

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO E PREVISÃO DE VENTOS PARA GERAÇÃO
DE ELETRICIDADE EM SANTA CATARINA**

Dissertação submetida à

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

Para obtenção do grau de

MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ALESSANDRO DALMAZ

Florianópolis, Março de 2007

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO E PREVISÃO DE VENTOS PARA GERAÇÃO
DE ELETRICIDADE EM SANTA CATARINA**

ALESSANDRO DALMAZ

**Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de
MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA**

ENGENHARIA E CIÊNCIAS TÉRMICAS

Sendo aprovada em sua forma final

Júlio César Passos, Dr. - Orientador

Hans Georg Beyer, Dr. – Co-orientador

Fernando Cabral, Ph. D. – Coordenador do Curso

BANCA EXAMINADORA

Sérgio Colle, D. Sc. – Presidente

Edson Bazzo, Dr. Eng.

Miguel Hiroo Hirata, Ph. D.

Samuel Luna de Abreu, Dr. Eng.

**“O peso deste tempo triste nós devemos obedecer.
Falar o que sentimos, não o que devíamos dizer.
O mais velho teve mais. Nós que somos jovens,
nunca veremos tanta coisa nem viveremos tanto tempo.”**

Willian Shakespeare

**Este trabalho é dedicado aos meus pais,
JAIR e KARIN,
e aos meus irmãos,
FERNANDO e ANDERSON.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço às Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC, e aos funcionários: Eng. Antenor Zimmermann, Eng. Wilson Reguse e Eng. Jorge L. G. Oliveira, pelo fornecimento dos dados anemométricos e de geração utilizados neste trabalho, e pelo apoio financeiro, através de dois projetos pelo Edital ANEEL / CELESC, que viabilizaram o início deste estudo.

Agradeço à Dra. Chou Sin Chan e Dr. Enio B. Pereira e ao Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC / INPE pelos dados de previsão de ventos fornecidos pelo modelo Eta. Também ao Dr. Reinaldo Haas, pelos dados de previsão de ventos do modelo GFS e pelos esclarecimentos a respeito das ciências da atmosfera.

Agradeço, em especial, ao orientador desta dissertação, Prof. Dr. Júlio César Passos, pela orientação, conhecimentos, dedicação e atenção, sem a qual não seria possível a conclusão deste trabalho. Agradeço ao Dr. Hans Georg Beyer, pela ajuda, discussões e conhecimento transmitidos, na área de energia eólica.

Agradeço a constante ajuda e colaboração neste e em outros trabalhos dos colegas e amigos do LabSolar / UFSC, Gustavo Kuhnem da Silva, Lucas dos Reis Lisboa, Felipe Francisco Vieira de Araújo, Cristiano Maciel, Michel Lobato e Daniel Besen de Aguiar, e em especial, a Gil Leal Caruso, pelo constante trabalho, esforço e dedicação no tratamento dos dados com as redes neurais, trabalho fundamental para o estudo das previsões apresentadas nesta dissertação. Ainda, a todos os demais amigos do LabSolar / UFSC, que, participando ou não deste trabalho, fazem parte dele.

Pelo apoio financeiro, agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPQ.

Aos amigos e colegas de mestrado em engenharia e ciências térmicas, Rafael Eduardo da Cruz, Moisés Alves Marcelino Neto, Janilson Rossa e Hormando Leocádio Jr. pela amizade e companheirismo durante esta etapa das nossas vidas.

Agradeço especialmente aos meus irmãos, Fernando e Anderson pelo constante apoio, eterna amizade e alegria. Assim como ao amigo Gustavo Antônio Baur Arfux, pela amizade no convívio em tantos anos.

Agradeço especialmente, por todo apoio, amor, carinho e dedicação, a minha namorada Raquele Zilio, “Eu preciso dizer-lhe que.....te adoro, simplesmente porque você existe” (Charles Chaplin).

Um agradecimento especial aos que são os reais responsáveis por este trabalho e por tudo que sou e que consegui até hoje, e para sempre, meus pais Jair e Karin.

Agradeço, também, a todos os meus familiares e amigos, cujos nomes não estão sendo citados neste agradecimento, mas que fazem parte da minha vida.

Meu muito obrigado a todos.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	xi
LISTA DE FIGURAS	xiv
RESUMO	xvi
ABSTRACT	xvii
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO.....	3
2.1. Introdução.....	3
2.2. Histórico.....	4
2.3. Cenário Mundial.....	7
2.3.1. Europa.....	10
2.3.2. Brasil.....	12
2.3.3. Santa Catarina.....	14
2.4. Parques Eólicos no Brasil.....	15
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
3.1. Fundamentos do Aproveitamento Eólico.....	19
3.1.1. Potência do Vento.....	19
3.1.2. Rendimento de Betz.....	20
3.2. Distribuição Estatística de Weibull.....	24
3.3. Metodologia de Cálculo dos Parâmetros de Weibull.....	27
3.4. Perfil de Velocidades.....	29
3.5. Turbulência.....	31
3.6. Cálculo da Energia Produzida por um Aerogerador.....	32
3.7. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.....	36
3.8. Aerogeradores.....	38
3.8.1. Tipos de Aerogeradores.....	39
3.8.1.1. Rotor de Eixo Vertical.....	39
3.8.1.1.1. Rotor Tipo <i>Darrieus</i>	40
3.8.1.1.2. Rotor Tipo <i>Savonius</i>	41
3.8.1.2. Rotor de Eixo Horizontal.....	42
3.8.1.2.1. Rotor Multipás.....	42

3.8.1.2.2. Rotor Tipo Hélice.....	43
3.8.2. Sistema de Transmissão.....	46
3.8.3. Torre.....	47
3.8.4. Controle de Potência.....	47
3.8.5. Sistema de Orientação.....	49
3.8.6. Gerador Elétrico.....	50
3.8.7. Rendimento de um Aero gerador.....	50
3.8.8. Esforços sobre um Aero gerador.....	51
3.8.8.1. Cargas Estacionárias.....	52
3.8.8.2. Cargas Transitórias.....	52
3.8.8.3. Cargas Cíclicas.....	52
3.8.8.4. Cargas Estocásticas.....	53
3.8.8.5. Cargas de Ressonância.....	53
3.9. Custos da Energia Eólica.....	53
3.10. Redes Neurais Artificiais.....	56
3.11. Previsão Eólica.....	59
3.11.1. Modelos de Previsão.....	60
3.11.2. Modelo Eta.....	62
4. POTENCIAL EÓLICO DE SANTA CATARINA.....	64
4.1. Avaliação do Regime de Ventos em Santa Catarina.....	64
4.1.1. Dados Eólicos de Santa Catarina.....	64
4.1.2. Análise dos Dados de Vento de Santa Catarina.....	67
4.1.2.1. Velocidade do Vento.....	68
4.1.2.1.1. Água Doce.....	68
4.1.2.1.2. Bom Jardim da Serra.....	69
4.1.2.1.3. Campo Erê.....	70
4.1.2.1.4. Imbituba.....	72
4.1.2.1.5. Laguna.....	73
4.1.2.1.6. Urubici.....	74
4.1.2.2. Direção dos Ventos.....	75
4.1.2.2.1. Água Doce.....	75
4.1.2.2.2. Bom Jardim da Serra.....	77
4.1.2.2.3. Campo Erê.....	78
4.1.2.2.4. Imbituba.....	79

4.1.2.2.5. Laguna.....	80
4.1.2.2.6. Urubici.....	81
4.1.2.3. Intensidade de Turbulência.....	82
4.2. Avaliação do Potencial Eólico de Santa Catarina.....	83
4.2.1. Densidade de Potência.....	84
4.2.2. k – Parâmetro de Forma de Weibull.....	86
4.2.3. Cálculo da Energia Produzida.....	87
4.2.4. Fator de Capacidade.....	87
4.3. Discussão Sobre o Potencial Eólico das Localidades Estudadas.....	89
5. DADOS DE GERAÇÃO DAS USINAS EÓLICAS DE SANTA CATARINA.....	93
5.1. Comparação Entre o Potencial Calculado e os Dados de Geração.....	94
5.2. Considerações Sobre os Valores de Geração Eólica nas Usinas Eólicas de Santa Catarina.....	98
6. ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO UTILIZANDO O WAsP.....	99
6.1. Potencial Eólico e de Geração de Santa Catarina Estimado Através do WAsP.....	99
6.2. Comparação Entre os Resultados do Potencial Eólico Determinado com o WAsP, Valores Calculados e Valores de Potência Gerada.....	115
6.3. Resumo do Capítulo.....	120
7. PREVISÃO DE VENTOS PARA GERAÇÃO EÓLICA.....	122
7.1. Comparação dos Perfis de Velocidade com os Dados de Medição.....	122
7.2. Comparação Entre a Previsão com o Modelo Eta e as Medições.....	127
7.2.1. Comparação Entre os Dados Previstos e os Medidos.....	128
7.2.2. Eta (corrigido) x Celesc.....	129
7.3. Previsão Eólica Com Uso de Redes Neurais Artificiais.....	131
7.3.1. Análise dos Resultados de Velocidade Prevista Através do Uso de Redes Neurais Artificiais.....	132
7.3.2. Previsão de Potência com Redes Neurais.....	137
7.4. Considerações Sobre Previsão de Geração Eólica.....	139
8. CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS.....	141
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	144

