# ANÁLISE DOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS E ESTRUTURAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CENTRAIS EÓLICAS

CAROLINA CAHETÉ SILVA

# ANÁLISE DOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS E ESTRUTURAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CENTRAIS EÓLICAS

Dissertação apresentada ao programa de pós-graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, para obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares, área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

ORIENTADOR INTERNO: NAUM FRAIDENRAICH

ORIENTADOR EXTERNO: EVERALDO ALENCAR FEITOSA

RECIFE – PERNAMBUCO – BRASIL

JULHO DE 2006

**S586a** **Silva, Carolina Caheté.**
Análise dos aspectos meteorológicos e estruturais na geração de energia elétrica de centrais eólicas. – Recife: O Autor, 2006.
115 folhas. : il. ; fig., tabs.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Engenharia Mecânica, 2006.

Inclui bibliografia.

1. Energia eólica. 2. Fontes renováveis de energia. 3. Energia eólica – Aspectos meteorológicos. I. Título.

UFPE
621.45 CDD (22.ed.) **BCTG/2006-91**

# ANÁLISE DE ASPECTOS METEOROLÓGICOS E ESTRUTURAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CENTRAIS EÓLICAS

**Carolina Caheté Silva**

**APROVADA EM: 03.07.2006**

**ORIENTADORES : Prof. Dr. Naum Fraidenraich**
**Prof. Dr. Everaldo Alencar do Nascimento Feitosa**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

**Prof. Dr. Chigueru Tiba – DEN/UFPE**

**Prof. Dr. Alex Maurício Araújo – DEMEC/UFPE**

**Prof. Dr. Kepler Borges França – DEQ/UFCG**

**Visto e permitida a impressão**

**Coordenador do PROTEN/DEN/UFPE**

Aos meus pais, Edilson e Elba, e a Gustavo por todo carinho, admiração e incentivo.

# AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Edilson e Elba, que sempre acreditaram no meu potencial e me incentivaram em todos os momentos da minha vida.

Ao meu namorado, Gustavo, por toda paciência, apoio, compreensão, dedicação, ajuda, incentivo e carinho.

Aos meus avós paternos, Manoel Nicolau (*in memoriam*) e Elita e aos meus avós maternos, Fernando (*in memoriam*) e Lourdinha (*in memoriam*), em especial, por todo o apoio, incentivo e admiração.

Aos meus orientadores, Professor Naum Fraidenraich e Professor Everaldo Feitosa por todo apoio, confiança, orientação e atenção.

Aos meus amigos "eólicos", Sílvia, Janaína, Polyanna, Monika, Camila, e João, que me ajudaram em tudo e me deram muita força. E em especial a Thaísa, pela experiência de mestre transmitida a mim e a Gustavo Novaes pela ajuda e colaboração nos testes experimentais.

Aos meus ex-colegas de trabalho, Gustavo Silva e Daniel que embora distantes deram grande contribuição neste trabalho e na minha vida profissional.

A todos os professores, pesquisadores, alunos e funcionários do DEN, cada um com seu papel contribui para o crescimento de todos. Em especial a Ricardo Aguiar e Profa. Olga por toda a ajuda.

A todos os pesquisadores e alunos do CBEE, em especial a Andréa pela contribuição e ajuda nos testes experimentais na turbina de Olinda.

A todos que contribuíram direta ou indiretamente para realização deste trabalho.

# ANÁLISE DOS ASPECTOS METEOROLÓGICOS E ESTRUTURAIS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CENTRAIS EÓLICAS

Autor: Carolina Caheté Silva
Orientadores: Naum Fraidenraich
Everaldo Alencar do N. Feitosa

## RESUMO

Para o estudo de viabilidade de uma central eólica é necessário analisar a produção de energia. São apresentadas considerações, recomendações e metodologias para avaliar e maximizar a produção de energia elétrica de uma central eólica. Dois estudos de casos são apresentados e discutidos para aplicar algumas das metodologias contidas na dissertação. No primeiro estudo de caso, é realizada a estimativa de produção de energia da turbina eólica OWW-250 e comparada com os resultados de geração efetiva desta turbina. Com esta análise pôde-se observar que as metodologias aplicadas obtiveram uma diferença menor que 10% entre a estimativa e a produção de energia efetiva.

No segundo estudo de caso são realizadas simulações utilizando dados de vento de uma torre anemométrica para prever a velocidade média de vento em outra torre. Para isso foi delimitado um mapa topográfico da área, e em seguida foram variadas as dimensões do mapa e as distâncias entre as curvas de nível. Observou-se que erros de até 25% na previsão do vento podem ser obtidos, quando da utilização de modelos topográficos não adequados, implicando em erros da ordem de 75% na previsão da geração de energia.

São considerados, ainda, os aspectos estruturais da turbina eólica e as implicações destes na produção de energia. Medidas experimentais foram realizadas na turbina OWW-250 kW para determinação das freqüências naturais do conjunto torre-rotor para determinação das "zonas de exclusão" de operação da turbina.

Palavras-chave: Energia Eólica, turbina eólica, estimativa de energia

# ANALYSIS OF METEOROLOGICAL AND STRUCTURAL ASPECTS IN THE ENERGY PRODUCTION IN WIND FARMS

Author: Carolina Caheté Silva
Advisers: Naum Fraidenraich
Everaldo Alencar do N. Feitosa

## ABSTRACT

The main aim of this work is to present and analyse the appropriate methodology for the quantification of the electricity generated by wind farms.

All the aspects involved in the maximization of the generated electricity are emphasized:

- Aspects related to wind parameters
- Aspects related to topography
- Aspects related to the structural dynamics of the wind turbine

Comparison between results based on the methodology presented in this work and practical measurements made in the turbine OWW 250 is presented in terms of electricity generation.

The importance of the precision of the topographical map is presented. Based on the methodology and real data, errors in order of 25% can be found in wind farms located in complex terrain.

Also, the definition of the "exclusion zones" of wind turbines is presented. The importance of this aspect is based on the fact of the tendency of the use of the technology of "variable rotational speed" wind turbines. Measurements results are also presented.

Keywords: Wind energy, wind turbine, energy production

# SUMÁRIO

**1 INTRODUÇÃO 12**

**1.1 A ENERGIA EÓLICA NA ATUALIDADE 12**

**1.2 ESTUDO DA VIABILIDADE DE UMA CENTRAL EÓLICA 19**

**1.3 JUSTIFICATIVA 20**

**1.4 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO 20**

**1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO 22**

**2 ASPECTOS METEOROLÓGICOS 23**

**2.1 PARÂMETROS EÓLICOS 23**

2.1.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DE VENTO 24

2.1.2 PERFIL DE VELOCIDADE DE VENTO 25

2.1.3 VENTO EXTREMO 26

2.1.4 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL 27

2.1.5 TURBULÊNCIA 28

2.1.6 MASSA ESPECÍFICA DO AR 30

**2.2 SISTEMA DE MEDIÇÃO 31**

2.2.1 TIPOS DE ANEMÔMETROS 34

2.2.2 INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS 37

2.2.3 LOCALIZAÇÃO DA TORRE DE MEDIÇÃO 41

**2.3 TRATAMENTO DOS PARÂMETROS EÓLICOS 42**

**2.4 ASPECTOS TOPOGRÁFICOS 46**

2.4.1 COMPRIMENTO DE RUGOSIDADE 47
2.4.2 RELEVO SIMPLES 50
2.4.3 RELEVO COMPLEXO 50
2.4.4 DESEMPENHO DE TURBINAS EÓLICAS EM FLUXOS INCLINADOS 56
**2.5 LOCALIZAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS 57**
2.5.1 EFEITO ESTEIRA 58
**2.6 CÁLCULO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA 61**
2.6.1 ANÁLISE DE INCERTEZAS 63
2.6.2 ANÁLISE DE PERDAS 66
**2.7 ANÁLISE / COMPARAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA DA TURBINA OWW-250 67**
2.7.1 COMPARAÇÃO DA ESTIMATIVA COM DADOS MEDIDOS 72
2.7.2 ANÁLISE DAS INCERTEZAS 73
**2.8 ANÁLISE DE MODELO TOPOGRÁFICO 74**
2.8.1 PARÂMETROS MEDIDOS NA TORRE DE REFERÊNCIA (A) 75
2.8.2 ASPECTOS TEÓRICOS E METODOLOGIA PARA PREVISÃO DE VENTO NA TORRE ALVO (B) 77
2.8.3 INFLUÊNCIA DAS DIMENSÕES DA ÁREA DE ANÁLISE NA PRECISÃO DA PREVISÃO DO VENTO NA TORRE ALVO (B) 79
2.8.4 INFLUÊNCIA DA DISTÂNCIA ENTRE CURVAS DE NÍVEL NA PREVISÃO DO VENTO NA TORRE ALVO (B) 81
**3 ASPECTOS ESTRUTURAIS 87**

**3.1 FILOSOFIA DE PROJETO RÍGIDO VERSUS FLEXÍVEL 88**

**3.2 COMPORTAMENTO DINÂMICO 91**

**3.3 MEDIÇÕES DAS FREQÜÊNCIAS NATURAIS DE UMA TURBINA EÓLICA 93**

3.3.1 INSTRUMENTAÇÃO UTILIZADA 97

3.3.2 ASPECTOS TÉCNICOS – DETERMINAÇÃO DAS FREQÜÊNCIAS NATURAIS DO CONJUNTO TORRE/ROTOR 100

3.3.3 RESULTADOS 102

**3.4 ZONAS DE EXCLUSÃO 106**

**4 CONCLUSÕES 107**

**5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 109**

**ANEXO A 113**

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 A ENERGIA EÓLICA NA ATUALIDADE

A utilização da energia eólica vem se tornado cada vez mais comum. Com o crescente e freqüente aumento no preço do petróleo, somado à preocupação com os impactos ambientais das fontes não renováveis de energia, a energia eólica, assim como outras fontes renováveis, cresce em ritmo acelerado.

O ano de 2005 foi mais um ano de recorde na utilização de energia eólica no mundo. O crescimento exponencial da energia eólica inclui cada vez mais países, com 58.982 MW instalados no mundo, até dezembro de 2005. Foram instalados 11.310 MW em 2005, depois de 8.300 MW de capacidade adicional em 2004 e 8.100 MW em 2003. A taxa de crescimento global foi de 24% no ano passado, depois de 21% no ano de 2004. Com este crescimento contínuo, se espera que em 2010 a capacidade instalada mundial seja de 120.000 MW (WWEA, 2005). Hoje, 1% da energia gerada mundialmente é de energia eólica, com algumas países e regiões chegando a mais de 30% (Norte da Alemanha e Norte da Dinamarca). A figura 1.1 apresenta a evolução da energia eólica no mundo (em capacidade instalada).

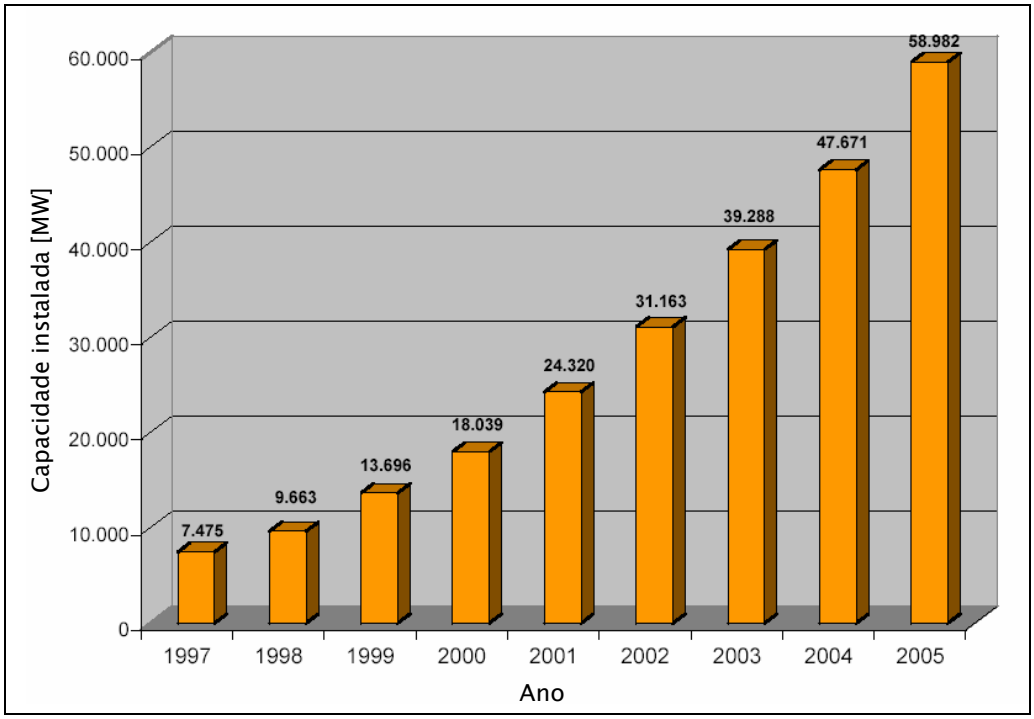



*Figura 1.1 – Gráfico da evolução da capacidade instalada mundial de energia eólica (WWEA, 2005)*

O setor eólico emprega mais de 235.000 pessoas em todo o mundo, a maioria em trabalhos altamente qualificados em diversas áreas da energia eólica, como fabricação, serviços técnicos e financeiros, engenharia e pesquisa.

No ano de 2005, o processo de diversificação no mercado da energia eólica continuou: onze países aumentaram para mais de 1.000 MW de capacidade instalada, sete deles na Europa (Alemanha, Espanha, Dinamarca, Itália, Inglaterra, Holanda), três na Ásia (Índia, China e Japão) e Estados Unidos. Dois anos atrás, apenas cinco países tinham mais de 1.000 MW de capacidade instalada. Ao mesmo tempo, a divisão dos cinco maiores mercados – Alemanha, Espanha, EUA, Índia e Dinamarca – na capacidade instalada total passou de 82% em 2003 e 79% em 2004 para 77% em 2005. A tabela 1.1 apresenta a capacidade instalada adicional e total para 2005, de diversos países do mundo.

*Tabela 1.1 – Capacidade instalada de energia eólica no mundo (WWEA, 2005)*

| País | Capacidade adicional em 2005 [MW] | Capacidade total instalada no fim de 2005 [MW] |
|---|---|---|
| Alemanha | 1798,8 | 18.427,5 |
| Espanha | 1764,0 | 10.027,0 |
| EUA | 2424,0 | 9.149,0 |
| Índia | 1430,0 | 4.430,0 |
| Dinamarca | 4,0 | 3.128,0 |
| Itália | 452,4 | 1.717,4 |
| Reino Unido | 465,0 | 1.353,0 |
| China | 496,0 | 1.260,0 |
| Holanda | 141,0 | 1.219,0 |
| Japão | 143,8 | 1.040,0 |
| Portugal | 500,0 | 1.022,0 |
| Áustria | 213,0 | 819,0 |
| França | 371,2 | 757,2 |
| Canadá | 239,0 | 683,0 |
| Grécia | 100,3 | 573,3 |
| Austrália | 193,0 | 572,0 |
| Suécia | 57,9 | 509,9 |
| Irlanda | 157,1 | 496,0 |
| Noruega | 0,0 | 270,0 |
| Nova Zelândia | 0,1 | 168,2 |
| Bélgica | 72,4 | 167,4 |
| Egito | 0,0 | 145,0 |
| Coréia do Sul | 96,6 | 119,1 |
| Taiwan | 90,0 | 103,0 |
| Finlândia | 0,0 | 82,0 |
| Polônia | 10,0 | 73,0 |
| Ucrânia | 4,2 | 73,0 |
| Costa Rica | 0,0 | 69,9 |
| Marrocos | 10,1 | 64,0 |
| Luxemburgo | 0,0 | 35,3 |
| Irã | 6,6 | 31,6 |
| Estônia | 27,4 | 30,4 |
| Filipinas | 0,0 | 29,0 |

| País | Capacidade adicional em 2005 [MW] | Capacidade total instalada no fim de 2005 [MW] |
|---|---|---|
| **Brasil** | **4,8** | **28,6** |
| República Tcheca | 11,5 | 28,0 |
| Argentina | 1,2 | 26,8 |
| Letônia | 0,0 | 26,7 |
| Jamaica | 0,0 | 20,7 |
| Turquia | 0,0 | 20,6 |
| Tunísia | 0,0 | 20,0 |
| Colômbia | 0,0 | 19,5 |
| Guadalupe | 0,0 | 19,3 |
| Hungria | 13,8 | 17,0 |
| África do Sul | 0,0 | 16,6 |
| Rússia | 3,2 | 14,0 |
| Curaçao | 0,0 | 12,0 |
| Suíça | 2,9 | 11,6 |
| Bulgária | 0,0 | 10,0 |
| Israel | 0,0 | 7,0 |
| Lituânia | 0,0 | 7,0 |
| Croácia | 0,0 | 6,0 |
| Eslováquia | 0,0 | 5,0 |
| Ilhas Faroe | 3,9 | 4,1 |
| Cabo Verde | 0,0 | 2,8 |
| Nigéria | 0,0 | 2,2 |
| México | 0,0 | 2,2 |
| Chile | 0,0 | 2,0 |
| Cuba | 0,0 | 1,8 |
| Jordânia | 0,0 | 1,5 |
| Belorússia | 0,0 | 1,1 |
| România | 0,3 | 0,9 |
| Síria | 0,0 | 0,8 |
| Eritrea | 0,8 | 0,8 |
| Peru | 0,0 | 0,7 |
| Namíbia | 0,2 | 0,3 |
| Uruguai | 0,0 | 0,2 |
| **Total** | **11.310,3** | **58.981,6** |

Como apresentado na tabela, o Brasil possui hoje 28,6 MW de capacidade instalada em energia eólica. Muito pouco comparado a países do tamanho do Brasil. As centrais eólicas em operação são apresentadas na tabela 1.2 e a localização destas centrais no mapa do Brasil pode ser vista na figura 1.2.

*Tabela 1.2 – Centrais eólicas em operação no Brasil*

| | **Capacidade Instalada** | **Central Eólica** | **Município** |
|---|---|---|---|
| 1 | 225 kW | Turbina eólica de Fernando de Noronha | Fernando de Noronha – PE |
| 2 | 225 kW | Turbina eólica de Olinda | Olinda – PE |
| 3 | 1 MW | Central eólica do Morro do Camelinho | Gouveia – MG |
| 4 | 1,8 MW | Central eólica de Macau | Macau – RN |
| 5 | 2,5 MW | Central eólica de Palmas | Palmas – PR |
| 6 | 5 MW | Central eólica de Taíba | São Gonçalo do Amarante – CE |
| 7 | 10 MW | Central eólica de Prainha | Aquiraz – CE |
| 8 | 2,4 MW | Central eólica do Mucuripe | Fortaleza – CE |
| 9 | 4,8 MW | Parque eólico do Horizonte | Água Doce – SC |
| 10 | 0,6 MW | Central eólica de Bom Jardim | Bom Jardim da Serra – SC |

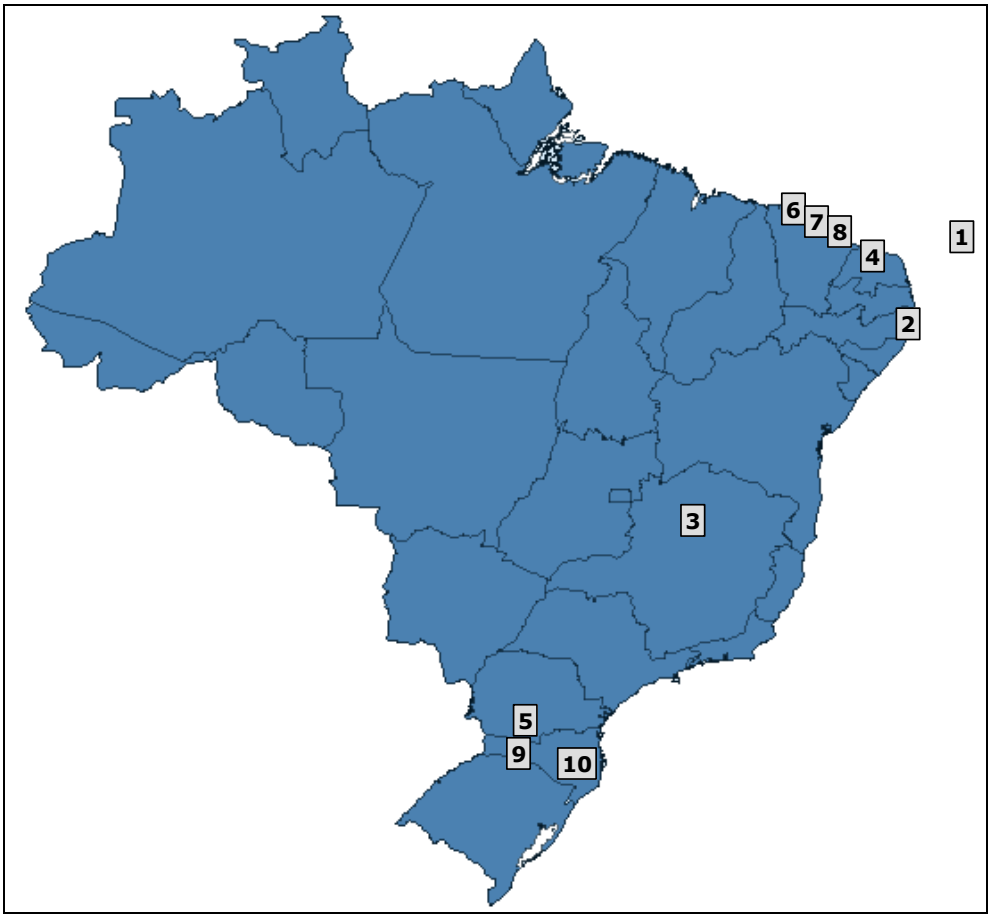



*Figura 1.2 – Centrais eólicas em operação no Brasil*

O potencial eólico do Brasil é muito superior à maioria dos países com grande geração de energia eólica. Em dezembro de 2002, o Centro Brasileiro de Energia Eólica apresentou o *Panorama do Potencial Eólico no Brasil (*Feitosa et al., 2002). Esta publicação que contém os resultados do desenvolvimento de um atlas eólico para o Brasil, baseado em simulações atmosféricas com modelos de mesoescala e microescala, mostra o grande potencial eólico brasileiro. A figura 1.3 apresenta o atlas eólico brasileiro.

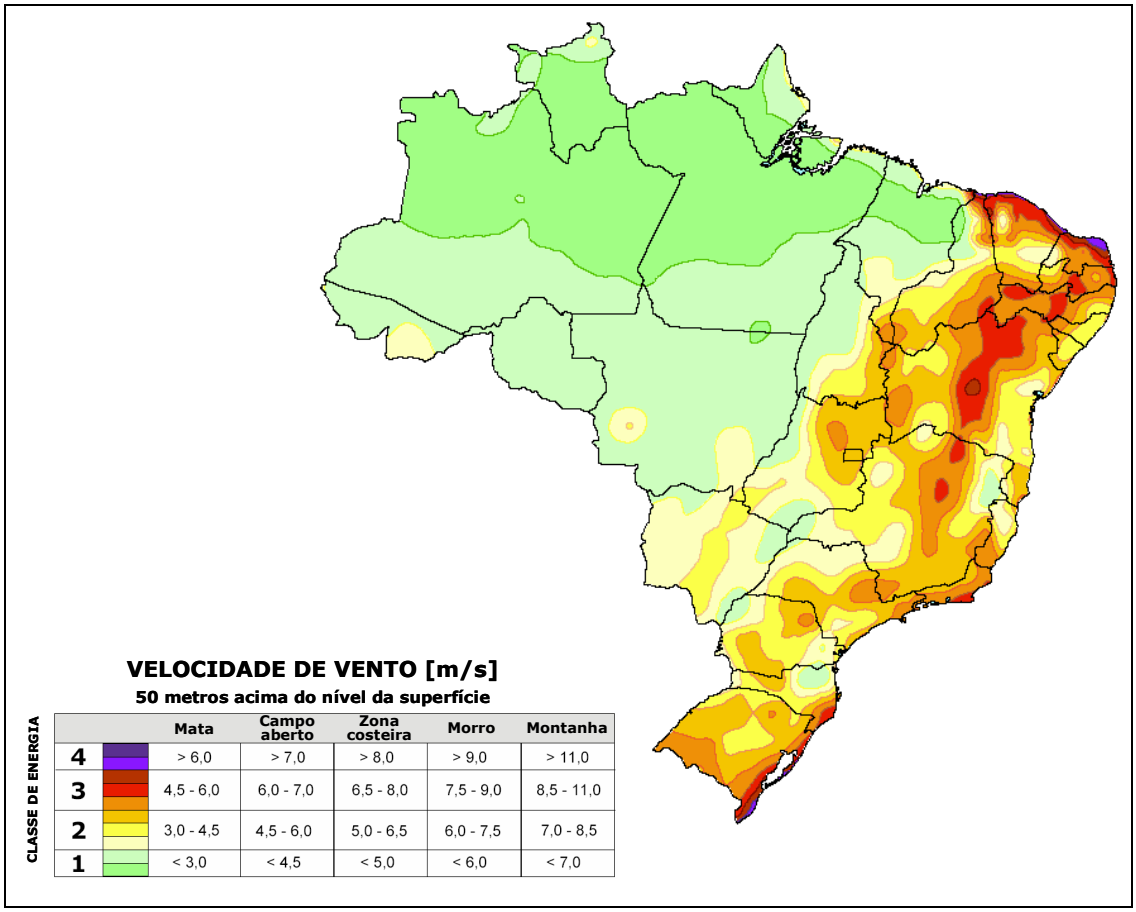



*Figura 1.3 – Atlas eólico brasileiro*

Pode-se perceber claramente na figura que na região Nordeste e na região Sul se concentram as melhores jazidas de vento do Brasil. Cabe acrescentar que, estão previstos para os anos de 2006 e 2007 a instalação de 1.423 MW no Brasil, principalmente nas áreas mencionadas. A instalação destas centrais eólicas conta com um programa de incentivo do governo federal.

O PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas foi criado pela lei Nº 10.438 de 26 de abril de 2002. Nesta lei era prevista a contratação de 3.300 MW de energia renovável, igualmente distribuída por: Eólica, biomassa e PCH (Pequenas Centrais Hidroelétricas), na sua primeira fase. A contratação obedeceu aos critérios adotados pelo MME e Eletrobrás. Um dos critérios estabelecidos pela lei previa a contratação de outras fontes desde que uma delas não atingisse o

montante previsto (1.100 MW). Como a contratação de biomassa não alcançou os 1.100 MW, houve uma redistribuição, e a energia eólica atingiu os 1.423 MW mencionadas anteriormente. A distribuição dos projetos contratados é apresentada na figura 1.4.

*Figura 1.4 – Projetos contratados pela Eletrobrás*

## 1.2 ESTUDO DA VIABILIDADE DE UMA CENTRAL EÓLICA

Para estudar a viabilidade de uma central eólica, devem-se observar os seguintes aspectos: produção de energia, acessos à central eólica, conexão à rede elétrica e viabilidade econômica.

O estudo da produção de energia de uma central eólica é o primeiro aspecto

a ser observado e o mais complexo. Para o cálculo preciso da produção de energia elétrica de uma central eólica são necessários conhecimentos multidisciplinares, envolvendo meteorologia, aerodinâmica, estruturas, entre outros.

## 1.3 JUSTIFICATIVA

A maximização da geração de energia por centrais eólicas é o fator de maior importância para a implantação de centrais eólicas no Brasil e a determinação da real competitividade desta fonte de energia quando comparada com combustíveis fósseis e energia nuclear.

Parâmetros meteorológicos que têm forte influência no cálculo da geração são apresentados nesta dissertação com ênfase a aplicações práticas para o Brasil. Considerações de vento extremo, turbulência, distribuição de Weibull e instalação de equipamentos de medição anemométrica são enfatizados.

A metodologia e as medidas realizadas contribuem para o desenvolvimento de tecnologia nacional em turbinas eólicas.

## 1.4 OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação tem como principal objetivo apresentar metodologias, recomendações e os principais aspectos que envolvem a quantificação precisa da produção de energia de uma central eólica.

