

**FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA OCEÂNICA**

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM AEROGERADOR DE PEQUENO
PORTE**

IVONI CARLOS ACUNHA JUNIOR

Dissertação apresentada à Comissão de Curso de
Pós-Graduação em Engenharia Oceânica da
Fundação Universidade Federal do Rio Grande,
como requisito parcial à obtenção do título de
Mestre em Engenharia Oceânica.

Orientador: Jorge Alberto Almeida, Dr

Rio Grande, junho de 2006.

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE

IVONI CARLOS ACUNHA JUNIOR

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de

MESTRE EM ENGENHARIA OCEÂNICA

tendo sido aprovada em sua forma final pela Comissão de Curso de Pós-Graduação em Engenharia Oceânica.

Prof. Dr. Cláudio Dias
Coordenador da Comissão de Curso

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Jorge Alberto Almeida
Orientador – FURG

Prof. Dr. Jorge Antonio Villar Ale
PUCRS

Prof. Dr. Milton Luiz Paiva de Lima
FURG

Prof. Dr. Maurice Boulos Halal
FURG

À minha família, em especial à minha
esposa e filhas.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Jorge Alberto Almeida, pela orientação, apoio e pela confiança depositada em meu trabalho.

Aos colegas do Colégio Técnico Industrial Prof. Mário Alquati, pelo apoio e contribuição em, especial aos colegas Paulo Valério Saraçol e Luiz Ângelo Sobreiro Bulla.

Ao meu irmão pela grande contribuição, fazendo a revisão ortográfica deste trabalho.

Aos técnicos do departamento de física desta universidade pela grande contribuição na realização deste trabalho, em especial aos técnicos Paulo e Luiz Adolphino.

A todos que, de alguma forma, colaboraram com sugestões, críticas e incentivos.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é analisar o desempenho de um gerador eólico de pequeno porte. Para isto foi instalado um aerogerador de velocidade variável com potência nominal de 250 W. O aerogerador utiliza o sistema de estol ativo para controle de rotação e proteção, maximizando a eficiência aerodinâmica, minimizando a complexidade e os custos de fabricação do sistema os quais poderiam ser impeditivos à geração de energia com estes equipamentos em função da sua pequena capacidade de geração.

Para monitoramento do sistema foi instalada uma torre anemométrica contendo dois anemômetros de três conchas, um sensor de direção do tipo leme direcional e um sistema de aquisição e armazenamento de dados (*data logger*), um amperímetro tipo alicate utilizado para medição da corrente elétrica e um voltímetro para medição da tensão, ambos com um sistema de armazenamento de dados e um medidor de energia.

Com os dados de vento medidos no local e a potência convertida, calculada através da tensão e corrente elétrica produzida pelo aerogerador foi construída a curva de potência deste e comparada com a curva de potência fornecida pelo fabricante, onde concluímos que o desempenho deste foi muito próximo do desempenho apresentado pelo fabricante, sendo em algumas situações superior. O gráfico do coeficiente de potência deste aerogerador foi construído a fim de verificar a relação entre a potência real convertida e o potencial eólico disponível para as diversas velocidades do vento experimentadas.

Com os dados de vento tratados estatisticamente utilizando a função densidade de probabilidade de Weibull e a curva de potência, foi calculada a energia convertida pelo aerogerador e o seu fator de capacidade, o qual representa a relação entre a energia convertida pelo aerogerador em um certo intervalo de tempo e a energia existente no vento para o mesmo intervalo. Foi concluído que o aerogerador possui um desempenho aceitável para as velocidades do vento a que o mesmo foi submetido durante a operação.

Palavras – chave: coeficiente de potência, energia eólica, fator de capacidade, gerador eólico, distribuição de Weibull.

ABSTRACT

This study aims to analyze the performance of a small wind turbine. Thus, it was set up a wind turbine of variable speed with nominal power of 250W. The wind turbine uses the active stall system to control rotation and protection, maximizing the aerodynamic efficiency, minimizing the complexity and the manufacturing costs of the system, which could be hindering for energy production with such equipment once it has a small generation capacity.

In order to monitor the system it was installed an anemometric tower with two anemometers of three shells, a direction sensor with directional rudder and a data acquisition and storing system (data logger), an amperimeter pincers-type used for measuring electric current and one voltmeter for tension measuring, both with a data storing system and an energy gauger. With the data from wind measured in the place and the power converted, calculated by tension and electric current produced by the wind turbine, it was built its power curve and compared with power curve provided by the marker, where we concluded that the performance of this wind turbine was very close to the performance shown by the marker, and on some occasions even higher. The graphic of the power coefficient of this wind turbine was constructed in order to examine the relation between the real power converted and the wind power available for the different wind velocities.

With the data from the wind statistically seen using the function of Weibull's density of probability and the power curve, it was calculated the converted energy by the wind turbine and its capacity factor, which represents the relationship between the wind turbine converted energy and the available wind energy at the same time interval. We conclude that, by the power coefficient that the wind turbine performs acceptable within the wind speeds under which it was submitted during the operation.

Key – words: power coefficient, wind energy, capacity factor, wind turbine, Weibull's distribution.

SUMÁRIO

LISTA DE SÍMBOLOS.....	09
LISTA DE TABELAS.....	11
LISTA DE FIGURAS.....	12
1. INTRODUÇÃO	14
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	
1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	14
1.3 OBJETIVOS.....	15
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1 GERADORES EÓLICOS.....	17
2.1.1 TIPOS DE CONTROLE UTILIZADOS.....	19
2.1.1.1 Controle Passivo.....	19
2.1.1.2 Controle Ativo.....	23
2.1.2 ALGUMAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE UTILIZADAS.....	24
2.1.3 SISTEMAS DE VELOCIDADE ANGULAR VARIÁVEL.....	27
2.2 RECURSO EÓLICO.....	30
2.2.1 Estatística dos Dados.....	30
2.2.2 Determinação do Potencial Eólico.....	32
2.2.3 Determinação do Coeficiente de Potência e do Fator de Capacidade.....	34
2.3 Cálculo da incerteza dos resultados.....	42
2.4 Critério de Chauvenet Para Descarte dos Dados Inconsistentes.....	44
3. MONTAGEM EXPERIMENTAL E ANÁLISE DOS SISTEMAS.....	46
3.1 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO.....	46
3.1.1 Rotor do Aerogerador.....	46
3.1.2 Sistema de Orientação.....	48
3.1.3 Alternador.....	49
3.1.4 Controlador de Carga.....	50
3.1.5 Inversor de frequência.....	52
3.1.6 Resistência de Descarte.....	52
3.1.7 Banco de Baterias.....	53
3.1.8 Torre.....	54
3.2 SISTEMA DE AQUISIÇÃO E ARMAZENAMENTO DE DADOS DE VENTO.....	57

3.3 MONTAGEM EXPERIMENTAL.....	58
3.3.1 Componentes Elétricos da Caixa de Proteção.....	58
3.3.2 Torre.....	60
3.3.3 Caixa de Proteção.....	60
3.3.4 Aerogerador.....	62
3.3.5 Torre Anemométrica.....	62
3.4 DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO.....	64
3.5 CONSTRUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR.....	67
3.6 DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE.....	70
3.7 DETERMINAÇÃO DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA.....	71
4. RESULTADOS OBTIDOS.....	72
4.1 DADOS DE VENTO.....	72
4.2 CURVA DE POTÊNCIA.....	75
4.3 ENERGIA CONVERTIDA, ENERGIA DISPONÍVEL E FATOR DE CAPACIDADE	81
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	84
5.1 CONCLUSÕES.....	84
5.2 SUGESTÕES.....	85
BIBLIOGRAFIA.....	86
ANEXO I: GRÁFICOS DE CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO.....	88
ANEXO II: CURVAS DE ENERGIA E POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO.....	97
ANEXO III: PLANILHA DE DADOS DE VENTO.....	CD-ROM
ANEXO IV: PLANILHA DE DADOS DE CORRENTE ELÉTRICA.....	CD-ROM
ANEXO II: PLANILHA DE DADOS DE TENSÃO.....	CD-ROM

LISTA DE SÍMBOLOS

A	área de varredura das pás;
A_0	área na entrada do tubo de corrente;
A_1	área da seção de saída do tubo de corrente;
C_D	coeficiente de arrasto;
C_L	coeficiente de sustentação;
C_p	coeficiente de potência;
D	força de arraste;
E_c	energia cinética;
E_{tc}	energia total convertida pelo aerogerador;
$E(V^3)$	valor esperado do cubo da velocidade;
F_a	força axial;
F_c	Fator de capacidade;
F_T	força tangencial;
$f(V)$	função que descreve a velocidade do vento, segundo a distribuição de Weibull
$N(x)$	intervalo de tempo durante o qual cada velocidade do vento ocorreu;
L	força de sustentação;
P	potencial eólico;
P_0	pressão atmosférica;
(P_n)	potência do aerogerador;
$P(V)$	potência em função da velocidade do vento;
S	área do aerofólio;
T	força axial na turbina;
V	tensão;
V	velocidade do vento;
V_{\min}	mínima velocidade de trabalho do aerogerador (cut-in);
V_{\max}	máxima velocidade de trabalho do aerogerador (cut- out);
V_∞	velocidade do vento não afetada;
X	<i>tip speed ratio – TSR</i> ”;
W	velocidade relativa do vento;
a	fator de indução axial;

b	comprimento do aerofólio;
c	corda do aerofólio;
c	parâmetro de escala da distribuição de Weibull;
d_i	desvio em relação a média.
i	corrente elétrica;
k	fator de forma da distribuição de Weibull
\dot{m}	vazão em massa de ar;
n	número de medições do critério de Chauvenet;
r	raio do rotor
t	tempo;
u	velocidade que atravessa o disco atuador;
u_l	velocidade no vento na saída do tubo de corrente;
x	valor da grandeza considerada no critério de Chauvenet.
x_m	média aritmética;
Γ	função gama completa;
Δi	incerteza da corrente medida, dada pelo catálogo do instrumento de medição;
ΔP	incerteza da potência;
ΔV	incerteza da tensão medida, dada pelo catálogo do instrumento de medição;
θ	ângulo entre a corda do aerofólio e o plano de rotação
α	ângulo de ataque;
ρ	massa específica do ar;
σ	desvio padrão da amostra;
φ	ângulo de fase entre a tensão e a corrente.
ω	velocidade angular do rotor

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Critério de Chauvenet para rejeição de dados inconsistentes.....	45
Tabela 4.1 – Resultados para os dados de vento.....	75
Tabela 4.6 – Energia e fator de capacidade.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Gerador eólico com conexão direta à rede.....	18
Figura 2.2 – Principais componentes de um gerador eólico.....	18
Figura 2.3 – Componentes das velocidades e forças atuantes em um aerofólio.....	20
Figura 2.4 – Gráfico das curvas características de um aerofólio fictício.....	21
Figura 2.5 – Variação da relação L/D com o ângulo de ataque.....	22
Figura 2.6 – Orientação do aerogerador.....	26
Figura 2.7 – Variação do coeficiente de potência com a <i>TSR</i>	29
Figura 2.8 – Fluxo de ar sobre o disco do rotor.....	33
Figura 2.9 – Padrão de escoamento.....	36
Figura 2.10 – Exemplo de uma curva do número de horas mensais como função da velocidade do vento.....	40
Figura 2.11 – Curva de potência de um aerogerador.....	41
Figura 2.12 – Energia mensal convertida como função da velocidade do vento.....	41
Figura 3.1 – Aerogerador instalado na Fundação Universidade Federal do Rio Grande	47
Figura 3.2 – Sistema de controle do aerogerador.....	48
Figura 3.3 – Leme direcionador do aerogerador.....	49
Figura 3.4 – Alternador.....	50
Figura 3.5 – Controlador de Carga.....	51
Figura 3.6 – Inversor de Frequência.....	52
Figura 3.7 – Resistência de descarte na caixa de proteção.....	53
Figura 3.8 – Torre fixada à base.....	55
Figura 3.9 – Elementos utilizados para ancoragem dos cabos no solo.....	56
Figura 3.10 – Desenho esquemático da torre.....	56
Figura 3.11 – Torre Anemométrica.....	57
Figura 3.12 – Disposição dos elementos montados na caixa de proteção.....	59
Figura 3.13 – Esquema elétrico do sistema.....	59
Figura 3.14 – Sistema Utilizado para Fixação da Caixa de proteção.....	61
Figura 3.15 – Forma de Fixação da Caixa de proteção.....	61
Figura 3.16 – Montagem do Aerogerador na Torre.....	62
Figura 3.17 – Torre anemométrica.....	63

Figura 3.18 – Planta piloto instalada.....	64
Figura 3.19 – Distribuição de frequência.....	66
Figura 3.20 – Distribuição de frequência da direção do vento.....	66
Figura 3.21 – Períodos de calmaria e velocidades médias para cada hora diária.....	67
Figura 3.22 – Multímetro.....	68
Figura 3.23 – Amperímetro utilizado para medição corrente.....	69
Figura 4.1 – Distribuições de velocidade para o mês de dezembro.....	73
Figura 4.2 – Características referentes à direção do vento para o mês de dezembro.....	73
Figura 4.3 – Períodos de calmaria e velocidades médias para cada hora diária para o mês de dezembro.....	74
Figura 4.4 – Curva de potência obtida através de dados do fabricante.....	76
Figura 4.5 – Tensão em função da velocidade do vento.....	76
Figura 4.6 – Tensão média em função da velocidade do vento.....	77
Figura 4.7 – Variação horária da tensão para o dia 15 de abril de 2006.....	77
Figura 4.8 – Corrente em função da velocidade do vento.....	78
Figura 4.9 – Corrente média em função da velocidade do vento.....	78
Figura 4.10 – Variação horária da corrente para o dia 15 de abril de 2006.....	79
Figura 4.11 – Curva de potência em obtida através de dados medidos.....	80
Figura 4.12 – Comparação entre a potência calculada e a potência fornecida pelo fabricante.....	80
Figura 4.13 – Coeficiente de potência.....	81
Figura 4.14 – Curvas de energia e potência em função da velocidade do vento.....	82

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Atualmente as fontes alternativas limpas e renováveis de energia têm despertado especial interesse em diversas áreas de pesquisa face, não só aos problemas de escassez de recursos energéticos não renováveis que o mundo enfrenta, mas também devido aos níveis de poluição introduzidos no ambiente.

Este trabalho trata do estudo do desempenho de um gerador eólico de pequeno porte através da análise da potência convertida em função da velocidade do vento e do potencial eólico do local em estudo.

O aerogerador estudado faz parte de um sistema de conversão de energia eólica de pequeno porte, instalado na Fundação Universidade Federal do Rio Grande, que opera com velocidade variável e armazenamento da energia gerada em um banco de baterias, juntamente com um sistema de aquisição e armazenamento de dados de vento e dados de tensão e corrente produzidos por este aerogerador.

1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O crescimento populacional aliado ao desenvolvimento tecnológico tem aumentado a demanda energética no mundo nos últimos anos. A maior parte da energia gerada atualmente é proveniente das fontes que utilizam recursos não renováveis como petróleo, gás natural, carvão e outros.

O aumento da emissão de gases de combustão na atmosfera vem causando sérios problemas de poluição térmica e química, como a elevação nas temperaturas médias da atmosfera que vem sendo registradas a cada ano.

O esgotamento destes recursos aliado aos grandes impactos ambientais com proporções cada vez maiores, em função do aumento no consumo, proporcionados por estas fontes convencionais tais como: poluição química e térmica reforça a necessidade da utilização de outros recursos que sejam renováveis e que possam gerar os menores impactos possíveis ao ambiente. Outro fator estimulante para geração através de fontes alternativas é o desenvolvimento de pequenos produtores de energia elétrica.

A energia do vento é uma das fontes naturais mais simples utilizadas na terra, tendo sido utilizada para mover barcos, bombeamento d'água, dentre outros. A conversão deste tipo de energia em energia elétrica, sem dúvida, é uma linha de pesquisa de grande interesse para o desenvolvimento de tecnologias que possam tornar esta fonte uma alternativa para os sistemas convencionais de conversão de energia hoje existentes visto que é uma fonte livre e sempre existente na natureza.

Atualmente, podemos contar com parques eólicos que podem gerar energia suficiente para abastecer até mesmo, pequenas cidades.

A opção pelo estudo na área de energia eólica, neste trabalho, deve-se não só ao fato de tratar-se de uma fonte renovável e de baixo impacto ambiental, mas também por outros dois fatores: a cidade de Rio Grande (principalmente na zona costeira do município) possuir um bom potencial eólico conforme demonstrado em vários estudos e a possibilidade de combinar a geração de energia com outros processos econômicos tais como agricultura, pecuária, aquíicultura, dentre outras.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo analisar o desempenho de um gerador eólico de pequeno porte. Para tanto, será instalada uma planta piloto formada por: um aerogerador que opera com velocidade angular variável dotado de um sistema de armazenamento e conversão de energia elétrica; uma torre anemométrica com sistema de aquisição e armazenamento de dados de vento; e um sistema de medição e armazenamento dos valores de tensão e corrente medidos nos terminais do aerogerador.

Com os dados medidos serão construídas as curvas de potência e do coeficiente de potência em função da velocidade do vento. Estas curvas serão comparadas com as curvas

fornecidas pelo fabricante do equipamento. Também será determinado o fator de capacidade ou fator de utilização real do equipamento a fim de compará-lo com o valor esperado calculado de duas formas: através da curva de potência fornecida pelo fabricante e através da curva de potência construída utilizando os dados medidos.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para melhor compreensão dos assuntos abordados neste trabalho, divide-se o mesmo em capítulos que tratam dos aspectos conforme a descrição a seguir:

O segundo capítulo é composto da revisão bibliográfica necessária ao desenvolvimento do trabalho. Os assuntos desenvolvidos neste capítulo são: sistemas empregados em aerogeradores, potencial eólico, tratamento estatístico de dados de vento, cálculo de incertezas de medições, critério de Chauvenet para descarte de dados inconsistentes, além de outros aspectos ligados ao estudo dos ventos e conversão de potencial eólico.

O terceiro capítulo descreve a implantação do sistema de conversão de energia eólica, da torre anemométrica e dos instrumentos utilizados para medição das grandezas envolvidas juntamente com a descrição das principais características de cada um destes componentes utilizados. Descreve-se, ainda, dentro deste capítulo a metodologia empregada para medição dos dados de vento, tensão e corrente elétrica, construção da curva de potência em função da velocidade do vento, construção da curva do coeficiente de potência, determinação do fator de capacidade.

No quarto capítulo são apresentados os resultados obtidos através das medições de tensão, corrente, velocidade e direção do vento, sendo apresentados os gráficos que relacionam o coeficiente de potência, fator de capacidade e potência com a velocidade do vento. Também são apresentados os gráficos gerados pelo programa *Alwin*, o qual foi utilizado para tratamento dos dados de vento.

O quinto capítulo apresenta as conclusões referentes ao desempenho do sistema de conversão de energia eólica em energia elétrica e algumas sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

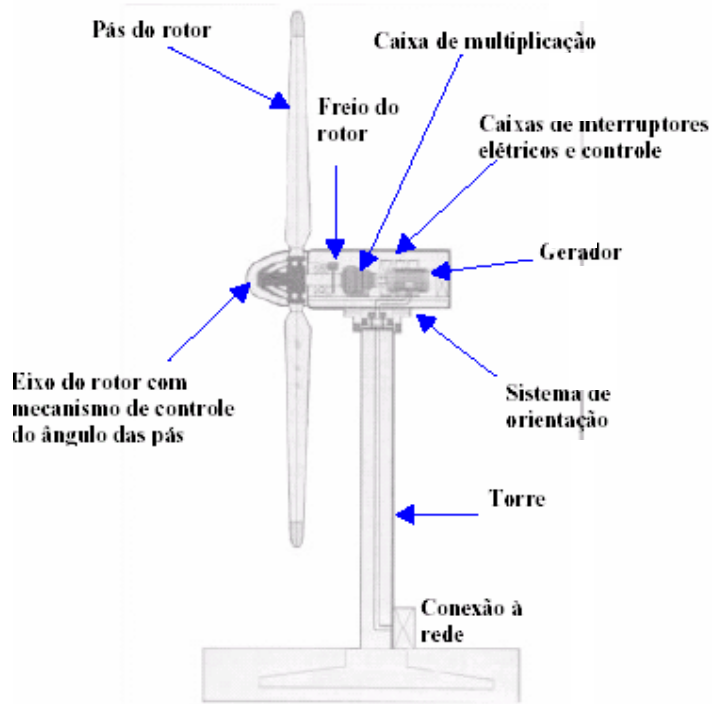
2.1 GERADORES EÓLICOS

O vento é o resultado do movimento das massas de ar ao redor da superfície da terra. A energia dessas massas de ar constitui uma imensa fonte de energia natural, que pode ser transformada em energia elétrica através dos aerogeradores ou turbinas eólicas. A energia eólica pode ser utilizada para conversão em energia elétrica em locais que possuam bons regimes de vento, podendo ser utilizada de forma isolada ou conectada à rede elétrica local.

Um gerador eólico é composto basicamente pelo rotor (o qual é constituído pelas pás e pelo cubo), sistema de transmissão (composto geralmente por uma caixa amplificadora de rotação), gerador elétrico e sistema de controle.

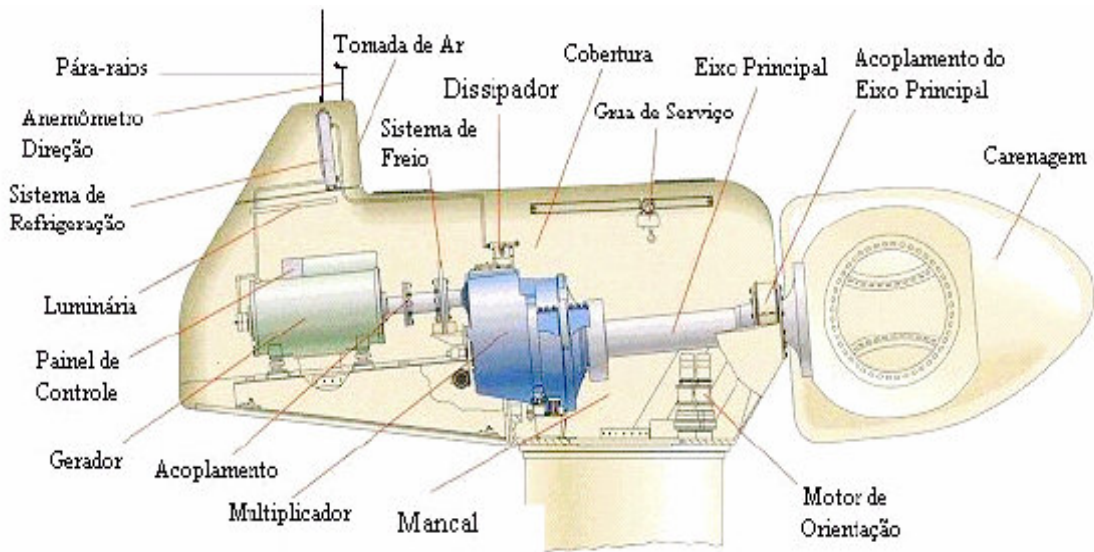
Seu funcionamento é bastante simples: o vento incide sobre as pás do rotor, as quais giram liberando a energia cinética absorvida do vento, na forma de energia mecânica para o mecanismo de transmissão, o qual transfere a maior parte desta energia ao gerador elétrico. A energia elétrica gerada deverá ser diretamente consumida quando se tratar de grandes quantidades ou armazenada em baterias, para o caso de produção em pequena escala.

Tendo em vista os baixos níveis de eficiência dos aerogeradores, estes equipamentos geralmente deverão possuir pás de grandes dimensões para a geração de quantidades racionalmente aproveitáveis de energia. Sendo assim, devido às elevadas velocidades tangenciais das pás, mesmo com baixas rotações, seu projeto deverá contemplar não só a forma de geração de energia elétrica, mas também, mecanismos de controle que permitam o seu funcionamento com valores de rotação constante ou dentro de limites previamente definidos. As figuras 2.1 e 2.2 mostram a configuração dos principais componentes de um gerador eólico.



[Macedo, 2002]

Figura 2.1 – Gerador eólico com conexão direta à rede



[Macedo, 2002]

Figura 2.2 – Principais componentes de um gerador eólico

O sistema de proteção deve contemplar mecanismos que evitem a sobrecarga do gerador elétrico através da desconexão deste com a rede elétrica, a frenagem emergencial, bem como paradas para manutenção.

Mesmo com dados estatísticos de razoável aceitação, este equipamento estará ainda sujeito a variações consideráveis, no que diz respeito à direção e velocidade do vento, podendo gerar condições impróprias para o seu funcionamento, onde a geração de energia se dará com padrões de eficiência e segurança baixos ou, até mesmo, inaceitáveis.

O sistema de controle e acionamento adotado para este gerador deverá permitir a operação segura com bons padrões de qualidade de energia, seja para baixas ou altas velocidades do vento em seu local de funcionamento após a instalação.

Para o controle de rotação dos aerogeradores podem ser adotadas duas estratégias: o controle passivo e o controle ativo, os quais serão descritos a seguir.

2.1.1 TIPOS DE CONTROLE UTILIZADOS

2.1.1.1 Controle Passivo

O controle passivo em aerogeradores dispensa a utilização de sensores para a orientação e medição da velocidade do vento. O controle de rotação do aerogerador baseia-se nos princípios de sustentação e arraste utilizados em projeto de aviões e helicópteros, com adaptações às suas necessidades funcionais devido ao fato que turbinas eólicas na verdade trabalham em um ambiente muito diferente com velocidades e direções de vento variáveis.

Observando-se a seção transversal da asa de um avião percebe-se que, na parte superior desta, o ar deverá possuir uma velocidade de escoamento maior do que na parte inferior. Disto decorre que na parte inferior a pressão será maior que na parte superior gerando a força de sustentação necessária para que o avião possa se manter no ar. Quando a asa inclina-se para trás as componentes das forças de arraste (D) e sustentação (L) atuantes na asa do avião mudam sua intensidade permitindo a elevação do mesmo. Na figura 2.3, referente a uma pá de um aerogerador, é mostrada a velocidade do vento V , a velocidade

relativa do vento W , o ângulo de ataque α , o ângulo entre a corda do aerofólio e o plano de rotação θ , a componente tangencial da velocidade ($r \omega$) e as componentes das forças de sustentação (L) e arrasto (D).

A velocidade relativa W é quem atua no aerofólio gerando as forças de sustentação (L) e arrasto (D).

