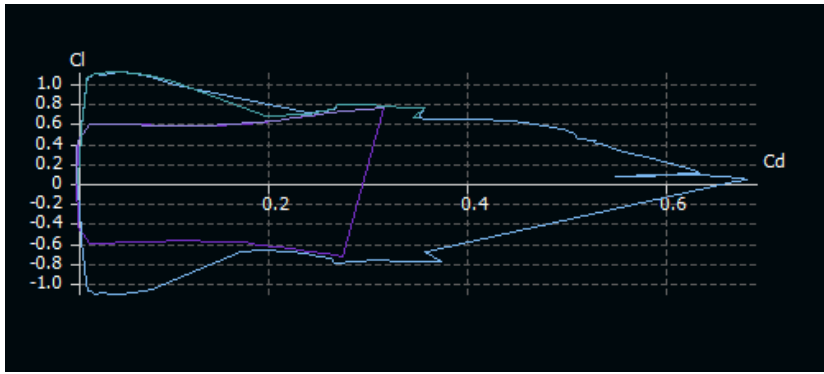
Fonte: Autor.

Devido a restrição observada com relação ao ângulo de ataque, utilizou-se o XFLR5 para analisar valores maiores. Foram simulados os mesmos perfis com os mesmos números de Reynolds. Estes seguem na Figura 14, onde se pode observar curvas que relacionam coeficientes de sustentação, de arrasto, *ângulo* de ataque e posição da pá entre si, com ênfase nas relações entre *CL* e *CD*, e entre *CL/CD* e *Alpha*.

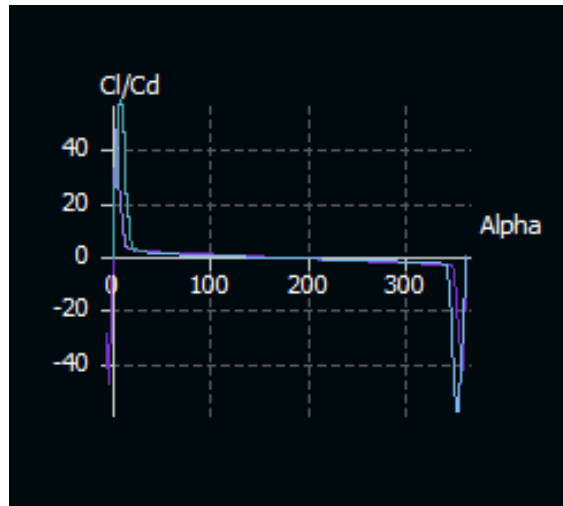
Figura 14 - (a) Curvas dos perfis NACA 0012 e 0018 obtidos pelo XFLR5, com ênfase na comparação entre (b) CL e CD e (c) CL/Cd e Alpha nos dois perfis



(a)



(b)



(c)

De posse desses dados é possível aplicar as equações descritas nos tópicos anteriores, bem como testar modelos novos a partir do código NACA de 4 e 5 dígitos, pois, apoiando-os na interface Matlab (ou SciLab), pode-se guarda-los em variáveis que podem ser realocadas em outros códigos.

Outra observação importante na análise das curvas é que o perfil, nos quadrantes 4 e 1, ou seja, de 180 a 360 graus, não é semelhante à primeira metade da volta, que seria o comportamento mais esperado.

Durante a revolução, o rotor desempenha vários valores de sustentação e arrasto, no entanto, pelas Equações 27 e 28, é possível, por métodos iterativos, definir valores fixos de ambos para o cálculo de potência. O programa usado para tal está descrito no apêndice A e os valores são designados no Quadro 7:

Quadro 7 - Parâmetros para cálculo de CL e CD

A0	0.1029910	B0	0.1029910
A1	- 8.2848897	B1	- 0.2019713
A2	- 105.45281	B2	- 0.3699962
A3	- 632.74366	B3	- 0.6418501
A4	- 2519.0638	B4	- 1.0644574
A5	0.1029910	B5	0.1029910
CL 0012	0.0679163	CD 0012	0.0130110
CL 0018	0,05480800	CD 0018	0,0104868

Fonte: Autor.



O código do programa escrito segue em anexo no Apêndice A.

Para o cálculo da potência nominal do aerogerador, foram usados valores médio de velocidade angular e do vento. Segue no Quadro 8 o resumo das variáveis de entrada:

Quadro 8 - Parâmetros de projeto calculados.