ANEXOS.....	151
ANEXO A – Velocidades Médias Mensais.....	152
ANEXO B – Intensidade de Turbulência Médias Mensais.....	162
ANEXO C - Resultados.....	168
ANEXO D – Curvas de Duração de Velocidade.....	169
ANEXO E – Comparações Eta x Celesc.....	170

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Contribuições de diversas formas de geração.....	7
Tabela 2.2. Capacidade Instalada em 2004.....	9
Tabela 2.3. Maiores potenciais eólicos instalados no mundo.....	9
Tabela 2.4. Metas para geração eólica na Europa.....	10
Tabela 2.5. Maiores mercados de energia eólica na Europa em 2004.....	11
Tabela 2.6. Geração de energia elétrica no Brasil.....	13
Tabela 2.7. Empreendimentos eólicos em funcionamento no Brasil.....	15
Tabela 3.1. Rugosidade Superficial.....	29
Tabela 3.2. Desenvolvimento dos aerogeradores, redução dos custos de construção.....	54
Tabela 4.1. Estações anemométricas no Estado de Santa Catarina.....	65
Tabela 4.2. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Água Doce.....	69
Tabela 4.3. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Bom Jardim da Serra.....	70
Tabela 4.4. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Campo Erê.....	71
Tabela 4.5. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Imbituba.....	72
Tabela 4.6. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Laguna.....	73
Tabela 4.7. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Urubici.....	74
Tabela 4.8. Valores de intensidade de turbulência e seus desvios padrão – Médias Anuais....	83
Tabela 4.9. Densidade de Potência do vento calculada com massa específica do ar de 1,2 kg / m ³	85
Tabela 4.10. Densidade de potência do vento utilizando massa específica calculada para o local.....	85
Tabela 4.11. Fator de Capacidade médio para cada sítio eólico.....	88
Tabela 4.12. Valores médios de algumas variáveis dos ventos de Santa Catarina.....	89
Tabela 4.13. Valores médios para cada sítio.....	89
Tabela 5.1. Comparação entre valores calculados e medidos de potência para Água Doce.....	94
Tabela 5.2. Comparação entre valores calculados e medidos de potência para Bom Jardim da Serra.....	95
Tabela 6.1. Potencial e Energia Anual estimados pelo WASP para Água Doce com AG E-40 (600 kW), H = 48 m.....	101
Tabela 6.2. Potencial e Energia Anual estimados pelo WASP para Água Doce com AG E-48 (800 kW), H = 70m.....	101
Tabela 6.3. Potencial e Energia Anual estimados pelo WASP para Água Doce com AG E-70 (2000 kW), H = 113 m.....	102

Tabela 6.4. Recursos eólicos de Água Doce, ano 2002.....	103
Tabela 6.5. Potencial estimado pelo WasP para Bom Jardim da Serra, AG E-40, H= 48 m..	103
Tabela 6.6. Potencial estimado pelo WasP para Bom Jardim da Serra, AG E-48, H= 70 m..	103
Tabela 6.7. Potencial estimado pelo WasP para Bom Jardim da Serra, AG E-70, H= 113 m	103
Tabela 6.8. Recursos eólicos para Bom Jardim da Serra, ano 2001.....	104
Tabela 6.9. Potencial estimado pelo WasP para Imbituba, AG E-40, H= 48 m.....	105
Tabela 6.10. Potencial estimado pelo WasP para Imbituba, AG E-48, H= 70 m.....	105
Tabela 6.11. Potencial estimado pelo WasP para Imbituba, AG E-70, H= 113 m.....	105
Tabela 6.12. Recursos eólicos de Imbituba, ano 2000.....	106
Tabela 6.13. Potencial estimado pelo WasP para Campo Erê, AG E-40, H= 48 m.....	107
Tabela 6.14. Potencial estimado pelo WasP para Campo Erê, AG E-48, H= 70 m.....	107
Tabela 6.15. Potencial estimado pelo WasP para Campo Erê, AG E-70, H= 113 m.....	107
Tabela 6.16. Recursos eólicos de Campo Erê, ano 2000.....	108
Tabela 6.17. Potencial estimado pelo WasP para Laguna, AG E-40, H= 48 m.....	109
Tabela 6.18. Potencial estimado pelo WasP para Laguna, AG E-48, H= 70 m.....	109
Tabela 6.19. Potencial estimado pelo WasP para Laguna, AG E-70, H= 113 m.....	109
Tabela 6.20. Recursos eólicos de Laguna, ano 2000.....	110
Tabela 6.21. Potencial estimado pelo WasP para Urubici, AG E-40, H=48 m.....	111
Tabela 6.22. Potencial estimado pelo WasP para Urubici, AG E-48, H= 70 m.....	111
Tabela 6.23. Potencial estimado pelo WasP para Urubici, AG E-70, H= 113 m.....	111
Tabela 6.24. Recursos eólicos de Urubici, ano 2002.....	112
Tabela 6.25. Influência da localização dos aerogeradores.....	113
Tabela 6.26. Diferenças nas estimativas para aerogeradores em posições diferentes.....	114
Tabela 6.27. Influência da altura do eixo do aerogerador.....	115
Tabela 6.28. Comparação entre: valores calculados conforme seção 3.3, e os valores determinados através do WASP.....	116
Tabela 6.29. Validação da simulação WASP para Água Doce.....	117
Tabela 6.30. Validação da simulação WASP para Bom Jardim da Serra.....	117
Tabela 6.31. Validação da simulação WASP para Imbituba.....	118
Tabela 6.32. Validação da simulação WASP para Campo Erê.....	119
Tabela 6.33. Validação da simulação WASP para Laguna.....	119
Tabela 6.34. Validação da simulação WASP para Urubici.....	119
Tabela 7.1. Comparação entre perfis de velocidade. Água Doce janeiro de 2002.....	124
Tabela 7.2. Comparação entre perfis de velocidade. Água Doce Julho de 2002.....	125

Tabela 7.3. Variação do perfil de velocidade do vento com a rugosidade.....	127
Tabela 7.4. RMSE para comparação Eta x CELESC	128
Tabela 7.5. Valores de rugosidade do modelo Eta.....	130
Tabela 7.6. Resultados das Comparações entre os resultados de velocidade Eta corrigida e CELESC medida.....	130
Tabela 7.7. Resultados através de redes neurais para Água Doce e B. Jardim da Serra.....	133
Tabela 7.8. Resultados da comparação Eta x CELESC com treinamento a cada mês ou ano todo	134
Tabela 7.9. Resultados de previsão para rede neural alimentada	135
Tabela 7.10. Comparação entre parâmetros de Weibull calculados com dados Eta e CELESC	136
Tabela 7.11. Resultados com dados de previsão Eta com três camadas	136
Tabela 7.12. Previsão de potência utilizando RNA	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Potência instalada acumulada no mundo	8
Figura 2.2. Potência Eólica Anual instalada no Mundo	9
Figura 2.3. Potência anual instalada na Europa	11
Figura 2.4. Potência Acumulada na Europa	11
Figura 3.1. Tubo de corrente	20
Figura 3.2. Curva do coeficiente de potência	24
Figura 3.3. Comparação entre a curva de distribuição de Weibull e os dados medidos	25
Figura 3.4. Curva de Distribuição de Velocidade de Vento de Weibull	26
Figura 3.6. Curva de Potência de um Aerogerador E-40/6.4 (600 kW)	32
Figura 3.7. Curva de Duração de Velocidade para Água Doce 2002	33
Figura 3.8. Curva de Duração de Potência, Água Doce 2002	34
Figura 3.9. Mapa do potencial eólico da região Sul do Brasil (Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001	38
Figura 3.10. Aerogerador tipo Darrieus	40
Figura 3.11. Aerogerador Eole C. Tipo Darrieus, 4,2 MW.....	41
Figura 3.12. Aerogerador Eole C. 4,2 MW	41
Figura 3.13. Rotor Savonius	42
Figura 3.14. Rotor multipás	43
Figura 3.15. Primeiro aerogerador utilizado para geração de eletricidade, Charles Brush 1888	43
Figura 3.16. Aerogerador da usina eólica de Bom Jardim da Serra	44
Figura 3.17. Aerogerador com rotor a sotavento (downwind)	45
Figura 3.18. Controle ativo de potência (pitch)	49
Figura 3.19. Custos da energia de fonte eólica	54
Figura 3.20. Neurônio biológico	56
Figura 3.21. Neurônio de McCulloch	57
Figura 3.22. Exemplos de função de ativação	57
Figura 3.23. Exemplo de rede com backpropagation	59
Figura 3.24. Etapas de um Modelo de Previsão Eólica	61
Figura 4.1. Localização das estações anemométricas da CELESC	65
Figura 4.2. Espectro das variações do vento em diversas frequências	66
Figura 4.3. Médias Anuais, Água Doce	69
Figura 4.4. Médias Anuais, Bom Jardim da Serra	70