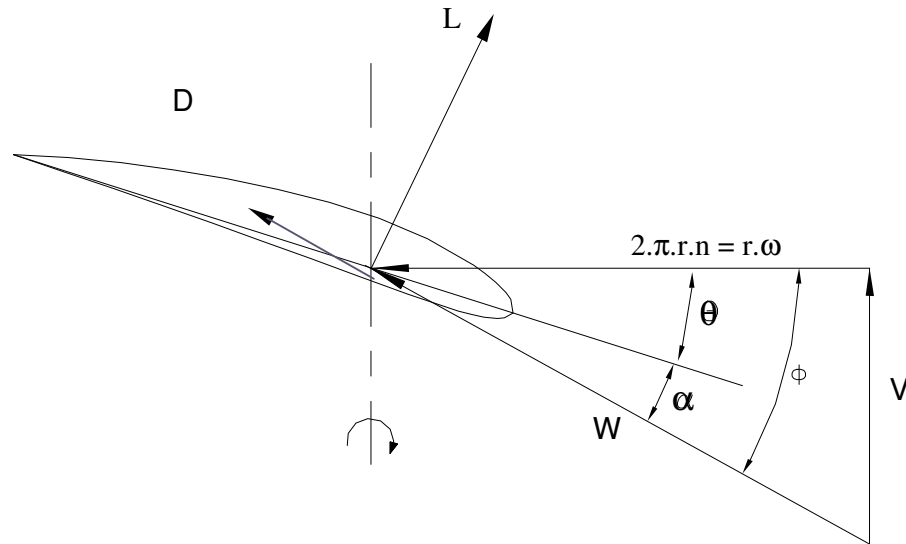


Figura 2.3 – Componentes das velocidades e forças atuantes em um aerofólio.

Como se pode observar na figura 2.3, as componentes das forças de sustentação (L) e de arrasto (D) variam com o ângulo de ataque α e com o perfil aerodinâmico do aerofólio. Para aerofólios já fabricados, a relação entre as forças de L e D , juntamente com os coeficientes de arrasto (C_D), de sustentação (C_L) e com ângulo de ataque, dão origem a gráficos que expressam as características operacionais destes aerofólios. Como exemplo tem-se o gráfico apresentado na figura 2.4, que mostra a variação dos coeficientes C_L e C_D com o ângulo de ataque para cada relação L / D , para um aerofólio fictício. Com os valores de C_L e C_D encontrados pode-se determinar as componentes L e D através das equações (2.1) e (2.2) respectivamente.

$$L = C_L \frac{\rho}{2} S W^2 \quad (2.1)$$

$$D = C_D \frac{\rho}{2} S W^2 \quad (2.2)$$

Sendo a massa específica do ar (ρ), a área do aerofólio (S) e a velocidade relativa que atua no aerofólio (W) de mesmo valor quando aplicados nas equações (2.1) e (2.2), percebe-se que as forças L e D dependerão dos coeficientes C_L e C_D . A área do aerofólio (S) considerada nas equações (2.1) e (2.2), é dada pela equação (2.3).

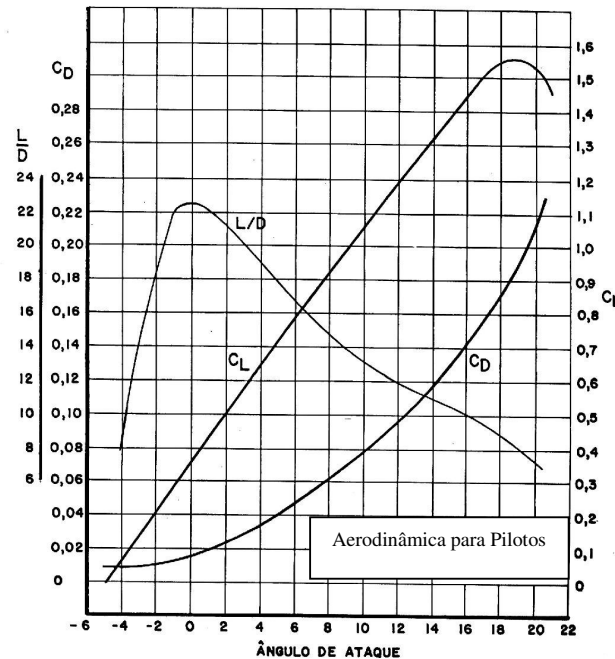


Figura 2.4 – Gráfico das curvas características de um aerofólio fictício

$$S = \int_0^b c \, dr \quad (2.3)$$

onde S é a área do aerofólio e os termos 'c' e 'b' são respectivamente a corda e o comprimento do aerofólio.

A variação da relação L/D com o ângulo de ataque para uma situação real foi ensaiada por Horvath (2000) em túnel de vento utilizando o aerofólio X-38. Um dos resultados obtidos é apresentado na figura 2.5.

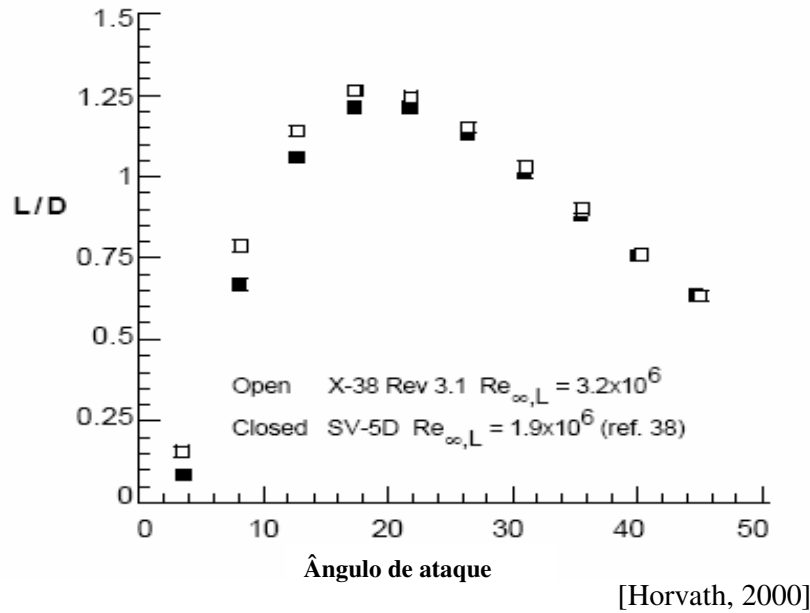


Figura 2.5 – Variação da relação L/D com o ângulo de ataque

Através dos gráficos mostrados nas figuras 2.4 e 2.5, pode-se perceber que o coeficiente de sustentação, assim como a relação L/D, aumenta à medida que o ângulo de ataque vai aumentando até um certo valor, a partir do qual começa a diminuir. A partir deste valor ocorre o fenômeno conhecido como estol, que é a perda de sustentação. Isto se deve aos vórtices irregulares causados na parte superior do aerofólio. Nos aerogeradores o perfil das pás do rotor permite que quando a velocidade do vento aumenta estas entrem em estol mantendo sua rotação dentro dos valores pré-determinados.

Quando o vento incide sobre as pás de um aerogerador, a composição das forças de sustentação (L) e arrasto (D) irá acarretar no surgimento de uma força axial no rotor e uma força tangencial responsável pelo torque no rotor as quais são determinadas através das equações (2.4) e (2.5) respectivamente.

$$F_a = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (2.4)$$

$$F_T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (2.5)$$

Nas equações (2.4) e (2.5) tanto a força axial (F_a) quanto a força tangencial (F_T) são expressas em função do ângulo entre a corda do aerofólio e o plano do rotor. Sendo a

velocidade angular do rotor constante, quanto mais afastado do centro do rotor estiver o ponto considerado, maior será a sua velocidade tangencial, mudando a direção da velocidade resultante (W). Então, para que tenhamos um ângulo de ataque semelhante em toda a pá, esta deverá ser torcida ao longo de seu comprimento. Como vantagens, este tipo de controle apresenta a redução de componentes móveis no rotor, tornando mais simples todo o aerogerador. Como desvantagem pode-se citar a necessidade de um projeto aerodinâmico preciso que poderá influenciar até mesmo na parte dinâmica estrutural, como por exemplo, na redução de vibrações. Além disso, estando as pás projetadas e instaladas, é impossível operar a turbina em outra potência, sem que sejam necessárias modificações mecânicas.

2.1.1.2 Controle Ativo

O controle ativo em aerogeradores é feito através de sensores que recebem informações e emitem sinais ao controlador. Para o controle de rotação um mecanismo realiza o giro das pás ao longo de seu eixo longitudinal (variação do passo das pás), mantendo rotação constante para diferentes velocidades do vento. Este tipo de controle também é denominado como *controle por passo variável*.

Quando a velocidade do vento aumenta, caso em que o rotor tende a exceder o valor de rotação nominal, um controlador eletrônico envia um sinal ao mecanismo de passo da pá que imediatamente gira as pás do rotor ao longo de seu eixo longitudinal, mudando o ângulo de ataque. Quando a velocidade do vento começa a se reduzir, as pás iniciam o giro em sentido contrário mantendo a rotação nominal. O mecanismo de giro, geralmente, é acionado por um sistema hidráulico ou motores elétricos, cujo controlador deverá possuir elevada precisão, otimizando assim, a produção para diferentes velocidades de vento.

Atualmente estão sendo fabricados geradores com controle por estol, com um mecanismo ativo assemelhando-se aos geradores com controle de passo, propiciando elevados torques com baixas velocidades do vento (Australian Wind Energy Association, 2004). Este tipo de controle também é denominado como estol ativo. Uma vantagem deste tipo de controle, em relação ao controle passivo é, em caso de sobrecargas provocadas por rajadas de vento onde a variação do passo, permitir o aumento do ângulo de ataque reduzindo a força de

sustentação, otimizando a sua produção, que no caso de controle passivo, seria muito pequena.

Para pequenos aerogeradores, poderão ser analisadas também outras possibilidades como: utilizar um controle de potência através da guinada do aerogerador, girando o mesmo em relação à direção predominante do vento através de motores elétricos e caixas redutoras (situação que poderá gerar tensões cíclicas no rotor, podendo causar danos por fadiga no mesmo), ou a introdução de superfícies que alterem a eficiência aerodinâmica das pás (aileron).

2.1.2 ALGUMAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE UTILIZADAS

As turbinas normalmente são organizadas para maximizar o uso do vento disponível. Com o aumento da velocidade do vento, aumenta a energia transferida ao rotor da turbina e o ângulo de ataque, enfrentado pelas lâminas do rotor (Mesquita, 2001). Esta energia transferida varia sensivelmente com a variação da velocidade do vento, pois a energia disponível no vento está relacionada com o cubo de sua velocidade, devendo ser controlada. Uma estratégia de controle recomendada (Marra e Pomilio, 2000), é proceder de forma que, quando a velocidade do vento for inferior a 4 metros por segundo, o sistema permaneça fora de operação. Com velocidades do vento entre 12 e 25 metros por segundo, o gerador esteja em operação desenvolvendo sua capacidade nominal. Para velocidades do vento acima de 25 metros por segundo este equipamento não deverá mais operar, podendo estar o rotor freado, ou girando livremente sem que haja a geração de energia.

Dependendo do comprimento e perfil das pás, o rotor deverá operar entre 10 e 25 revoluções por minuto, devido às elevadas velocidades tangenciais alcançadas pela extremidade das pás. Para que seja possível a geração de energia com uma frequência constante de 60 Hz com estes baixos valores de rotação, necessita-se de um gerador que possua um grande número de pólos magnéticos e uma caixa multiplicadora de velocidade angular, devido ao fato que a frequência de um gerador é diretamente proporcional ao produto de sua velocidade angular pelo número de pólos (Simone, 2000).

O modelo XL -1 produzido pela empresa Bergey Winpower Co., Inc. (Feitosa, Pereira e Rosas, 2001), utiliza um controle passivo (AutoFurl) para limitar a velocidade angular do

rotor. Quando a velocidade do vento atinge aproximadamente 3 metros por segundo, o rotor começa a girar e o aerogerador entra em operação alinhado com a direção predominante do vento. Este posicionamento permanecerá para velocidades de até 12,5 metros por segundo. Para velocidades de vento entre 12,5 e 18 metros por segundo, o sistema de controle orienta o aerogerador obliquamente à direção predominante do vento, através do movimento de guinada, proporcionando a operação deste mesmo com velocidades de vento acima de 12,5 metros por segundo. Neste tipo de sistema, a velocidade do rotor aumenta com o aumento da velocidade do vento. Quando a velocidade do vento diminui, o sistema de controle de guinada posiciona automaticamente o aerogerador frontalmente a direção do vento. Para velocidades de vento superiores a 18 metros por segundo, o *AutoFurl* retira o equipamento de operação automaticamente, por motivos de segurança. Este sistema de controle é baseado em forças aerodinâmicas no rotor (força de arrasto), na força gravitacional e na geometria do aerogerador. Quando o vento incide sobre as pás, a força de arrasto no rotor gera uma força axial em seu eixo que aciona um mecanismo provocando o movimento de giro do aerogerador em relação a sua cauda. Desta forma, a cauda do aerogerador irá manter-se sempre alinhada com a posição do vento enquanto que as outras partes componentes estarão orientadas obliquamente à corrente de ar conforme mostrado na figura 2.6. Esta técnica, no entanto irá gerar tensões cíclicas podendo acarretar danos à toda estrutura (Danish Wind Industry Association, 2004).

Atualmente estão sendo utilizados métodos de regulação de potência passivos para aerogeradores de média potência (rotores próximos de 40 metros de diâmetro e potência em torno de 600kW), onde a velocidade angular do rotor do aerogerador será mantida constante por perda de sustentação aerodinâmica que proporciona a vantagem de eliminar sistemas hidráulicos ou elétricos potentes e grandes partes móveis, aumentando a confiabilidade e diminuindo custos do equipamento. Este sistema necessita de atuação de freio aerodinâmico e tem como desvantagem principal a menor regularidade da curva de potência para velocidades do vento superiores à nominal, se comparado com sistemas com controle ativo (Aldabó, 2002).

Porém, a utilização de sistemas de controle ativo em aerogeradores pode otimizar a sua operação ou minimizar esforços através de um controlador que faz com que ao serem geradas modificações em uma variável de entrada, a variável de saída também seja modificada (Simões e Bose, 1999).

O sistema de aquisição de dados da instalação do gerador combinado eólico/diesel, instalado em Fernando de Noronha, efetua medições de frequência e tensão a cada 10 minutos

e seu sistema de controle visa, principalmente, manter valores de tensão e frequência com as menores variações possíveis (Feitosa, Pereira e Rosas, 2001).



[Vale, 2000]

Figura 2.6: Orientação do aerogerador

Em sistemas de controle ativo modernos, muitas variáveis são monitoradas pelo controle central. Sinais como: velocidade do vento, direção, velocidade do rotor, ângulo de passo, temperatura do gerador, tensão e corrente de saída são medidos por transdutores. Os dados são transmitidos para um CLP (controlador lógico programável), o qual determina o estado de operação do aerogerador e as ações de comando. Caso algum parâmetro esteja fora dos limites selecionados e não seja possível a auto-correção, o sistema atua sobre servomecanismos do ângulo de passo e posiciona as pás para um ângulo de 90° (Aldabó, 2002).

Em geradores de indução assíncronos com rotor tipo gaiola, o controle de velocidade angular do gerador manterá a velocidade constante para as diversas situações operacionais levando em conta também as variações na frequência síncrona (e, conseqüentemente, na tensão de saída) que podem ocorrer devido às variações de potência ativa da carga a qual o gerador estará conectado (Marra e Pomilio, 2000).

Em aerogeradores com mecanismos de controle ativo, quando a produção de potência fica muito alta, um controlador eletrônico envia uma ordem ao mecanismo de passo da pá que imediatamente gira as pás do rotor ao longo de seu eixo longitudinal. Quando a velocidade do vento se reduz, as pás giram em sentido contrário, retornando a posição, restabelecendo a produção normal. Durante operação normal as pás giram um grau de cada vez. O controlador deverá ser preciso, estabelecendo um ângulo ótimo para que se possa maximizar a produção para diferentes velocidades de vento (Marra e Pomilio, 2000). Em caso de não haver carga, o aerogerador deverá ser desconectado, permanecendo fora de operação. Estas duas formas de controle atuam conjuntamente, mantendo o sistema em uma condição operacional otimizada e segura (Eggleston e Stoddard, 1987).

Uma distinção final relacionada aos rotores eólicos refere-se à velocidade de trabalho. Para bombeamento de água e operação de sistemas que utilizam banco de baterias é possível a utilização de um rotor de velocidade variável (Macedo, 2002). O banco de baterias, utilizado em sistemas de pequeno porte, serve também para auxiliar o sistema eólico nos períodos de entrada de carga, funcionando, nesse caso, como um sistema de amortecimento, pois a cada entrada de carga, o sistema, como um todo, tenderia a se desequilibrar, mas, com o apoio do banco de baterias na complementação de energia para o sistema, o mesmo passa a exercer um papel de sistema de amortecimento, contribuindo assim para que o sistema não perceba as entradas de carga.

O banco de baterias em um sistema de geração de energia de pequeno porte é necessário para se ter o excesso de energia armazenada para consumo em horários de pico, como também para facilitar uma melhor interação de energia gerada pela turbina eólica e a carga, haja visto que a velocidade de vento varia constantemente ao longo do tempo (Vale, 2000).

2.1.3 SISTEMAS DE VELOCIDADE ANGULAR VARIÁVEL

Os sistemas de controle deverão ser capazes de oferecer uma operação com grande confiabilidade e com maximização de eficiência, no processo de conversão de energia eólica em energia elétrica. A utilização de aerogeradores com velocidade constante acarreta uma maior complexidade e custo do sistema quando se trata de controle ativo e um menor

aproveitamento da energia do vento, pois difere da velocidade ótima de projeto quando se trata de controle passivo.

Porém, para geração de eletricidade em larga escala é comum operar turbinas eólicas a uma velocidade constante. Isso permite o uso de geradores, nos quais a velocidade é fixada pela frequência da rede elétrica, à qual estão conectados. Turbinas eólicas de velocidade variável são algumas vezes usadas para geração de eletricidade. Este tipo de sistema requer, no entanto, um conversor eletrônico para conectar à saída de frequência variável da turbina com a entrada de frequência fixa do sistema elétrico.

Há várias vantagens em operar turbinas eólicas em velocidade variável. A mais óbvia é o crescimento na eficiência aerodinâmica. Isso pode ser observado claramente se o coeficiente de potência, C_p , do rotor, for traçado em função da razão entre a velocidade da ponta das pás e a do vento (tip speed ratio – TSR), (Macedo, 2002).

A razão, TSR , de um rotor pode ser expressa como:

$$X = \frac{V_{tip}}{V_{win}} \quad (2.6)$$

onde:

X é a razão TSR descrita;

V_{tip} é a velocidade tangencial da ponta das pás do rotor;

V_{win} é a velocidade do vento.

Sendo a velocidade tangencial da ponta das pás definida como o produto da velocidade angular do rotor pelo raio do mesmo, a TSR dada na equação (2.6) também pode ser expressa por:

$$X = \frac{\omega \times R}{V_{win}} \quad (2.7)$$

onde:

R é o raio do rotor;

ω é a velocidade de rotação em rad/s;

Uma curva típica de $C_p \times X$ para um rotor de grande porte de duas pás é ilustrada na figura 2.7

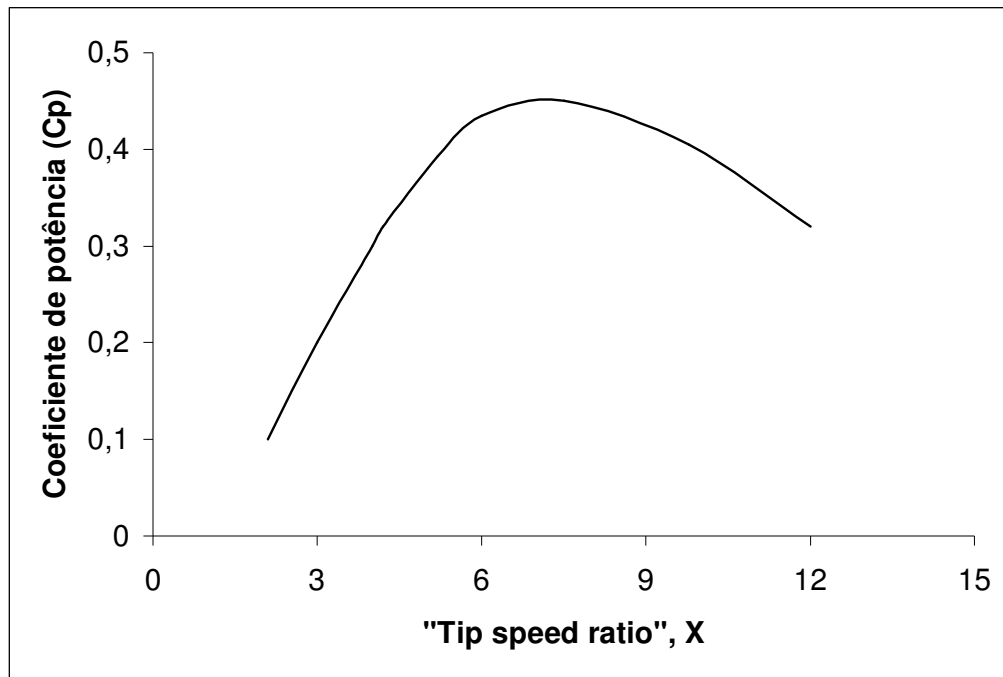


Figura 2.7 – Variação do coeficiente de potência com a *TSR*

Através da figura 2.7 observa-se que o coeficiente de potência, C_p , alcança seu valor máximo para apenas um valor de *TSR* (aproximadamente 7, para este caso). Para um aerogerador que opera com velocidade angular, ω constante (frequência fixa), este valor máximo do coeficiente de potência ocorrerá para apenas uma velocidade do vento, sendo que, em todas as outras velocidades do vento, a eficiência do rotor será reduzida.

Dessa forma, é desejável operar em um valor de X constante, o qual, com velocidades de vento variáveis, implica que a velocidade de rotação do rotor deve também variar. O ganho obtido na conversão de energia com operação em velocidade variável poderá ser pequeno e é, por vezes, reduzido pelas perdas elétricas nos equipamentos de conversão de frequência variável. Porém, há pouca complexidade do sistema de controle minimizando custos, tanto de implantação do sistema, quanto de manutenção, tornam esta uma solução atrativa para aquisição de pequenos sistemas eólicos.

2.2 RECURSO EÓLICO

2.2.1 Estatística dos Dados

O vento é um recurso natural e abundante no estado do Rio Grande do Sul. O potencial de geração poderá ser aproveitado gradualmente, nos limites técnicos de inserção da capacidade eólica no sistema elétrico regional, alavancando o crescimento econômico e a auto-sustentabilidade energética do estado. O aproveitamento dos recursos eólicos em algumas áreas do litoral do Estado proporcionaria um reforço à rede elétrica do sistema elétrico estadual (Silva e Amarante, 2000).

Uma maneira conveniente de expressar os resultados da avaliação do potencial eólico de uma determinada região é utilizar expressões analíticas que caracterizem o comportamento do vento de forma contínua ao longo do tempo. Utiliza-se então, a expressão da distribuição de probabilidade calculada a partir dos dados medidos diretamente no local. O emprego desta técnica oferece uma ferramenta consistente para realizar extrapolações relativas a localização e alturas em relação aos dados originais e permitir comparações de diversos locais.

Muitos pesquisadores tais como: Justus (1978), Hennessey (1977), Koepl (1982), Silva (1999), Lopes (2000) e Olinto (2001), demonstraram que a função de densidade de probabilidades de Weibull, representada pela equação (2.8), é um modelo adequado para caracterizar a distribuição de velocidades do vento em diversas regiões, além de representar de maneira bastante aproximada o histograma de distribuição de velocidades e ser uma função de fácil associação ao regime de ventos que se deseja simular.

Utilizando-se o conjunto de dados obtidos através de medições, calculam-se o parâmetro de escala c e o fator de forma k . Pela aplicação do modelo obtemos uma função que representa com uma boa aproximação a probabilidade de ocorrência dos diversos valores de velocidade:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (2.8)$$

onde c representa o parâmetro de escala, dado em unidades de velocidade, que está relacionado ao valor da velocidade média do vento e k é o fator de forma, o qual é adimensional e está relacionado com a uniformidade da distribuição das velocidades. Um valor de k próximo de 1 indica um regime de vento altamente variável, enquanto que $k > 3$ indica um regime estável de vento (Macedo, 2002).

Se o desvio padrão e a velocidade média do vento são conhecidos, os parâmetros podem ser obtidos através da resolução de forma iterativa das equações (2.9) e (2.10):

$$\mu = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.9)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (2.10)$$

onde:

Γ é a função gama completa;

μ é a velocidade média da amostra;

σ é o desvio padrão da amostra.

Se a média da amostra e o desvio padrão são conhecidos, o fator de forma k pode ser estimado com boa aproximação a partir da equação (2.11) (Justus, 1978):

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu} \right)^{-1,086} \quad (2.11)$$

onde σ é o desvio padrão e μ a velocidade média da amostra.

Combinando-se as equações (2.9) e (2.11), pode-se obter a solução direta dos dois parâmetros utilizados na distribuição de Weibull.

O último termo a ser calculado para a determinação do potencial eólico da região é dado pela equação (2.12):

$$E(V^3) = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right] \mu^3 \quad (2.12)$$

onde $E(V^3)$ é o valor esperado do cubo da velocidade, que será utilizado na seção 2.2.2 para a determinação do potencial eólico do local em estudo.

Outra função densidade de probabilidade que também pode ser utilizada é a de Rayleigh. Esta função densidade de probabilidade representa bem o regime de ventos de velocidades moderadas e fica perfeitamente definida com o conhecimento da velocidade média.

A conveniência da utilização da distribuição de Rayleigh, representada pela equação (2.13), é devida à sua simplicidade, pelo fato de ficar definida apenas pela velocidade média. Esta é, também, a responsável pelas suas limitações em não representar com a necessária precisão muitas situações práticas de interesse, especialmente quando as velocidades do vento são altas (Macedo, 2002).

A melhor alternativa a ser utilizada é então, distribuição de Weibull a qual coincide com a distribuição de Rayleigh, apresentada na equação (2.13), quando $K = 2$.

$$f(V) = \left(\frac{2}{c}\right)\left(\frac{V}{c}\right) \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^2\right] \quad (2.13)$$

2.2.2 Determinação do Potencial Eólico

O potencial eólico é um aspecto de grande importância para o estudo da viabilidade da instalação, pois através dele é possível determinar a potência disponível no vento, capaz de ser convertida por uma turbina eólica. O potencial eólico é definido como a energia cinética, passando por unidade de tempo em uma coluna de ar com a mesma área de seção transversal de varredura das pás em rotação, viajando a uma velocidade V (Mello e Silva, 2003).

Assim, considere-se um fluxo laminar perpendicular à seção transversal de um elemento cilíndrico com uma velocidade V mostrado na figura 2.8.

