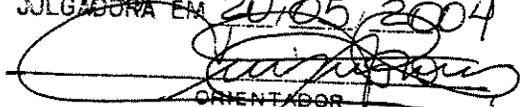


TELA DE APROVAÇÃO POR Adriana Rocha
Ferreira Miguel E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 20/05/2004

ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO DE
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO
DADOS EM MICROESCALA DE ESTAÇÕES
CLIMATOLÓGICAS NO ESTADO DE SÃO PAULO

Autor: Adriana Rocha Ferreira Miguel
Orientador: Luiz Antonio Rossi

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO
DADOS EM MICROESCALA DE ESTAÇÕES
CLIMATOLÓGICAS NO ESTADO DE SÃO PAULO**

Autor: Adriana Rocha Ferreira Miguel
Orientador: Luiz Antonio Rossi

Dissertação de mestrado acadêmico, apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2004
S.P. – Brasil

IDADE	FC
CHAMADA	T/UNICAMP
	M 588a
	EX
MBO BC/	61004
OC.	16.11.04
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
REÇO	11,00
DATA	18-11-04
CPD	

ib Id 332075

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA – BAE – UNICAMP

M588a

Miguel, Adriana Rocha Ferreira

Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica usando dados em microescala de estações climatológicas no Estado de São Paulo / Adriana Rocha Ferreira Miguel. Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Luiz Antonio Rossi.

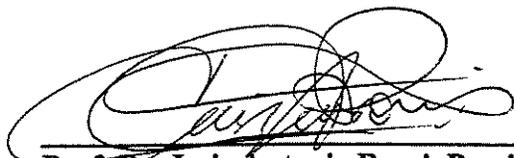
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia Elétrica – Produção. 2. Força eólica. 3. Recursos naturais renováveis – São Paulo (Estado). 4. Recursos energéticos. I. Rossi, Luiz Antonio. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

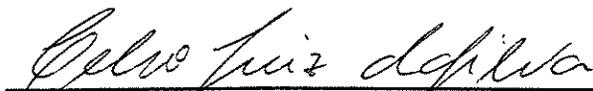
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO PARA
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO
DADOS EM MICROESCALA DE ESTAÇÕES
CLIMATOLÓGICAS NO ESTADO DE SÃO PAULO**

Autor: Adriana Rocha Ferreira Miguel
Orientador: Luiz Antonio Rossi



Prof. Dr. Luiz Antonio Rossi, Presidente
Instituição: Universidade Estadual de Campinas - FEAGRI



Prof. Dr. Celso Luiz da Silva
Instituição: Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" – FEB



Prof. Dr. Gilberto de Martino Jannuzzi
Instituição: Universidade Estadual de Campinas - FEM

Campinas, 20 de maio de 2004.

Dedicatória

A um ser que me ensina dia a dia, que devemos ser úteis a este mundo.

Que me ensina que cada um, a sua maneira, deve buscar a evolução constante.

Com amor dedico este trabalho a DEUS.

Agradecimentos

A meus pais, minhas irmãs, meu marido e meus sogros, que juntos me ajudaram a firmar os objetivos e a adquirir forças para a elaboração deste trabalho e que também compreenderam minhas muitas ausências;

Ao meu orientador professor Dr. Luiz Antonio Rossi, que sempre esteve presente e atuante em todas as decisões buscando saber os detalhes do trabalho e auxiliando nos rumos a serem tomados;

As empresas CETESB, *Duke-Energy*, IPMET Bauru, Marinha do Brasil e INPE, pelo fornecimento dos dados de suas estações climatológicas;

A pesquisadora Ana Maria Gomes, que me indicou a estrutura técnica inicial do trabalho;

A meus amigos, Álvaro Martins, Carlos Bastelli, Milton Moura, Milton Tadashi, Rosana Taveira e Telma Conceição, que foram grandes companheiros durante as viagens e em alguns momentos difíceis;

As minhas amigas Andressa Sannazzaro, Fabiana Varella, Mariel Silvestre, Paula Duarte, e Tereza Orrico, que virtualmente marcaram suas presenças com mensagens de estímulo e fé;

A minha amiga Silvia Arantes, ao sr. Sérgio Marchese e ao prof. Silvio Passarelli, da FAAP, que me auxiliaram no processo de licença parcial de trabalho;

A todos os professores, colegas de departamento e companheiros de disciplina, que me prestaram ajuda de forma direta ou indireta, para que este trabalho pudesse ser elaborado;

Ao Departamento de Energia da FEM/UNICAMP pelo apoio financeiro, quando da necessidade da compra de dados e do custeio de viagem de campo;

Ao CEPAGRI/UNICAMP pelo apoio tecnológico.

Sumário

Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	vi
Nomenclatura	vii
Resumo	ix
Abstract	x
1. Introdução	1
1.1. Objetivos e estrutura do trabalho	4
2. Revisão Bibliográfica	5
2.1. Geração de eletricidade por energia eólica	5
2.1.1. O estado da arte mundial	5
2.1.2. O estado da arte no Brasil	8
2.1.3. As perspectivas para o Brasil	9
2.2. Fundamentos teóricos da energia eólica	11
2.2.1. Caracterização dos ventos	11
2.2.2. Dados de frequência	11
2.2.3. O processo de medição segundo a <i>World Meteorological Organization</i> (WMO)	14
2.2.4. O processo de medição no Brasil	19
2.2.5. A influência da rugosidade	22
2.2.6. A extrapolação das frequências de velocidade	24

2.2.7.	Densidade de energia contida nos ventos	27
2.2.8.	Cálculo da potência eólica pelo método de Betz	27
2.3.	O Estado de São Paulo	29
2.3.1.	Caracterização do clima	29
2.3.2.	Caracterização do relevo	32
2.4.	Estudo das metodologias aplicadas aos Atlas eólicos	36
2.4.1.	Programas computacionais	36
2.4.1.1.	<i>Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)</i>	36
2.4.1.2.	<i>WindMap</i>	38
2.4.2.	Modelo de relevo	40
2.4.3.	Modelo de rugosidade	40
2.4.4.	Modelo atmosférico	41
2.4.5.	Validação	43
2.5.	Aerogeradores: materiais e uso	44
2.5.1.	Materiais	45
2.5.2.	Usos e modelos	46
3.	Materiais e métodos	51
3.1.	Materiais	51
3.2.	Métodos	56
3.2.1.	A distribuição de Weibull	56
3.2.2.	O programa <i>Statistical Analysis System (SAS)</i>	58
3.2.3.	Extrapolação das faixas de frequência de velocidade das estações	60
3.2.4.	Cálculo das densidades de potência e de energia	63
3.2.5.	Procedimento para obtenção das rosas dos ventos	65
3.2.6.	Modelo de relevo	66
3.2.7.	Cálculo da eficiência do sistema	68
3.2.8.	Análise de sensibilidade	68
3.2.9.	Determinação do Fator de Capacidade	69

4.	Resultados e discussões	70
4.1.	Análise das densidades de potência e de energia	70
4.2.	Análise dos dados através da função densidade de probabilidade	91
4.3.	Representação das direções do vento nas estações	97
4.4.	Modelo de relevo	100
4.5.	Eficiência do sistema	109
4.6.	Análise de sensibilidade	109
4.7.	Cálculo do Fator de Capacidade	112
5.	Conclusões	128
5.1.	Recomendações e alternativas de melhoria	131
	Referências Bibliográficas	132
	Anexos	
	Anexo1 – Crescimento acumulado da potência instalada de painéis solar-fotovoltaicos em países membros da IEA-PVPS	137
	Anexo 2 – Crescimento do uso de biomassa como fonte de geração de energia em países membros da <i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i> – OECD	138
	Anexo 3 – Programa simplificado para a função de determinação da curva de distribuição de Weibull	139
	Anexo 4 – Relatório do programa SAS emitido para a estação de Bariri	142
	Anexo 5 – Legenda das redes; distribuição das redes de estações do estudo	145

Lista de Figuras

Figura 2.1	Crescimento dos dez maiores mercados de energia eólica	7
Figura 2.2	Empreendimentos instalados no Brasil até 2003	9
Figura 2.3	Representação de uma rosa dos ventos	13
Figura 2.4	Plataforma de coleta de dados em terra	15
Figura 2.5	Plataforma de coleta de dados oceânica	15
Figura 2.6	Anemógrafo	19
Figura 2.7	Anemômetro	19
Figura 2.8	Exemplo de perfil da velocidade do vento para rugosidade de 0,055 m	23
Figura 2.9	Representação das massas de ar no Brasil	30
Figura 2.10	Temperatura e altimetria do Sudeste	31
Figura 2.11	Formação dos ventos alísios	33
Figura 2.12	Perfil do relevo do ESP	35
Figura 2.13	Descrição de metodologia	38
Figura 2.14	Distribuição teórica de uma usina eólica – distâncias em unidades de diâmetro	49
Figura 2.15	Distribuição da usina eólica de Camelinho	49
Figura 3.1	Mapa do ESP com a distribuição das estações	54
Figura 3.2	Influência do parâmetro k na curva de distribuição de Weibull	57
Figura 3.3	Modelo da distribuição de Weibull pelo programa SAS – 1.920 dados	59
Figura 3.4	Cálculo de velocidade a partir do programa <i>Wind Speed Calculator</i>	62
Figura 3.5	Representação de rosa dos ventos conforme padrão de trabalho	65
Figura 3.6	Imagem do quadrante geográfico S24W046	67
Figura 4.1	Gráfico comparativo entre as tabelas 4.2 e 4.3	90

Figura 4.2	Gráfico da função densidade de probabilidade das estações menos representativas do estudo	93
Figura 4.3	Gráfico da função densidade de probabilidade das estações de representatividade média	94
Figura 4.4	Gráfico da função densidade de probabilidade das estações mais representativas do estudo	95
Figura 4.5	Rosas dos ventos	98
Figura 4.6	Estação de Barretos, direção predominante	101
Figura 4.7	Estação de Barretos, direção Oeste–Leste	101
Figura 4.8	Estação de Barretos, direção Norte–Sul	101
Figura 4.9	Estação de Caraguatatuba, direção predominante	102
Figura 4.10	Estação de Caraguatatuba, direção Oeste–Leste	102
Figura 4.11	Estação de Caraguatatuba, direção Norte–Sul	102
Figura 4.12	Estação de Cunha, direção predominante	103
Figura 4.13	Estação de Cunha, direção Oeste–Leste	103
Figura 4.14	Estação de Cunha, direção Norte–Sul	103
Figura 4.15	Estação de Ilha da Moela, direção predominante	104
Figura 4.16	Estação de Ilha da Moela, direção Oeste–Leste	104
Figura 4.17	Estação de Ilha da Moela, direção Norte–Sul	105
Figura 4.18	Estação de Ilha da Moela, representação das maiores altitudes	105
Figura 4.19	Estação de Taquaruçu, direção Oeste–Leste	106
Figura 4.20	Estação de Taquaruçu, direção Norte–Sul	106
Figura 4.21	Estação de Pindamonhangaba, direção 225° – 45 (a)	107
Figura 4.22	Estação de Pindamonhangaba, direção 225° – 45 (b)	107
Figura 4.23	Análise de sensibilidade com referência ao valor de rugosidade $z_0 = 0,05$ m	111

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Capacidade nacional atual de geração eólica	9
Tabela 2.2	Classificação da velocidade do vento segundo a escala de Beaufort	12
Tabela 2.3	Instrumentação nas estações	16
Tabela 2.4	Raio de abrangência e frequência de leitura	18
Tabela 2.5	Exemplo de configuração de uma estação meteorológica	20
Tabela 2.6	Panorama de rede de coleta de dados de vento até 2002	21
Tabela 2.7	Fator p para diferentes tipos de superfície	25
Tabela 2.8	Classes de rugosidade adotadas pelo Atlas eólico europeu	26
Tabela 2.9	Divisão geomorfológica do Estado de São Paulo	34
Tabela 3.1	Latitude, longitude, altitude e numeração das estações	53
Tabela 3.2	Seqüência de cálculo para obtenção das densidades de potência e de energia	63
Tabela 3.3	Configuração dos aerogeradores	69
Tabela 4.1	Resultados das etapas de cálculo utilizando a velocidade média	71
Tabela 4.2	Cálculo das densidades de energia por faixas de frequência de velocidade	74
Tabela 4.3	Variação do potencial eólico em função da velocidade do vento	89
Tabela 4.4	Cenários estabelecidos para o cálculo do Fator de Capacidade	113

Nomenclatura

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPAGRI	Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DAEE	Departamento de Água e Energia Elétrica
DEPV	Departamento de Proteção ao Vôo
ELETRORÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
GMT	<i>Greenwich Mean Time</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPMET	Instituto de Pesquisas Meteorológicas
IST	Instituto Superior Técnico
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas

PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PUC	Pontificia Universidade Católica
SAS	<i>Statistical Analysis System</i>
SEINFRA	Secretaria de Infra-Estrutura do Estado do Ceará
SIMEPAR	Sistema de Vigilância da Amazônia
UE	<i>Union European</i>
WasP	<i>Wind Atlas Analysis and Application Program</i>
WEC	<i>World Energy Concil</i>
WGS	<i>World Geodetic System</i>
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>

Abreviações

AGP	Aerogeradores de grande porte
APP	Aerogeradores de pequeno porte
EBA	Estado da Bahia
ECE	Estado do Ceará
EMG	Estado de Minas Gerais
ERS	Estado do Rio Grande do Sul
ESP	Estado de São Paulo
PCDs	Plataformas de coleta de dados
PIE	Produtor Independente de Energia
SP	Serviço Público

Resumo

MIGUEL, Adriana Rocha Ferreira. Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica usando dados em microescala de estações climatológicas no Estado de São Paulo. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 146p. Dissertação (Mestrado).

Este trabalho tem como objetivo a análise dos dados de velocidade e direção predominante do vento, em 28 estações climatológicas no Estado de São Paulo. Foram analisadas as medições feitas a 10 m de altura, obtidas das estações de organizações governamentais e particulares. A importância da análise, em microescala, destes dados está diretamente relacionada com a determinação do potencial eólico do Estado à altura de 50m, adequada à geração de energia elétrica por geradores eólicos de grande porte.

Palavras chave:

energia elétrica – produção, força eólica, recursos naturais renováveis – São Paulo (Estado), recurso energético.

Abstract

MIGUEL, Adriana Rocha Ferreira. **Wind potential analysis to electric power generation using micro scale data of climatologic stations in the São Paulo State.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 146p. M.Sc. Diss.

This study has the objective to a data analysis of speed and wind main direction, in 28 climatologic stations at São Paulo State. It was analyzed the measures performed at 10 meters high gather from governmental and private organizations. The analysis importance, in micro scale, of this data are straight related with determination of State wind density at 50 meters high, what is adequate to electric power generation by large-scale wind turbines.

Key words:

electrical energy, wind power, renewable natural resources – São Paulo (State), energetic resource.

Capítulo 1

Introdução

Para que seja viável a implantação de usinas de geração de energia elétrica, por fonte eólica, é necessário analisar e interligar os aspectos:

- comportamento dos ventos nas várias regiões do território estudado
- prazos de implantação e a vida útil do equipamento
- custo da implantação de usinas e da energia produzida
- interferências que os empreendimentos podem causar ao meio ambiente
- disponibilidade de tecnologia (produção nacional e assistência técnica)
- políticas públicas.

A identificação do potencial eólico de uma dada localidade é tarefa fundamental, e tem como requisito básico e indispensável, a existência de uma série temporal de observações da velocidade e direção do vento a uma altura adequada, que será melhor detalhada posteriormente.

Estudos sobre a utilização do vento, como potencial de geração de energia, mostram que o seu aproveitamento depende fundamentalmente do conhecimento detalhado de suas características na área onde as usinas eólicas serão implementadas.

No Brasil, a capacidade instalada e fiscalizada pela ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004), até o ano passado, era de 22.025 MW com turbinas eólicas, de médio e grande portes, conectadas à rede elétrica. Além destas, outras turbinas eólicas de

pequeno porte funcionam em locais isolados da rede convencional para diversas aplicações, como bombeamento de água, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural.

Segundo o Ministério das Minas e Energia (2004) até o ano de 2006, o País deverá contar com 1.122 MW instalados (3,23 TWh) de potencial eólico, estimando uma meta de aumento para 4.150 MW (12 TWh) em 2014.

Para o êxito e a eficiência desse programa, é necessário obter dados em maior quantidade e de boa qualidade sobre o comportamento dos ventos, de maneira a propiciar uma escolha adequada do tipo de turbina, e como consequência, um melhor aproveitamento do rendimento de geração nas localidades identificadas como detentoras de potencial eólico.

É importante destacar que o estudo das fontes renováveis, ditas alternativas, como biomassa, solar-fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e eólica, é necessário como um complemento ao uso das fontes convencionais permitindo a diversificação da matriz de geração de energia elétrica e o aprimoramento de tecnologias locais.

Para que este desenvolvimento ocorra, tanto na área da pesquisa quanto na área empresarial, é preciso que o País desenvolva uma estrutura político-institucional que dê suporte a estas iniciativas em áreas de financiamentos e garantias de competitividade, entre outras.

Em julho de 2001, o governo começou a regular a geração de energia por fonte eólica, por meio da Resolução nº 24, editada pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, que criou o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), o qual firmou, em seu Art. 2º, com validade até 31 de dezembro de 2003 (BRASIL, 2001), os objetivos:

- as Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS), diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, deverão, por um prazo mínimo de quinze anos, contratar a aquisição da energia a ser produzida por empreendimentos de geração de energia eólica, até o limite de 1.050 MW.

Este programa, porém, foi reestruturado e substituído a partir da elaboração da Lei nº 10.438, de abril de 2002, que dispõe, dentre outras providências, sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, criando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) (BRASIL, 2002). Este programa pode ser considerado um marco na estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro.

Segundo o Ministério das Minas e Energia (2004), na primeira etapa de implantação do PROINFA, até 2006, será feita a inserção no Sistema Interligado Nacional de 1.100MW eólica, 1.100MW biomassa e 1.100MW PCHs, assim como:

- rateio dos custos pelos consumidores do SIN proporcional ao consumo individual verificado;
- aquisição da energia pelo valor econômico de cada fonte VEF, com piso de 80% da tarifa média nacional de fornecimento;
- valor de repasse para o consumidor $\Rightarrow VR = VEF + CA$ (custos administrativos da ELETROBRÁS).

Na segunda etapa, o destaque do PROINFA para a área ambiental é a determinação de que 10% da energia produzida seja proveniente das fontes renováveis, objetivo a ser alcançado 20 anos depois da sua data de implementação.

Considerando esta melhoria na regulamentação, e a tendência mundial de busca de alternativas que minimizem os problemas ambientais causados pelos modelos de consumo que a humanidade atingiu nos séculos XX e XXI, o Brasil pode ter, no uso de energias renováveis, o enquadramento de acesso aos benefícios financeiros propiciados pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e pela Bolsa do Clima de Chicago.

Embora a energia renovável do vento apresente problemas técnicos ligados à sua sazonalidade e à frequência de fornecimento, ela não pode ser desprezada em um País que apresenta potencial estimado de geração da ordem de 60 GW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002), e que busca enquadrar-se nos conceitos de melhor aproveitamento dos recursos naturais.

Este trabalho analisa os dados necessários para que seja feito um estudo do potencial eólico-elétrico do Estado de São Paulo (ESP). Esta é uma informação imprescindível à instalação de turbinas eólicas de grande porte para a geração de energia elétrica. Com isso em foco, procedeu-se o estudo de 28 estações climatológicas localizadas no Estado.

1.1 Objetivos e estrutura do trabalho

O objetivo deste trabalho é analisar o potencial eólico, em microescala, de cada estação climatológica, analisada para a área geográfica do ESP em nove faixas diferentes de frequência da velocidade do vento, apontando, dentre estas, quais as que podem ser melhor exploradas comercialmente para a geração de energia elétrica, e se este potencial obtido representa geração de grande, médio ou pequeno porte.

Esta dissertação foi dividida em cinco capítulos, incluindo a introdução, os objetivos e a estruturação do trabalho.

No capítulo 2 é apresentado:

- o estado da arte da energia eólica no mundo;
- o estado da arte da energia eólica no Brasil;
- as perspectivas de comercialização desta fonte de geração para o País;
- os fundamentos teóricos, tais como a caracterização dos ventos, o estudo dos dados de frequência e o processo de medição deste recurso climatológico;
- os dados gerais de equipamentos;
- as características geográficas do ESP;
- as metodologias aplicadas para os diversos mapas eólicos elaborados para alguns Estados do Brasil.

O capítulo 3 aborda as estações climatológicas e os métodos utilizados para a obtenção dos dados das densidades de energia e de potência, da eficiência do sistema e do fator de capacidade. Estes valores podem determinar quais as melhores regiões para futuros investimentos.

O quarto capítulo traz os resultados de cada etapa da metodologia por meio do uso da frequência da velocidade média de cada estação.

Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões, com objetivo de servir como parâmetro para os futuros empreendimentos eólicos no Estado.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Geração de eletricidade por energia eólica

2.1.1 O estado da arte mundial

Em julho de 2000, havia cerca de 15.300 MW de capacidade instalada em energia eólica em todo o mundo: cerca de 4.900 MW na Alemanha; 2.700 MW nos Estados Unidos da América (EUA); 2.000 MW na Espanha; 1.900 MW na Dinamarca; 1.100 MW na Índia e o restante distribuído em cerca de outros quarenta países (WOBBEN ENERCON, 2000).

A União Européia (UE) demonstra grande expressividade ao assumir uma postura em prol do uso das fontes renováveis de energia, para o cumprimento das determinações do Protocolo de Quioto, que estabelece a redução, até o ano de 2010, de 8% das emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE) (UNIÃO EUROPÉIA, 2001b).

Para isso, a UE criou uma série de programas que visam coletar dados, monitorar as emissões e gerar fontes alternativas de redução destas. Cada país da comunidade européia, por sua vez, elabora seus programas internos para que as macrometas dos programas do continente sejam atingidas com êxito.

Estas diretrizes surgiram visto que a previsão do consumo total de energia na Europa aumentará cerca de 45% entre os anos de 2002 e 2012, enquanto a produção de CO₂ crescerá

14% do valor emitido em 2002 (PORTUGAL, 2004). Estes dois valores ilustram bem o problema do aumento do consumo de energia naquele continente.

Conforme verificação dos boletins da EU, posteriores ao ano de 1999, se percebe que as possibilidades de obtenção das metas estabelecidas para o ano de 2010 aumentaram com a aprovação da Comissão Geral de Energia da UE. Após medições feitas durante o referido ano, foi possível notar um crescimento significativo no uso das energias renováveis, o que permitiu, assim, que a Comissão confortavelmente decidisse pelo aumento da meta em maio de 2000, ratificando-a em 05/12/2000, conforme boletim oficial expedido em 28/12/2000 (UNIÃO EUROPÉIA, 2001b, 2001c).

A previsão para 2010 é a de que 12% da energia primária e 22% da produção de eletricidade aconteçam a partir de fontes renováveis. (EUROPEAN UNION, 2004a)

O programa *Intelligent Energy - Europe* (EIE) congrega quatro programas da comunidade europeia. Seu objetivo é dar suporte às políticas públicas relacionadas a energia e ao desenvolvimento sustentável, buscando alternativas para que o fornecimento seja competitivo, porém preserve o meio ambiente. (EUROPEAN UNION, 2004b). Estes programas são:

- SAVE
- ALTENER (UNIÃO EUROPÉIA, 2001a)
- STEER e
- COOPENER.

Suas especificidades, porém não serão descritas neste trabalho.

Referindo-se a geração de energia por fonte eólica, a UE cita que é possível considerar que aconteça a possibilidade de criação de novas empresas e empregos, cabendo ressaltar a existência de um potencial futuro, referente aos ganhos com a exportação de tecnologias de energia renovável, em particular nos países em vias de desenvolvimento (UNIÃO EUROPÉIA, 2001).

A figura 2.1 mostra como a energia eólica participa, progressivamente, das perspectivas de implantação de energias renováveis no mundo.

Crescimento dos dez maiores mercados de energia eólica

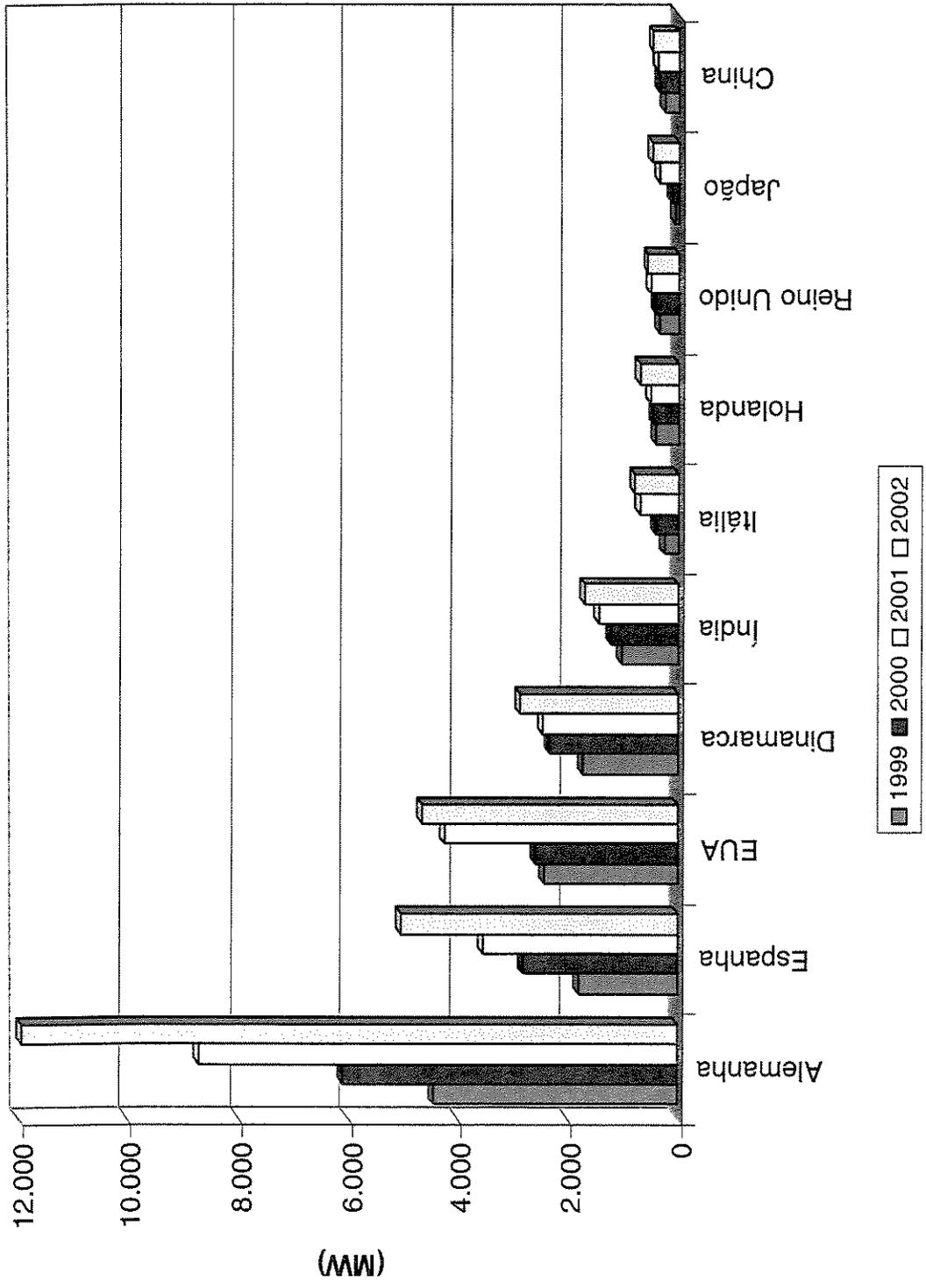


Figura 2.1 – Crescimento dos dez maiores mercados de energia eólica
 Fonte: Gráfico adaptado de tabela EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (2003)

Para que possa ser feita uma comparação com o crescimento de uso de outras fontes renováveis são apresentados nos anexos 1 e 2, gráficos com dados estatísticos mundiais sobre geração solar-fotovoltaica e biomassa.

2.1.2 O estado da arte no Brasil

A figura 2.2 traz um panorama geral dos empreendimentos instalados no Brasil até meados de 2003, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (2003).

Os nove empreendimentos em operação até esta data geram 22.025 kW, podendo ocorrer uma ampliação para 98 empreendimentos que, embora em situação de outorga, têm previsão de instalação de 6.584.200 kW de capacidade de geração.

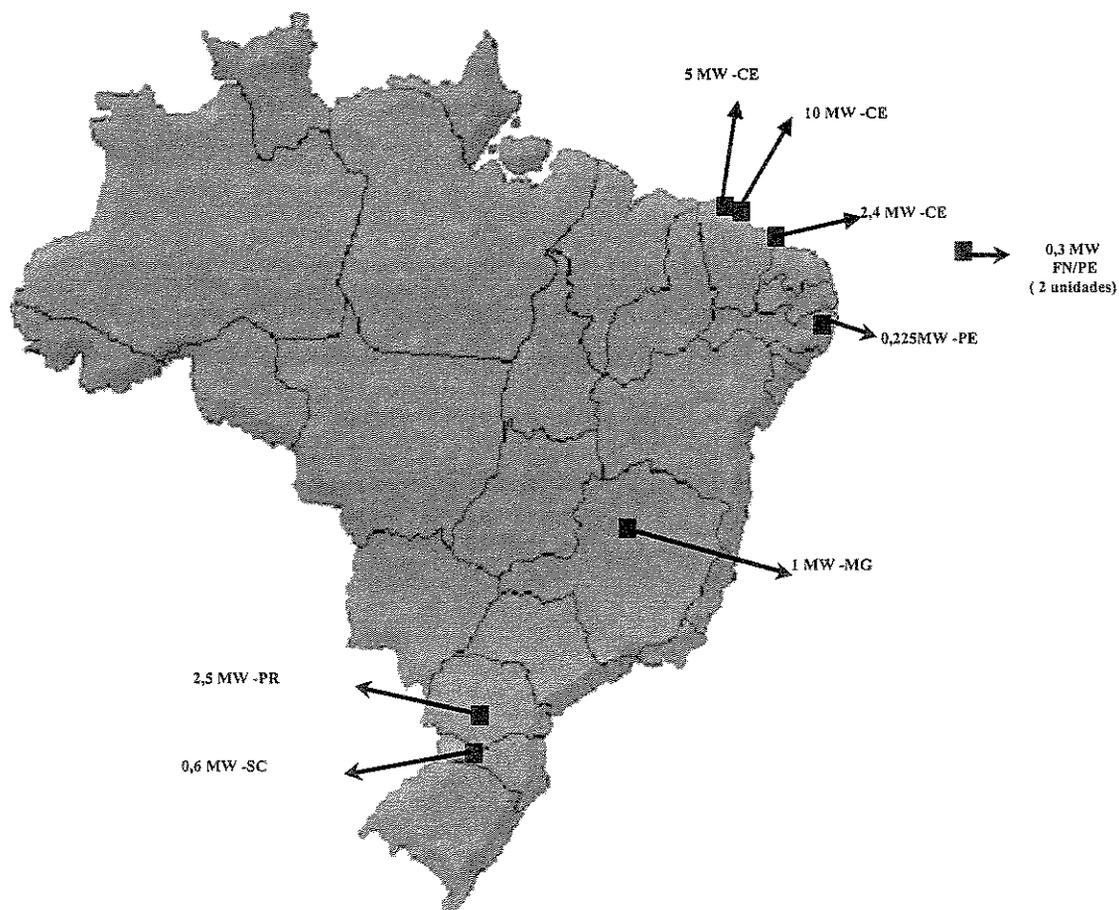


Figura 2.2 – Empreendimentos instalados no Brasil até 2003

Fonte: Adaptação de FEITOSA (2002)

Na tabela 2.1 é possível verificar a localização e os empreendedores responsáveis pela geração atual.

Tabela 2.1 – Capacidade nacional atual de geração eólica

Usina	Potência Outorgada (MW)	Produtor	Localização
Eólica	0,075	SP	Fernando de Noronha - PE
Eólica de Fernando de Noronha	0,225	PIE	Fernando de Noronha - PE
Eólica de Olinda	0,225	PIE	Olinda - PE
Eólica de Bom Jardim	0,6	PIE	Bom Jardim da Serra - SC
Eólico-elétrica experimental do Morro Camelinho	1	SP	Gouveia - MG
Mucuripe	2,4	PIE	Fortaleza - CE
Eólico-elétrica de Palmas	2,5	PIE	Palmas - PR
Eólica de Taíba	5	PIE	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica de Prainha	10	PIE	Aquiraz - CE

Fonte: Adaptado de ANEEL (2003)

sendo:

- PIE – Produtor Independente de Energia
- SP – Serviço Público

A maior parte da geração de energia elétrica do País por fonte eólica tem acontecido sob a responsabilidade dos produtores independentes, como pôde ser visto na tabela acima.

2.1.3 As perspectivas para o Brasil

Devido ao interesse dos países desenvolvidos, principalmente os da UE, em cumprir as metas de redução das emissões totais dos GEE, preestabelecidas no Protocolo de Quioto, o Brasil pode ser beneficiado pelo uso de fontes renováveis de energia, como a eólica.

O Artigo 12 do Protocolo, que trata dos MDL, tem expresso em seus objetivos, pontos favoráveis aos países em desenvolvimento, no tocante ao uso de novas tecnologias:

Objetivo 1: promover projetos de desenvolvimento sustentável em países em vias de desenvolvimento, incluindo transferência de tecnologia e capacitação;

Objetivo 2: permitir aos países do Anexo B do protocolo (países industrializados) ganharem créditos de CO₂ através da implementação de projetos e investimentos nos países em vias de desenvolvimento que minimizem emissões (INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO, 2003).

Financiamentos foram reservados dentro de toda a estrutura de Protocolo sob o gerenciamento do Fundo Global para o Ambiente que, entre outros itens, contempla o uso das energias renováveis, juntamente com o aporte de transferência tecnológica.

A geração de energia elétrica por fonte eólica emite GEE na etapa de construção das instalações, devido, principalmente, a utilização de motores de combustão interna para o transporte dos equipamentos e dos itens de construção civil, necessários na construção dos alicerces das torres dos aerogeradores. Conforme *World Energy Council* (2003), a emissão de CO₂ para a energia eólica é de 7 a 9 g/kWh, índice muito inferior quando comparado a geração por carvão (980 g/kWh), óleo combustível (818 g/kWh) ou gás natural (430 g/kWh).

Segundo cálculos da *European Wind Energy Association* (2003), o uso da energia eólica, seguindo as projeções européias para o âmbito mundial, pode gerar uma redução acumulativa de 10.921 toneladas de CO₂ na atmosfera até o ano de 2020. Este benefício ambiental global foi contabilizado monetariamente no ano de 2001, juntamente com outras fontes de geração de energia, as quais custarão muito mais à humanidade, caso a sua utilização ocorra sem perspectivas de substituição nos dez anos após o estudo.

A maneira pela qual o Brasil poderia se aproveitar desta tendência mundial depende da competência e da visão institucional dos órgãos responsáveis pelo setor elétrico. Primeiramente, estes deveriam deixar de lado divergências partidárias, e trabalhar com agilidade para atender aos padrões de tempo impostos pela competitividade do mercado empresarial.

2.2 Fundamentos teóricos da energia eólica

2.2.1 Caracterização dos ventos

O vento é uma energia de origem solar. Com efeito, a radiação do sol atinge a superfície terrestre de forma irregular, criando áreas de temperatura, densidade e pressões diferentes. Os ventos são os deslocamentos de ar entre estas diferentes zonas, representados pela velocidade e pela direção (VERNIER, 1997; *WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION*, 1971).

“Vento é o deslocamento do ar num sentido horizontal, tentando manter um equilíbrio de pressão. Sopra de uma alta para uma baixa pressão” (SONNEMAKER, 2000).

Nas regiões costeiras, durante o dia, o continente se aquece mais do que o mar, provocando a ascensão do ar, deixando um vazio próximo ao solo, preenchido com o ar do mar. Existe um período de calmaria, em que as temperaturas do solo e do mar se igualam. Durante a noite, os ventos sopram em sentido contrário, formando as brisas terrestres, menos velozes que as marinhas devido ao fato de que, durante a noite, é menor a diferença de temperatura entre a terra e o mar (*DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION*, 2003a).

Também os ventos de montanha e de vale são, em parte, de origem térmica. Durante o dia, quando a insolação é intensa, as vertentes montanhosas mais expostas são aquecidas em maior grau que os fundos de vales. O ar quente tende a subir vertente acima, provocando os chamados ventos de vale.

À noite, o processo é invertido: os planaltos esfriam-se muito rapidamente por causa de perdas de radiação terrestre. Com isso, o ar frio e denso é deslocado vertente abaixo para as depressões e vales, provocando os chamados ventos de montanha (AYOADE, 1998).

2.2.2 Dados de frequência

Para a identificação do vento é necessário definir dois parâmetros distintos: a frequência da direção e a frequência da velocidade.