Todos os aspectos que podem favorecer a maximização da geração de energia em uma central eólica são explicitados:

- Aspectos relativos aos parâmetros eólicos
- Aspectos topográficos
- Aspectos dinâmicos (características estruturais da turbina)

Devido ao uso atual de turbinas eólicas de rotação variável, a determinação das "zonas de exclusão" de operação em função das características estruturais é apresentada. Medidas experimentais realizadas na turbina OWW 250 (diâmetro: 30m, altura: 30m e potência nominal: 250 kW) foram realizadas.

São apresentados dois estudos de caso aplicando as metodologias desta dissertação. O primeiro estudo de caso tem como objetivo aplicar a metodologia e as recomendações descritas para estimar a produção de energia para a turbina OWW 250 instalada na área de testes do Centro Brasileiro de Energia Eólica e comparar com a produção de energia real medida.

O segundo estudo de caso tem como objetivo apresentar a importância da definição de um modelo topográfico e a influência deste na predição do vento.

O diagrama da figura 1.5 apresenta os parâmetros importantes para análise da geração de energia de centrais eólicas.

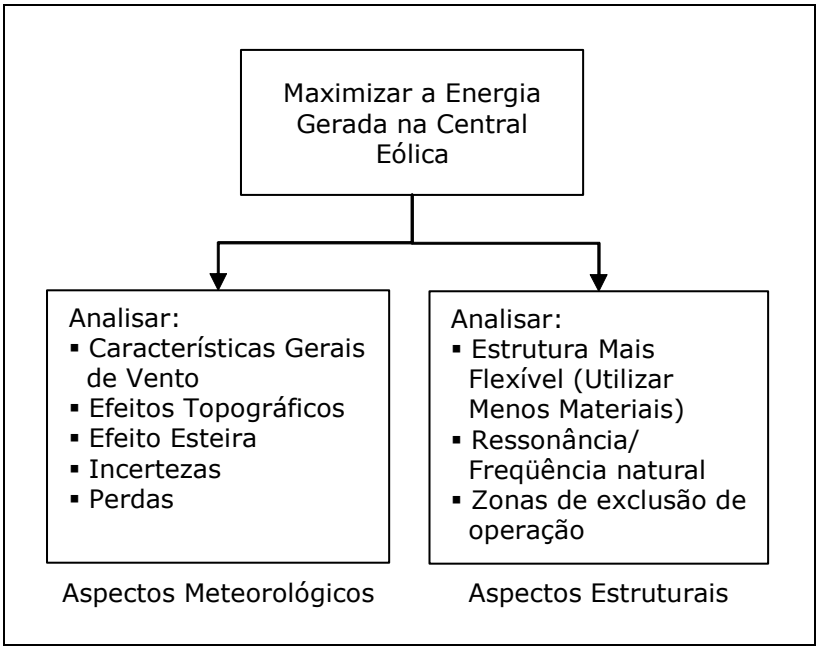



*Figura 1.5 - Diagrama esquemático dos parâmetros importantes para maximizara geração de energia de centrais eólicas*

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O primeiro capítulo apresenta o crescente progresso da energia eólica no mundo e o atual estágio da energia eólica no Brasil.

No capítulo 2 são abordados os aspectos relacionados ao vento, suas características principais e recomendações na medição e tratamento dos dados de vento. São abordados, ainda, os aspectos topográficos e o comportamento do fluxo de vento em diversos tipos de relevos. Neste mesmo capítulo é apresentada a importância da distribuição espacial das turbinas em uma central eólica e a interação entre as mesmas. O método para o cálculo da produção de energia, as incertezas associadas ao cálculo e as perdas de uma central eólica também são apresentados neste capítulo.

O terceiro capítulo apresenta a importância dos aspectos de "dinâmica estrutural" de turbinas eólicas. Devido à tendência de utilização de turbinas "flexíveis" para redução dos custos de investimento, os parâmetros estruturais precisam ser caracterizados para evitar as "zonas de ressonância" ou "zonas de exclusão de operação". Neste capítulo são apresentados, ainda, os resultados de testes experimentais realizados na turbina OWW-250 (diâmetro: 30 m, altura: 30 m e potência nominal: 250 kW) instalada na área de testes do Centro Brasileiro de Energia Eólica.

O capítulo 4 apresenta as conclusões deste trabalho. E no último capítulo são apresentadas as referencias bibliográficas, em ordem alfabética, citadas nesta dissertação.

# 2 ASPECTOS METEOROLÓGICOS

## 2.1 PARÂMETROS EÓLICOS

O vento é o "combustível" da turbina eólica. Para uma estimativa de produção de energia de uma central eólica, o vento é o componente mais importante e deve ser cuidadosamente estudado. Uma vez que a densidade de energia é proporcional ao cubo da velocidade do vento, um erro na medida da velocidade do vento implica em um erro muito maior na estimativa de energia.

O cálculo da produção de energia requer conhecimento das condições de vento do primeiro quilômetro da atmosfera e especialmente dos primeiros cem metros acima da superfície da terra. Esta região é chamada de "camada limite atmosférica", diferenciando-se do resto da atmosfera por sofrer forte influência das condições e características da superfície da terra. Um dos mais importantes efeitos de superfície é que a velocidade do vento no solo é nula e varia com a altura, devido ao atrito presente na mesma. Esta mudança na velocidade do vento com a altura é chamada de gradiente vertical da velocidade do vento. Este gradiente tem uma grande influência na “quantidade” de energia que pode ser extraída pela turbina eólica resultando não só em uma perda relativa de energia, mas, também em um aumento da fadiga nos componentes da turbina.

Quando o vento de uma região é analisado devem-se observar os seguintes aspectos em relação aos parâmetros eólicos:

- Confiabilidade
- Representatividade

Quanto ao aspecto **confiabilidade**, é importante observar a integridade dos dados. Além disso, deve-se analisar a torre de medição e os seus parâmetros de instalação. A norma internacional IEA - *International Electric Agency* define alguns parâmetros importantes em relação à instalação e à interferência da torre no registro dos sensores (IEA, 1999).

Referente ao aspecto **representatividade**, esta deve ser espacial e temporal. Na representatividade espacial é importante observar o quanto estes dados representam o local selecionado para a central eólica. Em muitos casos, quando a central eólica possui muitas turbinas, utiliza-se mais de uma torre de medição. E sob o aspecto de representatividade temporal, é importante mencionar, ainda, que o tratamento dos dados é de fundamental importância no cálculo da estimativa de energia. A sazonalidade da velocidade do vento resulta em uma velocidade média diferente da velocidade de vento média anual.

### 2.1.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DE VENTO

A definição de camada limite atmosférica é dada como sendo a altura na qual o vento não sofre mais o efeito da rugosidade da superfície. O vento nesta altura tem a mesma velocidade e direção que a atmosfera livre e é chamado de vento geostrófico.

A espessura da camada limite atmosférica geralmente varia entre 50 m e 2000 m (FROST, 1979), dependendo das condições de estabilidade e das características da superfície (relevo e rugosidade). Se a superfície é plana e não possui obstáculos como prédios ou árvores, o aumento na velocidade de vento a

partir do zero na superfície é gradual. Portanto, a energia contida no vento aumenta uniformemente com a altura. Habitualmente, é assumido que o vento não perturbado tem um perfil logarítmico ou exponencial.

## 2.1.2 PERFIL DE VELOCIDADE DE VENTO

A hipótese do perfil exponencial é mais simples e requer menor conhecimento do local de instalação da torre. Esta hipótese é geralmente válida para altitudes até 150 m e sobre condições atmosféricas neutras. A equação para gradiente de velocidade de vento exponencial é:

$$\frac{U(z_1)}{U(z_2)} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{\alpha} \qquad (2.1)$$

onde,

$U(z_1)$ e $U(z_2)$ são as velocidades [$LT^{-1}$] à altura $z_1$ e $z_2$ [L], respectivamente

$\alpha$ é o expoente do gradiente de velocidade [-]

Uma expressão mais abrangente para a variação da velocidade com a altura é o perfil logarítmico é:

$$U(z) = \frac{u_*}{\kappa}\left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \psi\right] \qquad (2.2)$$

onde,

$u_*$ é a velocidade de fricção [$LT^{-1}$]

$\kappa$ a constante de Von Kármán [-]

$z_0$ o comprimento de rugosidade [L]

$\psi$ a função de estabilidade atmosférica, positiva para condições instáveis, negativa para estáveis, e nula para neutras [-]

Para a constante de Von Kármán adota-se habitualmente o valor de 0,4. A

determinação do comprimento de rugosidade será detalhada no capítulo 3. A velocidade de fricção é dada pela equação:

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}} \qquad (2.3)$$

onde,

$\tau$ é a tensão de fricção [$ML^{-1}T^{-2}$]

$\rho$ a massa específica do ar [$ML^{-3}$]

A figura 2.1 apresenta o gráfico do perfil de velocidade de vento para condições atmosféricas neutra, instável e estável.

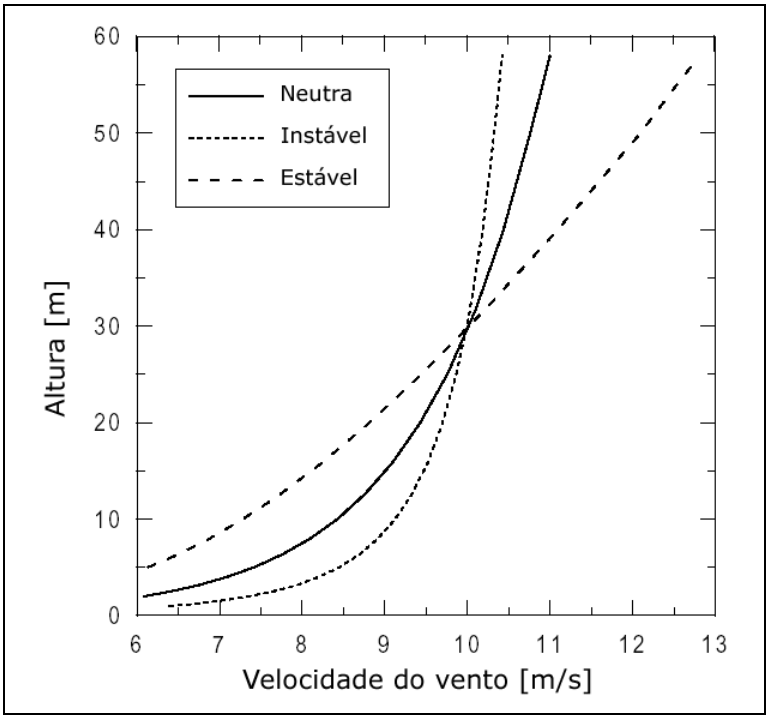



*Figura 2.1 – Gráfico do perfil de velocidade de vento para condições atmosféricas neutra, instável e estável. Adaptado de Petersen et al. (1998)*

## 2.1.3 VENTO EXTREMO

A velocidade de vento que influencia o desempenho da turbina eólica é a velocidade de vento média. Por outro lado, a estrutura da turbina eólica é

bastante afetada pelo valor extremo da velocidade do vento. Velocidades extremas do vento dependem da posição geográfica e das características do relevo e rugosidade do local.

As maiores cargas em turbinas eólicas são causadas por ventos fortes que ocorrem em conexão com diversos fenômenos climáticos. No Brasil, estes fenômenos são muito raros e ocorrem em áreas específicas, no sul do país.

A velocidade de vento extrema é utilizada para determinar a classe de turbina eólica a ser utilizada no projeto.

### 2.1.4 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A freqüência da velocidade de vento pode ser caracterizada em termos de distribuição de probabilidade. A função de distribuição de Weibull (WEIBULL, 1951) tem mostrado ser uma boa representação da variação em médias horárias ou de 10 minutos, sobre um ano de medição, na maioria dos lugares. Esta distribuição tem a forma:'

$$f(U) = \frac{k}{C}\left(\frac{U}{C}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{U}{C}\right)^{k}\right) \qquad (2.4)$$

onde,

f(U) é a função densidade de probabilidade da velocidade de vento [%]

C o parâmetro de escala de Weibull [$LT^{-1}$]

k o parâmetro de forma de Weibull [-]

A figura 2.2 apresenta um exemplo da distribuição de Weibull.

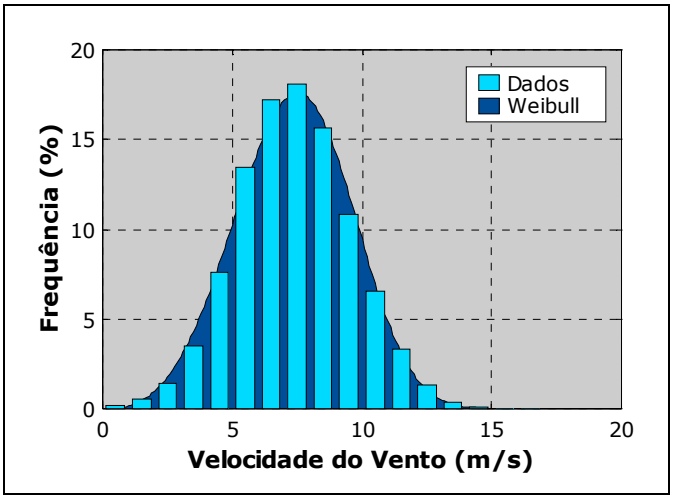



*Figura 2.2 – Distribuição de Weibull*

## 2.1.5 TURBULÊNCIA

O termo turbulência se refere a flutuações na velocidade do vento em um tempo relativamente curto. A turbulência é gerada principalmente de duas formas: fricção do vento no solo, que depende dos efeitos topográficos locais, e efeito térmico, que move verticalmente a massa de ar.

A turbulência é claramente um processo complexo e não pode ser representado simplesmente em termos de uma equação determinística. Obviamente poderia ser obtida a partir de certas leis físicas, como as leis de conservação de massa, momento e energia. Entretanto, a fim de descrever a turbulência usando estas leis é necessário conhecer a temperatura, pressão, densidade, viscosidade e umidade do ar, assim como o movimento do ar nas três dimensões. É então possível formular um conjunto de equações diferenciais parciais não lineares descrevendo o processo, e em princípio o progresso da turbulência poderia ser inferido pela integração destas equações no tempo, sujeitas a certas condições de contorno, e estabelecidas as condições iniciais. Na prática, o processo pode ser descrito como "caótico", no qual pequenas diferenças

nas condições iniciais ou de contorno podem resultar em grandes diferenças nas predições após um tempo relativamente curto. Por esta razão, é mais freqüente representar a turbulência em termos de propriedades estatísticas.

Existem muitos índices estatísticos de turbulência que podem ser utilizados, dependendo da aplicação.

A variação turbulenta da velocidade do vento é tipicamente expressa em termos do desvio padrão da flutuação da velocidade medida durante 10 minutos ou 1 hora, normalizada pela velocidade de fricção ou pela velocidade do vento. A intensidade de turbulência, I [-], medida do nível de turbulência, é definida como:

$$I = \frac{\sigma}{U} \qquad (2.5)$$

onde,

$\sigma$ é o desvio padrão da velocidade de vento [$LT^{-1}$]

U a velocidade de vento média [$LT^{-1}$], usualmente média horária ou de 10 minutos.

A presença de uma turbina eólica influencia o fluxo do vento localmente, e a turbulência a jusante é maior que a turbulência a montante. A este fenômeno dá-se o nome de efeito esteira. Este efeito deve ser considerado, principalmente ao se tratar de centrais eólicas com turbinas alinhadas em fileiras, uma atrás da outra. Isto será tratado com mais detalhe posteriormente.

O método de Frandsen (DNV/RISØ, 2001) pode ser usado para calcular o efeito da turbulência na esteira. Por este método, a intensidade de turbulência do fluxo livre é modificada pela intensidade de turbulência da esteira e resulta em uma intensidade de turbulência total, dada pela equação:

$$I_{Total} = \sqrt{I^2 + I_{Est}^2} \qquad (2.6)$$

onde,

$I_{Total}$ é a intensidade de turbulência total [-]

$I_{Est}$ a intensidade de turbulência na esteira de uma turbina eólica que pode ser encontrada pela equação [-]:

$$I_{Est} = \sqrt{\frac{kC_t}{d^2}} \qquad (2.7)$$

onde,

$C_t$ é o coeficiente de empuxo (*thrust*) da turbina eólica [-]

d a distância da turbina medida em números de diâmetros do rotor [-]

k um parâmetro de configuração, que possui o valor de 0,4 para a maioria dos casos [-].

## 2.1.6 MASSA ESPECÍFICA DO AR

A massa específica do ar é definida como:

$$\rho_{ar} = \frac{m_{ar}}{V_{ar}} \ [ML^{-3}] \qquad (2.8)$$

onde,

$m_{ar}$ é a massa do ar [M]

$V_{ar}$ o volume do ar [$L^3$]

A potência disponível no vento é diretamente proporcional à massa específica do ar, segundo a equação (ROHATGI, 1994):

$$P = \frac{1}{2}\rho A U^3 \ [ML^2T^{-3}] \qquad (2.9)$$

onde,

A é a área varrida pelo rotor

No entanto, esta relação não pode ser diretamente utilizada na geração de

energia pela turbina eólica. Para uma turbina com controle por estol, esta relação torna-se ainda mais difícil de ser determinada, uma vez que se deve ajustar o ângulo de passo para cada velocidade, alterando-se as configurações iniciais do rotor.

O ideal é que a curva de potência seja medida em um local no qual a massa específica do ar seja a mesma do local de instalação das turbinas.

## 2.2 SISTEMA DE MEDIÇÃO

Existem várias recomendações em relação à instalação dos sistemas de medição de vento. A norma internacional IEA dedica um volume apenas para estas recomendações. O objetivo das recomendações é sempre evitar erros de medição e minimizar as incertezas.

As medições na velocidade de vento devem ser realizadas, quando possível, à mesma altura do cubo do rotor da turbina eólica que se pretende instalar. Desta forma minimiza-se o erro no cálculo da extrapolação vertical. Além desta medida, deve-se realizar mais uma ou duas medidas (à meia altura ou um terço e dois terços da altura) para conhecer a variação da velocidade de vento com a altura e verificar possíveis efeitos de aumento na velocidade de vento a certa altura (causada por obstáculos ou efeitos topográficos). A medição da direção de vento também deve ser realizada à mesma altura do rotor da turbina e mais uma medida à meia altura ou dois terços da altura. A utilização de medições a mais de uma altura também é importante do ponto de vista da confiabilidade dos dados de vento. Os dados devem ser comparados a varias alturas para verificar possíveis falhas no equipamento.

Uma torre de medição anemométrica padrão deve conter os seguintes

equipamentos:

- Anemômetros
- Sensores de direção
- Sensor de temperatura
- Anemógrafo
- Pára-raios

Os anemômetros são utilizados para medir a velocidade do vento, os sensores de direção medem a direção do vento e o sensor de temperatura mede a temperatura do ar. Adicionalmente pode-se instalar um sensor de pressão, no entanto a pressão pode ser avaliada a partir da altitude do local, não sendo, portanto, imprescindível a utilização deste.

O anemógrafo é um sistema de processamento e armazenamento de dados. Os sensores (anemômetros, sensores de direção e temperatura) são conectados ao anemógrafo através de cabos blindados e seus terminais devem ser protegidos para evitar a oxidação dos mesmos. Os sensores enviam as informações para o anemógrafo que processa os dados e armazena os valores máximos, mínimos e médios em um cartão de memória integrado ao anemógrafo.

A figura 2.3 apresenta um modelo de torre de medição e seus equipamentos.

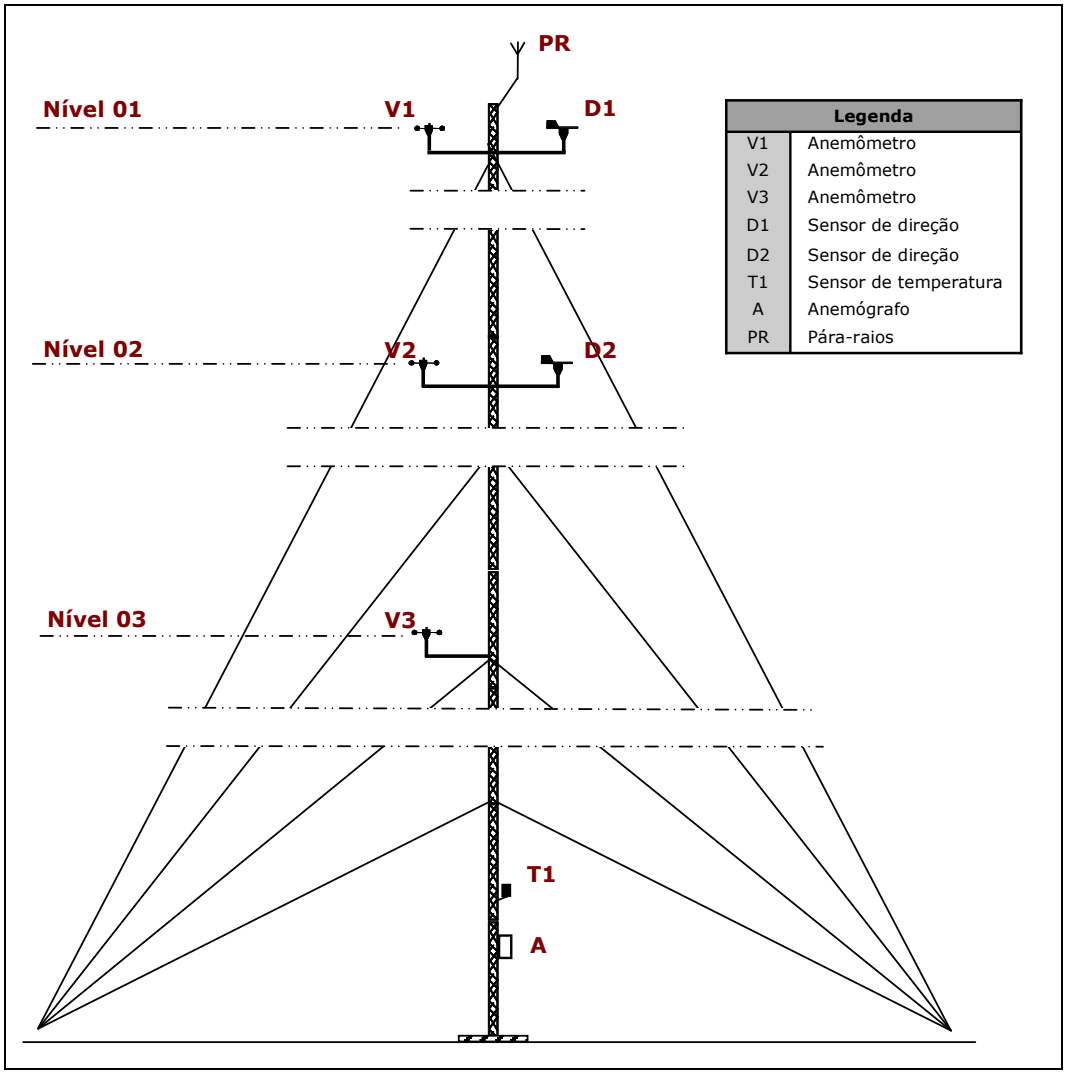



*Figura 2.3 - Exemplo de sistema de medição*

No que se refere à torre propriamente dita, esta pode ser tubular ou treliçada. A norma IEA não recomenda o tipo de torre, no entanto a torre treliçada oferece algumas vantagens em relação à torre tubular. A facilidade no acesso ao topo da torre é uma grande vantagem, pois permite a troca dos sensores em caso de defeito ou manutenção, sem a necessidade de desmontagem da torre para isso.

## 2.2.1 TIPOS DE ANEMÔMETROS

A medida da velocidade de vento é usualmente realizada utilizando anemômetro de copos, como apresentado na figura 2.4. O anemômetro de copos possui um eixo vertical e três copos que detêm o vento. O número de revoluções por minuto é registrado eletronicamente e este sinal é convertido e enviado ao sistema computadorizado que processa e armazena os dados coletados, chamado anemógrafo.

Este tipo de anemômetro é o mais utilizado por ter o melhor relação custo-benefício entre os outros tipos de anemômetro.

*Figura 2.4 – Anemômetro de copos (NRG SYSTEMS, 2005)*

Normalmente, o anemômetro é utilizado em conjunto com o sensor de direção para medir a direção do vento. No lugar de copos, os anemômetros podem ter hélices, este tipo é conhecido como anemômetro de propulsão. A figura 2.5 apresenta um anemômetro de propulsão que combina um anemômetro com sensor de direção.

*Figura 2.5 – Anemômetro de propulsão (COMPTUS, 2006)*

Outros tipos de anemômetro incluem o anemômetro ultra-sônico, o anemômetro de fio quente, o anemômetro de tubo e o anemômetro a laser.

O anemômetro ultra-sônico mede a diferença de tempo entre uma onda ultra-sônica através do ar e um sinal de referência. O movimento do ar produz uma diferença de fase na onda que adianta ou retarda o sinal relativo à referência. A figura 2.6 apresenta um anemômetro ultra-sônico.

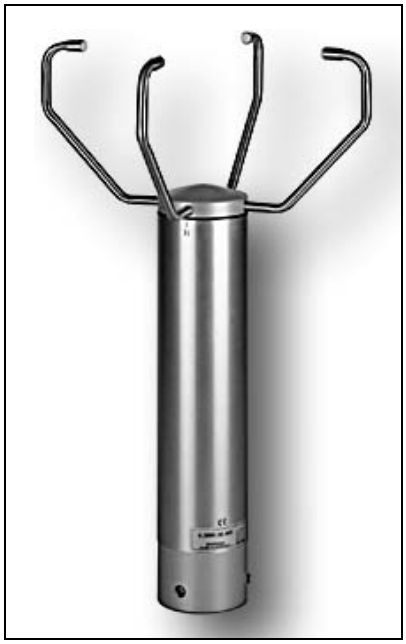


*Figura 2.6 – Anemômetro ultra-sônico 2D (ENERCORP, 2006)*

O anemômetro de fio quente detecta a velocidade de vento através da diferença de temperatura entre as duas extremidades do fio. O vento ao passar pelo fio diminui a temperatura, por transferência convectiva de calor. A figura 2.7 apresenta um anemômetro de fio quente.

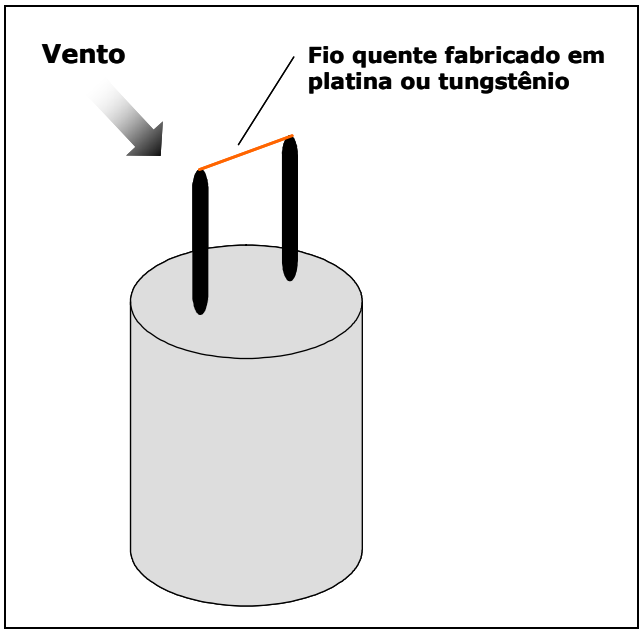



*Figura 2.7 – Anemômetro de fio quente*

No anemômetro de tubo, a medida da velocidade de vento é realizada através da altura do líquido de um tubo no formato J ou U, que tem em uma das extremidades uma curva na direção horizontal do vento e a outra é aberta para a passagem do vento. O vento ao passar pelo tubo, cria um vácuo devido ao efeito de Bernoulli. A altura do líquido pode ser registrada com um flutuador conectado a um medidor. A figura 2.8 apresenta um anemômetro de tubo.