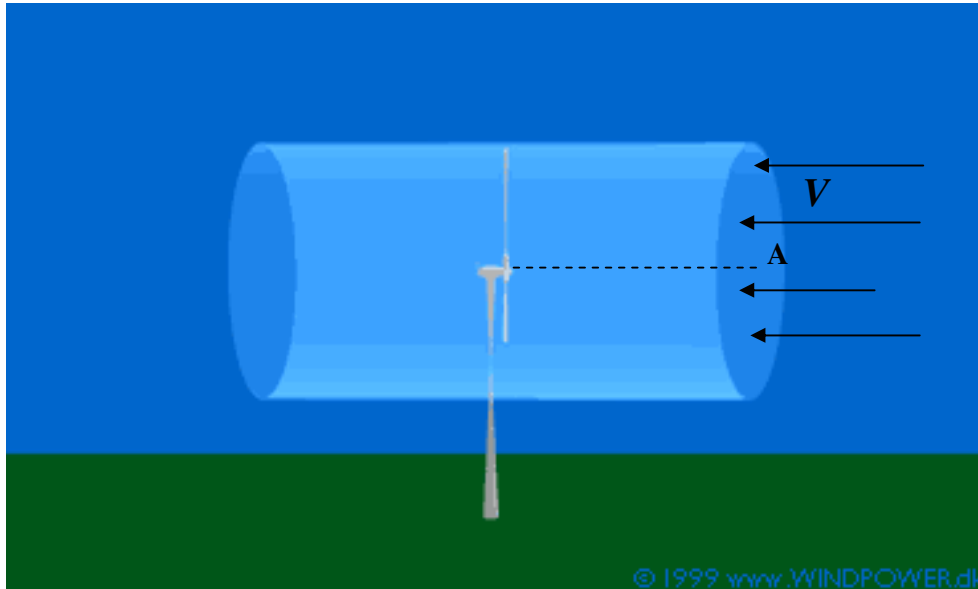


Figura 2.8 – Fluxo de ar sobre o disco do rotor

A energia cinética, E_c , do fluxo é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (2.14)$$

onde m é a massa de ar que escoia através da área A de varredura das pás e V é a velocidade do vento em m/s. A vazão em massa de ar, \dot{m} , dada em kg / s pode ser então, determinada através da equação (2.15)

$$\dot{m} = \rho A V \quad (2.15)$$

sendo ρ , a massa específica do ar; V , a velocidade do vento e A , a área de varredura das pás do rotor.

Assim, o potencial eólico disponível em um local, capaz de ser absorvido por um aerogerador será dado pela energia por unidade de tempo na corrente de ar:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.16)$$

podendo a equação (2.16) ser reescrita sob a forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho A E(V^3) \quad (2.17)$$

onde $E(V^3)$ que é a esperança de V^3 , é determinado através da equação (2.12).

Dividindo-se a equação (2.17) pela área de varredura das pás do rotor, obtém-se outra equação que nos fornece a densidade do potencial eólico, que é a potência que pode ser absorvida do vento para cada metro quadrado de área projetada do rotor.

Se $E(V^3)$ e ρ (massa específica do ar na temperatura ambiente) forem tomados em unidades do Sistema Internacional de Unidades, (m^3/s^3 e kg/m^3 , respectivamente) o resultado da densidade de potencial eólico é dado em W/m^2 .

2.2.3 Determinação do Coeficiente de Potência e do Fator de Capacidade

A energia é definida como a quantidade de trabalho que um sistema físico é capaz de realizar. Então, a energia não pode ser criada ou destruída, mas ela pode ser convertida ou transferida para outras formas de energia: a energia cinética do movimento das moléculas do ar pode ser convertida em energia de movimento pelo rotor de uma turbina eólica, que por sua vez pode ser convertida em energia elétrica por um gerador acoplado à turbina. Em cada conversão parte da energia original é convertida em calor.

A turbina eólica também é chamada de conversor de energia eólica (WEC – Wind Energy Converter), e sua performance é medida em termos da quantidade de energia eólica que ela pode converter da energia cinética do vento. Normalmente, essa energia é medida em kilowatts-hora (kWh) ou megawatts-hora (MWh) durante um certo período de tempo, geralmente uma hora ou um ano. Potência elétrica é medida em Watt (W), kilowatt (kW), megawatt (MW), etc, e representa a energia transferida por unidade de tempo. Potência pode

ser medida em qualquer instante, enquanto que energia tem que ser medida durante um certo período de tempo.

Se uma turbina eólica tem potência nominal de 600 kW (por exemplo), isto significa que ela produz 600 kWh de energia por hora de operação, na sua máxima performance (Aldabó, 2002).

O coeficiente de potência de uma turbina eólica é definido como sendo a razão entre a potência que efetivamente pode ser convertida pela turbina e a potência total disponível na corrente de ar (na forma de energia cinética).

O modelo físico utilizado para determinar o coeficiente de potência de uma turbina eólica é chamado de disco atuador. O modelo é unidimensional e substitui o rotor por um disco atuador através do qual a pressão estática decai descontinuamente. Para utilizar essa teoria, as seguintes hipóteses devem ser adotadas: vento homogêneo e regime permanente; o vento não é obstruído; o fluxo de vento passando através do disco é separado do fluxo restante por uma linha de corrente bem definida – tubo de corrente; o fluxo de ar é incompressível; o disco não provoca rotação na corrente de ar; velocidade uniforme do vento no disco. Esta última hipótese requer que o disco retarde a velocidade igualmente para cada raio, o que é equivalente assumir impulso uniforme sobre o disco.

Para análise do modelo de disco atuador, considera-se a figura 2.9, onde é estabelecido um volume de controle cilíndrico de seção transversal S . Nela se pode identificar a linha de corrente limite do modelo e as seções de entrada (0), no disco a montante (3), no disco a jusante (2) e na saída (1). O vento aproximando-se do rotor na velocidade V_∞ através da seção 0 à pressão atmosférica P_0 . Como a energia é extraída pelo rotor, a velocidade é reduzida e o tubo de corrente se expande. Se a redução de velocidade induzida pelo rotor é v , então a velocidade no disco é $u = V_\infty - v$, enquanto ao longe a jusante, seção 1, o vento reduziu-se para velocidade u_1 e a pressão retornou para a atmosférica, P_0 .

Escrevendo a equação da continuidade dentro do tubo de corrente para as seções 0 e 1:

$$A_0 V_\infty = Au = A_1 u_1 \quad (2.18)$$

onde:

A_0 é a área na entrada do tubo de corrente;

V_∞ é a velocidade do vento não afetada;

A é a área do disco atuador;

u é a velocidade que atravessa o disco atuador;
 A_1 é a área da seção de saída do tubo de corrente;
 u_1 é a velocidade no vento na saída do tubo de corrente.

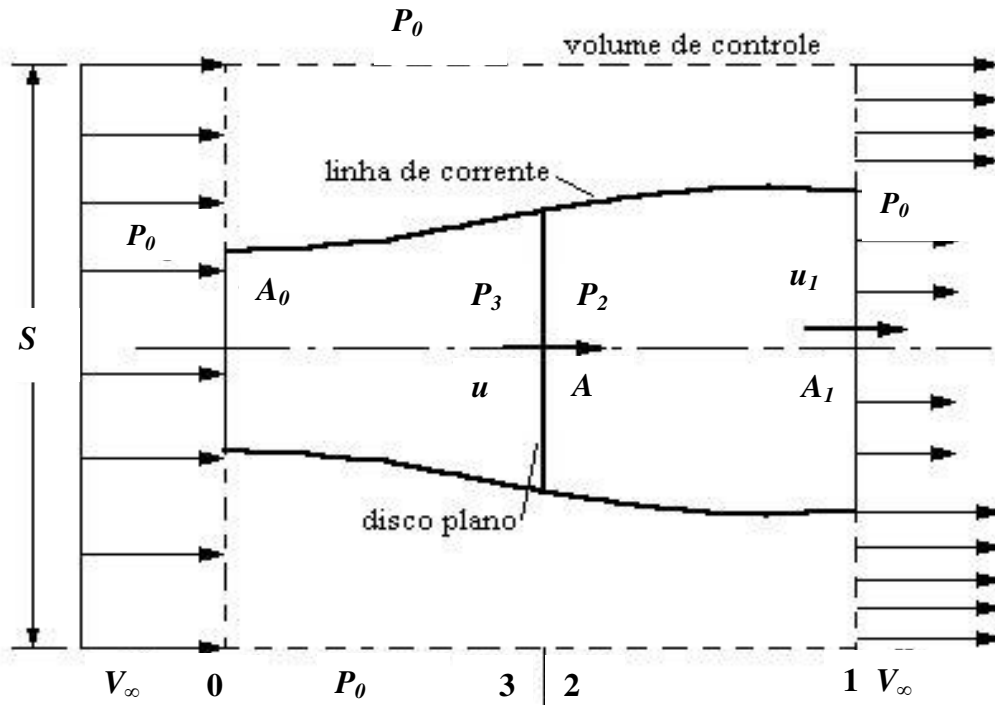


Figura 2.9 – Padrão de escoamento

A força axial na turbina, T , é dada pela variação da quantidade de movimento:

$$T = \dot{m}(V_\infty - u_1) = \rho Au(V_\infty - u_1) \quad (2.19)$$

onde ρ é a massa específica do ar.

Mas a força T resultante da variação da quantidade de movimento é inteiramente devida à diferença de pressão no disco atuador, logo:

$$T = A(p_3 - p_2) \quad (2.20)$$

Fisicamente, um disco atuador poderia ser aproximado por um rotor com um grande número de pás finas girando com uma velocidade de ponta muito maior do que a velocidade do vento.

Para reduzir a velocidade do vento, a força deve ser manifestada como uma perda de pressão através do disco. A pressão estática antes do disco é p_3 e depois do disco p_2 . Como assumimos que estas pressões não variam com o tempo, também assumimos que não há periodicidade na velocidade no fluxo no plano do rotor, o que somente é verdadeiro para um número infinito de pás.

Aplicando o teorema de Bernoulli entre as seções 0 e 3 tem-se a equação (2.21). E, aplicando novamente o teorema de Bernoulli, agora entre as seções 2 e 1, obtem-se na equação (2.22):

$$\frac{1}{2}\rho V_{\infty}^2 + p_0 = \frac{1}{2}\rho u^2 + p_3 \quad (2.21)$$

$$\frac{1}{2}\rho u^2 + p_2 = \frac{1}{2}\rho u_1^2 + p_0 \quad (2.22)$$

Subtraindo (2.22) de (2.21), vem:

$$p_3 - p_2 = \frac{1}{2}\rho(V_{\infty}^2 - u_1^2) \quad (2.23)$$

e substituindo (2.23) em (2.20) e igualando a (2.19):

$$T = \frac{1}{2}\rho A(V_{\infty}^2 - u_1^2) = \rho A u (V_{\infty} - u_1) \quad (2.24)$$

Resolvendo a equação (2.24) para u , resulta:

$$u = \frac{V_{\infty} + u_1}{2} \quad (2.25)$$

Assim, verifica-se que a velocidade no disco é a média das velocidades: a montante e a jusante.

Se assumirmos que o disco atuador induz uma variação de velocidade sobre a velocidade da corrente livre V_{∞} , tal que:

$$V_{\infty} - u = a V_{\infty} \quad (2.26)$$

onde a é chamado de fator de indução axial, a velocidade no disco será:

$$u = V_{\infty}(1 - a) \quad (2.27)$$

e da mesma forma aplicando (2.25):

$$u_1 = V_{\infty}(1 - 2a) \quad (2.28)$$

Desta forma, a força T , dada pela equação (2.19), atuando sobre o disco atuador fica:

$$T = 2\rho AV_{\infty}^2 a(1 - a) \quad (2.29)$$

A potência extraída no rotor pode ser expressa como a taxa de trabalho realizado pela força T , logo:

$$P = T.u \quad (2.30)$$

e assim,

$$P = 2\rho AV_{\infty}^3 a(1 - a)^2 \quad (2.31)$$

definindo o coeficiente de potência como:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho V_{\infty}^3 A} \quad (2.32)$$

onde o denominador representa a potência total disponível na corrente de ar. Combinado (2.31) e (2.32), resulta:

$$C_P = \frac{2\rho AV_\infty^3 a(1-a)^2}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^3 A} = 4a(1-a)^2 \quad (2.33)$$

O máximo valor de C_p ocorrerá quando a $\frac{dC_p}{da} = 0$ e $\frac{d^2C_p}{da^2}$ resultar em um valor negativo.

Maximizando então, a equação (2.33) temos:

$$\frac{dC_P}{da} = (4 - 16a + 12a^2) = 0 \quad (2.34)$$

que resulta em um valor de $a = 0,333$, e para o coeficiente de potência:

$$C_{p,max} = 0,5930$$

O qual corresponde ao máximo valor teórico de potência que se pode extrair de um rotor eólico (59,3%), também conhecido como limite de Beltz (Eggleston e Stoddard, 1987).

Para determinar o fator de capacidade do aerogerador, deve-se dividir a energia capturada pela turbina em um determinado período, pela energia disponível no vento durante o mesmo período (Lopes e Almeida, 2003). O procedimento é descrito à seguir.

Multiplicando-se a função densidade de probabilidade de Weibull obtida para o local em estudo, pelo número de horas de captação dos dados como é mostrado na equação (2.35) pode-se obter um diagrama que relacione o número de horas mensais, durante o qual determinada velocidade do vento ocorreu, com a velocidade do vento.

$$N(x) = f(V).t \quad (2.35)$$

onde :

$N(x)$ é o intervalo de tempo durante o qual cada velocidade do vento ocorreu;

$f(V)$ é a função densidade de probabilidade de Weibull;

t é o número de horas do período considerado

A figura 2.10 apresenta uma curva do número de horas mensais durante o qual uma determinada velocidade do vento ocorre. A curva foi obtida através da equação (2.35), considerando-se o mês com 30 dias (o que corresponde a um valor de t igual a 720 horas). Os

dados de vento correspondem ao estudo feito na cidade de Santa Vitória do Palmar no estado do Rio Grande do Sul, no período compreendido entre dezembro de 2001 e março de 2002.

Através da curva de potência em função da velocidade do vento $P(V)$ para um aerogerador, fornecida por seu fabricante, é possível determinar a curva da energia convertida por este aerogerador como uma função da velocidade do vento para um certo período. Esta curva é obtida multiplicando-se a função densidade de probabilidade da velocidade do vento pelo número de horas do período de medição e pela curva de potência do aerogerador em análise, conforme a equação (2.36).

$$E_C(V) = f(V).t.P(V) \quad (2.36)$$

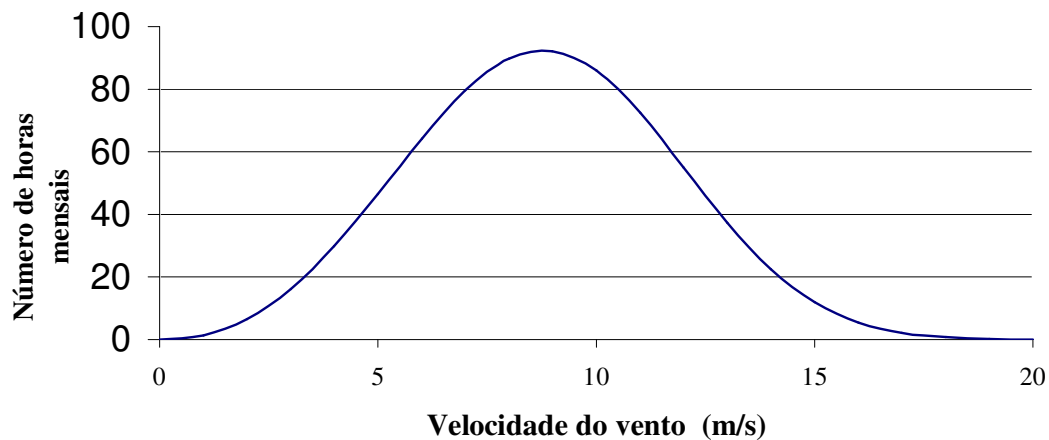


Figura 2.10 – Exemplo de uma curva do número de horas mensais como função da velocidade do vento.

A figura 2.11 mostra a curva de potência em função da velocidade do vento para um determinado aerogerador e a figura 2.12 mostra a energia convertida mensalmente como uma função da velocidade do vento para um certo período, calculada com a equação (2.36).

A energia total convertida pelo aerogerador E_{tc} para o período considerado é definida como sendo a área abaixo da curva da figura 2.11 e é calculada através da equação (2.37).

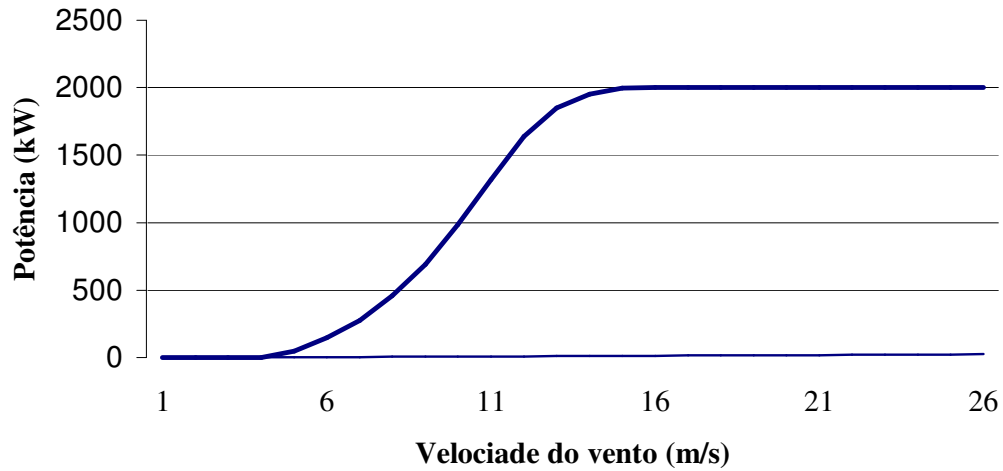


Figura 2.11 – Curva de potência de um aerogerador

$$E_{tc} = \int_{V_{\min}}^{V_{\max}} E_c(V) \quad (2.37)$$

onde:

V_{\min} é a mínima velocidade de trabalho do aerogerador (cut-in)

V_{\max} é a máxima velocidade de trabalho do aerogerador (cut-out)

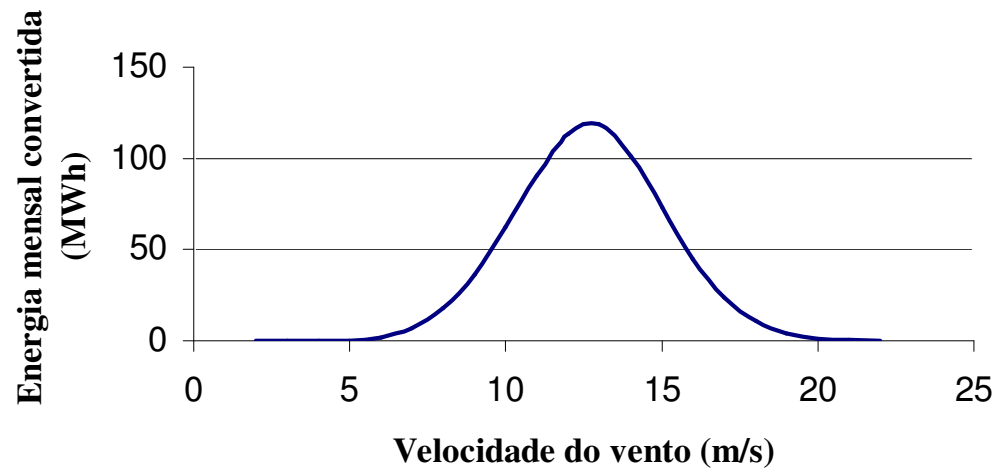


Figura 2.12 – Energia mensal convertida como função da velocidade do vento

Aplicando-se os valores da energia do vento capaz de ser convertida através do aerogerador, obtida na equação (2.36), e a energia determinada através da multiplicação da potência (P_n) deste aerogerador pelo número de horas do período considerado na equação (2.38), obtém-se o fator de capacidade para o aerogerador instalado no local de estudo.

$$F_c = \frac{E_{tc}(V)}{P_n.t} \quad (2.38)$$

O coeficiente de potência poderá, ainda, ser determinado de forma experimental, substituindo-se os valores de potência obtidos através de medições na saída de potência do gerador eólico e os valores de velocidade do vento medidos, na equação (2.32). Os valores de potência podem ser medidos diretamente através de um wattímetro ou calculados através da equação (2.39), utilizando-se dados de tensão e corrente também medidos na saída de potência do aerogerador.

$$P = V.i.\cos\varphi \quad (2.39)$$

onde:

P é a potência calculada (em watt);

V é a tensão medida (em volt);

i é a corrente medida (em ampère);

φ é o ângulo de fase entre a tensão e a corrente.

2.3 Cálculo da incerteza dos resultados

A incerteza de medição indica a precisão da medida executada. Para o caso de valores de tensão e corrente elétrica medidos por instrumentos calibrados na fábrica, a incerteza de cada uma das grandezas medidas separadamente é fornecida pelo fabricante. Porém, quando precisamos utilizar mais de uma grandeza obtidas através de medição direta para determinar uma terceira (como potência elétrica), será necessário calcular a incerteza combinada dos dois instrumentos. A potência elétrica determinada pela equação (2.39) apresenta uma incerteza ΔP , que é dada por (Holman, 1994):

$$\Delta P = \sqrt{\left(\frac{\partial P}{\partial V} \Delta V\right)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial i} \Delta i\right)^2} \quad (2.40)$$

onde:

P é a potência instantânea calculada;

V é a tensão medida em volts;

i é a corrente elétrica medida em ampère ;

ΔV é a incerteza da tensão medida, dada pelo catálogo do instrumento de medição;

Δi é a incerteza da corrente medida, dada pelo catálogo do instrumento de medição;

sendo,

$$\frac{\partial P}{\partial V} = i \quad (2.41)$$

e,

$$\frac{\partial P}{\partial i} = V \quad (2.42)$$

A equação (2.40) pode ser reescrita sob a forma

$$\Delta P = \sqrt{(i \cdot \Delta V)^2 + (V \cdot \Delta i)^2} \quad (2.43)$$

Finalmente, dividindo a equação (2.43) pelo produto $V \cdot i$, a incerteza dos resultados é dada pela equação (2.44):

$$\frac{\Delta P}{P} = \sqrt{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)^2 + \left(\frac{\Delta i}{i}\right)^2} \quad (2.44)$$

onde os termos $(\Delta V/V)$ e $(\Delta i/i)$ são fornecidos pelo fabricante ou obtidos de calibração dos instrumentos.

2.4 Critério de Chauvenet Para Descarte dos Dados Inconsistentes

Durante a medição de grandezas envolvidas em procedimentos experimentais a ocorrência de dados pouco ou nada consistentes poderá estar presente. Neste caso, estes dados a serem descartados devem-se ao fato de que rajadas de vento de muito curta duração podem não ser suficientes para acelerar o rotor do aerogerador, mas poderão ser medidos pelo anemômetro. No caso da redução de velocidade do vento também com curta duração, o anemômetro poderá medir baixos valores de velocidade, enquanto que a rotação do aerogerador sofrerá muito pouca redução. Em ambos os casos, a corrente medida não terá relação com a velocidade do vento nos instantes considerados.

O descarte destes dados pode ser feito utilizando critérios apropriados. Um destes critérios é conhecido como “Critério de Chauvenet” (Holman, 1994), o qual apresenta um procedimento para selecionar quais dados serão excluídos da série de dados medidos de forma que o dado será descartado se a probabilidade de ocorrência do desvio por ele apresentado, em relação a média, for menor que $1/2n$ (onde n é o número de dados da amostra). O número de medidas deve ser grande o suficiente para que a distribuição de probabilidade do erro seja considerada gaussiana. O procedimento a ser desenvolvido para aplicação do método é descrito a seguir. Primeiramente deve-se determinar a média aritmética da amostra utilizando-se a equação (2.45):

$$x_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (2.45)$$

onde n é o número de medições e x o valor da grandeza medida.

A equação (2.46) é utilizada para determinar o desvio d_i , de cada medida em relação a média.

$$d_i = x_i - x_m \quad (2.46)$$

A próxima etapa do procedimento é a determinação do desvio padrão σ , o qual é dado pela equação (2.47).

$$\sigma = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (d_i)^2 \right]^{1/2} \quad (2.46)$$

Finalmente, dividindo-se os desvios d_i pelo desvio padrão tem-se a relação d_i / σ , que deverá ser menor do que a mesma relação constante na tabela 2.1, a qual apresenta esta relação para cada número de dados constantes na amostra. Caso esta relação seja maior do que o valor da tabela, o dado medido deve ser descartado da amostra. Após o descarte dos dados duvidosos, uma nova média e desvio padrão deverão ser calculados (Holman, 1994).

Tabela 2.1 – Critério de Chauvenet para Rejeição de Dados Inconsistentes

Número de Medições (n)	Relação entre o máximo desvio aceitável e o desvio padrão (d_i / σ)
3	1,38
4	1,54
5	1,65
6	1,73
7	1,80
10	1,96
15	2,13
25	2,33
50	2,57
100	2,81
300	3,14
500	3,29
1000	3,48

[Holman, 1994]

3. MONTAGEM EXPERIMENTAL E ANÁLISE DO SISTEMA

3.1 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO

Para obtenção de potência elétrica através da conversão do potencial eólico foi instalado na margem de um lago localizado na Fundação Universidade Federal do Rio Grande, na cidade do Rio Grande, um sistema de geração e armazenamento com funcionamento completamente automático, o qual é composto por um aerogerador com potência nominal de 250 W (para uma velocidade do vento de 12,5 m/s), montado em uma torre tubular de 6 metros de altura, um controlador de carga, um inversor de frequência com potência nominal de 1000W, um disjuntor com capacidade nominal de 15A, uma resistência para descarte de energia de 250 W e um banco de baterias formado por duas baterias de 110Ah cada, montados em uma caixa de proteção metálica. A potência máxima consumida não deverá ultrapassar o valor de 800 W a fim de garantir uma operação segura abaixo do limite do inversor de frequência. Os principais componentes do sistema serão descritos detalhadamente a seguir. A figura 3.1 mostra um desenho esquemático do aerogerador e dos componentes de proteção elétrica, controle, armazenamento e conversão citados anteriormente.

3.1.1 Rotor do Aerogerador

O gerador eólico pode atingir uma potência máxima de 300 W para velocidades do vento de 20 m/s, sendo utilizado para controle de rotação um mecanismo de estol ativo que também proporciona proteção por passo sincronizado contra altas velocidades do vento (acima de 20 m/s).