Figura 4.5. Médias Anuais, Campo Erê	71
Figura 4.6. Médias Anuais, Imbituba	72
Figura 4.7. Médias Anuais, Laguna	73
Figura 4.8. Médias Anuais, Urubici	74
Figura 4.9. Rosa dos Ventos para Água Doce	76
Figura 4.10. Rosa dos Ventos para Bom Jardim da Serra	78
Figura 4.11. Rosa dos Ventos para Campo Erê	79
Figura 4.12. Rosa dos Ventos para Imbituba	80
Figura 3.13. Rosa dos Ventos para Laguna	81
Figura 4.14. Rosa dos Ventos para Urubici	82
Figura 4.15. Comparação entre localidades com velocidade média próximas e diferentes valores de k	91
Figura 5.1. Curvas de Potência para Água Doce	96
Figura 5.2. Curvas de Potência para Bom Jardim da Serra 2002	97
Figura 5.3. Curvas de Potência para Bom Jardim da Serra 2003	97
Figura 5.4. Curvas de Potência para Bom Jardim da Serra 2004	97
Figura 6.1. Recursos eólicos de Água Doce, ano 2002	102
Figura 6.2. Recursos eólicos de Bom Jardim da Serra, ano 2001	104
Figura 6.3. Recursos eólicos de Imbituba, ano 2000	106
Figura 6.4. Recursos eólicos de Campo Erê, ano 2000	108
Figura 6.5. Recursos eólicos de Laguna, ano 2000	110
Figura 6.6. Recursos eólicos de Urubici, ano 2002	112
Figura 6.7. Simulação com o WAsP, para Água Doce ano 2002, com AG E-40, em dois pontos	113
Figura 6.8. Simulação com o WAsP, para Bom Jardim da Serra ano 2001, com AG E-40, em dois pontos	114
Figura 7.1. Comparação entre os dados medidos e os calculados com a Eq. (3.34)	125
Figura 7.2. Comparação entre os dados medidos e os calculados com as Eqs. (3.35) e (3.36)	126
Figura 7.3. Dados medidos (CELESC) a 30 e 48 m de altura	126
Figura 7.4. Perfil de velocidade com as três equações, com a referência para $z = 10$ m, com dados do modelo Eta	126
Figura 7.5. Campo Erê julho de 2002	129
Figura 7.6. Esquema do procedimento de cálculo com estação anemométrica em um quadrado cujos vórtices contém os dados previstos pelo Eta	132

RESUMO

O trabalho é dividido em duas partes, na primeira delas o objetivo é a análise das principais características dos ventos em seis localidades do Estado de Santa Catarina visando a determinar o potencial eólico para geração de eletricidade, enquanto na segunda parte se faz um estudo sobre previsão de velocidade de ventos e geração eólica com base em dados de velocidade de vento gerados pelo modelo meteorológico de meso-escala Eta, do CPTEC / INPE. A primeira parte do trabalho refere-se ao tratamento estatístico dos dados de velocidade de vento, através da distribuição de Weibull, medidos nas estações anemométricas da CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.). São determinadas as velocidades médias, a regularidade, a direção preferencial dos ventos, assim como o fator de capacidade do local e a quantidade esperada de energia a ser gerada. Os dados de potência gerada pelos aerogeradores em operação, no Estado, foram comparados aos valores estimados através dos cálculos com as velocidades medidas em campo. Na segunda parte do estudo, os dados previstos pelo modelo Eta do CPTEC / INPE, serviram de base para o treinamento de redes neurais, a partir da comparação com os dados de campo da CELESC, possibilitando uma avaliação da capacidade de previsão de velocidade de vento e de potência para um horizonte de 6h. A questão da previsão de geração elétrica por fonte eólica tornar-se-á de grande importância à medida que aumente a sua participação no balanço energético do país. Os resultados mostram que a técnica de previsão por meio de redes neurais é adequada, apesar de ainda apresentar as limitações decorrentes do escasso banco de dados de velocidade e direção do vento. O estudo sobre o potencial eólico de Santa Catarina indica a existência de localidades com características de ventos adequadas à geração. Dentre as regiões analisadas, destacam-se Laguna e Urubici, que apresentaram valores de fator de capacidade, FC, de 0,40 e 0,34, respectivamente, com velocidades médias anuais em torno de 8 m/s, apesar do baixo valor do fator de forma, k, em torno de 1,8, e Água Doce, com valores de FC em torno de 0,24, velocidade média em torno de 6 m/s e k de 2,4, apresentando resultados satisfatórios para geração de eletricidade. Ainda, nas demais localidades, estimativas feitas com auxílio do programa WASP mostram que todas apresentam regiões com valores de FC maiores ou iguais a 0,30. A metodologia desenvolvida neste trabalho, embora se restrinja a uma análise de caso para Santa Catarina, poderá ser estendida a todo o país.

Palavras chave: Energia eólica, Distribuição de Weibull, Previsão de geração, Fontes alternativas.

ABSTRACT

This study is divided in two parts, in the first one the objective is the analysis of the main wind characteristics for in six places in the State of Santa Catarina aiming to determine the wind power for energy generation, in the second one, a study about wind speed and wind power forecast is made based on CPTEC / INPE Eta mesoscale meteorological model wind speed data. The first part of this study refers to a statistical treatment of wind speed data collected by CELESC, using the Weibull Distribution. The average speeds, regularity, and the main wind direction are determined, as well as capacity factor, FC, of the locations and the estimated power generation potential. In this study, the power generation data collected from the operating wind turbines are also analyzed. These data are compared with the results calculated from the measured wind speeds. In the second part of the study, the predicted data from Eta model, served as a basis for the training of artificial neural networks, through comparison with the measured CELESC data. Their capacity to forecast power generation and wind speed within 6h is evaluated. The wind power forecast will be more important with the growth of the electricity generation by wind power in Brazil. The results show that techniques of forecast by means of neural networks are feasible, although more in-depth studies are limited by the scarce availability of wind speed and direction data. The study about wind potential in the State of Santa Catarina shows that there are areas with wind characteristics for energy generation. Based on the results of this work, the best places in Santa Catarina is Laguna and Urubici with 0.40 and 0.34 for FC values, respectively, and wind velocity near to 8 m/s, despite the low value of Weibull shape factor, k , near to 1.8, and Água Doce with FC values near to 0.24, 6 m/s wind velocity and k factor near to 2.4 show adequate results for electricity generation. In the other places, estimates with WASP aid show that, there are areas with FC greater than 0.30 in all analyzed places. The method developed in this study will be able to apply in other regions of the country, in spite of being a study perform in the State of Santa Catarina.

Key words: Wind Energy, Weibull Distribution, Energy Generation Forecast, Renewable Sources.