*Figura 2.8 – Anemômetro de tubo (MUNRO GROUP, 2006)*

O anemômetro a laser emite um feixe monocromático que, ao incidir nas partículas suspensas no ar (como poeira, gotículas de água, pólen, etc.), retorna para o receptor que registra velocidade e direção pelo efeito *Doppler*. Este sensor possui a vantagem de não precisar de torre para instalação deste equipamento. A figura 2.9 apresenta um anemômetro a laser.

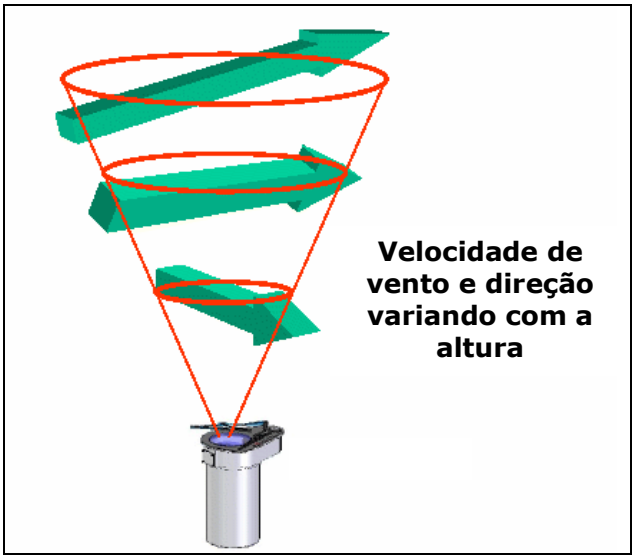



*Figura 2.9 – Anemômetro a laser*

## 2.2.2 INSTALAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

A instalação dos equipamentos também deve seguir as recomendações para

minimizar os efeitos de sombreamento da torre na medição.

Os anemômetros e sensores de direção devem ser fixados à torre por meio de hastes rígidas, para que não haja vibração nos sensores e que esta não interfira na medição dos dados. As dimensões destas hastes também devem seguir recomendações da IEA. Estas dimensões vão depender do tipo de torre – tubular ou treliçada – e dos parâmetros dimensionais da mesma. A separação entre a torre e os sensores deve refletir o nível de incerteza que é considerado aceitável.

Para torres tubulares, a primeira aproximação para a perturbação do fluxo nas proximidades da torre, mas não para a jusante da torre, pode ser obtida pela simples teoria de fluxo potencial. Entretanto, este apresenta um resultado não-conservativo e a teoria de Navier-Stokes (IEA, 1999), embora mais complexa, apresenta resultados bem mais exatos. A figura 2.10 apresenta um exemplo da interferência da torre tubular na medida da velocidade do vento utilizando a análise bidimensional de Navier-Stokes.

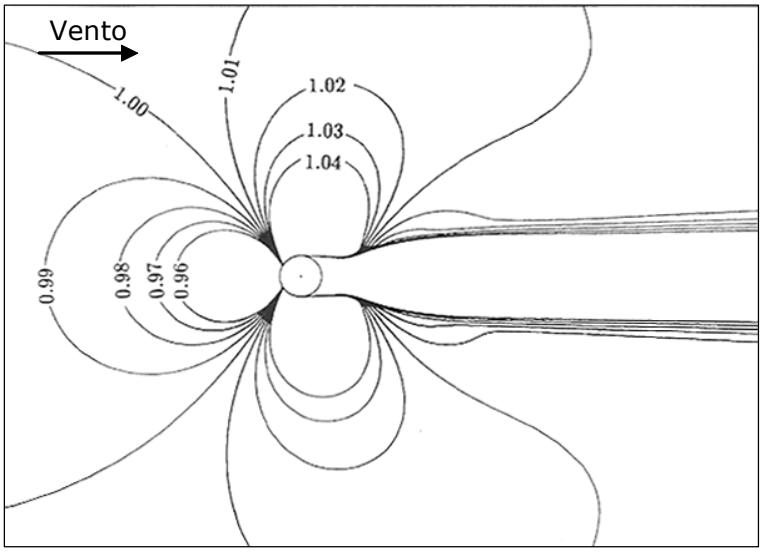



*Figura 2.10 – Isolinhas de velocidade para torres tubulares (IEA, 1999)*

A análise do fluxo através de torres treliçadas é um pouco mais complexa e

pode ser realizada a partir da combinação da teoria de Navier-Stokes e do modelo aerodinâmico do disco atuador (HANSEN E PEDERSEN, 1999). O grau de perturbação do fluxo de ar pela torre é determinado em função dos parâmetros dimensionais da torre, do coeficiente de arrasto dos componentes da torre, do ângulo de incidência do vento na torre e da separação do ponto de medição à torre. A representação bidimensional horizontal de uma torre treliçada e os principais parâmetros dimensionais são apresentados na figura 2.11.

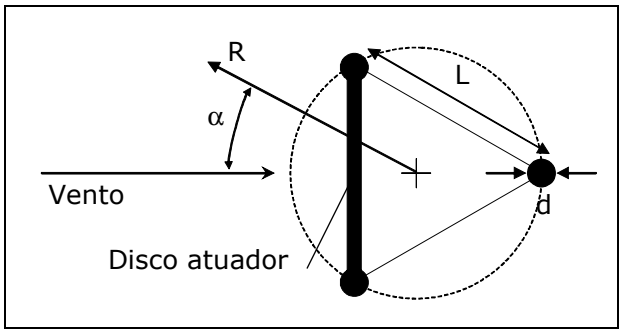



*Figura 2.11 – Representação bidimensional horizontal de uma torre treliçada*

A figura 2.12 apresenta um gráfico de isolinhas de velocidade de vento, mostrando a interferência da torre treliçada na medida da velocidade, usando a teoria de Navier-Stokes combinada com o modelo aerodinâmico do disco atuador.

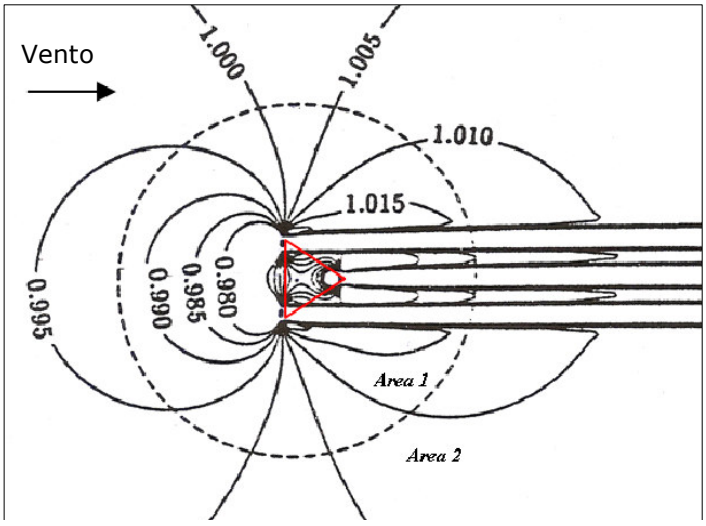



*Figura 2.12 – Isolinhas de velocidade de vento para torres treliçadas (IEA, 1999)*

A figura 2.10 e a figura 2.12 indicam o nível de interferência das torres na velocidade de vento, estando o vento incidindo conforme a seta indicativa na figura. No entanto, esta hipótese é válida apenas para direções de vento constantes, o que seria, então, um caso hipotético. Portanto, deve-se considerar outras recomendações em relação a distâncias e posicionamento dos sensores. No intuito de minimizar a interferência da torre no sinal do anemômetro ou sensor de direção, estes equipamentos devem ser separados da torre por uma distância mínima e posicionados onde a isolinha de interferência tenha o valor mais próximo da unidade, utilizando a direção predominante do vento como direção de referência.

A norma IEA (1999) recomenda que para torres tubulares[1], e um erro de 0,5%, a distância mínima seja de 8,5 vezes o diâmetro da torre, medidos a partir do centro da torre.

Para torres treliçadas[2], e um erro de 0,5%, a distância deve ser no mínimo 5,7 vezes o diâmetro da torre. Recomenda-se, entretanto, que a haste não seja tão maior que esta medida para reduzir vibrações.

Além da distância dos sensores à torre (d), deve-se observar também a distância entre os sensores e a haste (h), para que a mesma não interfira na qualidade dos dados. Testes em túneis de vento demonstram que, para manter a interferência em no máximo 0,5%, a distância entre o sensor e a haste deve estar entre 12 e 15 vezes o diâmetro da haste (IEA, 1999). E se recomenda ainda que a haste tenha secção transversal circular.

---

[1] Utilizando o modelo bidimensional de Navier Stokes e um coeficiente de arrasto (*drag*) de 0,62.

[2] Utilizando o modelo bidimensional de Navier Stokes e um coeficiente de empuxo (*thrust*) de 0,5.

A figura 2.13 apresenta o desenho de uma haste para torres treliçadas e os seus parâmetros construtivos recomendados pela norma IEA.

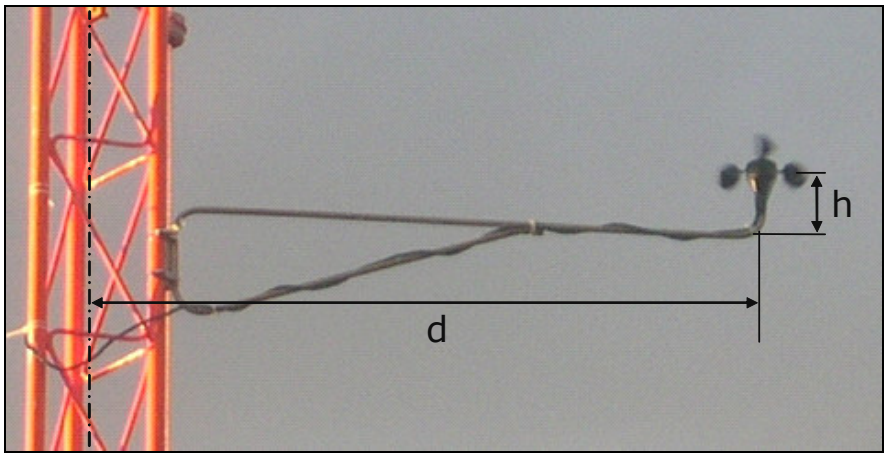



*Figura 2.13 – Haste para fixação de sensores em torres treliçadas*

## 2.2.3 LOCALIZAÇÃO DA TORRE DE MEDIÇÃO

Além das recomendações em relação à instalação dos equipamentos e sistema de medição, outro aspecto muito importante a ser considerado é a localização da torre de medição.

Deve-se observar primeiramente a proximidade de obstáculos no terreno. Além de modificar a velocidade de vento, estes podem também causar um aumento na turbulência do vento medido. Um outro fator importante a ser observado é a representatividade da área. A localização da torre de medição deve ficar o mais próximo possível da localização das turbinas eólicas a serem instaladas, observando os aspectos de rugosidade e elevação.

Em alguns casos, como terreno complexo e centrais eólicas com várias turbinas, deve-se utilizar mais de uma torre de medição. É importante que uma das torres de medição se mantenha fixa por pelo menos um ano e as outras torres podem variar sua localização de acordo com a necessidade. Para terrenos simples recomenda-se utilizar não mais que 2 km de distância entre a torre e a turbina

mais distante; 1 km para terrenos moderadamente complexos; e 0,5 km para terrenos complexos (Smith, 2004).

## 2.3 TRATAMENTO DOS PARÂMETROS EÓLICOS

Para utilização dos parâmetros eólicos, os dados medidos devem ser validados. Os dados de ventos podem ser validados, primeiramente, de forma automática, seguida de uma revisão manual. Na validação automática são executadas rotinas computacionais pré-determinadas de inspeção para identificar todos os registros suspeitos associados a grande parte dos problemas operacionais comuns e conhecidos. Na validação manual faz-se uma revisão de todos os registros marcados como suspeitos e depois é tomada a decisão para a eliminação desses registros.

As rotinas de validação automática são designadas para testes de triagem em cada parâmetro de medição em busca de valores suspeitos ou inconsistentes. Estes testes representam o coração do processo de validação e consistem em três critérios:

- Critério 1: *Faixa de operação dos sensores* - Este é o mais simples dos testes de validação. Cada registro de cada parâmetro de vento é comparado aos limites admissíveis inferior e superior do respectivo instrumento de medida (sensor).

  Este teste de validação é utilizado para identificar registros inconsistentes relacionados a problemas operacionais no anemógrafo e sensores, além de erros de gravação e leitura dos "datachips".
- Critério 2: *Registros consecutivos* - Este teste de validação consiste em identificar ocorrências de registros do mesmo valor em períodos

consecutivos de um dia. Cada valor de registro é comparado aos valores de uma seqüência imediatamente consecutiva contendo 144 registros de 10 minutos ou 24 registros de 60 minutos.

Este teste de validação é eficiente para a identificação de sensores inoperantes, descontinuidade total dos sinais dos sensores e interrupção no movimento de rotação dos anemômetros e sensores de direção.

- Critério 3: *Teste relacional* - Este teste de validação se baseia na comparação entre o valor avaliado e um valor relacionado, calculado a partir de outros parâmetros de medição. Este teste é executado apenas para os registros de médias dos anemômetros.

  Cada registro de velocidade é comparado a um valor de teste obtido a partir de outro dado a diferentes alturas e aplicado na lei do perfil logarítmico. Para a admissão, o registro testado deverá estar contido em:

  $$U_{rel} - t < U_{med} \leq U_{rel} + t \qquad (2.10)$$

  onde,

  $U_{med}$ é a velocidade de vento medida $[LT^{-1}]$

  $U_{rel}$ a velocidade de vento a ser relacionada $[LT^{-1}]$

  t a tolerância entre o valor medido e o relacionado, usualmente o valor 2 ou 3 é assumido para esta constante $[LT^{-1}]$

  O valor do expoente do gradiente vertical de velocidade é calculado a partir das médias aritméticas de duas seqüências de registros de velocidade em duas diferentes alturas.

  Este teste de validação é utilizado para identificar problemas como o de descontinuidades intermitentes do sinal e alguns casos de desgaste

natural dos anemômetros.

Após a execução das rotinas de validação automática, os dados de vento são submetidos a uma validação manual.

A validação manual pode identificar alguns problemas incomuns, que não são acusados por qualquer dos critérios apresentados. Em casos especiais, como o desconhecimento das causas dos erros de uma seqüência de dados, todos os registros da seqüência são eliminados.

O objetivo desses processos de validação é a identificação dos registros inconsistentes mais significantes. Entretanto a filtragem de todos os erros é praticamente impossível, principalmente aqueles associados às condições de montagem dos sensores, à ocorrência de descarga eletromagnética, alguns casos de desgaste natural dos sensores e aumento da resistência elétrica dos cabos dos sensores e terminações.

Após a validação deve-se tratar os dados, isto é, deve-se observar o efeito de sazonalidade do vento, e aplicar uma metodologia adequada para a utilização dos mesmos.

Do ponto de vista da energia eólica, a característica mais notável é a variabilidade do vento. O vento é altamente variável, geograficamente e temporalmente.

A estimativa de produção de energia em uma central eólica é realizada normalmente para um período de um ano. Para calcular esta estimativa, deve-se ter, no mínimo, um ano de medidas de vento. Ou, na pior das hipóteses, pode-se fazer uma correlação com uma torre próxima, desde que a correlação seja satisfatória (coeficiente de correlação > 0,8) e esta torre tenha medidas de ao menos um ano.

No gráfico da figura 2.14 pode-se observar a sazonalidade do vento ao longo de apenas um ano. Isto significa que se houvesse apenas 6 meses de dados para realizar a estimativa de energia, a mesma não seria representativa para um ano.

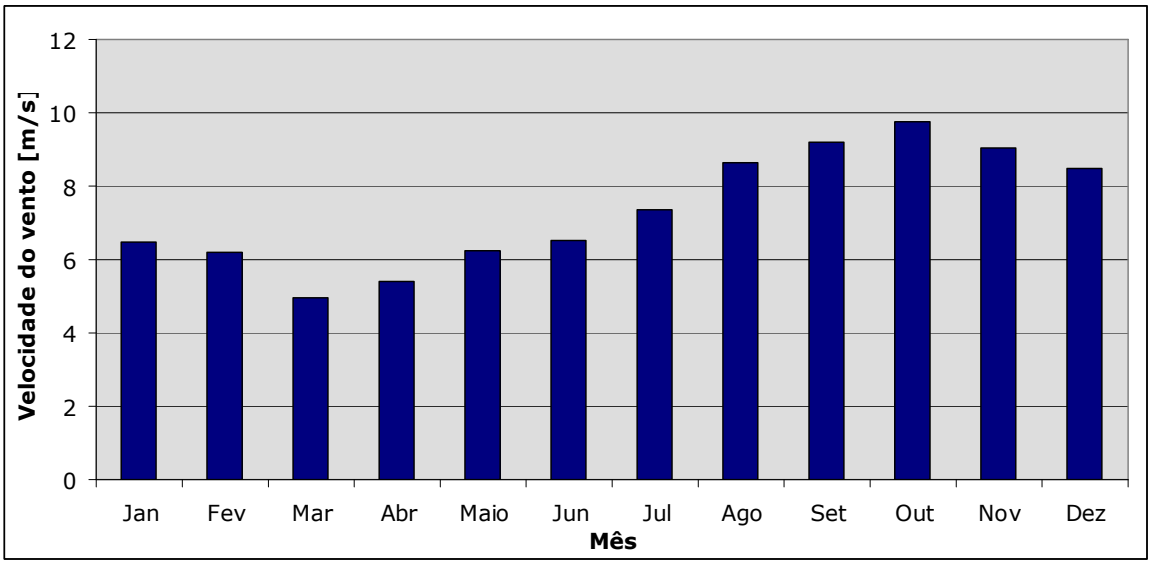



*Figura 2.14 – Gráfico da velocidade de vento anual*

Podem-se citar então duas metodologias para evitar o erro causado pela sazonalidade dos dados de vento, que dependerão do período de medidas válidas para este local.

A primeira metodologia seria utilizar anos completos, ou seja, 1 ano, 2 anos, ou mais (365 dias ou múltiplo). Este método é bem simples, mas exige que se tenham medidas de dados de vento válidas e anos completos, o que nem sempre é possível.

Uma outra metodologia para corrigir o efeito de sazonalidade seria calcular a média ponderada de cada mês do ano e depois tirar uma média dessas médias mensais. Esta média ponderada seria calculada para cada mês, agrupando-se todos os dados referentes ao mês, independente do ano, e calculando-se a média. Então, para calcular a velocidade média do mês de janeiro, utiliza-se a equação:

$$U_{jan} = \frac{\sum_{i=1}^{n} U_{jan,i}}{n} \qquad (2.11)$$

onde,

$U_{jan,i}$ é a velocidade média do mês de janeiro correspondente ao dado i [$LT^{-1}$]

Para os outros meses deve-se proceder da mesma forma. Para calcular a velocidade média anual utiliza-se a equação:

$$U_{anual} = \frac{\sum_{i=1}^{12} U_i}{12} \qquad (2.12)$$

onde,

$U_i$ é a velocidade média mensal do mês i [$LT^{-1}$]

A escolha da metodologia irá depender dos dados de vento disponíveis para a análise.

Cabe acrescentar que a disponibilidade de dados de vento no Brasil é muito restrita e de pouca confiança. Não se tem registros da instalação das torres de medição e as recomendações normalmente não são seguidas, o que acarreta em grandes incertezas.

## 2.4 ASPECTOS TOPOGRÁFICOS

Além dos parâmetros eólicos deve-se destacar a importância da topografia da região para uma boa estimativa de energia. A escolha dos limites necessários para o levantamento topográfico a ser incluído na análise também é de fundamental importância.

O aspecto topográfico inclui em sua denominação a orografia e a rugosidade do terreno. A determinação precisa destes aspectos resulta numa estimativa de

energia com pequena incerteza.

Alguns tipos de relevo possuem características que favorecem a utilização de turbinas eólicas; enquanto que outros devem ser evitados por criarem muita turbulência.

Elementos topográficos como morros, dunas, colinas e penhascos afetam grandemente o gradiente vertical de velocidade de vento. Colinas com declive moderado são muito favoráveis à localização de turbinas eólicas, principalmente quando elas são perpendiculares à direção principal de vento.

A definição dos limites e resolução do mapa topográfico a ser utilizado na análise é muito subjetiva e depende fundamentalmente da complexidade do terreno, do tipo de cobertura do solo (mata, grama, água) e da direção predominante do vento.

A região Nordeste do Brasil, por exemplo, que tem como característica a unidirecionalidade do vento (SILVA, 2003), pode ter um mapa topográfico menor sem perder, no entanto, a precisão na estimativa de energia. Desta forma, é necessário que o mapa seja apenas bem definido na região por onde passa o vento até chegar à central eólica. Nas outras regiões são necessárias informações de relevo e rugosidade com menor precisão.

### 2.4.1 COMPRIMENTO DE RUGOSIDADE

As características da superfície podem ser definidas a partir do comprimento de rugosidade, $z_0$. Por definição, $z_0$ é a altura [L] da região adjacente ao solo onde a velocidade do vento é nula (figura 2.15).

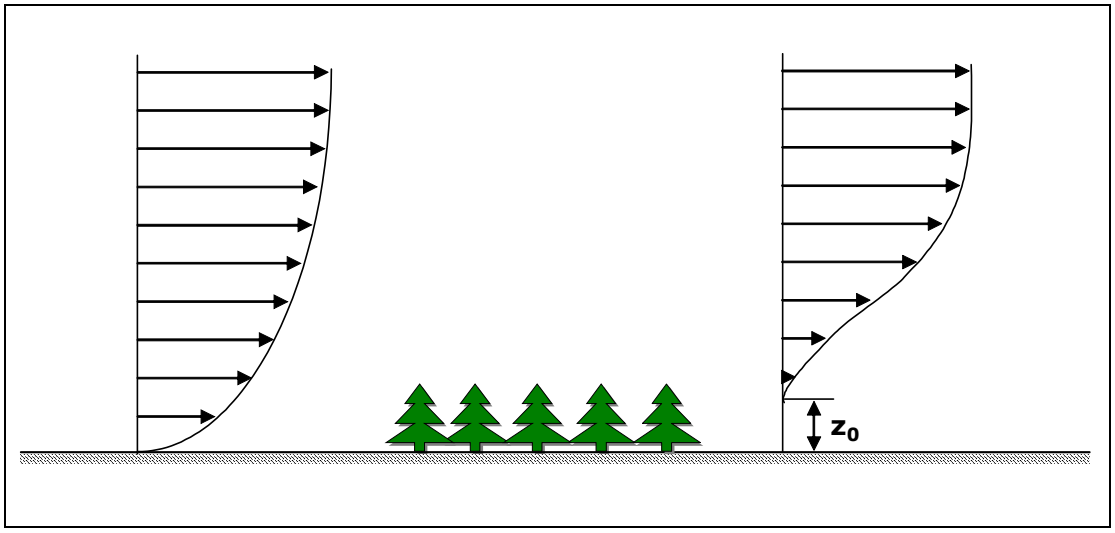



*Figura 2.15 – Definição de comprimento de rugosidade, $z_0$*

A tabela 2.1 apresenta valores de $z_0$ para diferentes tipos de rugosidade do terreno.

*Tabela 2.1– Valores típicos de comprimento de rugosidade, $z_0$ (ESDU, 1993)*

| **Tipo de cobertura do solo** | **Valor aproximado de $z_0$ [m]** |
|---|---|
| Centro de cidades<br>Florestas | 0,7 |
| Pequenas cidades, subúrbios<br>Área arborizada | 0,3 |
| Vilas<br>Zona rural com muitas árvores e casas | 0,1 |
| Zona rural com poucas árvores e casas isoladas | 0,03 |
| Área de arbustos e árvores isoladas<br>Mar muito violento | 0,01 |
| Áreas abertas com grama baixa sem obstáculos | 0,003 |
| Áreas cobertas de neve<br>Deserto ou áreas áridas | 0,001 |

Todos esses valores apresentados na tabela são valores aproximados. Existe ainda uma outra forma de estimar o comprimento de rugosidade. Para isto é necessário ter medição da velocidade de vento a mais de uma altura. A figura 2.16 apresenta, como exemplo, um gráfico semilog de velocidade de vento versus altura. A interseção do prolongamento da reta com o eixo vertical (altura em relação ao solo) indica o comprimento de rugosidade (MORTENSEN, 2002).

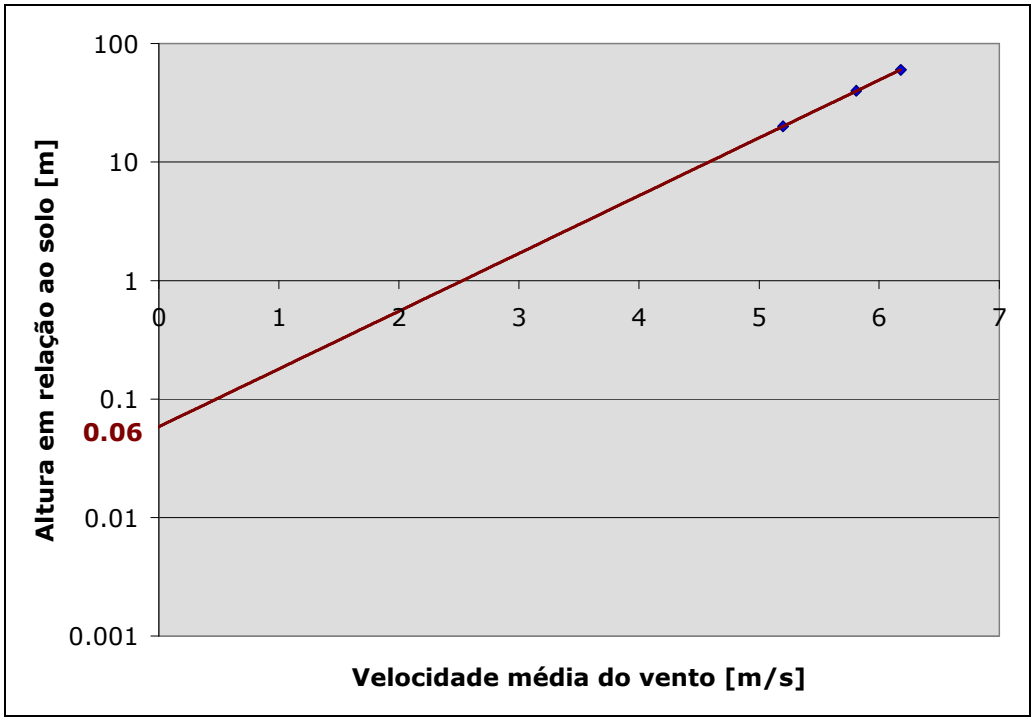



*Figura 2.16 – Gráfico semi-log para estimar o comprimento de rugosidade*

Este método também pode ser aplicado por setores, de direção do vento, utilizando a velocidade média do vento para cada setor e, desta forma, estima-se o comprimento de rugosidade para cada um dos setores.

Esta metodologia é recomendada para terrenos onde o comprimento de rugosidade é aproximadamente uniforme.

## 2.4.2 RELEVO SIMPLES

Uma área é classificada como relevo simples, ou terreno plano, quando (FROST, 1979):

$$\frac{h}{L} \leq 0{,}02 \qquad (2.13)$$

onde,

h é a altura da maior elevação do terreno [L]

L a largura [L], conforme a figura 2.17.

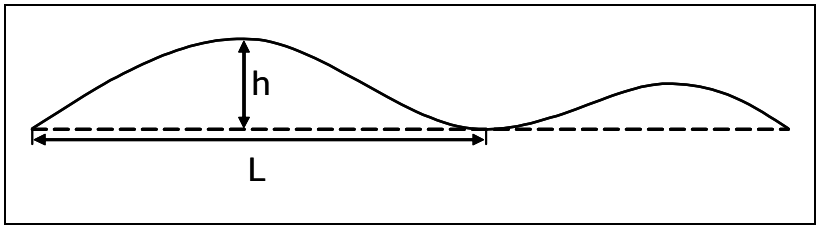



*Figura 2.17 – Parâmetros dimensionais para definição de relevo simples*

Neste caso, o relevo terá pequena influência na energia a ser produzida pela central eólica.