O controle de passo atua de forma que, para velocidades do vento de até 12,5 m/s, as pás estão fixas captando de forma mais eficiente o potencial eólico. A partir desta velocidade, as componentes da força de arraste e da força de sustentação atuantes nas pás do rotor fazem com que o controle de passo comece a atuar de forma que as pás comecem a sofrer o efeito de estol, permitindo assim, a operação com rotação controlada pelo princípio de estol ativo, propiciando uma maior captação de energia até que a velocidade do vento alcance 20 m/s. Acima desta velocidade as pás giram em torno de seu eixo longitudinal e a velocidade do aerogerador é reduzida em dois terços, mesmo que a velocidade do vento ultrapasse os 20 m/s, garantindo uma operação em segurança (Enersud Indústria e Soluções Energéticas Ltda, 2005). A fixação das pás é feita por uma mola que fica comprimida sobre as bases destas, cuja compressão gera uma força contrária ao efeito produzido pelo momento causado pelas forças de arraste e sustentação, garantindo que o controle de passo destas atue de acordo com a regulagem pré-determinada e também haja a sincronização do sistema.

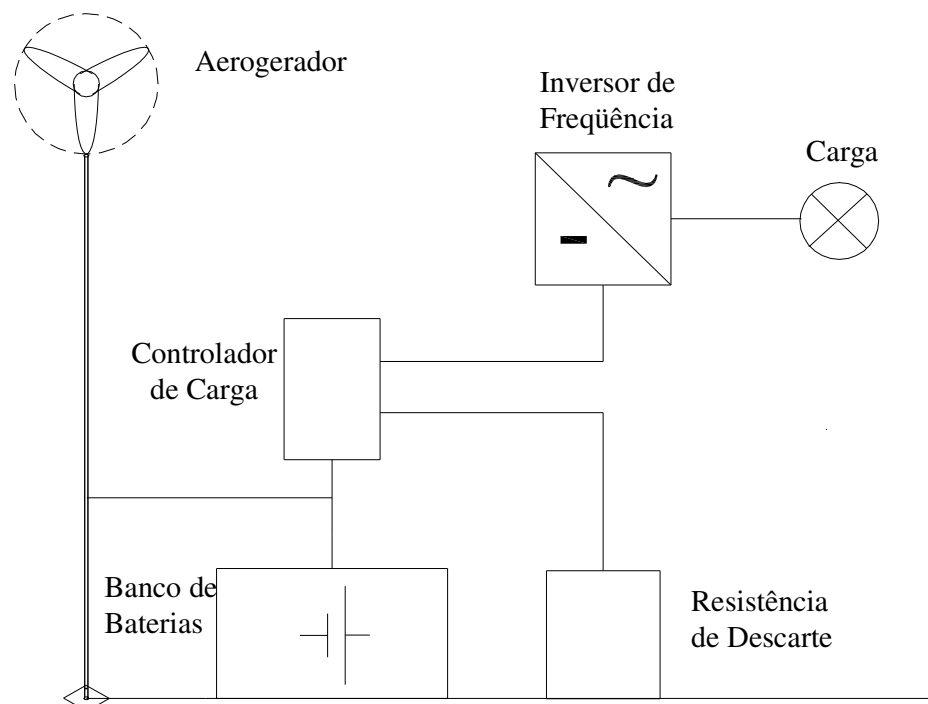


Figura 3.1 – Aerogerador instalado na Fundação Universidade Federal do Rio Grande

O rotor deste aerogerador possui três pás feitas de fibra de vidro fixadas na própria carcaça do alternador por meio de uma raiz tubular de aço e um eixo de aço inox que permitirá o seu giro, ajustando o ângulo de ataque em função da velocidade do vento.

O diâmetro deste rotor é de 1,12 m, necessitando de um torque de 0,3 N.m para a partida. A velocidade do vento requerida para a partida é de 2,2 m/s e a velocidade para que haja o início da geração é de 3,0 m/s. A figura 3.2 mostra o rotor bem como o sistema de controle e segurança adotado.

A carga e a resistência de descarte também atuam no controle de rotação proporcionando um torque no sentido contrário ao movimento de rotação não deixando com que a rotação do aerogerador alcance valores inseguros.



Figura 3.2 – Sistema de controle do aerogerador

3.1.2 Sistema de Orientação

A orientação do aerogerador na direção do vento é feita através de um leme direcionador (também chamado de rabeta) que proporciona ao aerogerador a possibilidade de

girar até 360° automaticamente, mantendo o plano de giro do rotor perpendicular à direção do vento. A figura 3.3 mostra o leme direcionador do aerogerador. O sistema de controle de torção dos cabos é dispensável neste caso, visto que ligação elétrica para a transmissão de potência entre o gerador e os cabos que interligam com o restante do sistema é feita através de um conjunto de escovas e anéis, garantindo a simplicidade do sistema de orientação. A fixação do aerogerador na torre é feita através de um componente denominado cabeça rotativa que é fixada no topo da torre. Os rolamentos da cabeça rotativa permitem o giro completo, para o alinhamento do aerogerador com a direção do vento.



Figura 3.3 – Leme direcionador do aerogerador

3.1.3 Alternador

O alternador deste aerogerador é do tipo axial com duplo rotor e utiliza magnetos permanentes feitos à base de neodímio. Sendo este alternador próprio para utilização em baixas velocidades, este é de acoplamento direto ao rotor do aerogerador, dispensando a utilização de caixas amplificadoras de velocidade eliminando as perdas geradas por este componente. Este alternador, mostrado na figura 3.4, produz corrente alternada trifásica, a qual é retificada ainda dentro do próprio gerador, sendo transmitida ao restante do sistema sob a forma de corrente contínua cuja tensão é de 12V_{CC}.

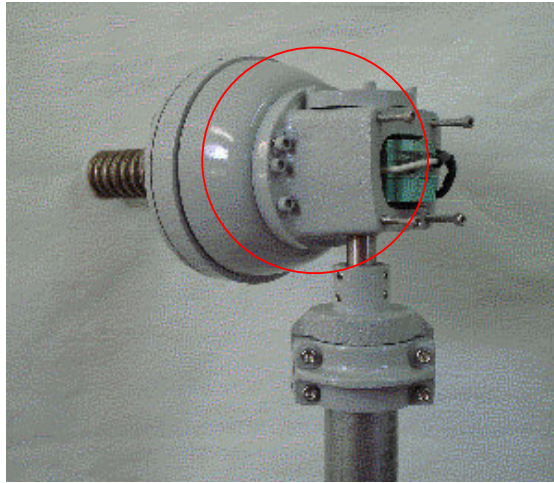


Figura 3.4 – Alternador

3.1.4 Controlador de Carga

A energia convertida pelo aerogerador pode ser consumida, armazenada no banco de baterias ou dissipada através de uma resistência de descarte, caso a produção de energia seja superior à quantidade necessária ao consumo e as baterias estejam completamente carregadas. As características da resistência de descarte, do inversor de frequência e do banco de baterias serão descritas à seguir.

Para execução automática do direcionamento da energia gerada é utilizado um controlador de carga NOTUS 112 V3, o qual é conectado em paralelo com as baterias. Os terminais de saída do controlador são conectados à resistência de descarte e ao inversor de frequência. Caso a tensão nas baterias e, conseqüentemente nos terminais de entrada do controlador de carga esteja baixa (situação em que a carga das baterias é pequena), o controlador interrompe o fornecimento de energia para a carga direcionando a energia para as baterias visando a sua proteção quanto à redução excessiva de carga. O direcionamento da saída de potência do aerogerador para o inversor de frequência só será feito pelo controlador de carga após as baterias terem sido carregadas a um nível em que não comprometa sua vida útil. Então, quando as baterias estão carregadas, o controlador poderá direcionar parte ou a totalidade da energia convertida pelo aerogerador para o inversor de frequência (se houver

consumo) e o excesso da energia gerada (caso o consumo seja menor do que a geração) para a resistência de descarte, protegendo as baterias contra excesso de carga e evitando que o aerogerador alcance elevadas rotações, mantendo-o sempre com alguma carga. Outra característica importante do controlador de carga é a indicação luminosa da operação do controlador. Esta indicação é feita através de três “leds” dispostos verticalmente em sua parte frontal. A lâmpada superior indica o descarte da carga, a lâmpada intermediária indica que o controlador está ligado e a lâmpada inferior indica interrupção de carga, situação em que toda a produção de energia é direcionada ao banco de baterias.

A figura 3.5 mostra um desenho esquemático do controlador de carga e suas ligações.

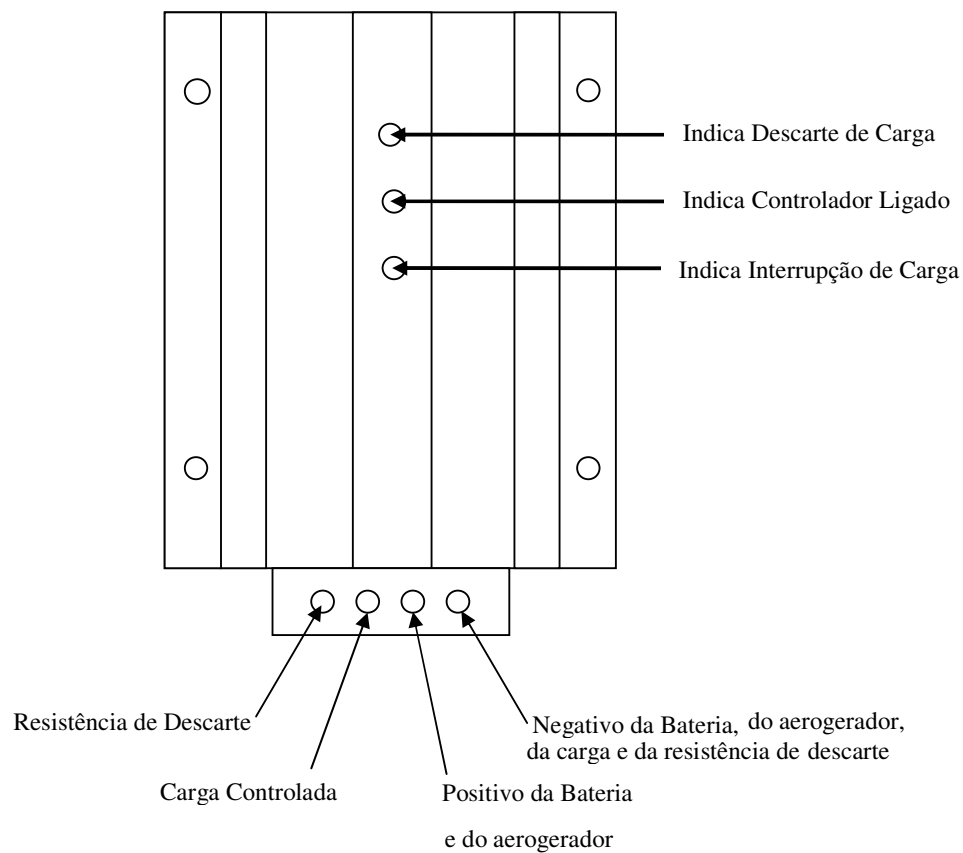


Figura 3.5 – Controlador de Carga

3.1.5 Inversor de frequência

A resistência de descarte, assim como o banco de baterias, é alimentada com $12V_{CC}$, tornando desnecessário a conversão para $127V_{CA}$. Para o consumo, portanto, torna-se necessário a utilização de um inversor de frequência. O inversor utilizado tem capacidade nominal de 1000 W e executa a transformação $12 V_{CC} / 127V_{CA}$. Este inversor é ligado na saída “carga controlada” do controlador de carga e só recebe alimentação quando o banco de baterias está carregado. A figura 3.6 mostra o inversor de frequência utilizado.

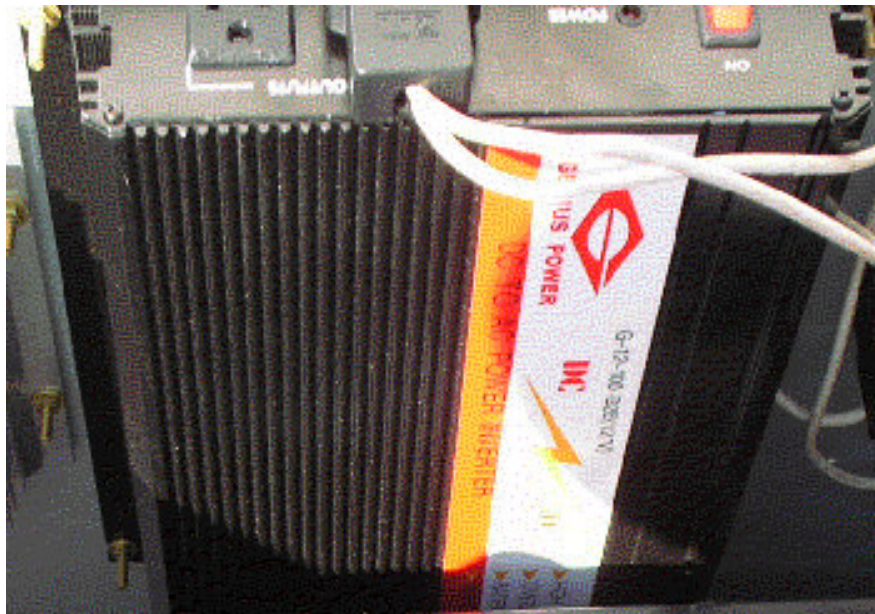


Figura 3.6 – Inversor de Frequência

3.1.6 Resistência de Descarte

Mesmo quando a carga das baterias está completa e as lâmpadas não estão ligadas (não havendo, portanto, consumo), o gerador deve permanecer conectado a alguma carga para que permaneça fornecendo energia, desde que haja vento, para evitar que o aerogerador opere em velocidades angulares muito elevadas, mesmo com baixas velocidades do vento,

podendo levar o conjunto ao colapso. Assim, quando a energia gerada é maior do que a energia consumida (seja pelo inversor de frequência e/ou pelo banco de baterias) o excesso de potência é dissipado sob a forma de calor através de uma resistência denominada resistência de descarte com potência e tensão nominais de 250 W e 12V_{CC} respectivamente. A figura 3.7 mostra a resistência de descarte montada em uma caixa de proteção localizada sob a caixa de proteção dos componentes do aerogerador.



Figura 3.7 – Resistência de descarte na caixa de proteção

3.1.7 Banco de Baterias

As duas baterias utilizadas neste sistema de armazenamento possuem tensão nominal de 12V_{CC} e são ligadas em paralelo para que a tensão de saída destas seja compatível com a tensão nominal do restante dos componentes que também é de 12 V_{CC}. A capacidade nominal deste sistema de armazenamento é de 220 Ah (visto que cada bateria tem capacidade para 110Ah), o que proporciona uma autonomia para o sistema de 3,9 horas de fornecimento de energia sem que haja vento para a geração considerando a potência máxima de projeto admitida para consumo que é de 800 W. A carga atualmente instalada é composta por três lâmpadas de 100 W cada, localizadas no chão, próximo à base da torre do aerogerador para

iluminação do mesmo. A autonomia do sistema será de 8,8 horas de funcionamento sem vento.

Como a energia será consumida apenas durante a noite, pois o sistema de iluminação do aerogerador é ligado por intermédio de uma fotocélula, toda a energia convertida durante o dia poderá ser destinada às baterias visto que não haverá consumo.

Estas baterias foram utilizadas com o objetivo de armazenar energia e fornece-la à carga, por intermédio do inversor de frequência, nos períodos em que as velocidades do vento sejam insuficientes para gerar a quantidade de energia necessária para consumo, e também, para entregar ao inversor de frequência energia com tensão constante dentro de sua faixa operacional e servir como um sistema de amortecimento das variações ocorridas durante o processo de geração e consumo.

3.1.8 Torre

O aerogerador encontra-se instalado à margem de um lago, na Fundação Universidade Federal do Rio grande, montado sobre uma torre tubular com diâmetro nominal de 1,5 in e altura de 6 m. A torre possui uma base retangular com dimensões laterais iguais a 250 mm e 255 mm com dois furos de 10mm dispostos diagonalmente para a fixação desta no solo, através de dois pinos de 400mm de comprimento. A fixação da torre na base é feita por intermédio de um suporte cilíndrico, o qual é preso à torre por intermédio de um pino de aço com diâmetro externo de 10mm. Esta forma de fixação do suporte na base permite à torre girar até 180° no plano perpendicular ao da base, facilitando a montagem de todo o conjunto.

A figura 3.8 mostra o suporte para fixação da torre montado na base, fixado pelo pino e a torre fixa ao suporte, sendo preparada para ser erguida.

Três estais feitos com cabos de aço de 1/8 in são presos à torre através de um suporte também cilíndrico, fixado à torre de forma semelhante ao suporte cilíndrico da base, através de parafusos, diferindo apenas no aspecto em este possui um pino na superfície interna, de aproximadamente 8 mm, para conferir maior segurança quanto ao escorregamento deste em relação à torre. Este suporte permite a fixação dos três cabos de aço, de maneira que estes formem um ângulo de 120° entre si. A altura de fixação do suporte é de 4,5m e os cabos são fixados de forma que a sua projeção horizontal também resulte em um comprimento de 4,5m,

para que o cabo forme, com a torre, um ângulo de 45° . Cada cabo é cortado a aproximadamente 1,40m da extremidade inferior para colocação de esticadores de cabos, formando então, dois cabos unidos através do esticador, com um comprimento total de 6,36m. Os cabos são presos no suporte, nos esticadores e no sistema de ancoragem no solo através de dois clips para montagem de cabos de 3/16 in.



Figura 3.8 – Torre fixada à base

Para ancoragem no solo, foram fabricadas três “âncoras” que possuem aproximadamente 500 mm de comprimento. Na extremidade superior de cada uma foi feito um olhal para fixação do cabo, enquanto que a extremidade inferior é cônica para facilitar a penetração no solo. A aproximadamente 100 mm da extremidade inferior é soldado um disco com um corte feito da extremidade ao centro deste. O posicionamento desta superfície é executado de tal forma que esta forme uma superfície helicoidal que, quando a “âncora” é submetida ao movimento giratório em torno de seu eixo longitudinal, esta penetrará progressivamente no solo tal como um parafuso. As figuras 3.9 e 3.10 mostram os elementos de fixação dos cabos no solo e a torre montada no local, respectivamente.



Figura 3.9 – Elementos utilizados para ancoragem dos cabos no solo

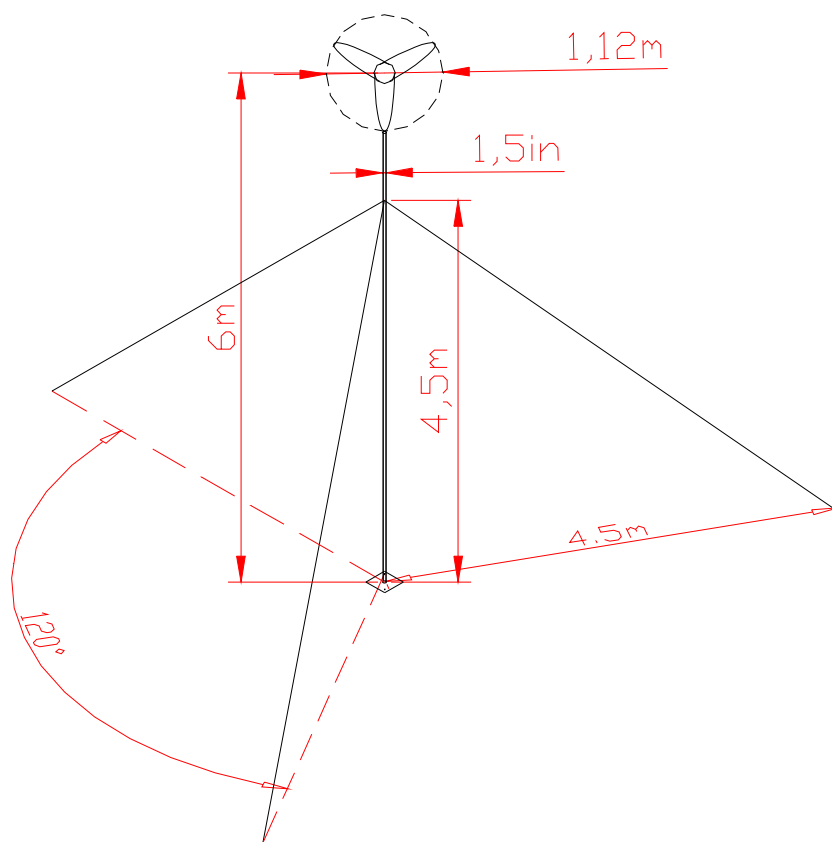


Figura 3.10 – Desenho esquemático da torre

3.2 SISTEMA DE AQUISIÇÃO E ARMAZENAMENTO DE DADOS DE VENTO

Para tornar possível a análise do potencial eólico, bem como do desempenho do sistema de geração, foi instalado um sistema de aquisição e armazenamento de dados de vento (direção e velocidade do vento). Para aquisição dos dados de vento, foram montados dois anemômetros de três conchas, um sensor de direção do tipo leme direcional e um sistema de aquisição e armazenamento de dados, em uma torre tubular, com dimensões e características construtivas semelhantes à torre utilizada pelo aerogerador. A figura 3.11 mostra a estação anemométrica montada no local.



Figura 3.11 – Torre Anemométrica

O equipamento utilizado é um anemômetro marca Ammonit.

As principais características dos instrumentos, segundo informações do fabricante, são, em relação à velocidade:

- Resolução de 0,1 m/s;
- Escala de 0 a 1000 Hz;
- Incerteza de medição de 0,1 m/s.

Com relação à direção, as principais características são:

- Resolução de 1°;
- Escala de 0° a 360°;
- Incerteza de medição de 1°.

3.3 MONTAGEM EXPERIMENTAL

3.3.1 Componentes Elétricos da Caixa de Proteção

As dimensões da caixa de proteção foram fixadas de maneira que houvesse espaço interno para todos os componentes necessários ao sistema: o banco de baterias, inversor de frequência, controlador de carga e o disjuntor. Externamente à caixa de proteção foi fixada a caixa de proteção da resistência de descarte. O inversor de frequência, o controlador de carga e o disjuntor foram fixados a um chassi que foi parafusado na parte interna da caixa de proteção. Com os elementos fixados foi feita a ligação elétrica de todos os componentes. A figura 3.12 mostra a caixa de proteção com todos os elementos montados e a figura 3.13 apresenta um desenho esquemático da ligação elétrica de todos os componentes dentro da caixa.

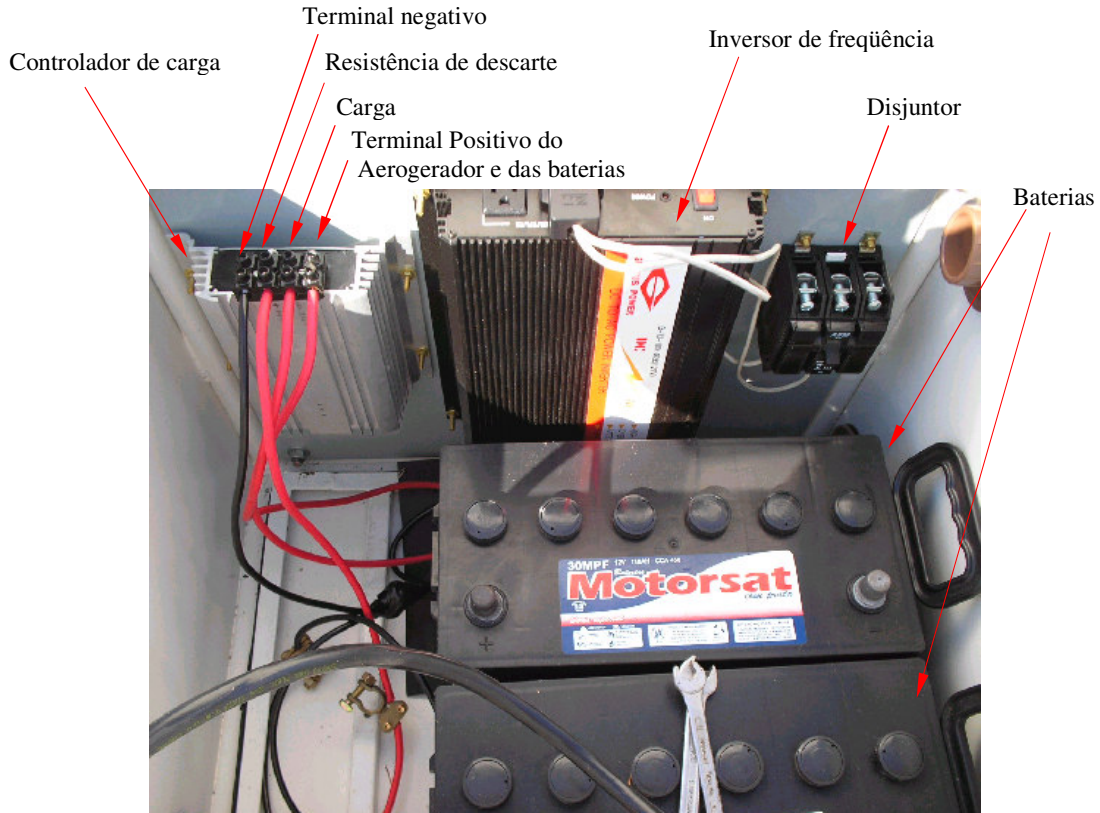


Figura 3.12 – Disposição dos elementos montados na caixa de proteção

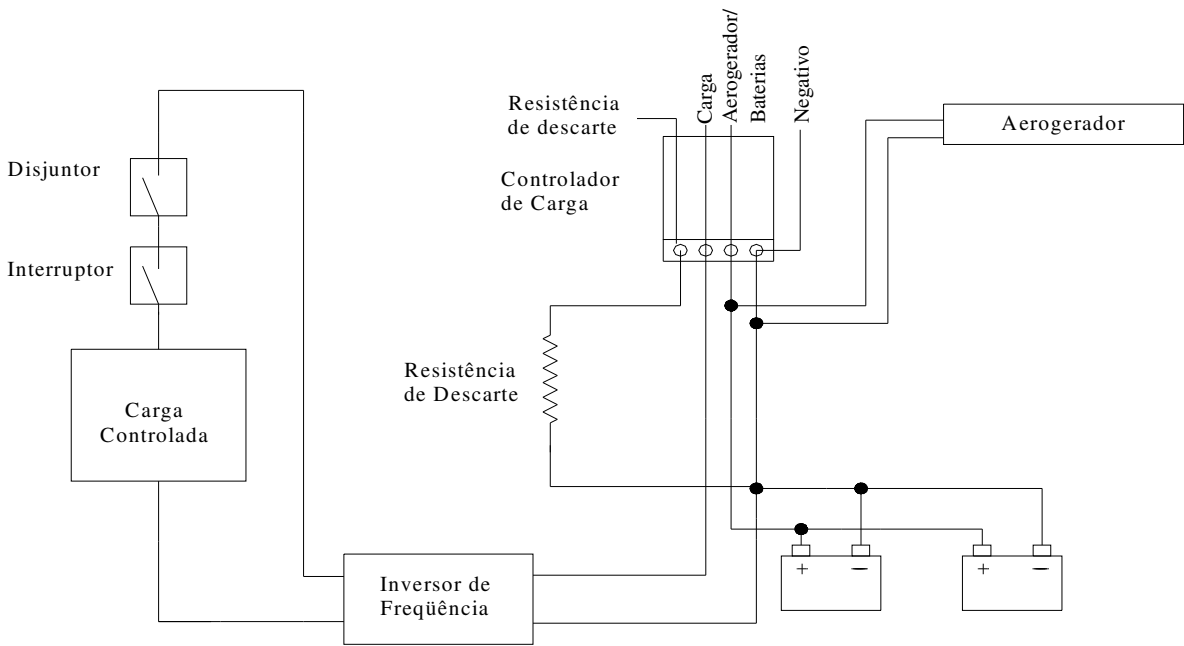


Figura 3.13 – Esquema elétrico do sistema

3.3.2 Torre

A próxima etapa foi a montagem da torre na base. Com a torre fixada na base, foi montado o suporte dos cabos e, então, foram cortados e fixados os cabos de aço no suporte e nos esticadores. Após esta etapa, a torre foi levada ao local para a montagem prévia, sem o aerogerador, apenas para o posicionamento da torre, fixação do sistema de ancoragem e da base no solo.