A escala de medição da frequência da velocidade do vento foi elaborada por Beaufort; é formada por números-índices que caracterizam a faixa de velocidade e o seu tipo, conforme tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Classificação da velocidade do vento segundo a escala de Beaufort

FORÇA	TIPO	FAIXAS DE VELOCIDADE	
		m.s ⁻¹	km.h ⁻¹
0	calma	0,0-0,3	0-1
1	brisa muito fraca	0,3-1,5	1-5
2	brisa fraca	1,5-3,0	6-11
3	brisa estabelecida	3,5-5,0	12-19
4	brisa forte	5,5-7,0	20-28
5	brisa boa	8,0-10	29-38
6	vento fresco	11-13	39-49
7	vento forte	14-17	50-61
8	rajadas	18-20	62-74
9	rajadas fortes	21-24	75-88
10	tempestade	25-28	89-102
11	tempestade violenta	29-32	103-117
12	furacão	> 33	> 118

Fonte: Adaptado de SILVA (2000)

No estudo das características eólicas, a rosa dos ventos tem seu papel importante na representação das direções do vento a que determinado local está sujeito e, principalmente, para a obtenção correta da direção predominante, e deve ser bem especificada, item essencial para que as máquinas geradoras sejam localizadas nas posições adequadas.

A rosa-dos-ventos apareceu nas cartas e mapas a partir do século XIV, quando fez a sua primeira aparição nas cartas portulanos – as quais surgiram no século XIII e eram destinadas à navegação no Mediterrâneo e ao longo das costas ocidentais da Europa. O termo "rosa" vem da aparência dos pontos cardeais da bússola que lembram as pétalas desta flor. Esta invenção era usada para indicar as direções dos ventos (o que era conhecido como rosa-dos-ventos), de onde os 32 pontos da bússola se originaram das direções dos oito ventos principais, dos oito ventos secundários e dos dezesseis ventos complementares (WALLIS e ROBINSON, 1987).

Segundo a *Danish Wind Turbine Manufactures Association* (2003a), a possibilidade de se desenhar a rosa dos ventos acontece após a observância de uma série meteorológica significativa,

em relação ao período de coleta, onde podem ser detectadas com precisão a direção predominante e a frequência de ocorrência dos ventos.

Uma rosa dos ventos pode ser dividida de 8 a 24 setores. A direção é medida em graus (de 0° a 360°), no sentido horário, a partir do Norte. Por exemplo, se a divisão for feita em 24, a direção predominante do vento é 45°, quando indicar NE.

Na Europa, o mais convencional é a divisão em 12 partes representativas de 30° cada. Porém, os dados de direção e velocidade de vento não são normalmente obtidos em 8 setores a 45° cada um. Estes são apresentados nas direções dos pontos cardeais e colaterais N, E, S, W, NE, SE, SW e NW.

O raio representado pela maior faixa de direção indica a frequência de referência, que serve de parâmetro para a determinação das outras frequências, o que define o período temporal que o vento sopra contribuindo com uma quantidade de energia em determinada direção.

Na figura 2.3 tem-se um exemplo de rosa dos ventos. A faixa colorida indica a porcentagem do tempo contabilizado que o vento percorreu em cada setor, visualizando que a direção predominante é a SE.

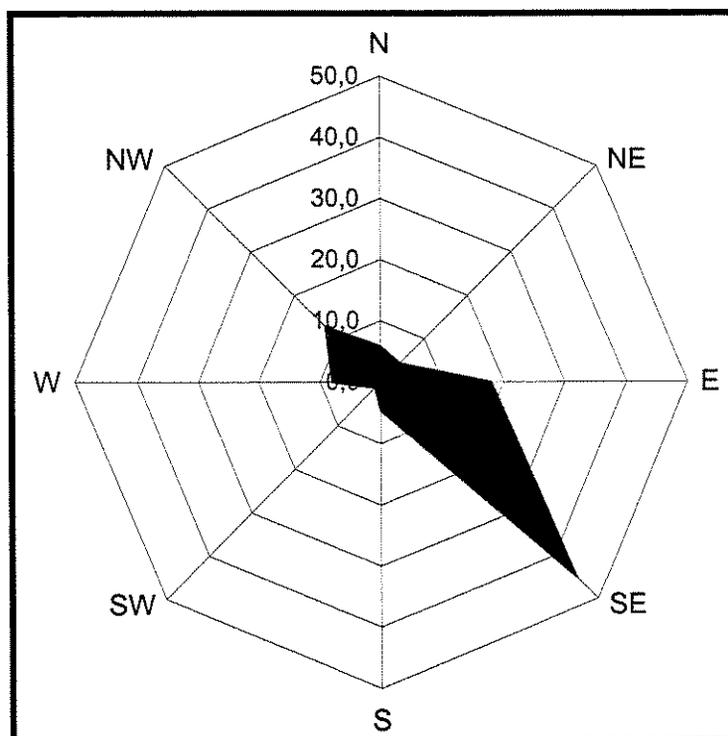


Figura 2.3 – Representação de uma rosa dos ventos

Fonte: Elaboração própria em programa Excel

É importante que cada estação climatológica estudada tenha a sua determinação de rosa dos ventos, pois a interpolação de áreas vizinhas não se configura como um procedimento adequado, principalmente quando há variação no perfil do terreno, devido aos obstáculos e à rugosidade.

2.2.3 O processo de medição segundo a *World Meteorological Organization* (WMO)

A seguir são descritas as definições e o que a WMO considera ideal para as condições de uso das estações sinópticas e climatológicas, visto ser este tipo de rede de estações utilizada no Brasil.

a) Classificação e instrumentação das estações sinópticas

- Estações de superfície: - em terra (principal ou suplementar) (figura 2.4);
- em mar – fixa em bóias oceânicas (figura 2.5), ou móvel em navio;

- Estação no ar: - em balão pilotado;
- aeronave meteorológica;
- perfiladores verticais.

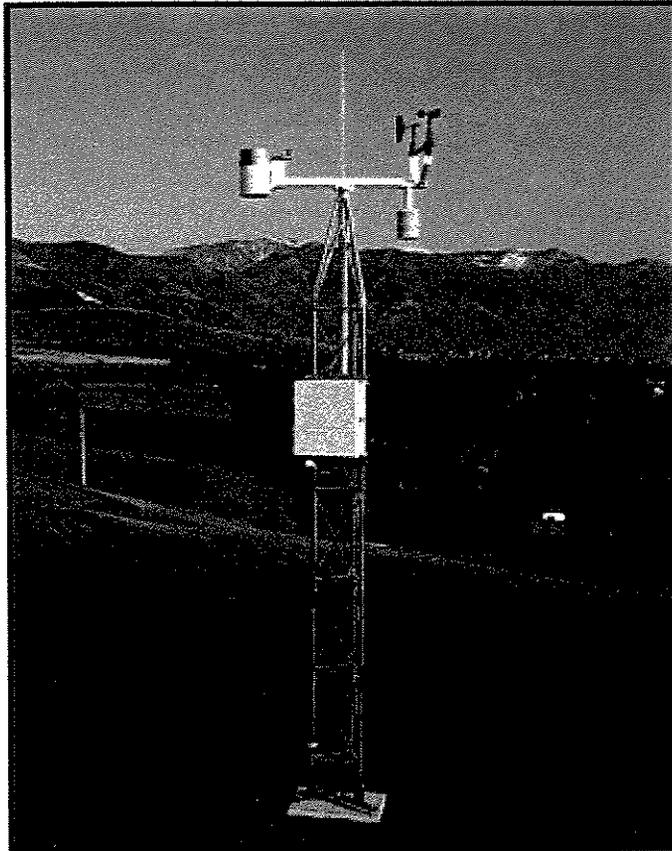


Figura 2.4 – Plataforma de coleta de dados em terra

Fonte: INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (2003)

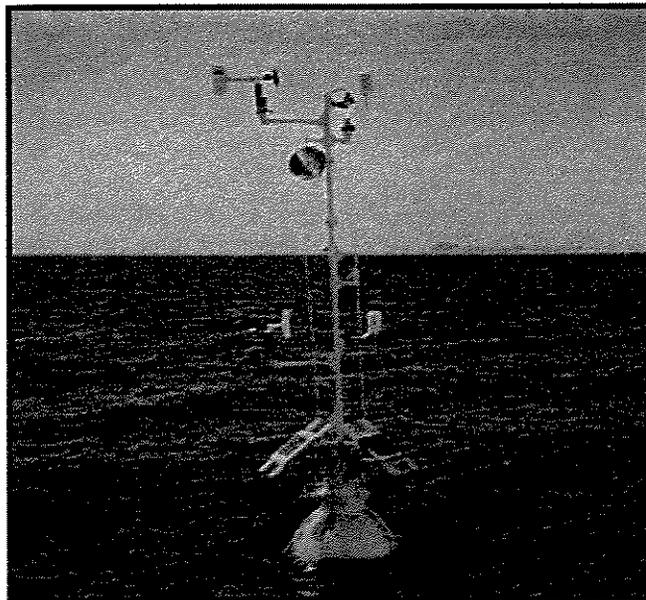


Figura 2.5 – Plataforma de coleta de dados em bóia oceânica.

Fonte: INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (2003)

Segundo a *World Meteorological Organization* (1971), a instrumentação que constitui as estações é apresentada na tabela 2.3:

Tabela 2.3 – Instrumentação nas estações

Instrumentação	Estação Climatológica	Estação Sinóptica
Termômetro de bulbo úmido e seco	X	X
Abrigo meteorológico	X	X
Medidor de precipitação	X	X
Barômetro		X
Barógrafo		X
Anemômetro		X
Anemógrafo		X
Biruta		X

Fonte: Adaptado de *WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION* (1971)

Destaca-se que a estação climatológica é montada para coletas contínuas de dados, enquanto a estação sinóptica é utilizada para a caracterização de grandes massas de ar, coletando dados momentâneos que podem ser avaliados em grandes séries temporais.

b) Localização das estações de observação climatológicas

- qualquer estação deve estar localizada em um espaço que permita a correta exposição dos instrumentos frente ao que vai ser medido (*WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION*, 1968);
- as estações climatológicas devem estar localizadas para obter dados representativos da área em que está situada.

c) Observações meteorológicas a partir da superfície

Como principais representantes das estações climatológicas, as localizadas em terra devem coletar os dados (*WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION*, 1968):

- clima presente;
- clima futuro;
- direção e velocidade do vento;
- quantidade de nuvens;
- tipo das nuvens;
- altura base das nuvens;
- visibilidade;
- temperatura;
- umidade;
- pressão atmosférica.

d) Métodos de observação

O método de observação do vento em terra, por meio das estações climatológicas, consiste em obter dados a uma altura de 10 m sem a obstrução da área de coleta, obtendo assim valores por um período com intervalos de 10 minutos (*WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION*, 1968).

Segundo *World Meteorological Organization* (1977), a frequência e o espaçamento das observações devem ser ajustados à escala física do fenômeno meteorológico que será medido. O Sistema Global de Observação proposto pela WMO sugere uma classificação desta escala conforme a seguir:

- microescala – nela os fenômenos ocorrem de 1m a 1km, com duração de até 1 hora.

Os ventos analisados por este trabalho enquadram-se dentro desta faixa de estudo, que é a menor escala da meteorologia; a microescala analisa as interações superfície-atmosfera; (METEREOPARA, 2004)

- mesoescala – compreende sistemas importantes para o conhecimento regional do tempo, que acontecem entre 1 hora e 1 dia e têm dimensões da ordem de 1 a 100 km;

As direções das massas de ar em mesoescala foram utilizadas neste trabalho como referência, para possibilitar a comparação com as direções do vento em microescala.

- macroescala – estes fenômenos determinam as características climáticas e sazonais nas regiões do globo terrestre, têm dimensões de centenas de quilômetros que podem durar dias ou meses.

e) Redes regionais

Os períodos de frequência denominados como padrão principal para dados de superfície, das estações climatológicas, correspondem aos horários: meia-noite, 6 horas, meio-dia e 18 horas GMT (*Greenwich Mean Time*), enquanto os denominados de padrão intermediário correspondem às 3 horas, 9 horas, 15 horas e 21 horas GMT.

Segundo a *World Meteorological Organization* (1977), a região da América do Sul deve ter a leitura de seus dados da rede climatológica feita nos horários, padrão principal e intermediário. Não havendo a possibilidade da coleta em todos os horários, deve-se priorizar aos do padrão principal.

Na tabela 2.4 é possível verificar o raio de abrangência horizontal e a frequência de obtenção dos dados exigidos para as redes regionais.

Tabela 2.4 – Raio de abrangência e frequência de leitura

Tipo de observação	Raio de abrangência	Frequência
Superfície terrestre	150 km	Oito leituras diárias nas frequências padrão e intermediária
Superfície oceânica	300 km	Quatro leituras diárias nas frequências padrão e intermediária
Aérea	300 km	Quatro leituras diárias

Fonte: Adaptado de *WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION* (1977)

Caso as estações terrestres estejam localizadas em desertos, ou em raio com pouca densidade demográfica, é permitido medir os dados de temperatura, umidade e vento em um raio de abrangência de até 500 km.

Cabe ressaltar que esta análise pode ser feita para medições dos fenômenos meteorológicos com fins climatológicos, e não com fins de geração de energia elétrica, visto que a análise para este fim varia muito, dependendo da rugosidade e do relevo, os quais sofrem constantes mudanças no entorno das estações.

2.2.4 O processo de medição no Brasil

Nos primórdios, as redes de coletas de dados realizavam a captação manualmente; em uma segunda fase, os dados passaram a ser enviados via ondas de rádio, o que encarecia muito o custo de operação em locais distantes devido a necessidade de se ter antenas muito grandes. Atualmente, na fase dos satélites, os dados são enviados a estes e destes para uma base, com melhor rapidez e confiabilidade do que nas duas fases anteriores.

Os aparelhos descritos na seqüência permitem a obtenção de gráficos que reproduzem a freqüência do comportamento do vento de um determinado local. Estes podem ser encontrados sozinhos em alturas diversas sobre estruturas normalmente metálicas ou podem estar conjugados a outros aparelhos.

Os anemômetros de leitura direta (figura 2.7) são instrumentos que medem a velocidade do vento ($m.s^{-1}$) e, em alguns aparelhos, pode-se também medir a direção (graus).

Os anemógrafos (figura 2.6) são aparelhos que registram a direção (graus) e a velocidade instantânea do vento ($m.s^{-1}$), a distância total (km) percorrida pelo vento em relação ao instrumento e as rajadas ($m.s^{-1}$). Normalmente, são instalados em estações climatológicas convencionais que fazem a leitura dos instrumentos em três horários padronizados pela WMO, às 9 horas, 15 horas e 21 horas.

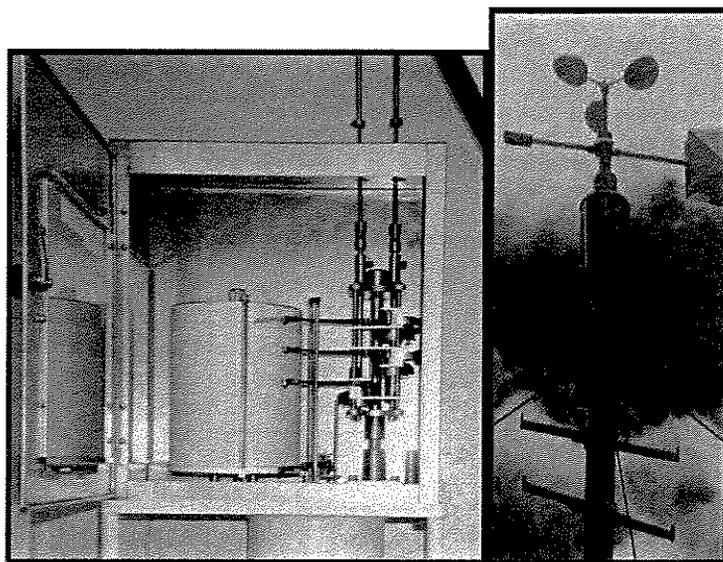


Figura 2.6 – Anemógrafo

Figura 2.7 – Anemômetro tipo concha

Fonte: INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (2003)

As estações automáticas são um conjunto de aparelhos que enviam dados horários, por satélite, continuamente. Normalmente, os equipamentos mais novos possuem um computador acoplado, o que permite ao usuário a obtenção de dados de melhor confiabilidade (INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA, 2003).

A rede de Plataformas de Coleta de Dados (PCDs), do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), obtém medições contínuas de velocidade (m/s) e direção do vento (grau). Os resultados destas medições são enviados a cada 3 horas aos satélites SCD 1 e 2, após o cálculo da média de 200 amostras com 3 segundos de intervalo a cada 10 minutos.

O satélite reúne os dados das várias unidades e os retransmite para estações terrenas do INPE em Cuiabá e Alcântara, repassando estes à unidade de Cachoeira Paulista, para a realização do tratamento e a distribuição dos dados aos usuários (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2004a).

As estações automáticas proporcionam, ainda, uma maior agilidade no processo de análise da viabilidade de projetos utilizando dados de vento, pois processam uma maior quantidade de amostras, diminuindo a necessidade de longas séries históricas, embora estas não possam ser desprezadas, uma vez que as características do clima mudaram de uma década a outra no século XX. A tabela 2.5 apresenta um exemplo de configuração deste equipamento.

Tabela 2.5 – Exemplo de configuração de uma estação climatológica

Sensor de velocidade do vento
Sensor de direção do vento
Sensor de temperatura e umidade do ar
Barômetro analógico
Sensor analógico de saída de voltagem DC ou 4 - 20 mA
Transmissão RS-232 ou RS-485, para computador, rádio ou transmissor de satélite
Programação do período de coleta
Software para PC Windows
Alimentação: 110/220V
Frequência: 50, 60 Hz

Fonte: Adaptado de catálogo de fabricante

No Brasil, visto que não possui uma rede única de coleta dos dados de vento, pode-se considerar que existem dificuldades para a junção destes em prol da execução de um estudo macro, como é o caso deste trabalho. Tanto entidades particulares como públicas, podem fazer a coleta destes dados para fins específicos sem a obrigatoriedade de que estes sejam compartilhados. No País, algumas empresas geradoras de energia elétrica, o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o INPE, o Departamento de Proteção ao Voô (DEPV), o Ministério da Marinha, o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), a ELETROBRÁS, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), o Instituto Tecnológico de Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR), as Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A (CELESC), a Companhia Energética do Ceará (COELCE) e o Sistema de Vigilância da Amazônia (SIVAM), têm suas redes individuais e também trocam informações, principalmente por atuarem em áreas geográficas distintas (DUTRA, 2001).

A situação das redes de coleta de dados no Brasil é apresentada na tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Panorama da rede de coleta de dados de vento até 2002

Instituição	Nº de Estações
INMET (três leituras diárias)	450
INMET (anemogramas)	164
INMET (automáticas)	23
Ministério da Aeronáutica (DEPV e INFRAERO)	51
Ministério da Marinha (estações costeiras)	43
CEPEL/ELETROBRÁS (linhas de transmissão)	35
CEPEL/ELETROBRÁS (energia eólica)	12
CEMIG	60
COPEL	25
SIMEPAR	40
CELESC	17
COELCE	13
ANEEL/INPE	26
SIVAM	100

Fonte: Adaptado de DUTRA (2001)

Geralmente, as medições para finalidades da energia eólica são tomadas com anemômetros computadorizados, a uma altura mínima de 10 m acima do solo. Os registros são analisados estatisticamente, e seus resultados quanto às velocidades e direção definem as características estruturais e operacionais do aerogerador.

A cobertura geográfica e as metodologias aplicadas nas redes de coleta da tabela 2.6 não serão aqui detalhadas por não fazerem parte do objetivo deste trabalho.

2.2.5 A influência da rugosidade

A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, formado por árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo, que oferecem resistência à passagem do vento e desviam a sua rota além de causar pequenas turbulências na superfície. A rugosidade de uma área qualquer é determinada pela altura e distribuição dos seus elementos. Quanto mais densa e mais alta for a sua formação, maior será a rugosidade e, portanto, maior será a dificuldade que o vento terá para se deslocar (DUTRA, 2001).

Nas camadas de até 100 m de altura, os deslocamentos das massas de ar são chamados de ventos de superfície e sofrem muitas influências das irregularidades destas. Nesta faixa considerada de pequena altitude, os ventos sofrem influência da rugosidade da superfície e dos obstáculos naturais ou artificiais existentes de acordo com suas dimensões e distribuições, assim como da variação da temperatura na direção vertical. Para o caso da energia eólica, é importante conhecer os ventos de superfície.

Segundo Blessmann (1995), nesta faixa situada dentro da chamada camada limite atmosférica^{*1}, a frequência de velocidade do vento sofre uma variação do perfil que se inicia no zero, junto à superfície, chegando a velocidade gradiente^{*2}, na altura de mesmo nome, estando este processo intrinsecamente ligado a rugosidade superficial, conforme pode ser visualizado na figura 2.8.

^{*1} **Camada de Superfície** é a camada atmosférica rente à superfície da profundidade geralmente inferior a 100 m em que o transporte turbulento vertical da quantidade de movimento é constante (ou aproximadamente constante). O perfil vertical do vento nesta camada é logarítmico, sendo que o escoamento é nulo na superfície (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2004b).

^{*2} **Vento Gradiente**, v_{gr} , é o movimento curvilíneo estacionário tangencial às isóbaras paralelas com curvatura das parcelas do ar sem atrito. As três forças que atuam sobre as parcelas do ar, gradiente de pressão, Coriolis e centrípeta, mantêm um perfeito balanço e as parcelas não sofrem aceleração da magnitude do vento gradiente. Em volta de centros de baixa pressão $|v_{gr}| > |v_g|$, e em volta dos centros de alta pressão $|v_{gr}| < |v_g|$. A unidade é $m\ s^{-1}$ (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2004b).

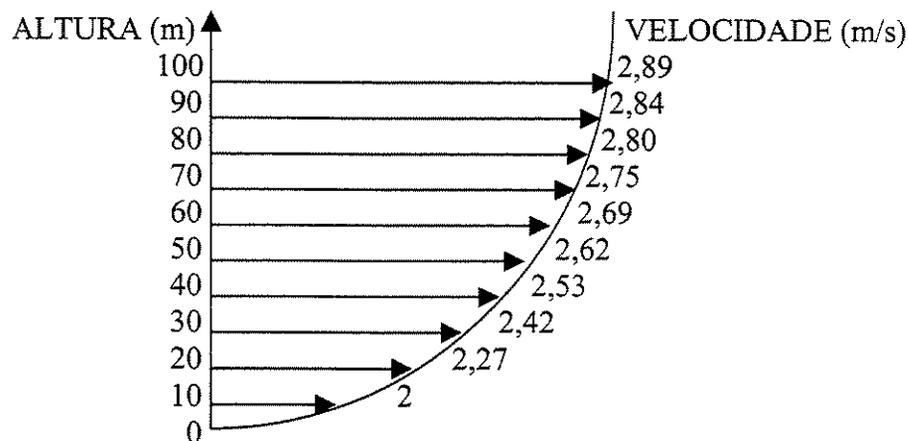


Figura 2.8 – Exemplo do perfil vertical da velocidade do vento para rugosidade 0,055m
 Fonte: Elaboração própria

Como para fins de geração de energia elétrica por fonte eólica não se atinge a camada limite, então foram utilizados e adaptados conceitos gerais da Mecânica dos Fluidos, ao quais permitiram a aplicação de modelos, como a Lei de Potência e a Lei Logarítmica.

A figura 2.8 é um exemplo da interpretação destes conceitos, pois permite adequar a definição do escoamento paralelo, que dita:

“O perfil de velocidade nas seções normais à direção do escoamento devem ser invariantes para o escoamento paralelo.” (SHAMES, 1995)

As dinâmicas de vento estão sujeitas a uma série de forças que acontecem devido a movimentos terrestres. Uma muito representativa é a de Coriolis, proveniente da aceleração de mesmo nome e que se manifesta a partir de massas de ar em movimento em relação à superfície do planeta.

Ventos com velocidades médias anuais de 6 m/s são considerados atrativos para a geração de eletricidade (FEITOSA et al., 1993). Ventos de forte intensidade, ou seja, acima de 14 m/s, também são importantes para o estudo da geração de energia, pois estão diretamente ligados a utilização e ao dimensionamento dos aerogeradores, que serão descritos em capítulo específico.

Como será visto, a situação de ventos fortes não é a rotineira encontrada no ESP, contorno geográfico deste estudo. Contudo, é de grande importância o conhecimento dos movimentos

gerais dos ventos, para que sejam compreendidos todos os limites que qualquer projeto de geração de energia elétrica, por fonte eólica, possam vir a apresentar.

2.2.6 A extrapolação das freqüências de velocidade

Algumas variáveis acontecem na aplicação das leis citadas anteriormente. Mas, com uma coleta de dados experimentais, bem realizada, pode-se obter a extrapolação da freqüência da velocidade do vento por meio da Lei de Potência, modelo matemático simples, resultado da verificação do comportamento da camada limite sobre uma placa plana (BLESSMANN, 1995):

$$\frac{v_z}{v_{z_r}} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^p \quad (2.1)$$

sendo:

- v_z : velocidade média na altura desejada ($m.s^{-1}$)
- v_{z_r} : velocidade média na altura de referência ($m.s^{-1}$)
- z_r : altura de referência (m)
- z : altura desejada (m)
- p : parâmetro de rugosidade

Visto que as coletas dos dados meteorológicos, deste estudo, foram realizadas, em sua maioria, a 10m de altura tem-se a equação 2.2:

$$\frac{v_z}{v_{10}} = \left(\frac{z}{10} \right)^p \quad (2.2)$$

onde:

- v_{10} : velocidade média à 10 m ($m.s^{-1}$)

A Lei de Potência pode ser encontrada na literatura também especificada como a Lei da Sétima Potência (SHAMES, 1995), valor associado diretamente ao parâmetro de rugosidade quando este se refere a classe 1 (tabela 2.8). Os valores considerados para as outras classes são apresentados na tabela 2.7.

Tabela 2.7 – Fator p para diferentes tipos de superfície

Descrição do terreno	Fator p
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 - 0,24
Áreas residenciais	0,28 - 0,40

Fonte: Adaptado de BLESSMANN (1995)

Conforme Hussain (2002), a variação da velocidade média do vento com a altura pode ser calculada pela Lei de Potência, que tem os seus valores mensurados dependendo das características do terreno e do gradiente da temperatura atmosférica, que não foi considerado na metodologia deste trabalho.

A utilização da Lei de Potência anterior permanece a mesma; porém, o parâmetro de rugosidade tabelado é, segundo este autor, calculado por coeficientes específicos que permitem o ajuste fino da extrapolação, conforme dado pelas equações 2.3 e 2.4:

$$\frac{v_z}{v_{z_r}} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^p \quad (2.3)$$

sendo:

$$p = Ae^{-by} \quad (2.4)$$

onde:

- A e b: são parâmetros empíricos que dependem de cada estação climatológica em estudo
- y: velocidade média acima de 5 m.s^{-1}

Uma outra forma de cálculo é a chamada Lei Logarítmica, que se apresenta mais completa, segundo Terciote (2002), pois considera que o escoamento de ar na atmosfera é altamente turbulento, seguindo a equação 2.5.

$$v_z = v_{zr} \times \left[\frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_r}{z_0}} \right] \quad (2.5)$$

onde:

- z_0 : parâmetro de classes de rugosidade, conforme tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Classes de rugosidade adotadas pelo Atlas eólico europeu

z_0 (m)	Característica da superfície	Classe
1	Cidades, florestas	3
0,5	Periferia	
0,3	Área abrigada	
0,2	Várias árvores / arbustos	
0,1	Planície muito cultivada	
0,05	Planície pouco cultivada	1
0,03	Planície com construções, árvores, etc	
0,01	Áreas de pista de aeroporto com construções e árvores	
0,005	Solo exposto	
0,001	Superfície de gelo	0
0,0003	Superfície de areia	
0,0001	Superfície de água (lagos, mar, etc)	

Fonte: MORTENSEN (1993) apud TERCIOTE (2002)

A Lei Logarítmica é considerada, portanto, de maior precisão exatamente por causa do uso do ajuste logarítmico feito nas duas alturas, conforme Dutra (2001).

Percebe-se, em ambas as formas de cálculo, que a característica de extrapolação está intrinsecamente ligada à rugosidade do terreno, fator que é considerado também nos modelos de cálculos digitalizados encontrados na rede mundial de computadores para a obtenção dos valores de velocidade do vento a uma determinada altura.

2.2.7 Densidade de energia contida nos ventos

Segundo Terciote (2002), a potência disponível nos ventos provém da derivação da energia cinética (E_c) em função do tempo:

$$E_c = \frac{m \times v^2}{2} = \frac{\rho \times A \times (\delta r) \times v^2}{2} \quad (2.6)$$

onde:

- m = massa de ar (kg)
- v = velocidade do vento ($m.s^{-1}$)
- A = área varrida pelas pás do rotor (m^2)
- ρ = densidade do ar no local ($kg.m^{-3}$)

Assim,

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{\rho}{2} \times A \times \frac{\delta r}{\delta t} \times v^2 = \frac{\rho \times v^3}{2} \times A \quad (2.7)$$

portanto a densidade de potência é:

$$\frac{P}{A} = \frac{\rho \times v^3}{2} \quad (2.8)$$

e a densidade de energia contida:

$$\frac{E}{A} = \frac{\rho \times v^3}{2} \times h \quad (2.9)$$

2.2.8 Cálculo da potência eólica pelo método de Betz

A potência de entrada de um gerador eólico é obtida convertendo-se a força do vento em um binário atuando sobre as pás do rotor. A quantidade de energia transferida ao rotor pelo vento depende da densidade do ar, da área abrangida pelo círculo desenvolvido pelas pás do rotor e da velocidade do vento.

A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional à sua massa. Então, a energia cinética do vento depende da densidade do ar.

A área do rotor determina a quantidade de energia proveniente do vento que pode ser aproveitada pela turbina eólica.

A fórmula geral para o cálculo da potência (W) de um aerogerador é dada pela equação 2.11, obtida a partir da equação 2.10:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad (2.10)$$

onde:

- v = velocidade do vento (m.s^{-1})
- A = área varrida pelas pás do rotor (m^2)
- ρ = densidade do ar no local (kg.m^{-3})

À fórmula geral acima apresentada deve-se acrescentar fatores que reflitam o rendimento dos próprios geradores (η) e fatores da eficiência teórica de Betz (*DEUTSCHES WINDENERGIE – INSTITUT*, 1998).

O teorema de Betz demonstra que pela passagem do vento pela turbina eólica, o rotor diminui a velocidade do vento, absorvendo sua energia cinética e a transformando em energia mecânica necessária para provocar a rotação do rotor. Isto significa que o vento se desloca mais velozmente antes de chegar à turbina do que após passar por ela. Considerando-se que a vazão de ar se conserva conclui-se que a área ocupada pelo ar que sai é maior que a área ocupada pelo ar que entra.

Betz demonstrou que, a velocidade com que o vento efetivamente passa pelo rotor, é a média entre a velocidade que chega e a velocidade que sai do rotor.

Betz demonstrou ainda que, da potência total existente em uma corrente de vento, no máximo 59,3% pode ser aproveitada, já que a restante é perdida ao passar pela turbina. Assim, este aproveitamento máximo ocorre quando a velocidade que sai da turbina é igual a 1/3 da velocidade que entra.

Então, a fórmula geral para o cálculo da potência (W) de um aerogerador passa a ser:

$$P = \frac{1}{2} \times c_p \times n \times \rho \times A \times v^3 \quad (2.11)$$

sendo:

- c_p = coeficiente de potência de Betz
- n = eficiência eletromecânica

É importante observar que a potência do vento é proporcional ao cubo de sua velocidade, de modo que pequenos aumentos de velocidade produzem consideráveis acréscimos de potência (DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION, 2003a).

2.3 O Estado de São Paulo

2.3.1 Caracterização do clima

Com área territorial de 248.808,80 km² (2,91% do território nacional) e situado na Região Sudeste do Brasil, o ESP tem como predominância de clima o tropical atlântico no litoral, e o tropical de altitude no interior. Está inserido na contínua circulação atmosférica do anticiclone subtropical atlântico (SÃO PAULO, 2003; LIBRERIA, 2003).

Por estar em uma região considerada de baixa latitude, pode-se dizer que o Estado fica também sob a influência da Zona de Convergência Intertropical. A correlação destas duas características climatológicas influencia em muito a formação dos ventos.

O anticiclone subtropical atlântico é um centro de altas pressões cuja posição média anual é próxima a 30°S, 25°W. A circulação atmosférica dele resultante, no sentido anti-horário, resulta no predomínio de ventos de leste-nordeste sobre toda a área do Brasil situada abaixo da latitude 10°S (RIO GRANDE DO SUL, 2002).

Segundo Blessmann (1995), os ventos anticiclones jamais atingem as altas intensidades de velocidades que surgem dos ciclones mais intensos, porém, tem dimensões maiores que estes.

Suas características gerais são as de trazer tempo firme, com equilíbrio entre as temperaturas altas e baixas por períodos que podem ser considerados longos.

O ESP é o único da região Sudeste que é influenciado por duas classificações de massas de ar e três climas distintos, conforme pode ser verificado na figura 2.9.

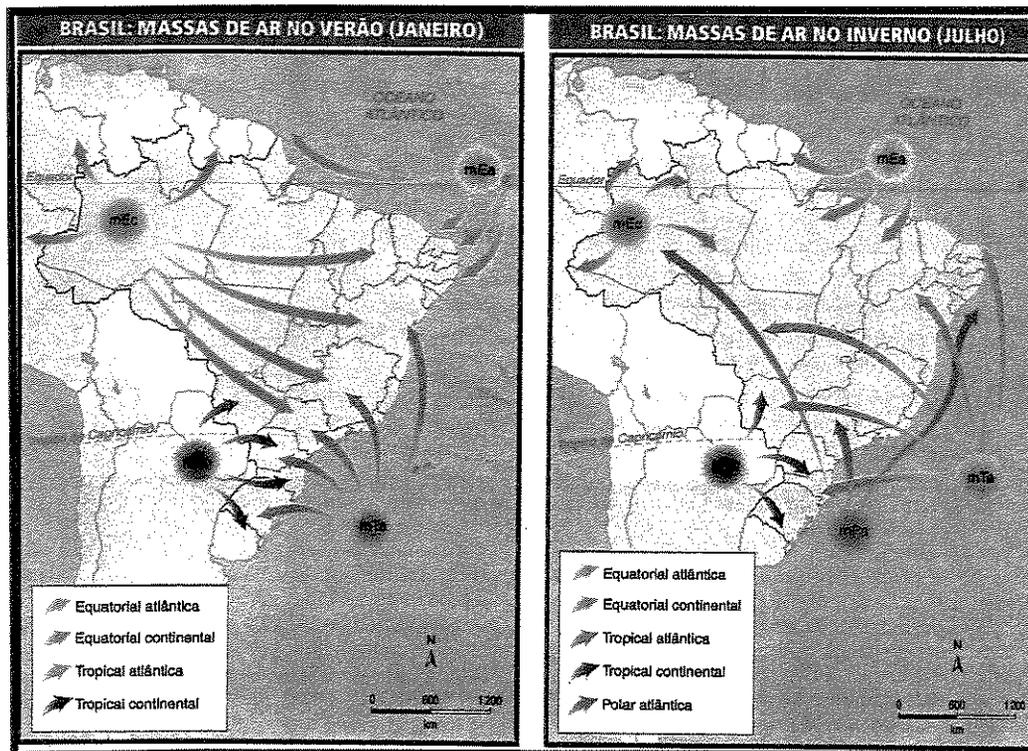


Figura 2.9 – Representação das massas de ar no Brasil

Fonte: MOREIRA e SENE (1998)

As massas de ar equatorial e tropical controlam o clima tropical (invernos secos e verões úmidos) e o litorâneo úmido (exposto à massa tropical marítima); já as massas de ar tropical e polar controlam o clima subtropical úmido (costas oriental e subtropical, com domínio da massa tropical marítima) que acontece nas áreas geográficas do Estado localizadas pouco próximas ao Trópico de Capricórnio (COELHO, 1996).

As massas de ar são fenômenos que ocupam grandes extensões, acontecendo em áreas de alta pressão. Suas características físicas podem ser alteradas à medida que acontecem seus deslocamentos horizontais.

Segundo Magnoli, o clima tropical (1997), no verão, favorece um movimento ascensional da atmosfera e provoca a instabilidade e a ocorrência de chuvas. No inverno, a massa equatorial,

que permite este movimento recua, o que possibilita o avanço da massa polar atlântica. A região Sudeste é a que apresenta as médias mais baixas de temperatura atingida pelo clima tropical, levando a ser chamada de região com o clima tropical de altitude, conforme pode ser verificado na figura 2.10.

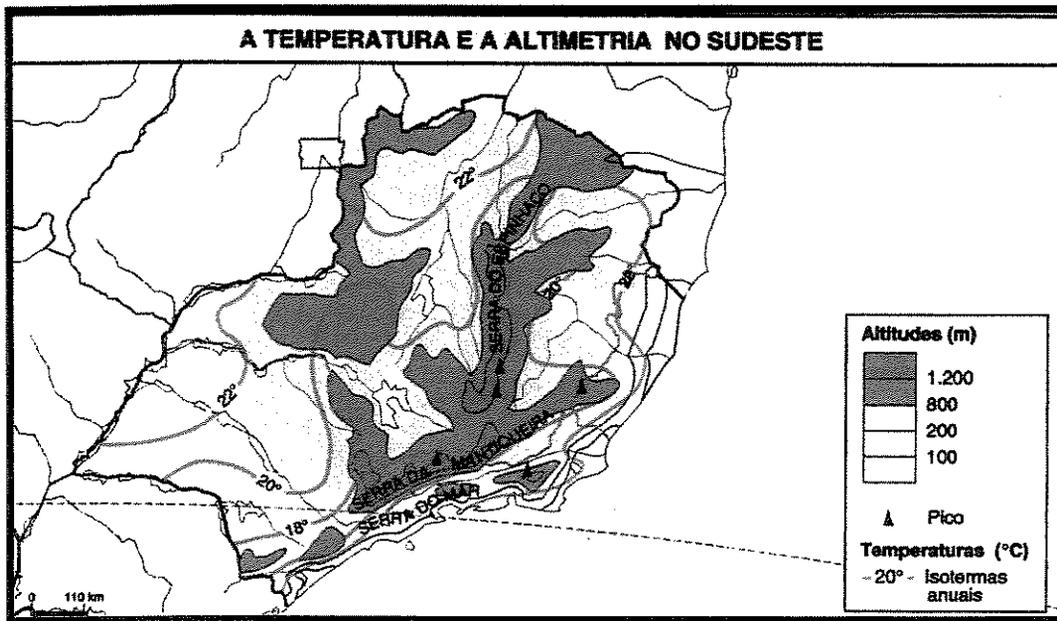


Figura 2.10 – Temperatura e altimetria do Sudeste
 Fonte: MAGNOLI (1997)

O inverno é caracterizado pela presença das chamadas frentes frias. Estas, por sua vez, trazem ventos que em média atingem uma velocidade de 8 m/s. Esta formação acontece, pois o ar é mais frio e exerce maior pressão, aumentando a velocidade dos ventos (BLESSMANN, 1995).