## 2.4.3 RELEVO COMPLEXO

No caso de relevo complexo o comportamento do fluxo do vento vai sofrer forte influência do terreno. Terrenos complexos podem aumentar ou diminuir a energia produzida pela turbina eólica, dependendo do local escolhido para instalá-la.

### 2.4.3.1 CARACTERÍSTICAS DE TERRENOS NÃO PLANOS

Terrenos não planos podem ser classificados em isolados ou montanhosos. O primeiro se refere a elevações ou depressões isoladas em um terreno

predominantemente plano. E o segundo trata-se de várias elevações e depressões, no qual o fluxo de vento vai depender não só de uma característica do terreno, mas de todo o conjunto, somando-se todos os efeitos topográficos.

### 2.4.3.2 TERRENOS PLANOS COM ELEVAÇÕES ÍNGREMES

Existem dois tipos de elevações íngremes: (i) Elevação íngreme e plana na superfície superior, chamada de falésia e (ii) Elevação íngreme, plana na superfície superior e um declive também íngreme logo após, que pode ser chamado de chapada. A ocorrência de falésias é bastante comum em áreas na beira da praia, onde ocorrem elevações acentuadas causadas pela erosão da água do mar na formação rochosa. Este tipo de elevação pode ser aproximada, para efeitos de cálculo e simulações, a um degrau de escada, possuindo uma certa inclinação, como apresentado na figura 2.18. A inclinação é considerada íngreme quando (FROST, 1979):

$$\frac{\Delta i}{h_f} \leq 0{,}2 \qquad (2.14)$$

onde,

$\Delta i$ é a largura da inclinação [L]

$h_f$ a altura da falésia [L]

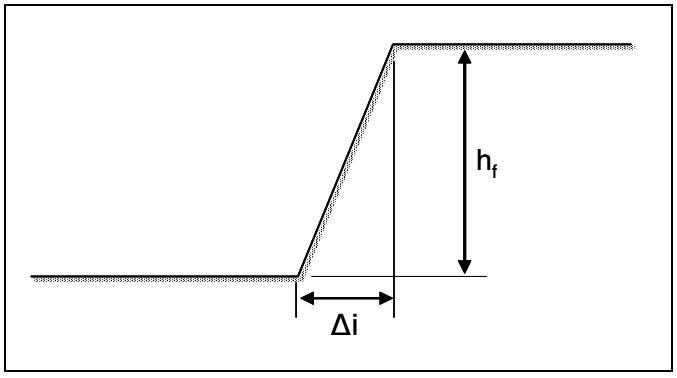



*Figura 2.18 – Representação bidimensional de falésia*

O padrão geral do fluxo do vento na superfície de falésias pode ser visto na figura 2.19. As dimensões da zona de recirculação e baixa velocidade de vento são determinadas em função da rugosidade da superfície, $z_0$. No topo da elevação pode-se perceber também uma zona de velocidade de vento mais alta e um gradiente de velocidade não uniforme. Esta zona deve ser evitada para instalação de turbinas eólicas por causar efeitos de fadiga nas turbinas e sobre cargas quando a pá passa próxima à torre.

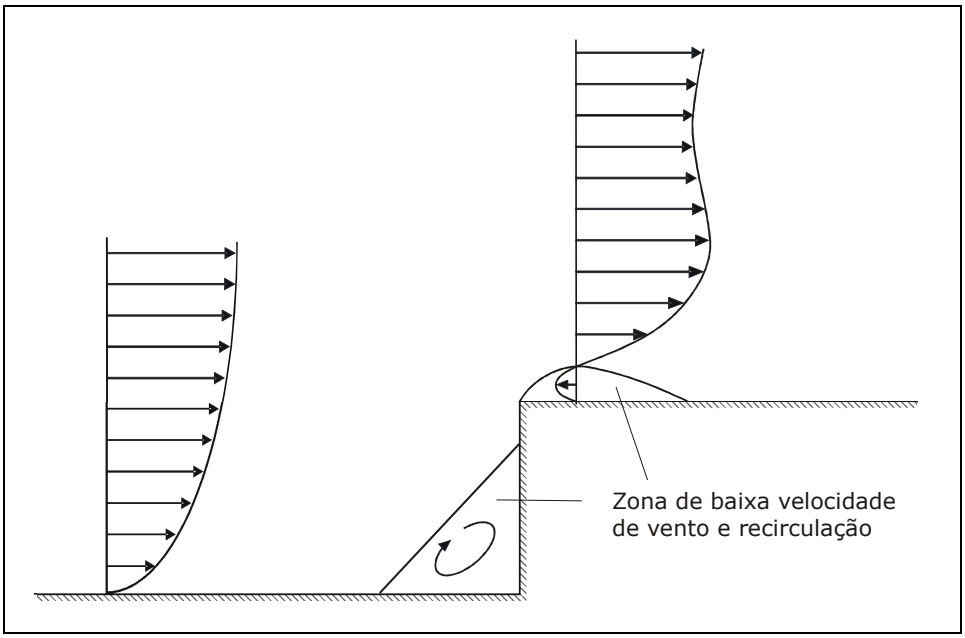



*Figura 2.19 – Fluxo do vento em falésias*

A chapada pode ser representada como um grande bloco de pequena largura. O fluxo do vento neste tipo de superfície é semelhante ao fluxo do vento em falésias, acrescentando mais uma zona de recirculação e baixa velocidade de vento a jusante da elevação, apresentado na figura 2.20.

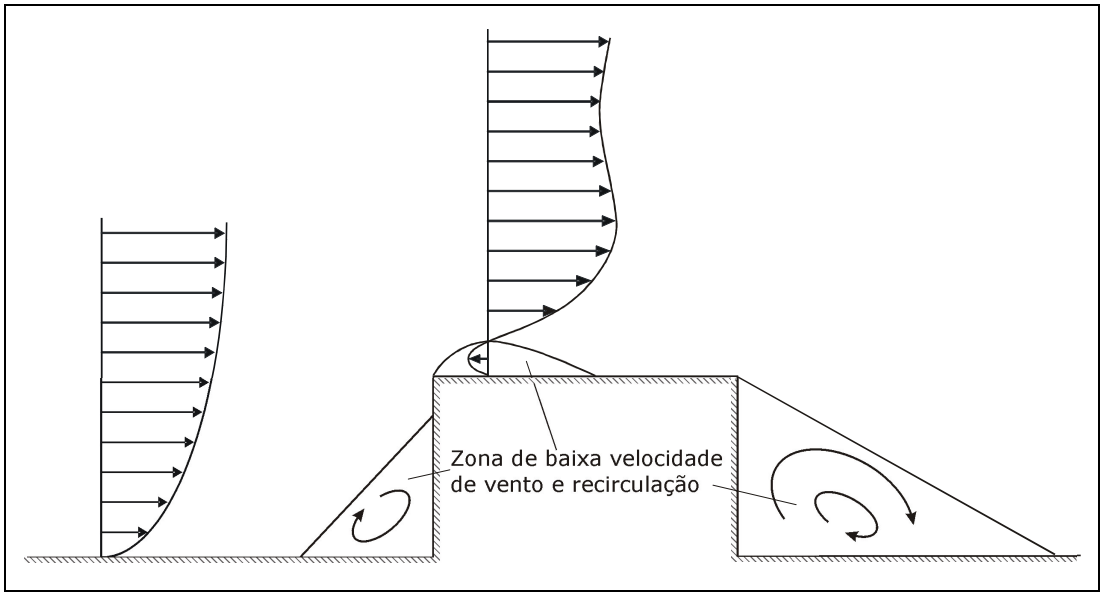



*Figura 2.20 – Fluxo do vento em chapadas*

### 2.4.3.3 COLINA

A figura 2.21 apresenta o fluxo de vento passando por uma colina. Pode-se perceber que logo acima da colina as linhas de fluxo estão mais próximas, caracterizando um aumento na velocidade de vento naquele ponto. A montante e a jusante da colina formam-se vórtices que caracterizam a turbulência do vento e a diminuição da velocidade naqueles pontos. Em geral, existem três vantagens em instalar uma turbina no topo de uma colina (FROST, 1979): (1) A colina pode servir como base para aumentar o tamanho da torre da turbina eólica; (2) Calmarias diurnas e noturnas não ocorrem freqüentemente; (3) O aproveitamento do efeito de aceleração do vento em elevações.

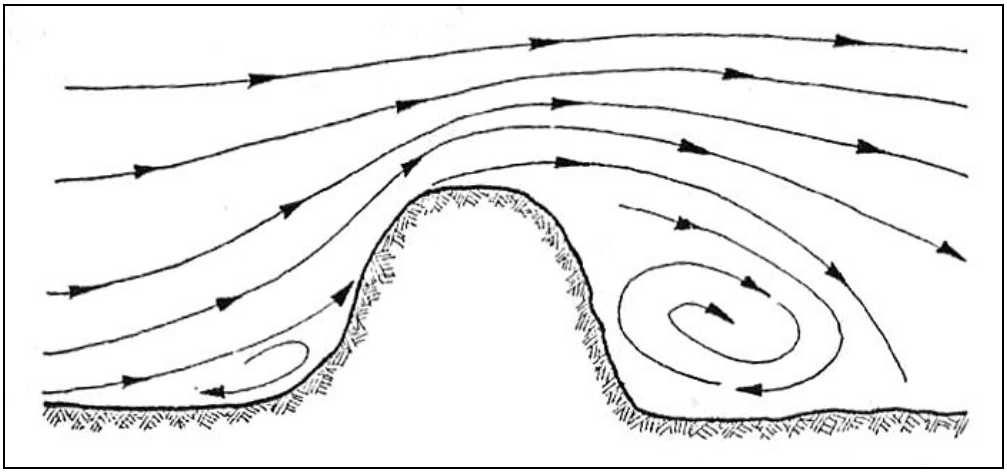


*Figura 2.21 – Fluxo de vento sobre uma colina*

Na geometria de um morro cônico, o fluxo do vento é conservado passando lateralmente em volta da superfície em vez de ser acelerado no topo. Pode ser concluído desse experimento que topo de morros cônicos não constituem um local favorável. No entanto, experimentos com o modelo de um morro de formato gaussiano apresentaram uma aceleração na velocidade do vento em aproximadamente 85%, quando comparado a outras formações (ROHATGI, 1994 apud CHIEN, 1975).

### 2.4.3.4 SERRAS

Serras são definidas como morros alongados no qual a razão entre o comprimento e altura da elevação seja no mínimo 10 e possua pouca ou nenhuma área plana no topo. O formato da serra acelera o fluxo do vento na parte mais alta da elevação.

Idealmente a direção que prevalece deveria ser perpendicular ao eixo da serra (no sentido longitudinal). Quando a direção que prevalece não é perpendicular, a serra não será muito atrativa. A concavidade na direção do vento aumenta a velocidade, e a convexidade reduz a velocidade desviando o vento ao

redor da serra.

A inclinação da serra também é um parâmetro importante. Inclinações mais íngremes dão origem a uma corrente de vento mais forte e maiores níveis de turbulência a jusante do cume. Uma inclinação no topo da serra de 16 graus é ideal para a localização de turbinas eólicas na linha de cumeeira. Uma inclinação abaixo de 3 graus deve ser evitada. (ROHATGI, 1994 apud FRENKEIL, 1962)

#### 2.4.3.5 DEPRESSÕES

Depressões são caracterizadas, em geral, por uma parte do terreno mais baixa do que aquelas a sua volta. Podem ser classificadas como vales, canais, enseadas e estreitos. O efeito de aumento na velocidade do vento é maior se a depressão pode efetivamente canalizar o vento. Existem muitos fatores que influenciam a corrente: a orientação do vento em relação às características (relevo), estabilidade atmosférica, a largura, comprimento, inclinação e sua rugosidade.

Instalar uma turbina eólica em grandes depressões pode ser mais conveniente do que instalá-la em elevações. Uma razão para tal preferência é a dificuldade de acesso aos cumes. O aspecto negativo das depressões é que elas são dependentes da direção predominante do vento, portanto, podem ter um potencial limitado, ao menos que a circulação local seja muito forte e consistente.

Vales e canais rasos (< 50m de largura) são considerados depressões de pequena escala. O grande número de parâmetros que afetam a característica do vento em um vale, junto com a variabilidade desses parâmetros de vale a vale, faz com que seja quase impossível extrair conclusões específicas válidas para a caracterização da corrente.

Na verdade, pequenos vales e canais não são considerados parte de regiões montanhosas. No entanto, eles não são locais muito apropriados para turbinas ao menos que essas características possam afunilar ou canalizar o vento predominante. O afunilamento ocorre somente em vales e canais que são estreitos em algum ponto, tornando esses locais favoráveis para o uso da força do vento.

Para vales e canais serem considerados como bons locais para instalação de turbinas devem fazer parte de montanhas altas. Outros fatores são os comprimentos do vale, a largura dos cumes ao redor e a rugosidade da superfície do solo no vale.

Em geral, existem dois tipos de vales e canais: em forma de V (devido à erosão fluvial) e em forma de U (devido à erosão glacial). Também podem existir combinações dos dois tipos. O vale em forma de U tem geralmente mais área no solo, e assim são mais vantajosos, porque seria possível evitar regiões mais turbulentas próximas às paredes.

### 2.4.4 DESEMPENHO DE TURBINAS EÓLICAS EM FLUXOS INCLINADOS

Em terrenos complexos, turbinas eólicas são geralmente posicionadas no topo do cume, mas muitas delas são também posicionadas no declive, onde ocorre um fluxo com ângulos de inclinação bastante pronunciados. Fluxos inclinados e efeitos tridimensionais de escoamento são difíceis de estimar até com modelos de cálculo de fluxo.

Evidências experimentais e teóricas indicam que produção de energia é reduzida com uma relação de $\cos^2$ entre o ângulo do fluxo com a linha de eixo da

turbina eólica e a produção de energia (PEDERSEN, 2004). Esta redução deve ser considerada, para a estimativa da produção final, como incerteza.

## 2.5 LOCALIZAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

Um elemento chave na análise de um projeto eólico é o espaçamento usado entre as turbinas. Para poder assegurar que elas não estão sendo operadas fora da condição para a qual foram projetadas, o mínimo de espaçamento entre as turbinas deverá ser definido pelo fabricante.

O espaçamento apropriado para as turbinas é fortemente dependente da natureza do terreno e da direção do vento. Se as turbinas forem colocadas mais perto do que cinco vezes o diâmetro do rotor na direção predominante do vento é provável que irá resultar em altas perdas por efeito esteira. Para áreas onde predominantemente a rosa do vento tem uma única direção, maiores distâncias entre as turbinas na direção do vento predominante será mais produtivo.

Com os limites da central eólica definidos, a disposição da central eólica pode ser otimizada. Esse processo também é chamado de *"micrositing"*. O objetivo é de maximizar a produção de energia da central eólica e minimizar a infra-estrutura e os custos.

O conhecimento do recurso eólico e dos aspectos topográficos da região são suficientes para determinar o melhor posicionamento de uma única turbina eólica. Para a localização de mais de uma turbina eólica é necessário, além das informações supracitadas, a avaliação dos efeitos da passagem do vento por uma turbina. O vento ao incidir em uma turbina eólica reduz sua velocidade e aumenta a intensidade de turbulência. Chama-se este efeito de esteira.

## 2.5.1 EFEITO ESTEIRA

Para cálculo do efeito esteira de uma turbina podem-se destacar dois principais modelos. O modelo *park* é um modelo simplificado, porém bastante utilizado. Este modelo considera apenas uma redução na velocidade do vento, não calculando o efeito da turbulência. O decaimento da velocidade de vento é calculado pela fórmula abaixo:

$$U_W(x) = U_i\left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right)\left(\frac{D}{D + 2Kx}\right)^2\right] \qquad (2.15)$$

onde,

$U_W$ é a velocidade reduzida [$LT^{-1}$]

$U_i$ a velocidade inicial [$LT^{-1}$]

$C_t$ o coeficiente de empuxo [-]

D o diâmetro do rotor [L]

x a distância entre as turbinas [L]

K a constante de decaimento de esteira definida pela expressão [-]:

$$K = \frac{0.5}{\ln(h / z_0)} \qquad (2.16)$$

onde,

h é altura da turbina em relação ao solo [L]

$z_0$ o comprimento de rugosidade do terreno [L]

A figura 2.22 apresenta o modelo *park* e seus parâmetros de entrada.

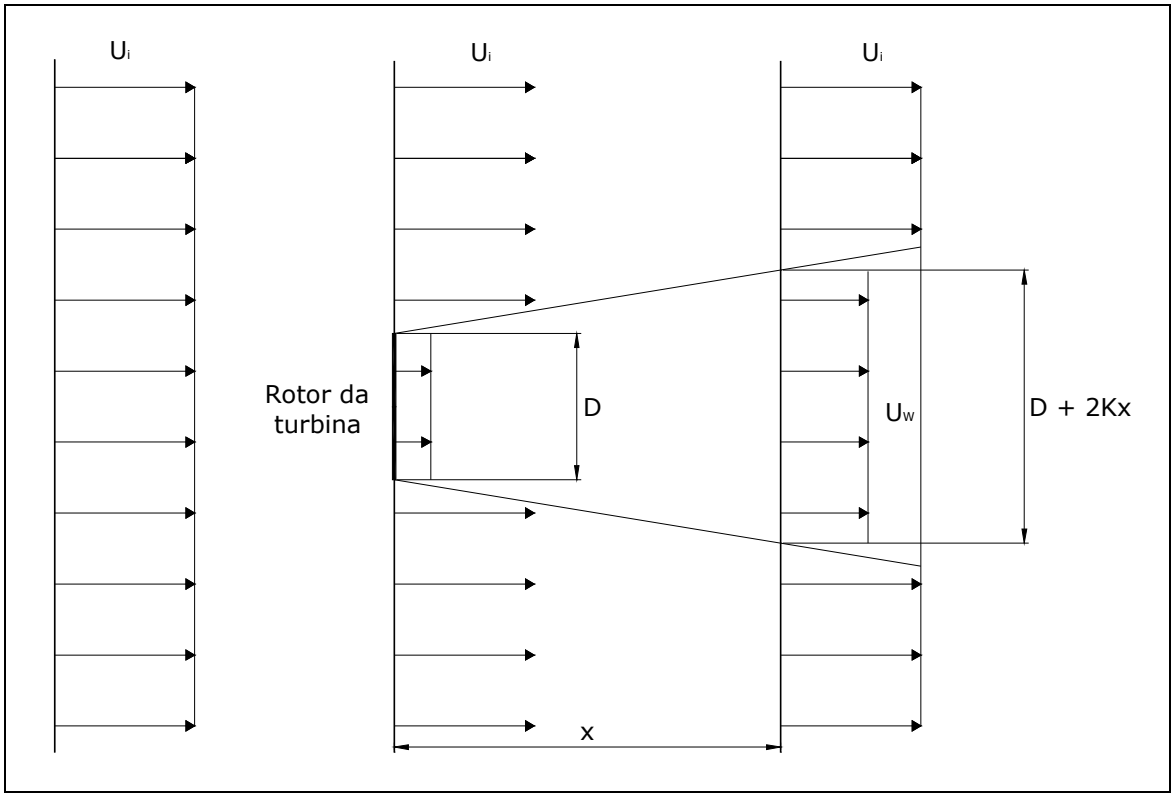



*Figura 2.22 – Modelo bidimensional park*

Um outro modelo, o da viscosidade turbulenta, considera a redução na velocidade na linha de centro e aumentando gradativamente até atingir a velocidade de vento incidente, como pode ser visto na figura 2.23. Este modelo utiliza as soluções de diferenças finitas de equações de *Navier-Stokes* no cálculo da redução da velocidade de vento, o que torna este modelo muito mais complexo que o modelo *park*, porém mais preciso.

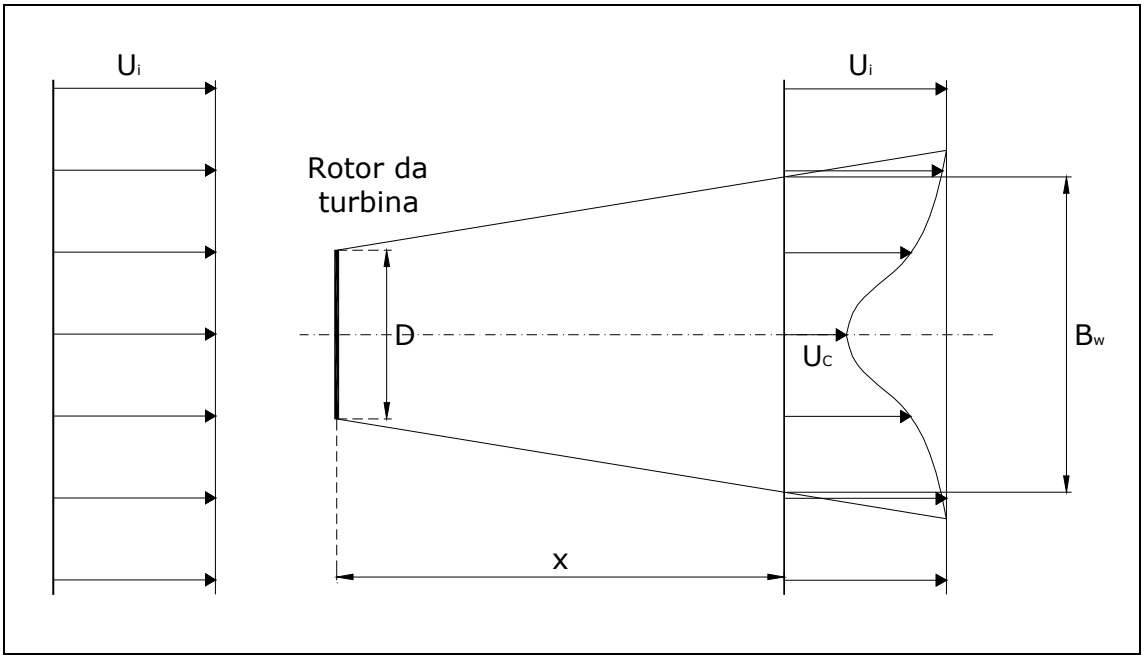



*Figura 2.23 – Modelo de viscosidade turbulenta*

A redução na velocidade do vento na linha de centro, para uma distância de 2 vezes o diâmetro do rotor a jusante da turbina, pode ser calculada utilizando a equação empírica (GARRAD HASSAN AND PARTNERS, 2005 apud AINSLIE, 1988):

$$D_m = 1 - \frac{U_c}{U_i} = C_t - 0{,}05 - \left[\frac{(16C_t - 0{,}5)I_{amb}}{1000}\right] \qquad (2.17)$$

onde,

$D_m$ é a redução na velocidade do vento a uma distância de 2 vezes o diâmetro do rotor [%]

$U_i$ a velocidade de vento a montante da turbina eólica [$LT^{-1}$]

$U_c$ a velocidade de vento a jusante da turbina, na linha de centro [$LT^{-1}$]

$C_t$ o coeficiente de empuxo [-]

$I_{amb}$ a intensidade de turbulência do ambiente [-]

Assumindo um perfil de velocidade de vento gaussiano e conservação do momento, a equação para a largura da esteira fica:

$$B_W = \sqrt{\frac{3{,}56C_t}{8D_m(1-0{,}5D_m)}} \qquad (2.18)$$

Como o resultado da equação geral do modelo de viscosidade turbulenta é indeterminado, ao se considerar todos os parâmetros e variáveis, podem-se utilizar as equações apresentadas para definir a redução na velocidade de vento e a largura da esteira. A partir destes valores, é considerado um perfil gaussiano a jusante da turbina eólica para descrever o perfil de velocidade na esteira.

## 2.6 CÁLCULO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

Para o cálculo da produção de energia de uma central eólica utilizam-se os conceitos, métodos e recomendações apresentados nas seções 2.1 a 2.6.

O conceito de curva de potência é amplamente utilizado na indústria eólica. Trata-se de um gráfico de velocidade de vento x potência de saída da turbina eólica. A figura 2.24 apresenta a curva de potência da turbina eólica Enercon E48 para uma massa específica do ar de 1,225 kg/m³.

Para cada velocidade de vento tem-se a potência extraída pela turbina eólica. Conhecendo-se o recurso eólico do local, isto é, a distribuição da velocidade de vento, calcula-se para cada faixa de velocidade, a potência e multiplica-se pelo número de horas correspondente a cada faixa de velocidade de vento.

| Velocidade do vento [m/s] | Potência [kW] |
|---|---|
| 2 | 2 |
| 3 | 12 |
| 4 | 32 |
| 5 | 66 |
| 6 | 120 |
| 7 | 191 |
| 8 | 284 |
| 9 | 405 |
| 10 | 555 |
| 11 | 671 |
| 12 | 750 |
| 13 | 790 |
| 14 | 810 |
| 15 | 810 |
| 16 | 810 |
| 17 | 810 |
| 18 | 810 |
| 19 | 810 |
| 20 | 810 |
| 21 | 810 |
| 22 | 810 |
| 23 | 810 |
| 24 | 810 |
| 25 | 810 |

| | |
|---|---|
| **Fabricante:** | Enercon |
| **Modelo:** | E48 |
| **Potência nominal:** | 800 kW |
| **Diâmetro do Rotor:** | 48 m |
| **Velocidade do Rotor:** | 16-32 rpm |
| **Massa específica do ar:** | 1,225 kg/m³ |

**Gráfico**

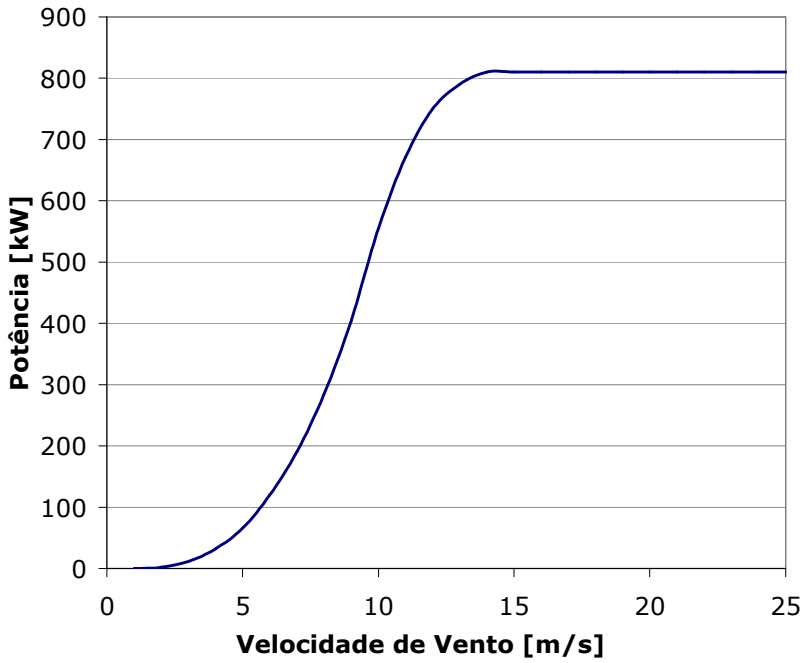



*Figura 2.24 – Curva de potência da turbina eólica Enercon E48 (ENERCON, 2006)*

Este cálculo deve ser realizado para cada turbina eólica, considerando no recurso eólico a redução na velocidade de vento, causada pelo efeito esteira de uma turbina nas demais. Para uma maior precisão, discretiza-se a velocidade do vento em setores angulares, usualmente 12 setores de 30º. Trata-se de cálculos complexos e trabalhosos. Por este motivo, freqüentemente são utilizados os programas computacionais.

O programa comercialmente mais utilizado é o WAsP. Desenvolvido pelo RISØ, laboratório de pesquisas dinamarquês, há mais de 15 anos, foi atualizado diversas vezes ao longo dos anos. A metodologia deste programa computacional está descrita no anexo 1.

## 2.6.1 ANÁLISE DE INCERTEZAS

Como em todo cálculo, a estimativa da produção de energia tem uma incerteza associada. Dentre as incertezas pode-se destacar:

- Incerteza do sistema de medição
- Incerteza na correlação de dados
- A hipótese dos dados utilizados para análise serem representativos para estimativa de vários anos
- Incerteza topográfica do efeito esteira
- Incerteza no cálculo da esteira
- A variabilidade do vento ao longo dos anos
- Incerteza na determinação da curva de potência

Algumas destas incertezas podem ser calculadas, outras são estimadas a partir de dados experimentais.