Visto que a torre pode girar em uma das direções devido à articulação existente em sua base, a montagem pôde ser bastante facilitada. Deitou-se a torre com sua parte superior apontando para direção nordeste.

Na base foram marcadas as direções as quais deveriam ser fixados os três estais, de maneira que formassem entre si um ângulo de 120° . Foram marcados três pontos em cada direção a uma distância de 4,5m em relação à torre, para fixação do sistema de ancoragem de modo que o ângulo formado entre os cabos e a torre, e entre os cabos e o solo fosse de 45° , visto que a altura de fixação na torre também é de 4,5 m.

Dois cabos foram fixados, a torre foi erguida e fixou-se o terceiro cabo, efetuando-se um pré-nivelamento da torre deixando-a montada temporariamente, até a execução da montagem do aerogerador nesta para que fosse erguida definitivamente.

3.3.3 Caixa de Proteção

A caixa de proteção foi levada ao local para instalação. Esta caixa é fixada ao solo com a mesma forma de fixação dos cabos. O apoio da caixa se faz através de quatro “pés” tubulares soldados nos quatro cantos internos da caixa. O sistema de ancoragem utiliza dois elementos e difere um pouco do sistema utilizado para a fixação dos cabos por ter um comprimento maior e não possuir olhal na extremidade superior e sim, rosca para colocação de porcas de fixação. Estes elementos foram fixados no solo de maneira que ficassem dispostos em dois cantos diagonalmente opostos, internamente aos “pés” da caixa, de forma que a extremidade superior ficasse mais alta do que a extremidade superior dos pés, permitindo a colocação de porcas de fixação, conferindo maior estabilidade e segurança ao

conjunto. As figuras 3.14 e 3.15 mostram os elementos de fixação colocados no solo e a fixação da caixa nestes elementos, respectivamente. Com a caixa de proteção instalada, as duas baterias foram colocadas na caixa e conectadas ao resto do circuito, concluindo a montagem de todo o sistema de proteção, controle e armazenagem de potência.



Figura 3.14 – Sistema Utilizado para Fixação da Caixa de proteção



Figura 3.15 – Forma de Fixação da Caixa de proteção

3.3.4 Aerogerador

A partir desta etapa, o conjunto ficou pronto para ser conectado ao aerogerador, o qual foi então levado ao local da instalação. Para a montagem do aerogerador na torre soltou-se o cabo de aço, que se localiza alinhado com o plano de giro da torre. A torre foi inclinada em relação à direção vertical e apoiada sobre um cavalete. O cabo de transmissão de energia foi passado por dentro da torre e fixado na parte superior da mesma, evitando que o peso deste cabo fosse suportado pelo conector do aerogerador. O cabo foi conectado aos terminais do aerogerador, o qual foi fixado à torre. A torre foi erguida novamente e colocada na posição vertical. Após o alinhamento com esta direção, o sistema foi ligado, dando início ao processo de geração de energia. A figura 3.16 mostra o aerogerador sendo montado na torre.



Figura 3.16 – Montagem do Aerogerador na Torre

3.3.5 Torre Anemométrica

A montagem dos componentes da torre anemométrica ocorreu no laboratório do departamento de física da Fundação Universidade do Rio Grande. Esta montagem foi feita de

forma semelhante à montagem do conjunto aerogerador – torre onde ocorreu primeiro a montagem da torre na base, prendendo-se logo após os cabos de aço para estaiamento no suporte da torre para então serem montados os anemômetros, sensor de direção e a unidade de aquisição e armazenagem de dados (*DATA LOGGER*).

Um anemômetro foi montado em um suporte apropriado montado no topo da torre, juntamente com sensor de direção a 6m de altura. O outro foi posicionado a uma altura de 3,5 m. A caixa contendo a unidade de aquisição e armazenamento de dados foi montada a uma altura de 2,5 m. A distância entre a torre do aerogerador e a torre anemométrica é de 13,35 m.

Com todos os componentes montados na torre, esta foi levada ao local para a montagem definitiva. A torre foi posicionada no local da montagem de forma que os suportes contendo os anemômetros e o sensor de direção ficassem alinhados com a direção norte, visto que o sensor de direção foi ajustado no laboratório, de forma que o ângulo formado com esta direção seja de 0° .

A figura 3.17 mostra a torre com os respectivos componentes montados.



Figura 3.17 – Torre anemométrica

A figura 3.18 mostra todo o conjunto formado pelo sistema de geração, medição e armazenamento de dados, montado.



Figura 3.18 – Planta piloto instalada

3.4 DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

Apesar das longas séries temporais disponíveis e das amplas áreas abrangidas, os dados provenientes de órgãos meteorológicos estão, geralmente, associados a locais próximos aos centros populacionais, que nem sempre poderão ser uma boa área para estudo. Outro fator negativo é que os dados meteorológicos são padronizados a 10 m de altura sobre o nível do solo, enquanto que, para fins de geração de energia, o ideal é medir na provável altura do rotor.

A torre anemométrica instalada contém um dos anemômetros instalado na altura provável do rotor do aerogerador, garantindo uma fonte mais segura dos dados a respeito do comportamento do vento no local. Este equipamento foi instalado no dia 11 de novembro de 2005, iniciando as medições às 15 horas e 39 minutos, registrando a média das velocidades, a

velocidade máxima (rajada) e a média das direções. As leituras foram executadas durante os meses de novembro e dezembro de 2005, janeiro, fevereiro, março e abril de 2006.

Com o auxílio das equações (2.8), (2.9), (2.10) e (2.11), apresentadas no capítulo anterior, determinou-se a função densidade de probabilidade de Weibull.

Substituindo-se as velocidades medidas na equação (2.16) determinou-se o potencial eólico desejado na altura do rotor do aerogerador instalado, para cada velocidade do vento registrada. Com estes valores foi construída a curva que caracteriza o potencial eólico em função da velocidade do vento para cada mês estudado

Os valores obtidos através destas medições foram utilizados no programa ALWIN, que acompanha o anemômetro. Com os dados de vento registrados, este programa calcula a distribuição de Weibull e Rayleigh e gera gráficos que apresentam:

- ✓ As velocidades de vento médias e máximas;
- ✓ A distribuição de frequência da velocidade do vento;
- ✓ Os períodos de calmaria;
- ✓ Velocidades médias de todos os dias do mês para cada hora do dia;
- ✓ Distribuição de frequência da direção do vento;
- ✓ As velocidades média e máxima do vento em cada direção;

O fator de capacidade para um determinado aerogerador também pode ser determinado pelo programa, através dos dados de vento e da sua curva de potência.

O programa calcula 30 classes de frequência para velocidade do vento, cada uma com largura de 1 m/s. A classe superior contém todos os valores de velocidade média acima de 29 m/s. O programa traça no diagrama de frequências as distribuições de Rayleigh e Weibull, bem como, calcula seus respectivos parâmetros. A figura 3.19 mostra um exemplo do diagrama, contendo as distribuições de frequência mencionadas.

A distribuição de frequência da direção do vento é dividida em 36 setores de 10°. Para cada setor tem-se a média de velocidade e a distribuição de frequência da direção.

A figura 3.20 apresenta um exemplo do gráfico de distribuição de frequência para a direção do vento. O gráfico do lado esquerdo da figura mostra a distribuição de frequência para a direção, enquanto o gráfico do lado direito da figura apresenta a média de velocidade para o respectivo setor.

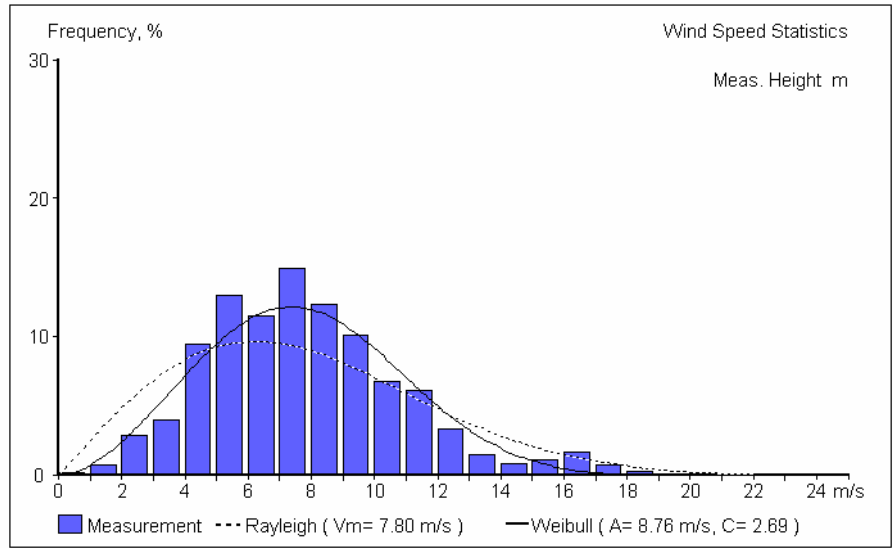


Figura 3.19 – Distribuição de frequência

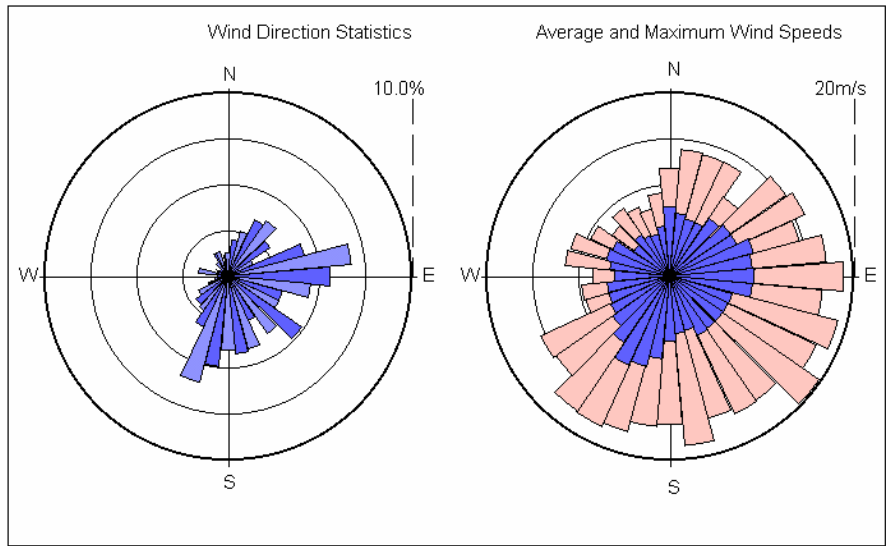


Figura 3.20 – Distribuição de frequência da direção do vento

A figura 3.21 apresenta dois gráficos, sendo que o gráfico da direita apresenta a duração dos períodos de calma com velocidades menores que 3,0 m/s e 5,0 m/s e a frequência de ocorrência destes. O gráfico da esquerda apresenta a média das velocidades de todos os dias do período, para cada hora do dia acrescida e subtraída do desvio padrão da amostra para o período considerado.

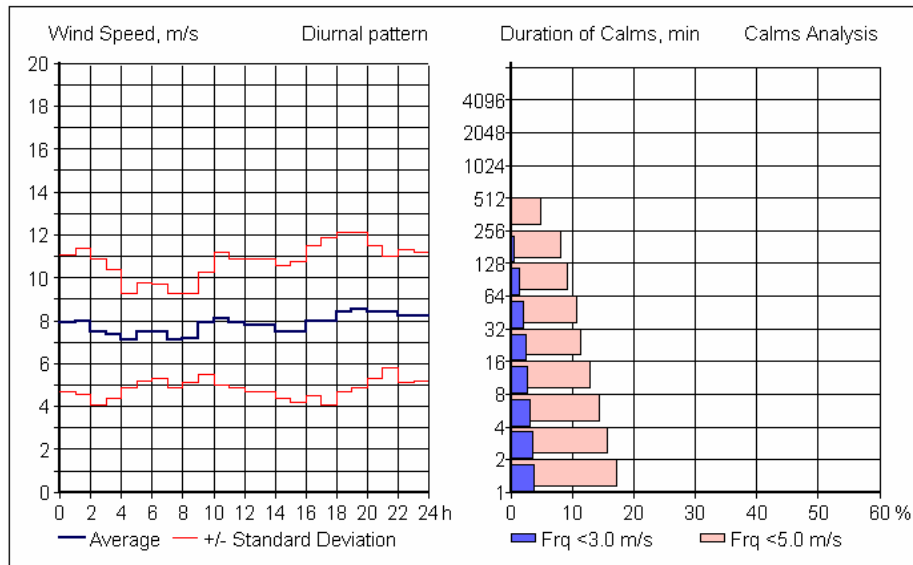


Figura 3.21 – Períodos de calmaria e velocidades médias para cada hora diária

3.5 CONSTRUÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR

Para o monitoramento da energia convertida pelo aerogerador foram executadas medições da tensão e da corrente gerada durante o funcionamento do mesmo no período de 10 de março a 27 de abril de 2006. A potência convertida foi calculada utilizando-se a equação (2.39) e a incerteza dos resultados foi determinada utilizando a equação (2.44). Com os valores de potência calculados e a velocidade do vento medida no local, foi traçada a curva de potência para o aerogerador em estudo.

As medições de tensão foram feitas através de um multímetro, dotado de um sistema de armazenamento de dados com capacidade para armazenar quarenta mil dados, ligado aos terminais de saída do aerogerador, medindo e registrando os valores instantâneos da tensão. As medições foram feitas a cada 10 minutos no período entre 10 e 17 de março de 2006, sendo reduzido para 4 minutos no período entre 17 e 28 de março de 2006. De 17 de março até 25 de abril o intervalo entre medições foi alterado para 1 minuto.

As características deste multímetro, o qual é mostrado na figura 3.22, são:

- Resolução de 10 mV;
- Escala de 0 a 20V;
- Incerteza de medição de $\pm (0,06\% + 10 \text{ dígitos})$.



Figura 3.22 – Multímetro

No período de 10 de março de 2006 à 03 de abril de 2006, as medições de corrente foram feitas utilizando-se um amperímetro tipo alicate dotado de um sistema de armazenamento com capacidade para três mil e quinhentos dados com registro dos valores a cada medição efetuada, também ligado à saída de potência do aerogerador. Os intervalos entre medições também foram modificados durante os meses estudados. No período de 10 a 17 de março de 2006, o intervalo entre medições foi de 200s, sendo aumentado durante as medições feitas entre 17 e 28 de março de 2006 para 240s. De 28 de março à 06 de abril de 2006 o intervalo entre medições foi reduzido para 60s.

As características deste amperímetro, o qual é mostrado na figura 3.23, são:

- Resolução de 0,1A;
- Escala de 0 a 1000A;
- Incerteza de medição de $\pm (1,5\% + 5 \text{ dígitos})$.

A partir do dia 03 de abril de 2006, foi instalado um multímetro do mesmo modelo utilizado para medição de tensão, com intervalo entre medições de 60s, permanecendo com este intervalo até o dia 25 de abril de 2006 (dia em que foram encerradas as medições de tensão e corrente). Este instrumento foi ligado em série com o circuito, sendo ligado entre a saída de potência do aerogerador e o banco de baterias.



Figura 3.23 – Amperímetro utilizado para medição corrente

No período de 03 à 06 de abril, as medições de corrente foram realizadas pelo amperímetro tipo alicate e pelo multímetro simultaneamente. No dia 06 de abril, o amperímetro tipo alicate foi retirado do circuito e as medições de corrente foram feitas apenas pelo multímetro, até o dia 25 de abril. As características deste instrumento, quando utilizado para medição de corrente, são:

- Resolução de 1 mA;
- Escala de 0 a 10A;
- Incerteza de medição de $\pm (0,2\% + 4 \text{ dígitos})$.

3.6 DETERMINAÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE

O procedimento para determinar o fator de capacidade dos meses de dezembro de 2005, janeiro, fevereiro e março de 2006, foi o procedimento teórico descrito no capítulo 2, através da aplicação das equações (2.34), (2.35), (2.36) e (2.37), utilizado por Lopes e Almeida em 2003. Utilizou-se curva de potência em função da velocidade do vento para o aerogerador instalado, obtida a partir do catálogo do fabricante, para a determinação da energia que poderia ser convertida para cada valor de velocidade do vento registrado no período considerado. Multiplicando-se a função densidade de probabilidade de Weibull, determinada para cada velocidade do vento, pelo número de horas mensais durante cada mês estudado, obteve-se o tempo em que cada velocidade do vento ocorreu. Multiplicando estes valores pela potência convertida por este aerogerador, conforme a curva do fabricante, operando com a mesma velocidade do vento, obteve-se a energia convertida em cada velocidade do vento no mesmo período. Somando-se todos os valores determinados para cada velocidade do vento registrada, obteve-se a energia total convertida em cada mês. Dividindo-se a energia convertida em cada mês pelo produto da potência nominal (250W) pelo mesmo número de horas mensais, obteve-se o fator de capacidade para cada mês estudado. Para o mês de abril de 2006 a potência gerada foi calculada utilizando-se o procedimento descrito na seção 3.5. Utilizando-se estes valores de potência, foram calculadas as potências médias para cada classe de velocidade do vento. As médias para a potência convertida, acrescidas e subtraídas da incerteza, também foram calculadas para cada velocidade do vento.

O fator de capacidade, para este mês, foi determinado utilizando-se a curva de potência fornecida pelo fabricante e a curva de potência construída através dos valores medidos.

O potencial eólico também foi calculado para cada velocidade do vento ocorrida no mesmo período, utilizando-se o procedimento descrito na seção 3.5 sendo multiplicado também pela função densidade de probabilidade de Weibull, determinando-se a parcela do período em que esta potência esteve disponível. Multiplicando-se estes valores obtidos pelo mesmo número de horas que o aerogerador operou neste período, determinou-se a energia disponível no vento para cada mês estudado.

3.7 DETERMINAÇÃO DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA

Com o auxílio da equação (2.32) construiu-se a curva que expressa o coeficiente de potência em função da velocidade do vento para este aerogerador, utilizando-se os dados fornecidos pelo fabricante.

A energia consumida pelas lâmpadas foi medida (no período de 14 de dezembro de 2005 a 25 de abril de 2006) através de um medidor de energia instalado entre a carga e o inversor de frequência, tendo sido feitas leituras periódicas com objetivo de comparar a energia eólica disponível no vento, a energia eólica convertida pelo aerogerador e a energia eólica consumida pelas lâmpadas.

4. RESULTADOS OBTIDOS

4.1 DADOS DE VENTO

Os dados de vento medidos, mostrados a seguir, são referentes apenas ao anemômetro localizado a 6 m de altura, o qual está localizado na altura do rotor do aerogerador. No período entre 11 de novembro de 2005 e 17 de março de 2006, o sistema de medição e armazenamento de dados anemométricos efetuou medidas com intervalos de 1 minuto, registrando a média dos dados à cada 10 minutos. De 17 a 28 de março de 2006, os dados de vento foram medidos a cada 10 segundos, sendo a média registrada a cada 240 segundos. A partir de 28 de março de 2006 foram medidos os dados de vento a cada minuto, sendo registrados os valores instantâneos.

Os gráficos referentes aos dados de vento apresentados a seguir referem-se aos dados medidos no período de 1º a 31 de dezembro de 2005, para os demais meses estudados, os gráficos são apresentados nos anexos. A figura 4.1 mostra o perfil de velocidade do vento, a distribuição de Weibull, os parâmetros de forma e escala para distribuição de Weibull e a velocidade média. A distribuição de frequência representa um percentual de tempo no qual um determinado valor de velocidade ocorreu e pode ser utilizada para avaliar a potência possível de ser convertida. A distribuição de Weibull apresenta uma boa aderência aos dados de vento representados no diagrama de distribuição de frequência. Este período apresentou uma velocidade média de 3,0 m/s a qual ocorreu, aproximadamente, durante 20% do período estudado.

A distribuição estatística da direção do vento em cada direção é mostrada no diagrama da esquerda na figura 4.2 (obtida através do programa Alwin), enquanto que o gráfico da direita, nesta figura, é referente à velocidade média em cada direção. Para este mês estudado percebe-se que a direção predominante do vento é em torno da direção oeste, tendo bastante incidência também na direção sul e as maiores velocidades médias do período se verificam nas direções oeste e sul.

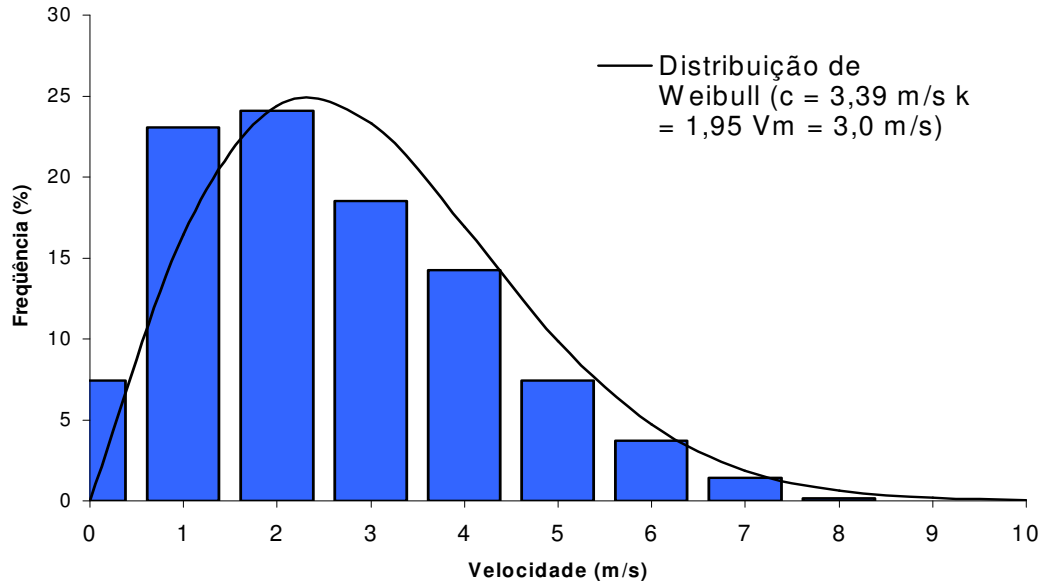


Figura 4.1 – Distribuições de velocidade para o mês de dezembro

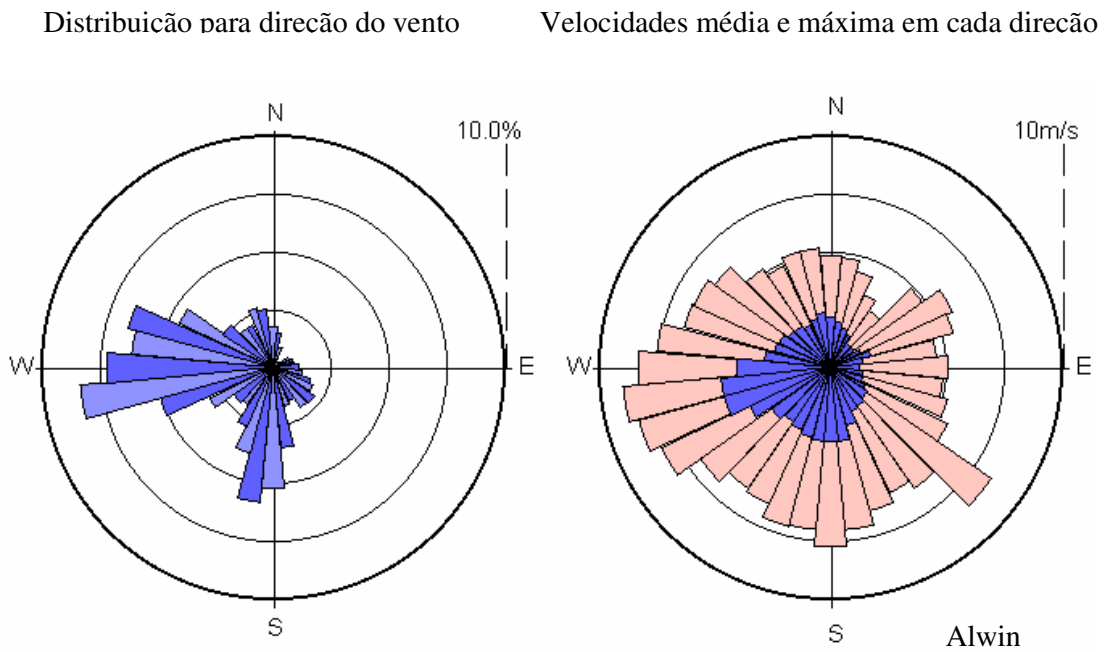


Figura 4.2 – Características referentes à direção do vento para o mês de dezembro

O gráfico da figura 4.3 mostra a média da velocidade de todos os dias a cada hora. Observa-se que a velocidade média, apresentada pelo diagrama, apresenta tendência de crescer das 6 horas até as 18 horas, reduzindo-se após este horário. As velocidades acima de 3,0 m/s (velocidade aproximada em que o aerogerador começa a produzir) ocorrem entre 10 e 21 horas aproximadamente.

Os dados referentes aos meses de novembro de 2005, janeiro, fevereiro, março e abril de 2006, que constam em anexo, foram utilizados juntamente com os dados apresentados para o mês de dezembro para construir a tabela 4.1, onde é apresentado um resumo dos resultados obtidos tais como: velocidade média; os parâmetros de forma e escala da distribuição de Weibull; o desvio padrão e as direções predominantes para cada mês estudado, durante o período compreendido entre 11 de novembro de 2005 e 25 de abril de 2006.