O comportamento do vento no inverno permite que a geração de energia elétrica por fonte eólica seja considerada de grande valia para a matriz de geração nacional, visto que a energia gerada por fonte hidrelétrica tem sua capacidade reduzida nesta estação, devido a característica seca do inverno e a conseqüente baixa do volume de água dos reservatórios.

2.3.2 Caracterização do relevo

As principais características de relevo do Estado são:

- planície litorânea estreita limitada pela Serra do Mar, com rios e mangues, planaltos e depressões no resto do território;
- ponto mais alto: Pedra da Mina, na Serra da Mantiqueira, com 2.770 m, tendo em 90% do território altitudes que variam na faixa de 200 a 800 m (MAGNOLI, 1997);
- principais rios: Tietê, Paranapanema, Grande, Turvo, do Peixe, Paraíba do Sul e Piracicaba;
- vegetação: mangue no litoral, mata atlântica e floresta tropical no resto do território (SÃO PAULO, 2003).

O Estado está localizado em sua grande parte na bacia Platina juntamente com seis Estados da federação. Sua cobertura original, segundo Moreira e Sene (2002), era em grande parte mata atlântica, com uma faixa de cerrado de norte a sul na região central e um pequeno trecho no extremo sul de mata de araucária (pinheiral).

A mata atlântica é uma mata tropical úmida que recebe grande parte de sua umidade dos ventos alísios de sudeste.

O mecanismo de distribuição da umidade da massa polar atlântica é o responsável pela exuberância e diversidade dessas florestas. Os ventos carregados de umidade são barrados por diversos acidentes orográficos na zona costeira, descarregando grandes volumes de água (ROSS, 2001).

Conforme mostra a figura 2.11, os ventos alísios convergem para altitudes próximas a linha do Equador provenientes dos dois hemisférios. Para melhor defini-los, pode-se dizer que *são o contínuo movimento das massas de ar de superfície, em direção às menores pressões da aquecida faixa equatorial* (CEARÁ, 2001).

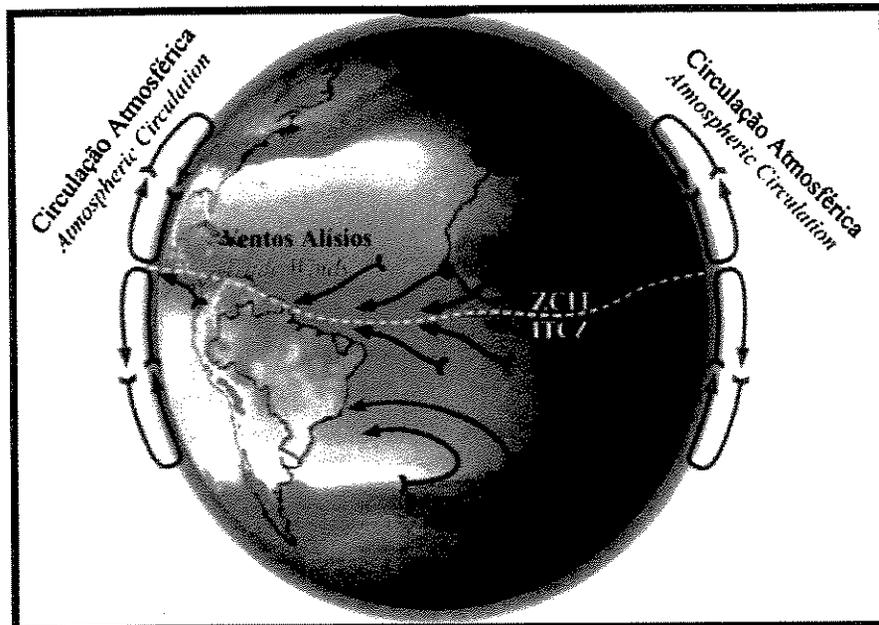


Figura 2.11 – Formação dos ventos alísios

Fonte: CEARÁ (2001)

A massa polar atlântica pode ser caracterizada como fria e úmida e, sendo originária do Atlântico Sul, tem sua maior influência durante o inverno.

Na figura 2.12 observa-se a variação do perfil de relevo do Estado. Percebe-se nitidamente a separação dos terrenos cristalinos, das rochas vulcânicas da Bacia do Paraná pelas depressões que atravessam as regiões Sul e Sudeste (MAGNOLI, 1997).

Segundo Ab'Sáber (1975), a divisão geomorfológica do Estado acontece de acordo com a composição descrita na tabela 2.9.

Tabela 2.9 – Divisão geomorfológica do Estado de São Paulo

Províncias	Zonas	Subzonas
I. Planalto Atlântico	<ol style="list-style-type: none"> 1. Planalto Paulistano 2. Planalto do Paraitinga 3. Planalto da Bocaina 4. Médio Vale do Paraíba 5. Serra da Mantiqueira 6. Planalto de Campos do Jordão 7. Serrania de São Roque 8. Zona Cristalina do Norte 9. Planalto de Poços de Caldas 10. Planalto de Ibiúna 11. Planalto Cristalino Ocidental 	<ol style="list-style-type: none"> 4a. Morros Cristalinos 4b. Bacia de Taubaté 5^a. Oriental 5b. Ocidental
II. Província Costeira	<ol style="list-style-type: none"> 1. Serrania Costeira 2. Baixada Litorâneas 	<ol style="list-style-type: none"> 1a. Serra do Mar 1b. Serra do Paranapanema
III. Depressão Periférica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Zona do Médio Tietê 2. Zona do Paranapanema 3. Zona do Mogi-Guaçu 	
IV. Cuestas Basálticas		
V. Planalto Ocidental		

Fonte: AB' SÁBER (1975)

PERFIL DO RELEVO DE SÃO PAULO

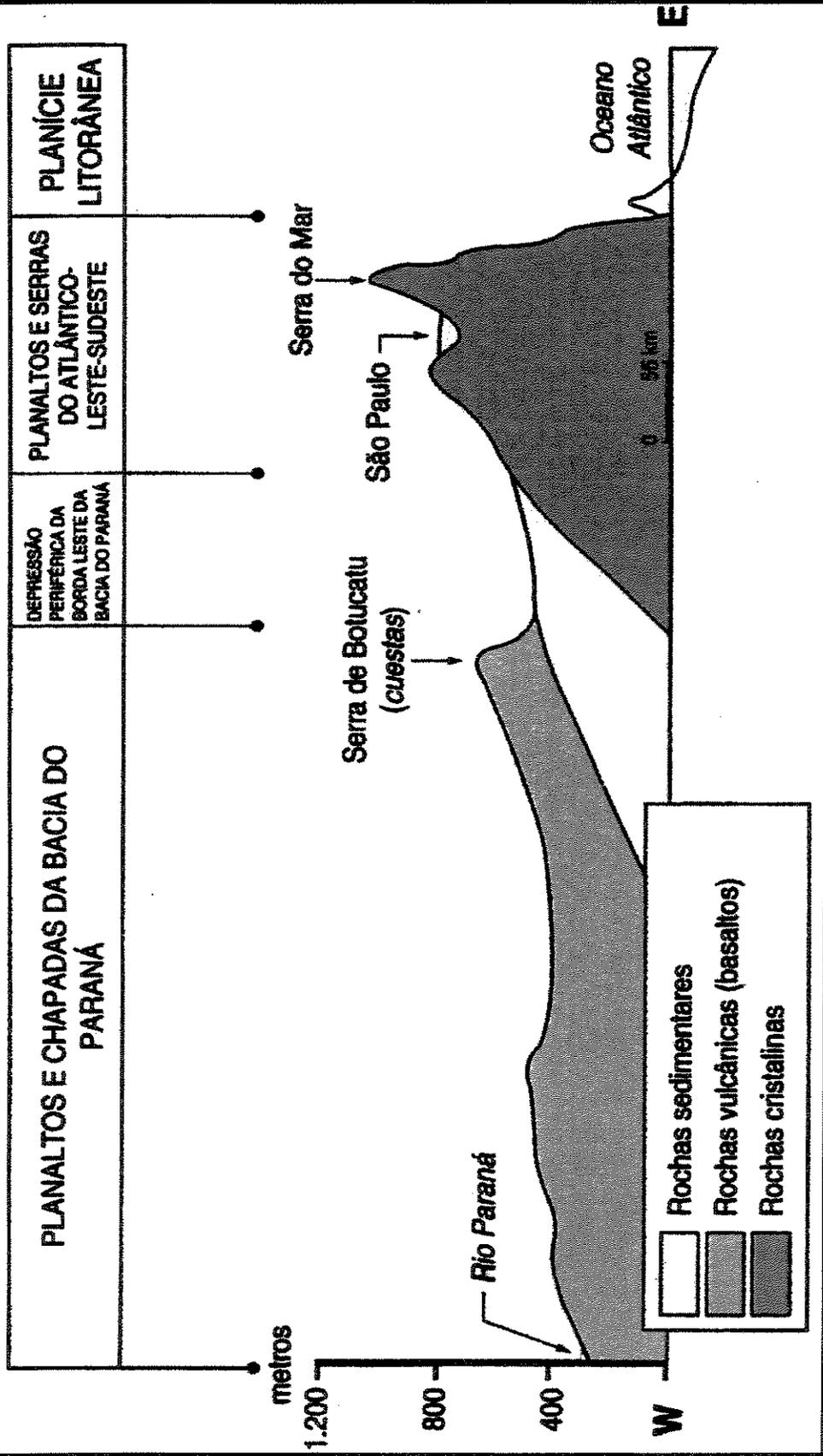


Figura 2.12 – Perfil do relevo do ESP

Fonte: MAGNOLI (1997)

Rugosidade e presença de obstáculos são características tão importantes quanto o relevo na caracterização do regime de ventos. Acidentes geográficos, como vales e depressões, ou formações como morros e colinas, podem dependendo da geometria acelerar o escoamento de ar alterando ou não sua direção (DUTRA, 2001).

2.4 Estudo das metodologias aplicadas aos diversos Atlas eólicos

Neste sub-item poderá ser observado o estudo das metodologias aplicadas aos atlas eólicos nacional (BRASIL, 2001), e dos estados da Bahia (EBA) (BAHIA, 2002), Ceará (ECE) e Rio Grande do Sul (ERS). Algumas variações nas metodologias aconteceram dependendo da época em que foram elaboradas, mas a estrutura geral se manteve em todos, pois, a equipe que executou os estudos, é a mesma.

2.4.1 Programas Computacionais

2.4.1.1 *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*

A elaboração de um Atlas eólico acontece por meio da aplicação de variadas metodologias, que em tempos atuais, recebem suporte de programas computacionais com características bem similares.

O primeiro a ser descrito neste trabalho é o programa WAsP, elaborado pelo Laboratório Nacional RisØ, uma instituição de pesquisa subordinada ao Ministério de Ciência, Inovação e de Tecnologia da Dinamarca.

Neste programa, dados de entrada, como posição e dimensão dos obstáculos que circundam a pretensa área de implantação dos aerogeradores, classificação da rugosidade do terreno, altura das linhas de contorno do terreno e velocidade e direção do vento, oferecem as saídas para geração dos atlas da região em estudo. Internamente, o programa armazena dados de diversas regiões da Europa, o que permite a obtenção de informações sobre as entradas acima citadas, as quais estão postas em forma de mapas, facilitando a geração de simulações.

A área de mapas do programa necessita das características de rugosidade e orografia do local de estudo, além dos mapas gerados a partir do *WAsP map editor*, que apresentam as linhas de contorno da elevação e as linhas de mudança da rugosidade bastante similares: as conhecidas curvas de nível.

Para áreas diferentes de estudo, é necessária a inclusão de mapas e informações específicas. A inclusão dos mapas pode acontecer de três maneiras distintas: mapas com formato BNA e extensão *.bmp trabalhados no programa *MapEdit*, ou mapas digitalizados e editados pela versão WAsP for DOS.

Segundo Guimarães e Rickli (2002), a etapa do programa que permite a visualização do atlas eólico consiste em três subdivisões que são chamadas de tabela, rosa dos ventos e gráfico, conforme descrição:

A tabela mostra a velocidade média ($m.s^{-1}$) e a densidade de potência do vento ($W.m^{-2}$) para os diferentes comprimentos de rugosidade e superfície padrão. A rosa mostra as frequências por setor da direção do vento. O gráfico mostra a distribuição de frequência da velocidade do vento, e os parâmetros Ajuste-A e Ajuste-B para o setor.

Para cada combinação de um comprimento de rugosidade e uma altura padrão, existe uma rosa dos ventos, na qual, para cada setor, existe um gráfico de distribuição de velocidade do vento.

Segundo os autores, o programa não trabalha com uma tabela temporal qualquer para a utilização dos dados de velocidade média dos ventos. A série, de posse do interessado, deve ser retrabalhada em um utilitário do programa denominado *OWC Wizard*, que desconsidera os dados passíveis de causarem erro na execução do programa, assim como elabora um arquivo em formato html para que este possa então ser inserido no corpo principal que fará a compilação dos dados. Esta listagem da velocidade deve ser correlacionada com a direção predominante para que o programa possa executar os cálculos da futura usina eólica.

Os dados anemométricos associados ao mapa em curva de nível e a escolha de uma turbina padrão permitem ao usuário do programa obter o primeiro esboço da usina, onde se pode visualizar a distribuição espacial das máquinas. Após a interpretação das curvas de potência das turbinas, pode-se escolher outras para verificação de melhores possibilidades de geração.

Como resultado, o programa apresenta a energia de geração anual total que pode ser produzida por um determinado número dos aerogeradores especificados.

2.4.1.2 WindMap

Este programa tem como objetivo principal a geração dos diversos mapas de potencial eólico das regiões em estudo.

De maneira simplificada, o diagrama (figura 2.13) apresenta as etapas necessárias à obtenção deste resultado.

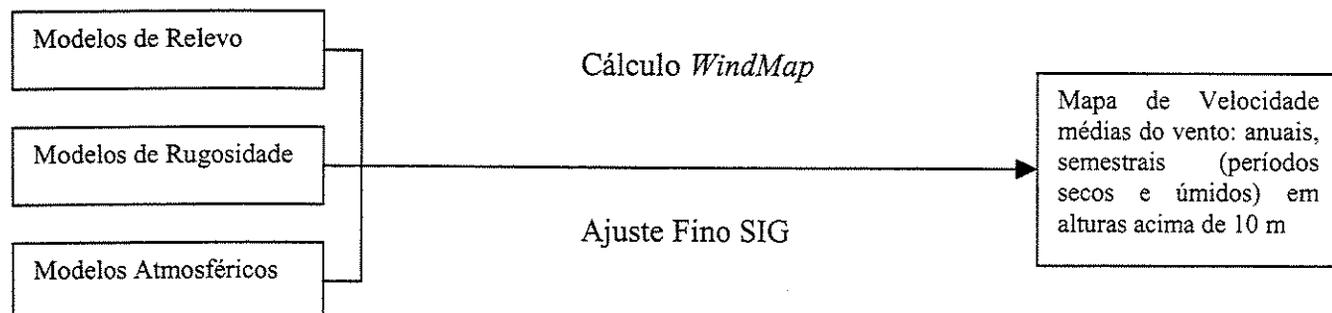


Figura 2.13 – Descrição de metodologia

Fonte: Adaptado de CEARÁ (2001)

Uma malha tridimensional de pontos da área de estudo é gerada pelo programa, a partir do método de elementos finitos, o que permite, dessa maneira, o cálculo de uma faixa de velocidades que tem seu refinamento nas alturas do terreno próximas à superfície.

Como dados de entrada, estão os modelos geográficos compatíveis com o Sistema de Informação Geográfica (SIG) e sumários estatísticos das estações anemométricas, compondo assim as condições de contorno e de dados de inicialização (RIO GRANDE DO SUL, 2002).

Porém, diferenças entre o método Jackson-Hunt do WAsP e o da continuidade utilizado neste programa chegam a apresentar uma incerteza de cálculo de até 25% para terrenos de relevos mais complexos, como os rochosos e os montanhosos, diminuindo consideravelmente para os terrenos de relevos mais suaves. Estas faixas de incertezas podem ser reduzidas caso as medições ocorram em períodos mais longos e em intervalos de leitura menores. (CEARÁ, 2001)

Parâmetros de estabilidade térmica vertical da atmosfera podem ser inseridos no programa *WindMap* por meio dos resultados obtidos do programa *MesoMap*, e o perfil de velocidade vertical do vento é calculado por duas teorias distintas: a Lei Logarítmica e a Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov.

A Lei Logarítmica utilizada no atlas do Ceará tem uma das variáveis importantes para a determinação do perfil de velocidade médias dentro da camada limite, que é o comprimento de rugosidade (z_0), valor diretamente associado às características do terreno, conforme equação (2.12).

$$v_z = \frac{u_*}{\kappa} \times \ln \frac{z}{z_0} \quad (2.12)$$

onde:

$\kappa \cong 0,4$ – constante de von Karman

u_* – velocidade de fricção ($m.s^{-1}$)

Segundo Panofsky e Dutton (1984), a correta medição do fator κ para uma atmosfera específica é muito dificultada, pois requer um refinamento da estimativa da tensão de Reynolds. Contudo, o valor médio de 0,4 – aplicado na maioria das equações – provém de valores obtidos de medições atmosféricas para perfis de vento considerados neutros ou estáveis e de medições em túneis de vento que variaram de 0,35 a 0,43 (OKE, 1978).

A velocidade de fricção provém da equação 2.13.

$$u_*^2 = \frac{\tau}{\rho} \quad (2.13)$$

sendo:

$$\tau = \rho \times k_m \times \left(\frac{\Delta u}{\Delta z} \right) \quad (2.14)$$

onde:

- τ – tensão superficial de cisalhamento ($N.m^{-2}$)
- k_m – viscosidade cinética ($0,15.10^{-4} m^2.s^{-1}$)
- Δu – média das velocidades horizontais do vento
- Δz – média das alturas da base ao ponto de medição

Segundo Blessmann (1995), o parâmetro (z_0) é obtido dependendo das alturas dos obstáculos encontrados, permitindo que o perfil de velocidades médias seja ajustado ao perfil logarítmico, que é o teórico, chamado de Lei de Prandtl, que é uma lei de resultados aplicados e comprovados até alturas de 100 m.

2.4.2 Modelo de relevo

A mesma metodologia foi aplicada para a obtenção do modelo digital de relevo de cada Estado. No entanto, o que varia é a precisão das medições nos locais previamente apontados como detentores de bom potencial da geração de energia elétrica por fonte eólica.

Primeiramente, dados globais de relevo foram analisados, obtidos na forma de malha digital de cotas com resolução nominal da ordem de 1 km x 1 km.

Posteriormente, para o refinamento dos dados, foram feitos os procedimentos:

- EBA – resolução de 100 m x 100 m abrangendo 5 km em torno de cada estação anemométrica, a partir de curvas de nível na escala 1:100.000 (BAHIA, 2002);
- ECE – resolução de 500 m x 500 m a partir de curvas de nível na escala 1:100.000 (CEARÁ, 2001);
- ERS – resolução de 100 m x 100 m abrangendo 10 km em torno de cada estação anemométrica, a partir de curvas de nível na escala 1:50.000 (RIO GRANDE DO SUL, 2002).

Após a união destes dados, os mapas de relevo dos três Estados caracterizaram altitudes até 1.500 m, o que auxiliou na finalidade principal da elaboração dos atlas eólicos.

2.4.3 Modelo de rugosidade

O modelo de rugosidade dos Estados foi elaborado na resolução de 1 km x 1 km a partir da interpretação do mosaico Landsat 5 nas resoluções de 30 m x 30 m, 60 m x 60 m e 90 m x 90 m, para, respectivamente, os atlas eólicos do ECE, do EBA e do ERS.

Os dados do mosaico foram também cruzados com o mapa de vegetação e com o modelo de uso do solo do Brasil, sendo que as áreas previamente indicadas com bom potencial eólico sofreram um refinamento em resolução de 100 m x 100 m, em uma circunferência de 10 km no entorno da estação anemométrica. Os mapas de rugosidade obtidos apresentaram uma escala z_0 variando de 0 a 2 m.

A influência da rugosidade apresenta-se com muita importância no atlas eólico do ECE, pois, as regiões do interior e da faixa litorânea indicam grande diferenciação. A primeira sofre um aumento da vegetação no período de fevereiro a abril, enquanto a segunda fica praticamente inalterada durante todo o ano, indicador favorável ao aproveitamento eólico.

2.4.4 Modelo atmosférico

O modelo atmosférico valeu-se das estações climatológicas de referência com leituras feitas em alturas variadas, para a validação dos dados dos atlas eólicos estaduais.

Após o estudo de todos os dados de velocidade em período não inferior a cinco anos de série histórica, ocorreu no ECE a implantação de novas torres a alturas entre 20 e 40 m, que permitiram um primeiro refinamento destes dados em localidades com o potencial indicado para a geração de energia.

No ERS, este procedimento aconteceu com uma série temporal de 15 anos, o que permitiu, após os procedimentos de validação, a instalação de torres a 50 m nos locais indicados com potenciais de exploração comercial, visto ser este um período considerado razoável em relação à sua representatividade climatológica para estudos de implantação.

O atlas do ECE foi validado sob a elaboração do mapa de correlação obtido entre as médias mensais e as médias diurnas de velocidade do vento, bem como as velocidades médias anuais no período de 1977 a 1981, na altura de 10 m, ficando dentro deste, implícitos, os diagramas de frequências e de velocidades por direção.

Para serem considerados válidos, foram indicados os dados das estações que apresentaram aproveitamento dos dados de leitura na faixa aproximada e superior a 95 por cento.

O atlas do ERS utilizou para validação as rotinas:

- testes de intervalo de variação: a partir dos parâmetros medidos, avaliou o intervalo que compreende os valores mínimos e máximos;

- testes relacionais: avaliaram os mesmos parâmetros quanto à inter-relação entre diferentes variáveis;
- testes de tendência: avaliou a tendência de variação das medições ao longo da série temporal considerada.

As séries que apresentaram descontinuidade nos dados não foram descartadas em primeira instância. Como foram estudadas individualmente, puderam sofrer interferências de cálculos de extrapolação, nos casos onde o problema detectado foi a variação de altura da estação climatológica ou sofrer substituição por dados de outro sensor quando foram rejeitados.

O mapa de correlação no atlas do ERS foi substituído pela utilização do modelo atmosférico MesoMap que intrinsecamente possui as diferenças micro-regionais. A resolução aplicada foi de 3,6 km x 3,6 km para 85 por cento do território, ficando os 15 por cento restantes destinados as regiões menos representativas, que foram submetidas a resolução de 15 km x 15 km.

A perspectiva de bom aproveitamento dos ventos do ERS tornou-se algo tão promissor que foi possível o estudo do aproveitamento das plataformas sobre o oceano, e o aumento, assim da capacidade potencial de geração de energia em um empreendimento que pode vir a ser um marco na geração de energia no continente americano. Esta possibilidade de mapeamento aconteceu graças ao sensoriamento remoto a partir de satélites, com a coleta de dados iniciada em 1987. Porém, deve-se esclarecer que para este tipo de dados devem ocorrer uma série de extrapolações que não serão exploradas neste trabalho.

Em ambos os mapas, a utilização do modelo *WindMap* apresentou vantagens em comparação ao WASP, pois o primeiro reduz a área de subescala que deve abranger o entorno de cada estação anemométrica escolhida para refinamento dos dados. A variação de área para o primeiro programa acontece entre 5 e 10 km, dependendo sempre do relevo, da rugosidade e da altura dos obstáculos, dados que numa faixa de 15 km, como a exigida pelo segundo programa, aumenta o índice de incerteza dos cálculos.

Outra diferença citada no atlas do ERS, entre os dois programas, é a da interpretação do relevo, que no WASP acontece de maneira exponencial enquanto no *WindMap* baseia-se no modelo de malhas anteriormente explicado. O agravante apresentado pelo modelo exponencial é

a sua perda de qualidade na leitura dos dados, quando estes vão se afastando do ponto central de leitura, que centraliza-se na estação climatológica.

Esta mesma fonte cita que para a ideal utilização do programa WasP é preciso uma inserção de parâmetros, nacionais, de estabilidade térmica vertical da atmosfera, para que o modelamento atmosférico seja realizado para os casos locais. Este procedimento se faz necessário por que a biblioteca padrão destes parâmetros está adequada às condições da Dinamarca.

Como foi verificado no item específico de estudo do WasP, esta situação pode ser alterada, porém, como os algoritmos e arquivos de parâmetros não ficam abertos ao usuário, não é possível saber até que ponto esta interferência pode ser ou não modificada.

Em todos os atlas, o ponto fundamental para descaracterizar os dados de uma estação climatológica, foi a influência marcante de qualquer obstáculo significativo na direção predominante que pudesse interferir em muito a leitura correta e a conseqüente inviabilização do empreendimento eólico-elétrico em estudo.

2.4.5 Validação

O método utilizado pelo programa *WindMap* baseia-se nas malhas introduzidas, que por sua vez apresentam uma resolução aproximada do real; portanto, fornecem resultados diferenciados quando de uma medição no local de estudo.

Nos atlas do EBA e do ERS, o erro percentual do valor da velocidade média anual dos ventos a 50 m foi obtido entre os valores medidos em campo e os calculados pelo programa. No primeiro caso o erro percentual variou de -8,5 a 12,2 por cento e no segundo este se estabeleceu na faixa de -10,0 a 2,7 por cento.

Como os valores calculados acontecem a partir das médias obtidas a alturas menores que 50 m, é necessária a extrapolação para que os valores sejam então obtidos. Esta extrapolação gera erros na apresentação dos resultados, pois fornecem valores menores que os medidos nas estações climatológicas calibradas a 50 m.

Na geração dos resultados finais, a altura de 50 m se faz necessária à perfeita calibração do instrumento, visto que este procedimento não ocorre com freqüência na maioria das estações

anemométricas causando, assim, outro fator de incerteza na velocidade média anual calculada (RIO GRANDE DO SUL, 2002).

2.5 Aerogeradores: materiais e usos

Os aerogeradores ou geradores eólicos são máquinas que transformam a energia cinética dos ventos em energia mecânica ou em energia elétrica, para uso em diversas aplicações:

- energia mecânica: utilizada para acionamento direto de bombas d'água, moinhos, etc;
- energia elétrica: a energia gerada pode ser injetada diretamente na rede elétrica convencional ou utilizada em sistemas isolados – eletrificação rural.

A produção destes equipamentos acontece em vários países pelo mundo desde épocas remotas, porém, para a produção de energia elétrica em escala comercial, a produção intensificou-se após a década de 70.

Os EUA, mesmo tendo uma reserva natural de petróleo, tiveram por volta da época da crise de 70, uma preocupação em introduzir a geração de energia por usinas eólicas, estabelecendo uma legislação que regulamentou a geração privada de eletricidade, instituindo sua compra pelas companhias de eletricidade e beneficiando, com incentivos fiscais, os produtores de equipamentos eólicos. A partir daí, surgiram os parques eólicos, grandes áreas com centenas de aerogeradores de 20 kW a 500 kW. Esses sistemas se mostraram economicamente interessantes pela redução das influências das flutuações do vento e pela facilidade de manutenção sistemática (ELETROBRÁS, 1992). Atualmente com aproximadamente 5.000 MW instalados até 2003, o país apresenta custos de produção de US\$ 0,04 /kWh (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2003).

De acordo com as informações do *U.S. Department of Energy* (2003), os países da Europa totalizaram a produção de 21.300 MW e os outros continentes foram responsáveis por 2.800 MW da potência instalada.

2.5.1 Materiais

Os sistemas eólicos são normalmente compostos dos seguintes materiais:

- rotor – materiais metálicos ferrosos e não-ferrosos;
- nacelle – materiais metálicos ferrosos e não-ferrosos para a etapa de transmissão mecânica e para os componentes eletro-eletrônicos; fluidos para os sistemas hidráulicos (aerogeradores de grande porte – AGP); e polímeros para os sistemas de frenagem (AGP);
- torres – materiais metálicos ferrosos, em formato cônico ou treliçado e concreto (AGP), cabos tensores (aerogeradores de pequeno porte – APP – que são estaiados e não autoportantes), tinta epóxi;
- pás – aço carbono, resina epóxi, tecidos sintéticos, espumas, massa plástica, tinta epóxi;
- sensores de vento – dispositivos eletrônicos;
- sistema de freios – dispositivos eletromecânicos;
- banco de baterias – (APP): as comumente utilizadas são de Chumbo-ácido 12V seladas;
- controlador de carga – dispositivo eletrônico que protege as baterias contra sobrecarga ou descarga excessiva;
- inversor – dispositivo eletrônico que converte a energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada.

De uma forma geral, os sistemas eólicos são bastante duráveis e precisam de pouca manutenção. A vida útil das turbinas eólicas é estimada em 15 anos. Os dispositivos eletrônicos (inversor, controlador de carga) têm vida útil superior a dez anos. No caso de sistemas eólicos isolados com armazenamento de energia em baterias, as baterias são consideradas o ponto crítico do sistema, mas quando bem projetadas elas têm vida útil de quatro a cinco anos.

Usinas eólicas recentes, no Brasil e na Dinamarca, foram instaladas a beira-mar e *off-shore* e, por não terem ainda atingido os dez primeiros anos, não podem apresentar aos fabricantes o tempo real de vida útil nestas situações adversas.

No Brasil, após cinco anos da primeira instalação a beira-mar, houve apenas (segundo entrevista feita ao maior fabricante nacional) o aparecimento de um ponto de oxidação na torre, mas nada representativo para causar o comprometimento da estrutura, mas é preciso aguardar mais alguns anos para que os resultados sejam corretamente apresentados.

2.5.2 Usos e modelos

Os aerogeradores são equipamentos que podem ser utilizados para gerar energia elétrica destinada para:

- bombear água
- sistemas isolados e híbridos
- movimentação de moinhos para moagem de grãos
- abastecimento de redes de alta tensão
- plantas de desalinização e de obtenção de hidrogênio.

Os componentes da turbina, anteriormente citados para estudo dos materiais, são descritos quanto a suas funções específicas:

- rotor: é a parte destinada a captar a energia cinética dos ventos e transformá-la em energia mecânica no eixo. Os rotores podem ser de eixo vertical ou horizontal. Atualmente, os mais usados são os de eixo horizontal com três pás, ocorrendo também rotores com uma, duas ou quatro pás.
- equipamento de transmissão: são mecanismos destinados a transmitir a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do conversor (gerador).

A velocidade tangencial, na ponta das pás dos rotores modernos é da ordem de 60 a 100(m.s⁻¹), o que acarreta rotações relativamente baixas, variando de 15 a 200 rpm.

Os geradores modernos conectados às redes de distribuição elétrica, por outro lado, possuem uma rotação típica de 1.500 rpm (50 Hz) e de 1.800 rpm (60 Hz). Assim, é necessária alguma forma de multiplicação entre a rotação do rotor e a do gerador, o que normalmente consegue-se com a utilização de engrenagens (REIS e SILVEIRA, 2000).

- gerador: converte a energia mecânica do eixo em energia elétrica, podendo ser de corrente contínua, síncrono ou de indução.

Os geradores síncronos são principalmente utilizados para instalações isoladas, associados a um retificador, obtendo-se tensão em corrente contínua e normalmente utilizando-se de baterias para o armazenamento. Quando a operação for conectada à rede, os geradores podem ser síncronos e/ou assíncronos (de indução).

- sistema de controle: o sistema de controle é constituído por alguns sensores, como o sensor de vento, de rotação do rotor, carga de bateria, etc. São estes equipamentos que irão fornecer dados para controlar o funcionamento do sistema de forma harmônica e segura, com o melhor aproveitamento possível do vento. Este controle é feito automaticamente por meio de um computador que recebe e ordena as informações oriundas dos sensores.

As turbinas eólicas, por razões de segurança, são projetadas para serem acionadas com uma determinada velocidade de vento, e desligadas quando o vento ultrapassa um certo limite de velocidade.

- suporte estrutural: formado pelo mastro e pela gávea giratória (existe uma espécie de leme que faz com que o círculo traçado pelas pás do rotor fique perpendicular à direção do vento).
- sistema de armazenamento de energia: composto por baterias que têm por finalidade armazenar a energia extra produzida, nas horas de maior ocorrência de ventos, para aproveitamento nas horas de pouco vento (as baterias são dispensáveis em locais onde a média das velocidades de vento sejam superiores às necessárias para a geração desejada) (REIS e SILVEIRA, 2000). Cabe ressaltar que este sistema não é utilizado em aerogeradores conectados à rede de transmissão.

Usinas eólicas convencionais podem gerar energia por meio de equipamentos de vários modelos. Os mais comuns encontrados mundialmente em escala comercial são os de eixo do rotor horizontal de três pás e os de eixo vertical tipo Savonius e Darrieus. No Brasil, até 2004, optou-se pela utilização do modelo de eixo horizontal, independente do empreendedor responsável pela usina.

Algumas características nos equipamentos de rotor com eixo vertical merecem ser destacadas:

- captação da frequência dos ventos em todas as direções, não necessitando de sistemas de direcionamento do fluxo principal das pás;
- redução da força estrutural do conjunto devido à fixação das pás nos dois extremos;
- facilidade de manutenção do conjunto visto que tanto os sistemas mecânicos quanto os elétricos encontram-se mais próximos ao solo.

Mas as desvantagens centram-se, principalmente, nas limitações tecnológicas como:

- o fluxo do escoamento do ar nas pás é muito mais complexo que nas turbinas de eixo horizontal havendo dificuldades na obtenção de um adequado modelamento das forças aerodinâmicas;
- perda de eficiência na captação dos ventos em terrenos de orografia complexa;
- impossibilidade de acionamento dos sistemas de partida em velocidades abaixo de 6m/s (PONTÍFICE UNIVERSIDADE CATÓLICA, 2003).

As plantas de geração de energia eólica têm uma lógica de posicionamento mínima a ser seguida na fase de planejamento de distribuição dos equipamentos.

Segundo a *Danish Wind Turbine Manufactures Association* (2003b), este posicionamento deve acontecer dessa forma:

- na direção predominante do vento, o espaçamento entre os equipamentos deve ser de 5 a 9 diâmetros do rotor;
- na direção perpendicular à direção predominante a distância proposta é de 3 a 5 diâmetros.

A necessidade deste distanciamento ocorre devido a perda de energia cinética que o vento sofre ao passar pela turbina. A figura 2.14 mostra as características anteriormente apresentadas e a figura 2.15 representa uma distribuição real empregada na usina eólica de Camelinho no EMG, propriedade da empresa CEMIG.