### 2.6.1.1 INCERTEZA DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

Dentre as incertezas relacionadas ao sistema de medição, deve-se considerar:

- Incerteza do anemômetro
- Influência da torre no sinal do anemômetro
- Variação na massa específica do ar

A incerteza do anemômetro é calculada pelo órgão certificador responsável pela calibração do instrumento e consta no relatório de calibração.

Além da incerteza do anemômetro devem ser consideradas as incertezas relacionadas à montagem dos instrumentos. Esta incerteza dependerá fortemente da localização dos sensores, assim como das distâncias entre os sensores e a

torre de medição.

A massa específica do ar varia com a temperatura do ar e com a pressão atmosférica. Considerando locais onde a variação de temperatura anual é pequena esta variação na massa específica nem sempre é considerada.

### 2.6.1.2 INCERTEZA NA CORRELAÇÃO DOS DADOS

Na utilização de dados de longa duração, no qual é realizada a correlação dos dados de vento de uma torre de referência com a torre instalada no local, esta incerteza deve ser considerada, e o seu valor irá depender do fator de correlação entre os dados e o tempo de correlação.

### 2.6.1.3 REPRESENTATIVIDADE DOS DADOS DE VENTO

Nesta incerteza é considerada a representatividade do período de dados de vento utilizado para caracterizar a climatologia do local. Esta incerteza é estimada a partir da equação (BURTON, 2001 apud PEDERSEN, 1988):

$$e = \frac{\sigma_v}{\sqrt{N}} \qquad (2.19)$$

onde,

e é o erro associado a representatividade do período de dados de vento [-]

N o número de dados de vento (em anos) [-]

$\sigma_v$ o desvio padrão da velocidade de vento anual para a região [-]

Não se tem o conhecimento de estudos para definição do desvio padrão que seja válido para o Brasil. Para que este estudo seja realizado são necessários dados de vento de longa duração (> 10 anos) e várias torres de medição.

Na Europa, o valor utilizado para o desvio é 6 (RAFTERY et al., 1999). Este

valor foi calculado a partir de várias torres instaladas na Europa com 20 a 35 anos de dados de vento.

#### 2.6.1.4 INCERTEZA TOPOGRÁFICA E DO EFEITO ESTEIRA

Todo modelo utilizado tem uma incerteza associada. Normalmente, quanto mais simplificado é o modelo, maiores são as incertezas. O tipo de topografia também tem grande influencia na incerteza, quanto mais complexo é o terreno, mais difícil a sua representação precisa. Além disso, a maioria dos programas computacionais para cálculo de produção de energia não consegue reproduzir fielmente o fluxo do vento em terrenos complexos.

A incerteza no cálculo de efeito esteira está interligada à incerteza topográfica. Quanto maiores forem as incertezas topográficas maiores serão as incertezas no cálculo do efeito esteira. Um outro fator que também influencia esta incerteza é a distância utilizada entre as turbinas e o modelo utilizado para esta análise.

#### 2.6.1.5 VARIABILIDADE AO LONGO DOS ANOS

Nesta incerteza é considerada a variabilidade do vento ao longo dos anos, a probabilidade da velocidade média real do vento ser igual à velocidade média estimada. Ao se realizar uma estimativa anual para a velocidade de vento, a probabilidades desta estimativa ser igual a velocidade de vento real é menor do que quando se realiza a estimativa de uma velocidade média do vento de 10 anos, por exemplo.

## 2.6.2 ANÁLISE DE PERDAS

Para o resultado final de produção de energia de uma central eólica, deve-se, ainda, considerar as perdas durante a operação das turbinas. Dentre elas pode-se destacar:

- Indisponibilidade da turbina
- Indisponibilidade da subestação
- Perdas elétricas
- Degradação da pá

Existem dois tipos de indisponibilidade a serem consideradas: (i) a indisponibilidade forçada, no qual a turbina não funciona por algum problema na mesma (como quebra de alguma peça) e (ii) a indisponibilidade programada, no qual a turbina é parada para manutenção previamente programada. Normalmente o fabricante da turbina eólica é quem determina estas perdas. Isto pode ser um item de contrato, no qual o fabricante se compromete a não ultrapassar o valor determinado.

Da mesma forma que na turbina existem dois tipos de indisponibilidade, na subestação também podemos considerar o mesmo. No entanto, se observa que a indisponibilidade da subestação é bem menor que as das turbinas eólicas.

As perdas elétricas irão depender da distância da central eólica à subestação, da bitola dos cabos e da tensão utilizada na transmissão da energia produzida até a subestação de distribuição.

Na análise das perdas por degradação das pás é considerado a ocorrência de insetos, umidade, salinidade e gelo na região que podem aderir à superfície das pás. A aspereza das pás modifica o escoamento do ar nas mesmas, reduzindo a produção de energia.

## 2.7 ANÁLISE / COMPARAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA DA TURBINA OWW-250

Esta análise tem como objetivo aplicar o processo de estimativa de energia de uma central eólica descrito na dissertação.

Nesta análise foi realizada uma estimativa de produção de energia para a turbina OWW-250 e comparada com dados de geração. Foram utilizados dados de vento de uma torre de medição anemométrica instalada na área de testes do Centro Brasileiro de Energia Eólica, próximo à turbina. A figura 2.25 apresenta a configuração da torre de medição anemométrica. As principais características da turbina eólica são apresentadas na tabela 2.2.

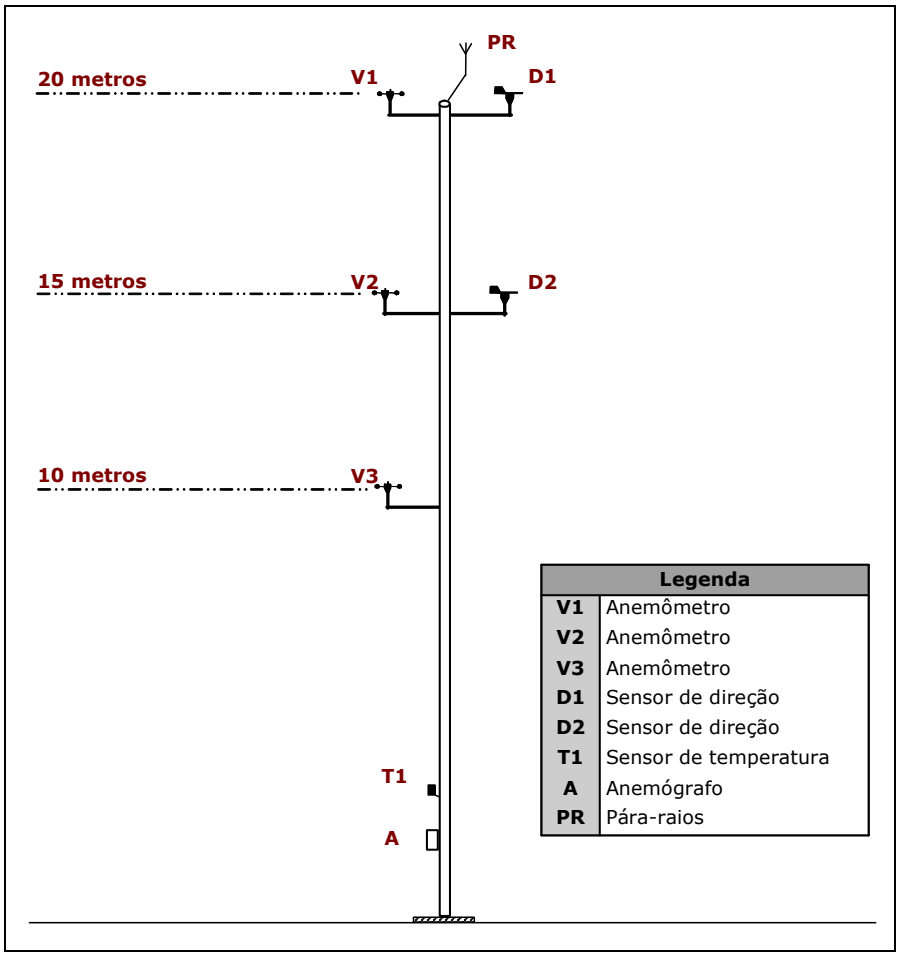
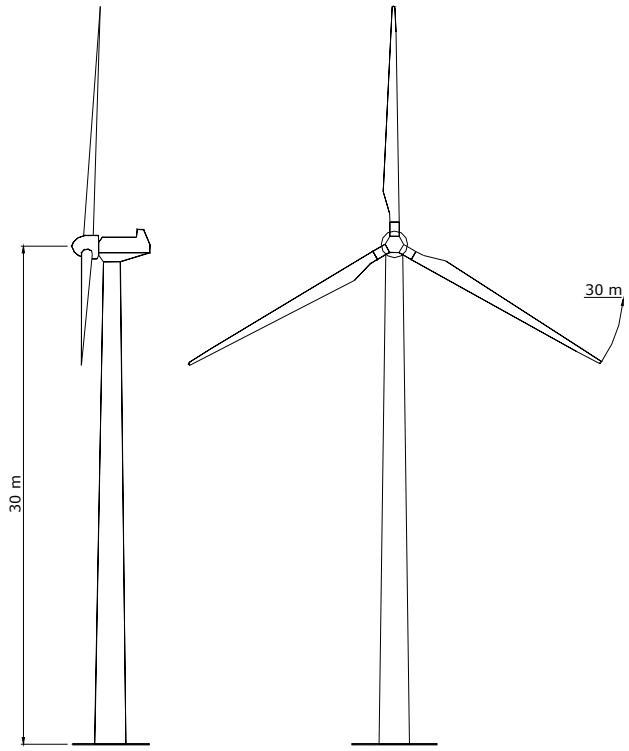



*Figura 2.25 – Torre de medição anemométrica*

*Tabela 2.2 – Principais características da turbina eólica*




| | |
|---|---|
| **Fabricante da turbina** | Wind World |
| **Modelo da turbina** | OWW-250 |
| **Potência nominal** | 250 kW |
| **Altura da torre** | 30 metros |
| **Diâmetro do rotor** | 30 metros |
| **Controle de potência** | Estol |

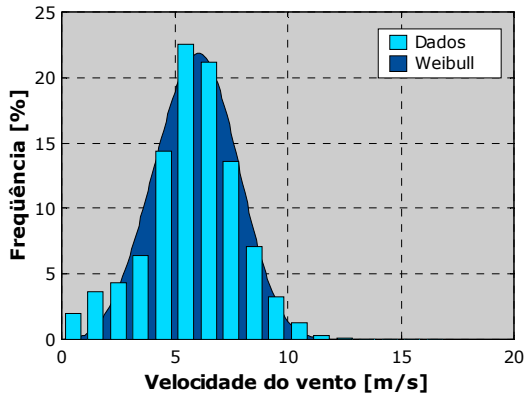
Os dados de vento foram medidos de novembro de 1996 a julho de 2000. Os principais parâmetros eólicos foram calculados e são apresentados na tabela 2.3. O anemômetro instalado a 10 metros de altura e o sensor de direção instalado a 15 metros apresentaram dados inconsistentes e não foram considerados na análise.

*Tabela 2.3 – Principais parâmetros eólicos da torre de medição*

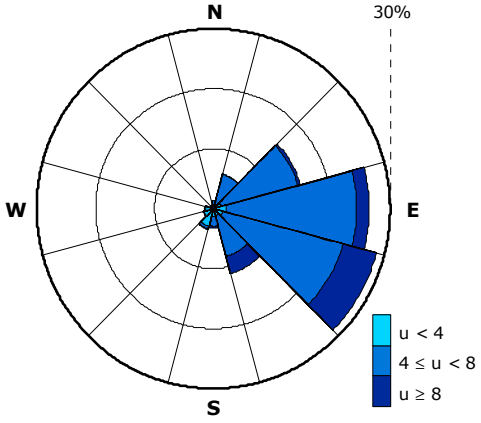
| NOVEMBRO 1996 - JULHO 2000 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Período avaliado** | **De:** | 10/11/1996 | **Dados disponíveis** | **Número de registros:** | 171445 |
| | **Até:** | 14/07/2000 | | **Taxa de recuperação:** | 88,7% |

| Parâmetros Eólicos Principais | | |
|---|---|---|
| | **20 metros** | **15 metros** |
| **Velocidade média anual do vento:** | 5,80 m/s | 5,71 m/s |
| **Desvio padrão médio anual:** | 0,66 m/s | 0,68 m/s |
| **Intensidade de turbulência média anual[(1)]:** | 10,67% | 11,29% |
| **Fator de forma de Weibull, k:** | 3,74 | 3,67 |
| **Fator de escala de Weibull, c:** | 6,55 m/s | 6,41 m/s |
| **Expoente do gradiente vertical:** | 0,058 | |
| **Direção média do vento:** | ESE 28,7% | |

**Distribuição da freqüência da velocidade**




**Rosa de ventos**




[(1)]Para o cálculo da intensidade de turbulência foram consideradas apenas as velocidades maiores ou iguais a 4 m/s.

Foi utilizada a metodologia apresentada na seção 2.3 desta dissertação para a determinação dos seguintes parâmetros: velocidade de vento média, desvio padrão médio e intensidade de turbulência média, no qual são utilizadas as médias mensais para se obter a média anual. Para o cálculo da intensidade de turbulência foram consideradas apenas as velocidades maiores ou iguais a 4 m/s.

A figura 2.26 apresenta as velocidades de vento médias mensais e a média anual para o período de dados analisado, para o anemômetro instalado a 20 metros.

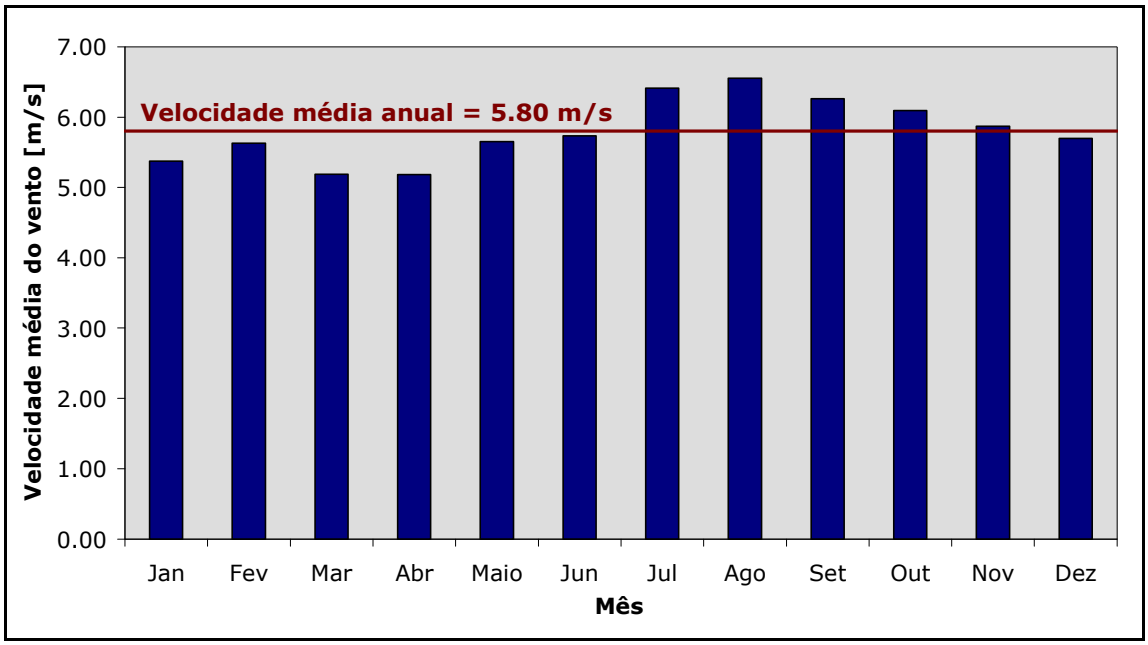



*Figura 2.26 – Velocidades médias mensais para a altura de 20 metros*

A turbina eólica foi instalada em uma área plana, com poucos obstáculos e muito próxima à torre de medição. Por este motivo não foi realizada extrapolação horizontal dos dados de vento. O vento medido na torre foi considerado como sendo o mesmo da turbina eólica.

A turbina utilizada na análise possui altura de 30 metros, sendo, portanto necessária a extrapolação vertical dos dados de vento para a mesma altura da turbina. Utilizando-se a equação 2.1, e o expoente do gradiente de velocidade, $\alpha$, da tabela 2.3, obtém-se a série de velocidade de vento para uma altura de 30 metros.

Os principais parâmetros e a curva de potência para a turbina OWW-250 são apresentados na figura 2.27.

| Velocidade do vento [m/s] | Potência [kW] | Fabricante: | Wind World |
|---|---|---|---|
| | | Modelo: | OWW-250 |
| | | Potência nominal: | 250 kW |
| 3 | 0 | Massa específica do ar: | 1,18 kg/m³ |
| 4 | 1 | Gráfico | |
| 5 | 6 | | |
| 6 | 19 | | |
| 7 | 38 | | |
| 8 | 63 | | |
| 9 | 93 | | |
| 10 | 125 | | |
| 11 | 158 | | |
| 12 | 189 | | |
| 13 | 215 | | |
| 14 | 234 | | |
| 15 | 245 | | |
| 16 | 248 | | |
| 17 | 247 | | |
| 18 | 239 | | |
| 19 | 229 | | |
| 20 | 219 | | |

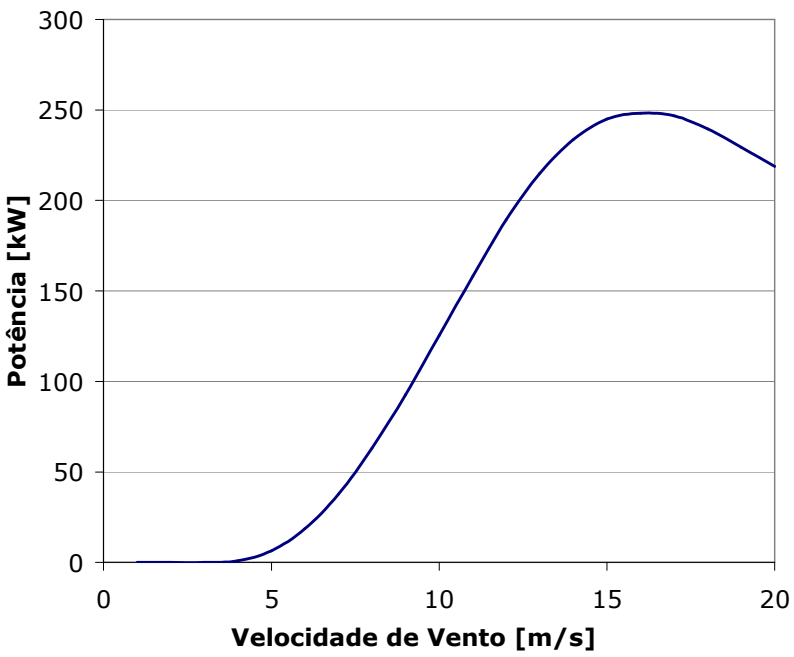



*Figura 2.27 - Curva de potência da turbina eólica*

A estimativa da produção de energia é realizada a partir da metodologia apresentada na seção 2.7.2, utilizando os dados de vento extrapolados para 30 metros de altura.

As perdas consideradas nesta análise são apresentadas na tabela 2.4.

*Tabela 2.4 – Estimativa de produção de energia e as perdas consideradas*

| **Estimativa de energia elétrica** | **340 MWh/ano** |
|---|---|
| **Indisponibilidade programada da turbina** | 0,5% |
| **Indisponibilidade forçada da turbina** | 1,0% |
| **Indisponibilidade programada da subestação ou rede elétrica** | 0,5% |
| **Indisponibilidade forçada da subestação ou rede elétrica** | 2,0% |
| **Perdas elétricas** | 1,0% |
| **Degradação da pá** | 1,0% |
| **Estimativa final de energia elétrica** | **320 MWh/ano** |

A turbina eólica de Olinda foi conectada diretamente à rede elétrica, portanto, a perda elétrica é baixa, no entanto, a indisponibilidade forçada da rede elétrica é alta.

## 2.7.1 COMPARAÇÃO DA ESTIMATIVA COM DADOS MEDIDOS

A produção de energia medida na turbina durante três anos consecutivos é apresentada na tabela 2.5.

*Tabela 2.5 – Produção de energia medida na turbina*

| Ano | Geração de energia medida | Erro em relação ao valor médio estimado [%] |
|---|---|---|
| **2003** | 308 MWh | 3,7% |
| **2004** | 335 MWh | 4,6% |
| **2005** | 290 MWh | 9,6% |
| **média** | 311 MWh | 2,9% |

O maior erro observado (tabela 2.5) entre a geração de energia efetiva (medida) e ao valor médio da estimativa foi de 9,6%.

Além da análise de geração de energia, foi realizada também uma análise das paradas da turbina por tipo, conforme figura 2.28.

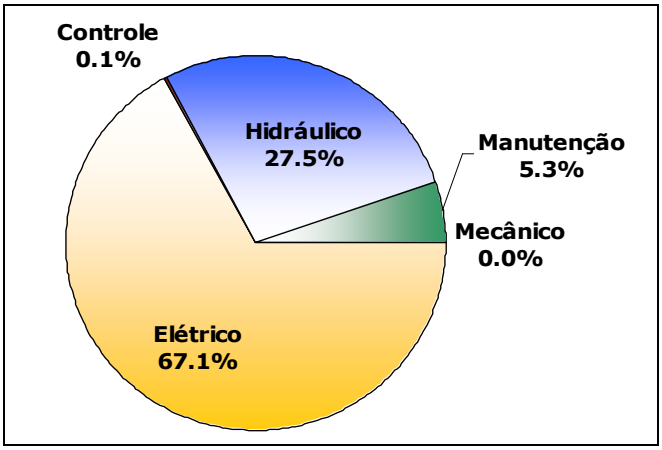



*Figura 2.28 – Análise das paradas da turbina OWW 250*

Observa-se que grande parte das paradas na turbina ocorreu por problemas elétricos, como falhas na rede.

*Tabela 2.6 – Paradas da turbina OWW 250*

| Tipo de perda | Tipo de problema | Perda por ano [%] |
|---|---|---|
| **Indisponibilidade programada da turbina** | Manutenção | 0,1% |
| **Indisponibilidade forçada da turbina** | Mecânico<br>Controle<br>Hidráulico | 0,7% |
| **Indisponibilidade da rede (programada e forçada)** | Elétrico | 1,8% |
| **TOTAL** | | 2,6% |

Seguindo as recomendações e metodologias apresentadas na dissertação, pode-se obter uma estimativa de geração de energia com boa aproximação, sendo menor que 10% a maior diferença entre a estimativa média e a geração de energia efetiva, como na análise apresentada.

A análise de perdas também foi muito próximo ao esperado, comparando-se os resultados da tabela 2.6 com os da tabela 2.4.

## 2.7.2 ANÁLISE DAS INCERTEZAS

Além da estimativa de energia, foi realizada uma estimativa das incertezas relacionadas ao cálculo desta estimativa de geração de energia. As incertezas consideradas na análise são apresentadas na tabela 2.7.

*Tabela 2.7 – Análise de incertezas na estimativa de energia*

| | **Incerteza na velocidade** | **Incerteza na energia** |
|---|---|---|
| **Sistema de medição** | 1,0% | 3,0% |
| **Correlação dos dados** | - | - |
| **Representatividade** | 3,1% | 9,6% |
| **Topográfica** | - | - |
| **Cálculo do efeito esteira** | - | - |
| **Variabilidade** | 1,0% | 3,0% |
| **Curva de potência** | - | 3,0% |
| **Incerteza total** | | **18,7%** |

Algumas incertezas, como por exemplo a incerteza do sistema de medição, são consideradas na velocidade do vento, e são transferidas para a energia através da relação entre a velocidade do vento e potência contida no vento, apresentado na equação 2.9.

A incerteza da correlação dos dados não é considerada porque não havia dados para fazer correlação. A incerteza topográfica também não é considerada, pois não foi realizada extrapolação horizontal do vento.

A estimativa de produção de energia final é, portanto, 320 MWh/ano ± 60 MWh/ano (incerteza total de 18,7%). O que resulta num intervalo de produção de energia de 260 MWh/ano a 380 MWh/ano. Estando, portanto, a produção efetiva da turbina (tabela 2.5) dentro do intervalo da estimativa.

## 2.8 ANÁLISE DE MODELO TOPOGRÁFICO

Esta análise tem como objetivo mostrar a importância da representação espacial do relevo na extrapolação horizontal e vertical dos dados de vento, principal etapa na estimativa de energia de uma central eólica.

Nesta análise foram realizadas diversas simulações utilizando dados de vento

de uma torre anemométrica, chamada de torre de referência (A), para prever a velocidade média de vento em outra torre, chamada de torre alvo (B). Para isso foi definido um mapa topográfico da área, e em seguida foram variadas as dimensões do mapa e as distâncias entre as curvas de nível. A figura 2.29 apresenta um mapa tridimensional do relevo e localização das torres anemométricas.

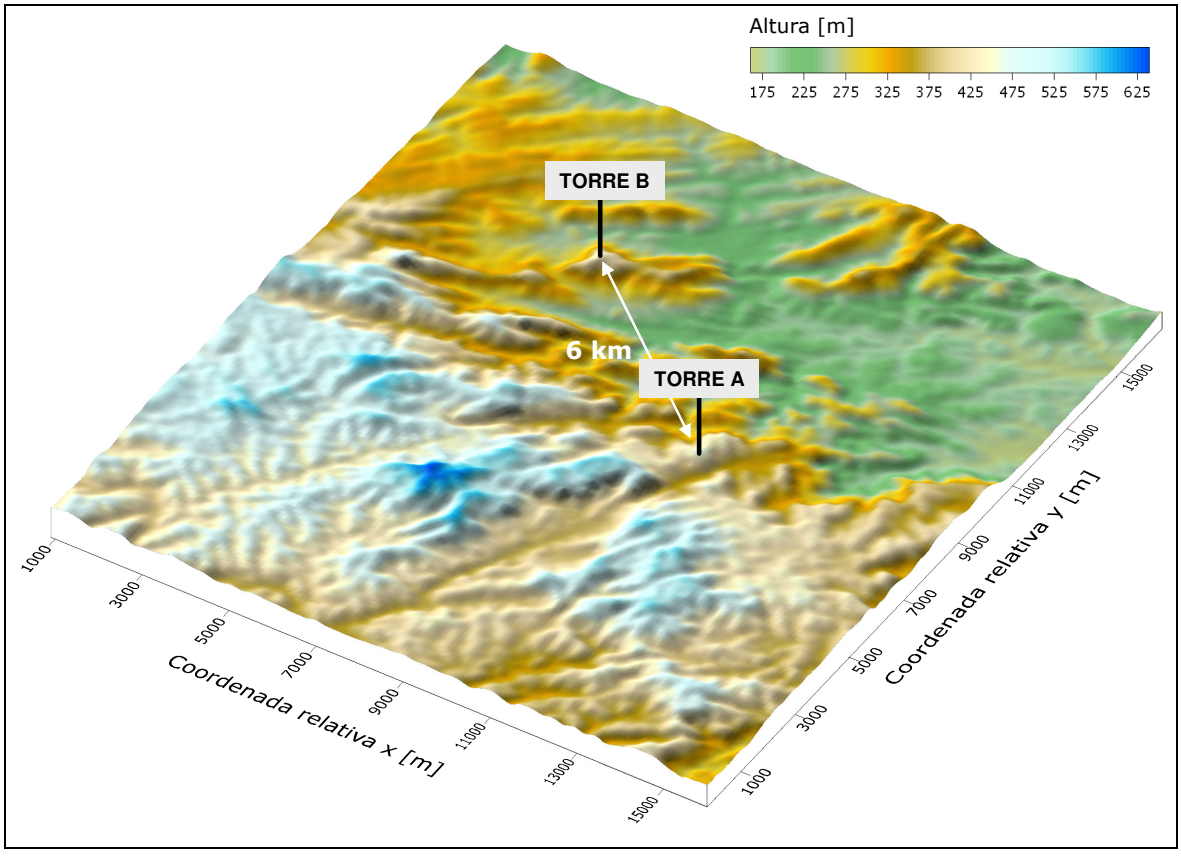



*Figura 2.29 – Mapa 3D do relevo e localização das torres anemométricas*

## 2.8.1 PARÂMETROS MEDIDOS NA TORRE DE REFERÊNCIA (A)

A torre de referência (A) tem 60 metros de altura e possui um anemômetro e um sensor de direção instalado a 60 metros e um anemômetro instalado a 30 metros de altura. A figura 2.30 apresenta um diagrama da torre de referência (A).