Diâmetro do rotor	1,0 m
Velocidade média do vento	4,67 m/s
Envergadura da pá	1,5 m
Número de pás	3
Densidade do ar atmosférico	1,224 kg/m <sup>3</sup>
Corda do perfil aerodinâmico	0,1 m
Velocidade angular de projeto	47,17 rad/s
Velocidade relativa média	561,67 m/s
TSR	5

Fonte: Autor.

A potência nominal e seus coeficientes de potência são apresentados a seguir.

NACA 0012:

$$P = 44,47 \text{ kW}$$

$$C_p = 0,38631$$

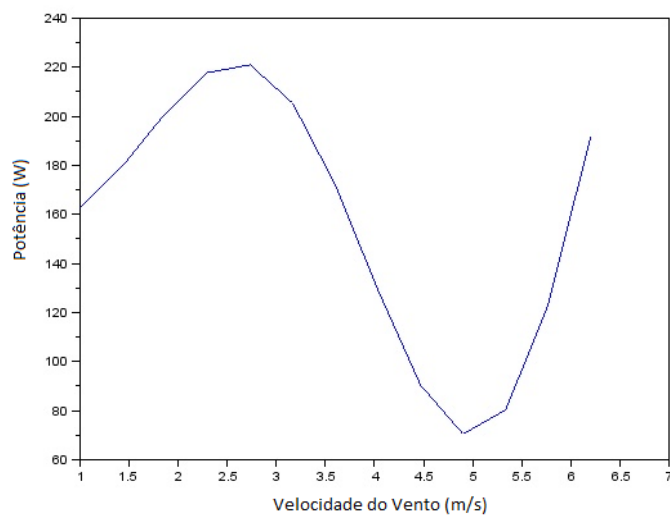
NACA 0018:

$$P = 36,5 \text{ kW}$$

$$C_p = 0,3155785$$

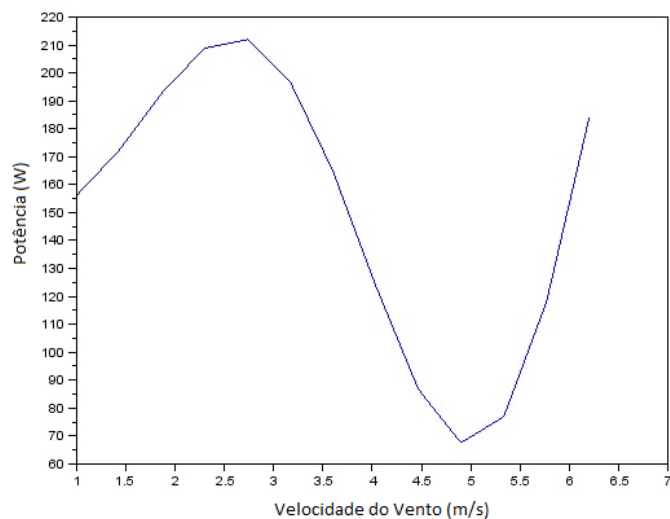
Com esses resultados é possível traçar as curvas de potência, como mostrado nas Figuras 15, 16, 17 e 18.

Figura 15 - Potência x Velocidade do vento para NACA 0012.



Fonte: Autor.

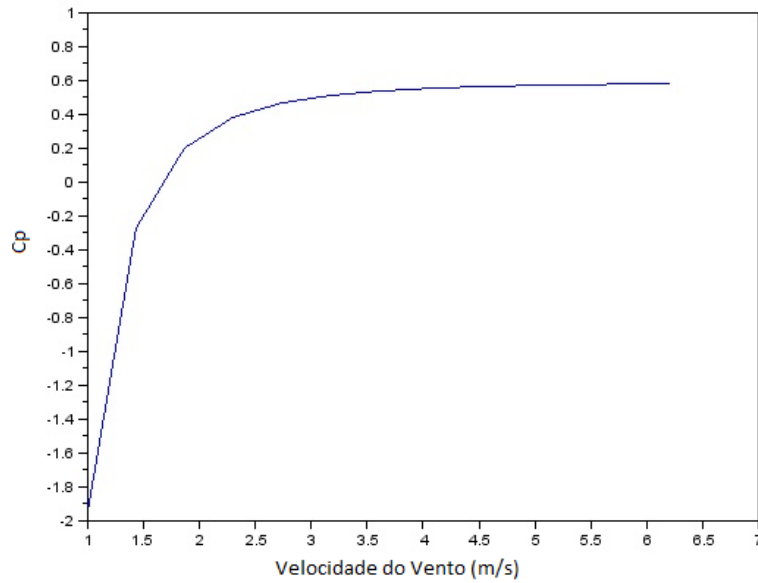
Figura 16 - Potência x Velocidade do vento para NACA 0018.