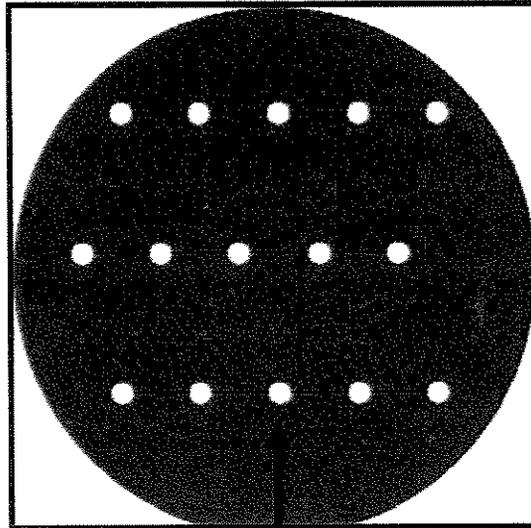


Figura 2.14 – Distribuição teórica de uma usina eólica – distâncias em unidades de diâmetro

Fonte: Adaptado de *Danish Wind Turbine Manufactures Association* (2003b)

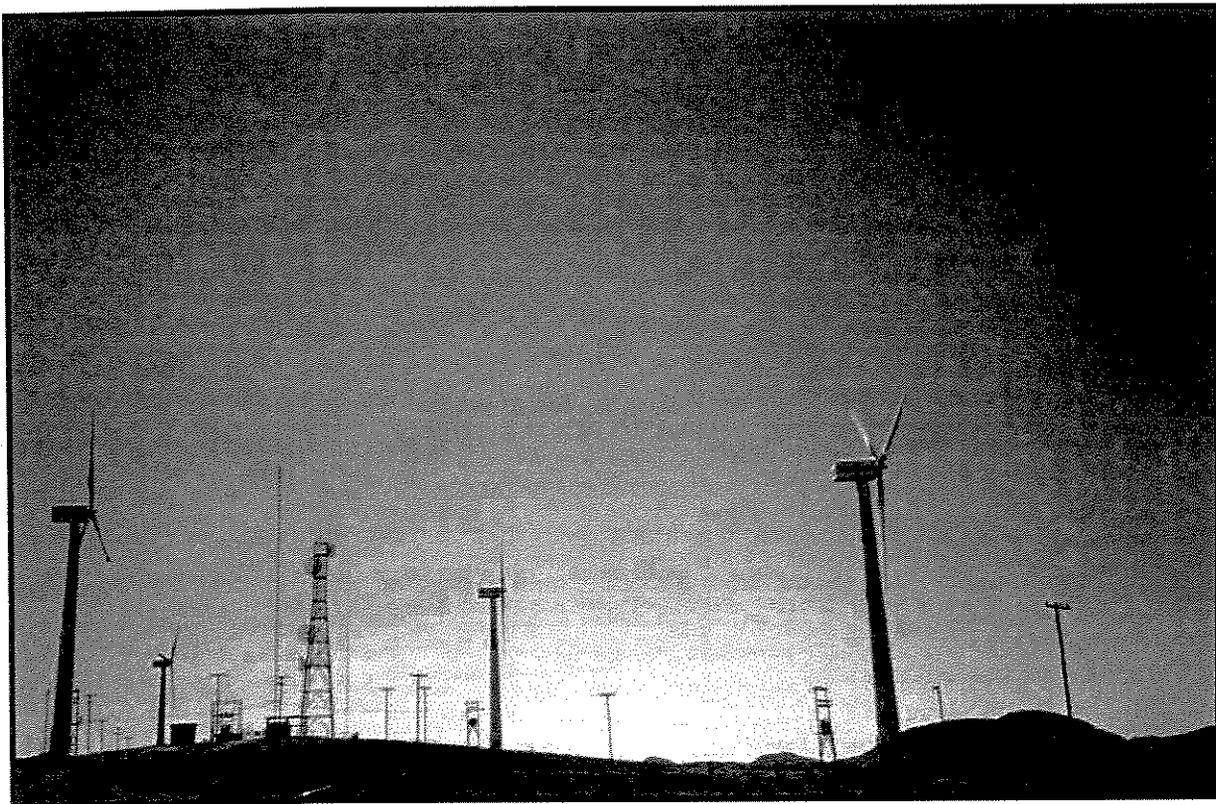


Figura 2.15 – Distribuição da usina eólica de Camelinho

Fonte: Imagem obtida em visita pessoal à usina

A montagem de uma usina eólica, como a de qualquer empreendimento elétrico pode ser dividida em três fases:

- construção das instalações
- obtenção das matérias-primas
- operação dos sistemas.

Pode-se quantificar o quanto estes emitem de CO₂ à atmosfera e, conseqüentemente, o quanto esta fonte de geração auxilia – ou não – na redução do efeito estufa, conforme dados apresentados no sub-ítem 2.1.3.

Capítulo 3

Materiais e métodos

3.1 Materiais

Para a execução deste trabalho foram obtidas as velocidades instantâneas das frequências médias mensais de vento (expressos em m/s), a uma altura de 10 m acima do nível do solo, nos seguintes períodos e localidades:

- Período de 1974-1993, para as estações Bariri, Barra Bonita, Botucatu, Campininha, Campos do Jordão, Casa Grande, Graminha, Ibitinga, Jurumirim, Limoeiro, Pindamonhangaba, Pontal, Pradópolis, Salto Grande, Votuporanga, a partir de registros de anemógrafos, tipo universal. Estes são pertencentes à rede climatológica, operada pelo Departamento de Águas e Energia Elétrica do Estado de São Paulo (DAEE). Os dados coletados foram fornecidos gratuitamente pelo IPMET Bauru,
- Período de 1997-2001, para as estações Paulínia, Santana, a partir de registros de anemógrafos, tipo universal. Estes pertencem à rede climatológica, operada pela Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB). Os dados coletados foram fornecidos gratuitamente pelo mesmo órgão gerenciador,

- Período de 2001-2002, para as estações Barretos, Caraguatatuba, Cunha, Guaratinguetá e Monteiro Lobato, a partir de registros das PCDs do INPE, órgão que forneceu os dados gratuitamente,
- Período de 1979-1997, para a estação de Capivara e no período de 1983-1997 para a estação de Taquaruçu, a partir de registros nas estações hidrometeorológicas instaladas nas usinas hidrelétricas de mesmo nome, atuais concessões da *Duke Energy International* Geração Paranapanema S/A, empresa que cedeu os dados gratuitamente,
- Período 1954-2000, para a estação localizada na Ilha da Moela, a partir de registros na estação meteorológica da Seção de Informações Meteorológicas da Marinha do Brasil, órgão que cedeu os dados gratuitamente,
- Período de 1997-2002, para as estações de Franca, Presidente Prudente e Ubatuba, a partir dos dados, comprados pela UNICAMP, do INMET, órgão federal que mesmo para dados utilizados para pesquisa científica não os fornece gratuitamente.

Não somente os períodos de coleta das estações são diferentes, mas também os intervalos de leitura. Porém, esta não-uniformidade não prejudica a verificação e o estudo dos dados visto que as estações com as maiores séries históricas têm dados mensais e as de séries com menores intervalos têm várias coletas diárias, em horários GMT padrão e padrão intermediário.

Conforme a tabela 3.1 podem ser verificadas as localizações, as latitudes, as longitudes e as altitudes das regiões do estudo. Na figura 3.1 pode-se visualizar a distribuição das estações na área geográfica do ESP. No Anexo 5 pode ser verificada a abrangência geográfica das redes de estações.

Tabela 3.1 – Latitude, longitude, altitude e numeração das estações meteorológicas.

Estação	Latitude S	Longitude W	Altitude (m)
1 - Bariri	22°03'45"	48°41'15"	456,0
2 - Barra Bonita	22°26'15"	48°33'45"	457,0
3 - Barretos	20°33'45"	48°33'45"	530,0
4 - Botucatu	22°56'15"	48°26'15"	804,0
5 - Campininha	22°20'10"	46°58'40"	580,0
6 - Campos do Jordão	22°41'15"	45°33'45"	1.628,0
7 - Capivara	22°40'00"	51°21'00"	347,0
8 - Caraguatatuba	23°33'45"	45°26'15"	2,0
9 - Casa Grande	23°38'00"	45°53'00"	820,0
10 - Cunha	23°03'45"	44°56'15"	950,0
11 - Franca	20°33'45"	47°26'15"	1.040,0
12 - Graminha	21°55'00"	46°40'00"	880,0
13 - Guaratinguetá	22°48'45"	45°11'15"	539,0
14 - Ibitinga	21°48'45"	48°48'45"	491,0
15 - Ilha da Moela	24°03'00"	46°16'00"	0,0
16 - Jurumirim	23°03'45"	47°48'45"	571,0
17 - Limeiro	21°38'00"	47°02'00"	578,0
18 - Monteiro Lobato	22°56'15"	45°48'45"	685,0
19 - Paulínia	22°48'45"	47°11'15"	590,0
20 - Pindamonhangaba	22°56'15"	45°26'15"	557,0
21 - Pontal	21°03'45"	48°03'45"	255,0
22 - Pradópolis	21°18'45"	48°03'45"	540,0
23 - Presidente Prudente	22°11'15"	51°26'15"	475,0
24 - Salto Grande	22°56'15"	49°56'15"	418,0
25 - Santana	23°33'45"	46°41'15"	760,0
26 - Taquarçu	22°31'00"	52°00'00"	319,0
27 - Ubatuba	23°26'15"	45°03'45"	2,0
28 - Votuporanga	20°26'15"	49°56'15"	510,0

Fonte: Elaboração própria

A cidade de Campinas não pôde ser estudada devido a dificuldade de obtenção dos dados no órgão gerenciador.

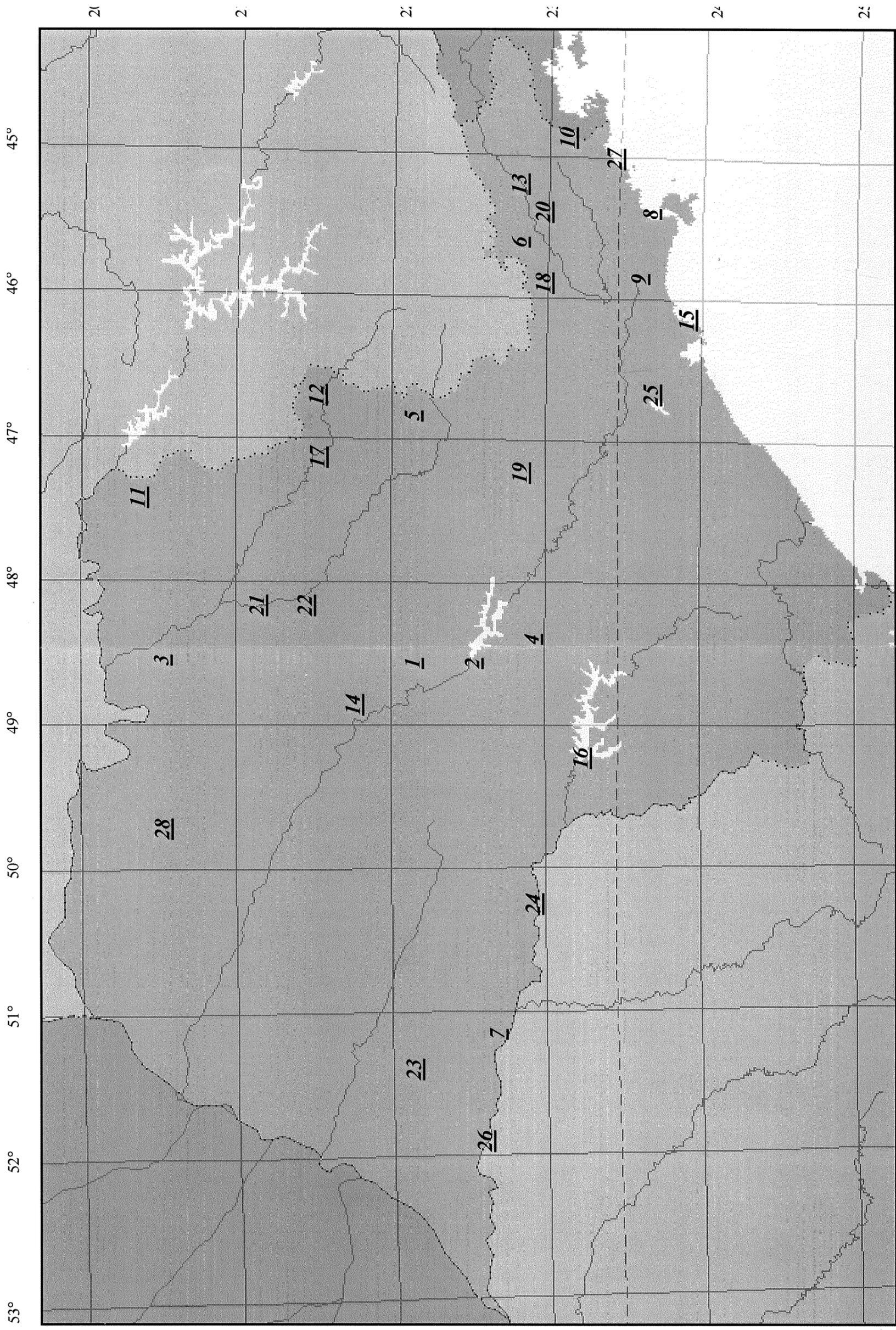


Figura 3.1 – Mapa do Estado de São Paulo com a distribuição das estações em estudo
 Fonte: Elaboração própria

As ferramentas computacionais utilizadas para o tratamento dos dados incluíram os programas:

- *Acess* 2000;
- Encarta *World Atlas* 2001;
- Excel 2000;
- *Global Mapper 5*;
- *SAS* versão 8.2;
- *Wind Speed Calculator*;
- *Wind Turbine Power Calculator*.

O banco de dado Excel serviu para ordenar os dados enviados, visto que cada órgão fornecedor armazena as informações de diversas maneiras.

Foi disponibilizado o uso do programa *Global Mapper 5* no CEPAGRI-UNICAMP, para a visualização do relevo do ESP podendo localizar os pontos das estações do estudo.

O *SAS* foi o programa usado para compilar os dados, sendo utilizado um programa elaborado pela pesquisadora Ana Maria Gomes, do IPMET Bauru, para a obtenção da curva de Weibull e de suas variáveis.

O programa *Wind Speed Calculator*, disponibilizado na rede mundial, foi utilizado para uma etapa comparativa de cálculo.

O programa Encarta *World Atlas* 2001 permitiu a obtenção dos mapas do ESP, além da possibilidade de alteração destes para a sobreposição das estações nas localidades em que estas se encontram geograficamente.

Programas de modelamento tridimensional de malhas seriam ideais para a configuração do estado de rugosidade e relevo de cada estação climatológica, porém não foram utilizados neste trabalho visto que o levantamento de potencial inicial é que indicará os pontos a serem melhor estudados.

3.2 Métodos

Um fator de grande importância, diretamente relacionado a análise dos dados das velocidades de vento, mas desconsiderado neste trabalho, foi a certeza da correta calibração e a conseqüente manutenção que os instrumentos de medição sofreram ao longo dos anos de coleta para cada estação. Foi considerado que a situação ideal de preservação dos instrumentos manteve-se em todos os períodos de estudo sem, portanto, alterar os resultados obtidos.

A medida tomada para eliminar possíveis falhas de processamento foi a desconsideração dos valores de freqüência de velocidade do vento iguais a zero, e que apareceram em uma seqüência maior que três, fator que sugeriu algum problema na instrumentação, principalmente para as estações onde a coleta foi feita três vezes ao dia, conforme INMET (2003).

Após este procedimento primário é que foram adotados os métodos para o estudo das séries de valores de freqüências de velocidades do vento no ESP e que são apresentados a seguir.

3.2.1 A distribuição de Weibull

De acordo com Bautista (2002) e Mirshawka (1979), a distribuição de Weibull biparamétrica tem sido a mais utilizada em estudos de variáveis que apresentam limitações de magnitude por razões geofísicas, como é o caso das variáveis de freqüência de velocidade do vento.

Conforme Dantas (1997), a sua função densidade de probabilidade é dada pela equação 3.1:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

onde:

k – é o parâmetro de forma (adimensional e positivo)

c – é o fator de escala (dimensão de velocidade e positivo)

v – velocidade do vento

Os fatores k e c são de grande importância para a avaliação das condições do local de estudo. Conforme Mirshawka (1979), curvas formadas a partir dos eixos $f(v)$ e v/c indicam a influência do fator k na curva de distribuição de Weibull.

Quando o valor de v/c se aproxima de 1 e o fator k situa-se entre 3,0 e 4,0 ocorre a formação de perfis de curva semelhantes ao da curva normal, já as curvas com fatores de forma 0,5, 1,0 e 2,0 apresentam-se com perfis variáveis, conforme pode ser visto na figura 3.2, na qual $f(v)$ é representado por $g(v)$.

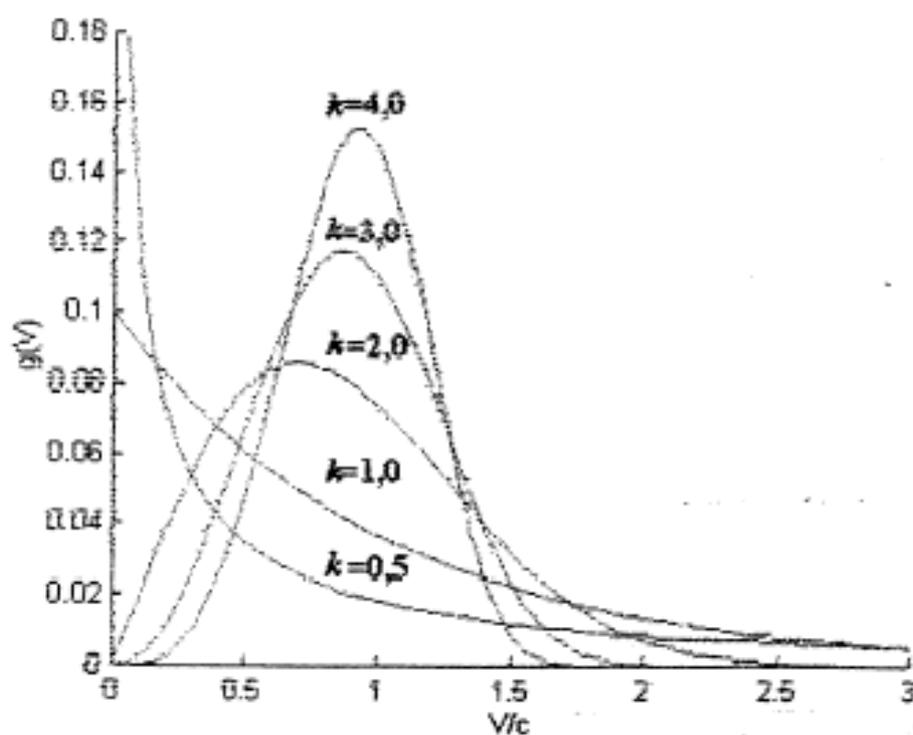


Figura 3.2 – Influência do parâmetro k na curva de distribuição de Weibull

Fonte: Silva (1999)

A função de distribuição, $F(x)$, associada ao modelo probabilístico, é dada pela equação 3.2:

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k\right] \quad (3.2)$$

A densidade de potência eólica ($W.m^{-2}$) pode ser calculada com base nos parâmetros da distribuição de Weibull, segundo a equação 3.3:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times E(x^3) \times fr(d) \quad (3.3)$$

onde:

- P = potência do vento (W)
- $\rho = 1,225 \text{ kg.m}^{-3}$, para uma pressão atmosférica média ao nível do mar a 15°C
- $E(x^3)$ = terceiro momento centrado na origem, obtido pela distribuição de Weibull
- $fr(d)$ = probabilidade de ocorrência de um intervalo de velocidade do vento (da curva de Weibull)

A função densidade de probabilidade de Rayleigh é outra possibilidade de cálculo para a verificação da frequência de velocidade de ventos, mas não será abordada neste trabalho, pois segundo Tercio (2002) esta, devido à sua simplicidade, não permite representar com confiabilidade algumas faixas das velocidades que neste estudo foram analisadas.

3.2.2 O programa *Statistical Analysis System* - SAS

Os parâmetros de forma e de escala, do modelo de Weibull, foram os primeiros dados obtidos segundo o método da máxima verossimilhança, utilizando-se do pacote estatístico SAS que apresenta como uma de suas saídas o modelo gráfico da figura 3.3, após a compilação do programa simplificado apresentado no Anexo 3.

Distribuição de Weibull - Estação Bariri (1974- 1990)

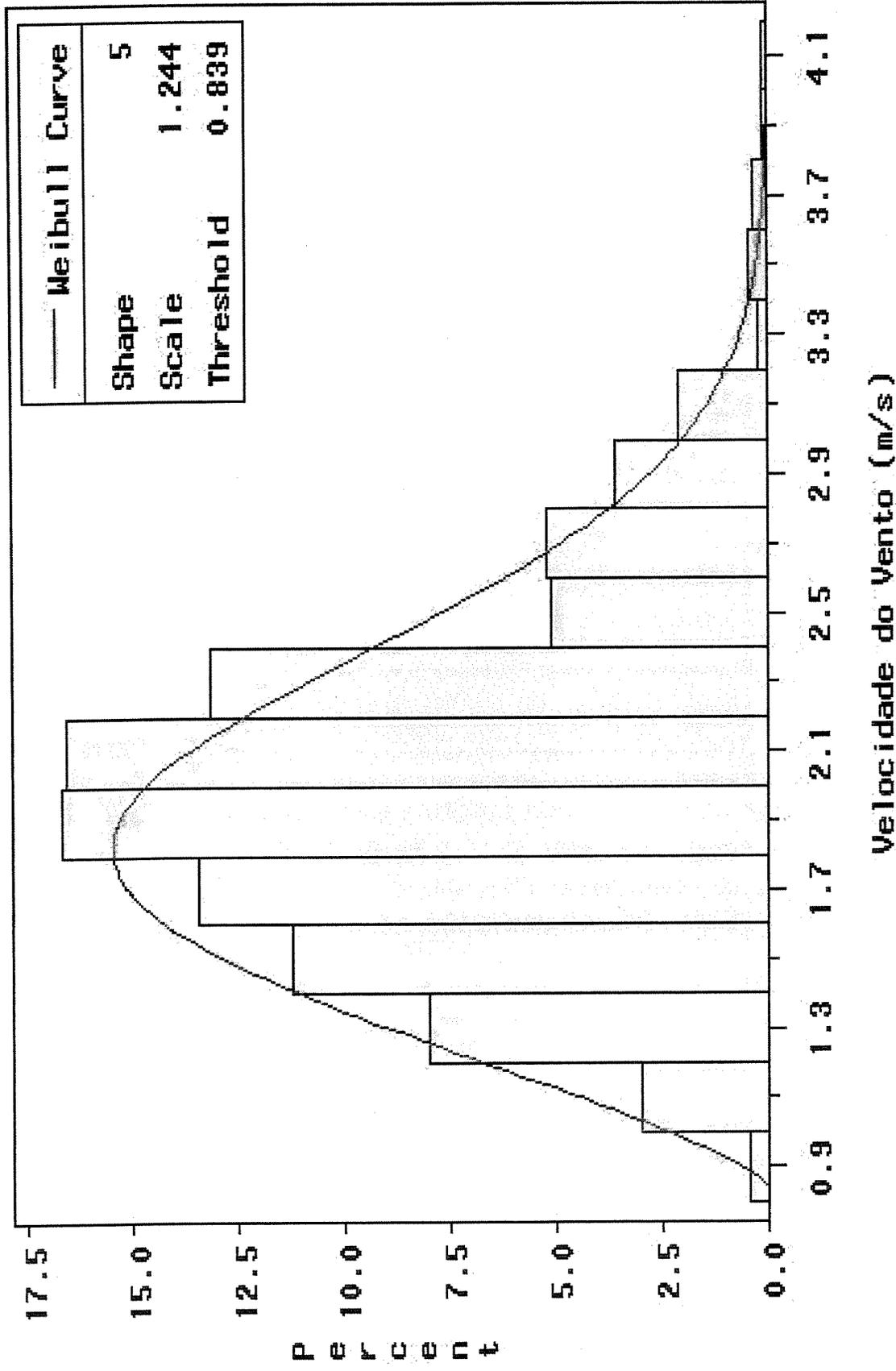


Figura 3.3 – Modelo da distribuição de Weibull pelo programa SAS – 1.920 dados
 Fonte: Elaboração própria

Por meio do relatório apresentado pelo programa SAS (Anexo 4), foram obtidos os valores do fator de escala, do fator de forma, da velocidade média e do desvio padrão dos dados compilados.

Outros valores aproveitados, provenientes do relatório SAS, para cada estação, foram as correspondentes frequências de velocidades, que são padronizadas nos percentuais:

- 1,0
- 5,0
- 10,0
- 25,0
- 50,0
- 75,0
- 90,0
- 95,0
- 99,0

Assim, com estes valores, podem ser feitos os cálculos de período (horas por ano) em que determinada velocidade se apresenta com possibilidade de ocorrência na base de 8.760 hs.

Verifica-se a existência de dois valores para cada faixa percentual, como se nota no relatório do Anexo 4. A primeira coluna é denominada de valores observados e a segunda apresenta valores chamados de estimados. O significado destes indica que da primeira coluna constam os valores reais das medições inseridas no programa e da segunda constam os valores ideais para que a curva de Weibull tenha um formato conhecido.

3.2.3 Extrapolação das frequências de velocidades das estações do ESP

Após a obtenção do relatório SAS, que contém as características estatísticas de cada estação, conforme o modelo de Weibull, foi feita a extrapolação das faixas de velocidades em suas respectivas frequências. Este procedimento não foi feito com os dados originais inseridos no programa SAS, visto que a quase totalidade das estações apresentou dados a uma altura considerada padrão para informações meteorológicas.

A equação 2.5, referente à Lei Logarítmica, foi utilizada para as extrapolações sendo:

- a velocidade de cada faixa de frequência , a variável ($v_{(z_r)}$);
- a altura de obtenção dos dados em cada estação, a variável (z_r);
- a altura de 50 m, a variável (z);
- o coeficiente z_0 (parâmetro de classes de rugosidade) igual a 0,05, correspondente a classe 1, planície pouco cultivada, considerado igual para todas as estações visto não se obter o detalhamento de cada ponto.

A escolha do parâmetro de rugosidade se deu visto acreditar que os órgãos responsáveis pelas estações climatológicas seguem a recomendação da *World Meteorological Organization* (1971), a qual dita que os instrumentos de medição da velocidade e da direção do vento de uma estação devem estar bem posicionados quando próximos a uma escarpa, uma cadeia montanhosa, um penhasco ou um vale, de modo a não sofrerem interferências que prejudiquem a medição.

Apenas três estações sofreram extrapolação diferente da relação de $z_r = 10\text{m}$ para $z = 50\text{m}$, sendo tais:

- Cunha – 3 m para 50 m;
- Guaratinguetá – 2 m para 50 m;
- Monteiro Lobato – 2 m para 50 m.

Para a conferência dos valores extrapolados, obtidos pela aplicação da Lei Logarítmica, foi feito um estudo de cálculo para cada velocidade considerada, no programa *Wind Speed Calculator*, disponibilizado pela *Danish Wind Turbine Manufactures Association* (2003c).

Como visto anteriormente, o aumento da velocidade com a altura é não-linear, podendo-se obter uma curva a partir do programa, visto este apresentar valores em todas as classes de rugosidade até a altura de 150 m, conforme figura 3.4.

- class	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0
- length	0.0002	0.0024	0.03	0.055	0.1	0.4	1.6
m							
150 m	1.81	1.71	1.56	1.51	1.47	1.34	1.17
140 m	1.8	1.7	1.54	1.5	1.45	1.32	1.15
130 m	1.79	1.68	1.53	1.49	1.44	1.3	1.13
120 m	1.78	1.67	1.52	1.47	1.42	1.29	1.11
110 m	1.77	1.66	1.5	1.45	1.40	1.27	1.09
100 m	1.76	1.64	1.48	1.44	1.38	1.24	1.06
90 m	1.74	1.63	1.46	1.42	1.36	1.22	1.04
80 m	1.73	1.61	1.44	1.39	1.34	1.19	1.01
70 m	1.71	1.59	1.42	1.37	1.31	1.16	0.97
60 m	1.69	1.56	1.39	1.34	1.28	1.13	0.93
50 m	1.67	1.54	1.36	1.3	1.25	1.09	0.89
40 m	1.64	1.5	1.32	1.26	1.2	1.04	0.83
30 m	1.6	1.46	1.26	1.21	1.14	0.97	0.75
20 m	1.54	1.39	1.19	1.13	1.06	0.88	0.65
10 m	1.45	1.29	1.06	1	0.92	0.73	0.47

Figura 3.4 – Cálculo de velocidade a partir do programa *Wind Speed Calculator*

Fonte: Elaborado a partir de *Danish Wind Turbine Manufactures Association* (2003c)

Na figura 3.4, foi considerado um valor de velocidade inserido na faixa de rugosidade 0,05, que é a mesma utilizada nos cálculos deste trabalho.

3.2.4 Cálculo das densidades de potência e de energia

Dois procedimentos de cálculos foram feitos para determinar a energia disponível em cada estação.

O primeiro teve origem na densidade de potência contida no vento, calculada por meio da equação 2.8. A partir de seus resultados, utilizou-se a equação 2.9 para a obtenção da densidade de energia, tendo para cada estação nove valores distintos de acordo com a frequência de ocorrência para cada faixa de velocidade.

O método de Betz foi aplicado como segundo procedimento, já considerando todos os rendimentos teóricos aplicados a um equipamento para geração de energia eólica. Mas o dado de área deste foi deixado como incógnita, calculando-se assim a densidade de potência do sistema, conforme a equação 2.11. Após a obtenção dos valores foi feita a multiplicação da frequência de ocorrência com base em 8.760 horas por ano.

Assim como feito para a densidade de potência contida no vento, a aplicação da fórmula foi feita para cada faixa de velocidade de cada estação.

Tanto para o primeiro quanto para o segundo procedimento foi considerado o mesmo valor de densidade, próprio para cada estação, obtido no programa *Wind Turbine Power Calculator* (DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION, 2003d) que indica por meio da altitude, a densidade do ar (em kg.m^{-3}), a pressão (em kPa) e a temperatura média (em °C) da região em estudo.

Na tabela 3.2, verifica-se a seqüência de cálculo descrita anteriormente.

Tabela 3.2 – Seqüência de cálculo para obtenção das densidades de potência e de energia.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1,0	1,3	1	87,6	120,7	0,6	51,5
1,2	1,6	4	350,4	834,4	1,0	355,7
1,3	1,7	5	438,0	1.326,1	1,3	565,2
1,6	2,1	15	1.314,0	7.417,0	2,4	3.161,4
1,9	2,5	25	2.190,0	20.700,4	4,0	8.823,3
2,2	2,9	25	2.190,0	32.135,6	6,3	13.697,5
2,6	3,4	15	1.314,0	31.826,6	10,3	13.565,8
2,8	3,7	5	438,0	13.250,2	12,9	5.647,8
3,2	4,2	5	438,0	19.778,7	19,2	8.430,5
			8.760,0			

Fonte: Elaboração própria a partir do programa Excel

onde:

- (1) – velocidade (m.s^{-1}) obtida a altura z_r ;
- (2) – velocidade (m.s^{-1}) calculada pela equação 2.5;
- (3) – variação da frequência (%) dos intervalos obtidos no relatório SAS (conforme modelo do Anexo 4);
- (4) – referência em horas por ano do período que cada velocidade apresenta-se disponível;
- (5) – densidade de energia contida calculada (Wh.m^{-2}) conforme equação 2.9, considerando o valor de horas por ano da coluna (4);
- (6) – densidade de potência (W.m^{-2}) calculada conforme método de Betz (equação 2.11), considerando conforme Rossi e Silva (2002), a eficiência eletromecânica (n), como sendo a multiplicação das seguintes eficiências:
 - eficiência aerodinâmica (pás, arraste, etc) = 0,5;
 - eficiência mecânica (atrito mecânico, etc.) = 0,8; e
 - eficiência do gerador = 0,90.

Estes valores são passíveis de alteração devido as características particulares de cada equipamento, porém foram adotados neste trabalho, visto que na referência, os autores consideraram valores médios.

- (7) – densidade de energia calculada (Wh.m^{-2}), multiplicando-se os valores da (6) pelos da coluna (4).

Foram calculadas as densidades de energia para todas as faixas de velocidades, visto que nesta fase não foi considerado nenhum equipamento específico que determinasse uma velocidade inicial de corte.

3.2.5 Procedimento para obtenção das rosas dos ventos

As rosas dos ventos foram obtidas por meio dos valores de direções fornecidos pelos gerenciadores. Nas estações com os dados divididos nas direções cardeais e colaterais, estes foram apenas inseridos no programa Excel. Por meio da ferramenta de formação de gráfico foram elaboradas figuras pelo método radar preenchido, o qual necessita apenas dos valores e dos eixos para compilar o formato apresentado na figura 3.5.

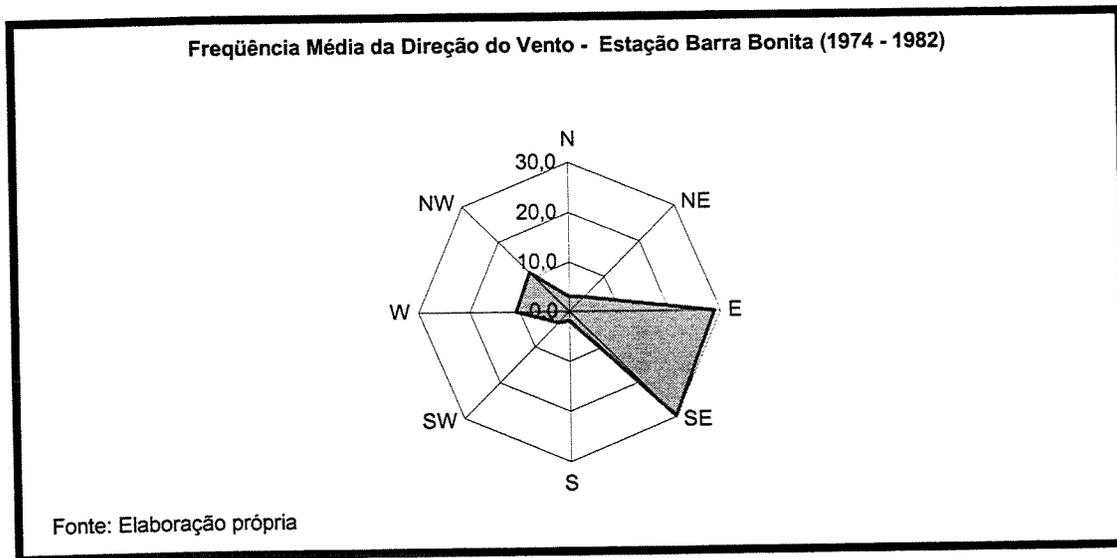


Figura 3.5 – Representação de rosa dos ventos conforme padrão de trabalho

Para as estações que não estavam ordenadas em coordenadas, mas apresentaram medidas em graus, foi determinada uma faixa de $\pm 10^\circ$ além da medida exata do grau referente a cada coordenada. Esta faixa determinada não sobrepõe a divisão dos oito setores, citados no capítulo 2, comumente utilizados na meteorologia, por isso foi adotada. Isto aumenta, assim, a amostra em torno da freqüência de cada setor.

Visto terem sido coletados os dados iniciais, nas alturas anteriormente citadas e feita a extrapolação para a altura comercial de geração de energia a 50 m, foi considerado que a faixa de caracterização do perfil vertical do vento de cada estação variou das alturas iniciais à altura comercial, estando esta dentro da chamada camada limite atmosférica, de altura 100 m.

Assim, fica indicado que os perfis das direções a serem apresentados foram considerados dentro desta faixa de altura $\Delta h = (50-10) = 40$ m.

3.2.6 Modelo de relevo

O modelo de relevo aplicado para a análise das estações foi utilizado no Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura - CEPAGRI- UNICAMP, com a supervisão do Prof. Dr. Jurandir Zullo Junior.

O programa utilizado foi o *Global Mapper 5*, que permitiu a leitura das imagens do *World Geodetic System – WGS84*. As imagens foram elaboradas por um satélite da Agência Espacial Americana – NASA, que eleva uma cota vertical a cada 90 m em todas as direções cardeais, permitindo assim um detalhamento de qualidade na visualização do relevo do planeta.

Após a inserção dos quadrantes referentes ao ESP, foram editados os pontos de todas as estações por meio das respectivas coordenadas.

Foram separadas para verificação as estações que apresentaram os melhores valores de potencial. Esta escolha aconteceu para que, no primeiro caso, fossem verificadas situações semelhantes de relevo, que permitissem a partir da observação destes obter-se a possibilidade de verificação de outros pontos potenciais que surgissem neste, ou em outros estudos, qualquer que fosse a faixa geográfica analisada.

As direções das rosas dos ventos menos adequadas aos perfis esperados também passaram por uma verificação com o intuito de se poder avaliar o porquê de não seguirem os perfis de direção das massas de ar em mesoescala.

Para ambas as análises foram traçadas linhas nas direções N – S e O – L com o intuito de determinar o perfil do relevo nestas direções, podendo, assim, verificar as condições dos locais em que foram postos os equipamentos. Outras direções não foram consideradas, pois o traçado dos pontos no programa foi feito manualmente e esta operação poderia não seguir direções padrão conhecidas.

As distâncias dos pontos no entorno das estações variaram conforme foram notados obstáculos significativos que alterariam a captação dos dados.

A formação das imagens aconteceu em uma escala correspondente a 1,8 cm = 2,5 km, com o programa analisando altitudes entre a faixa de -166 m a 2.785 m (escala apresentada pelo programa de acordo com a faixa geográfica escolhida).

Na figura 3.6, pode ser visto o quadrante correspondente às coordenadas S24W046, consideradas na parte superior esquerda e que contém as estações Caraguatatuba, Casa Grande e

Ubatuba. Sendo uma imagem demonstrativa está em escala 1,5 cm = 10 km com o programa interpretando altitudes de 0 m a 1.650 m.