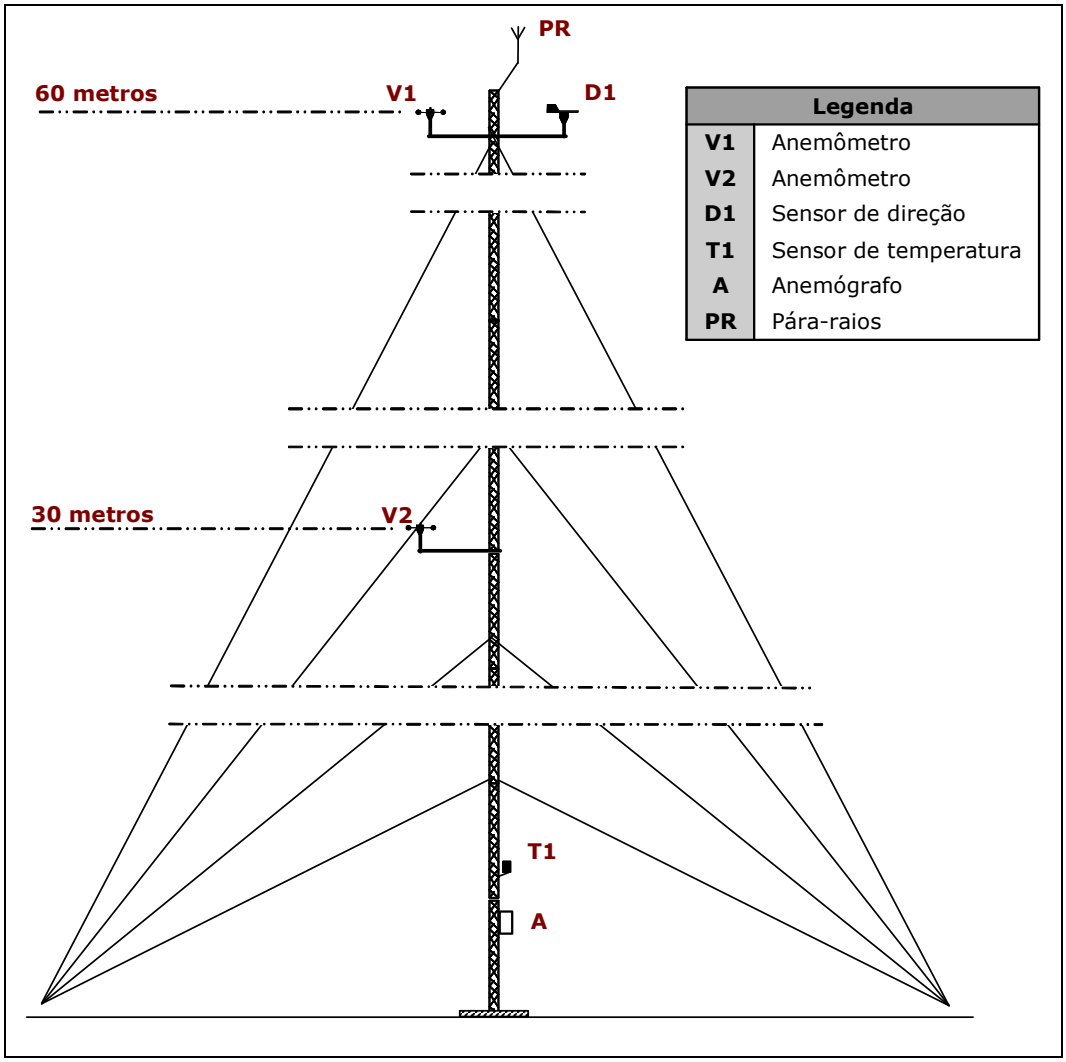
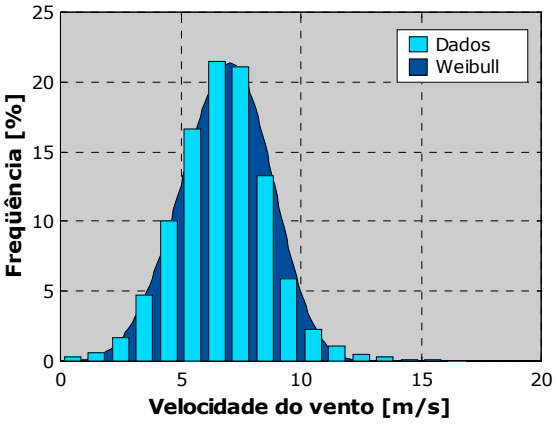
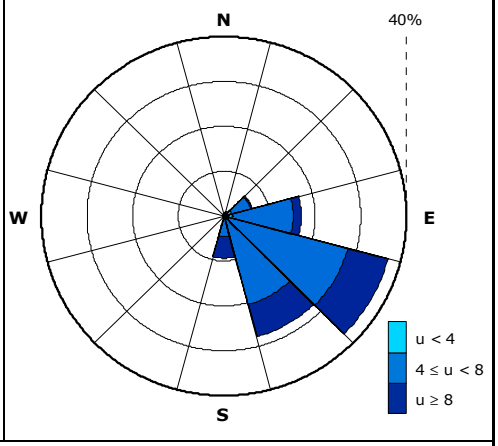



*Figura 2.30 – Diagrama da torre de referência (A)*

Foram utilizados dados de vento medidos por um ano, mesmo período da torre alvo (B), e os principais parâmetros são apresentados na tabela 2.8.

*Tabela 2.8 – Principais parâmetros eólicos da torre de referência (A)*

| **Parâmetros Eólicos Principais** | | |
|---|---|---|
| | **60 metros** | **30 metros** |
| **Velocidade média anual do vento:** | 6,74 m/s | 6,28 m/s |
| **Desvio padrão médio anual:** | 0,80 m/s | 0,85 m/s |
| **Intensidade de turbulência média anual(1):** | 11,76% | 13,35% |
| **Fator de forma de Weibull, k:** | 4,23 | 3,97 |
| **Fator de escala de Weibull, c:** | 7,51 m/s | 6,97 m/s |
| **Expoente do gradiente vertical:** | 0,104 | |
| **Direção média do vento:** | ESE 37,17% | |
| **Distribuição da freqüência da velocidade** | **Rosa de ventos** | |
|  |  | |

(1)Para o cálculo da intensidade de turbulência foram consideradas apenas as velocidades maiores ou iguais a 4 m/s.

## 2.8.2 ASPECTOS TEÓRICOS E METODOLOGIA PARA PREVISÃO DE VENTO NA TORRE ALVO (B)

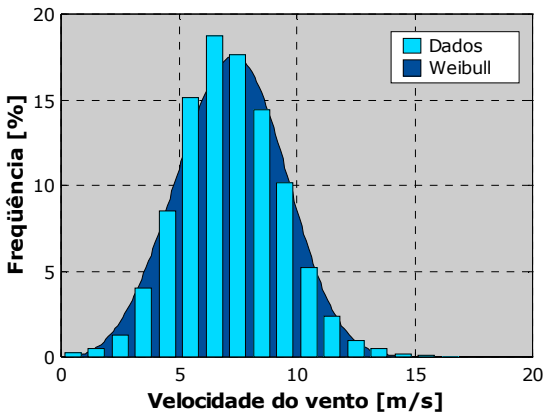
A torre alvo (B) está distante, aproximadamente 6 km da torre de referência (A) e possui as mesmas características, como altura e mesmo posicionamento dos sensores. O período de medidas também foi o mesmo para as duas torres.

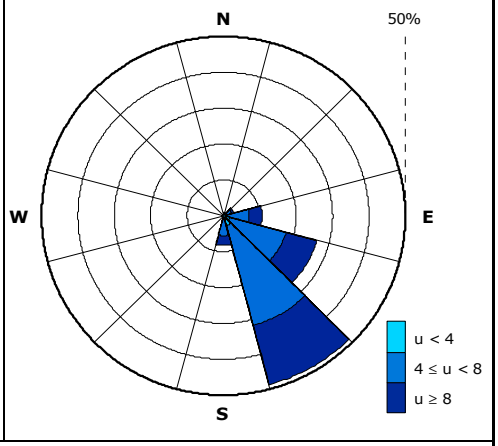
A região onde estão localizadas as duas torres apresenta um relevo considerado complexo, conforme explicitado no item 2.5 desta dissertação. A complexidade do terreno implica em uma forte influência dos efeitos topográficos no escoamento do vento.

O estudo utilizou o programa computacional WAsP, desenvolvido pelo *RisØ National Lab* (Dinamarca), no qual o CBEE mantém convênio de cooperação científica, para estimar a velocidade média de vento da torre de referência (A) para a torre alvo (B). A entrada de dados do programa consiste: (i) Série de um ano de dados de vento (velocidade e direção de vento) da torre de referência (A); (ii) Modelo topográfico da área e (iii) Localização da torre de referência e da torre alvo. Neste estudo os parâmetros (i) e (iii) foram mantidos constantes para todas as análises. A tabela 2.9 apresenta os principais parâmetros eólicos da torre alvo (B).

*Tabela 2.9 – Principais parâmetros eólicos da torre alvo (B)*

| **Parâmetros Eólicos Principais** | | |
|---|---|---|
| | **60 metros** | **30 metros** |
| **Velocidade média anual do vento:** | 7,19 m/s | 6,25 m/s |
| **Desvio padrão médio anual:** | 0,78 m/s | 0,82 m/s |
| **Intensidade de turbulência média anual[(1)]:** | 10,62% | 12,53% |
| **Fator de forma de Weibull, k:** | 3,66 | 3,36 |
| **Fator de escala de Weibull, c:** | 8,00 m/s | 6,96 m/s |
| **Expoente do gradiente vertical:** | 0,204 | |
| **Direção média do vento:** | SSE 47,73% | |
| **Distribuição da freqüência da velocidade** | **Rosa de ventos** | |




[(1)]Para o cálculo da intensidade de turbulência foram consideradas apenas as velocidades maiores ou iguais a 4 m/s.

A cobertura do terreno é predominantemente de pasto com poucas árvores. Existe, ainda, um pequeno município próximo, no qual também foi considerada a rugosidade da área rural e da área mais central da cidade. A tabela 2.10 apresenta o comprimento de rugosidade considerado neste estudo.

*Tabela 2.10 – Comprimento de rugosidade considerado no estudo*

| Tipo de cobertura do solo | Valor de $z_0$ [m] |
|---|---|
| Zona rural com muitas árvores e casas | 0,1 |
| Zona rural com poucas árvores e casas isoladas | 0,03 |
| Área de arbustos e árvores isoladas | 0,01 |

### 2.8.3 INFLUÊNCIA DAS DIMENSÕES DA ÁREA DE ANÁLISE NA PRECISÃO DA PREVISÃO DO VENTO NA TORRE ALVO (B)

O modelo topográfico inicial tem o tamanho de 15 km x 15 km e distâncias de curvas de nível de 10 metros (figura 2.29). Na primeira parte do estudo foi mantida a distância das curvas de nível e as dimensões do mapa foram variadas. A figura 2.31 apresenta a localização das torres de medição e os mapas utilizados na análise:

- Área 1: Mapa 15 km x 15 km (mapa inicial)
- Área 2: Mapa 12,5 km x 12,5 km;
- Área 3: Mapa 10 km x 10 km;
- Área 4: Mapa 7,5 km x 7,5 km;
- Área 5: Mapa 5 km x 5 km.

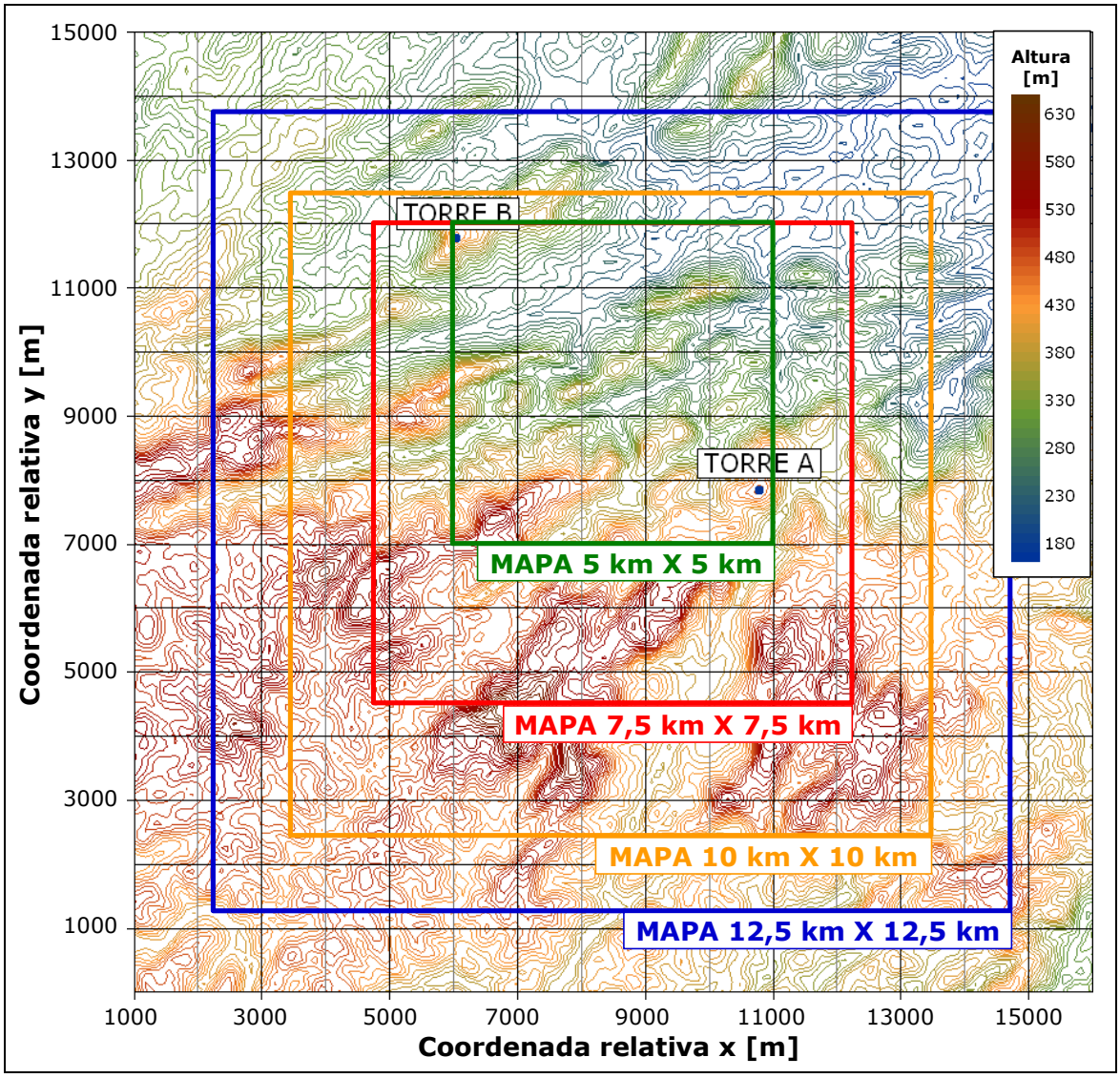



*Figura 2.31 – Mapas utilizados na análise da previsão do vento na torre alvo (B)*

Os resultados desta primeira análise são apresentados na figura 2.32.

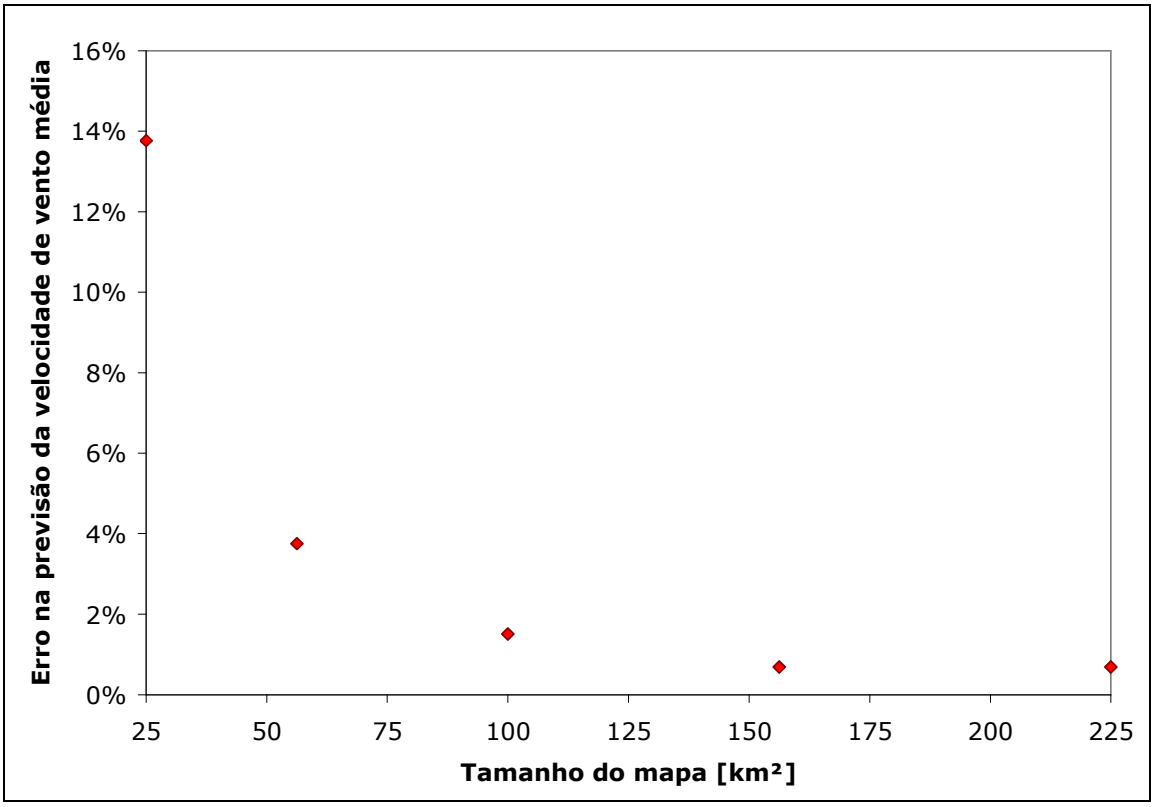



*Figura 2.32 – Gráfico do erro x tamanho do mapa*

Nesta primeira análise pode-se ver claramente no gráfico apresentado que o tamanho do mapa tem grande influência na previsão da velocidade de vento média, com erros atingindo quase 14%. Quando o mapa atinge um certo tamanho (10 km x 10 km) a previsão da velocidade de vento não sofre alteração.

### 2.8.4 INFLUÊNCIA DA DISTÂNCIA ENTRE CURVAS DE NÍVEL NA PREVISÃO DO VENTO NA TORRE ALVO (B)

Para uma avaliação da importância da distância das curvas de nível na precisão da previsão de vento na torre alvo (B), foram realizadas diversas simulações utilizando um modelo topográfico com dimensões de 15 km x 15 km, variando-se a distância entre as curvas de nível:

- Simulação I: intervalo das curvas de nível: 10 m;

- Simulação II: intervalo das curvas de nível: 25 m;
- Simulação III: intervalo das curvas de nível: 50 m;
- Simulação IV: intervalo das curvas de nível: 75 m;
- Simulação V: intervalo das curvas de nível: 100 m.

As figuras a seguir (figura 2.33, figura 2.34, figura 2.35, figura 2.36 e figura 2.37) apresentam os mapas utilizados nas simulações:

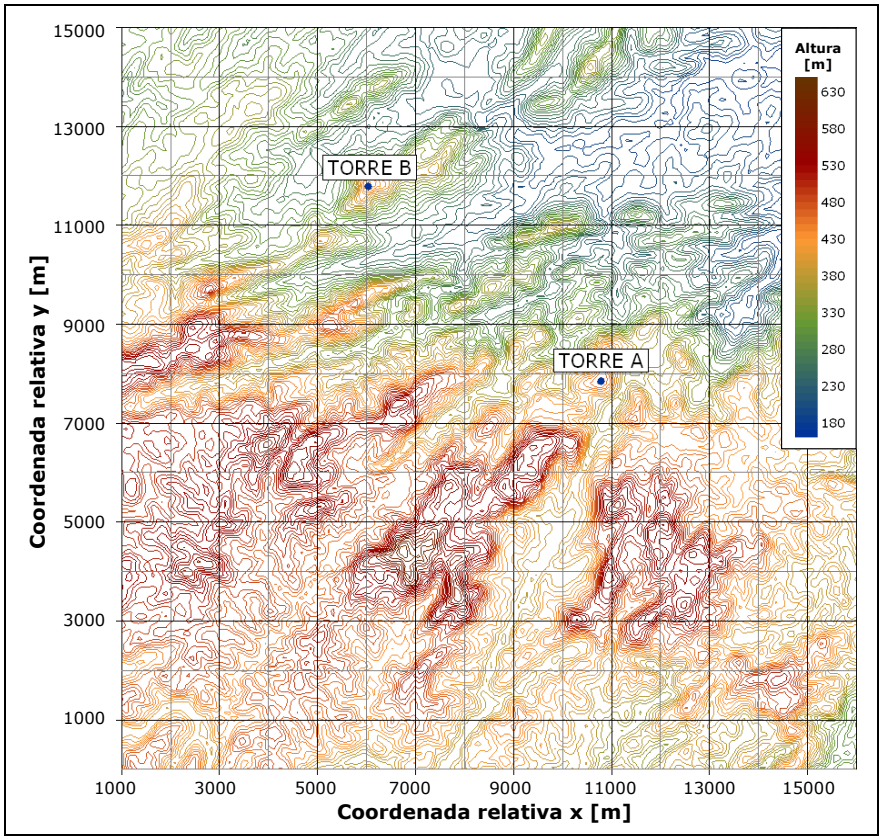



*Figura 2.33 – Mapa com intervalo de curvas de nível de 10 metros*

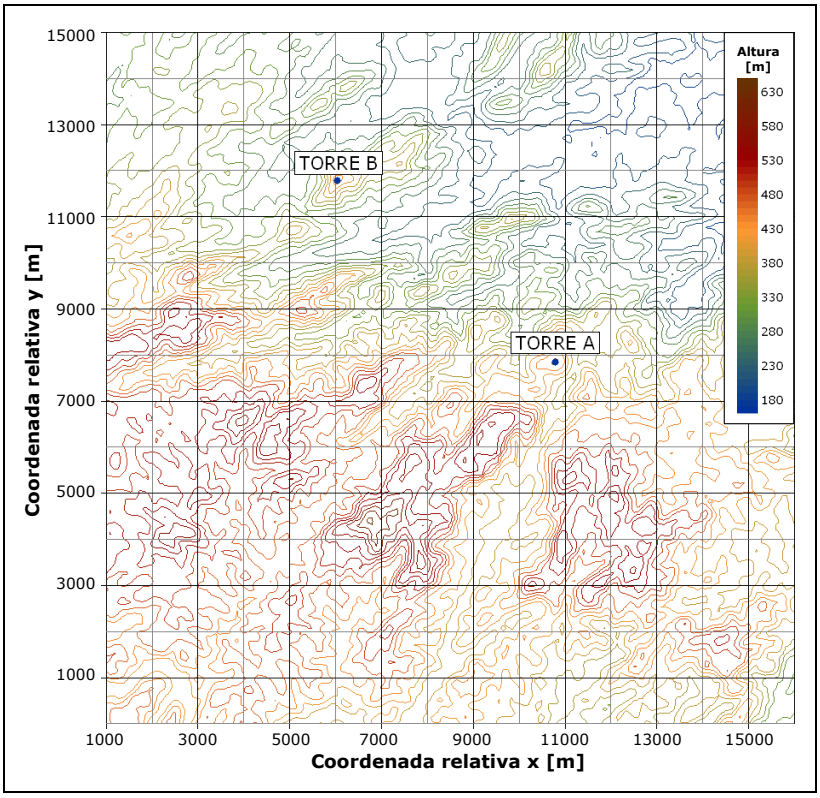



*Figura 2.34 – Mapa com intervalo de curvas de nível de 25 metros*

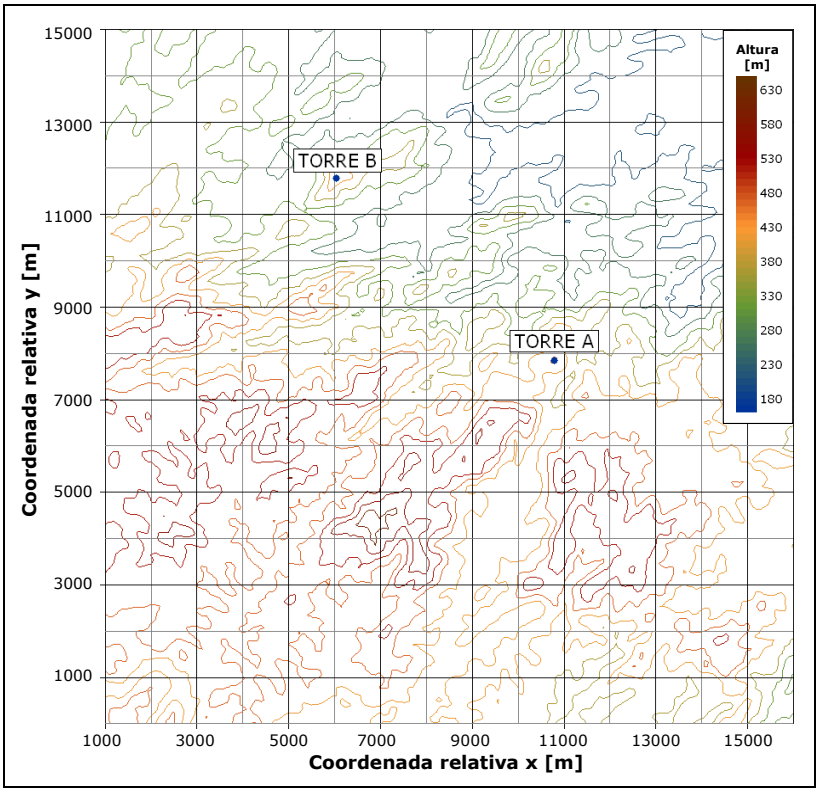



*Figura 2.35 – Mapa com intervalo de curvas de nível de 50 metros*

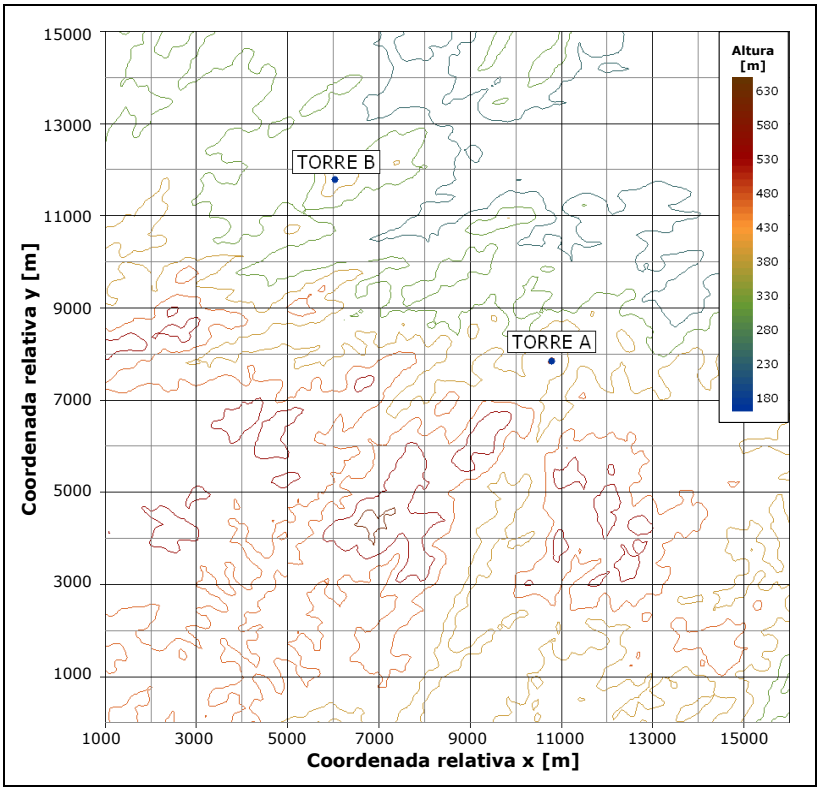



*Figura 2.36 – Mapa com intervalo de curvas de nível de 75 metros*

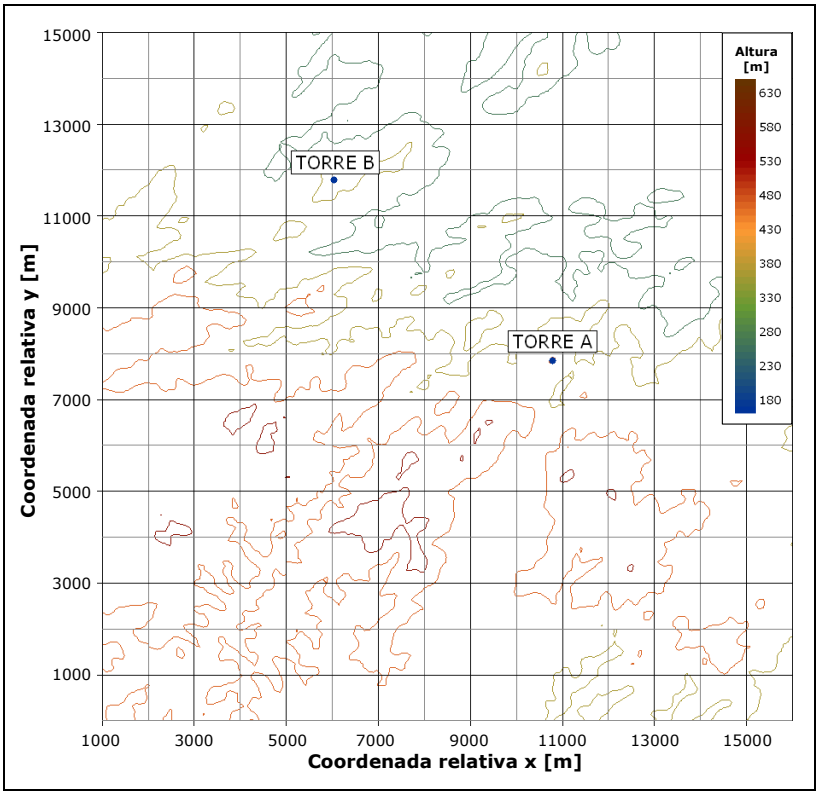



*Figura 2.37 – Mapa com intervalo de curvas de nível de 100 metros*

Os resultados destas simulações são apresentados na figura 2.38.