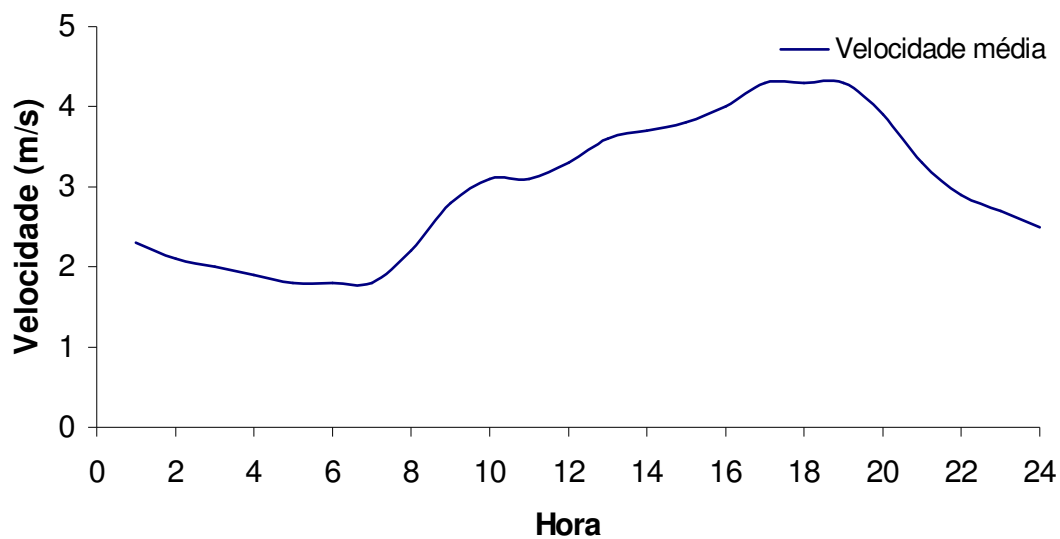


Figura 4.3 –Velocidades médias para cada hora do dia durante o mês de dezembro

Tabela 4.1 – Resultados para os dados de vento

Mês (ano)	Vmédia (m/s)	Desvio padrão	k	c (m/s)	Direção predominante
Novembro (2005)	2,7	1,26	2,17	3,04	Oeste
Dezembro (2005)	2,69	1,57	1,80	3,57	Oeste e sul
Janeiro (2006)	2,70	1,20	2,22	3,04	Sudoeste
Fevereiro (2006)	2,62	1,49	1,82	2,92	Oeste
Março (2006)	2,70	1,33	2,16	3,04	Oeste
Abril (2006)	2,40	1,26	1,96	2,71	Oeste

4.2 CURVA DE POTÊNCIA

A curva de potência do aerogerador foi obtida inicialmente através de dados do fabricante, determinando-se assim, a potência gerada para velocidade do vento conforme ilustra o diagrama da figura 4.4. Esta curva foi utilizada juntamente com a distribuição de Weibull calculada a partir da velocidade do vento medida no local, para determinar a energia que poderia ser convertida pelo aerogerador em cada um dos meses estudados.

A curva também foi construída através da potência calculada com os dados de tensão e corrente medidos durante a operação do aerogerador, através do procedimento descrito no item 3.5. O gráfico de tensão em função da velocidade do vento obtido através destas medições é mostrado na figura 4.5. Após a aplicação do critério de Chauvenet nestes dados, calculou-se o valor médio da tensão para cada classe de velocidade do vento, obtendo-se os valores utilizados para a construção do gráfico da figura 4.6. Através deste gráfico percebe-se

que a tensão gerada não depende diretamente da velocidade do vento, pois permanece praticamente estável durante a operação, com a maior diferença entre os valores máximo e mínimo sendo menor que 1,0 V, dependendo apenas do estado de carga das baterias.

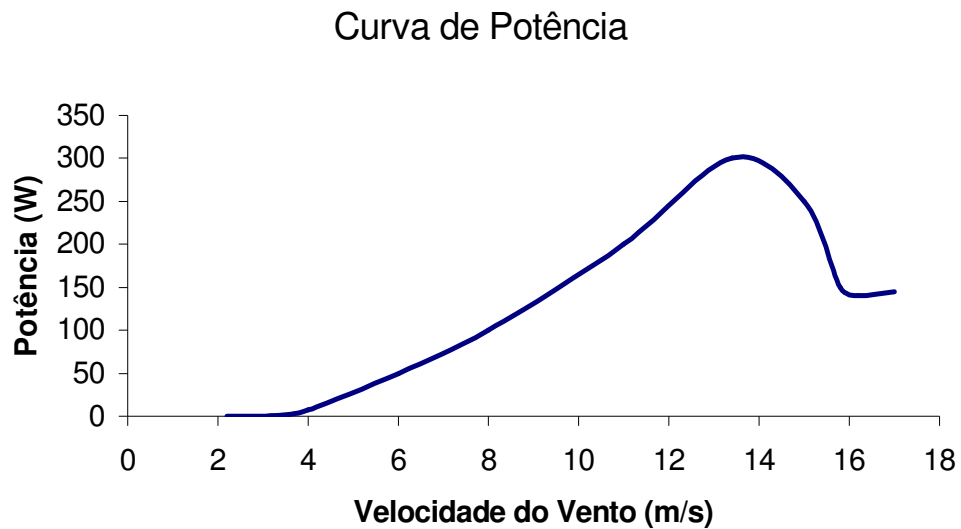


Figura 4.4 – Curva de potência obtida através de dados do fabricante

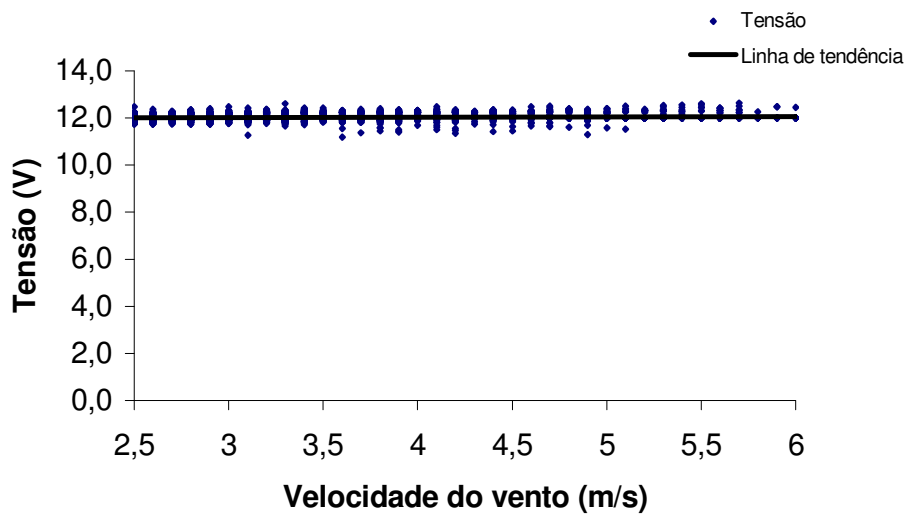


Figura 4.5 – Tensão em Função da Velocidade do Vento

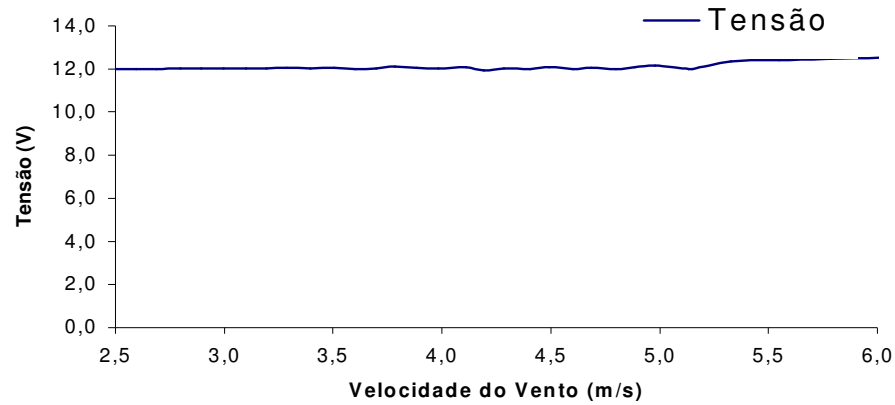


Figura 4.6 – Tensão média em função da velocidade do vento

A figura 4.7 apresenta a variação da tensão durante as 24 horas do dia 15 de abril de 2006, através do qual percebe-se que a tensão permanece praticamente constante durante este período.

A incerteza apresentada pelo instrumento de medição é bastante pequena (da ordem de mV) e pouco altera os resultados finais.

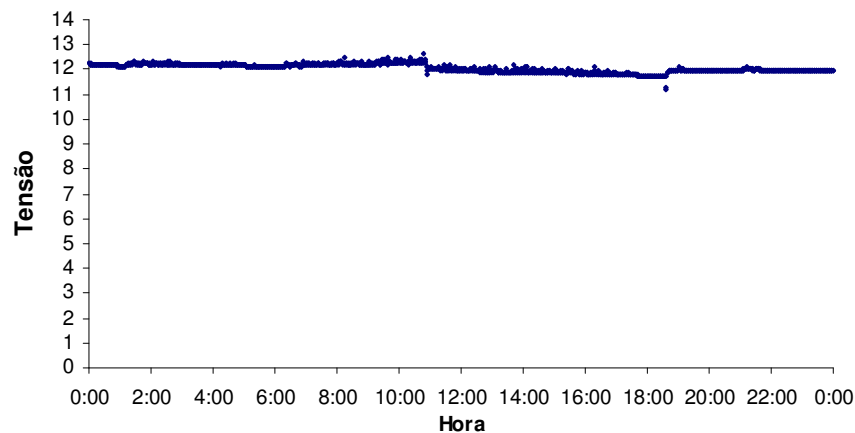


Figura 4.7 – Variação horária da tensão para o dia 15 de abril de 2006

A corrente, no entanto, depende diretamente da velocidade do vento crescendo na medida em que a velocidade do vento cresce, conforme é mostrado na figura 4.8. A incerteza dos resultados obtidos através das medições de corrente é bastante pequena (da ordem de mA) não acarretando, também, variações significativas no resultado.

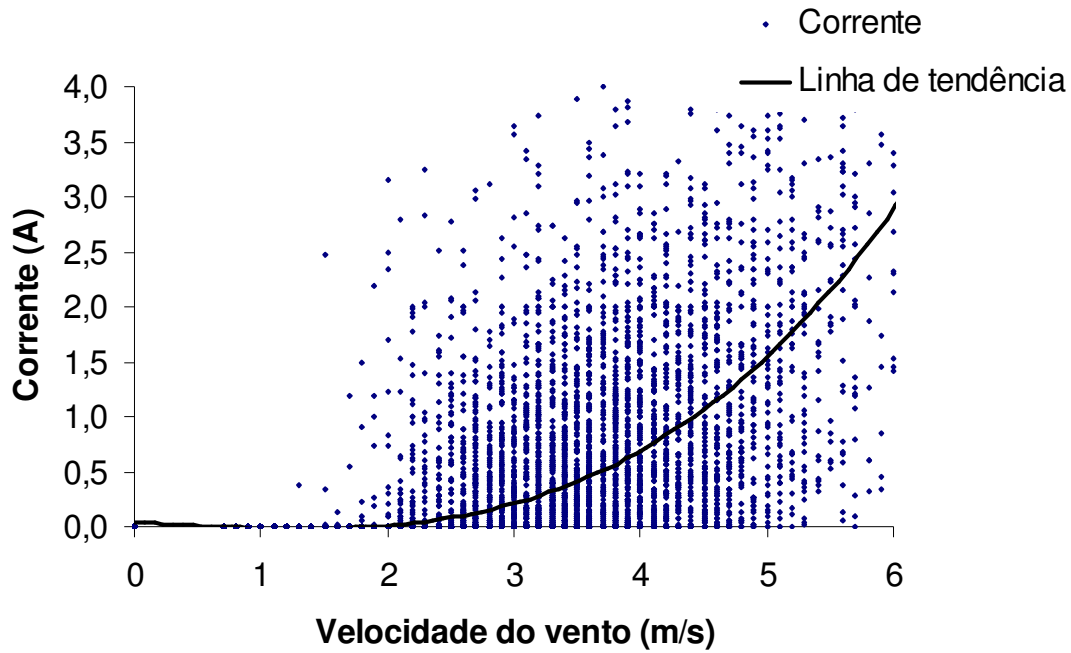


Figura 4.8 – Corrente em função da velocidade do vento

Após a aplicação do critério de Chauvenet nos dados de corrente medidos, calculou-se o valor médio da corrente para cada classe de velocidade do vento, obtendo-se os valores utilizados para a construção do gráfico da figura 4.9, através do qual pode se verificar a variação da corrente com a velocidade do vento.

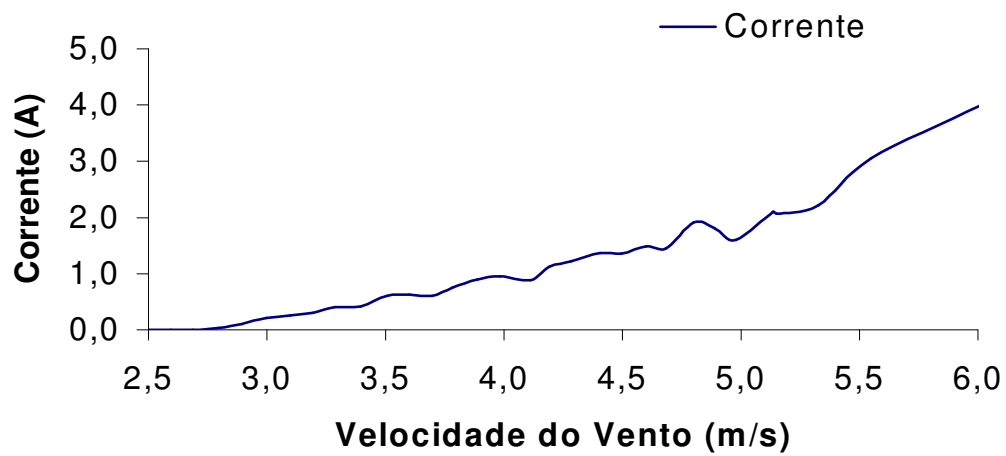


Figura 4.9 – Corrente média em função da velocidade do vento

A figura 4.10 apresenta a variação da corrente durante as 24 horas do dia 15 de abril de 2006, através do qual verifica-se a variação da corrente nos intervalos: das 2 horas às 6 horas e das 12 horas às 18 horas, aproximadamente.

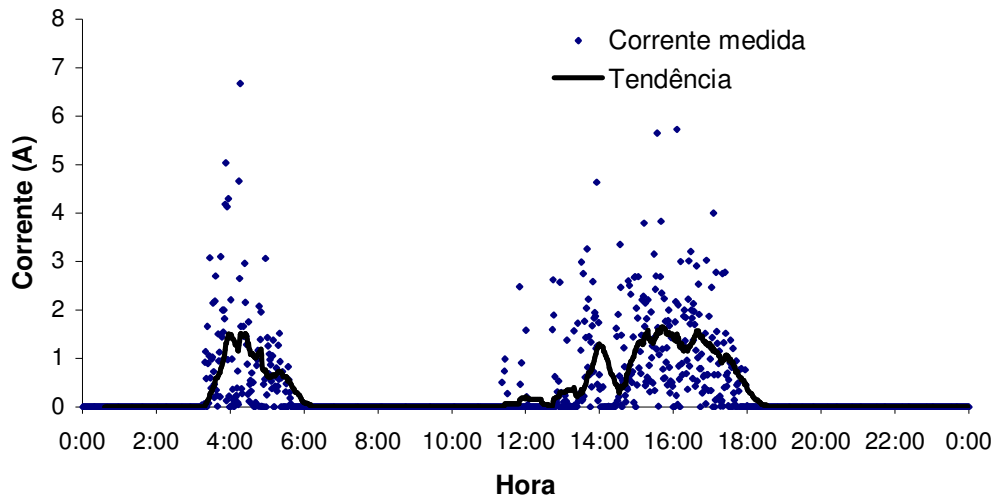


Figura 4.10 – Variação horária da corrente para o dia 15 de abril de 2006

A figura 4.11 apresenta a curva de potência construída, utilizando-se a potência calculada através da multiplicação dos dados de tensão e corrente, obtidos através destas medições, em função da velocidade do vento. Pode-se perceber através deste gráfico que a curva gerada é muito semelhante a curva da corrente em função da velocidade do vento visto, que a tensão permanece praticamente constante. A incerteza para os valores calculados foi determinada conforme descrito no capítulo 3 e a sua influência sobre os resultados é bastante pequena (da ordem de mW).

A figura 4.12 mostra as curvas que expressam: a potência convertida segundo o fabricante e a potência realmente convertida (calculada através dos dados medidos). Através destas curvas pode-se observar que os valores de potência fornecidos pela curva do fabricante são bem próximos dos valores de potência verificados na prática para as mesmas velocidades do vento. A curva do potencial eólico disponível no local foi construída e utilizada para determinação da curva que expressa o coeficiente de potência do aerogerador para cada velocidade do vento, dividindo-se os pontos que formam a curva de potência pelos pontos que formam o potencial eólico disponível conforme descrito no capítulo 3. A curva do coeficiente de potência, em função da velocidade do vento, é mostrada na figura 4.13. O coeficiente de

potência para o aerogerador apresenta uma tendência de crescimento na medida em que a velocidade do vento aumenta, tendendo a se reduzir com velocidades do vento acima de 6,0 m/s.

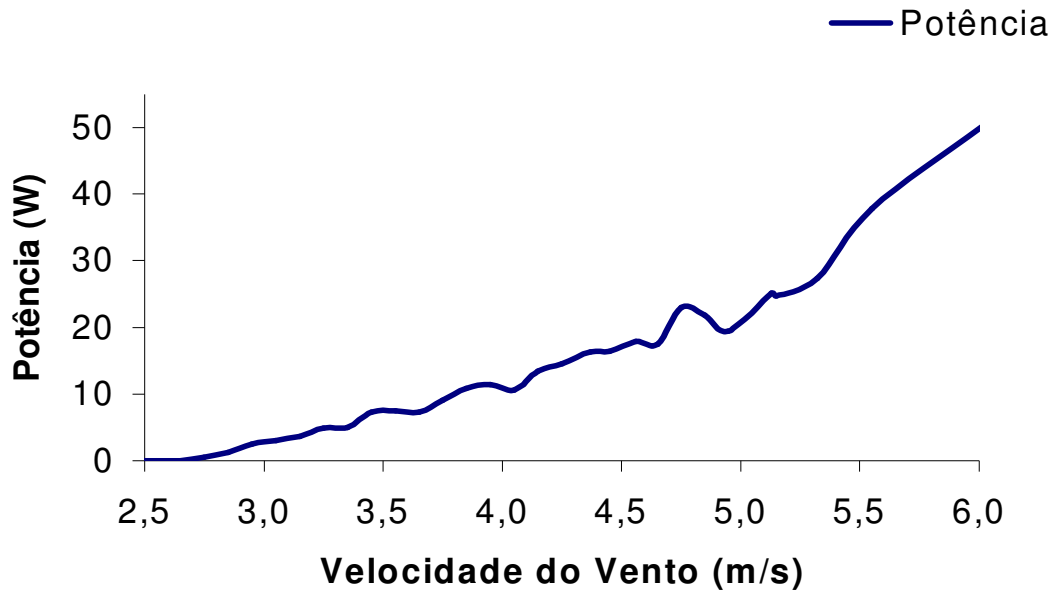


Figura 4.11 – Curva de potência obtida através de dados medidos

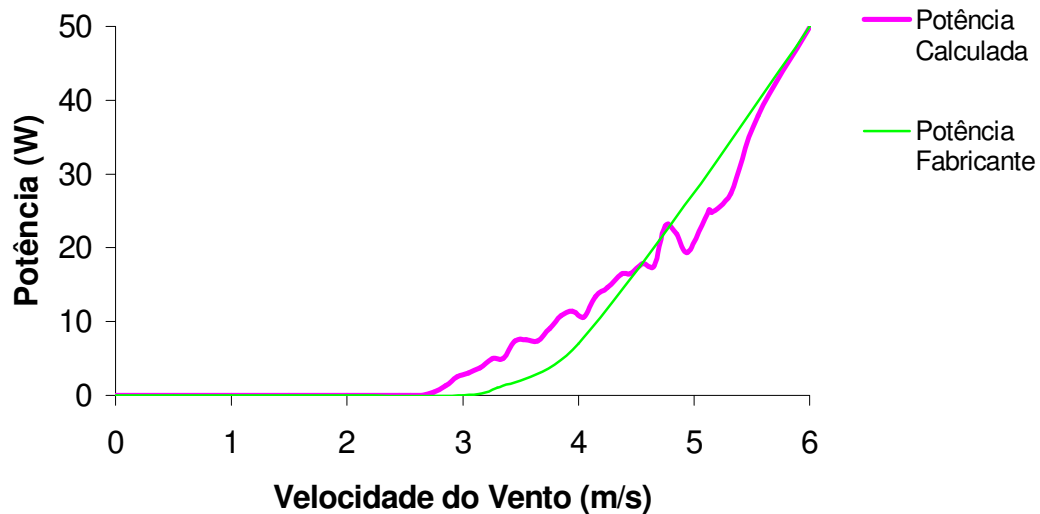


Figura 4.12 – Comparação entre as curvas de potência calculada e do fabricante

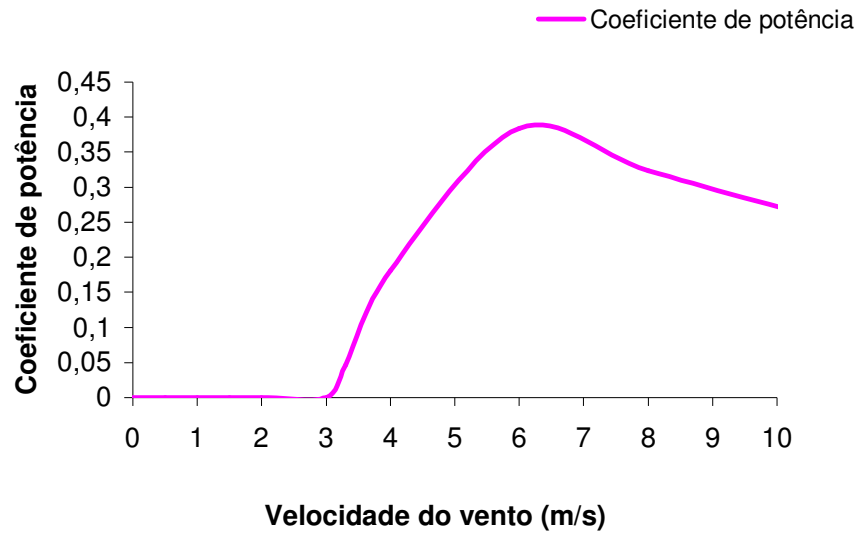


Figura 4.13 –Coeficiente de potência

4.3 ENERGIA CONVERTIDA, ENERGIA DISPONÍVEL E FATOR DE CAPACIDADE

A energia que teoricamente seria convertida pelo aerogerador, calculada utilizando-se os dados fornecidos pelo fabricante é apresentada no gráfico da figura 4.14, juntamente com a energia disponível no vento para o mesmo período, sendo estes valores lidos na ordenada do lado esquerdo do gráfico. Este gráfico também apresenta a curva de potência do aerogerador segundo dados do fabricante, cujos valores são lidos na ordenada do lado direito. Estas grandezas são expressas em função da velocidade do vento para o período considerado, o qual está compreendido entre 1º e 31 de dezembro de 2005. Os gráficos contendo os resultados para os meses de novembro e dezembro de 2005; janeiro, fevereiro, março e abril de 2006, constam em anexo.

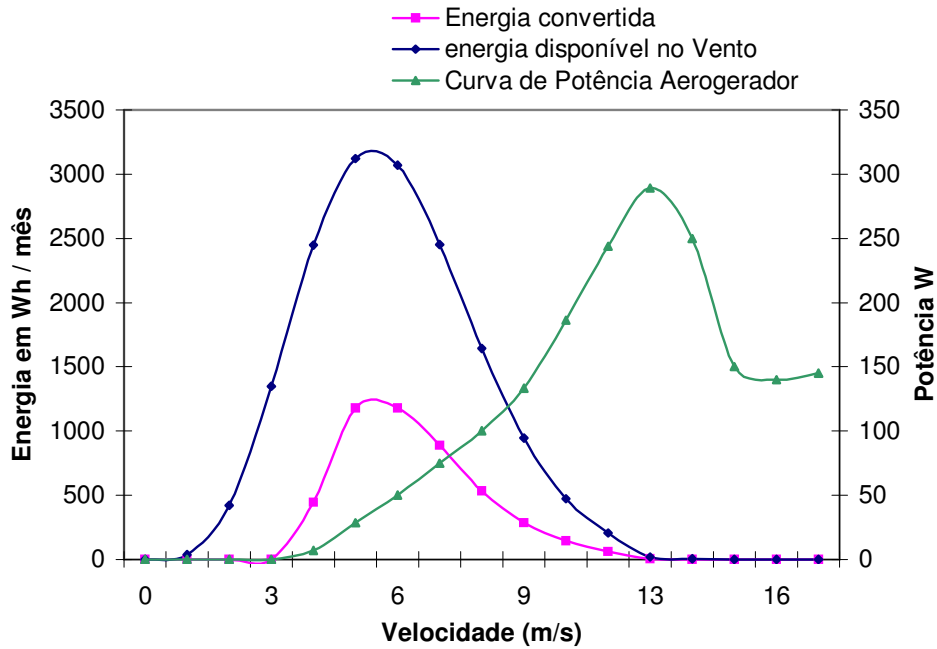


Figura 4.14 – Curvas da energia e potência expressas em função da velocidade do vento

A tabela 4.2 apresenta um resumo dos resultados obtidos para a energia consumida pelas lâmpadas e para a energia convertida pelo aerogerador, para cada um dos meses analisados neste trabalho. Para o mês de abril foram considerados os dados referentes a curva traçada com os dados do fabricante e a curva traçada com a potência calculada utilizando-se os dados medidos. Durante o mês de abril, a energia convertida determinada utilizando-se a curva de potência calculada, foi maior do que a energia que seria convertida, se o aerogerador mantivesse o comportamento previsto na curva do fabricante. O fator de capacidade também apresentou um valor mais elevado, quando obtido através da potência calculada. Os valores obtidos para o fator de capacidade foram muito pequenos devido aos baixos valores e pequena constância das velocidades do vento acima de 3,0 m/s, ocorridas.

Tabela 4.2 – Energia convertida e consumida

Mês (ano)	Energia Consumida (Wh)	Energia Convertida (Wh)
Novembro (2005)	-	1.946,12
Dezembro (2005)	1704	8.937,67
Janeiro (2006)	1060	3.200,50
Fevereiro (2006)	545	2.190,58
Março (2006)	2653	3.325,12
Abril (2006) Potência fabricante	252	1.841,26
Abril (2006) Potência calculada	252	2091,47

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a instalação de uma planta piloto de pequeno porte para um sistema de conversão de energia eólica através de um aerogerador, que opera com velocidade variável, a análise do potencial eólico do local, na altura do rotor deste aerogerador, através dos dados de vento medidos, a análise do desempenho deste aerogerador através da medição dos valores de tensão e corrente gerados para cada velocidade do vento experimentada durante o seu funcionamento.