Fonte: Autor.

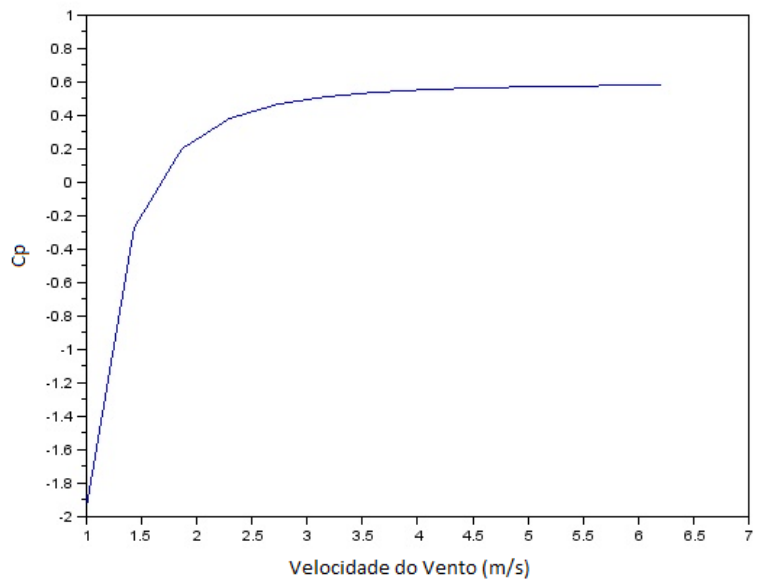
A curva assume uma forma periódica devido ao ângulo de ataque ser variável, pois não há torção na pá.

Figura 17 - Cp x Velocidade do vento para NACA 0012.



Fonte: Autor.

Figura 18 - Cp x Velocidade do vento para NACA 0018.



Fonte: Autor.

O projeto configura dois braços, por isso a potência é multiplicada por dois.

$$Pr = \frac{1}{4\pi \cos(30)} 1.224 \times 122,3 \times 0,05 \int_0^{2\pi} (Wr \cos \alpha)^2 Cd(0,7 \cos 30) d\theta$$

$$Pr = 690,74 \text{ W}$$

Esse procedimento pode ser comparado ao cálculo do fator de perda na raiz sugerido por Burton (2011). No caso de perda na ponta, também é sugerido por Hau (2005) um modelo que se baseia na mudança do ângulo de ataque e, por tanto no coeficiente de sustentação, mas este não é levado em consideração para rotores verticais.

Desse modo, levando em consideração essas perdas, pode-se chegar a uma potência nominal do aerogerador:

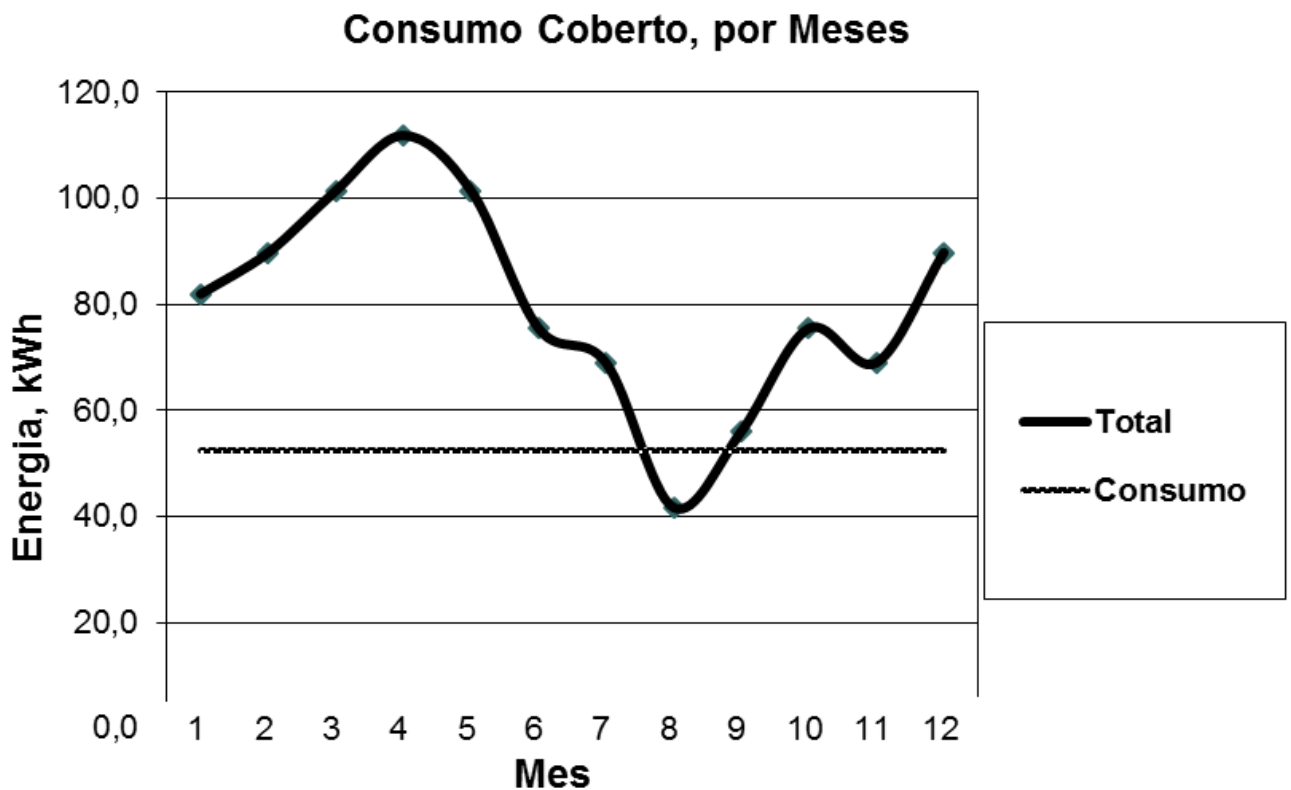
$$(P_p - P_r) = (44,47 \text{ kW} - 690,3 \text{ W}) = 43,78 \text{ kW}$$

$$(P_p - P_r) = (35,8 \text{ kW} - 690,3 \text{ W}) = 35,11 \text{ kW}$$

Chegando finalmente, a uma potência nominal, para o melhor perfil, que é o NACA 0012, de aproximadamente 44 kW.

O resultado da cobertura anual do consumo segue na Figura 29 e no Quadro 9:

Figura 19 – Consumo coberto por mês.



Fonte: Atoor

Em resumo, o sistema atendeu a demanda do ponto de consumo, que era de 52,1 kWh/dia gerando 80,2 kWh/dia, suprimindo aproximadamente 153% da demanda. Como o projeto é para um ponto de microgeração distribuída, o excedente poderia ser reutilizado pelo consumidor em outro ponto, ou até mesmo aumentar o número de eletrodomésticos usados, fato esse que faz com que não se torne um problema o superdimensionamento.

De acordo com os dados probabilísticos de vento, os meses Agosto e Setembro a geração não seria suficiente para sustentar a casa. Estes são provenientes de um banco de dados onde muitos dos números são frutos de extrapolações e interpolações, portanto há um erro aí associado. Desta forma, um estudo in loco de disponibilidade de recurso eólico seria a primeira condição para um dimensionamento eficaz.

Nos meses Março e Abril, a produção seria muito maior que a necessária, tornando inviável até mesmo o acúmulo em baterias, pois seria necessário um infraestrutura mais complexa de controle de carga e de acumuladores propriamente ditos.

Os resultados encontrados no presente estudo sugerem que um aerogerador de pequeno porte supre com folga uma residência para quatro pessoas, bem como o recurso eólico disponível na cidade de Fortaleza é bastante abundante. A partir disso, fica claro que a mesma tem total condição para ser sustentada apenas por energia renovável. No entanto, neste modelo proposto, a adesão ao uso de energia eólica em casa parte da iniciativa privada, e, como o sistema ainda é um pouca caro, não seria muito fácil, a priori, adquirir um; problema este que pode ser atenuado com políticas de incentivo fiscal por parte do Governo e linhas de crédito, fornecidas pelos bancos, tanto privados como públicos, destinadas a tal fim, as quais aceitem receber o próprio equipamento como garantia.