1. INTRODUÇÃO

Para suprir a demanda mundial de energia, é do conhecimento de todos a grande dependência das sociedades industriais modernas dos combustíveis fósseis, principalmente o petróleo. O petróleo e seus derivados, assim como o carvão, são grandes responsáveis pela produção de gases causadores do efeito estufa além de não possuírem reservas permanentes. Essa dependência em relação a estes combustíveis ameaça a estabilidade ecológica do planeta e deixa a humanidade em situação desconfortável em relação à oferta de energia para o futuro. Outra forma de geração de energia que se destaca no mundo é a nuclear. A geração nuclear de energia elimina o problema das emissões de gases na atmosfera. No entanto, este benefício é substituído pelos resíduos nucleares, que sem uma solução até hoje encontrada, representam uma terrível herança deixada através dos séculos às futuras gerações.

Para que a demanda de energia seja atendida, sem que com isso o planeta seja levado à destruição, é necessária a utilização de outras formas menos agressivas de geração de energia, menos poluentes, conservando os recursos naturais.

Existem algumas alternativas para essa redução da dependência das fontes convencionais, na forma das fontes renováveis de geração de energia tais como: hídrica, eólica, solar, biomassa entre outras. Dentre elas a que se destaca é a fonte hídrica, já muito utilizada em várias regiões do mundo, sendo a principal fonte na matriz energética brasileira para geração de eletricidade.

A energia eólica vem, nos últimos anos, despontando como uma das principais fontes alternativas de energia no mundo. Ela tem se destacado pelo reduzido impacto ambiental e pela sua base tecnológica e industrial já desenvolvida, além da experiência e confiabilidade adquiridas com a operação de grandes parques eólicos, principalmente na Europa e EUA, Millais (2005a), Camargo (2005). A tecnologia para geração eólica ajuda no desenvolvimento econômico gerando empregos. Na Dinamarca, por exemplo, são 16 mil empregos, considerando a fabricação, manutenção, instalação e consultorias, além de mais 8 mil empregos, relacionados à instalação e à fabricação de componentes dos aerogeradores, no mundo, Krohn (2002), Millais e Teske (2005).

Até há pouco tempo, o custo mais elevado dos investimentos, quando comparados aos das usinas de petróleo e gás, e os maiores riscos inibiam os investidores na geração de eletricidade por fontes alternativas, mas isso vem mudando com vários programas de incentivo a fontes alternativas, Salles (2004).

Neste trabalho, é feita uma análise do potencial eólico do Estado de Santa Catarina, através do estudo das características dos ventos em algumas localidades e a previsão de geração de eletricidade baseada em dados do modelo meteorológico de meso-escala Eta.

A presente dissertação está estruturada conforme apresentado a seguir.

No capítulo 2, encontra-se uma descrição geral sobre a energia eólica no Brasil e no mundo, suas origens históricas, e um breve comentário sobre os parques eólicos atualmente em funcionamento no Brasil.

No capítulo 3 tem-se a revisão bibliográfica, onde são expostos os assuntos relacionados com o trabalho. Os fundamentos da energia eólica, características dos ventos, tratamento estatístico, metodologia de cálculo usada no trabalho, assim como uma breve descrição sobre redes neurais, sistemas de previsão eólica, aerogeradores e custos da energia eólica.

No capítulo 4, são feitas as análises sobre as características eólicas do Estado de Santa Catarina, a partir dos dados de vento coletados em estações anemométricas em diversas regiões do Estado de Santa Catarina. São apresentados os resultados do estudo sobre a avaliação do potencial eólico para seis localidades de Santa Catarina: Água Doce, Bom Jardim da Serra, Campo Erê, Imbituba, Laguna e Urubici.

O capítulo 5 traz os dados de geração dos parques eólicos em funcionamento em Santa Catarina, localizados em Água Doce e Bom Jardim da Serra, assim como uma comparação entre os valores gerados e os estimados através dos dados medidos em campo.

No capítulo 6, é feita uma avaliação das características do vento no Estado, através da ferramenta WAsP, programa usado para estudo de potencial eólico, onde se pode incluir as características de topografia da região, através de mapas de relevo local.

E por fim, o capítulo 7 apresenta o estudo sobre a previsão de ventos para geração eólica, onde, através de dados de previsões meteorológicas e um programa de redes neurais artificiais, visa-se à adequar as previsões em maior escala do modelo meteorológico de meso-escala à realidade local do sítio eólico.

2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO

2.1. INTRODUÇÃO

Os ventos têm origem na dinâmica da atmosfera terrestre, e são causados, principalmente, pelos gradientes de pressão da atmosfera aliados ao movimento próprio de rotação da Terra. Os gradientes de pressão são causados pelos gradientes de temperatura resultantes do aquecimento diferenciado da superfície da Terra pelo Sol. A região próxima da linha do Equador, latitudes próximas de zero, recebem uma maior incidência de energia proveniente do Sol em relação aos trópicos e aos pólos da Terra, originando os gradientes de temperatura que causam o movimento da atmosfera terrestre. Então, os ventos e a energia eólica são efeitos permanentes da dinâmica do nosso planeta, por isso são considerados uma fonte renovável de energia.

Um grande desafio enfrentado pela humanidade é atender à demanda sempre crescente de energia e, ao mesmo tempo, controlar as agressões ao meio ambiente, responsáveis por mudanças climáticas que alteram as características do planeta. A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que, seguindo os padrões atuais, a demanda mundial por eletricidade poderá dobrar entre 2002 e 2030, Millais (2005a). Até 2030, o setor energético, fortemente dependente de combustíveis fósseis, poderá ser responsável por 45% das emissões globais de carbono. A energia eólica dispõe de tecnologias já comprovadas para responder a esses problemas em escala global, Millais (2005a). A geração eólica se utiliza de uma fonte que evita por completo a emissão dos gases de efeito estufa, Millais e Teske (2005). Quando há energia de fonte eólica disponível na rede elétrica, as formas convencionais de geração podem reduzir suas contribuições, poupando assim recursos naturais, diminuindo a emissão de poluentes e gases nocivos na atmosfera e poupando recursos hídricos dos reservatórios, principalmente em épocas de escassez de chuvas. As usinas eólicas, hoje instaladas na Europa, eliminam a emissão de mais de 50 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano, Millais (2005a).

A energia eólica é um recurso abundante e, além de segura e limpa, não há custos com aquisição de combustíveis e riscos com preços de combustíveis a longo prazo, Millais (2005a). No mundo, estima-se que o potencial eólico tecnicamente aproveitável seja maior do que o dobro do consumo mundial de eletricidade previsto para 2020, e a energia eólica é a fonte energética de maior crescimento atualmente, EWEA (2005). Este tipo de geração de energia apresenta uma certa vantagem sobre as demais fontes alternativas por já existir uma tecnologia desenvolvida. A tecnologia envolvida já está disponível para implementação e

fazendas eólicas já estão sendo construídas para fornecimento de energia em escala equivalente às usinas de fontes convencionais. Todo o sucesso da indústria eólica até os dias de hoje foi impulsionado pelos esforços de poucos países, principalmente Dinamarca, Alemanha e Espanha. Fica evidente que com os esforços de mais países o impacto seria maior, Millais (2005a). Isso mostra que a energia eólica ainda tem muito a oferecer como recurso disponível, limpo e renovável.

Apesar destas importantes características, este tipo de geração de energia sofre objeções contra sua utilização em larga escala. A principal razão é inerente à sua própria origem já que depende das condições atmosféricas.

Ao contrário das formas convencionais de geração de energia elétrica, a geração eólica não apresenta uma fácil previsão da quantidade de energia que será gerada. Pois a energia oriunda de uma planta eólica depende da velocidade e direção do vento naquela localidade e essas condições não podem ser controladas, devido à característica do vento de possuir variações espaciais tanto na superfície quanto na altura e contar com uma característica aleatória muito importante, Lacera e Xiberta (2004).

Até há pouco tempo, eram tímidos os investimentos espontâneos dos empreendedores na geração elétrica através de fontes eólicas. No entanto, ao longo dos últimos anos, diversos fatores contribuíram para a redução dos custos da energia eólica. Dentre estes fatores mais importantes, podem ser citados o avanço tecnológico e o aumento de investimentos, crescente preocupação com o meio ambiente, pressão contrária da sociedade contra os meios convencionais e, principalmente, políticas governamentais de incentivos à geração eólica e desenvolvimento tecnológico. Essas ações por parte dos governos se dão, principalmente, através do estabelecimento de valores de energia, via preço, obrigatoriedade de percentual mínimo de compra de energia de fontes alternativas e incentivos fiscais para compra de equipamentos, Salles (2004).