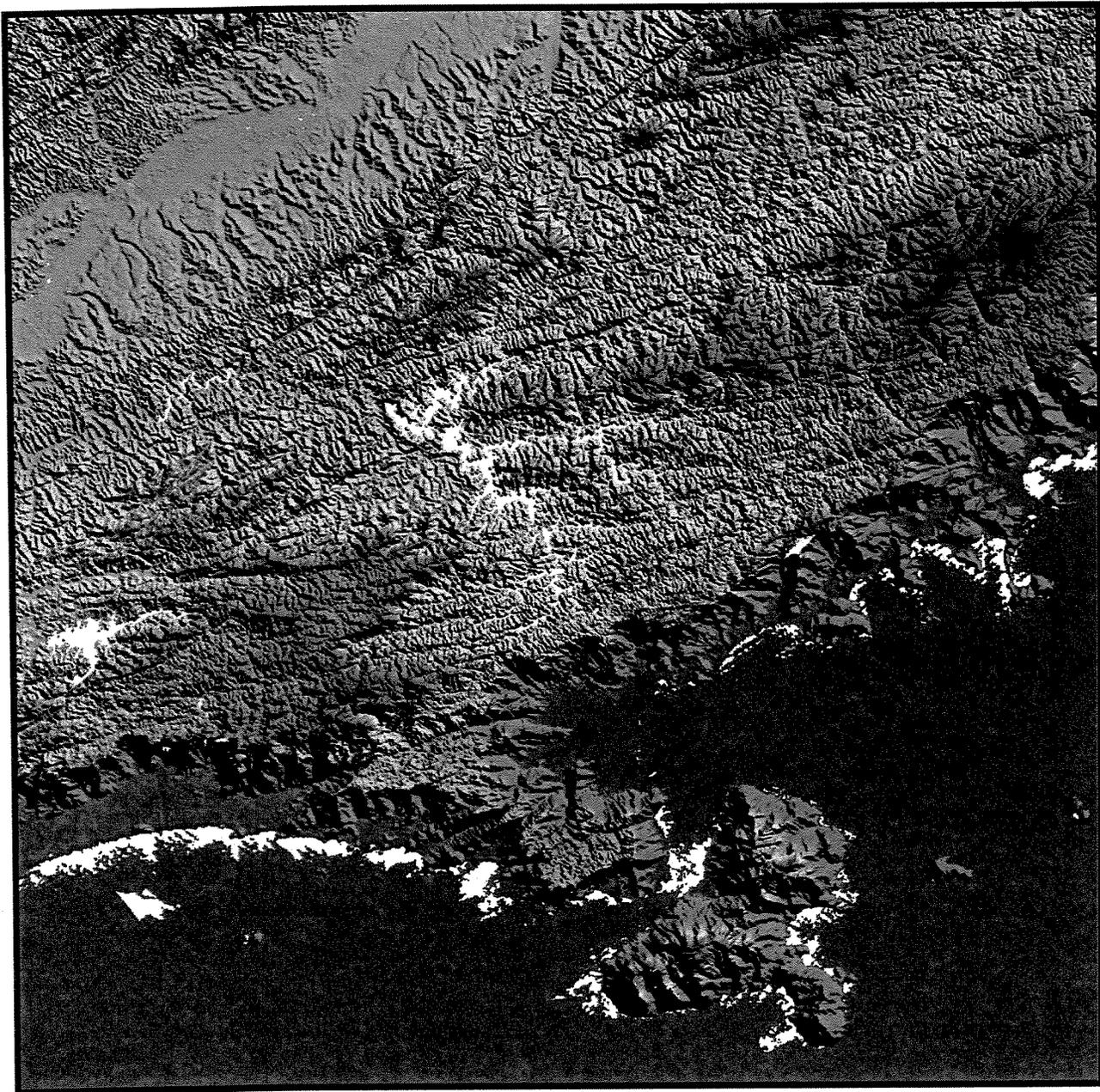


Figura 3.6 – Imagem do quadrante geográfico S24W046

Fonte: Figura exportada em padrão .jpg do programa *Global Mapper5*

3.2.7 Cálculo da eficiência do sistema

O cálculo da eficiência do sistema, independente do equipamento utilizado, foi feito por meio da relação entre a densidade de energia proveniente da densidade de energia eólica obtida pelo método de Betz (equação 2.11), pela densidade de energia contida no vento (equação 2.9).

Assim, ela é dada pela equação 3.4:

$$\text{Eficiência} = \frac{\text{Densidade de energia conforme Betz}}{\text{Densidade de energia contida no vento}} \quad (3.4)$$

Conforme Terciote (2002), a eficiência teórica de um sistema de geração de energia por fonte eólica atinge uma média de 35 por cento, considerando-se todas as perdas anteriormente citadas, sendo este o mesmo valor informado pela Secretaria de Infraestrutura do estado do Ceará - SEINFRA, que supervisiona as usinas do estado.

Com base nestes valores foi possível realizar uma comparação com a eficiência calculada para o ESP.

3.2.8 Análise de sensibilidade

Conforme Silva (2003), as análises de sensibilidade permitem que sejam obtidas soluções de projeto por meio de critérios objetivos que comparem múltiplas variáveis.

Neste trabalho, a análise de sensibilidade foi feita para obter o percentual de variação da velocidade do vento ao cubo nas classes de rugosidade 1, 2 e 3, conforme tabela 2.8, nas seguintes faixas de rugosidade do solo:

- 0,03
- 0,05
- 0,1
- 0,3

3.2.9 Determinação do Fator de Capacidade

De acordo com Procopiak et al. (2004), a energia gerada pela usina eólica é a soma da energia de todas as turbinas menos as perdas gerais do sistema.

Para o cálculo do Fator de Capacidade (FC) estas perdas já estão previstas e o delimitam em uma faixa percentual de 25 a 45 por cento da capacidade instalada.

Utilizando a equação 3.5, conforme Procopiak et al.(2004), pode-se determinar o FC de usinas eólico-elétricas.

$$FC = \frac{PAE}{8760 \times C_{inst}} \quad (3.5)$$

onde:

- PAE = produção anual de energia (kWh)
- C_{inst} = capacidade instalada (kW)

Foram estabelecidos quatro cenários para análise, com a escolha de quatro equipamentos distintos para que se pudesse, assim, obter o mais adequado para cada região.

Foram consideradas apropriadas, as velocidades a partir da velocidade de partida de cada equipamento, tendo estes as configurações apresentadas na tabela 3.3:

Tabela 3.3 – Configuração dos aerogeradores

	Proven	Ventis	Enercon	Enercon
Modelo	WT15000	20-100	E-30	E-40
Potência (kW)	15	100	300	600
Diâmetro do rotor (m)	9	20	30	44
Área varrida (m ²)	63,61	314,2	707	1.521
Velocidade de partida (m/s)	2,5	3,3	2,5	2,5

Fonte: Adaptado de ENERCON, 2004; Datenblatt, 2004; PROVEN, 2004

Capítulo 4

Resultados e discussões

4.1 Análise das densidades de potência e de energia

Para que se possa ter uma referência dos cálculos feitos com todas as velocidades de cada estação, a tabela 4.1 mostra as fases e os valores obtidos, considerando-se a frequência de velocidade média, desde os parâmetros de Weibull até a obtenção das densidades de potência e de energia, que são as bases para o cálculo da eficiência do sistema.

Para o correto entendimento dos procedimentos de montagem da tabela, a nomenclatura correspondente às colunas da mesma é:

- (1) – parâmetro de forma;
- (2) – parâmetro de escala (m.s^{-1});
- (3) – velocidade média a 10 m (m.s^{-1});
- (4) – velocidade média a 50 m, calculada pela equação 2.5 (m.s^{-1});
- (5) – velocidade média a 50 m, calculada pelo programa *Wind Speed Calculator* (m.s^{-1});
- (6) – densidade de potência contida no vento, calculada pela equação 2.8 (W.m^{-2});
- (7) – densidade potência, calculada pelo método de Betz, conforme equação 2.11 (W.m^{-2});
- (8) – densidade de energia contida no vento por ano, tendo como base a coluna 6 (Wh.m^{-2});
- (9) – densidade de energia por ano, tendo como base a coluna 7 (Wh.m^{-2}).

Tabela 4.1 – Resultados das etapas de cálculo utilizando a velocidade média

Estação	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Bariri	2,36	1,24	2,00	2,62	2,62	11,0	4,7	992,2	422,9
Barra Bonita	2,33	1,90	2,50	3,28	3,27	20,4	8,7	1.833,6	781,6
Barretos	1,95	2,99	2,67	3,50	3,47	24,4	10,4	2.195,5	935,7
Botucatu	3,58	1,83	2,30	3,01	3,00	15,3	6,5	1.381,0	588,7
Campininha	2,02	0,74	1,50	1,97	2,00	4,3	1,9	390,3	166,3
Campos do Jordão	2,00	1,50	2,00	2,62	2,62	9,1	3,9	818,2	348,8
Capivara	2,34	1,08	3,00	3,93	3,93	35,5	15,1	3.195,8	1.362,2
Caraguatatuba	1,59	2,50	3,20	4,19	4,19	45,3	19,3	4.077,4	1.737,9
Casa Grande	2,00	1,13	1,50	1,97	2,00	4,2	1,8	378,6	161,4
Cunha	1,61	2,19	2,80	3,67	3,67	27,6	11,9	2.487,2	1.060,2
Franca	2,87	1,02	2,71	3,56	5,07	25,1	10,7	2.259,7	963,2
Graminha	3,40	1,50	2,10	2,75	2,75	12,8	5,4	1.148,6	489,6
Guaratingueta	1,91	1,65	2,10	2,75	2,75	12,9	5,2	1.086,8	463,2
Ibitinga	2,40	1,40	2,20	2,88	2,88	13,7	5,9	1.236,6	527,1
Ilha da Moela	1,00	3,19	3,5	4,59	4,7	55,3	23,6	4.979,3	2.122,4
Jurumirim	2,20	1,10	1,70	2,23	2,23	6,8	2,9	609,3	259,7
Limoeiro	2,17	0,90	1,70	2,23	2,23	6,3	2,7	568,1	242,1
Monteiro Lobato	1,01	1,03	1,54	2,02	2,02	4,7	2,0	425,0	181,1
Paulínia	1,96	2,56	2,10	2,75	2,75	11,9	5,1	1.066,2	454,4
Pindamonhangaba	2,24	1,07	2,00	2,62	2,62	10,31	4,4	927,5	395,3
Pontal	2,21	1,03	1,70	2,23	2,23	6,52	2,8	587,0	250,2
Pradópolis	2,17	1,00	2,00	2,62	2,62	10,40	4,4	935,6	398,8
Presidente Prudente	2,87	1,03	2,45	3,21	3,25	19,34	8,2	1.740,7	741,9
Salto Grande	2,33	1,93	2,30	3,01	3,00	15,88	6,8	1.429,0	609,1
Santana	1,68	1,31	2,67	3,50	3,50	26,23	11,2	2.360,8	1.006,3
Taquarçu	2,87	1,67	3,47	4,55	4,54	55,42	23,6	4.987,7	2.125,9
Ubatuba	4,03	0,45	1,02	1,34	1,35	1,47	0,6	132,1	56,28
Votuporanga	2,37	1,34	2,30	3,01	3,00	15,66	6,7	1.409,3	600,72

Foram consideradas localidades de menor representatividade, as que apresentaram os menores valores de densidade de energia por ano. Estas correspondem as seguintes estações:

- Campininha;
- Casa Grande;
- Limoeiro;
- Monteiro Lobato;
- Ubatuba.

Na análise dos dados relacionados a estas unidades, o que se indicam são problemas separados e distintos como:

- Campininha – parâmetro de escala de 0,74, considerado abaixo dos valores convencionais, causando assim interferência na curva de Weibull e na compilação da velocidade média que apresentou-se baixa a 10 m;
- Casa Grande – baixo valor de velocidade média indicando apenas pouco potencial de densidade eólica e não apresentando valores inadequados dos parâmetros de forma e de escala;
- Limoeiro – parâmetro de escala de 0,90, considerado abaixo dos valores convencionais, causando assim interferência na curva de Weibull e na compilação da velocidade média que apresentou-se baixa a 10 m;
- Monteiro Lobato – em relação aos dados inseridos no programa SAS, foi a estação que apresentou o maior número de erros como resultado no relatório, não exibindo uma curva ideal para o enquadramento no modelo de Weibull, porém considerada na análise por permitir uma saída de resultados.
Esta estação apresentou os parâmetros de forma e de escala fora dos convencionais, além de ter baixas frequências de velocidade;

Ubatuba – esta foi a estação que apresentou os piores resultados quer na análise dos parâmetros, quer na baixa intensidade das faixas de velocidades.

De acordo com Brasil (2001), a faixa do fator de forma de Weibull, média anual, para o ESP, tem valores entre 2,0 e 2,5. Quando são verificados os obtidos nas estações, percebe-se uma variação tanto inferior quanto superior, porém não sendo este um índice a ser analisado isoladamente e, por se tratar de uma faixa média, não deve ser considerado como absoluto para a análise final dos dados.

Todas estas estações devem ter suas análises refeitas por novas medições, tendo como padrão ideal para a finalidade deste estudo as coletas dos dados feitas a cada 3 ou 5 minutos por um período de dois anos. Este período é considerado ideal nesta frequência de coleta, visto que todas as estações foram consideradas válidas na série temporal em que foram avaliadas e mesmo assim apresentaram os problemas descritos.

Os resultados apresentados para as faixas de frequência de ocorrência, de todas as frequências de velocidades observadas na distribuição de Weibull, emitidas pelo relatório SAS, são comparativamente proporcionais aos valores apresentados para as frequências de velocidades médias da tabela 4.1 e podem ser analisados na tabela 4.2 que tem como colunas as variáveis:

- (1) – faixas de velocidades do vento a 10 m ($m.s^{-1}$);
- (2) – faixas de velocidades do vento a 50 m ($m.s^{-1}$);
- (3) – frequência de ocorrência da velocidade (%);
- (4) – quantidade de horas/ano para cada frequência de ocorrência;
- (5) – densidade de potência contida no vento ($W.m^{-2}$);
- (6) – densidade de energia contida no vento ($Wh.m^{-2}$);
- (7) – densidade de potência obtida pelo método de Betz ($W.m^{-2}$);
- (8) – densidade de energia obtida pelo método de Betz ($Wh.m^{-2}$).

Tabela 4.2 - Cálculo das densidades de potência e de energia por faixas de frequência de velocidades.

Bariri

1	2	3	4	5	6	7	8
1,0	1,3	1	87,6	1,4	120,7	0,6	51,5
1,2	1,6	4	350,4	2,4	834,4	1,0	355,7
1,3	1,7	5	438,0	3,0	1.326,1	1,3	565,2
1,6	2,1	15	1.314,0	5,6	7.417,0	2,4	3.161,4
1,9	2,5	25	2.190,0	9,5	20.700,4	4,0	8.823,3
2,2	2,9	25	2.190,0	14,7	32.135,6	6,3	13.697,5
2,6	3,4	15	1.314,0	24,2	31.826,6	10,3	13.565,8
2,8	3,7	5	438,0	30,3	13.250,2	12,9	5.647,8
3,2	4,2	5	438,0	45,2	19.778,7	19,2	8.430,5
			8.760,0				

Barra Bonita

1	2	3	4	5	6	7	8
1,0	1,3	1	87,6	1,3	114,1	0,6	48,6
1,4	1,8	4	350,4	3,6	1.252,6	1,5	533,9
1,6	2,1	5	438,0	5,3	2.337,2	2,3	996,2
1,9	2,5	15	1.314,0	8,9	11.741,5	3,8	5.004,7
2,3	3,0	25	2.190,0	15,9	34.713,2	6,8	14.796,2
2,8	3,7	25	2.190,0	28,6	62.630,5	12,2	26.695,6
3,5	4,6	15	1.314,0	55,9	73.395,1	23,8	31.283,9
3,8	5,0	5	438,0	71,5	31.310,7	30,5	13.345,9
4,6	6,0	5	438,0	126,8	55.541,2	54,0	23.673,9
			8.760,0				

Continuação da Tabela 4.2

Barretos

1	2	3	4	5	6	7	8
0,5	0,7	1	87,6	0,2	14,3	0,1	6,1
0,8	1,0	4	350,4	0,7	234,9	0,3	100,1
1,0	1,3	5	438,0	1,3	573,6	0,6	244,5
1,6	2,1	15	1.314,0	5,4	7.048,0	2,3	3.004,1
2,4	3,1	25	2.190,0	18,1	39.644,9	7,7	16.898,3
3,4	4,5	25	2.190,0	51,5	112.717,3	21,9	48.044,6
4,5	5,9	15	1.314,0	119,3	156.798,8	50,9	66.833,9
5,3	6,9	5	438,0	195,0	85.390,9	83,1	36.397,0
7,1	9,3	5	438,0	468,7	205.285,8	199,8	87.501,0
			8.760,0				

Botucatu

1	2	3	4	5	6	7	8
1,1	1,4	1	87,6	1,7	147,0	0,7	62,7
1,4	1,8	4	350,4	3,5	1.212,6	1,5	516,9
1,6	2,1	5	438,0	5,2	2.262,6	2,2	964,4
1,9	2,5	15	1.314,0	8,7	11.366,7	3,7	4.844,9
2,3	3,0	25	2.190,0	15,3	33.605,0	6,5	14.323,8
2,6	3,4	25	2.190,0	22,2	48.544,6	9,4	20.691,6
2,9	3,8	15	1.314,0	30,8	40.417,2	13,1	17.227,4
3,1	4,1	5	438,0	37,6	16.456,4	16,0	7.014,4
3,4	4,5	5	438,0	49,6	21.711,4	21,1	9.254,3
			8.760,0				

Continuação da Tabela 4.2

Campininha

1	2	3	4	5	6	7	8
0,8	1,0	1	87,6	0,7	57,6	0,3	24,6
0,9	1,2	4	350,4	0,9	328,2	0,4	139,9
1,0	1,3	5	438,0	1,3	562,7	0,5	239,9
1,1	1,4	15	1.314,0	1,7	2.247,0	0,7	957,8
1,3	1,7	25	2.190,0	2,8	6.181,6	1,2	2.634,9
1,5	2,0	25	2.190,0	4,3	9.496,2	1,8	4.047,6
1,7	2,2	15	1.314,0	6,3	8.294,2	2,7	3.535,3
1,9	2,5	5	438,0	8,8	3.859,8	3,8	1.645,2
2,6	3,4	5	438,0	22,6	9.890,6	9,6	4.215,8
			8.760,0				

Campos do Jordão

1	2	3	4	5	6	7	8
0,9	1,2	1	87,6	0,8	72,6	0,4	30,9
1,1	1,4	4	350,4	1,5	530,0	0,6	225,9
1,2	1,6	5	438,0	2,0	860,1	0,8	366,6
1,5	2,0	15	1.314,0	3,8	5.039,7	1,6	2.148,1
1,9	2,5	25	2.190,0	7,8	17.070,3	3,3	7.276,0
2,4	3,1	25	2.190,0	15,7	34.404,3	6,7	14.664,5
3,1	4,1	15	1.314,0	33,9	44.485,2	14,4	18.961,4
3,3	4,3	5	438,0	40,8	17.887,6	17,4	7.624,4
3,7	4,8	5	438,0	57,6	25.212,4	24,5	10.746,5
			8.760,0				

Capivara

1	2	3	4	5	6	7	8
2,2	2,9	1	87,6	14,0	1.228,8	6,0	523,8
2,3	3,0	4	350,4	16,0	5.616,4	6,8	2.393,9
2,5	3,3	5	438,0	20,6	9.015,8	8,8	3.842,9
2,7	3,5	15	1.314,0	25,9	34.072,0	11,1	14.522,9
2,9	3,8	25	2.190,0	32,1	70.363,9	13,7	29.991,9
3,2	4,2	25	2.190,0	43,2	94.537,8	18,4	40.295,8
3,4	4,5	15	1.314,0	51,8	68.036,8	22,1	29.000,0
3,6	4,7	5	438,0	61,5	26.921,1	26,2	11.474,9
4,4	5,8	5	438,0	112,2	49.152,3	47,8	20.950,7
			8.760,0				

Caraguatatuba

1	2	3	4	5	6	7	8
0,4	0,5	1	87,6	0,1	7,7	0,0	3,3
0,7	0,9	4	350,4	0,5	165,6	0,2	70,6
0,9	1,2	5	438,0	1,0	440,0	0,4	187,6
1,2	1,6	15	1.314,0	2,4	3.129,1	1,0	1.333,7
1,7	2,2	25	2.190,0	6,8	14.827,4	2,9	6.320,0
2,9	3,8	25	2.190,0	33,6	73.605,9	14,3	31.373,8
4,5	5,9	15	1.314,0	125,6	165.008,9	53,5	70.333,4
5,4	7,1	5	438,0	217,0	95.045,1	92,5	40.512,0
7,1	9,3	5	438,0	493,2	216.034,7	210,2	92.082,6
			8.760,0				

Casa Grande

1	2	3	4	5	6	7	8
0,6	0,8	1	87,6	0,3	23,6	0,1	10,1
0,7	0,9	4	350,4	0,4	149,8	0,2	63,9
0,9	1,2	5	438,0	0,9	398,0	0,4	169,7
1,1	1,4	15	1.314,0	1,7	2.180,2	0,7	929,3
1,4	1,8	25	2.190,0	3,4	7.491,1	1,5	3.193,0
1,9	2,5	25	2.190,0	8,6	18.724,9	3,6	7.981,3
2,2	2,9	15	1.314,0	13,3	17.441,3	5,7	7.434,2
2,4	3,1	5	438,0	17,2	7.547,9	7,3	3.217,2
3,0	3,9	5	438,0	33,7	14.741,9	14,3	6.283,6
			8.760,0				

Cunha

1	2	3	4	5	6	7	8
0,1	0,2	1	87,6	0,00	0,2	0,00	0,1
0,5	0,9	4	350,4	0,34	120,3	0,15	51,3
0,7	1,2	5	438,0	0,94	412,6	0,40	175,9
1,1	1,9	15	1.314,0	3,66	4.803,2	1,56	2.047,3
1,6	2,7	25	2.190,0	11,25	24.635,6	4,79	10.500,7
2,5	4,3	25	2.190,0	42,91	93.977,2	18,29	40.056,9
3,5	6,0	15	1.314,0	117,75	154.724,1	50,19	65.949,6
4,4	7,5	5	438,0	233,95	102.468,6	99,72	43.676,2
6,6	11,2	5	438,0	789,57	345.831,5	336,55	147.407,2
			8.760,0		727,0		

Franca

1	2	3	4	5	6	7	8
2,0	2,6	1	87,6	11,26	986,2	4,25	372,7
2,2	2,9	4	350,4	14,98	5.250,7	5,66	1.984,2
2,3	3,0	5	438,0	17,12	7.499,7	6,47	2.834,1
2,4	3,1	15	1.314,0	19,45	25.563,3	7,35	9.660,3
2,7	3,5	25	2.190,0	27,70	60.663,0	10,47	22.924,3
3,0	3,9	25	2.190,0	38,00	83.213,9	14,36	31.446,3
3,2	4,2	15	1.314,0	46,11	60.594,5	17,43	22.898,5
3,3	4,3	5	438,0	50,57	22.151,6	19,11	8.371,0
3,5	4,6	5	438,0	60,34	26.428,1	22,80	9.987,1
			8.760,0		292,4		

Graminha

1	2	3	4	5	6	7	8
1,2	1,6	1	87,6	2,43	213,0	1,04	90,8
1,4	1,8	4	350,4	3,86	1.353,1	1,65	576,8
1,6	2,1	5	438,0	5,76	2.524,8	2,46	1.076,2
1,8	2,4	15	1.314,0	8,21	10.784,5	3,50	4.596,8
2,1	2,8	25	2.190,0	13,03	28.542,4	5,56	12.165,9
2,4	3,1	25	2.190,0	19,45	42.605,5	8,29	18.160,2
2,6	3,4	15	1.314,0	24,73	32.501,5	10,54	13.853,4
2,8	3,7	5	438,0	30,89	13.531,2	13,17	5.767,5
3,2	4,2	5	438,0	46,11	20.198,2	19,66	8.609,3
			8.760,0		152,3		

Continuação da Tabela 4.2

Guaratinguetá

1	2	3	4	5	6	7	8
0,5	1,0	1	87,6	0,50	43,7	0,21	18,6
0,6	1,1	4	350,4	0,86	302,1	0,37	128,8
0,7	1,3	5	438,0	1,37	599,7	0,58	255,6
0,9	1,7	15	1.314,0	2,91	3.823,9	1,24	1.629,9
1,3	2,5	25	2.190,0	8,77	19.206,9	3,74	8.186,8
1,8	3,4	25	2.190,0	23,28	50.985,4	9,92	21.732,0
2,4	4,6	15	1.314,0	55,18	72.512,5	23,52	30.907,7
2,7	5,1	5	438,0	78,57	34.415,1	33,49	14.669,1
3,7	7,0	5	438,0	202,20	88.565,2	86,19	37.750,0
			8.760,0				

Ibitinga

1	2	3	4	5	6	7	8
1,2	1,6	1	87,6	2,23	195,3	0,95	83,3
1,4	1,8	4	350,4	3,54	1.240,7	1,51	528,8
1,6	2,1	5	438,0	5,29	2.315,0	2,25	986,8
1,8	2,4	15	1.314,0	7,53	9.888,7	3,21	4.215,0
2,2	2,9	25	2.190,0	13,74	30.091,1	5,86	12.826,0
2,5	3,3	25	2.190,0	20,16	44.156,0	8,59	18.821,1
2,9	3,8	15	1.314,0	31,47	41.353,8	13,41	17.626,6
3,1	4,1	5	438,0	38,44	16.837,8	16,39	7.176,9
3,7	4,8	5	438,0	65,36	28.628,9	27,86	12.202,8
			8.760,0				

Continuação da Tabela 4.2

Ilha da Moela

1	2	3	4	5	6	7	8
0,3	0,4	1	87,6	0,04	3,3	0,02	1,4
0,4	0,5	4	350,4	0,09	33,3	0,04	14,2
0,4	0,5	5	438,0	0,09	41,6	0,04	17,7
0,5	0,7	15	1.314,0	0,18	240,2	0,08	102,4
2,1	2,8	25	2.190,0	12,76	27.949,6	5,44	11.913,3
4,1	5,4	25	2.190,0	94,98	208.003,2	40,48	88.659,3
6,2	8,1	15	1.314,0	328,43	431.563,6	139,99	183.949,7
8,2	10,7	5	438,0	759,83	332.805,1	323,87	141.854,9
11,3	14,8	5	438,0	1988,43	870.931,1	847,55	371.225,7
			8.760,0				

Jurumirim

1	2	3	4	5	6	7	8
0,9	1,2	1	87,6	1,00	88,0	0,43	37,5
1,1	1,4	4	350,4	1,83	642,7	0,78	273,9
1,2	1,6	5	438,0	2,38	1.043,0	1,02	444,6
1,3	1,7	15	1.314,0	3,03	3.978,3	1,29	1.695,7
1,5	2,0	25	2.190,0	4,65	10.185,7	1,98	4.341,6
1,9	2,5	25	2.190,0	9,45	20.700,4	4,03	8.823,3
2,3	3,0	15	1.314,0	16,77	22.032,0	7,15	9.390,9
2,5	3,3	5	438,0	21,53	9.431,2	9,18	4.020,0
3,0	3,9	5	438,0	37,21	16.297,2	15,86	6.946,5
			8.760,0				

Continuação da Tabela 4.2

Limoeiro

1	2	3	4	5	6	7	8
1,0	1,3	1	87,6	1,28	112,5	0,55	48,0
1,1	1,4	4	350,4	1,71	599,2	0,73	255,4
1,2	1,6	5	438,0	2,22	972,4	0,95	414,5
1,4	1,8	15	1.314,0	3,53	4.632,4	1,50	1.974,5
1,6	2,1	25	2.190,0	5,26	11.524,8	2,24	4.912,3
1,9	2,5	25	2.190,0	8,81	19.299,0	3,76	8.226,0
2,2	2,9	15	1.314,0	13,68	17.976,0	5,83	7.662,1
2,4	3,1	5	438,0	17,76	7.779,3	7,57	3.315,8
2,8	3,7	5	438,0	28,20	12.353,2	12,02	5.265,4
			8.760,0				

Monteiro Lobato

1	2	3	4	5	6	7	8
0,1	0,2	1	87,6	0,00	0,3	0,00	0,1
0,1	0,2	4	350,4	0,00	1,4	0,00	0,6
0,2	0,4	5	438,0	0,03	13,8	0,01	5,9
0,4	0,8	15	1.314,0	0,25	330,8	0,11	141,0
0,5	1,0	25	2.190,0	0,49	1.076,8	0,21	459,0
1,2	2,3	25	2.190,0	6,80	14.886,1	2,90	6.345,1
2,0	3,8	15	1.314,0	31,47	41.350,4	13,41	17.625,2
2,6	4,9	5	438,0	69,14	30.282,3	29,47	12.907,5
5,4	10,3	5	438,0	619,41	271.299,9	264,02	115.638,9
			8.760,0				

Paulínia

1	2	3	4	5	6	7	8
0,2	0,3	1	87,6	0,01	1,0	0,01	0,4
0,4	0,6	4	350,4	0,11	38,2	0,05	16,3
0,8	1,0	5	438,0	0,65	286,9	0,28	122,3
1,2	1,6	15	1.314,0	2,27	2.977,7	0,97	1.269,2
1,9	2,5	25	2.190,0	8,77	19.214,6	3,74	8.190,0
2,8	3,7	25	2.190,0	28,08	61.495,6	11,97	26.211,9
3,8	5,0	15	1.314,0	70,19	92.230,0	29,92	39.312,1
4,5	5,9	5	438,0	116,56	51.054,9	49,68	21.761,7
6,0	7,9	5	438,0	276,30	121.019,1	117,77	51.583,2
			8.760,0				

Pindamonhangaba

1	2	3	4	5	6	7	8
1,1	1,4	1	87,6	1,71	150,2	0,73	64,0
1,2	1,6	4	350,4	2,23	780,0	0,95	332,5
1,3	1,7	5	438,0	2,83	1.239,6	1,21	528,4
1,5	2,0	15	1.314,0	4,35	5.712,7	1,85	2.435,0
1,8	2,4	25	2.190,0	7,51	16.452,4	3,20	7.012,7
2,1	2,8	25	2.190,0	11,93	26.125,9	5,08	11.135,9
2,4	3,1	15	1.314,0	17,81	23.399,0	7,59	9.973,6
2,6	3,4	5	438,0	22,64	9.916,6	9,65	4.226,9
2,8	3,7	5	438,0	28,28	12.385,6	12,05	5.279,2
			8.760,0				

Continuação da Tabela 4.2

Pontal

1	2	3	4	5	6	7	8
0,9	1,2	1	87,6	0,97	84,8	0,41	36,1
1,1	1,4	4	350,4	1,77	619,1	0,75	263,9
1,2	1,6	5	438,0	2,29	1.004,7	0,98	428,3
1,3	1,7	15	1.314,0	2,92	3.832,3	1,24	1.633,5
1,6	2,1	25	2.190,0	5,44	11.908,0	2,32	5.075,7
2,0	2,6	25	2.190,0	10,62	23.257,8	4,53	9.913,4
2,3	3,0	15	1.314,0	16,15	21.223,3	6,88	9.046,2
2,5	3,3	5	438,0	20,74	9.085,1	8,84	3.872,4
2,8	3,7	5	438,0	29,14	12.763,9	12,42	5.440,5
			8.760,0				

Pradópolis

1	2	3	4	5	6	7	8
1,1	1,4	1	87,6	1,73	151,5	0,74	64,6
1,2	1,6	4	350,4	2,25	786,8	0,96	335,4
1,3	1,7	5	438,0	2,85	1.250,4	1,22	533,0
1,5	2,0	15	1.314,0	4,39	5.762,5	1,87	2.456,2
1,8	2,4	25	2.190,0	7,58	16.596,0	3,23	7.073,9
2,1	2,8	25	2.190,0	12,03	26.353,8	5,13	11.233,1
2,4	3,1	15	1.314,0	17,96	23.603,2	7,66	10.060,6
2,6	3,4	5	438,0	22,84	10.003,1	9,73	4.263,7
3,1	4,1	5	438,0	38,71	16.955,1	16,50	7.227,0
			8.760,0				

Presidente Prudente

1	2	3	4	5	6	7	8
1,4	1,8	1	87,6	3,58	314,0	1,54	134,7
1,6	2,1	4	350,4	5,35	1.874,6	2,30	804,5
1,8	2,4	5	438,0	7,62	3.336,4	3,27	1.431,9
2,1	2,8	15	1.314,0	12,10	15.894,4	5,19	6.821,5
2,5	3,3	25	2.190,0	20,41	44.694,5	8,76	19.181,7
2,8	3,7	25	2.190,0	28,67	62.792,6	12,31	26.949,0
3,3	4,3	15	1.314,0	46,94	61.677,6	20,14	26.470,4
3,4	4,5	5	438,0	51,34	22.485,4	22,03	9.650,2
3,7	4,8	5	438,0	66,16	28.978,1	28,39	12.436,6
			8.760,0				

Salto Grande

1	2	3	4	5	6	7	8
1,0	1,3	1	87,6	1,31	114,4	0,56	48,8
1,2	1,6	4	350,4	2,26	790,9	0,96	337,1
1,4	1,8	5	438,0	3,58	1.569,8	1,53	669,1
1,8	2,4	15	1.314,0	7,62	10.009,3	3,25	4.266,4
2,2	2,9	25	2.190,0	13,91	30.458,1	5,93	12.982,4
2,7	3,5	25	2.190,0	25,71	56.302,2	10,96	23.998,3
3,3	4,3	15	1.314,0	46,94	61.677,6	20,01	26.289,4
3,7	4,8	5	438,0	66,16	28.978,1	28,20	12.351,6
4,4	5,8	5	438,0	111,26	48.732,9	47,42	20.771,9
			8.760,0				

Continuação da Tabela 4.2

Santana

1	2	3	4	5	6	7	8
1,0	1,3	1	87,6	1,26	110,6	0,54	47,1
1,2	1,6	4	350,4	2,18	764,3	0,93	325,8
1,3	1,7	5	438,0	2,77	1.214,7	1,18	517,8
1,5	2,0	15	1.314,0	4,26	5.598,0	1,82	2.386,1
2,0	2,6	25	2.190,0	10,10	22.115,6	4,30	9.426,5
2,5	3,3	25	2.190,0	19,72	43.194,4	8,41	18.411,2
3,2	4,2	15	1.314,0	41,36	54.351,2	17,63	23.166,6
3,5	4,6	5	438,0	54,12	23.705,1	23,07	10.104,1
4,1	5,4	5	438,0	87,00	38.105,6	37,08	16.242,2
			8.760,0				

Taquaruçu

1	2	3	4	5	6	7	8
2,2	2,9	1	87,6	14,11	1.236,1	6,01	526,9
2,6	3,4	4	350,4	23,29	8.161,7	9,93	3.478,9
2,8	3,7	5	438,0	29,09	12.742,2	12,40	5.431,3
3,1	4,1	15	1.314,0	39,48	51.877,4	16,83	22.112,2
3,3	4,3	25	2.190,0	47,63	104.299,8	20,30	44.456,8
3,9	5,1	25	2.190,0	78,61	172.161,3	33,51	73.382,0
4,4	5,8	15	1.314,0	112,89	148.337,5	48,12	63.227,4
4,5	5,9	5	438,0	120,76	52.894,4	51,47	22.545,7
4,7	6,2	5	438,0	137,59	60.265,0	58,65	25.687,4
			8.760,0				

Ubatuba

1	2	3	4	5	6	7	8
0,7	0,9	1	87,6	0,44	38,7	0,20	17,6
0,9	1,2	4	350,4	0,94	328,8	0,43	149,9
0,9	1,2	5	438,0	0,94	411,0	0,43	187,4
0,9	1,2	15	1.314,0	0,94	1.232,9	0,43	562,2
1,0	1,3	25	2.190,0	1,29	2.818,6	0,59	1.285,3
1,1	1,4	25	2.190,0	1,71	3.751,6	0,78	1.710,8
1,2	1,6	15	1.314,0	2,22	2.922,3	1,01	1.332,6
1,2	1,6	5	438,0	2,22	974,1	1,01	444,2
1,3	1,7	5	438,0	2,83	1.238,5	1,29	564,8
			8.760,0				

Votuporanga

1	2	3	4	5	6	7	8
1,3	1,7	1	87,6	2,83	247,7	1,21	105,6
1,4	1,8	4	350,4	3,53	1.237,5	1,51	527,5
1,6	2,1	5	438,0	5,27	2.309,0	2,25	984,2
1,8	2,4	15	1.314,0	7,51	9.862,8	3,20	4.203,9
2,3	3,0	25	2.190,0	15,66	34.293,9	6,67	14.617,4
2,7	3,5	25	2.190,0	25,33	55.478,5	10,80	23.647,2
3,0	3,9	15	1.314,0	34,75	45.661,3	14,81	19.462,7
3,1	4,1	5	438,0	38,34	16.793,8	16,34	7.158,2
3,5	4,6	5	438,0	55,18	24.169,5	23,52	10.302,0
			8.760,0				

Diferente da análise das localidades de menor representatividade, as que apresentaram os melhores resultados não foram analisadas tão somente pelas densidades de energia obtidas a partir das velocidades médias, mas sim a partir das nove faixas de velocidades calculadas pelo programa *SAS*.

O procedimento da tabela 4.2 corrobora com os resultados da tabela 4.1 permitindo, porém que sejam analisadas maiores quantidades de faixas de velocidades facilitando assim, o entendimento do comportamento dos ventos para as diversas localidades.

Quando da análise da tabela 4.2, pode-se destacar a existência de cinco pontos mais apropriados para a geração de energia elétrica, no ESP, tendo como resultado as densidades de energia contida no vento, por ano, os dados:

- Barretos $\Rightarrow 607,7 \text{ kWh.m}^{-2} = 2.200 \text{ kJ.m}^{-2}$
- Caraguatatuba $\Rightarrow 568,3 \text{ kWh.m}^{-2} = 2.000 \text{ kJ.m}^{-2}$
- Cunha $\Rightarrow 727,0 \text{ kWh.m}^{-2} = 2.600 \text{ kJ.m}^{-2}$
- Ilha da Moela $\Rightarrow 1.871,6 \text{ kWh.m}^{-2} = 6.700 \text{ kJ.m}^{-2}$
- Taquaruçu $\Rightarrow 612,0 \text{ kWh.m}^{-2} = 2.200 \text{ kJ.m}^{-2}$

Estas estações foram destacadas pela ordem de grandeza de suas densidades de energia, tendo como base a estação de Ilha da Moela e a partir desta classificando-se os outros valores, mais próximos, em ordem decrescente.