As principais conclusões obtidas são:

- ✓ a instalação de um sistema de conversão de energia eólica de pequeno porte é bastante rápida, dispensa mão-de-obra especializada, proporcionando um baixo custo de instalação;
- ✓ o potencial eólico do local, na altura do rotor do aerogerador, mostrou-se baixo para os meses estudados, os quais apresentaram períodos de calmaria muito grandes, permitindo um consumo bastante reduzido de energia elétrica;
- ✓ na faixa de velocidades em que o aerogerador foi colocado em operação o seu desempenho foi muito próximo do desempenho esperado, quando comparado com os dados fornecidos pelo fabricante do equipamento sendo, por vezes, melhor do que este;
- ✓ devido ao fato da faixa de velocidades do vento estar muito próxima da velocidade do vento em que o aerogerador entra em operação e que na situação real de operação o equipamento está sujeito a rajadas, que podem ser de muito curta duração, as quais podem não ser capazes de acelerar o equipamento na mesma proporção em que o anemômetro é acelerado devido a diferença na inércia destes, algumas oscilações são evidenciadas na curva de potência calculada;
- ✓ visto que a tensão de geração é sempre próxima a $12 V_{CC}$, a energia convertida depende essencialmente da corrente, a qual varia sensivelmente com a velocidade do vento.

5.2 SUGESTÕES

Com o objetivo de aprofundar os estudos para avaliação do desempenho do sistema de conversão de energia eólica instalado e identificar a melhor condição de aproveitamento do recurso eólico do local, apresenta-se as seguintes sugestões:

- ✓ estudo durante os outros meses do ano a fim de verificar o desempenho do aerogerador em períodos em que ocorram velocidades do vento mais elevadas;
- ✓ estudo da eficiência do inversor de frequência durante a conversão de $V_{DC} - V_{CA}$, objetivando quantificar as perdas provocadas por este.
- ✓ realizar a análise com velocidades de vento maiores, que podem ser obtidas, instalando o aerogerador e sistema de medição em um veículo, onde a velocidade seria controlada pela velocidade do veículo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALDABÓ, Ricardo. Energia Eólica. São Paulo. Artliber Editora. 2002. 157 p.
- American Wind EnAssociation (AWEA). Disponível em <<http://www.awea.org>>.
Acessado em: 07/11/2004
- Australian Wind Energy Association (AusWEA). Disponível em <<http://www.auswea.com.au/>>. Acessado em: 16/11/2004.
- Bergey Windpower Co. Disponível em : <<http://www.bergey.com/>>. Acessado em: 15/11/2004
- Bundesverband Windenergie e.V; Disponível em: <<http://www.wind-energie.de/>>. Acessado em : 18/11/2004
- Centro Brasileiro de Energia eólica. Disponível em <www.eolica.com.br>. Acessado em : 03/12/2004.
- Danish Wind Industry Association. Disponível em: <<http://www.windpower.org/>>. Acessado em: 07/11/2004
- EGGLESTON, M. David e STODDARD, S. Forrest. Wind Turbine Engineering Design. Copyright. 1987. 352 p. ISBN 0-0442-22195-9.
- FEITOSA, Everaldo, PEREIRA, A. L. ROHATGI, J.S., Projeto e Operação da Primeira Turbina Eólica de Grande Porte do Brasil: Ilha de Fernando de Noronha. Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia e I Seminário Latino Americano de Energia, pp 793 – 798, 1993.
- FEITOSA, Everaldo; PEREIRA, Alexandre e ROSAS, Pedro. (2001) “Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha Wind/Diesel System”, Centro Brasileiro de Energia Eólica.
- HOLMAN, J. P. Experimental Methods For Engineers. 6ª ed. Copyright, 1994. ISBN 0-07-029666-9
- LOPES, T. M. F., and ALMEIDA J. A., 2002, " Análise de Dados da Velocidade do Vento e Potencial Eólico na Cidade do Rio Grande", Anais do II Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, (CD-ROM).
- MACEDO, Wilson Negrão, Estudos de Sistemas de Geração de Eletricidade Utilizando as Energias Solar Fotovoltaica e Eólica, Belém, 2002. 154 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFPA – Universidade Federal do Pará.
- MARRA, G. Enes e POMILIO, A. José. (2000) “Sistemas de Geração Baseados em Gerador de Indução Operando Com Tensão Regulada e Frequência Constante”, SBA Controle e Automação, Vol 11, N°01, pp 29 – 36.

- MELLO, V.F.e SILVA, W.S., 2003, “Análise da Viabilidade Econômica de Instalação de Uma Turbina Eólica na Lagoa dos Patos”, Projeto de Graduação em Engenharia Mecânica da Fundação Universidade Federal do Rio Grande.
- MESQUITA, André Luiz Amarante, “Experimental Analysis Or Airfoil For High Angle Of Attack”. **Revista Virtual de Iniciação Acadêmica**, Vol 1, N°02, pp 01-15, Julho 2001. Disponível em : <www.upfa.br/revistaic> Acessado em : 20/11/2004.
- OLINTO, C. R., Lopes, T. M. F., et all, 2001, " Metodologia para Obtenção de Potencial Eólico sobre o Mar a partir de Dados de Vento Medidos no Continente", Anais do XIV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos e V Simpósio de Hidráulica e Recursos Hídricos dos Países de Língua Oficial Portuguesa (CD-ROM).
- OLINTO, C. R., 2001, "Um Estudo Sobre Métodos e Técnicas para Aproveitamento de Energia Eólica com Aplicação à Região Sul do Extremo Sul do Rrio Grande do Sul", Tese de Mestrado em Engenharia Oceânica da Fundação Universidade Federal do Rio Grande.
- SILVA, F.J.L. e AMARANTE, O. A. C. Atlas Eólico Brasileiro, 2000. (CD-ROM)
- SIMÕES, M.G.;Franceschetti, N. N. E BOSE, B. K., (1999) “Otimização de Um Sistema de Energia Eólica Através de Controle Fuzzy”, SBA Controle e Automação, Vol 10, N°01, pp 48 – 58
- SIMONE, Gílio Aloísio, Máquinas de Indução Trifásicas, Érica. 2000. ISBN 7082.
- HORVATH T.,J.; Berry, S. A.; Merski, R. N.; FITZGERALD, S. M. X-38 Experimental Aerothermodynamics. Denver, 2000. 34° AIAA Thermophysics Conference. Disponível em: <<http://www.nasa.gov>>. Acessado em : 09/05/2005.
- Univerisidade Estadual de Campinas; Disponível em: <<http://www.fem.unicamp.br>>. Acessado em: 11/11/2004.
- Univerisidade Fedral do Maranhão. Disponível em : <http://www.nea.ufma.br>. Acessado em : 11/11/2004 .
- VALE, Silvio Bispo do, Monitoração e Análise de Um Sistema Híbrido Eólico-Diesel para Geração de Eletricidade. Belém, 2000. 176 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UFPA – Universidade Federal do Pará.
- Vestas Wind Systems – Fabricação de Aerogeradores. Disponível em: <<http://www.vestas.com>>. Acessado em: 18/11/2004.