Empresas de geração de energia elétrica estão investindo em geração eólica, assim como outras fontes renováveis, e os principais motivos são: recebimento de subsídios; *marketing* por estar investindo em fontes renováveis e contribuindo para a preservação do meio ambiente; ou por serem obrigadas, por seus governos, a contribuírem na diversificação da matriz energética, Salles (2004).

2.2. HISTÓRICO

A energia dos ventos vem sendo utilizada há milhares de anos para produzir trabalho, usando a força dos ventos, principalmente no transporte por embarcações marítimas. Os

registros mais antigos sobre navegações encontram-se nos hieróglifos egípcios, E.Barsa (2002), que utilizavam velas em suas embarcações para auxiliar a propulsão a remo. Por volta do ano 1000 a.C., os fenícios, que foram os pioneiros na navegação comercial, já utilizavam barcos movidos exclusivamente a velas, Rostand (2006). As velas perduraram como propulsoras das embarcações por vários séculos. Até a idade média, as embarcações dispunham de apenas uma vela, sendo que a partir do século XVI até o século XVIII, foram aumentando o número de velas e mastros nas embarcações, o que possibilitou as grandes navegações naquela época, E.Barsa (2002). Os barcos à vela foram perdendo seu espaço no século XIX, com o início da propulsão a vapor.

Outra forma de se aproveitar a força dos ventos, ao longo dos séculos, foi através dos moinhos de vento. Os moinhos já existiam anteriormente e eram utilizados com a força das águas, moinhos de água. Num tratado do século I a.C., um arquiteto romano, chamado Vitruvius, faz uma descrição de um moinho de água. Este é o registro mais antigo da utilização de moinhos de água, E.Barsa (2002). Os primeiros registros de moinhos de vento datam do século VII, ano 644, na Pérsia, onde, atualmente, se localiza o Irã, estes apresentavam vantagens em relação aos movidos pela água devido a maior disponibilidade dos ventos em relação aos cursos de água, que nem sempre ficavam próximos de onde eram necessários. Os moinhos de vento foram utilizados na Europa por mais de 600 anos, do século XII até início do século XIX, E.Britânica (1965). Durante este período, a força do vento foi usada para diversos processos tais como: moagem de grãos, bombeamento de água e para movimentar serrarias, entre outros.

Com a revolução industrial, a partir do século XIX, houve o declínio do uso da energia eólica, causado pelo emprego crescente das máquinas a vapor, alimentadas por combustíveis fósseis, na produção de força motriz. Este declínio durou em torno de 100 anos, se intensificando após a I Guerra Mundial, com o desenvolvimento dos motores de combustão interna, E.Barsa (2002).

A força do vento foi bastante explorada, no século XIX, nos Estados Unidos, principalmente para bombeamento de água, onde eram empregados rotores eólicos do tipo multipás. Nesta época, este tipo de rotor, chegou a ser produzido de forma industrial, chegando a milhares fabricados por ano. Inclusive no Brasil, pelos anos de 1880, existiram algumas fábricas desse tipo de máquina, Amarante et al (2001a).

A utilização do vento para geração de energia elétrica teve início no final do século XIX, com a primeira turbina eólica para geração de eletricidade desenvolvida pelo americano

Charles Brush (1849-1929), em 1888, cuja energia gerada era armazenada em baterias. A empresa de Charles Brush, chamada Brush Electric, situada em Cleveland, Ohio, foi vendida em 1889 e em 1892 fundiu-se com a Edison General Electric Company, dando origem a General Electric Company. A turbina eólica de Brush era composta de um gerador de 12 kW e 144 pás de madeira com 17 metros de diâmetro, esteve em operação durante 20 anos, Krohn (2003).

Durante os anos de operação da turbina eólica de Brush, outro pioneiro se destaca. Poul la Cour, nascido na Dinamarca (1846-1908), descobre que uma turbina eólica com menor número de pás e maior velocidade de rotação é mais adequada à geração de energia elétrica. Poul la Cour era físico, meteorologista, inventor e editor do “Journal of Wind Electricity”, publicado pela primeira vez em 1904. Recebeu verba no ano de 1897 para construção de uma nova turbina eólica, cujo protótipo ficou pronto alguns anos depois. É considerado o pioneiro no desenvolvimento dos modernos aerogeradores e conhecido por seus experimentos com modelos de aerogeradores em pequenos túneis de vento, Poul La Cour (2003) e Krohn (2003).

Por volta de 1930, nos EUA, passou-se a usar a energia eólica para produzir energia elétrica com pequenos aerogeradores ligados a baterias, que possibilitaram o acesso à eletricidade de habitantes afastados dos centros urbanos. A geração eólica isolada foi perdendo sua utilidade com o passar dos anos em virtude da chegada da eletricidade por meio de cabos até as áreas mais afastadas, Amarante et al (2001a).

A tecnologia para se explorar em larga escala a força dos ventos para produção de eletricidade já estava disponível décadas atrás. Experimentos de produção eólio-elétricas já se destacavam nos Estados Unidos e Europa nas décadas de 1940 e 1950. Podendo-se dizer que o precursor dos modernos aerogeradores nasceu na Alemanha por volta de 1955, com pás fabricadas com materiais compósitos, controle de passo da pá e torre tubular, Amarante et al (2001a).

Um grande impulso para formas alternativas de produção de energia foi dado nas décadas de 1970 e 1980, após a primeira grande crise do petróleo. Vários países, principalmente europeus e os Estados Unidos, passaram a despender recursos em estudos de novas formas de geração de energia, onde a energia eólica foi incluída. Na década de 1980, nos Estados Unidos, parques eólicos de grande escala, ligados diretamente à rede elétrica, já complementavam a produção de energia. A primeira turbina eólica ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976 na Dinamarca, Aneel (2002). O Brasil também entrou nessa busca, com um projeto conjunto entre os institutos de pesquisas aeroespaciais do Brasil e da Alemanha que permitiu o desenvolvimento de uma turbina de 100 kW, batizada com o nome de DEBRA (DEBRA = deutsch brasileira), Amarante et al (2001a).

Atualmente, existem mais de 30.000 turbinas eólicas em funcionamento no mundo, Aneel (2002), onde os principais exploradores deste recurso são a Alemanha, Estados Unidos, Espanha e Dinamarca, somente na Alemanha existem mais de 18 mil aerogeradores instalados, Ender (2006a). Com os incentivos ao emprego racional da energia dos ventos, principalmente na Dinamarca e Alemanha, ocorreram grandes desenvolvimentos tecnológicos na fabricação dos aerogeradores, o que permitiu uma redução nos custos e melhoramento do rendimento das máquinas. Estima-se que o custo de instalação de uma turbina eólica moderna esteja em torno de US\$ 1.000 / kW, Aneel (2002). No Brasil este valor é maior, em torno de 60%, segundo Molly (2005). No final de 2001, a potência mundial instalada de origem eólica superava 23 GW, com taxa de crescimento anual próxima de 30%, Aranda (2003), sendo que após este ano a taxa de crescimento diminuiu um pouco, ficando pouco acima dos 21% em média, chegando ao final de 2005 com praticamente 60 GW eólicos instalados no mundo, segundo dados de Ender (2005) e Ender (2006b). Desta forma, vários países traçam metas de aumento de produção de energia elétrica por meios da energia eólica aproveitando, assim, esse recurso. Existem muitos problemas a serem resolvidos, mas de qualquer forma, a energia dos ventos já vem se mostrando como uma fonte bastante promissora e ainda muito pouco explorada na maior parte do mundo.

2.3. CENÁRIO MUNDIAL

Apesar de a primeira turbina eólica para a produção de energia elétrica – multipás de 17 m de diâmetro e 12 kW de Charles Brush – ter sido desenvolvida em 1888, ainda na década de 1980 a contribuição da energia eólica para a geração de energia elétrica, no mundo, era insignificante.

A crise do petróleo, na década de 1970, incentivou a busca por energias alternativas, a fim de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade. Porém, apesar desse incentivo hoje em dia verifica-se, ainda, uma enorme dependência dos combustíveis fósseis para geração de eletricidade e uma contribuição quase nula das fontes alternativas, conforme é mostrado na Tab. 2.1, EIA (2005).

Tabela 2.1. Contribuições de diversas formas de geração.