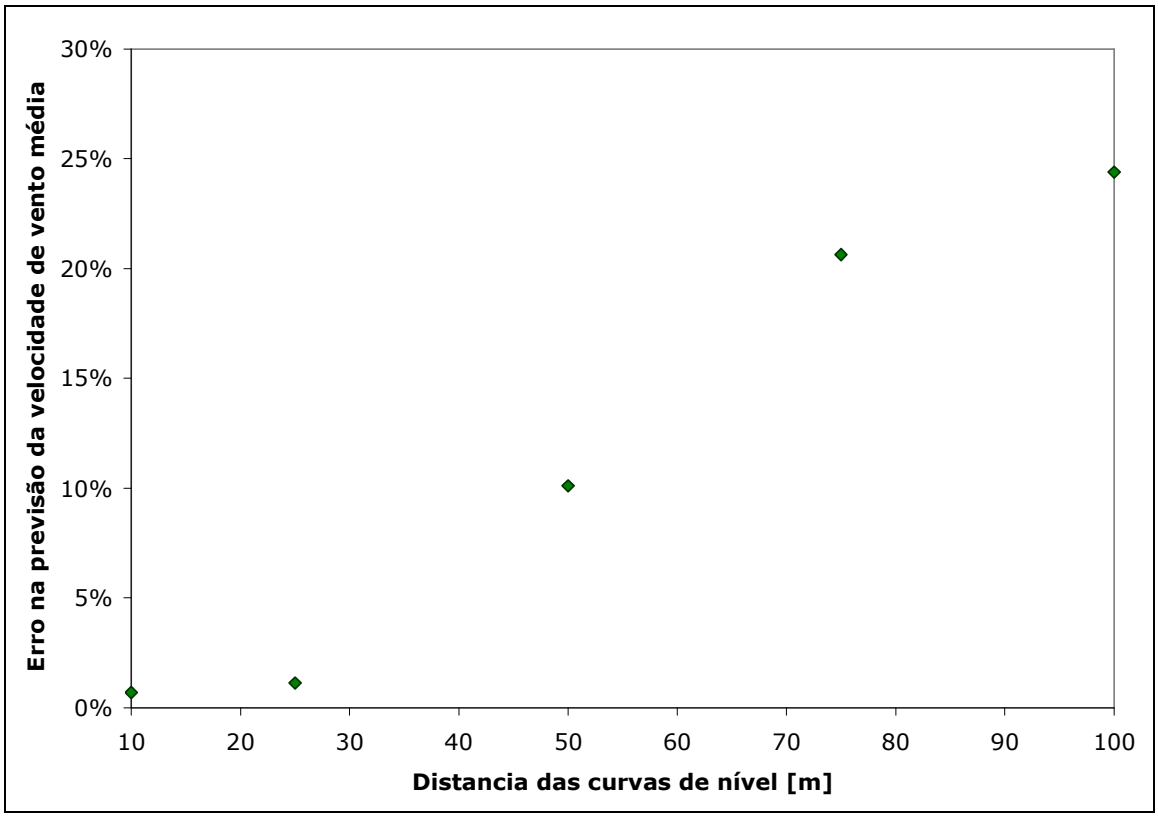



*Figura 2.38 – Gráfico do erro distância das curvas de nível*

Analogamente à primeira análise, esta segunda análise apresenta a importância das distâncias entre as curvas de nível de um modelo topográfico utilizado para previsão da velocidade média do vento. O erro na previsão pode atingir até 25% na velocidade predita. Quando a distância entre as curvas de nível atinge ao valor de 25 metros, a previsão não é modificada.

Os mapas mais comumente utilizados para este tipo de análise, na região Nordeste do Brasil, são os mapas de levantamento topográfico realizados pela Sudene. Estes mapas apresentam eqüidistância das curvas de nível de 50 metros, o que, resultaria num erro de aproximadamente 10% na estimativa da velocidade média do vento. Podendo, então, resultar num erro de mais de 30% na estimativa de geração de energia.

Pode-se concluir com este estudo que as dimensões do modelo topográfico, bem como a distância entre as curvas de nível tem grande importância na previsão da velocidade de vento de um determinado local. Portanto, o modelo topográfico deve ser bem definido a fim de evitar grandes erros na previsão da velocidade do vento, causando assim, grandes erros na estimativa de energia de uma central eólica.

# 3 ASPECTOS ESTRUTURAIS

Turbinas eólicas de grande porte para a geração de energia elétrica apresentam duas condições aparentemente contraditórias:

1. Precisam ser estruturalmente seguras e projetadas para possuírem uma vida útil de mínima de 20 anos;
2. Precisam ter baixo custo.

Para atender a condição nº 1, a solução óbvia seria especificar uma estrutura rígida e conseqüentemente pesada para garantir a integridade da turbina. Entretanto, ao projetar uma estrutura rígida os custos são elevados. Reduzindo a massa e a espessura dos componentes metálicos, uma estrutura com menor custo poderia ser obtida. Porém, estruturas leves são mais flexíveis e o entendimento de "dinâmica estrutural" é fundamental.

Toda a teoria apresentada nesta dissertação envolvendo a análise e quantificação da energia gerada em uma central eólica admite nos cálculos aerodinâmicos que o rotor e as pás estão sempre posicionadas com o ângulo ótimo (ângulo de ataque) proporcionando a maximização da geração de energia.

Na realidade, ao especificar "turbinas flexíveis", o rotor e as pás estão em constante "vibração" e estes movimentos vibratórios modificam drasticamente o ângulo de incidência das pás, implicando em diminuição da energia em certas regiões de operação das turbinas flexíveis – "zonas de exclusão".

Este capítulo analisa estes problemas e apresenta os parâmetros mais

importantes que devem ser considerados para a maximização da energia.

## 3.1 FILOSOFIA DE PROJETO RÍGIDO VERSUS FLEXÍVEL

Uma questão importante para estabelecer a filosofia de projeto é a comparação de projeto rígido versus flexível. Todos os sistemas estruturais dinâmicos podem ser simulados por uma série de massas interconectadas, molas e amortecedores.

As primeiras turbinas instaladas possuíam como característica principal a rigidez na sua estrutura. A figura 3.1 apresenta uma turbina NASA/DOE 100 kW Mod-0, em sua configuração original, instalada em 1975 pela NASA, nos Estados Unidos, para testes. Com o crescimento do conhecimento de dinâmica estrutural, foram realizados vários testes, inicialmente, modificando o material das pás e depois o número de pás. Em 1979, foram inseridas molas na base da torre para estudo das freqüências naturais. Três anos depois, o tipo de torre da turbina foi modificado, passando esta a ser tubular, e mais "esbelta".

A figura 3.2 apresenta um outro exemplo de turbina de estrutura rígida, a turbina Tvind 2,0 MW instalada em 1975, na Dinamarca.

Para a redução dos custos, turbinas passaram a utilizar o conceito "flexível". A flexibilidade estrutural implica na utilização de elementos estruturais mais leves e econômicos.

Sistemas de estruturas mais flexíveis podem ser vistos na figura 3.3 que apresenta uma central eólica instalada na Espanha, em 2002, com turbinas Gamesa G58 de 850 kW. A figura 3.4 que apresenta uma central eólica instalada na Alemanha, em 2005, com turbinas Vestas V90 de 3,0 MW.

Em adição aos aspectos de seleção da filosofia de projeto, a escolha do

conceito também irá afetar a definição da estratégia de controle ao passar pela ressonância e, por conseguinte a geração de energia da turbina eólica.

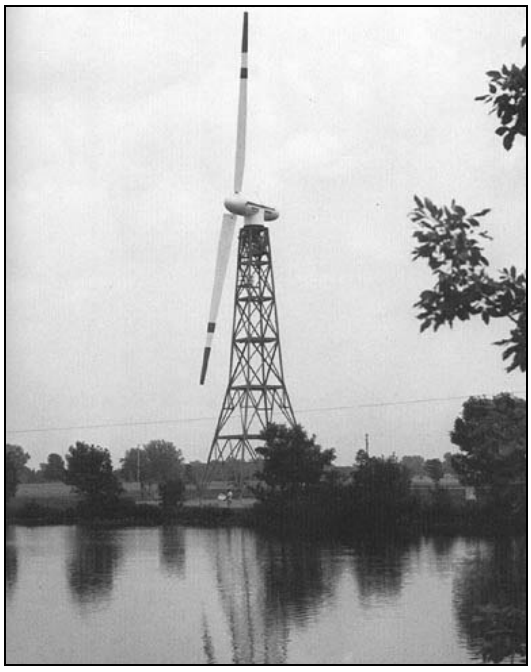


*Figura 3.1 – Exemplo de turbina eólica com estrutura rígida (SPERA, 1994)*

*Figura 3.2 – Exemplo de turbina eólica com estrutura rígida (DWIA, 2006)*

*Figura 3.3 – Exemplo de turbina eólica com estrutura flexível*

*Figura 3.4 – Exemplo de turbina eólica com estrutura flexível (VESTAS, 2006)*

## 3.2 COMPORTAMENTO DINÂMICO

O comportamento dinâmico de uma estrutura é caracterizado pela flexibilidade da estrutura, e pode estar associado com o controle de operação e sistema de regulação ou não.

Se a freqüência de excitação externa é próxima à freqüência natural da turbina, os esforços aumentam como resultado de uma amplificação dinâmica. No caso de turbinas de rotação variável, o aspecto mais importante é a determinação das "zonas de exclusão", que coincidem com as "zonas de ressonância estrutural".

<table>
<tr><td>Região A</td><td>Se,<br>$0{,}8f_0 < f < 1{,}2f_0$</td><td colspan="2">os esforços devem ser calculados utilizando as propriedades dinâmicas da estrutura.</td><td>(3.1)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Região B</td><td rowspan="2">Se,<br>$0{,}3f_0 < f < 0{,}8f_0$<br>ou<br>$1{,}2f_0 < f < 1{,}4f_0$</td><td colspan="2">os esforços podem ser calculados como correspondentes a uma turbina assumida como rígida, mas os carregamentos devem ser multiplicados por um fator de amplitude dinâmica correspondente a uma estrutura não-amortecida, dado pela equação:</td><td rowspan="2">(3.2)</td></tr>
<tr><td>$a = \frac{1}{\left\lvert 1 - \left(\frac{f}{f_0}\right)^2 \right\rvert}$</td><td>(3.3)</td></tr>
<tr><td>Região C</td><td>Se<br>$f < 0{,}3f_0$ ou<br>$f > 1{,}4f_0$</td><td colspan="2">não é necessário utilizar fator de amplificação e a estrutura é assumida como rígida (STAM, 1991).</td><td>(3.4)</td></tr>
</table>

onde,

f é a freqüência de excitação externa [$T^{-1}$]

$f_0$ a freqüência natural da turbina [$T^{-1}$]

a o fator de amplitude (amplitude dinâmica/amplitude estática) [-]

A figura 3.5 apresenta o gráfico que relaciona o fator de freqüência ($f/f_0$) com o fator de amplitude. Pode-se observar que quando o fator de freqüência é igual a 1, o fator de amplitude tende a infinito. Isto porque se considera o sistema não-amortecido para esta análise.

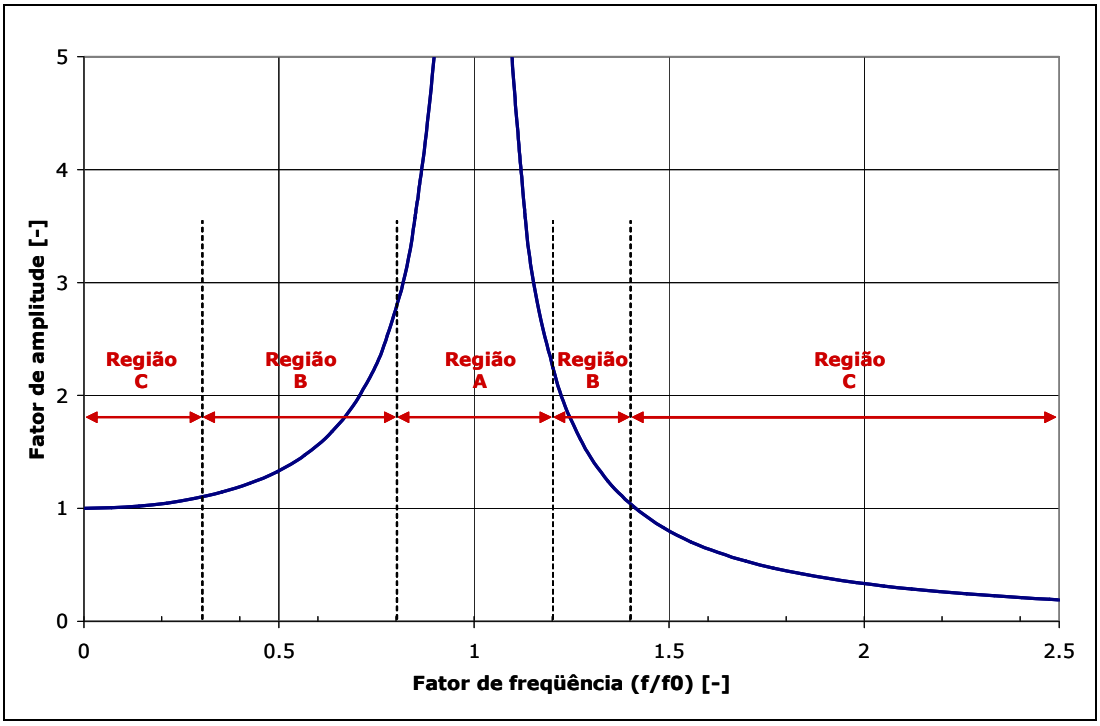



*Figura 3.5 – Gráfico do fator de freqüência versus fator de amplitude*

O que acontece na prática muitas vezes é que a turbina ao passar pela zona de ressonância ela deixa de produzir energia para não interferir nem transferir a vibração para o sinal de saída. Deste modo, quanto mais vezes o sistema passa pela zona de ressonância menos a turbina eólica vai gerar. Por este motivo, a zona de ressonância é também chamada de zona de exclusão.

Faber e Dalhoff (2002) propuseram um sistema de amortecedor dinâmico de vibrações dentro da torre. Desta forma, alteram-se as características do sistema, e se antes o sistema era tratado como um sistema com um grau de liberdade (um pico de ressonância) agora o sistema passa a ter dois graus de liberdade, tendo, portanto, dois picos de ressonância. No entanto, os picos de ressonância para o novo sistema – sistema com amortecimento viscoso – possuem amplitudes menores e, dependendo da amplitude da vibração, a turbina pode operar sem grandes interferências na qualidade da energia.

Portanto, a determinação precisa das freqüências naturais de turbinas eólicas é fundamental para a caracterização e projeto do sistema de controle, e assim, maximizar a energia gerada.

## 3.3 MEDIÇÕES DAS FREQÜÊNCIAS NATURAIS DE UMA TURBINA EÓLICA

Foram realizadas medidas para determinação das freqüências naturais de uma turbina eólica instalada no centro de teste do Centro Brasileiro de Energia Eólica, em Olinda, Pernambuco. A turbina possui potência nominal de 300 kW, 30 m de altura e 30 m de diâmetro do rotor. A figura 3.6 apresenta a turbina eólica de Olinda.

*Figura 3.6 – Turbina eólica de Olinda*

As medidas de freqüências naturais da turbina eólica foram realizadas no conjunto torre/rotor. As figuras a seguir (figura 3.7, figura 3.8 e figura 3.9) apresenta a execução das medidas na torre/rotor.

*Figura 3.7 – Execução de medições da vibração na estrutura torre/rotor.*

*Figura 3.8 – Execução de medições da vibração na estrutura torre/rotor.*

*Figura 3.9 – Execução de medições da vibração na estrutura torre/rotor.*

## 3.3.1 INSTRUMENTAÇÃO UTILIZADA

Durante a medição foram utilizados os seguintes componentes:

- Computador portátil (notebook);
- Analisador de sinais (FFT) B&K;
- Martelo de impacto Endevco;
- Acelerômetro Endevco.

A figura 3.10 mostra os equipamentos acima citados:

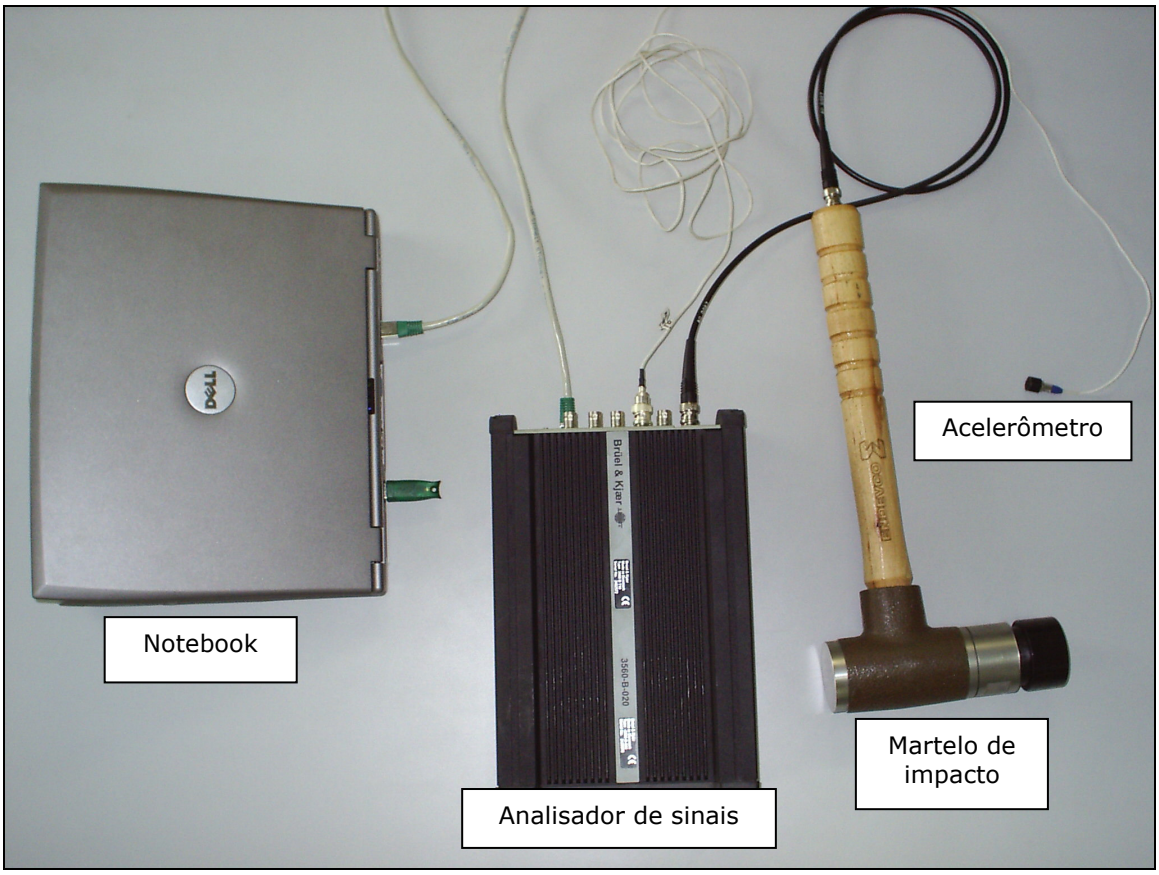



*Figura 3.10– Equipamentos utilizados para realização do experimento.*

A técnica utilizada para a determinação das freqüências naturais do conjunto torre/rotor foi a excitação por impacto, com martelos de impacto piezelétricos.

A figura 3.11 apresenta o martelo de impacto com transdutor de força, cujo sensor é montado na ponta do martelo.

*Figura 3.11 – Martelo de impacto piezelétrico*

Quando a estrutura é excitada pelo martelo, a energia é transferida para a estrutura durante um pequeno período de tempo, fornecendo um sinal típico de força como mostrado na figura 3.12.

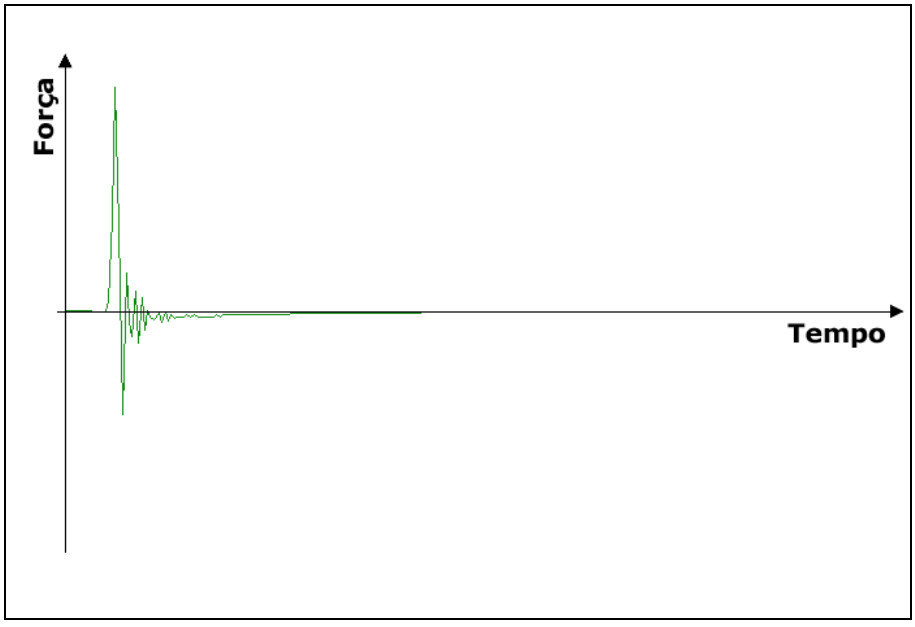



*Figura 3.12 – Sinal típico de uma excitação pelo martelo (impulso)*

As freqüências e a qualidade do sinal dependem do tipo de ponta do martelo em termos de rigidez, da velocidade de impacto e das características dinâmicas da estrutura. O martelo utilizado neste estudo foi o martelo Endevco modelo 2304 de sensibilidade nominal de 0.24 mV/N.

A figura 3.13 apresenta o acelerômetro utilizado no experimento.

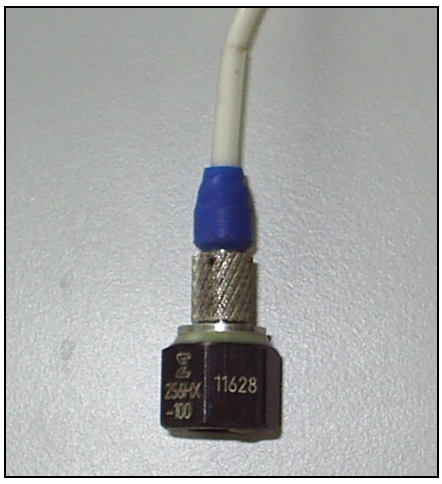



*Figura 3.13 – Acelerômetro Endevco 256HX-100*

Os movimentos resultantes da excitação da estrutura foram medidos através de um acelerômetro apresentado, o qual possui as seguintes especificações:

- Acelerômetro Endevco modelo 256HX-100, sensibilidade 96.18 mV/g @ 100 Hz (ou 9.808 mV/m/s$^2$ @ 100 Hz).

A força de excitação, a aceleração resultante e a resposta dos movimentos do conjunto torre/rotor foram determinadas através do analisador de sinal (FFT) da marca B & K e modelo 3560B.

A figura 3.14 apresenta um diagrama esquemático do equipamento e da turbina eólica.

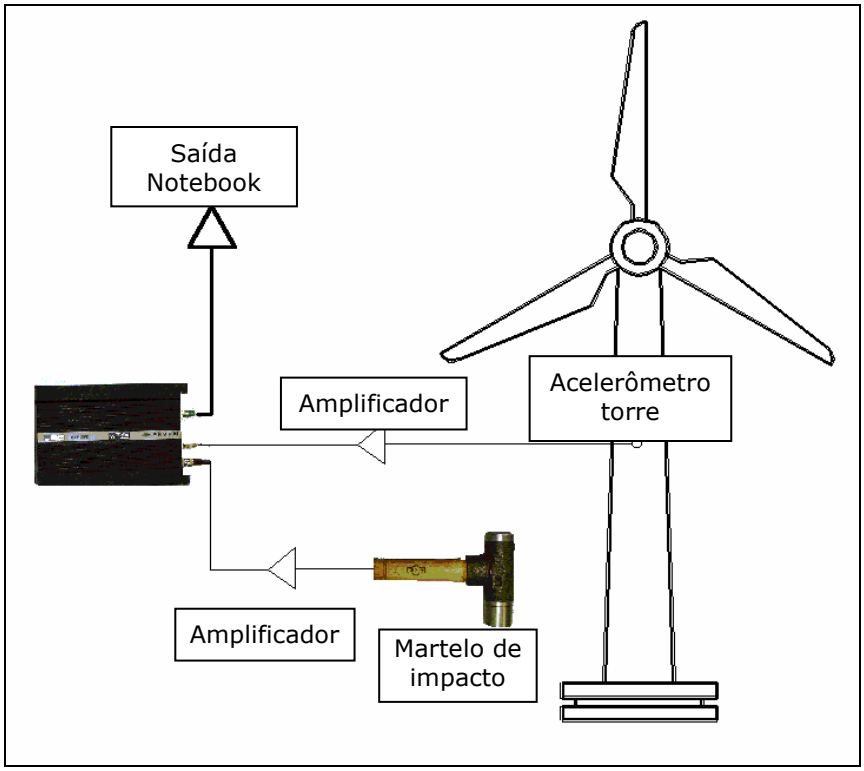



*Figura 3.14 – Diagrama esquemático da montagem do equipamento para os testes de vibração.*

## 3.3.2 ASPECTOS TÉCNICOS – DETERMINAÇÃO DAS FREQÜÊNCIAS NATURAIS DO CONJUNTO TORRE/ROTOR

A configuração do conjunto torre/rotor (posicionamento das pás e do eixo do rotor) utilizada neste trabalho é apresentado na figura 3.15.