ANEXO I

GRÁFICOS DE CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

A1.1 – Novembro de 2005

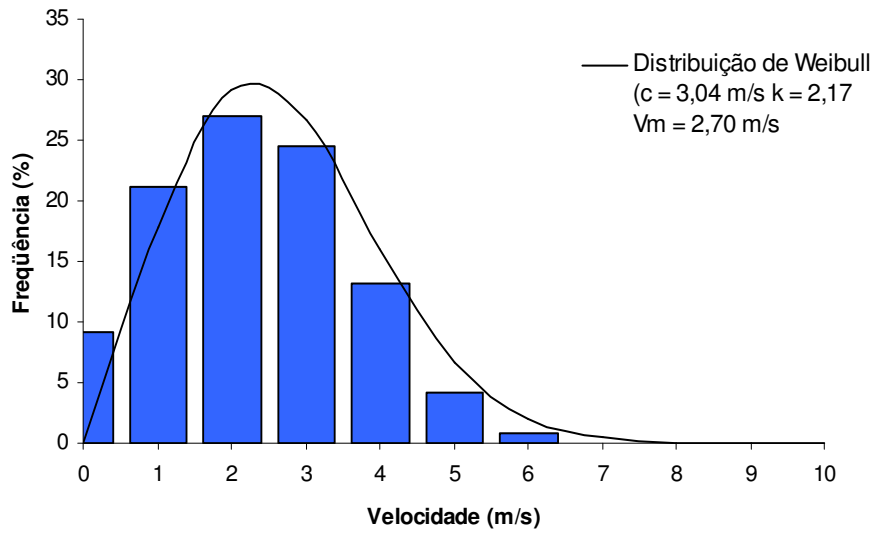


Figura A1.1 – Distribuição de freqüências para velocidade do vento

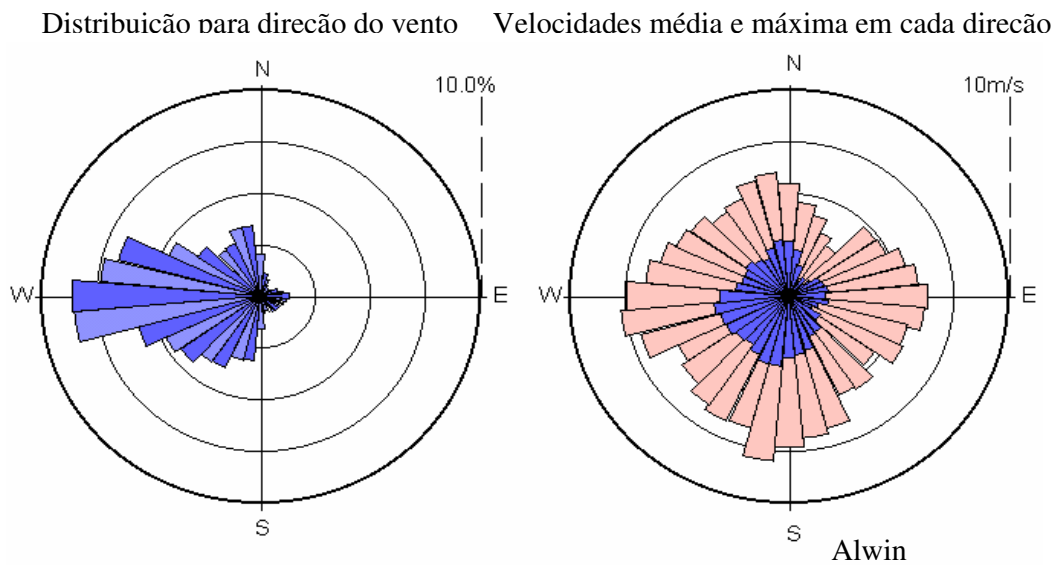


Figura A1.2 – Distribuição de freqüência para direção do vento

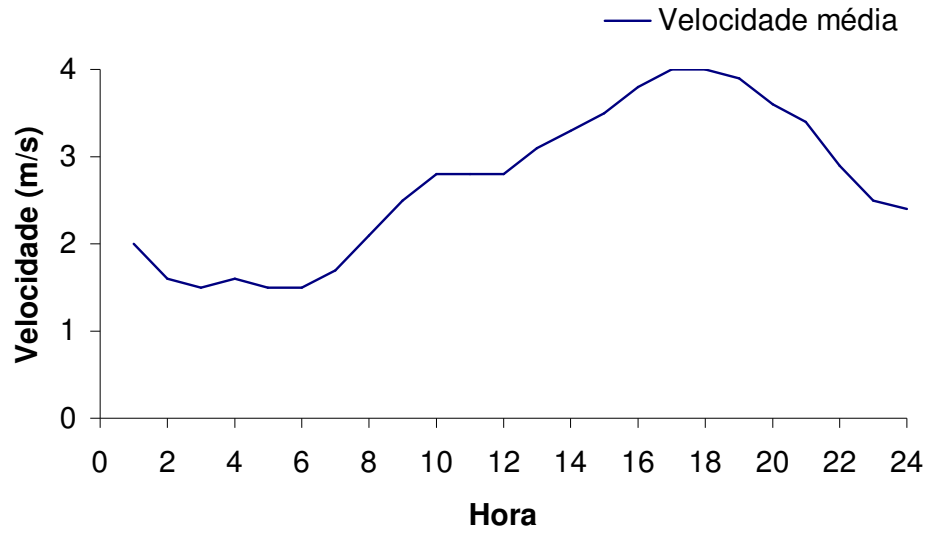


Figura A1.3 – Velocidades médias e períodos de calmaria

A1.2 – Dezembro de 2005

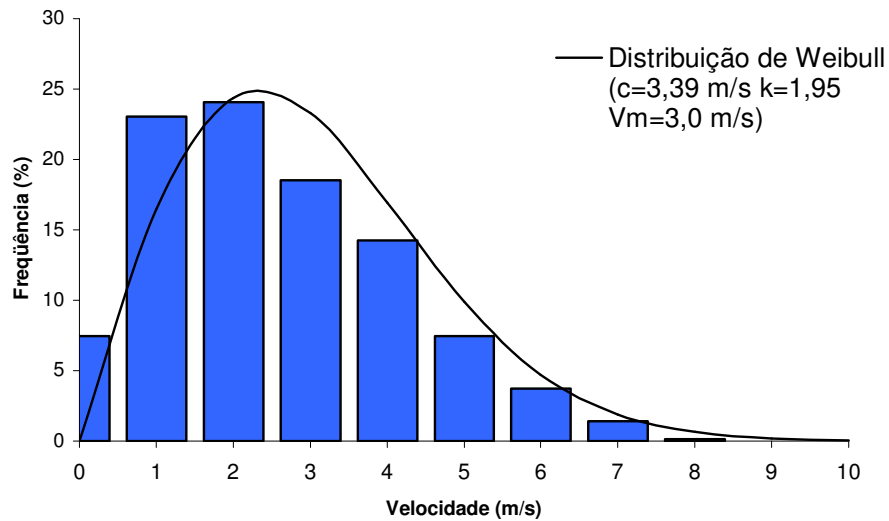


Figura A1.4 – Distribuição de frequências para velocidade do vento

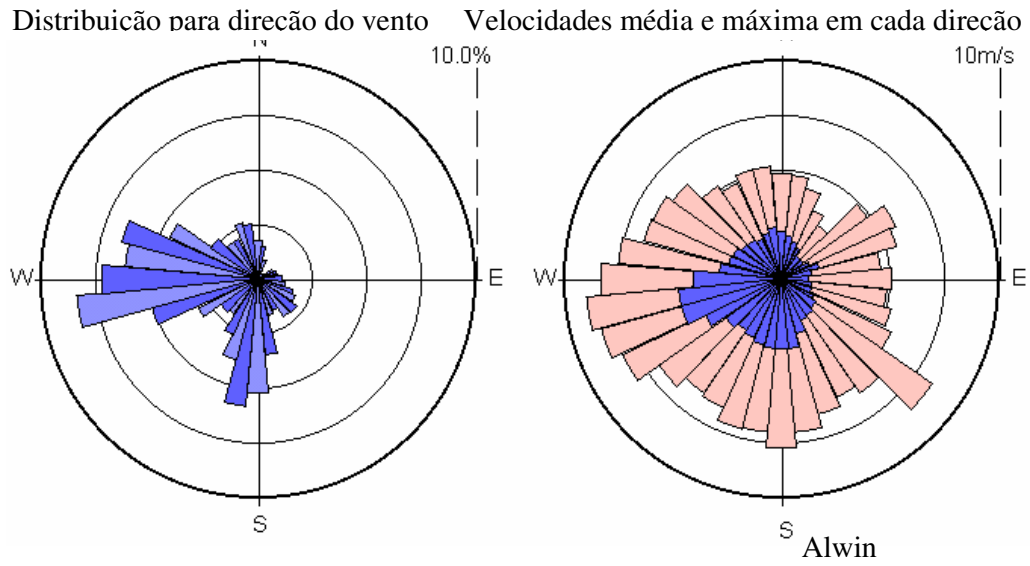


Figura A1.5 – Distribuição de frequência para direção do vento

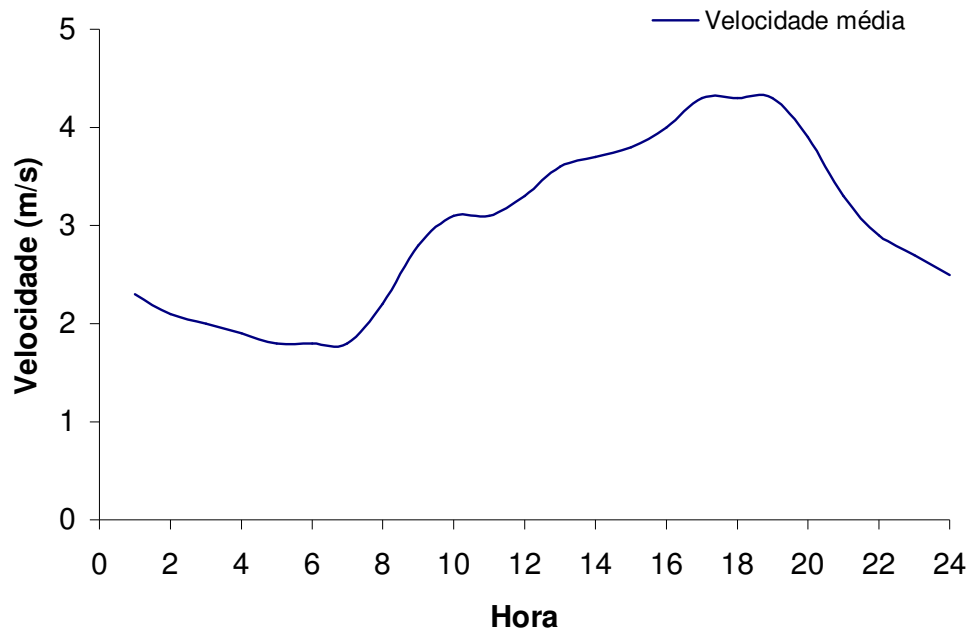


Figura A1.6 – Velocidades médias e períodos de calmaria

A1.3 – Janeiro de 2006

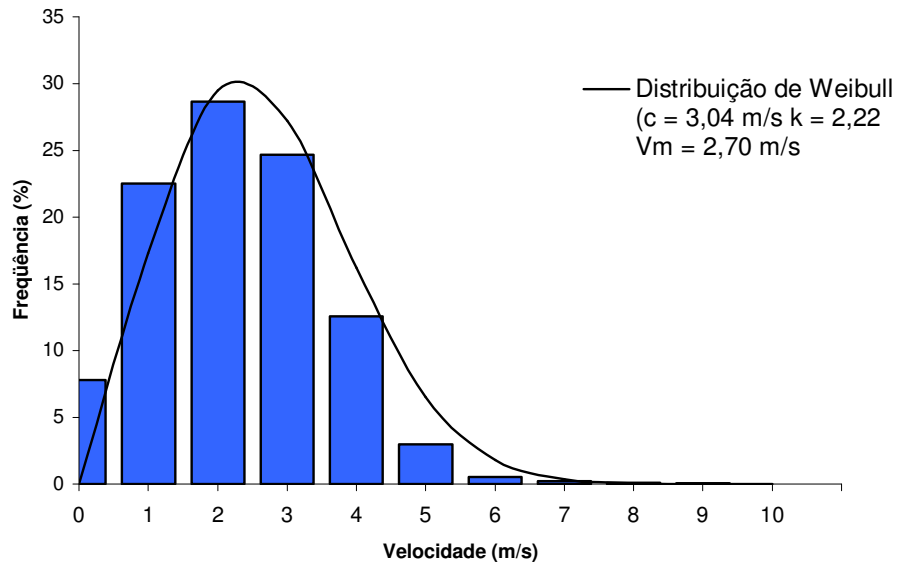


Figura A1.7 – Distribuição de frequências para velocidade do vento

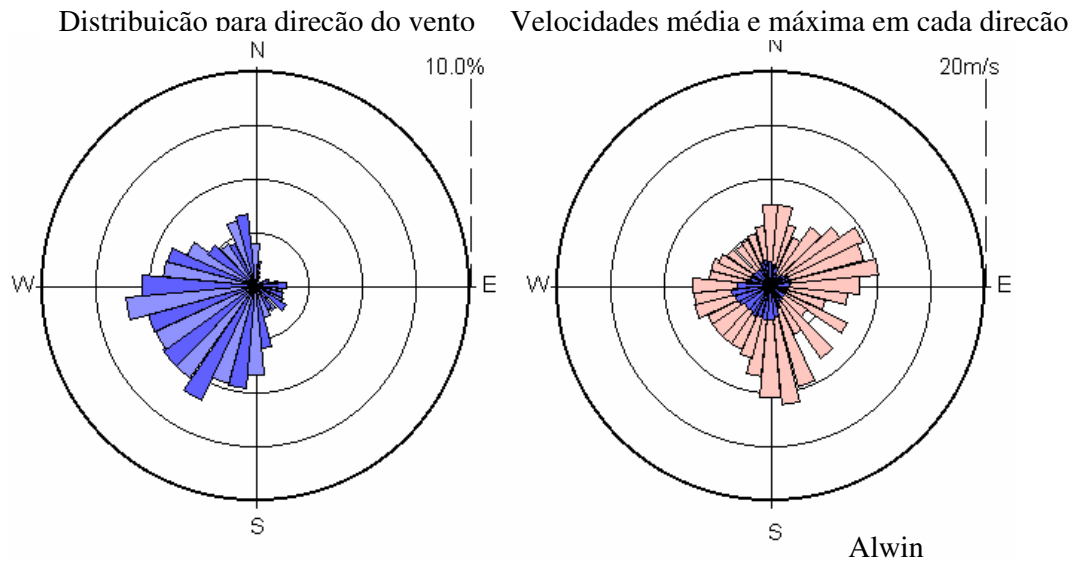


Figura A1.8 – Distribuição de frequência para direção do vento

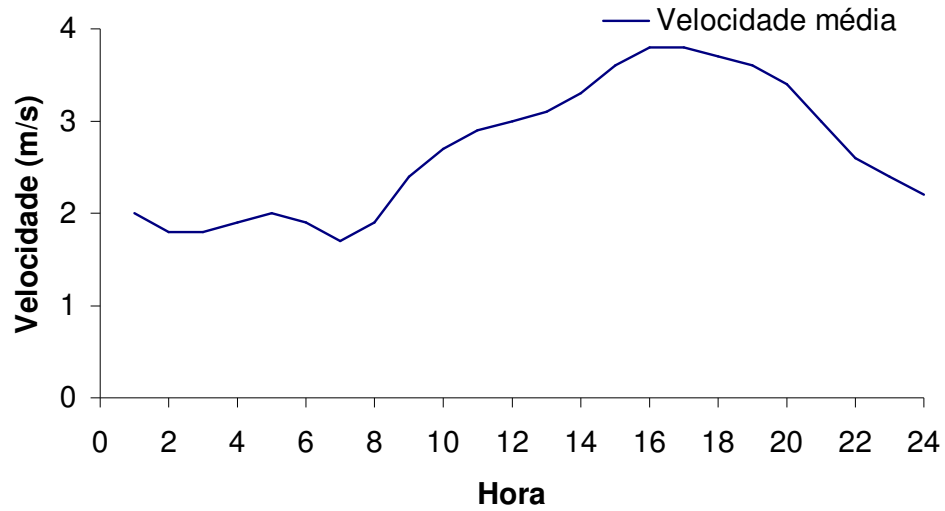


Figura A1.9 – Velocidades médias

A1.4 – Fevereiro de 2006

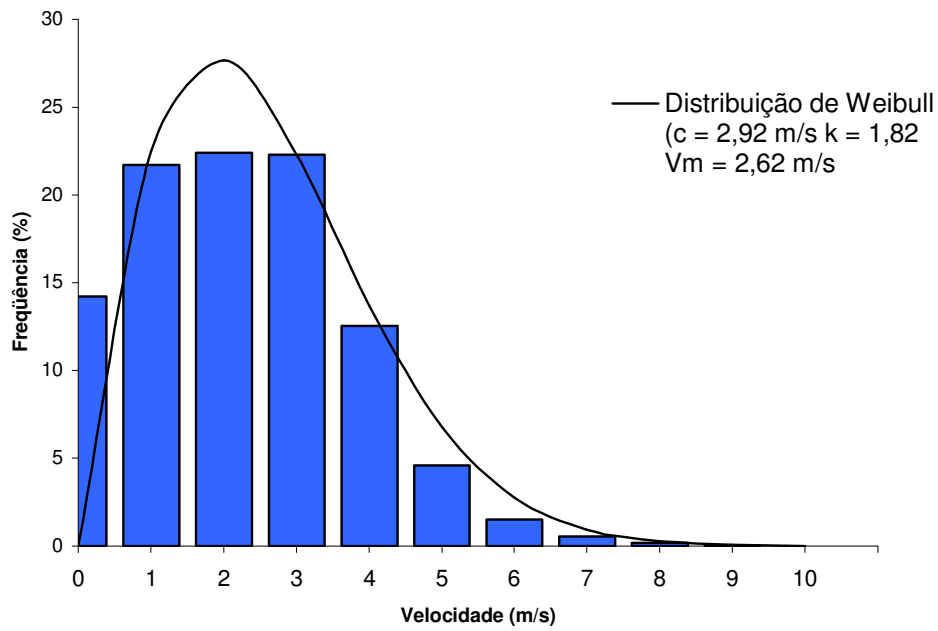


Figura A1.10 – Distribuição de freqüências para velocidade do vento

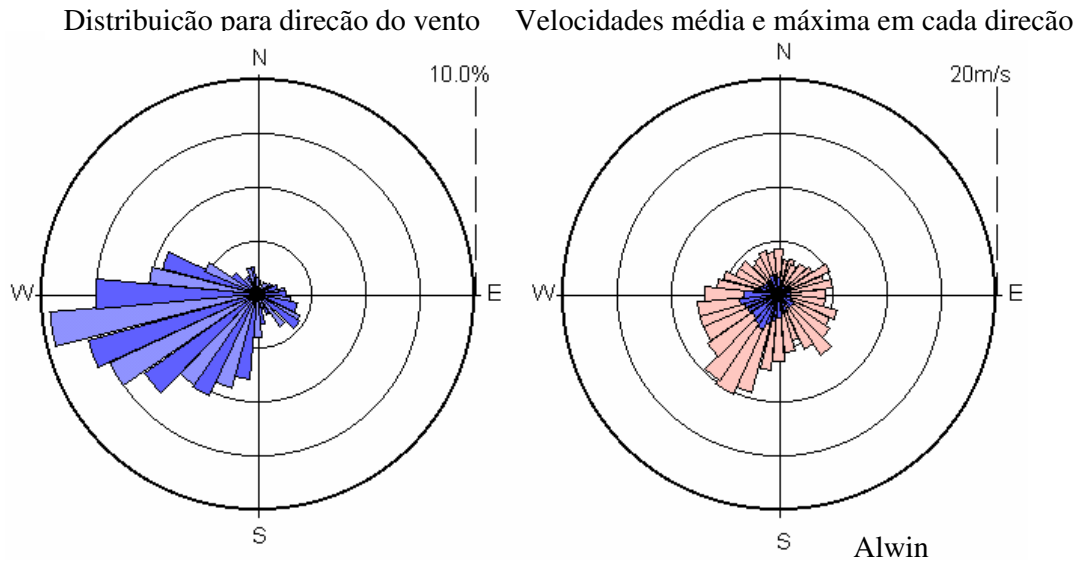


Figura A1.11 – Distribuição de frequência para direção do vento

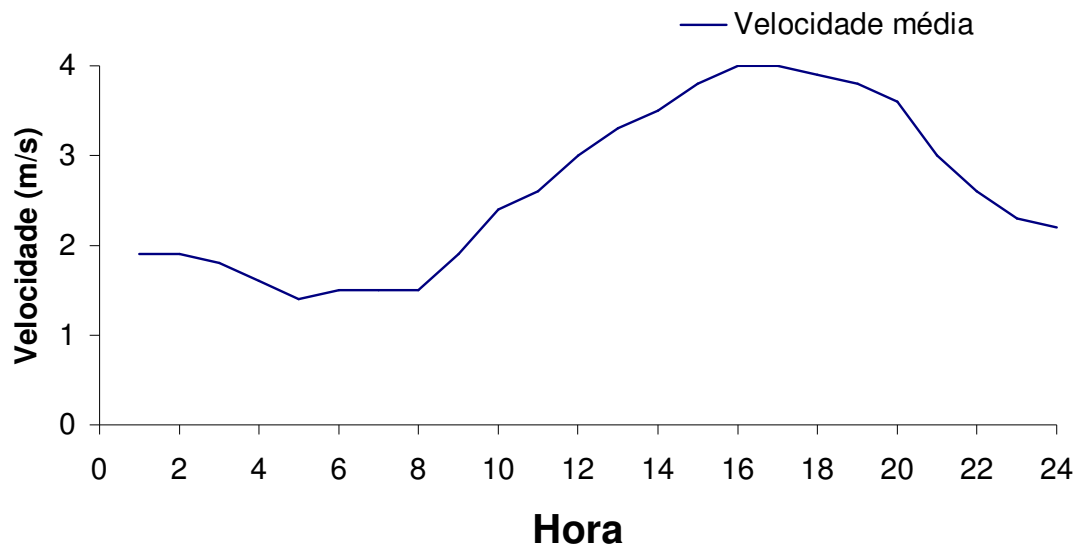


Figura A1.12 – Velocidades médias

A1.5 – Março de 2006

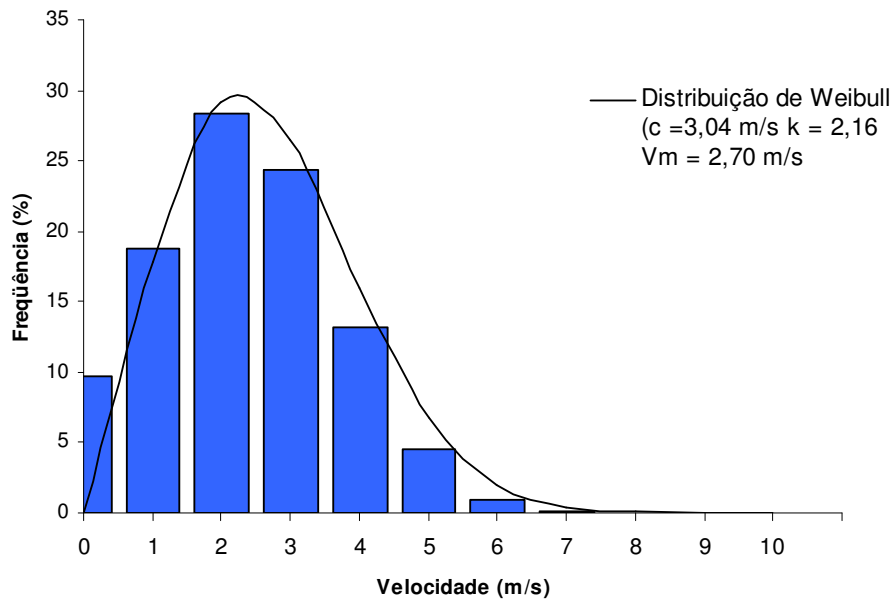


Figura A1.13 – Distribuição de frequências para velocidade do vento

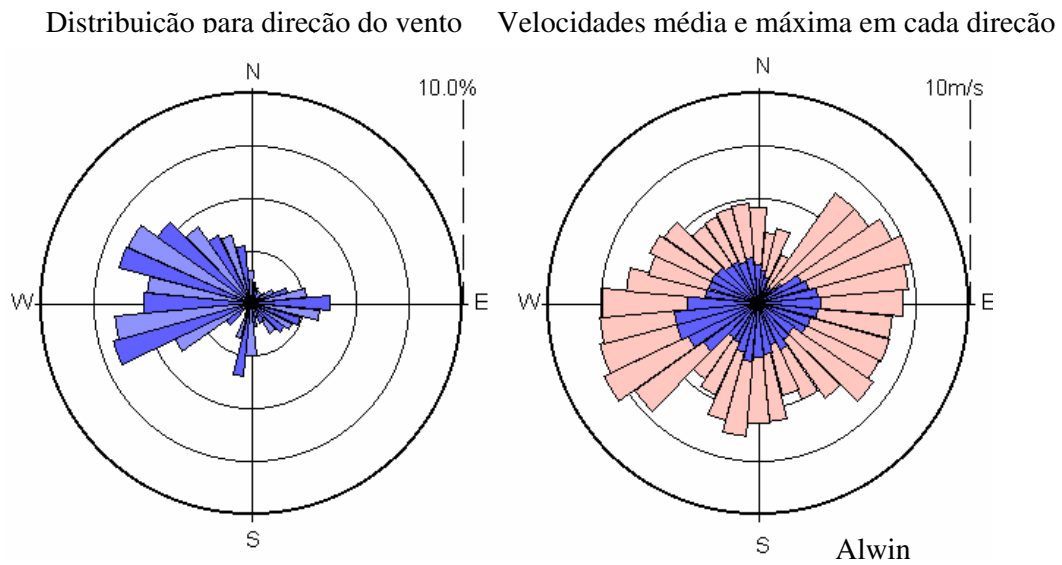


Figura A1.14 – Distribuição de frequência para direção do vento

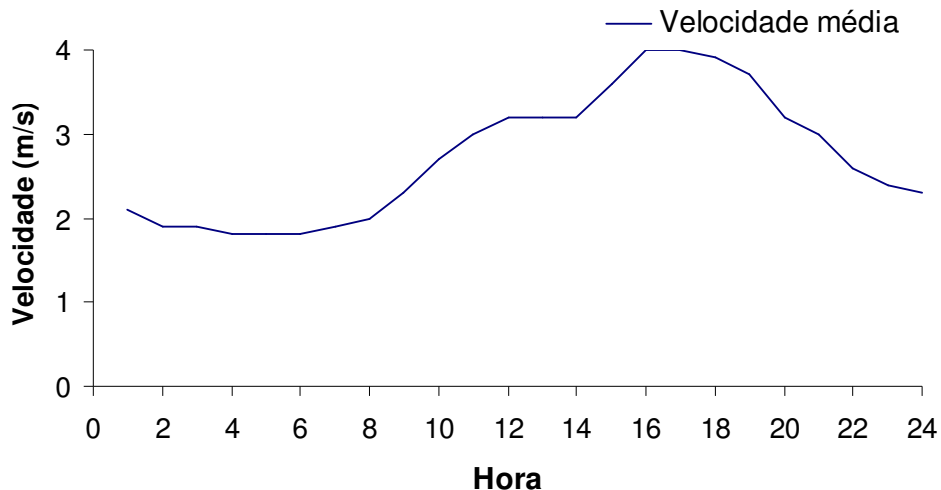


Figura A1.15 – Velocidades médias

A1.6 – Abril de 2006

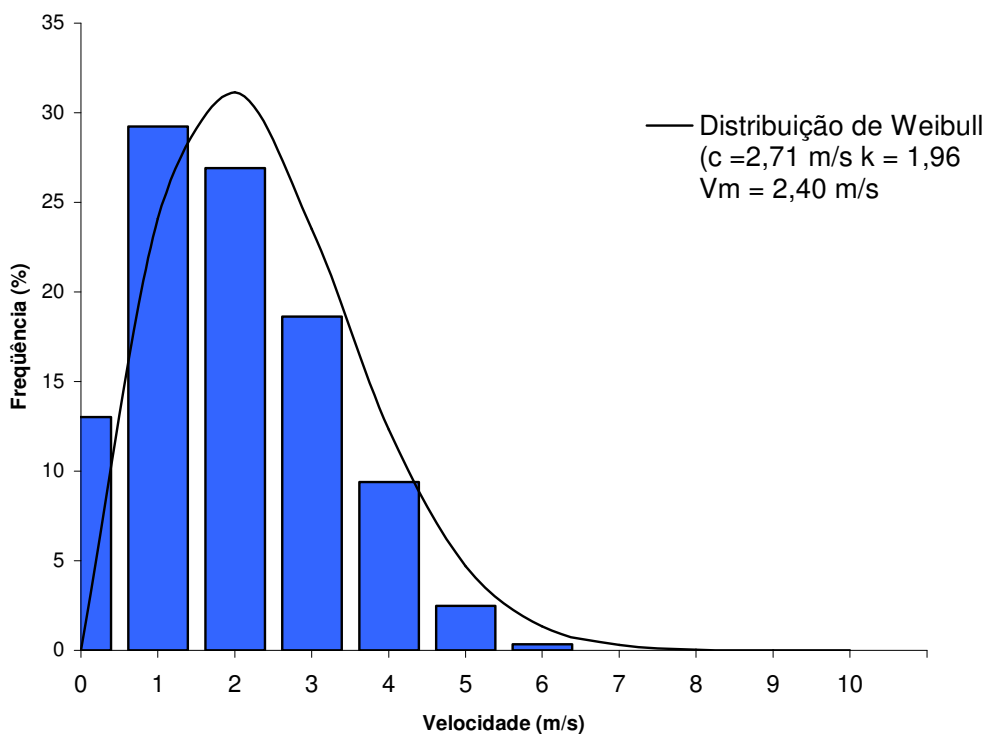


Figura A1.16 – Distribuição de freqüências para velocidade do vento

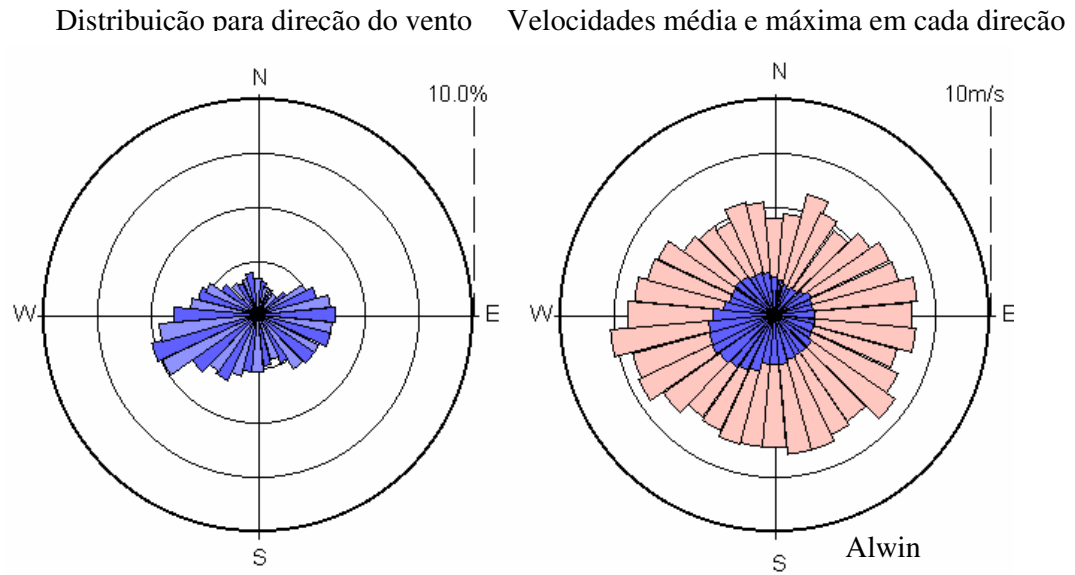


Figura A1.17 – Distribuição de frequência para direção do vento

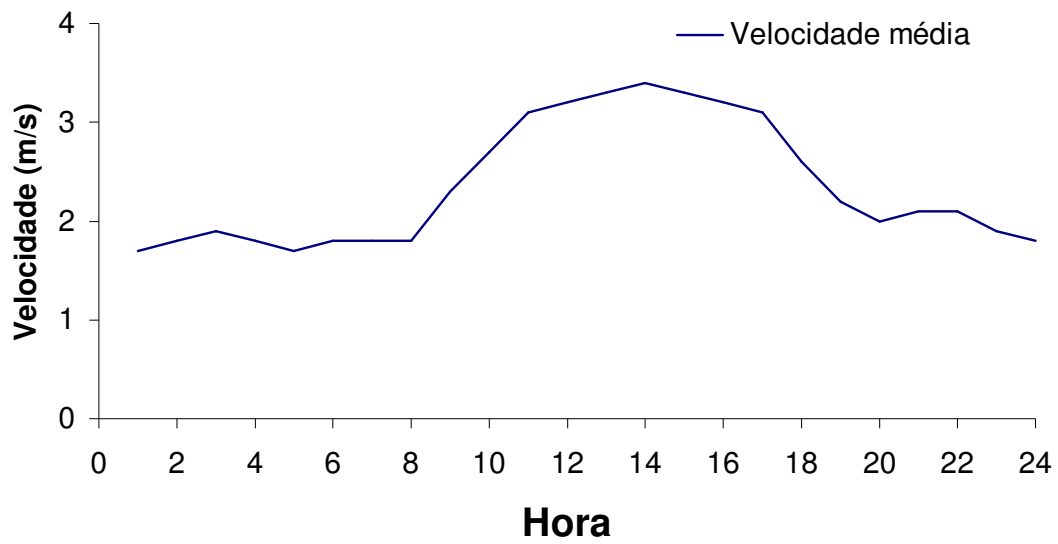


Figura A1.18 – Velocidades médias

ANEXO II

CURVAS DE ENERGIA E POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO

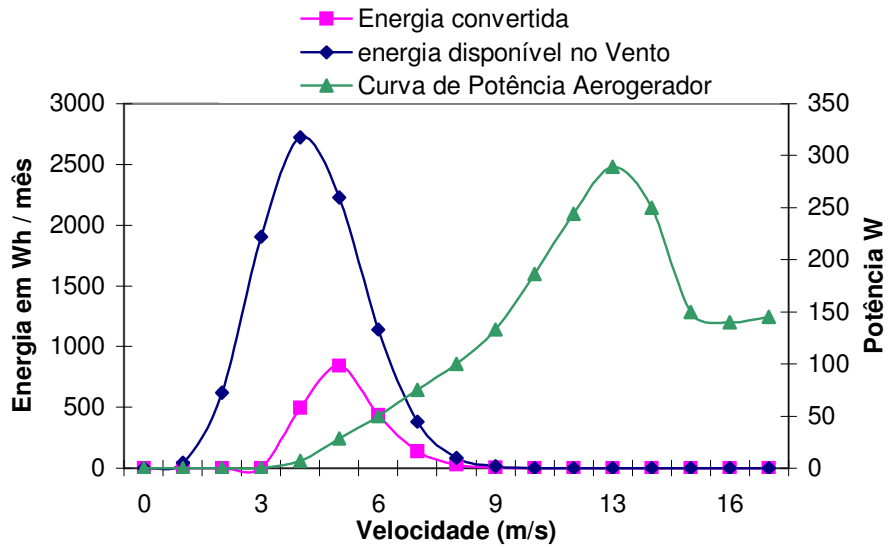


Figura A2.1 – Gráfico para referente ao mês de novembro de 2005

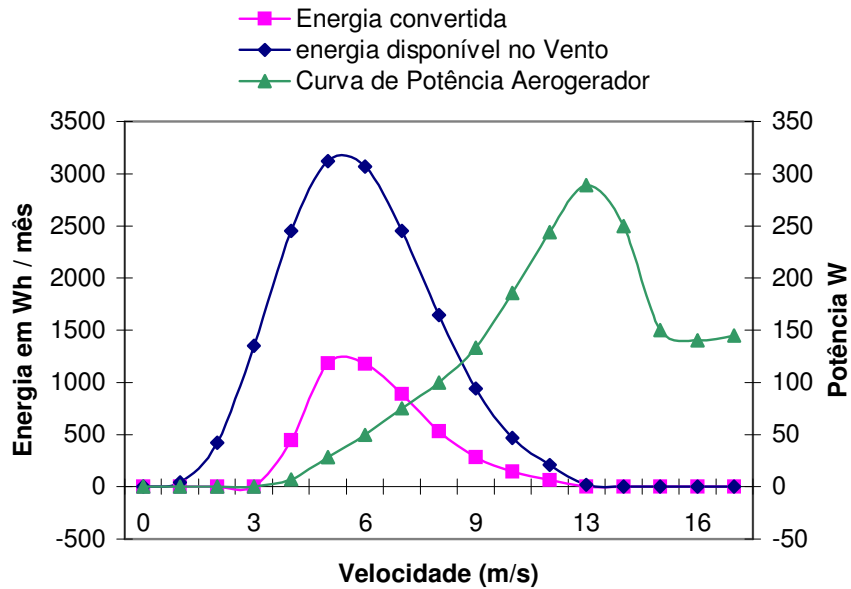


Figura A2.2 – Gráfico para referente ao mês de dezembro de 2005

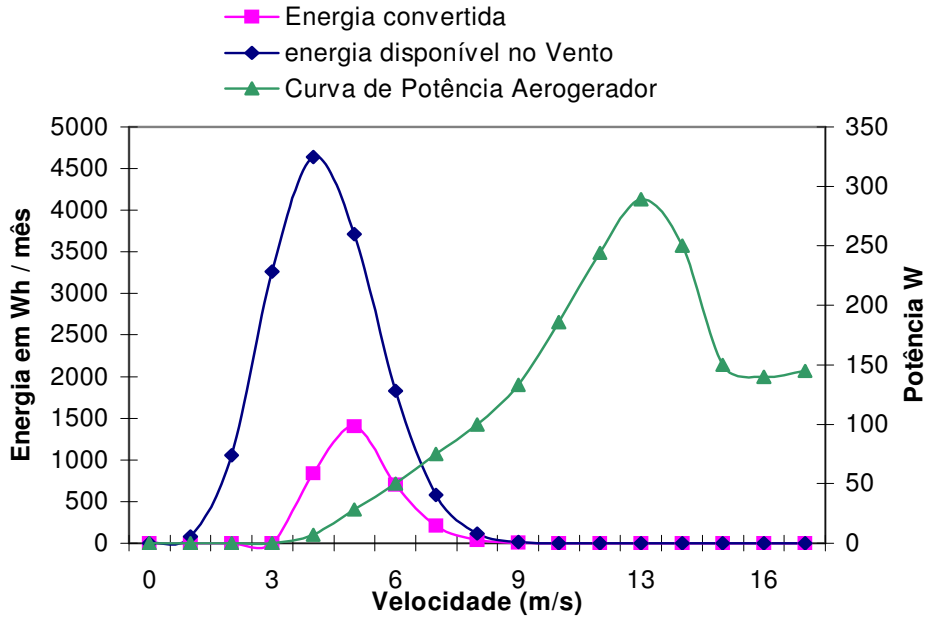


Figura A2.3 – Gráfico para referente ao mês de janeiro de 2006

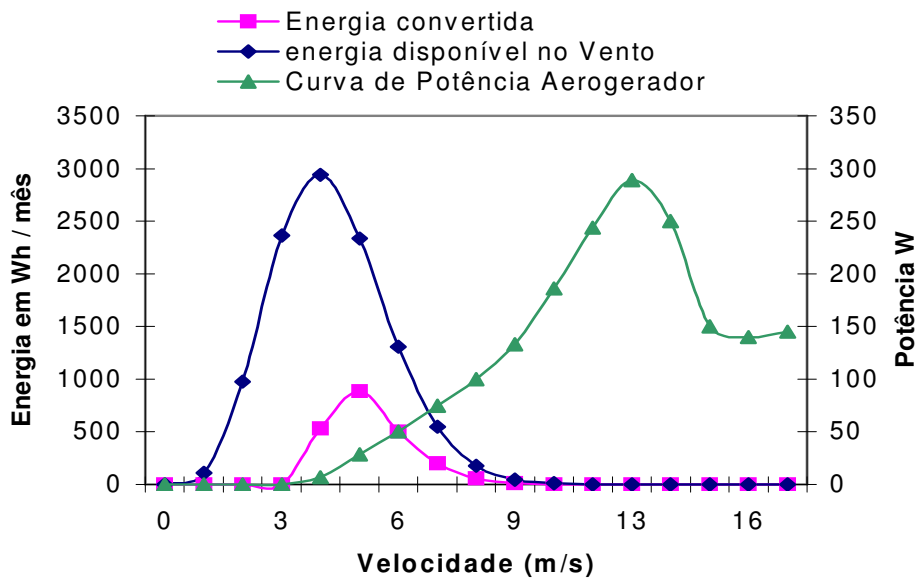


Figura A2.4 – Gráfico para referente ao mês de fevereiro de 2006

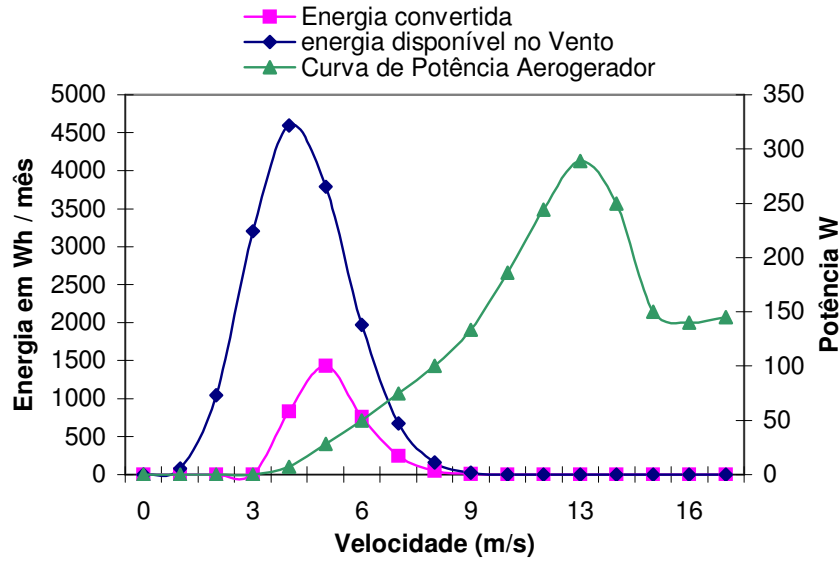


Figura A2.5 – Gráfico para referente ao mês de março de 2006

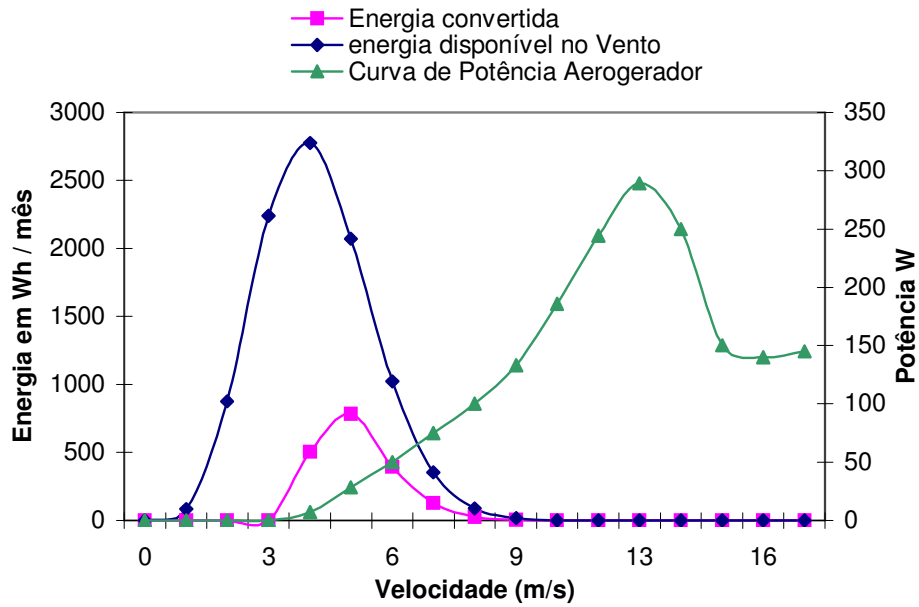


Figura A2.6 – Gráfico para referente ao mês de abril de 2006

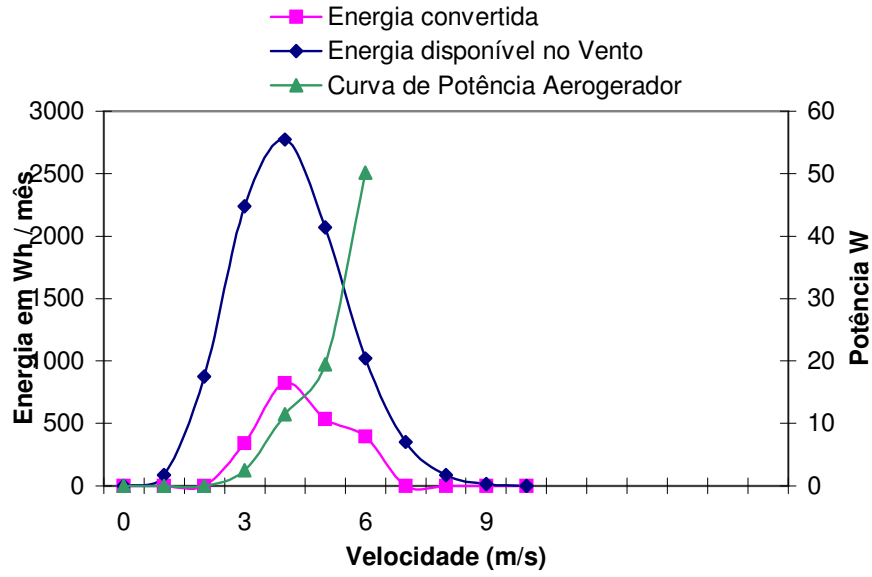


Figura A2.6 – Gráfico referente ao mês de abril de 2006 construído a partir da curva de potência medida

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)