Geração de Energia Elétrica no Mundo		
Fonte	1980	2004
Fóssil	69,30%	67,96%
Hídrica	23,50%	19,71%
Nuclear	6,90%	9,83%
Outros	0,30%	2,50%

Fonte: EIA (2005)

Na década de 1990, intensificaram-se, principalmente na Alemanha e Espanha, os investimentos e incentivos a fontes alternativas devido ao aumento da preocupação com a preservação ambiental, preocupação esta que ainda é um grande impulso à expansão da energia eólica. Governos estabeleceram metas e projetos de incentivo, além de apoio financeiro, para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia, dentre as quais a energia eólica se destaca em vários países.

Em 1990, a potência eólica instalada no mundo era inferior a 2 GW. Em 1994, tinha subido para mais de 3,5 GW, já em 1998 atingiu os 10 GW e, em setembro de 2000, a capacidade instalada era superior a 15 GW. Nos dias de hoje, somente a Alemanha já contribui com potência superior a essa, Aneel (2002). No final de 2001, já havia 23 GW de potência instalada no mundo, EWEA (2003).

Principalmente nos países europeus, constata-se um crescimento da utilização da energia eólica como forma de diversificar a matriz energética, ajudar no suprimento da demanda de energia e diminuir o impacto da geração de energia no meio ambiente. No final do ano de 2001, 80% do total da potência eólica instalada no mundo estava na Europa (mais de 16 GW), Aranda (2003).

Em 2003, mais de 37 GW de potência eólica estavam instalados em 50 países no mundo, ver Fig. 1.1, sendo 28,5 GW, na Europa, Millais (2005b).

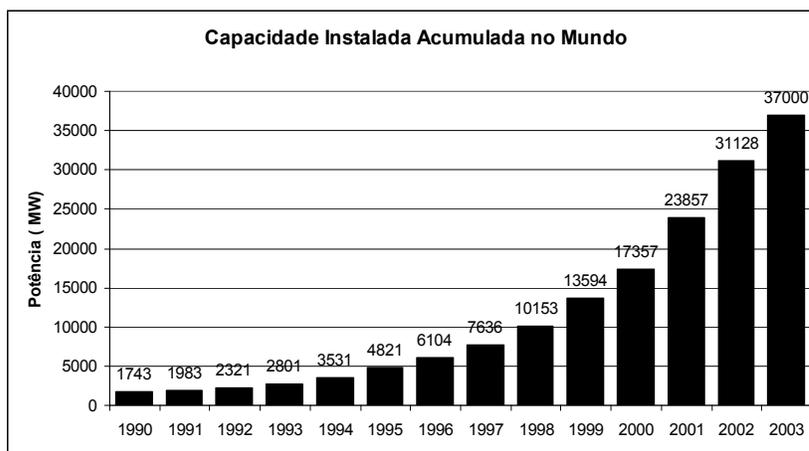


Figura 2.1. Potência instalada acumulada no mundo.

Fonte: EWEA (2003)

Em 2004, foram instalados cerca de 8 GW de potência em aerogeradores no mundo, ver Tab. 2.2 e Fig. 2.2, Millais (2005b).

Tabela 2.2. Capacidade Instalada em 2004.

Novas Instalações Eólicas pelo Mundo em 2004		
	(%)	Potência (MW)
Europa	72,4	5774
Ásia	15,9	1269
America do Norte	6,4	512
Regiões do Pacífico	4,1	325
America Latina	0,6	49
Africa	0,6	47

Fonte: Millais (2005)

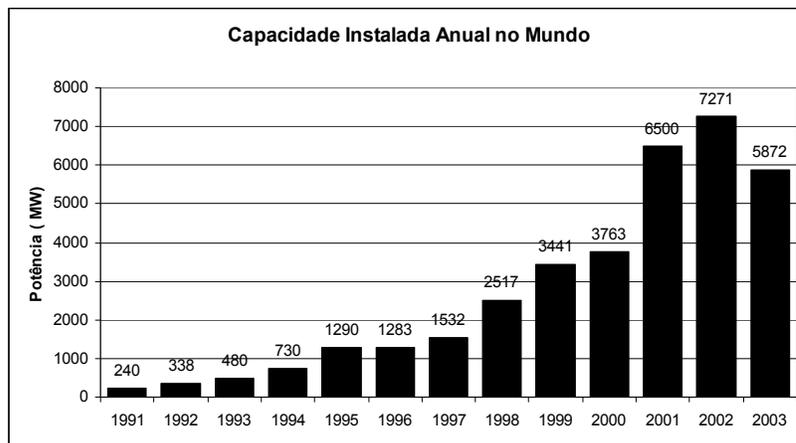


Figura 2.2. Potência Eólica Anual instalada no Mundo.

Fonte: EWEA (2003)

No ano de 2005, foram instalados mais de 11,4 GW eólicos, chegando ao final deste ano com 59,3 GW de potência instalada em todo o mundo, Ender (2006b).

Os países que possuem as maiores potências instaladas no mundo são a Alemanha, Espanha, EUA, Índia e Dinamarca, conforme mostrado na Tab. 2.3. Sendo que a Índia passou a Dinamarca em potência eólica instalada, no ano de 2004 a 2005.

Tabela 2.3. Maiores potências eólicas instaladas no mundo

Maiores Potências Eólicas Instaladas até 2005	
País	Potência (MW)
Alemanha	18429
Espanha	10000
EUA	9100
India	4430
Dinamarca	> 3000

Fonte: GWEC (2006)

Vários países, que estão investindo em energia eólica, estão traçando metas para o futuro a fim de aumentar a contribuição da fonte eólica em sua matriz energética. Segundo a Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA), até o ano de 2020, espera-se que a geração eólica de energia supra 10 % do total de energia elétrica gerada no mundo.

Os Estados Unidos definiram como meta que em 2020 estarão produzindo 6% de sua eletricidade a partir da energia eólica, e já desenvolvem projetos para aproveitamento offshore na sua costa leste, USDOE (2003).

2.3.1. Europa

A comunidade europeia definiu, no final de 2003, as seguintes metas para geração de energia por meios eólicos: 75 GW em 2010, dos quais 10 GW de produção offshore, e chegando a 180 GW em 2020, dos quais 70 GW offshore, conforme se pode observar na Tab. 2.4.

Tabela 2.4. Metas para geração eólica na Europa.

Comunidade Europeia - Metas para Geração Eólica		
	2010	2020
Potência Instalada	Total 75 GW 10 GW offshore	Total 180 GW 70 GW offshore
Geração de eletricidade na europa	5,50%	12,10%
Fonte: EWEA (2003)		

O mercado europeu de energia eólica conseguiu um aumento na potência instalada de praticamente 20% desde o final de 2003 até o final de 2004, passando de 28.568 MW para 34.205 MW, Millais (2005b). Mercado este que vem crescendo, em média, 22% ao ano nos últimos seis anos, Fig. 2.3 e Fig. 2.4. Os cinco maiores mercados de energia eólica na Europa em 2004 foram: Espanha, Alemanha, Reino Unido, Portugal e Itália, conforme Tab. 2.5, Millais (2005b).

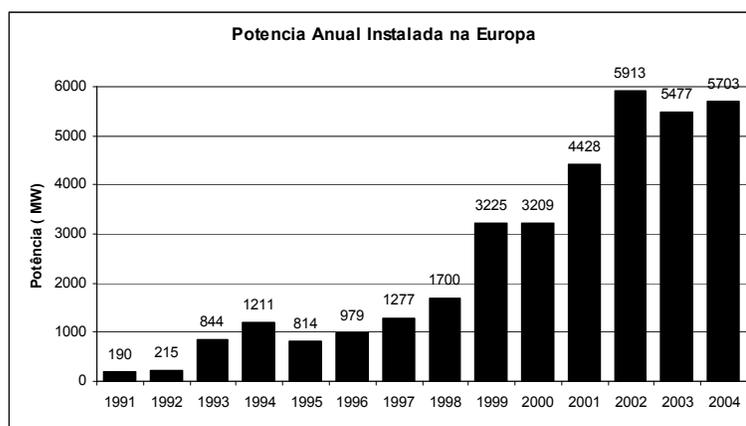


Figura 2.3. Potência anual instalada na Europa.