O estudo não levou em consideração as perdas por atrito nos mancais e nem a análise de vibração. Porém, o valor de produção foi tão acima da demanda que os mesmos não comprometeriam a eficácia do sistema. Em compensação o fator de carga foi bastante conservador.

A metodologia empregada foi destinada viabilizar uma produção em massa, de modo que a simplicidade no processo é muito importante para sua manutenção e para atender à demanda. São dimensionadas máquinas para pontos de consumo já bem definidos, mas que estes sejam de uma fabricação mais simples e uma instalação mais célere, sem, por outro lado, que o consumidor seja obrigado a comprar grandes máquinas para produções pequenas - Sistemas de aerogeração residencial não baratos, ainda, portanto, quanto mais o gasto for próximo apenas do necessário, melhor.

## 5 CONCLUSÃO

Foi criada uma sequência de passos a fim de selecionar um perfil aerodinâmico para o projeto de aerogerador em questão analisando as eficiências dos diferentes modelos. Feita a simulação com dados reais de consumo de aparelhos eletrodomésticos em uma residência, e a partir dessa potência requerida. Conseguiu-se projeto uma turbina eficaz para suprir a demanda.

Foram realizados os cálculos propriamente ditos com os perfis NACA0012 e NACA0018. Foi comparado o desempenho dos dois utilizando dois softwares: o XFOIL e o XFRL5; com isso foi possível obter dados de sustentação e arrasto com ângulos de ataque variando de 0 a 180 graus, como mostra a Figura 15, uma vez que não se encontram facilmente dados para essa amplitude de variação. O primeiro programa não respondeu bem, devido ao *stol*, só o segundo que manteve a rotina durante todo o percurso proposto. As amostras da simulação serviram para chegar a valores únicos e representativos de CL e CD através de métodos numéricos que se encontra no apêndice. O perfil NACA 0012 mostrou melhor desempenho.

Foram escritos códigos na interface *SciLab*, que se encontram no apêndice, para o cálculo de potência, seus coeficientes e velocidade relativa de cada perfil, bem como as perdas por arrasto parasita (cerca de 6%), a partir das equações sugeridas pela metodologia empregada. Os resultados foram apresentados graficamente pelas curvas de operação e seus coeficientes em relação a velocidade de vento.

Aplicado o fator de capacidade de 30% - bem conservador – chegou-se a um valor nominal de potência que supriria 146% da instalação proposta. No entanto, baseado na amostragem das velocidades ao longo do ano, observou-se que esse comportamento eficaz não se manteria durante os 12 meses, o que seria um problema para o aproveitamento por baterias. Por tanto, uma vez que a proposta do sistema leva em conta uma ligação de geração distribuída, a eficácia deve ser medida por um balanço anual de energia gerada versus consumida e, se possível, revertido em cifras, que não é o objetivo. Tomado esse parâmetro, a aplicação foi altamente satisfatória.

## REFERÊNCIAS

Aerogeradores.org. (2011). *Aerogeradores.org*. Acesso em 22 de Agosto de 2016, disponível em <http://www.aerogeradores.org/limitedebetz.php>

Custódio, R. d. (2009). *Energia eólica para produção de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

Ernst, R. G. (Universidad de Chile de 2014). Variations on the double-multiple streamtube model for darrieus straight-bladed vertical-axis wind turbines to improve predictions of performance and flow expansion .

Hau, E. (2005). *Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Econômics*. Munique, Alemanha: Springer.

Lonzafove, R., & Messina, M. (2011). BEM Theory. How to take into account the radial flow inside of 10 numerical code. *Renewable Energy* .

Manwell, J. F. (2009). *Wind energy explained: design, and application*. Washington: Wiley.

Ministério de Minas e Energia. (2015).