As análises feitas para estas estações são:

- Barretos – apresentou parâmetros de forma e de escala dentro dos limites normais da curva e Weibull e teve 15.800 dados analisados no total;
- Caraguatatuba – apresentou parâmetros de Weibull dentro do esperado e teve 14.400 dados analisados;
- Cunha – teve cerca de 13 mil dados analisados e apresentou uma curva de Weibull dentro dos padrões esperados para o fator de forma obtido;

- Ilha da Moela – teve cerca de 49 mil dados analisados e apresentou um perfil da curva de Weibull bem ajustado aos limites máximos da curva esperada, permitindo assim verificar a proximidade que os dados observados têm dos dados estimados pelo modelo;
- Taquaruçu – teve analisados 168 dados referentes às médias mensais e apresentou grandes diferenças entre a curva estimada pelo modelo do programa SAS e as faixas de frequências obtidas por meio das velocidades observadas, porém apresentou uma média de densidade de energia contida no vento considerada alta para a região em estudo.
- Franca – esta estação tem, na coluna 9 (densidade de energia por ano) da tabela 4.1, um valor correspondente a velocidade média maior que o da estação de Barretos, porém esta, na somatória das faixas de velocidade é mais representativa, por isto Franca não foi considerada entre as cinco destacadas acima.

Conforme Feitosa (2003) a variação do potencial eólico em função da velocidade do vento segue os valores demonstrados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Variação de potencial eólico em função da velocidade de vento

Velocidade do vento ($m.s^{-1}$)	Potencial eólico ($W.m^{-2}$)
3	16,54
5	76,56
7,5	258,40
9	446,51
12	1.058,40
15	2.067,19

Fonte: FEITOSA (2003)

Conforme pode ser visto na figura 4.1, mesmo tendo variações na densidade do ar de cada estação pode-se confirmar a proximidade dos dados apresentados na tabela 4.2 com os dados da tabela 4.3.

Comparações entre os valores de potencial eólico das tabelas 4.2 e 4.3

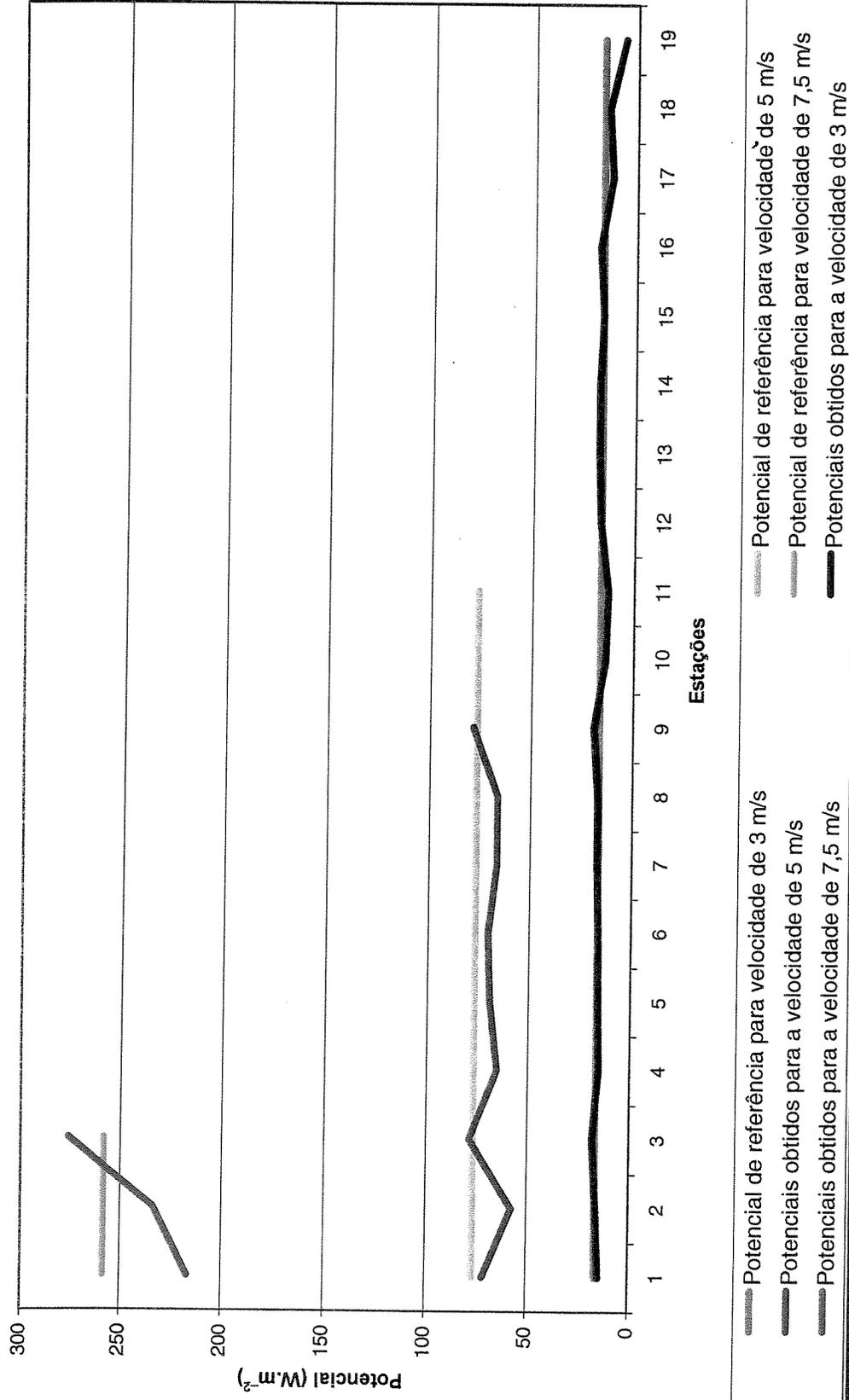


Figura 4.1 – Gráfico comparativo entre as tabelas 4.2 e 4.3

Fonte: Elaboração própria

A figura 4.1 foi elaborada considerando um limite de $\pm 5\%$ para cada velocidade apresentada na tabela 4.3. Isto para que os dados da tabela 4.2 fossem melhor avaliados.

A aplicação desta faixa de velocidades permitiu perceber que os cálculos de potencial eólico para as estações estão próximos aos apresentados pela referência reforçando assim, a eficiência da metodologia de cálculo aplicada para este estudo.

4.2 Análise dos dados através da função densidade de probabilidade

Como pôde ser verificada no item 3.1, a série histórica dos dados coletados apresentou diferenças quanto às variações temporais. Todas as séries, porém, estão adequadas para uma análise de dados meteorológicos, visto que as impróprias foram sendo descartadas ao longo da execução do trabalho.

Após entrevistas pessoais com fabricantes nacionais e internacionais de aerogeradores, observou-se diferença do que a meteorologia dita como ideal para as análises e o que os empreendedores entendem como série histórica adequada para a implantação de uma usina eólica para a geração de energia.

Para os empreendedores, o padrão considerado adequado é de uma série correspondente a um ano de coleta de dados, espaçados no intervalo de 3 a 5 minutos. É importante lembrar, porém, que esta análise é feita em um local já indicado como de bom potencial, destoando, portanto, do contexto deste trabalho, que visa indicar quais as bases promissoras dentro da área de abrangência geográfica do ESP.

A metodologia da série histórica adequada, para coleta de dados de vento, para geração de energia é demonstrada pelos trechos abaixo retirados do Atlas eólico do estado da Bahia. (BAHIA, 2002)

“Entre 1994 e 2001, a COELBA realizou medições anemométricas específicas em 26 locais no Estado, utilizando torres de 20 e 30 metros de altura.”

“Foram acumulados os registros das médias em intervalos de 10 minutos dos seguintes parâmetros: velocidade de vento, direção predominante; intensidade de turbulência e gradiente de camada-limite.”

Todas as séries históricas foram analisadas de acordo com a equação 3.1, que indica a função densidade de probabilidade, diretamente relacionada aos fatores de Weibull. Esta análise permitiu que fosse verificado o perfil das curvas $f(v)$ em função das nove faixas de velocidade do vento, conforme pode ser visualizado nas figuras 4.2 a 4.4.

Este foi o método indicativo aplicado para que houvesse a verificação da coerência das saídas apresentadas pelo programa SAS que, após a compilação dos dados, forneceu os valores dos fatores de forma e de escala para todas as estações do estudo.

Função densidade de probabilidade - estações menos representativas

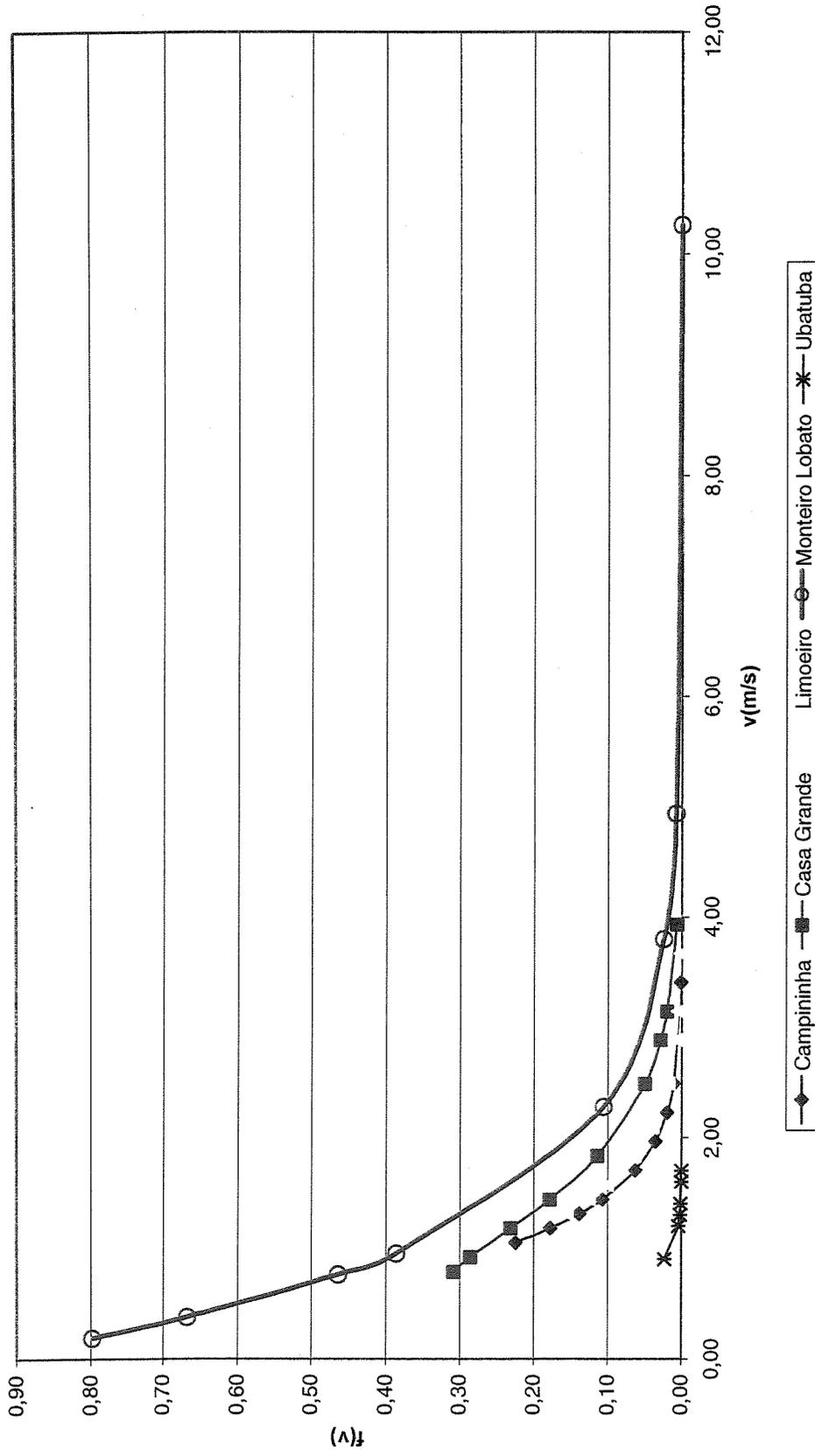


Figura 4.2 – Gráfico da função densidade de probabilidade das estações menos representativas do estudo

Fonte: Elaboração própria

Função densidade de probabilidade - estações de representatividade média

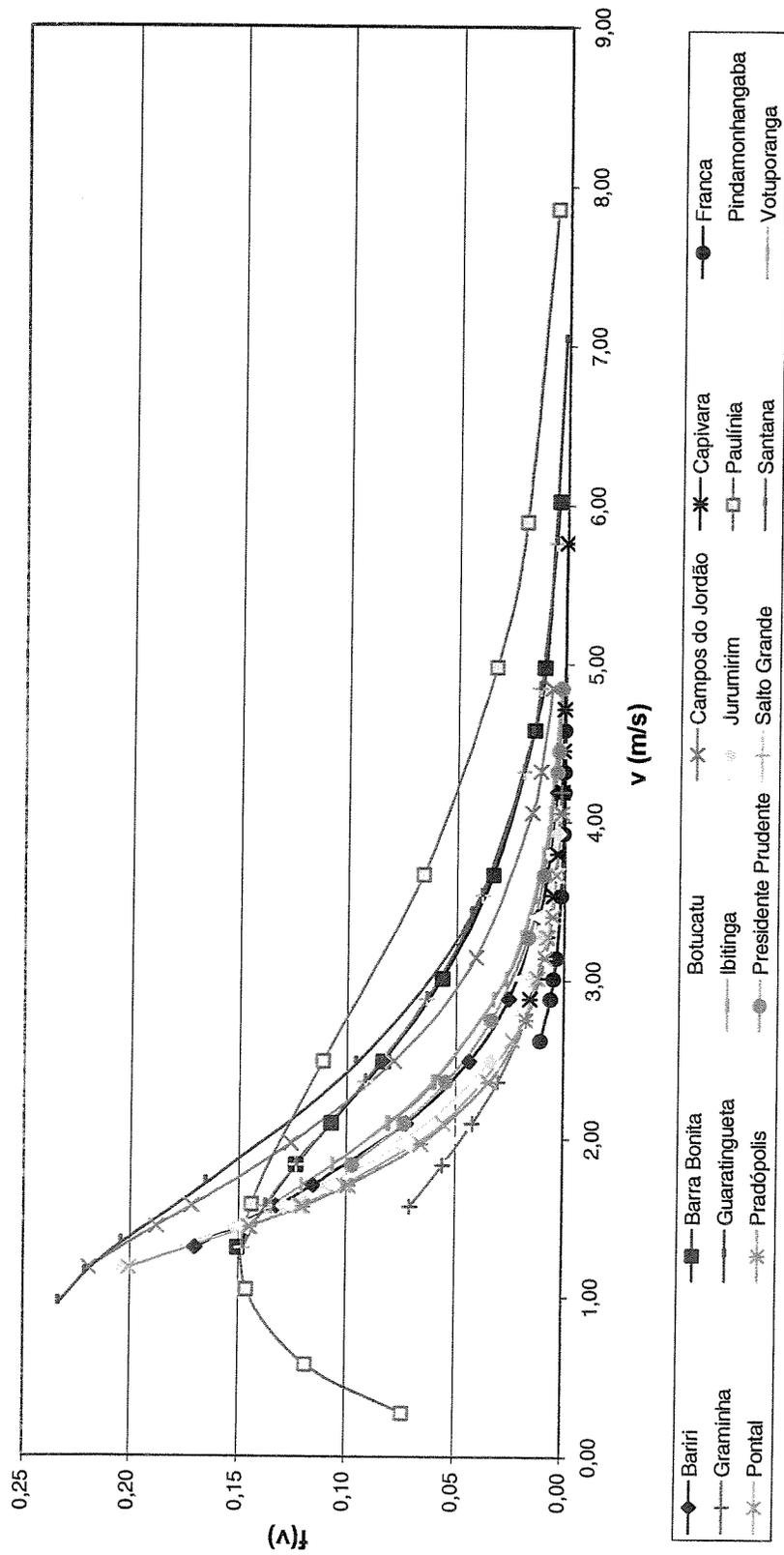


Figura 4.3 – Gráfico da função densidade de probabilidade das estações de representatividade média

Fonte: Elaboração própria

Função densidade de probabilidade - estações mais representativas

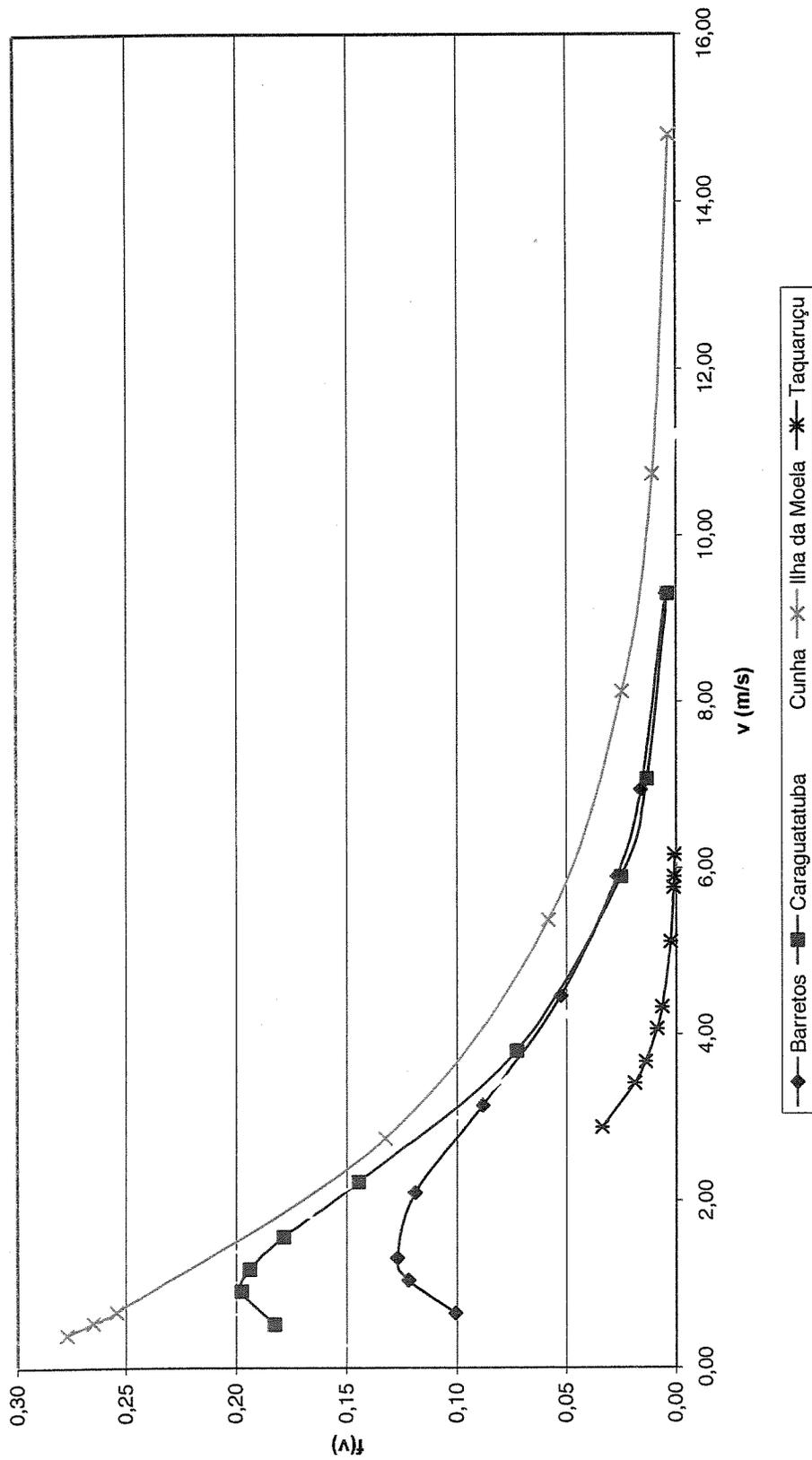


Figura 4.4 – Gráfico da função densidade de probabilidade das estações mais representativas do estudo

Fonte: Elaboração própria

Após verificação dos estudos apresentados por Lun e Lam (2000), consegue-se perceber que mesmo com as variações de $f(v)$, todas as estações deste estudo estão ajustadas ao perfil adequado da curva densidade de probabilidade, o que permite concluir que, mesmo com variações de intensidade e de frequência, as longas séries históricas analisadas têm uma seqüência de dados que define com coerência as características dos ventos de cada estação.

Alguns destaques, porém, devem ser feitos para as seguintes estações:

- Ubatuba – $k = 4,032$; $c = 0,449$, o fator de escala, diretamente relacionado com as velocidades da estação, apresentou-se baixo, coerente, portanto, com a característica geral das velocidades médias obtidas. O cruzamento dos três fatores induziu a obtenção de valores muito baixos de $f(v)$, destoando assim do perfil médio das outras curvas.

Uma simulação feita com os dados mostra que, para que estes apresentem um perfil mais ajustado à média, seria preciso que as velocidades aumentem em 30% e que os fatores de Weibull fossem $k = 3$ e $c = 1$;

- Casa Grande e Monteiro Lobato – apresentaram os maiores índices de $f(v)$, 0,31 e 0,8, respectivamente, com valores de forma e de escala $k = 1,984$ e $c = 1,138$; $k = 1,012$ e $c = 1,032$.

As faixas de velocidades da estação Casa Grande não chegaram a intensidade de 4 m/s, o que indica uma localidade de baixo potencial de geração.

As duas últimas faixas de velocidade de Monteiro Lobato apresentaram-se com um comportamento não coerente, com uma diferença de 6 m/s, o que indica alguma falha no processo de medição, seja por problemas de aferição do instrumento, seja por período de coleta dos dados.

A análise relacionada dos três fatores por intermédio da curva $f(v)$ permite a sugestão da necessidade de novas medições em ambas as estações,

- Ilha da Moela – a curva da função densidade de probabilidade desta estação destoa das demais pela sua regularidade. Tem como fatores de forma e de escala $k = 1,001$ e $c = 3,186$.

4.3 Representação das direções do vento nas estações

Os dados de direção das estações em estudo foram compilados e representados nos oito setores da rosa dos ventos. As frequências obtidas permitiram a visualização das direções predominantes, conforme pode ser verificado na figura 4.5.

As direções predominantes para as estações de maior intensidade de energia gerada calculada foram:

- Barretos – E;
- Caraguatatuba – E;
- Cunha – E;
- Ilha da Moela – N e E;
- Taquaruçu (os dados de frequência das direções para esta unidade não foram fornecidos pela empresa concessionária).

De acordo com Feitosa (2003), as direções médias anuais do vento no ESP a 50 m de altura, indicadas em uma rosa dos ventos de 24 divisões (15° cada), estão entre 90° a 150° , faixas de direções em que se enquadram todas as estações estudadas.

Porém, de acordo com Brasil (2001), as direções dos ventos se alteram com as estações do ano e, embora seus dados sejam elaborados para a mesoescala, em três das estações climáticas, o comportamento dos ventos é apresentado dentro da faixa descrita anteriormente. O único período discrepante dos dados apresenta-se entre os meses de dezembro a fevereiro, justamente na época de menor intensidade dos ventos, devido ao grande volume de precipitações.

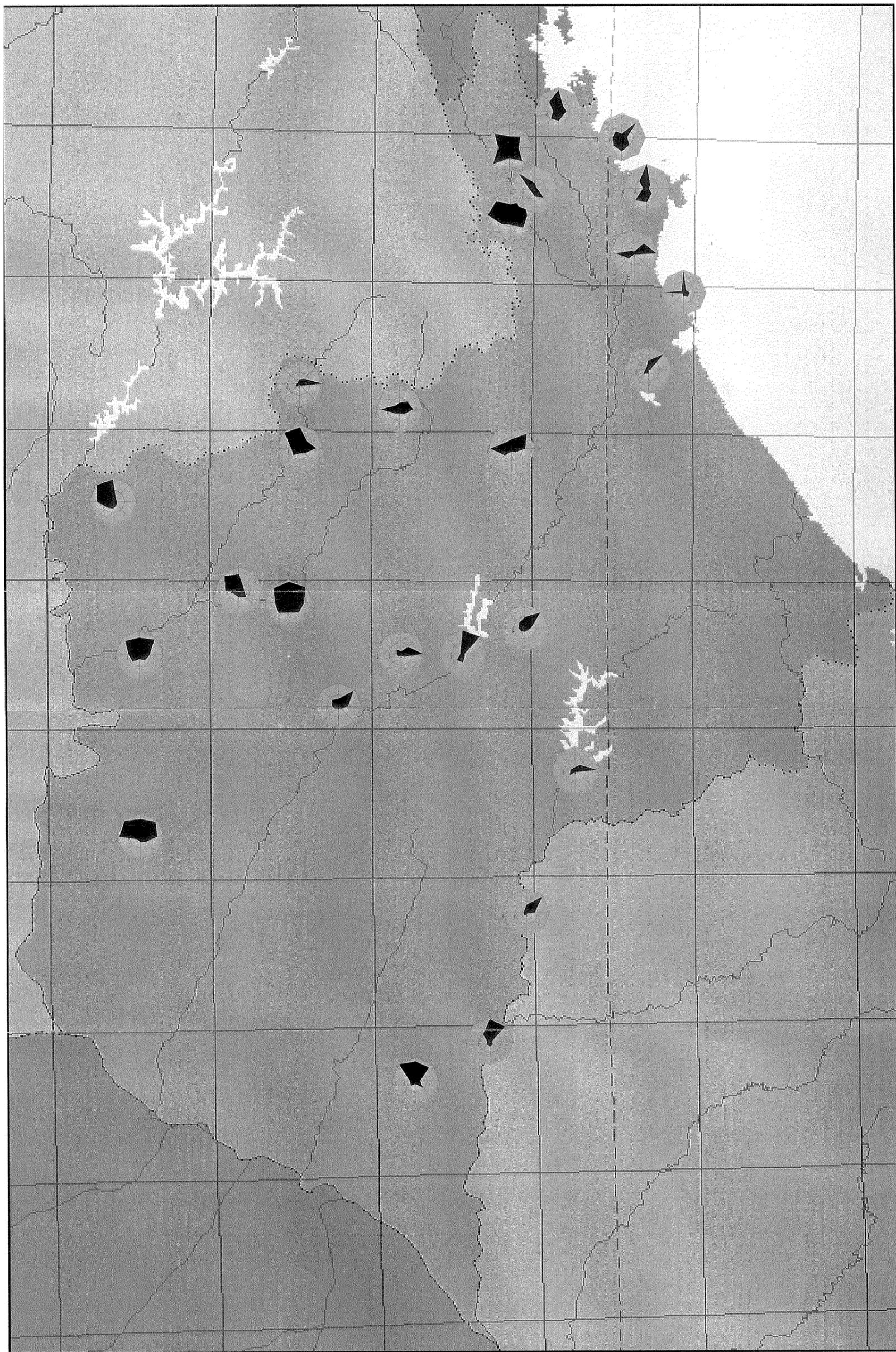


Figura 4.5 – Rosas dos ventos
Fonte: Mapa adaptado do programa *Microsoft ENCARTA World Atlas* (2001)

As rosas elaboradas para as estações do estudo, representam uma média do comportamento dos ventos, sendo necessário, porém, que, para a instalação de uma usina eólica, haja a análise da direção e de sua frequência de ocorrência para as quatro estações do ano, salientando que o comportamento dos ventos difere de modo oposto nos meses de janeiro e de julho.

Mesmo sendo a representação da média, pode-se verificar a interferência das massas de ar em mesoescala (conforme a figura 2.9) no perfil de microescala das rosas dos ventos.

Nas rosas da figura 4.5, percebe-se a influência das massas de ar tropical atlântica e polar atlântica, que têm como característica a entrada no continente pelo mar, na faixa entre 45° e 225°.

As estações de Barretos, Franca, Pontal, Pradópolis e Votuporanga têm maior interferência da massa de ar tropical atlântica no período de inverno, visto terem suas médias entre as faixas de 0° a 135°.

As estações de Campininha, Ilha da Moela e Pindamonhangaba têm os perfis menos adequados à direção das massas de ar de mesoescala.

Mas, visualizando o relevo das regiões, por intermédio do programa *Global Mapper*, percebe-se que esta pouca adequação tem motivos específicos para cada uma das estações:

- Campininha – localizada em um dos pontos mais altos da região num raio de 5 km, não tem justificativa aparente para ter um perfil de vento na direção N – S, a menos que a maior parte das medições analisadas tenha sido feita no período de inverno, no qual predomina a massa de ar polar atlântica;
- Ilha da Moela – o equipamento, localizado no canal entre a ilha e o continente, sofre interferência dos ventos vindos do oceano na direção 225°, tendo um deslocamento de intensidade semelhante para as direções 0° e 90°, respectivamente, N e L.
Caso estivesse localizado no ponto mais alto da ilha, figura 4.18, teria a possibilidade de receber as massas de ar na direção predominante 135° sem o desvio que acontece devido a formação do canal;
- Pindamonhangaba – sua localização na parte central do Vale do Paraíba recebe as correntes de ar em altitude média de 550 m por uma distância de aproximadamente 71 km, conforme figura 4.21, sendo, portanto, justificada a obtenção da direção predominante 225° – 45°.

Não pôde ser elaborado um mapa do Estado com as isolinhas de vento das 28 estações; seriam necessários outros pontos para poder ser representado o comportamento real dos ventos na microescala. Existem registros destas isolinhas feitos pelo INPE, porém, as dificuldades de acesso a um mapa com comportamentos médios e de manuseio do programa, o qual interpreta os gráficos gerados diariamente, não permitiu a visualização adequada das linhas predominantes no Estado.

4.4 Modelo de relevo

Para fins meteorológicos, a área de abrangência dos dados de uma estação pode ser considerada em um raio de 150 km, como foi citado na tabela 2.4, contudo, os estudos dos modelos de relevo e de rugosidade aplicados aos Atlas do estados da Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul apontaram que, para a geração de energia, esta área tem de ser reduzida, apresentando um valor máximo de circunferência em torno de 10 km, isto quando de um estudo detalhado das curvas de nível e dos mosaicos de rugosidade.

As figuras 4.6 a 4.22, com as imagens de relevo das estações mais representativas do estudo e das suas respectivas rosas dos ventos, servem de referência adequada para uma primeira análise das condições que permeiam estas estações e o porquê de terem bons resultados quando da análise do potencial.

Embora quase todas as estações verificadas tenham em uma das direções, obstáculos naturais que impeçam o percurso do vento com boa fluidez, estes normalmente não se encontram na direção predominante, não causando assim turbulências e desvios que possam prejudicar o fluxo.

Para correta interpretação das figuras de relevo deve-se considerar que as estações são as circunferências posicionadas próximas ao centro, com exceção da figura 4.18 que apresenta uma sugestão do ponto mais indicado para o posicionamento da estação Ilha da Moela.