Fonte: EWEA (2004)

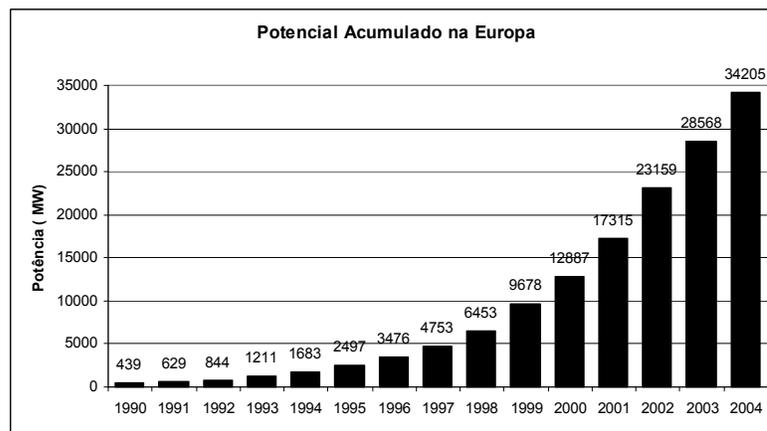


Figura 2.4. Potência Acumulada na Europa.

Fonte: EWEA (2004)

Tabela 2.5. Maiores mercados de energia eólica na Europa, em 2004.

Maiores Mercados para Energia Eólica na Europa em 2004	
Pais	Potência (MW)
Espanha	2065
Alemanha	2037
Reino Unido	240
Portugal	224
Itália	221
Potência instalada no ano de 2004.	
Fonte: Millais (2005)	

A Europa é a líder mundial em energia eólica, porém é totalmente dependente da criação de novos mercados, devido à saturação no mercado interno, sendo necessária uma

abertura do mercado tanto dentro do continente quando fora dele, além da tecnologia offshore. A abertura de mercados dentro do continente europeu ainda é possível, pois na Europa ainda existem mercados emergentes, como é o caso da Itália e Holanda, que em 2004 ultrapassaram a marca de 1 GW de potência instalada. E para que se atinja a meta de 75 GW instalados até 2010, é necessário um aumento de mais de 40,7 GW em seis anos, o que requer um crescimento anual médio de 14%. Esse crescimento deve ocorrer, principalmente, em mercados com grande potencial, mas com pouca potência instalada. Na Europa, esse é o caso de países como França (386 MW), Itália (1125 MW) e Reino Unido (888 MW), por exemplo, Millais (2005b).

Pode-se observar, como exposto acima, em relação ao futuro da energia eólica na Europa, o grande interesse dos países europeus na tecnologia offshore de geração eólica. Países como a Dinamarca, Holanda e Alemanha, já vêm investindo em geração offshore devido a problemas de falta de espaço em seus territórios.

2.3.2. Brasil

O Brasil possui ao todo 1602 empreendimentos geradores de energia elétrica em operação, levando-se em consideração todas as formas de geração de energia, com potência total de 97.042.897 kW. Para os próximos anos, está prevista a adição de, aproximadamente, 26 GW de potência em 84 empreendimentos em construção, além de 502 projetos já outorgados, Aneel (2006).

Devido à abundância de fontes hídricas, o Brasil tem sua matriz energética baseada na hidroeletricidade, cerca de 76%, conforme podemos observar na Tab. 2.6, Aneel (2006).

No Brasil, até pouco tempo atrás, não havia dados de medições de ventos com qualidade para se avaliar o potencial eólico nacional. Os primeiros anemômetros, com sensores adequados, instalados no Brasil, com o intuito de coletar dados para um possível aproveitamento do potencial eólico para geração de energia elétrica, foram montados no início da década de 1990 no estado do Ceará e em Fernando de Noronha. Já nos dias de hoje, tem-se vários Estados realizando estudos sobre o potencial eólico, Silva et al (2005).

Tabela 2.6. Geração de energia elétrica no Brasil

Geração de Energia no Brasil	
Hidráulica	76,22
Térmica (Fóssil)	21,54
Termonuclear	2,09
Eólica	0,24
Fonte: Aneel 12/03/2007	

Esses estudos mostram que o Brasil é detentor de um grande potencial de geração eólica de energia. Segundo Amarante et al (2001a), o Brasil tem um potencial estimado em 143,47 GW, levando-se em consideração, apenas, os locais com velocidade média anual dos ventos acima de 7 m/s, ocupando uma área de 71.735 km^2 (0,8% do território nacional). Essa estimativa leva em conta uma ocupação média de $2 \text{ MW} / \text{km}^2$, com aerogeradores de eixo horizontal colocados a 50 metros do solo.

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, Amarante et al (2001a) os locais mais promissores estão no litoral dos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, no Nordeste brasileiro. Mas o interior do país também apresenta bons ventos, nas regiões do Centro-Oeste, em locais de divisa com o Paraguai; algumas regiões do Estado de Minas Gerais, no sudeste brasileiro, Silva et al (2005), e no Sul, alguns locais no litoral do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, na Serra Gaúcha e Catarinense e na região dos campos na fronteira entre Paraná e Santa Catarina.

Uma característica do regime de ventos do Nordeste brasileiro é que a maior incidência de ventos ocorre nas épocas de menor vazão do Rio São Francisco segundo estudos feitos pela CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco). O mesmo foi encontrado no Paraná pelos resultados da COPEL (Companhia Paranaense de Energia), mostrando uma complementaridade entre a geração hidráulica e eólica para certas regiões, Filgueiras e Silva (2003); Silva et al (2005).

As análises dos dados de vento mostram, para o nordeste brasileiro, áreas com velocidades de vento (médias anuais) superiores a 8,5 m/s e fatores de forma da distribuição de Weibull maiores que 3. Isso mostra valores altos quando comparados aos registrados na Europa e Estados Unidos, Filgueiras e Silva (2003).

Apesar dos bons resultados nas estimativas da geração eólica brasileira, como comentado anteriormente, o potencial eólico que está sendo aproveitado no Brasil, atualmente, representa apenas 0,24% da capacidade instalada. Esse potencial provém de 15 empreendimentos em operação, com capacidade total de 240 MW, e serão citados na seção 2.4, onde também se encontra uma breve descrição de cada um.

O início da exploração da energia eólica no Brasil deu-se com a instalação de um aerogerador de 75 kW em Fernando de Noronha, em 1992, Silva et al (2005). Mas uma mudança no cenário da energia eólica no Brasil começou com os programas de incentivo do governo para as fontes alternativas.

Em 26 de abril de 2002, foi criado o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que, revisado em novembro de 2003, para assegurar a participação de maior número de Estados, e regulamentado em março de 2004, MME (2004), visa ao desenvolvimento de fontes alternativas de geração de energia como, pequenas centrais hidroelétricas (PCH, potencia menor ou igual a 30 MW), biomassa e eólica, num total de 3300 MW divididos igualmente entre as três fontes, Molly (2004); MME (2004).

O PROINFA estabeleceu um limite de 1100 MW para fonte eólica na primeira etapa do programa. Foram apresentados 92 projetos de parques eólicos totalizando 3.681 MW, Molly (2004); MME (2004). A ELETROBRAS realizou o processo de seleção e, sob a restrição de 220 MW por Estado, foram selecionados os projetos levando-se em consideração a idade das licenças ambientais (priorizando as mais antigas). Os Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Santa Catarina e Rio Grande do Sul atingiram a cota máxima de 220 MW, Molly (2004). A compra da energia é assegurada através de um contrato a longo prazo, onde é garantida ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento, MME (2004).

Os estudos sobre o potencial dos locais onde os projetos aprovados serão instalados mostram que a maioria tem fator de capacidade, FC , acima de 0,3. No Nordeste do Brasil, Ceará e Rio Grande do Norte, apresentam FC que pode superar o valor de 0,4. Comparados com os valores médios da Alemanha, 0,23, nota-se o grande potencial a ser explorado no Brasil, Molly (2004).

Incluídos nestes projetos aprovados pelo PROINFA, estão alguns dos que já se encontram em funcionamento, ver seção 2.4. Além disso, existem 109 projetos outorgados (entre os anos de 1998 e 2005) que não iniciaram sua construção. Projetos que somam mais de 4,6 GW, representando 20,13% da capacidade total dos projetos outorgados, ainda não em construção, entre todas as formas de geração de energia, Aneel (2006).

2.3.3. Santa Catarina

O Estado de Santa Catarina conta com três parques eólicos, já em operação, dois no município de Água Doce, e um em Bom Jardim da Serra. Além destes já em operação, dos 109 projetos eólicos outorgados, 14 serão no Estado de Santa Catarina, sendo:

- Dois em Laguna; 3 MW e 46,5 MW.
- Quatro em Bom Jardim da Serra; 1,93 MW e 3 com 30 MW.
- Oito em Água Doce; 4,8 MW; 9,6 MW; 21,44 MW e 5 com 30 MW.