*RETSCREEN*. (Agosto de 2016). Fonte: [WWW.RETSCREEN.NET](http://WWW.RETSCREEN.NET): [WWW.POWER.LARC.NASA.GOV](http://WWW.POWER.LARC.NASA.GOV)

UNIDO Renewable Energy Observatory. (2011). *Capacity building programme/e-learning module small wind energy*. Fonte: <http://www.renenergyobservatory.org/>: <http://www.renenergyobservatory.org/capacity-building-programme/e-learning-module-small-wind-energy.html>

Wikipedia.org. (s.d.). *Wikimedia*. Acesso em 14 de setembro de 2016, disponível em Wikimedia Commons: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:NACA\\_0012\\_Demo.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:NACA_0012_Demo.svg)

Wind Power Program. (s.d.). *wind-power-program.com/betz*. Acesso em 16 de Agosto <http://www.wind-power-program.com/betz.htm> de 2016, disponível em <http://www.wind-power-program.com/betz.htm>

Zanella, L. (Setembro de 2016). *lucaszanella.com*. Fonte: <http://lucaszanella.com/pt/artigos/mat/gama>

## APÊNDICE A

### Programa para cálculo dos parâmetros K e C de Weibull

```
//Definição do vetor com as medias mensais de velocidade do vento
v=[3.65;3.13;2.57;2.88;3.68;5.12;5.36;6.34;6.65;6.26;5.81;4.62]

//Medidas estatísticas das amostras
media=mean(v)
var=variance(v)

//Função Gamma
function [gamma]=fgamma(x)
    gamma=(sqrt(2*%pi*x))*(x^(x-1))*(exp(-x))*(1+(1/(12*x)))+(1/(288*x^2)))+(139/(51840*x^3))
endfunction
[gamma]=fgamma(2)

//Definição de K para valores entre 1 e 10
function [k]=funck(x)
    k=(sqrt(x)/media)^(-1.086)
endfunction
[k]=funck(var)

//Definição de c
function [c]=fc(x)
    c=media/(fgamma(1+(1/x)))
endfunction
[c]=fc(k)
```

### Programa para plotagem de gráfico de velocidade relativa em relação ao ângulo da posição da pá.

```
//Programa para plotar gráfico de velocidade relativa na revolução do rotor.

//Variáveis de entrada
fi=[0:1:180]
a=1/3
Vang=47.17
R=0.5
U=4.67
//Equação de governo
urel=({Vang*R+(1-a)*U*sin(fi)}^2+{(1-a)*U*cos(fi)}^2)^(0.5)
//Plotagem do gráfico
plot (fi,urel)
```

### Programa para cálculo de coeficientes de sustentação e arrasto por método iterativo

```
alpha=[0:%pi/4:%pi]

cl=[0:0.16:1]
rescl=[min(cl):((max(cl)-min(cl))/7):max(cl)]
n=5;
for i = 1:n,
    for j = 1:n;
        coef(i,j) = (alpha(i)+(%pi/6))^(j+1);
    end;
    res(i) = -cl(i)
end
va=coef/res'
```



```

alpha=[0:%pi/36:%pi/6]

cd=[0:0.16:1]
res=[]
n=5;
for i = 1:n,
    for j = 1:n;
        coef(i,j) = (alpha(i)+(%pi/6))^(j+1);
    end;
    res(i) = -cl(i)
end
vb=coef/res'

```

**Programa para cálculo de potência gerada pelo rotor. (Os valores provenientes da simulação adicionados à matriz “a” foram suprimidos).**

*//Programa para cálculo de potência de uma volta do rotor*

*//Parâmetros iniciais*

```

fi=0:0.1:%pi
a=1/3
Vang=47.7
R=0.495
U=4.67
H=1.5
B=3
ro=1.224
c=0.10
aph=atan(((1-Betz)*cos(fi)/4+(1-Betz)*sin(fi)))
cs=5
teta=%pi/6
betz=a

```

*//equação da velocidade relativa*

```

//function [urel]=g(x)
// urel=({Vang*R+(1-a)*U*sin(x)}^2+{(1-a)*U*cos(x)}^2)^(0.5)
//endfunction
urel=({Vang*R+(1-a)*U*sin(fi)}^2+{(1-a)*U*cos(fi)}^2)^(0.5)
urm=mean(urel)

```

*//definição dos vetores de cl, cd, e alpha.*

*//Primeiramente é importada a matriz com os valores experimentais de alpha em função de cl e cd.\**

```
a=[-*SUPRIMIDO*]
```