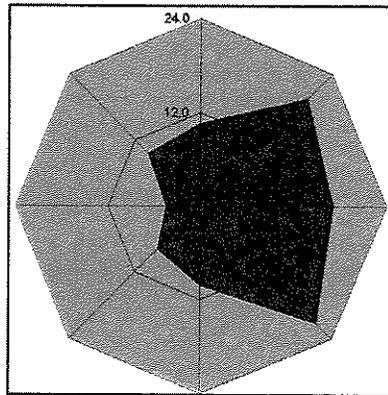


Figura 4.6: Estação de Barretos, direção predominante

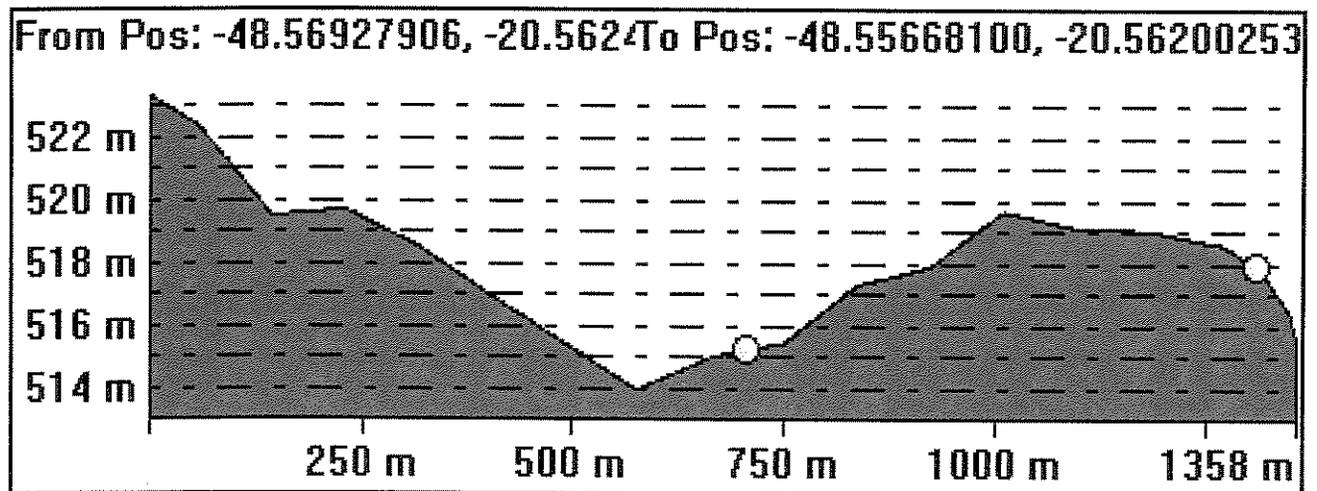


Figura 4.7: Estação de Barretos, direção Oeste-Leste

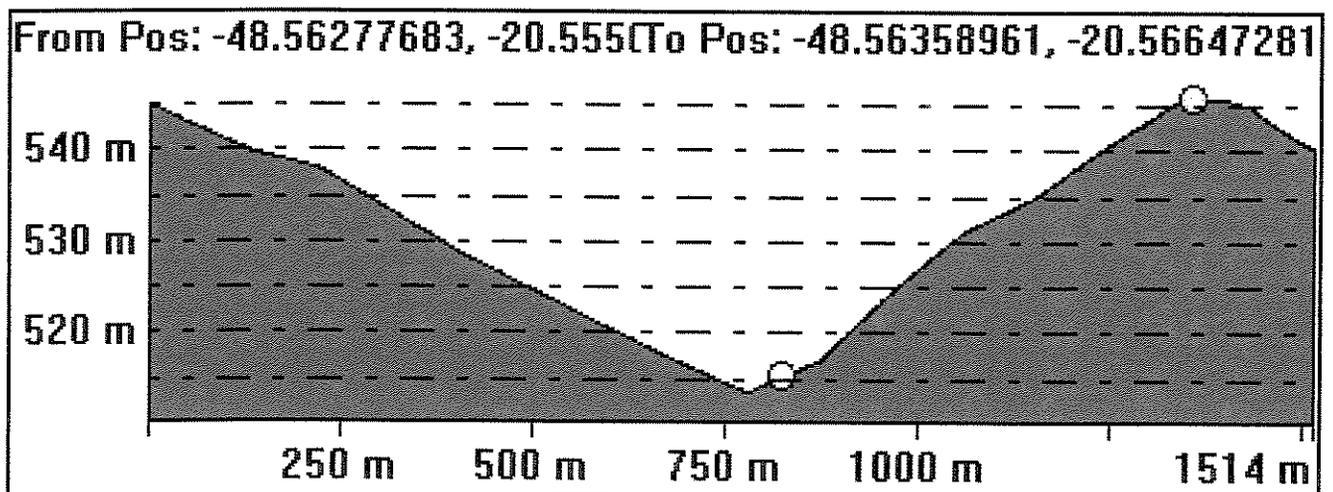


Figura 4.8: Estação de Barretos, direção Norte-Sul

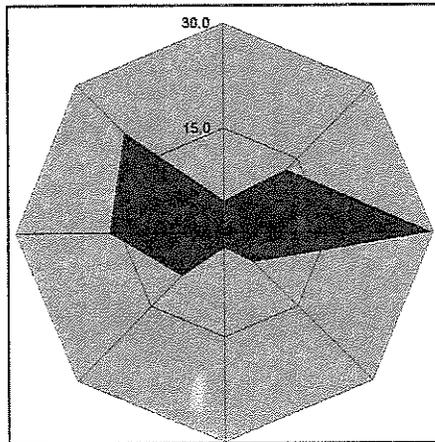


Figura 4.9: Estação de Caraguatatuba, direção predominante

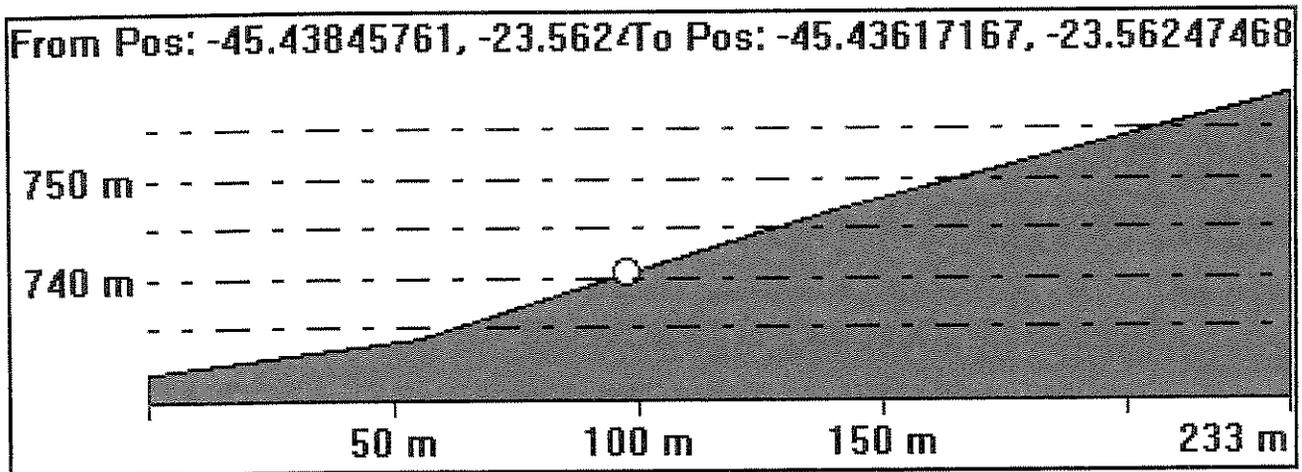


Figura 4.10: Estação de Caraguatatuba, direção Oeste-Leste

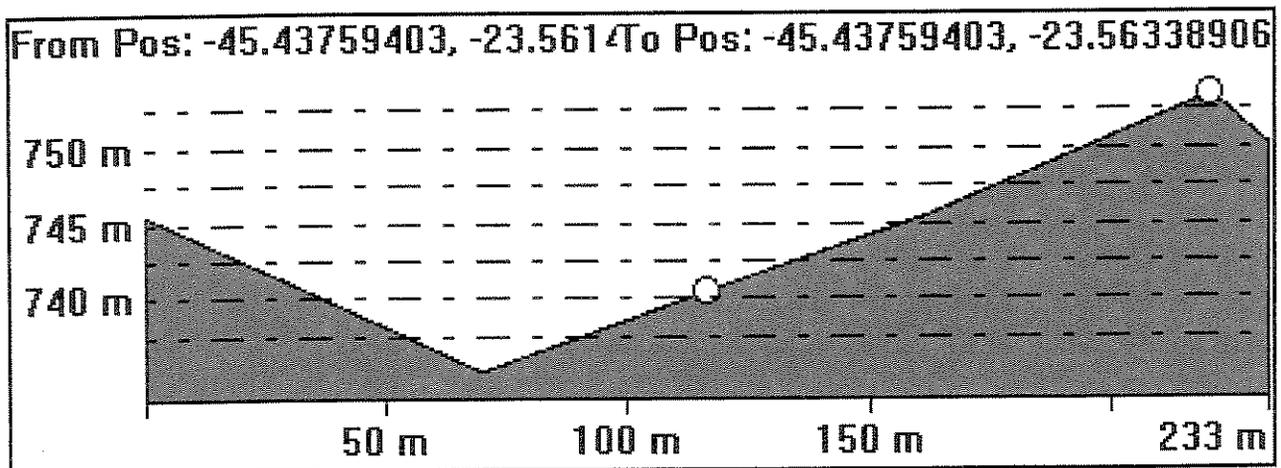


Figura 4.11: Estação de Caraguatatuba, direção Norte-Sul

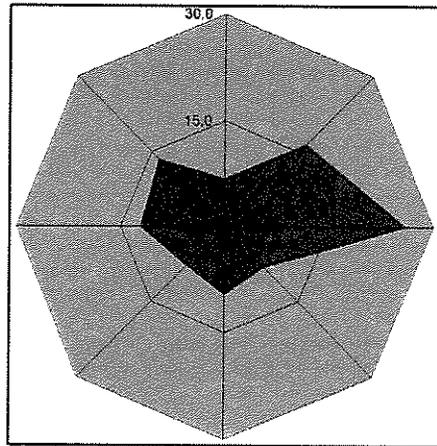


Figura 4.12: Estação de Cunha, direção predominante

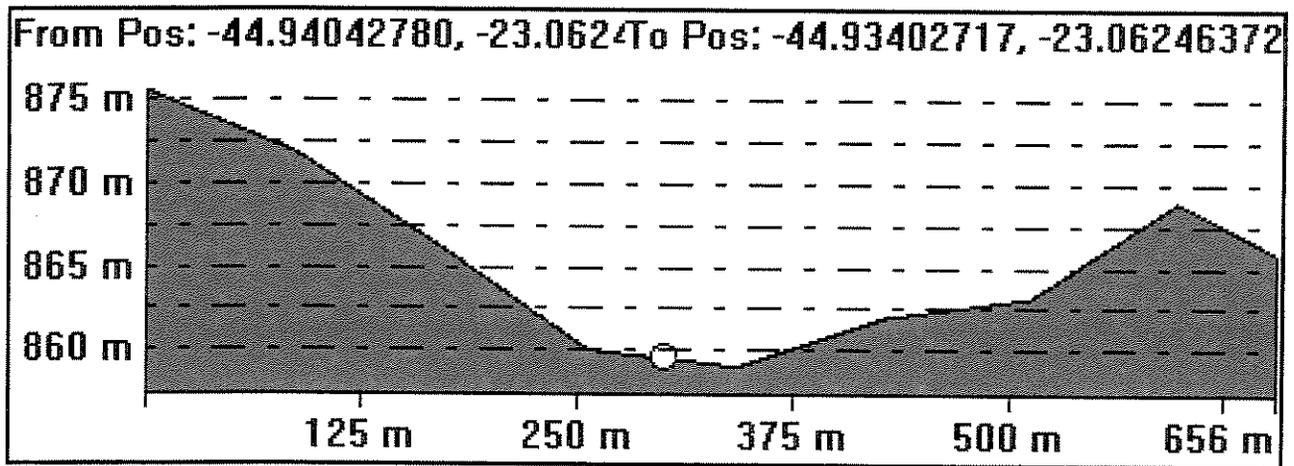


Figura 4.13: Estação de Cunha, direção Oeste-Leste

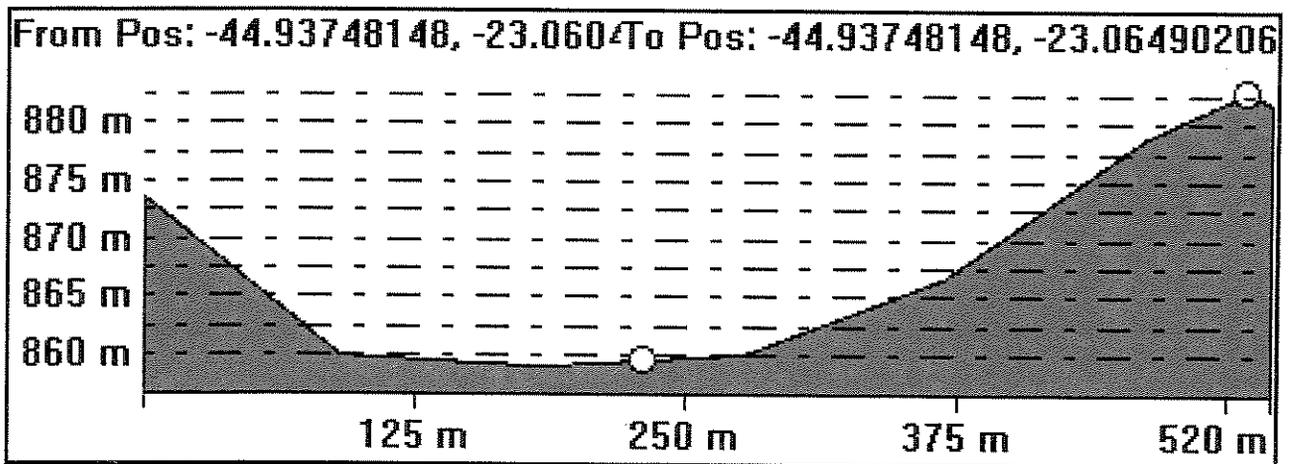


Figura 4.14: Estação de Cunha, direção Norte-Sul

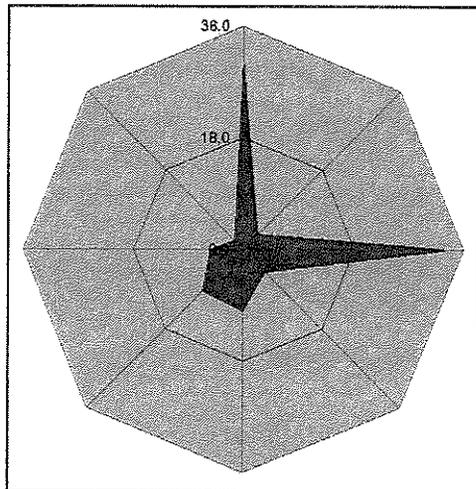


Figura 4.15: Estação de Ilha da Moela, direção predominante

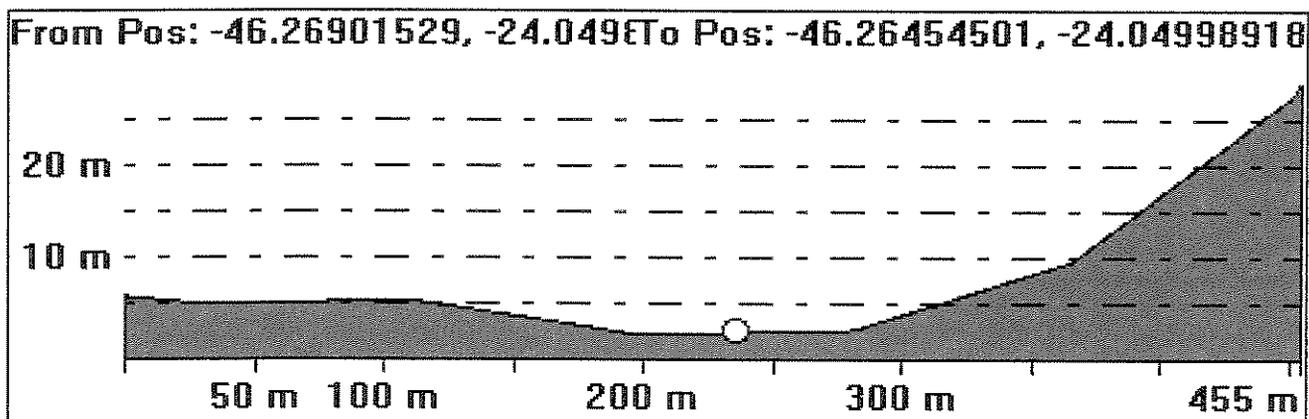


Figura 4.16: Estação de Ilha da Moela, direção Oeste-Leste

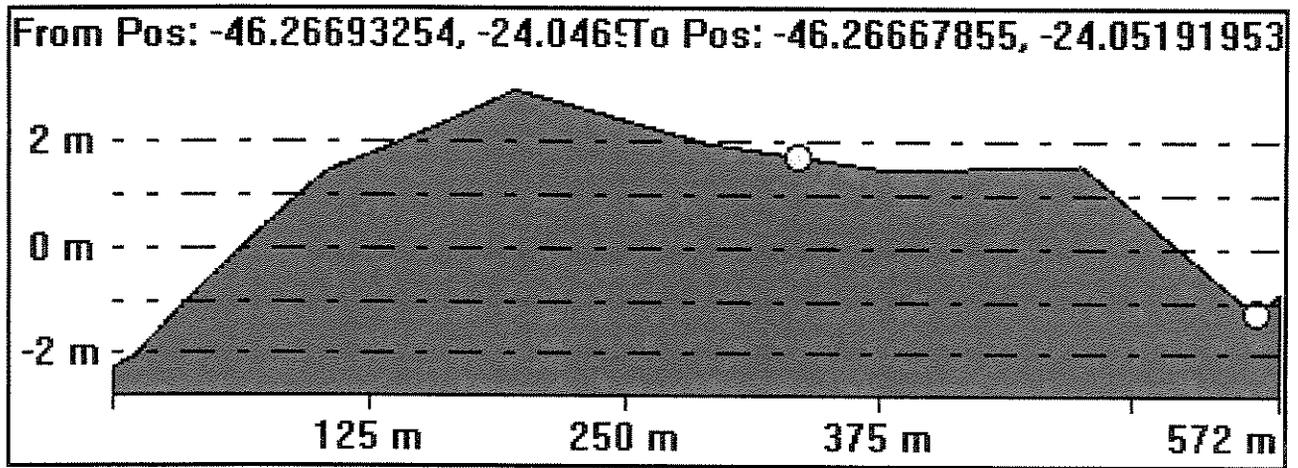


Figura 4.17: Estação de Ilha da Moela, direção Norte-Sul

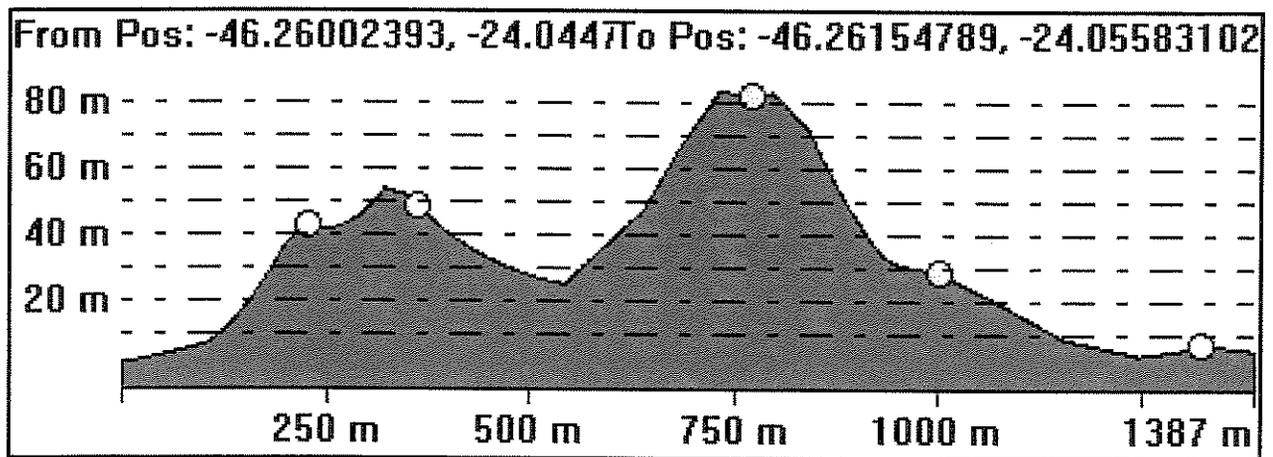


Figura 4.18: Estação de Ilha da Moela, representação das maiores altitudes

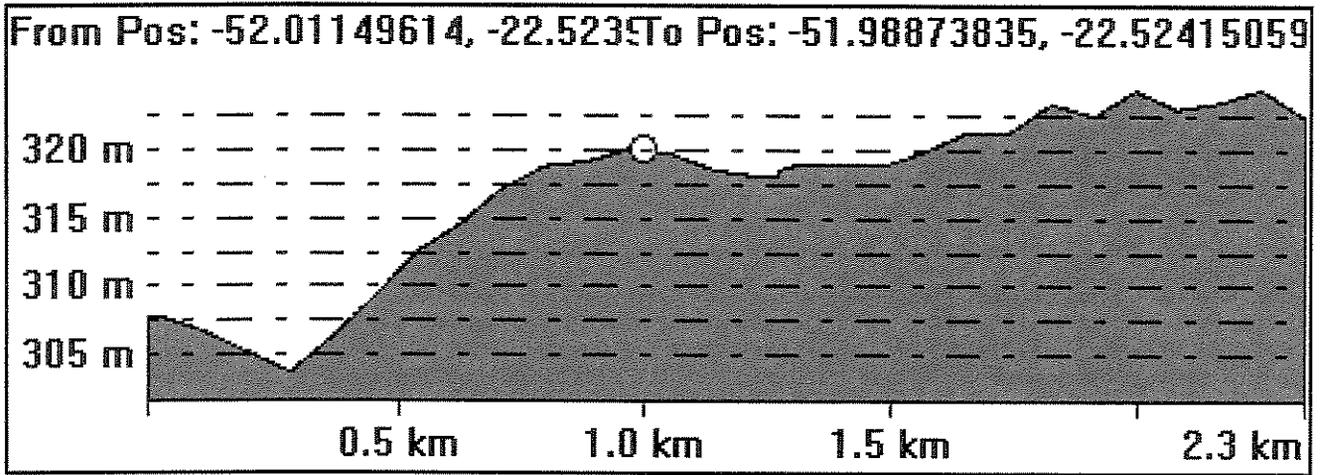


Figura 4.19: Estação de Taquaruçu, direção Oeste-Leste

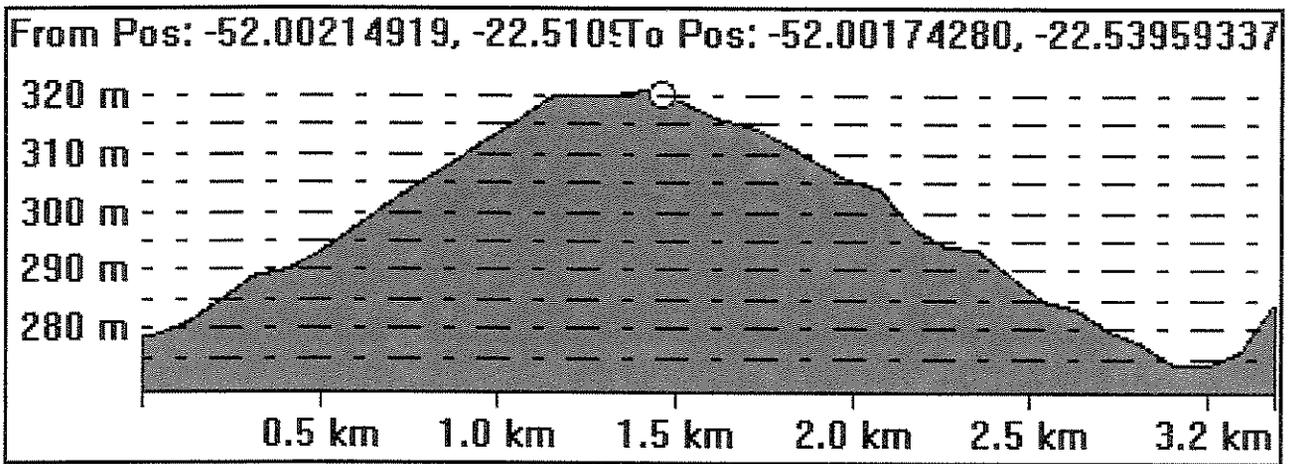


Figura 4.20: Estação de Taquaruçu, direção Norte-Sul

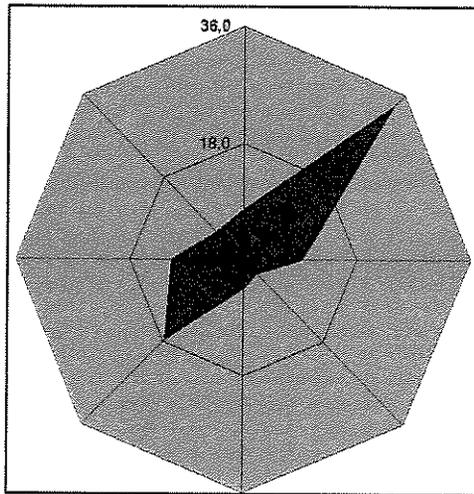


Figura 4.21: Estação de Pindamonhanga, direção 225° - 45° (a)

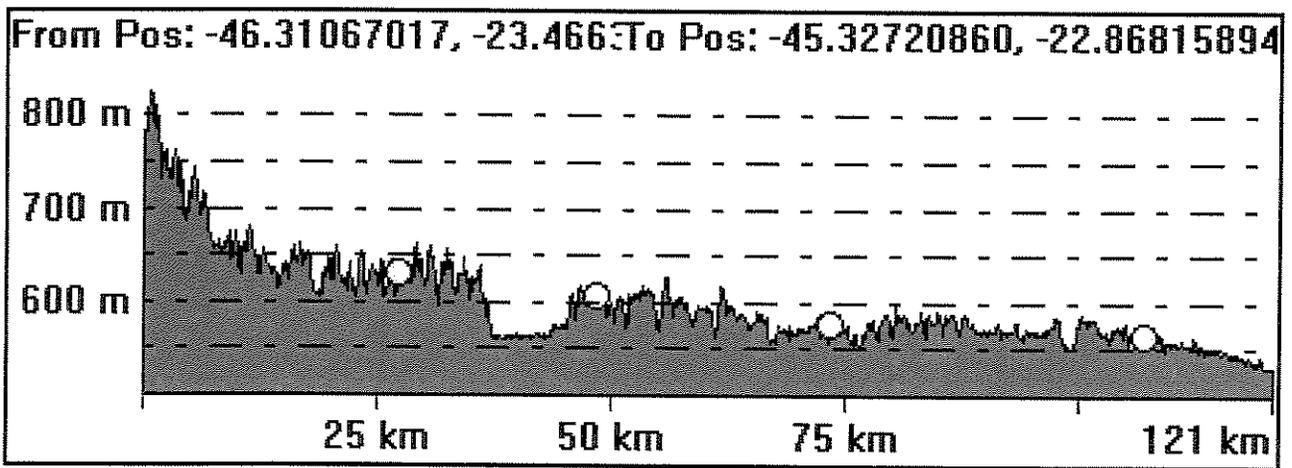


Figura 4.22: Estação de Pindamonhanga, direção 225° - 45° (b)

Destas representações, pode-se comentar que:

- Barretos e Cunha – a localização em vale das estações não prejudica o fluxo dos ventos por serem formações largas e por não estarem na posição da direção predominante,
- Caraguatatuba – a estação encontra-se no topo da Serra do Mar o que facilita a detecção dos ventos de maior altitude que chegam do oceano, sem barreiras naturais, sendo este um dos motivos da obtenção de dados tão favoráveis para a geração de energia elétrica.
A localização desta estação permite sugerir que mais pontos de captação de dados sejam instalados nas encostas da Serra, principalmente pelas atuais empresas gerenciadoras de energia elétrica da região, que queiram investir em outras fontes de geração que não a hídrica e a termelétrica,
- Ilha da Moela – a estação já citada anteriormente tem nas figuras 4.16 e 4.17 a visualização do relevo da parte Oeste da ilha que, embora sofra interferência das barreiras do lado Leste, permite que o fluxo de vento do canal aconteça livremente,
- Taquaruçu – está localizada ao Norte da barragem a 1,5 km em uma das maiores altitudes num raio de cerca de 3 km, permitindo que a passagem do vento aconteça com boa intensidade na direção predominante de 135°.

Visto este trabalho não estabelecer com precisão o detalhamento do modelo de rugosidade, deve-se considerar que a sua área de abrangência está intrinsecamente associada a qualquer alteração do solo que venha a ocorrer próxima à estação em estudo, sendo a determinação correta de cada distância apenas passível de ser feita em estudo pormenorizado para cada estação.

Analisando as imagens de satélite não se pode, em primeira instância, associar a boa intensidade do potencial eólico das estações aos seus respectivos relevos, visto que estas não apresentam pontos predominantes em comum, cabendo, porém, uma verificação mais minuciosa dos pontos onde estão instalados os instrumentos.

4.5 Eficiência do sistema

Pela aplicação da equação 3.4, obteve-se a eficiência do sistema eólico para todas as estações em estudo, sem que estas tenham sido avaliadas quanto a aplicação de um aerogerador específico.

O resultado obtido é de 42,62%, valor próximo ao de teórico de 35% apresentado no capítulo 3. Deve-se considerar que os cálculos desta etapa do trabalho não foram feitos com a utilização de um equipamento para cada estação, sendo desconsiderado, assim, o fator correspondente ao rendimento aerodinâmico. Assim, um novo cálculo deve ser realizado, quando da escolha do aerogerador mais adequado para cada estação do estudo.

Esta opção de cálculo da eficiência do sistema, obtida pelos valores de densidade de energia, aconteceu independente da escolha de qualquer equipamento, pois sendo este um trabalho indicativo de potencial, o mesmo deverá ser aprimorado com novas medições nos locais apontados, o que permitirá um valor mais próximo do comportamento real dos ventos locais.

4.6 Análise de sensibilidade

Como adotado em todo o trabalho, a análise de sensibilidade aconteceu a partir de $z_0 = 0,05$ para as velocidades de vento extrapoladas a 50 m e elevadas ao cubo, visto serem estas as de influência direta na potência dos sistemas.

O que se pode constatar é que, para velocidades inferiores a 2 m.s^{-1} , ocorrem menores variações percentuais em $z_0 = 0,03$, índices com cerca de 11,6%. Por exemplo, para a estação de Ubatuba.

$$z_0 = 0,03 \Rightarrow v^3_{(50)} = 2,69$$

$$z_0 = 0,05 \Rightarrow v^3_{(50)} = 2,41$$

Para $z_0 = 0,03$ e $z_0 = 0,10$, percebe-se que ocorreram variações não superiores a $\pm 13,50\%$, enquanto que, para $z_0 = 0,40$, a interferência mostrou-se bastante prejudicial para a potência, apresentando um percentual máximo de $-43,16\%$ para a estação de Ubatuba.

Conforme pode ser verificado na figura 4.23, os valores não são discrepantes, o que permite confirmar a coerência dos dados analisados quando ajustados a um mesmo modelo.

Cabe reforçar que a análise de sensibilidade da velocidade a 50 m elevada ao cubo apresenta os mesmos índices quando aplicada para os valores de potência e de energia gerada, visto esta variável estar intrinsecamente associada à aquisição destas duas grandezas.

Análise de sensibilidade

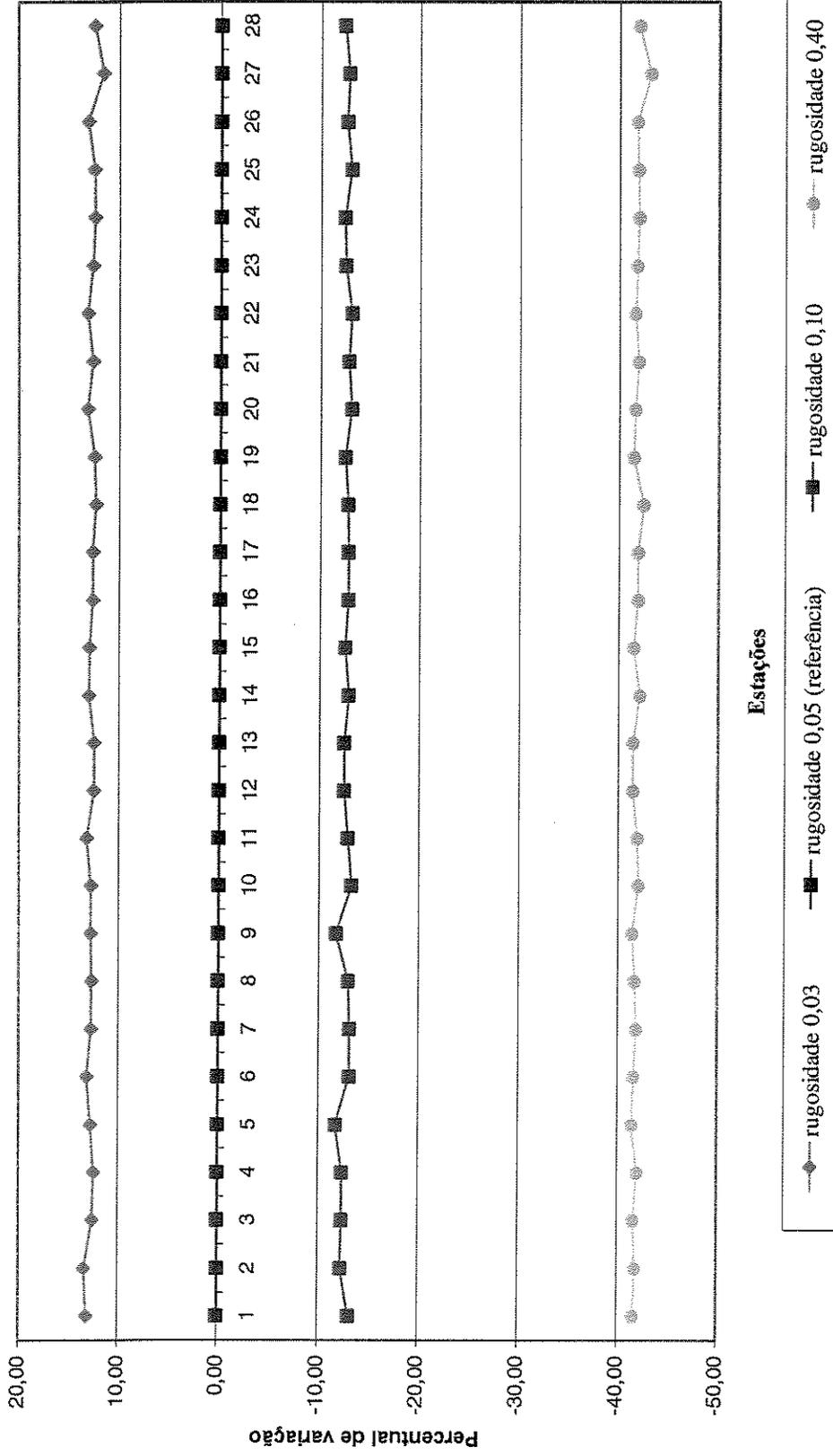


Figura 4.23 – Análise de sensibilidade com referência ao valor de rugosidade $z_0 = 0,05$

Fonte: Elaboração própria

4.7 Cálculo do Fator de Capacidade

Para o cálculo do Fator de Capacidade (FC), foi utilizada a equação 3.5, tendo como resultado as colunas apresentadas na tabela 4.4, com a nomenclatura:

- (1) – cálculo da energia gerada pelo equipamento Proven WT15000 (kWh);
- (2) – cálculo de FC para WT1500;
- (3) – cálculo da energia gerada pelo equipamento Datenblatt Ventis 20-100 (kWh);
- (4) – cálculo de FC para Datenblatt Ventis 20-100;
- (5) – cálculo da energia gerada pelo equipamento Enercon E-30 (kWh);
- (6) – cálculo de FC para Enercon E-30;
- (7) – cálculo da energia gerada pelo equipamento Enercon E-40 (kWh);
- (8) – cálculo de FC para Enercon E-40.

Tabela 4.4 – Cenários estabelecidos para o cálculo do Fator de Capacidade

Bariri							
1	2	3	4	5	6	7	8
561,3				6.238,1		13.420,3	
871,3				9.684,1		20.833,9	
862,9				9.591,0		20.633,5	
359,3		1.774,5		3.993,0		8.590,3	
536,3		2.648,9		5.960,4		12.822,8	
3.191,0	0,02	4.423,4	0,01	9.953,3	0,00	21.413,0	0,00

Barra Bonita							
1	2	3	4	5	6	7	8
1.698,1				18.873,8		40.604,0	
1.990,0		9.829,4		22.117,7		47.582,8	
848,9		4.193,3		9.435,5		20.299,0	
1.505,9		7.438,3		16.737,4		36.007,9	
6.042,9	0,05	21.461,0	0,02	67.164,5	0,03	144.493,8	0,03

Continuação da Tabela 4.4

Barretos

1	2	3	4	5	6	7	8
1.074,9				11.947,1		25.702,2	
3.056,1		15.095,6		33.967,6		73.075,9	
4.251,3		20.999,2		47.251,6		101.654,4	
2.315,2		11.435,9		25.732,7		55.359,9	
5.565,9		27.492,8		61.863,2		133.089,1	
16.263,5	0,12	75.023,6	0,09	180.762,1	0,07	388.881,5	0,07

Botucatu

1	2	3	4	5	6	7	8
308,2				3.425,4		7.369,1	
911,1				10.126,9		21.786,5	
1.316,2		6.501,3		14.629,0		31.472,0	
1.095,8		5.412,9		12.179,8		26.202,9	
446,2		2.203,9		4.959,2		10.668,9	
588,7		2.907,7		6.542,8		14.075,7	
4.666,2	0,04	17.025,8	0,02	51.863,0	0,02	111.575,2	0,02

Continuação da Tabela 4.4

Capivara

1	2	3	4	5	6	7	8
33,3				370,3		796,6	
152,3				1.692,5		3.641,2	
244,4		1.207,4		2.716,9		5.845,1	
923,8		4.563,1		10.267,7		22.089,3	
1.907,8		9.423,5		21.204,3		45.617,7	
2.563,2		12.660,9		28.489,1		61.289,9	
1.844,7		9.111,8		20.503,0		44.109,0	
729,9		3.605,4		8.112,7		17.453,3	
1.332,7		6.582,7		14.812,1		31.866,0	
9.698,8	0,07	47.154,8	0,05	108.168,7	0,04	232.708,0	0,04

Caraguatatuba

1	2	3	4	5	6	7	8
1.995,7		9.857,6		22.181,3		47.719,5	
4.473,9		22.098,7		49.725,7		106.977,1	
2.577,0		12.728,9		28.642,0		61.618,8	
5.857,4		28.932,4		65.102,4		140.057,7	
14.903,9	0,11	73.617,6	0,08	165.651,4	0,06	356.373,0	0,07

Continuação da Tabela 4.4

Casa Grande

1	2	3	4	5	6	7	8
507,7				5.642,8		12.139,6	
472,9				5.256,0		11.307,4	
204,6				2.274,6		4.893,4	
399,7		1.974,3		4.442,5		9.557,3	
1.584,9	0,01	1.974,3	0,00	17.615,8	0,01	37.897,7	0,01

Cunha

1	2	3	4	5	6	7	8
667,9				7.424,0		15.971,5	
2.548,0		12.585,9		28.320,2		60.926,5	
4.195,1		20.721,4		46.626,4		100.309,4	
2.778,2		13.723,1		30.879,1		66.431,5	
9.376,6		46.315,3		104.216,9		224.206,3	
19.565,8	0,15	93.345,6	0,11	217.466,5	0,08	467.845,2	0,09

Continuação da Tabela 4.4

Franca

1	2	3	4	5	6	7	8
23,7				263,5		566,9	
126,2				1.402,9		3.018,0	
180,3				2.003,7		4.310,7	
614,5				6.829,8		14.693,3	
1.458,2		7.202,8		16.207,5		34.867,9	
2.000,3		9.880,4		22.232,5		47.829,8	
1.456,6		7.194,7		16.189,2		34.828,6	
532,5		2.630,2		5.918,3		12.732,3	
635,3		3.137,9		7.060,9		15.190,4	
6.697,3	0,05	30.046,0	0,03	78.108,3	0,03	168.037,8	0,03

Graminha

1	2	3	4	5	6	7	8
773,9				8.601,3		18.504,3	
1.155,2				12.839,3		27.621,6	
881,2		4.352,8		9.794,4		21.071,1	
366,9		1.812,2		4.077,7		8.772,4	
547,6		2.705,0		6.086,8		13.094,7	
3.724,8	0,03	8.869,9	0,01	41.399,3	0,02	89.064,2	0,02

Continuação da Tabela 4.4

Guaratinguetá

1	2	3	4	5	6	7	8
520,8				5.788,0		12.452,1	
1.382,4		6.828,2		15.364,5		33.054,4	
1.966,0		9.711,2		21.851,8		47.010,7	
933,1		4.609,0		10.371,1		22.311,7	
2.401,3		11.861,1		26.689,3		57.417,8	
7.203,6	0,05	33.009,5	0,04	80.064,6	0,03	172.246,6	0,03

Ibitinga

1	2	3	4	5	6	7	8
815,9				9.068,0		19.508,4	
1.197,2		5.913,6		13.306,5		28.626,8	
1.121,2		5.538,3		12.462,0		26.810,1	
456,5		2.255,0		5.074,1		10.916,1	
776,2		3.834,1		8.627,4		18.560,4	
4.367,0	0,03	17.541,0	0,02	48.538,0	0,02	104.421,9	0,02

Continuação da Tabela 4.4

Pontal

1	2	3	4	5	6	7	8
630,6				7.008,8		15.078,3	
575,4				6.395,7		13.759,3	
246,3		1.216,7		2.737,8		5.889,9	
346,1		1.709,4		3.846,4		8.275,0	
1.798,4	0,01	2.926,1	0,00	19.988,6	0,01	43.002,5	0,01

Pradópolis

1	2	3	4	5	6	7	8
714,5				7.941,8		17.085,5	
640,0				7.112,9		15.302,2	
271,2		1.339,7		3.014,5		6.485,1	
459,7		2.270,7		5.109,5		10.992,2	
2.085,4	0,02	3.610,4	0,00	23.178,5	0,01	49.865,0	0,01

Continuação da Tabela 4.4

Presidente Prudente

1	2	3	4	5	6	7	8
433,9				4.822,8		10.375,4	
1.220,2		6.026,9		13.561,5		29.175,4	
1.714,2		8.467,4		19.052,9		40.989,4	
1.683,8		8.317,0		18.714,6		40.261,5	
613,8		3.032,1		6.822,7		14.677,9	
791,1		3.907,6		8.792,7		18.916,1	
6.457,0	0,05	29.751,0	0,03	71.767,2	0,03	154.395,8	0,03

Salto Grande

1	2	3	4	5	6	7	8
1.526,5				16.966,8		16.966,8	
1.672,3		8.260,1		18.586,6		18.586,6	
785,7		3.880,9		8.732,6		8.732,6	
1.321,3		6.526,5		14.685,7		14.685,7	
5.305,8	0,04	18.667,6	0,02	58.971,7	0,02	58.971,7	0,01

Continuação da Tabela 4.4

Santana							
1	2	3	4	5	6	7	8
599,6				6.664,6		14.337,8	
1.171,1		5.784,8		13.016,7		28.003,4	
1.473,6		7.279,0		16.378,8		35.236,5	
642,7		3.174,7		7.143,6		15.368,3	
1.033,2		5.103,3		11.483,2		24.704,3	
4.920,3	0,04	21.341,7		54.686,9	0,02	117.650,2	0,02

Taguaçu							
1	2	3	4	5	6	7	8
33,5				372,5		801,4	
221,3		1.093,1		2.459,5		5.291,3	
345,5		1.706,5		3.839,9		8.260,9	
1.406,6		6.947,7		15.633,3		33.632,7	
2.827,9		13.968,3		31.430,9		67.618,7	
4.667,8		23.056,6		51.881,1		111.614,1	
4.021,9		19.866,0		44.701,8		96.168,9	
1.434,1		7.083,9		15.939,8		34.292,0	
1.634,0		8.071,0		18.161,0		39.070,5	
16.559,1	0,13	81.793,0		184.419,9	0,07	396.750,5	0,08

Segundo Brasil (2001), o Fator de Capacidade para a região Sudeste varia entre 0,13 e 0,35 a partir da velocidade $6,0 \text{ m.s}^{-1}$. Porém, este estudo considera valores de velocidade a partir da velocidade de partida do equipamento.