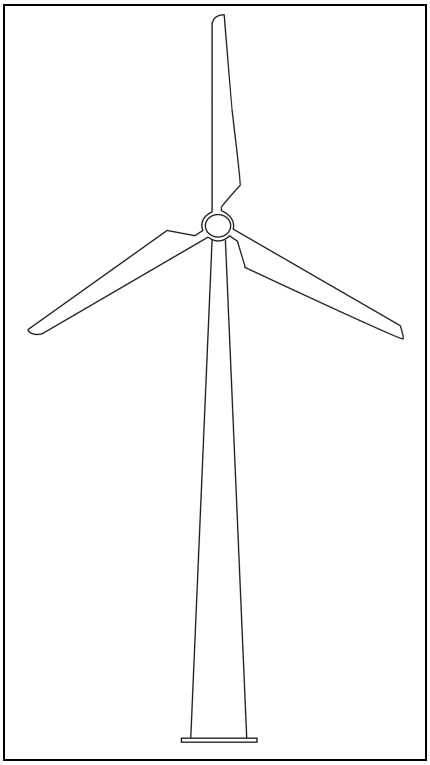


*Figura 3.15 – Configuração do conjunto torre/rotor utilizadas na medição.*

As coordenadas da torre e a direção em que as forças foram aplicadas para obtenção das freqüências naturais são apresentadas na figura 3.16.

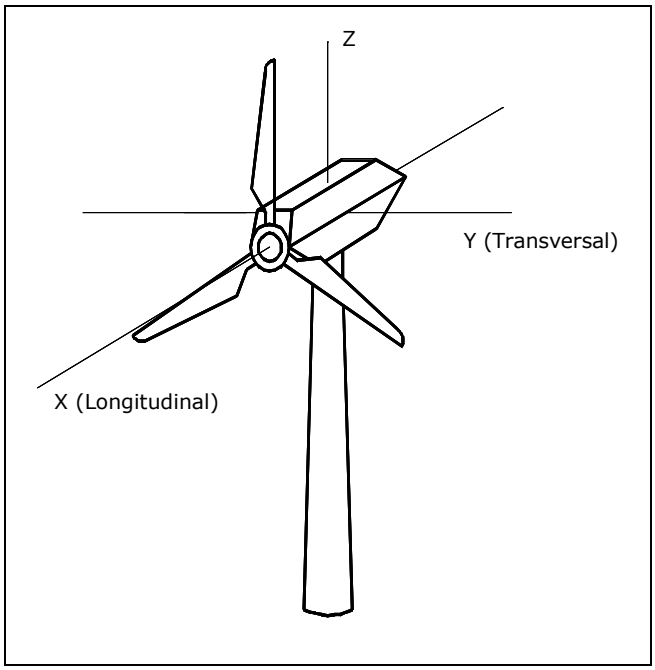



*Figura 3.16 – Definição do sistema de coordenadas*

## 3.3.3 RESULTADOS

As figuras a seguir apresentam os resultados das freqüências naturais em função da configuração torre/rotor.

Com a utilização de "turbinas flexíveis" e tecnologia de "rotação variável" é de fundamental importância o conhecimento destas freqüências naturais. Se a turbina opera em uma destas ressonâncias, as vibrações provocam deformações nas pás e diminuição da energia gerada, além de provocar redução da vida útil (fadiga).

As "zonas de exclusão de operação" de turbinas eólica são determinadas e coincidentes com as "zonas de ressonância estrutural". Portanto, a quantificação precisa das freqüências naturais do conjunto rotor-torre e a determinação das mais importantes fontes de excitação externa foram realizadas.

Com os instrumentos descritos na seção 3.3.1 e os sinais processados através de um analisador de sinais FFT – Transformada rápida de Fourier (Fast Fourier Transform), as freqüências naturais nº 1 e nº 2 foram determinadas para as direções x-x e y-y através das figuras 4.17 e 4.18 e sumarizadas na tabela 3.1.

*Tabela 3.1 – Freqüências naturais medidas do rotor-torre*

| | Freqüência Natural nº 1 | Freqüência Natural nº 2 |
|---|---|---|
| Direção da vibração<br>x-x (longitudinal) | $f_1$(x-x)<br>3,0 Hz | $f_2$(x-x)<br>8,0 Hz |
| Direção da vibração<br>y-y (transversal) | $f_1$(y-y)<br>2,75 Hz | -<br>(não medida) |

A diferença obtida na primeira freqüência natural entre a direção x-x e y-y deve-se ao fato do momento de inércia diferença existente na turbina. O

movimento perpendicular ao rotor apresenta um momento de inércia diferente do movimento paralelo ao rotor.

As fontes de excitação externa mais importantes da turbina eólica analisada podem ser especificadas como:

Excitação nº 1: ($\Omega_1$) Freqüência de excitação externa devido à rotação do rotor. No caso da turbina instrumentada: $\Omega_1$ = 37 RPM = $\Omega_1$ = 0,6 Hz

Excitação nº 2: ($\Omega_2$) Freqüência de excitação externa devido à passagem da pá pela torre. Como a turbina possui 3 pás: $\Omega_2$ = 3 x $\Omega_1$ = $\Omega_2$ = 1,8 Hz

Para a turbina instrumentada e os resultados apresentados foram determinados os parâmetros mais importantes para o projeto do sistema de controle. Podemos classificar as possibilidades de projeto em duas opções distintas:

Opção 1: Turbina operando com rotação constante ($\Omega_1$ = 0,6 Hz) e com as características estruturais inalteradas.

Neste caso, o sistema de controle pode ser projetado sem qualquer "zona de exclusão". No entanto, exige um custo mais alto da turbina, pois a estrutura será rígida.

Opção 2: Turbina operando com rotação variável e com as características estruturais inalteradas.

Neste caso, o sistema de controle deverá ser projetado com duas zonas de exclusão próximos a 3,0 Hz e 8,0 Hz.

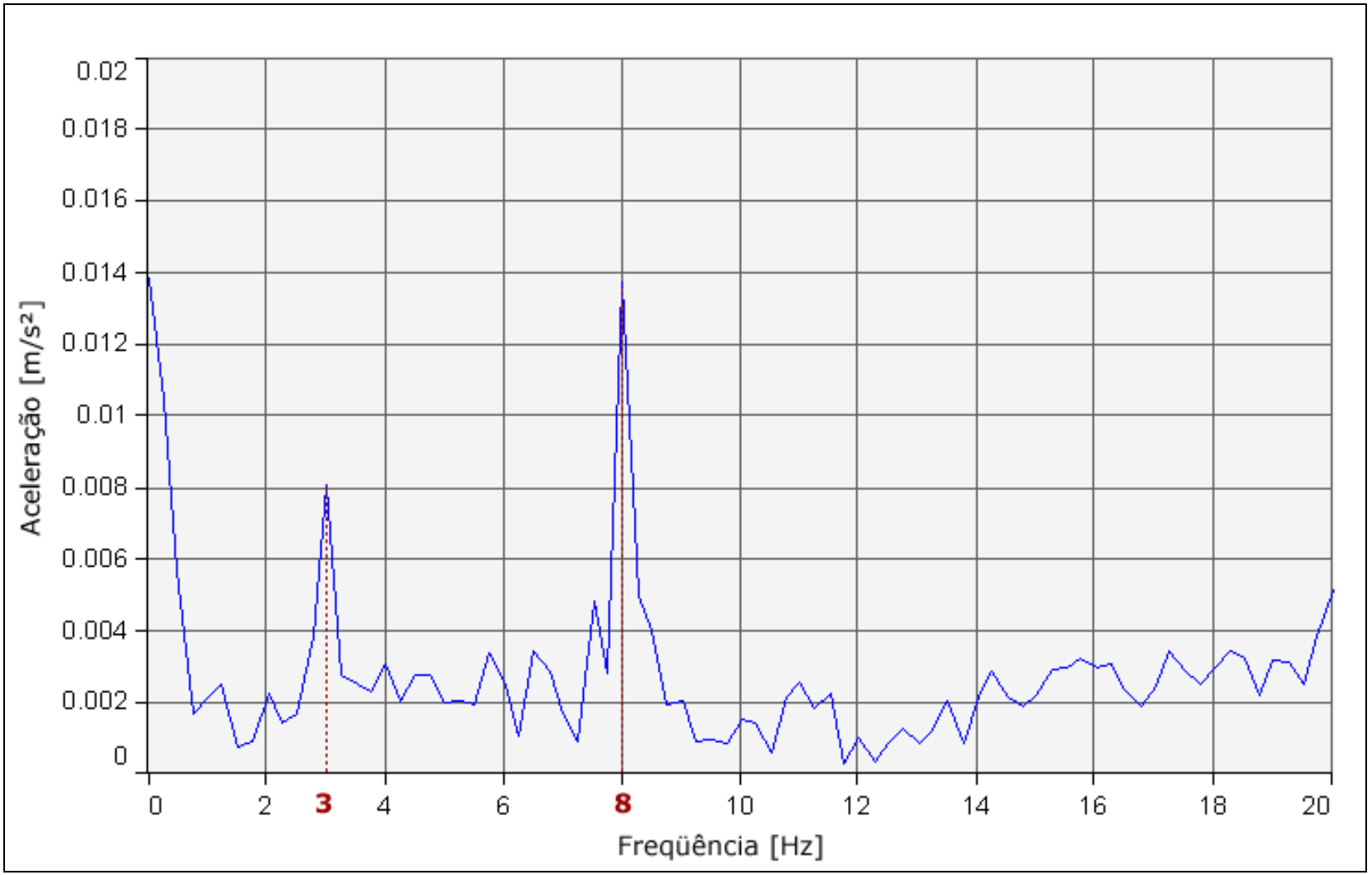



*Figura 3.17 – Espectro de Fourier do sinal de resposta do acelerômetro na direção x – x*

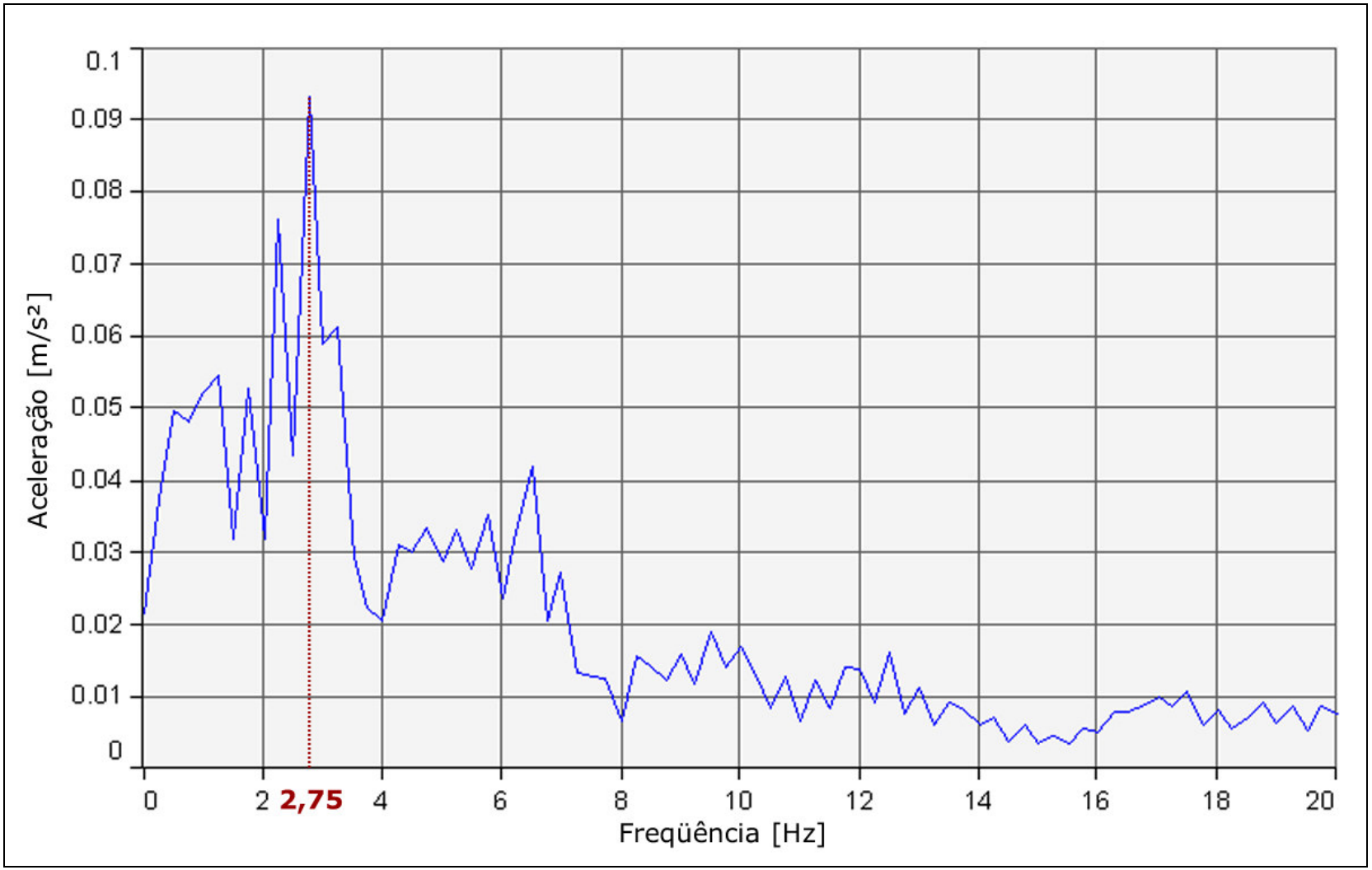



*Figura 3.18 - Espectro de Fourier do sinal de resposta do acelerômetro na direção y - y*

## 3.4 ZONAS DE EXCLUSÃO

Considerando as medidas de freqüência naturais realizadas e as excitações externas descritas na seção 3.3.3 desta dissertação são apresentadas na figura 3.19 as zonas de exclusão para a operação da turbina eólica.

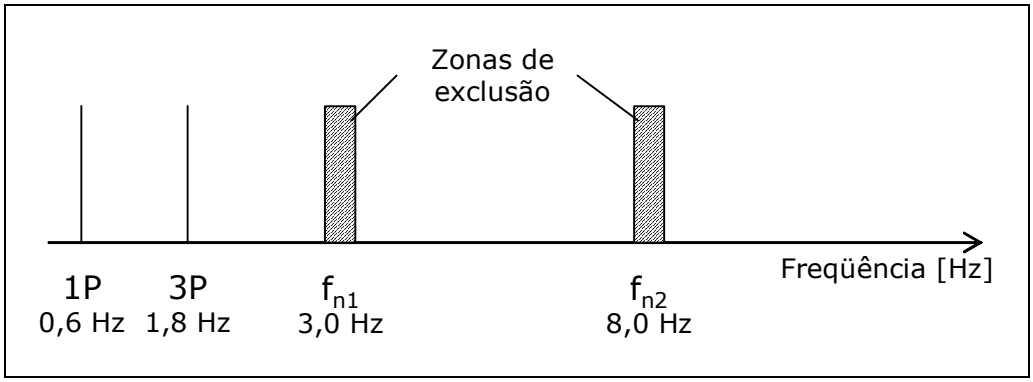



*Figura 3.19 – Zonas de exclusão para a operação da turbina eólica*

Portanto, a turbina OWW 250 poderá operar no modo "rotação variável", desde que o sistema de controle seja programado para desconectar a turbina da rede elétrica no momento que as zonas de exclusão sejam atingidas.

Como o sistema de controle desconecta a turbina da rede elétrica, a geração de energia efetiva tem um decréscimo.

# 4 CONCLUSÕES

A viabilidade econômica de uma central eólica depende fundamentalmente da produção de energia, do preço contratual da energia e dos custos de investimento, operação e manutenção.

A quantificação precisa da energia gerada e possíveis formas de maximização, através da análise de todos os parâmetros, foram apresentados nos capítulos 2 e 3. Esta análise foi realizada em função de aspectos relativos aos parâmetros eólicos, aspectos topográficos e aspectos dinâmicos (características estruturais da turbina).

Com relação aos parâmetros eólicos foram realizadas comparações entre a estimativa de energia, utilizando-se a metodologia apresentada no capítulo 2 desta dissertação, e as medidas de produção de energia da turbina OWW 250. Com esta análise pôde-se observar que a metodologia aplicada obteve uma diferença menor que 10% entre a estimativa e a produção de energia efetiva.

A interação entre os aspectos relativos aos parâmetros eólicos e aos aspectos topográficos é apresentada na seção 2.5 e evidencia a importância da precisão do modelo topográfico na estimativa de energia.

Baseado em medidas reais e simulações de vento, observou-se que erros de até 25% na previsão do vento podem ser obtidos, quando da utilização de modelos topográficos não adequados, implicando em erros da ordem de 75% na previsão da geração de energia. Esta conclusão é de máxima importância para

projetos eólicos localizados em regiões de relevo não plano – relevo complexo.

Com relação aos aspectos dinâmicos (características estruturais da turbina) e sua influência na geração de energia foram apresentados resultados e medidas realizadas na turbina OWW 250. Para turbinas que operam com rotação variável, as zonas de exclusão foram determinadas e a metodologia favorece a maximização da energia de centrais eólicas.

# 5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AINSLIE, J. F. **Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbines.** Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol 27. 1988.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd, 2001. 618p.

COMPTUS. Catálogo de produtos. Disponível em: <www.comptus.com>. Acesso em: 23 mar. 2006.

CHIEN, H. C. et al. **Preliminary Measurement of Flow Over Model** – Three-Dimensional Hills. Colorado State University. 1975.

DNV/RisØ, **Guidelines for Design of Wind Turbines**. Dinamarca, 2001, 261p.

DWIA, DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. Disponível em: <www.windpower.org/en/pictures/brush.htm>. Acesso em: 03 de mar. 2006.

ELETROBRÁS. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**. Contratos. Disponível em: <www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp>. Acesso em: 08 jun. 2005.

ENERCON. Especificações técnicas. Disponível em: <www.enercon.de>. Acesso em: 10 abr. 2006.

ENERCORP INSTRUMENTS. Catálogo de produtos. Disponível em: <www.enercorp.com>. Acesso em: 23 mar. 2006.

ESDU, **Wind Speed Profiles over Terrain with Roughness Changes.** Item 84011. 1993. 47p.

FABER, T.; DALHOFF, P. **Dynamic Behaviour of Oil Dampers in Wind Turbine Towers.** Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH. Hamburg, 2002.

FEITOSA, E.A.N., SILVA, G.R., PEREIRA, A.L., VELEDA, D.E.A., SILVA, C.C. **Panorama do Potencial Eólico no Brasil**. Brasília. ANEEL. 2002. 68p.

FRENKEIL, J. **Wind Profiles Over Hills**. Meteorological Society 88. 1962.

FRERIS, L. L. **Wind Energy Conversion Systems.** Prentice Hall International: Cambrigde, 1990.

FROST, W.; NOWAK, D. K. **Summary of Guidelines for Sitting Wind Turbine Generators Relative to Small-Scale, Two-Dimensional Terrain Features**. Final Report. Tennessee, 1979.

GARRAD HASSAN AND PARTNERS. **GH WindFarmer Theory Manual**. Inglaterra, 2005.

HANSEN, M. O. L.; PEDERSEN, B.M. **Influence of the Meteorology Mast on a Cup Anemometer.** Journal of Solar Energy Engineering, Vol 121, 1999. p 128-131.

IEA. **Recommended Practices for Wind Turbine Testing – Part 11:** Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry. International Standard, Paris, 1999.

MORTENSEN, N. G. **Terrain roughness and roughness change.** Notas do curso WAsP training. Recife, 2002.

MUNRO GROUP. Catálogo de produtos. Disponível em: <www.munro-group.co.uk>. Acesso em: 23 mar. 2006.

NRG SYSTEMS. Catálogo de produtos. Disponível em: <www.nrgsystems.com>. Acesso em: 05 jan. 2005.

PEDERSEN, T. F. **On Wind Turbine Power Performance Measurements at Inclined Airflow.** Wind Energy, John Wiley & Sons Ltd. Vol. 7, 2004. p. 163-176.

PETERSEN, E. L. et al. **Wind power Meteorology. Part I: Climate and Turbulence**. Wind Energy, John Wiley & Sons Ltd, Vol. 1, 1998. p. 2-22.

RAFTERY, P. et al. **Understanding the Risks of Financing Wind Farms.** European Wind Energy Conference 1997. Dublin.

ROHATGI, J. S.; NELSON V. **Wind Characteristics:** An Analysis for the Generation of Wind Power. Alternative Energy Institute. Estados Unidos, 1994.

SILVA, G. R. **Características de Vento da Região Nordeste:** Análise, modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas. 2003. 131 f. Dissertação (Mestrado em Energia Eólica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2003.

SMITH, G. H. **Wind Farm Monitoring.** Notas do curso Wind Farm Design. London, 2004.

SPERA. D. A. Introduction to Modern Wind Turbine. In: SPERA, D. A. (Ed) **Wind Turbine Technology:** Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. New York: Asme Press, 1994. Cap. 1.

SPHEPHERD, D.G. Historical Development of the Windmill. In: SPERA, D. A. (Ed) **Wind Turbine Technology:** Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. New York: Asme Press, 1994. Cap. 1.

STAM, W. J. **Regulations for the Type-certification of Wind Turbines:** Technical Criteria. ECN-91-001. 1991.

VESTAS WIND SYSTEMS A/S. **Photos Gallery.** Disponível em: <www.vestas.com/uk/Press/photo_archive/photo_archive.asp>. Acesso em: <03 abr. 2006>.

WEIBULL, W. **A Statistical Distribution of Wide Applicability**. J. Appl. Mech., 18, p. 293-297, 1951.

WWEA – WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. **Worldwide Wind Energy Boom in 2005:** 58.982 MW Capacity Installed. Press Release. Bonn, 2006.

# ANEXO A

WAsP é um programa computacional para o cálculo da extrapolação vertical e horizontal a partir das estatísticas climatológicas do vento. Ele contém vários modelos para descrever o fluxo do vento sobre diferentes terrenos e próximo à obstáculos. O WAsP consiste de cinco blocos principais de cálculos:

**Análise de dados brutos.** Essa opção faz uma análise de qualquer série de tempo da medição do vento para fornecer um resumo estatístico dos dados observados, climatização especifica do vento da localidade. Essa parte é implementada em uma ferramenta separada, o OWC (Observed Wind Climate) Wizard.

**Geração dos dados do atlas eólico.** Os dados de vento analisados podem ser convertidos em um clima de vento regional ou em um grupo de dados de um atlas eólico. Em grupo de dados de um atlas eólico as observações do vento são 'limpas' com respeito as condições especificas do local. O atlas eólico gerado é independente do local e a distribuição do vento é convertida às condições padrão.

**Estimativa da climatologia eólica.** Utilizando um grupo de dados do atlas eólico calculado pelo WAsP ou obtido por outra fonte – o Atlas Eólico Brasileiro, por exemplo – o programa pode estimar a climatologia eólica em qualquer ponto específico executando o cálculo inverso como se é usado para gerar um atlas eólico. Introduzindo descrições do terreno em volta do local a ser analisado, os modelos podem prever a climatologia eólica esperada do local.

**Estimativa do potencial do vento.** O conteúdo total de energia de ventos médios é calculado pelo WAsP. Além de uma estimativa da real produção da energia média anual de uma turbina eólica pode ser obtida fornecendo o WAsP com a curva de potência da turbina eólica em questão.

**Cálculo da produção de uma central eólica.** Dada a curva do coeficiente de empuxo da turbina eólica e a distribuição de turbinas em uma central eólica, o WAsP pode finalmente estimar as perdas por esteira para cada turbina em uma central e então a produção de energia anual líquida de cada turbina eólica e de toda a central, i.e. a produção bruta menos as perdas por esteira.

O programa ainda contém partes de análises e aplicações que podem ser resumidas na figura A.1.

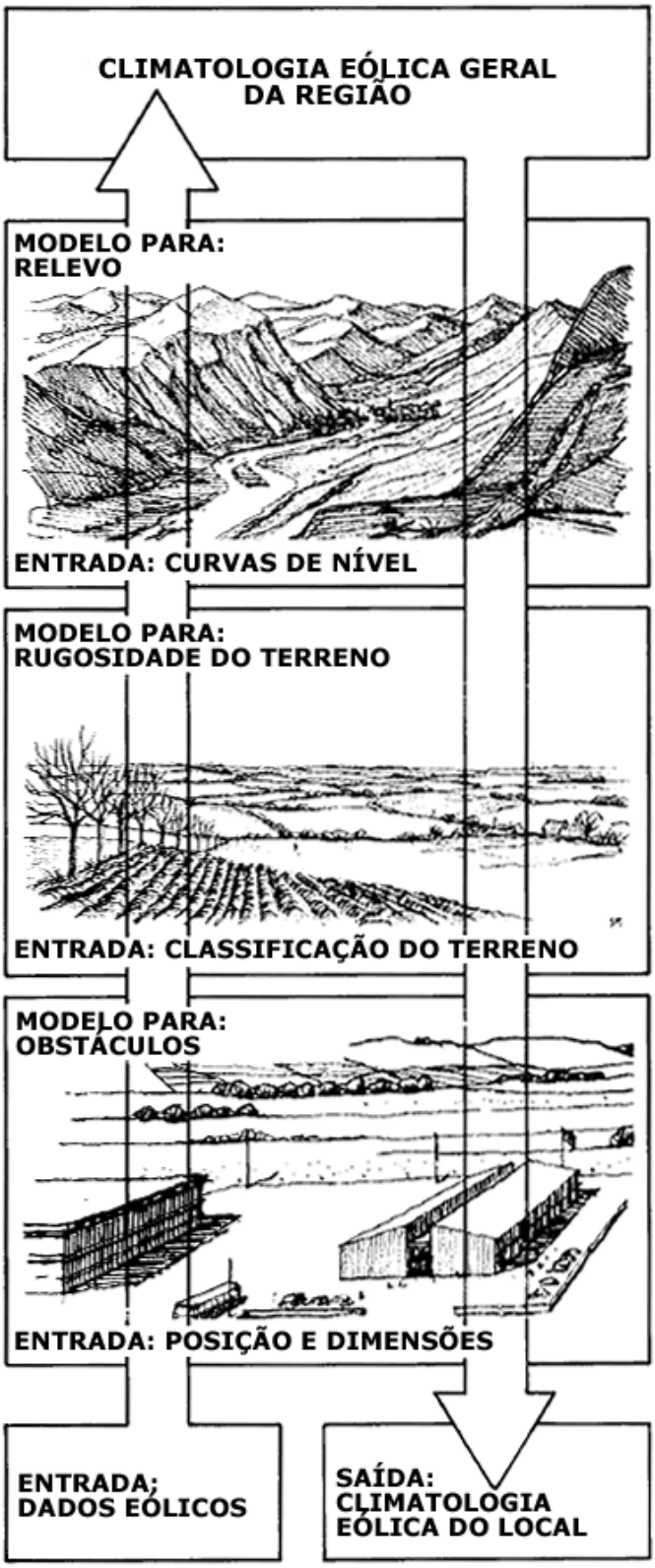



*Figura A.1 – Metodologia do programa computacional WAsP*