*//Os valores da matriz a foram retirados do arquivo de texto gerado pelo XFLR5.*

*// Essa parte foi suprimida para economia de espaço. Os valores seguem como imagem na Figura 16.*

```

alpha=a(:,1);
cl=a(:,2);
cd=a(:,3);
clmax=max(cl)
cdmax=max(cd)

```

*//Definição iterativa de CL e CD*

```

alpha=[0:%pi/6:%pi]
rescl=[min(cl):((max(cl)-min(cl))/4):max(cl)]
n=5;
for i = 1:n,
    for j = 1:n;
        coefcl(i,j) = (alpha(i)+(%pi/6))^(j+1);
    end;
    //rescl(i) = -rcl(i)

```

```

    end
va=rescl/coefcl

rescd=[min(cd):((max(cd)-min(cd))/4):max(cd)]

for i = 1:n,
    for j = 1:n;
        coefcd(i,j) = (alpha(i)+(%pi/6))^(j+1);
    end;
    //rescd(i) = -rcd(i)
end
vb=rescd/coefcd

for i=1:n
    CLfinal=sum(va(i)*coefcl(i))
    CDfinal=sum(vb(i)*coefcd(i))
end

//i=intrap(alpha,cl)
//u=intrap(alpha,cd)
//i=1.6*sin(fi+%pi/2)*cos(%pi/2)
//u=1.2*[sin(fi+%pi/2)]^2

//Função de integração
//function [y]=f(fi);
// y=(urm^2)*(((2*clmax*sin(fi+%pi/2)*cos(%pi/2))*sin(fi+%pi/2))-
(2*cdmax*[sin(fi+%pi/2)]^2))*cos(fi+%pi/2)
// endfunction

function [y]=f(fi);
y=((2*clmax*sin(fi)*sin(atan(((1-Betz)*cos(fi)/4+(1-Betz)*sin(fi)))))-(2*cdmax*(cos(fi))^2)*cos(atan(((1-
Betz)*cos(fi)/4+(1-Betz)*sin(fi)))))*mean(urel^2)
endfunction
v=intg(0,%pi,f)

p=(Vang*R*H*B*c/(4*%pi))*ro*v

//calculo de CP
function [y]=g(x);
y=((urm/U)^2)*(CLfinal*sin(fi+%pi/2))*[1-(CDfinal/(CLfinal*tan(fi+%pi/2)))]
endfunction
vcp=intg(0,%pi,g)
cp=TSR*B*c/(4*%pi*R)*vcp

```

### Programa para cálculo de potência perdida pela estrutura da pá.

```

//calculo de perda de carga
function [y]=q(fi)
y=((mean(urel)*cos(fi))^2)*(CDfinal*0.75*cos(teta))
endfunction
[exx]=q(%pi)
vp=intg(0,1.99*%pi,q)
pp=ro*Vang*cs/(4*%pi*cos(teta))*vp

```



Neto W @ V											
janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,18	0,30	0,55	0,39	0,18	0,06	0,04	0,03	0,02	0,03	0,04	0,08
4,66	6,76	8,94	7,87	4,56	1,66	1,21	0,81	0,68	0,84	1,09	2,31
17,27	18,38	11,53	16,62	17,10	8,28	6,26	4,31	3,70	4,49	5,68	10,92
28,41	16,84	2,58	9,45	28,78	23,92	19,38	14,18	12,36	14,69	17,92	28,35
21,78	4,88	0,07	1,24	22,93	46,82	42,58	34,38	30,87	35,31	40,59	46,47
6,78	0,34	0,00	0,03	7,57	61,07	66,24	62,23	58,44	63,07	66,15	46,21
0,71	0,00	0,00	0,00	0,86	49,99	69,88	81,62	81,78	81,16	74,61	25,60
0,02	0,00	0,00	0,00	0,03	26,34	52,19	82,24	90,07	79,65	61,10	7,88
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,58	27,03	63,38	78,13	59,28	35,76	1,26
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,65	9,44	36,96	53,06	33,04	14,62	0,10
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	2,02	15,08	26,24	12,74	3,81	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,25	4,13	9,11	3,25	0,60	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,76	2,24	0,55	0,06	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,39	0,06	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
79,82	47,50	23,67	35,60	82,01	228,54	296,54	400,19	447,14	388,17	322,02	169,18