Visto as estações terem faixas de velocidade baixas, foram obtidos valores pouco significativos quando comparados ao sugerido no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

As estações que merecem destaque quanto a proximidade dos valores de referência quer no mínimo ou no máximo são:

- Barretos – com o uso do equipamento Proven;
- Caraguatatuba – com o uso do equipamento Proven;
- Cunha – com o uso dos equipamentos Proven e Datenblatt Ventis;
- Ilha da Moela – ideal para uso de todos os equipamentos;
- Taquaruçu – com o uso do equipamento Proven.

Visto o Fator de Capacidade estar diretamente relacionado com a energia anual produzida, estas estações são as mesmas anteriormente apontadas como melhores, contudo, poderia ocorrer de nenhuma atingir o FC mínimo necessário, fato este que não aconteceu.

Sendo este fator um dos indicativos para apontar uma localidade comercialmente explorável, pode-se considerar que estes são pontos que necessitam de maior detalhamento no comportamento dos ventos, mas que nesta indicação de planejamento são considerados como áreas propícias para a geração de energia elétrica.

Capítulo 5

Conclusões

Após a análise do potencial eólico para a geração de energia elétrica em microescala das vinte e oito estações climatológicas no ESP, pode-se considerar que há potencial favorável em 17,85% destas, quando são verificados os tópicos:

- velocidade média;
- faixa de frequência das velocidades;
- direção predominante dos ventos;
- ajuste dos dados à distribuição de Weibull;
- série histórica;
- fator de capacidade.

Este trabalho, portanto, responde ao primeiro aspecto citado no capítulo 1 – comportamento dos ventos nas várias regiões do território estudado – como importante para a implantação de usinas de geração de energia elétrica por fonte eólica.

O aspecto – interferências que os empreendimentos podem causar ao meio ambiente – foi retratado do ponto de vista das emissões que o empreendimento produz durante as três fases de implementação de uma usina.

As políticas públicas podem ser influenciadas por este trabalho a partir do momento que a diversificação da matriz seja uma intenção estadual na área do planejamento, onde projetos voltados a este tema sejam estimulados, não só teoricamente mas no âmbito da aplicação prática

das geradoras ou produtores independentes de energia interessados em investimentos de tal ordem.

Este trabalho é uma ferramenta de planejamento para empreendedores que estejam interessados em utilizar esta fonte primária para geração de energia elétrica, que sendo complementar às fontes hídrica e térmica, também permite a possibilidade do desenvolvimento de projetos voltados ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, agregando assim mais valor ao capital de investimento.

Este ainda acrescenta ao Atlas Eólico Nacional a análise em microescala da região geográfica do ESP, devendo ser aprimorado com a implantação de estações adequadas especificamente para este fim.

Quanto aos dados especificamente técnicos do trabalho pode-se considerar que:

A direção predominante dos ventos em cada estação é um requisito da análise que indica o melhor posicionamento do equipamento e, portanto, não necessariamente é um item de validação desta, porém é passível de estudo e verificação principalmente quando comparado às massas de ar em mesoescala.

As análises das faixas de frequência de velocidade permitem uma grande proximidade da situação real dos locais analisados visto que facilitam a verificação da coerência do comportamento dos ventos além daquilo que a intensidade da velocidade média pode oferecer.

Com tais valores segmentados foi possível concluir que muitas das estações, embora possuam potenciais de energia contida no vento, próximos em intensidades, têm um comportamento do perfil de vento diferenciado, o que pode determinar o uso de variados equipamentos com conseqüente oscilação de seus potenciais de geração.

Com base nos itens analisados no capítulo 4, pode-se considerar que as estações de Barretos, Caraguatatuba e Taquaruçu são adequadas para a geração de energia elétrica através de equipamentos de pequeno porte. Tais estações e suas possíveis usinas não são necessariamente viáveis para o abastecimento de população urbana. Porém, podem ter seus potenciais de geração empregados em atividades rurais, principalmente na época de seca no ESP, a qual se inicia no mês de junho e atinge meados do mês de setembro.

A estação de Cunha, por sua vez, chega a atingir potencial de geração de médio porte. Este pode ser aplicado no abastecimento de pequenas cidades da região ou de alguma atividade agropecuária intensiva.

Verificando o porte das instalações obtidas por meio da simulação dos aerogeradores, chega-se à conclusão que a estação da Ilha da Moela é, neste indicador de potencial, um local favorável para a implantação de uma usina de geração de energia elétrica de grande porte, sendo ideal a verificação do perfil e da intensidade do vento na parte Leste da Ilha propensa a maiores índices de acordo com as análises apresentadas no capítulo 4.

A proximidade da Ilha da Moela com o continente, dista apenas 2 km, faz com que esta não seja uma construção com as complicações das instalações *off-shore* encontradas em países como a Dinamarca. Por ser uma área pertencente à Marinha do Brasil, deve ser verificada a viabilidade burocrática de tal implantação.

Por fim, pode-se afirmar que os dados coletados nas vinte e três estações menos representativas, não são os mais adequados para uma precisa caracterização do potencial eólico, e podem ter permitido uma subestimação dos dados, visto estarem em locais pouco adequados para as análises dos fluxos de ventos.

Assim, para que investimentos sejam feitos, se faz necessária a colocação de torres com instrumentos anemométricos em alturas de 25 e 50 m em locais adequados de relevo e rugosidade.

5.1 Recomendações e alternativas de melhoria

Para que o ESP esteja preparado para a geração de energia elétrica por fonte eólica, algumas recomendações são descritas a seguir.

- Regiões de encostas com grandes desníveis de altitude, de elevadas altitudes e de vales com grandes extensões, sem grandes barreiras como, elevado índice de arborização por árvores primárias ou construções, devem também ter seus potenciais avaliados por possuírem relevo e rugosidade normalmente propícios ao bom deslocamento dos ventos de superfície tratados neste trabalho,
- Uma rede de coleta de dados de vento destinada à análise de potenciais de geração de energia elétrica seria muito favorável visando a determinação mais exata dos locais do ESP melhor adequados à geração de pequeno, médio e grande porte, para que o papel do vento como fonte complementar de energia seja aproveitado para todos os fins possíveis. Esta coleta deveria respeitar tanto as regras de altura adequada de instalação dos equipamentos de medição, como do posicionamento destes, considerados os parâmetros de relevo e de rugosidade.

Referência Bibliográfica

AB' SÁBER, A. N. **Projeto brasileiro para o ensino da geografia: formas de relevo**. São Paulo: EDART, 1975.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002.

_____. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em <URL: <http://www.aneel.gov.br>> Acesso em 14. out. 2003.

_____. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em <URL: <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 13. fev. 2004.

AYOADE, J O. **Introdução à climatologia para os trópicos**. 5ª ed. Rio de Janeiro: BCD União de Editoras S.A, 1998.

BAHIA (Estado). COELBA. **Atlas do potencial eólico do estado do Bahia**. COELBA-ANEEL: COELBA, 2002.

BAUTISTA, E. A. L. **A distribuição generalizada de valores extremos no estudo da velocidade máxima do vento em Piracicaba**. 2002. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Estatística e Experimentação Agronômica, Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo, Piracicaba.

BLESSMANN, J. **O vento na engenharia estrutural**. Porto Alegre: Ed. Universidade/UFRGS, 1995.

BRASIL. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Manaus: SONOPRESS, 2001. CD-ROM

_____. O Presidente da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, faz saber que a Câmara, no uso de suas atribuições e nos termos dos arts. 2º, 5º, 13 e seguintes da Medida Provisória nº 2.198-3, de 28 de junho de 2001, cria o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA. Resolução nº 24, de 05 de Julho de 2001. **Presidência da República – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica**. Publicada no Diário Oficial da União de 06.07.2001.

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n 9.648, de 27 de maio de 1998, n. 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n. 5.655, de 20 de maio de 1971, n. 5.899, de 5 de julho de 1973, n. 9.991, de 24 de julho de 200 e dá outras providências. **Presidência da República Casa Civil - Subchefia para Assuntos Jurídicos**, Brasília, 26 de abril de 2002; 181º da Independência e 114º da República.

CEARÁ (Estado). Secretaria de Infra-Estrutura. **Atlas do potencial eólico do estado do Ceará**. CEARÁ: SEINFRA, 2001.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Ministério das Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia Elétrica: 1993-2015**. Rio de Janeiro; 1992. v.4, v.7.

COELHO, M. A. **Geografia do Brasil**. 4ª ed. rev. São Paulo: Moderna, 1996.

DATENBLATT. **Datenblatt Ventis 20-100**. Disponível em <URL: <http://www.windmesse.de/b2b/anlagen/008/datenblatt.html>> Acesso em 15.março. 2004

DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION. Guided Tour on Wind Energy. **The Power of the Wind: Cube of Wind Speed**. Disponível em <URL: <http://www.windpower.dk/es/tour/wres/enrspeed.htm>>. Acesso em 15. maio. 2003a

_____. **Park effect**. Disponível em <URL: <http://www.windpower.org/em/tour/wres/park.htm>> Acesso em 19. ago. 2003b.

_____. **Wind Speed Calculator**. Disponível em <URL: <http://www.windpower.org/em/tour/wres/calculat.htm>> Acesso em 19. ago. 2003c.

_____. **Wind Turbine Power Calculator**. Disponível em <URL:<http://www.windpower.org/en/tour/wres/pow/index.htm>> Acesso em 19.ago. 2003d.

DEUTSCHES WINDENERGIE – INSTITUT. Energia eólica. **Potência extraída por uma turbina eólica**. Wilhelmshaven:Studio für Entwurf & Offset – Druck; 1998.

DUTRA, R. M. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao no marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. 2001. 309 f. Dissertação (Mestrado) - COPPE, Universidade de Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind force 12 - a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020**. Bélgica: EWEA, 2003.

EUROPEAN UNION. **EU strategy and instruments for promoting renewable energy sources**. Disponível em <URL: <http://europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/doc/strategy/ressreategytools.pdf>. Acesso em 23.jun. 2004a.

_____. **Intelligent Energy – Europe**. Disponível em <URL: http://europa.eu.int/comm/energy/intelligent/index_en.html. Acesso em 23. jun. 2004b.

EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA. **Brasil visto do espaço**. Disponível em <URL: <http://www.cdbrasil.cnpm.embrapa.br/>> Acesso em 05.ago.2003.

ENERCON.**The products**. Disponível em <URL: http://www.enercon.de/englisch/produkte/fs_start_produkte.html> Acesso em 15. março. 2004.

FEITOSA, E A et al. **Projeto e operação da primeira turbina eólica de grande porte do Brasil / Ilha de Fernando de Noronha**. In: VI Congresso Brasileiro de Energia. Energia para o Desenvolvimento Sustentável. Rio de Janeiro: Fórum de Ciência e Cultura, 1993.

_____. Energia eólica no Brasil: situação atual e perspectivas. In: Sustentabilidade na geração e uso de energia no Brasil: os próximos 20 anos, 2002, Campinas. **Anais**. Campinas: Academia de Brasileira de Ciências, 2002.

_____. **Panorama do potencial eólico no Brasil**. Brasília: Dupligráfica, 2003.

GUIMARÃES, A. M.; RICKLI, L. I. **Estudo do software WAsP**. 2002. Trabalho de Conclusão de Curso. Faculdade de Ciências Agrônomicas. Universidade Estadual Paulista. Botucatu.

HUSSAIN, M. Dependence of power law index on surface wind speed. **Energy Conversion & Management - An International Journal**. v. 43, n. 4, p. 467-472, Março 2002.

INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. In: CURSO SOBRE ENERGIA E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL, 2003, Campinas. **Apresentações**. Lisboa: Grupo de Investigação em Energia e Desenvolvimento Sustentável, 2003.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. **Instrumentos Meteorológicos**. Disponível em <URL: http://www.inmet.gov.br/previsao_tempo/> Acesso em 20. set. 2003

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Plataformas de coleta de dados**. Disponível em <URL: <http://www4.cptec.inpe.br/pcd.htm>> Acesso em 05. Jul. 2003

_____. **1º Satélite de coleta de dados**. Disponível em < http://www.inpe.br/scd1/site_scd/scd1/missao.htm > Acesso em 16. fev. 2004 (a).

_____. **Glossário**. Disponível em <URL: <http://www.cptec.inpe.br/glossario> > Acesso em 02. jul. 2004 (b).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Total photovoltaic power installed** Disponível em <URL: <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/isr/index.htm>> Acesso em 23. jun. 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **IEA Statistics – Renewables Information 2003**. Paris: IEA, 2003.

LIBRERIA. **Estados do Brasil**. Disponível em <URL: http://www.libreria.com.br/portal/estados/docs/sao_paulo.shtml> Acesso em 28. jul. 2003.

LUN, I. Y. F.; LAM J. C. A study of Weibull parameters using long-term wind observations. **Renewable Energy**. v 20, n.2, p. 145-153, 2000.

MAGNOLI, D. **Geografia: paisagem e território: geografia geral e do Brasil**. 2ª. ed. reform. São Paulo: Moderna, 1997.

METEOROPARA. **Meteorologia – microescala**. Disponível em <URL: <http://www.meteoropara.hpg.ig.com.br/microescala.html>> Acesso em 10. jun. 2004.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Apresentação I Seminário Rio-Brasil: o desafio da energia eólica**. Disponível em < URL: <http://www.mme.gov.br/Desenvolvimentoenergetico/documentos/O%20desafio%20da%20energia%20eolica.ppt> > Acesso em 13.fev.2004

MIRSHAWKA, V. 1979. **O modelo de Weibull e aplicações à confiabilidade**. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Matemática e Estatística, Universidade de São Paulo, São Paulo.

MOREIRA, J. C.; SENE, E. **Geografia para o ensino médio: geografia geral e do Brasil**. São Paulo: Scipione, 2002.

MORTENSEN, N. G. **Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)**. Roskilde, Riso National Laboratory, 1993. apud TERCIOTE, R. **Análise da eficiência de um sistema eólico isolado**. 2002. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

OKE, T. R. **Boundary layer climates**. Londres: Methuen & CO Ltd, 1978.

PANOFSKY, H. A.; DUTTON, J. A. **Atmospheric turbulence - models and methods for engineering applications**. EUA: John Wiley & Sons, 1984.

- PONTÍFICE UNIVERSIDADE CATÓLICA. **Turbina eólica de eixo vertical**. Disponível em <URL: <http://www.em.pucrs.br/lsvm/alunos/marcio/teoria.htm>> Acesso em 12. ago. 2003
- PORTUGAL. **Relatório da Direção Geral de Energia do Ministério da Economia**. Disponível em <URL: <http://www.dge.pt/arquivo/publicacoes//metasJAN03.pdf>> Acesso em 16.fev.2004
- PROCOPIAK et al. **Desenvolvimento e Validação de nova-metodologia para avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólicos**. Disponível em < URL: http://www.lactec.org.br/publicacoes/2003/13_2003_Citenel_Desenvolvimento_valida%E7%E3o_nova_metodologia.pdf> Acesso em 01. março. 2004.
- PROVEN. **Proven wind turbines – technical specification sheet**. Disponível em <URL: <http://www.almac.co.uk/proven/wt15000.htm>> Acesso em 15. março. 2004
- REIS L. B.; SILVEIRA S. (orgs). **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo; 2000.
- RIO GRANDE DO SUL (Estado). Secretaria de Energia Minas e Comunicações. **Atlas eólico: Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: SEMC, 2002.
- ROSS, J. L. S. (Org.). **Geografia do Brasil**. 4ª ed. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2001
- ROSSI, L.A.; SILVA, E.P. da . Produção de energia elétrica a partir da energia eólica. In: DISCIPLINA - FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA, 2002, Campinas. **Apresentações**. Campinas: Faculdade de Engenharia Agrícola e Laboratório de Hidrogênio da UNICAMP, 2002.
- SÃO PAULO (Estado). **Invista em São Paulo**. Disponível em <URL: <http://www.saopaulo.sp.gov.br/invista/numeros/index.htm> - Acesso em 28. jul. 2003
- SENE, E. de. **Geografia geral e do Brasil: espaço geográfico e globalização**. São Paulo: Scipione, 1998.
- SHAMES, I. H. **Mecânica dos fluidos – análise de escoamentos**. v.2. São Paulo : Edgard Blücher, 1995.
- SILVA, B. B. et al. **Caracterização do potencial eólico da direção predominante do vento no estado da Bahia**. XII Congresso Brasileiro de Meteorologia. Foz de Iguaçu. Paraná, 2002.
- SILVA, C. D. **Avaliação do potencial eólico e solar para acionamento de pequenos sistemas de bombeamento na fazenda lageado**. 2000. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Energia na Agricultura, Universidade Estadual Paulista, Botucatu.
- SILVA, C. A. C. **Análise de sensibilidade, algoritmos de otimização e orientação por objetos em hiperelasticidade não linear**. 2003. Tese (Doutorado) – Departamento de Projeto Mecânico, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- SONNEMAKER, J. B. **Meteorologia**. 23ª ed. Editora ASA – Edições e Artes Gráficas Ltda., 2000.
- TERCIOTE, R. **Análise da eficiência de um sistema eólico isolado**. 2002. Dissertação (Mestrado) - Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- U.S. DEPARTMENT ENERGY. **State wind working group handbook**. New York: NREL,2003.
- UNIÃO EUROPÉIA. Promoção do rendimento energético na União Européia. **Boletim UE** [documento on line] - Energia 1/3 1996; 1/2. Disponível em < URL: <http://europa.eu.int/abc/doc/off/bull/pt/9601/p103113.htm> > Acesso em 11.mai. 2001.

_____ Decisão 1999/21/CE, Euratom do Conselho que adota um programa-quadro plurianual de ações no domínio da energia (1998-2002) e medidas conexas. **Boletim UE** [documento on line] - Energia (1/5) 2000; 1/2. Disponível em < URL: <http://158.169.50.70/abc/doc/off/bull/pt/200001/p104045.htm> > Acesso em 05. jun. 2001a.

_____ Promoção de fontes de energia novas e renováveis. **Boletim UE** [documento on line] - Energia (4/8) 2000; 5. Disponível em < URL: <http://158.169.50.70/abc/doc/off/bull/pt/200005/p104040.htm> > Acesso em 05. jun. 2001b.

_____ Promoção de fontes de energia novas e renováveis. **Boletim UE** [documento on line] - Energia (4/7) 2000; 12. Disponível em < URL: <http://158.169.50.70/abc/doc/off/bull/pt/200012/p104049.htm> > Acesso em 05. jun. 2001c.

VERNIER, J. **Les énergies renouvelables**. Paris: Presses Universitaires de France, 1997.

WALLIS, H. M. ; ROBINSON, A. H. **Cartographical Innovations: an International Handbook of Mapping Terms to 1900**. Tring, Herts: Map Collector Publications in association with International Cartographic Association, 1987.

WOBLEN ENERCON. Energia Eólica - Um pouco de História. **Energia Eólica no Estado da Arte**. São Paulo. 2000.

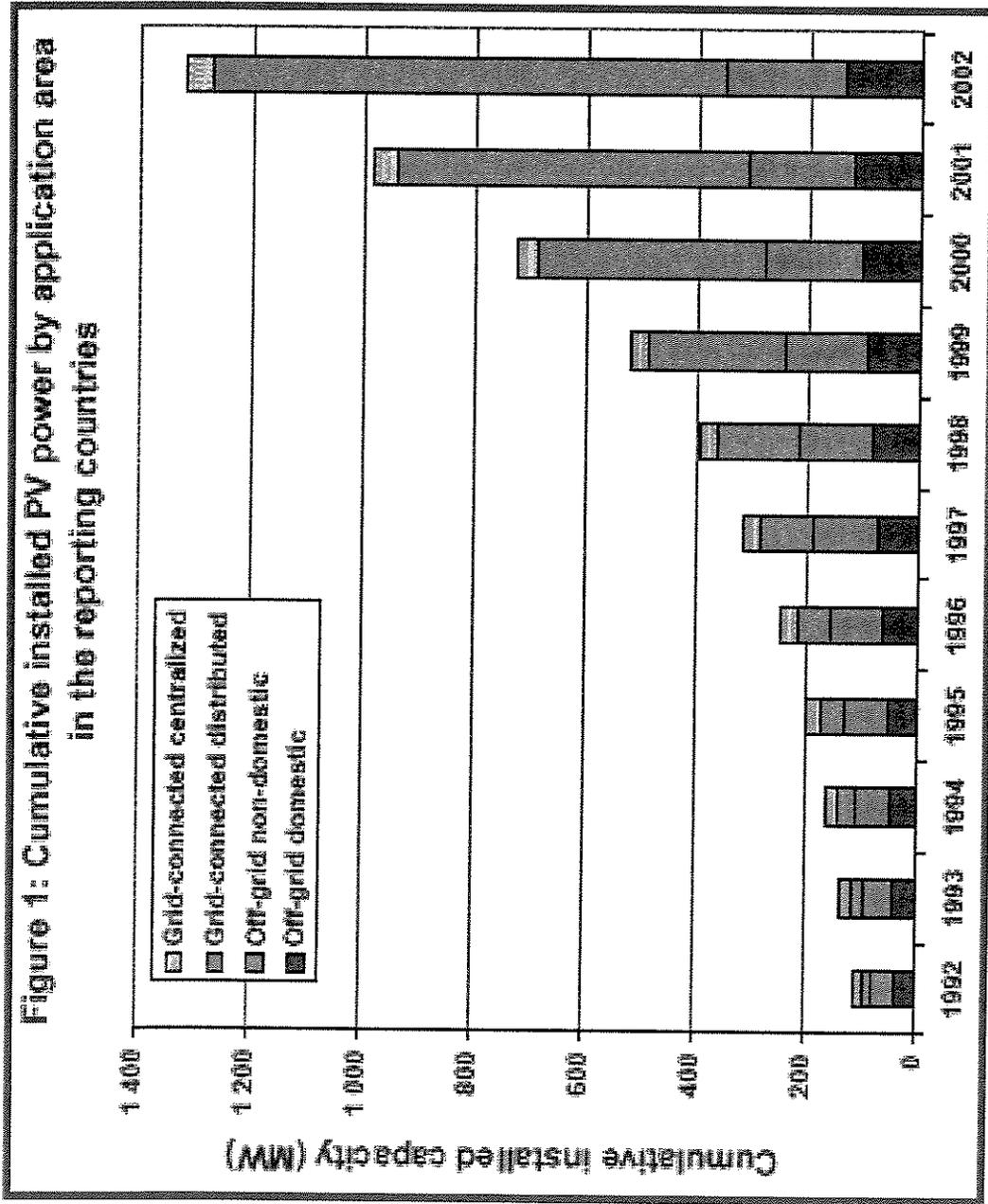
WORLD ENERGY COUNCIL. **Exchange of Availability / Performance Data and Information on Renewable Energy Plant: Wind Power Plants**. Disponível em <<http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ptgp/3-3/Pgp33text.asp#3.3-5>> Acesso em 19. abr. 2003

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. **Technical regulations - general - WMO n° 49 B.D. 2**. V. 1. 3 ed. Switzerland: Secretariat of the WMO, 1968.

_____ **Guide to meteorological instrument and observing practices - WMO N° 8 TP. 3**. 4ed. Switzerland: Secretariat of the WMO, 1971.

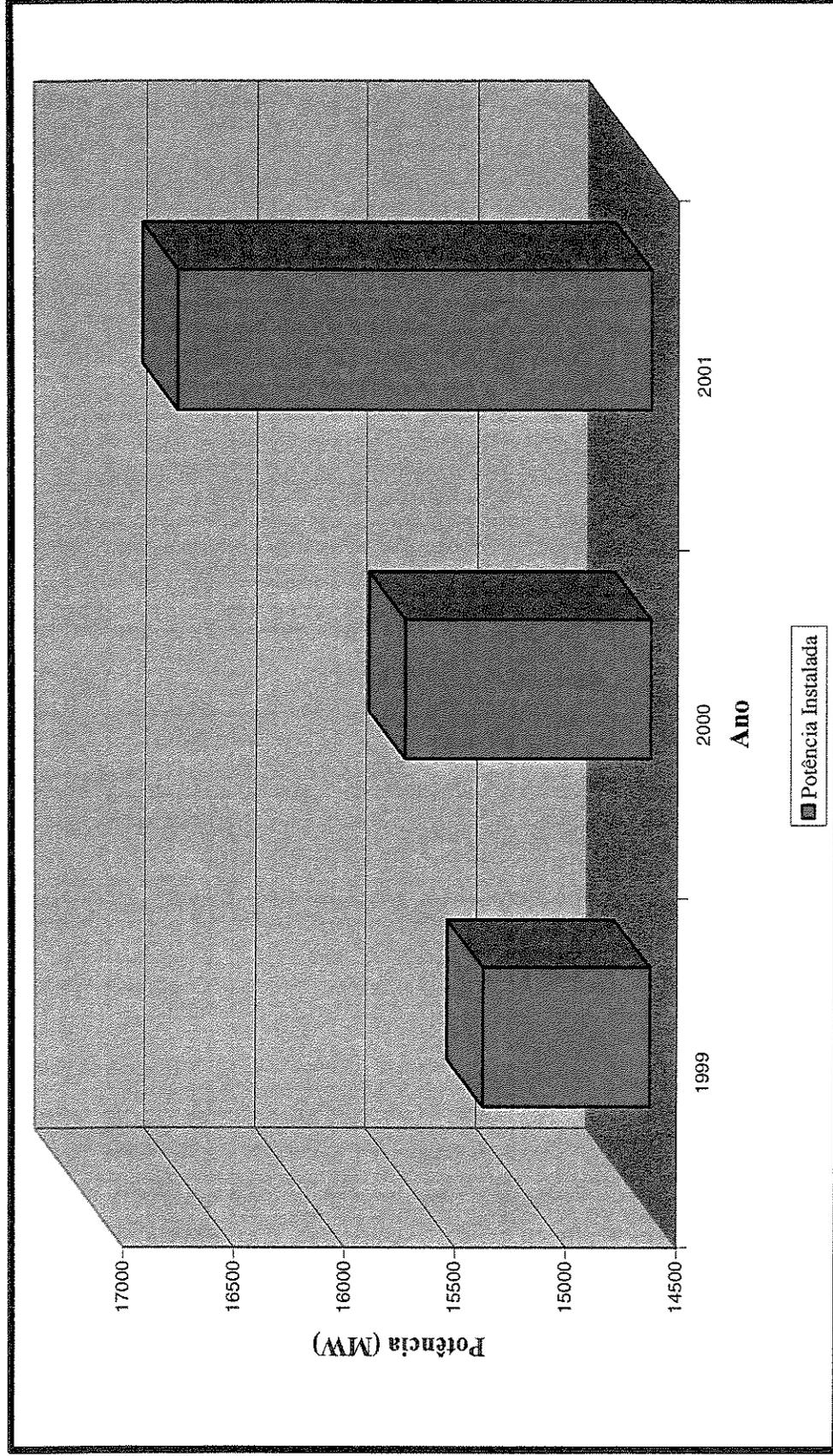
_____ **Guide on the Global Observing System - WMO N° 488**. Switzerland: Secretariat of the WMO, 1977.

Anexo 1 – Crescimento acumulado da potência instalada de painéis solar-fotovoltaicos em países membros da IEA-PVPS.



Fonte: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2004)

Anexo 2 - Crescimento do uso de biomassa como fonte de geração de energia em países membros da *Organisation for Economic Co-operation and Development* – OECD



Fonte: Adaptado de INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2003)

Anexo 3 – Programa simplificado para a função de determinação da curva de distribuição de Weibull

PROGRAMA PARA FUNÇÃO DE WEIBULL

NAME: CAPW3
TITLE: Estimating a Three-Parameter Weibull Curve
PRODUCT: QC
SYSTEM: ALL
KEYS: Capability Analysis, Weibull Distribution,
PROCS: CAPABILITY NLP MACRO
DATA
REF:
MISC: NLP is in SAS/OR

```
options ps=60 ls=80;  
goptions ftext=none htext=1 cell;
```

```
data wire;  
  label length='Velocidade do Vento (m/s)';  
  input length @@;  
  cards;
```

2.1	2.5	3.1	2.0	2.0	3.6	2.6	2.5
2.1	1.8	1.6	1.9	2.7	2.7	1.8	1.6
2.1	2.2	2.1	2.1	1.5	2.0	2.3	2.0
2.1	1.8	2.2	2.1	2.0	2.3	2.3	2.3
1.9	2.0	1.4	1.6	1.6	2.2	2.2	1.9
2.0	1.9	1.7	1.9	1.8	2.3	1.8	2.0
1.3	2.0	1.6	1.5	1.8	1.8	1.3	2.0
2.4	2.4	1.4	1.7	1.9	2.6	2.3	2.9
2.7	2.2	1.8	2.5	3.0	3.0	2.7	2.6
2.2	2.1	1.8	2.1	2.3	2.9	2.9	3.1
2.6	2.6	1.8	2.2	2.6	2.7	3.4	3.7
2.1	1.9	1.6	1.9	2.6	2.0	2.8	2.8
3.1	1.8	1.6	2.1	2.2	2.6	2.2	2.9
2.8	1.9	1.6	1.8	1.7	1.7	2.0	3.0
1.6	2.1	2.1	2.3	2.2	2.0	2.1	2.2
2.0	1.7	1.7	1.9	2.2	1.9	2.1	2.0
1.5	2.2	1.9	2.3	1.9	2.1	1.6	2.4
1.5	2.0	1.8	2.2	1.8	2.2	2.4	2.5
2.7	2.8	2.0	1.8	1.6	2.0	2.6	2.1
1.1	2.6	2.1	1.8	2.0	2.0	1.8	2.4
1.9	2.9	2.2	2.3	2.8	2.8	1.7	3.0
2.0	1.9	1.8	2.1	2.5	2.5	2.2	3.1
2.8	2.2	1.7	2.3	2.4	2.8	2.4	3.4
2.2	2.0	2.0	2.3	2.0	2.2	2.1	2.6
2.3	1.5	1.6	1.8	2.1	1.9	2.7	2.0
2.3	2.0	1.5	1.7	1.9	1.7	1.5	2.5
2.3	1.6	2.1	1.8	2.1	1.3	2.2	1.7

;

```

/*-----*/
/* Weibull ( Three Parameter ) Case */
/*-----*/

/* Calculate Intial Guess for Parameters */

proc univariate data=wire noprint;
  var length;
  output out=stats n=ss min=minx range=range;
run;

proc transpose data=wire out=row;
  var length;
run;

data intvals;
  merge row stats;
  theta1= minx - .02*range;
  call symput('ss',left(ss));
  call symput('theta1',left(theta1));
run;

/* Get Intial Guesses From 2-Parameter Weibull */

proc capability data=wire noprint;
  var length;
  hist / weibull(theta=&theta1 noprint)
      outfit=parms1 noplot;
run;

data stats;
  merge intvals parms1;
run;

/* INEST= Dataset for PROC NLP */

data parms(type=est);
  set stats;
  keep _type_ sig c theta;
  _type_='parms'; sig = _scale_;
      c = _shape1_;
      theta = _locatn_; output;
  _type_='lb'; sig = 0.;
      c = 0.;
      theta = .; output;
  _type_='ub'; sig = .;
      c = .;
      theta = minx; output;
run;

/* Use PROC NLP to iteratively estimate parameters */

proc nlp data=stats inest=parms tech=nrridg fd phes outest=values;
  array col{*} coll-col&ss;

```

```

min logf;
parms sig, c, theta;
suml = 0;
sumlogx = 0;
do i=1 to ss;
  coli = col{i} - theta;
  sumlogx = sumlogx + log(coli);
  suml = suml + ((coli/sig)**c);
end;
logf = suml - ss*log(c) + ss*c*log(sig) - (c-1)*sumlogx;
run;

```

```

data values;
set values;
if _type_="PARMS" then output; else delete;
keep sig c theta;
call symput('sig',left(sig));
call symput('c',left(c));
call symput('theta',left(theta));
run;

```

```

title '3-Parameter Weibull Estimates';
options nodate;
proc print data=values noobs; run;
title1;

```

```

title 'Distribuicao de Weibull - Estacao Bariri (1974- 1990)';
proc capability data=wire noprint graphics;
var length;
hist / weibull(c=&c sigma=&sig theta=&theta
  color=red)
  cfill = yellow
  cbarline = black
  nolegend;
inset weibull / format = 6.3
  cframe = black
  ctext = black;
run;

```

```

goptions reset=all;

```

Anexo 4 – Relatório do programa SAS emitido para a estação de Bariri

The SAS System

09:12 Thursday, January 9, 2003

PROC NLP: Nonlinear Minimization

Gradient is computed using finite difference approximations.
Hessian is computed using finite difference approximations.

PROC NLP: Nonlinear Minimization

**Optimization Start
Parameter Estimates**

N Parameter	Estimate	Gradient Objective	Lower Bound	Upper Bound	Constraint	Constraint
1 sig	1.247048		0.000000230		0	.
2 c	2.361457		0.000000159		0	.
3 theta	0.836000		-3.809202		.	0.900000

Value of Objective Function = 644.26165578

Hessian Matrix

	sig	c	theta
sig	3349.2254643	-322.4905805	2984.5773837
c	-322.4905805	315.51309764	419.91029942
theta	2984.5773837	419.91029942	5736.0655244

Determinant = 1255515697.5

Matrix has Only Positive Eigenvalues

The SAS System

09:12 Thursday, January 9, 2003

PROC NLP: Nonlinear Minimization

Newton-Raphson Ridge Optimization

Without Parameter Scaling
Gradient Computed by Finite Differences
CRP Jacobian Computed by Finite Differences

Parameter Estimates 3
 Lower Bounds 2
 Upper Bounds 1

Optimization Start

Active Constraints 0 Objective Function 644.26165578
 Max Abs Gradient Element 3.8091081879

Iter	Rest arts	Func Calls	Act Con	Actual			Pred Change
				Max Abs Objective Function	Over Obj Fun Change	Gradient Element	
1	0	2	0	644.25631	0.00535	0.1840	0 0.971
2	0	3	0	644.25630	9.703E-6	0.000490	0 1.000
3	0	12	0	644.25630	1.77E-11	0.000207	512.0 1.000

Optimization Results

Iterations 3 Function Calls 13
 Hessian Calls 4 Active Constraints 0
 Objective Function 644.25629963 Max Abs Gradient Element 0.0002071041
 Ridge 128 Actual Over Pred Change 1

GCONV convergence criterion satisfied.

The SAS System

09:12 Thursday, January 9, 2003

PROC NLP: Nonlinear Minimization

Optimization Results
 Parameter Estimates
 Gradient
 Objective

N	Parameter	Estimate	Function
1	sig	1.243910	0.000001339
2	c	2.354540	-0.000076112
3	theta	0.838774	-0.000207

Value of Objective Function = 644.25629963

Hessian Matrix

	sig	c	theta
sig	3346.3771226	-322.9162348	2981.9923909
c	-322.9162348	317.02459007	426.93536119

theta 2981.9923909 426.93536119 5875.7195049

Determinant = 1369517003.7

Matrix has Only Positive Eigenvalues

3-Parameter Weibull Estimates

sig c theta
1.24391 2.35454 0.83877

Distribuição de Weibull - Estação Bariri (1974- 1990)

**The CAPABILITY Procedure
Fitted Weibull Distribution for length**

Parameters for Weibull Distribution

Parameter	Symbol	Estimate
Threshold	Theta	0.838774
Scale	Sigma	1.24391
Shape	C	2.35454
Mean		1.94112
Std Dev		0.497713

Goodness-of-Fit Tests for Weibull Distribution

Test	Statistic	DF	p Value
Kolmogorov-Smirnov	D 0.0634464		Pr > D 0.001
Cramer-von Mises	W-Sq 0.5074028		Pr > W-Sq 0.040
Anderson-Darling	A-Sq 2.7484106		Pr > A-Sq 0.039
Chi-Square	Chi-Sq 54.7190883	16	Pr > Chi-Sq <0.001

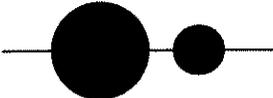
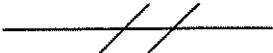
Quantiles for Weibull Distribution

-----Quantile-----

Percent Observed Estimated

1.0	1.00000	1.01509
5.0	1.20000	1.19109
10.0	1.30000	1.31708
25.0	1.60000	1.57157
50.0	1.90000	1.90337
75.0	2.20000	2.26779
90.0	2.60000	2.61144
95.0	2.80000	2.82105
99.0	3.20000	3.21823

Anexo 5 – Legenda das redes

	Rede <i>Duke Energy International</i> Geração
	Rede INMET
	Rede INPE
	Rede CETESB
	Estação meteorológica da Marinha

As estações sem ligação ou marcação fazem parte da rede DAEE

ΑΠΕΙΚΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΠΕΔΙΩΝ ΚΑΙ ΤΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΤΩΝ ΕΡΕΥΝΩΝ