2.4. PARQUES EÓLICOS NO BRASIL

Atualmente, são 15 os parques eólicos em operação no Brasil, distribuídos em 7 estados, onde três estão no Estado do Ceará, um em Minas Gerais, um no Paraná, dois em Pernambuco, três em Santa Catarina, dois no Rio Grande do Norte, e um no Rio Grande do Sul. O município onde estão localizados cada um dos parques eólicos, assim como a potência instalada e fiscalizada, podem ser vistos na Tab. 2.7, e ainda, uma breve descrição de cada um deles pode ser encontrada em seguida. Esta seção baseia-se em informações extraídas de Aneel (2006); Silva et al (2005); Wachsmann e Tolmasquim (2003); Wobben (2006); CBEE (2003).

Tabela 2.7. Empreendimentos eólicos em funcionamento no Brasil.

Usina	Potência	Potência	Localização
	Outorgada (MW)	Fiscalizada (MW)	
Eólica da Prainha	10	10	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	6,2	5	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólio-elétrica experimental do Morro do Camelinho	1	1	Golvea - MG
Eólio-elétrica de Palmas	2,5	2,5	Palmas - PR
Eólica de Fernando de Noronha	0,225	0,225	Fernando de Noronha - PE
Macuripe	2,4	2,4	Fortaleza - CE
Eólica de Bom Jardim da Serra	0,6	0,6	Bom Jardim da Serra - SC
Eólica de Olinda	0,225	0,225	Olinda - PE
Parque Eólico do Horizonte	4,8	4,8	Água Doce - SC
Macau	3	1,8	Macau - RN
Parque Eólico de Osório	50	50	Osório - RS
RN 15 - Rio do Fogo	49,3	42,1	Rio do Fogo - RN
Eólica de Água Doce	9	9	Água Doce - SC
Parque Eólico do Sangradouro	50	50	Osório - RS
Parque Eólico dos Índios	50	50	Osório - RS

Fonte: Aneel 12/03/2007

Usina Eólio-Elétrica de Palmas – PR

É o primeiro parque eólico do sul do País, localizado no município de Palmas – PR. Construído e operado pelas Centrais Eólicas do Paraná, uma parceria entre a COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e a Wobben Windpower. Iniciou a sua operação em 1999. Estão instalados 5 aerogeradores E-40 / 500 kW com diâmetro do rotor de 40 m e montados sobre torre de 45 m. Com capacidade total instalada de 2,5 MW e produção anual da ordem de 5000 MWh.

Usina Eólio-Elétrica Taíba – CE

Situada na praia de Taíba, município de São Gonçalo do Amarante. É a primeira usina eólica do mundo construída sobre dunas e o primeiro parque eólico comercial do Brasil. Teve início de operação em janeiro de 1999. Composta por 10 aerogeradores E-40 / 500 kW, totalizando 5 MW de capacidade instalada, com produção anual da ordem de 17500 MWh.

Usina Eólio-Elétrica Prainha – CE

Situada na localidade de Prainha, município de Aquiraz. Inaugurada em abril de 1999, possui 20 aerogeradores E-40 / 500 kW, capacidade total instalada de 10 MW e produção anual da ordem de 35000 MWh.

Parque Eólico do Mucuripe – CE

Iniciou sua operação em 1996, com 4 aerogeradores de 300 kW, com 33 metros de diâmetro do rotor, montados sobre torre com 40 metros de altura. Num total de 1,2 MW de potência instalada.

Em 2002 o parque foi reformulado e as turbinas foram substituídas por 4 aerogeradores E-40 / 600 kW com 44 metros de diâmetro do rotor e montados a 48 metros do solo, totalizando 2,4 MW de potência instalada.

Usina Eólica de Bom Jardim da Serra – SC

Instalado um aerogerador E-40 / 600 kW no município de Bom Jardim da Serra. Teve sua operação iniciada em abril de 2002.

Usina Eólica de Horizonte – SC

É a primeira usina eólica brasileira de investidores privados, localizada no município de Água Doce – SC. Conta com 8 aerogeradores E-40 / 600 kW, e com potência total de 4,8 MW. Iniciou sua operação no final de 2003.

Usina Eólica de Macau – RN

Localizada no município de Macau – RN, inaugurada em janeiro de 2004. Conta com 3 aerogeradores E-40 / 600 kW num total de 1,8 MW de potência instalada. Esta usina pertence à Petrobrás e atenderá à parte de sua demanda elétrica no campo de Macau e região.

Usina Eólica de Fernando de Noronha – PE

Localizada na ilha de Fernando de Noronha, conta com 1 aerogerador de 225 kW com 26 metros de diâmetro e 30 metros de altura. Início de operação em 2001.

Aerogerador Fernando de Noronha – PE

Montado em 1992, aerogerador com 75 kW de potência, diâmetro do rotor de 17 metros e 23 metros de altura.

Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho – MG

Localizada no município de Gouvêa, conta com 4 aerogeradores de 29 metros de diâmetro e 30 metros de altura com 250 kW, num total instalado de 1 MW. Início de operação em 1994.

Usina Eólica de Olinda – PE

Localizada no Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), Olinda – PE. Conta com um aerogerador OWW-300, com potência nominal de 300 kW, diâmetro do rotor de 29 metros e altura de 31 metros.

Existe um segundo aerogerador, também no CBEE, com potência nominal de 30 kW, 13 metros de diâmetro do rotor e 20 metros de altura.

Parque Eólico de Osório – RS

Localizado no município de Osório, tendo entrado em operação em junho de 2006. Conta com 25 aerogeradores E-70, de 71 metros de diâmetro, altura de 98 metros do solo com 2 MW de potência nominal cada um, totalizando 50 MW de potência instalada. São os maiores aerogeradores em operação no Brasil. Faz parte dos projetos do PROINFA.

Parque Eólico RN-15 Rio do Fogo – RN

Localizado no município de Rio do Fogo – RN, 81 km de Natal. Entrou em operação em julho de 2006. São, ao todo, 62 aerogeradores E-48 de 800 kW de potência nominal,

totalizando 49,3 MW de potência instalada, montados a 75 metros de altura. Faz parte dos projetos do PROINFA.

Usina Eólica de Água Doce – SC

Localizada no município de Água Doce – SC, conta com 15 aerogeradores E-40 de 600 kW, totalizando 9 MW de potência instalada. Início de operação no terceiro trimestre de 2006. Faz parte dos projetos do PROINFA.

Parque Eólico Sangradouro – RS

Localizado no município de Osório, conta com 25 aerogeradores E-70, de 71 metros de diâmetro, altura de 98 metros do solo com 2 MW de potência nominal cada um, totalizando 50 MW de potência instalada. Faz parte dos projetos do PROINFA.

Parque Eólico dos Índios – RS

Localizado no município de Osório, conta com 25 aerogeradores E-70, de 71 metros de diâmetro, altura de 98 metros do solo com 2 MW de potência nominal cada um, totalizando 50 MW de potência instalada. Faz parte dos projetos do PROINFA.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão apresentados alguns dos conceitos necessários ao estudo da energia eólica para geração de eletricidade. Conceitos referentes aos fundamentos da energia eólica, à avaliação de dados de vento, estudo do potencial eólico de uma região e previsão de ventos para geração de eletricidade.

Serão apresentados: o formalismo matemático necessário para a avaliação do aproveitamento eólico, na forma de equações e conceitos fundamentais para a compreensão desta forma de energia, o método estatístico de tratamento dos dados eólicos, através da distribuição de Weibull, as características dos ventos que influenciam no seu aproveitamento. Ainda, uma breve descrição sobre os tipos de aerogeradores e suas características, além de uma apresentação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, custos da energia eólica e, por fim, redes neurais artificiais e modelos de previsão eólica.

3.1. FUNDAMENTOS DO APROVEITAMENTO EÓLICO

3.1.1. Potência do Vento

A energia eólica é a energia cinética, E_V , do ar em movimento, ou vento. Para uma massa de ar, m , com velocidade V , tem-se:

$$E_V = \frac{1}{2} m V^2 \quad (3.1)$$

A potência instantânea do ar, P_V , é definida por:

$$P_V = \frac{dE_V}{dt} = \frac{1}{2} \left(\frac{dm}{dt} \right) V^2 \quad (3.2)$$

onde t representa o tempo. Considerando-se uma seção transversal de área A ao escoamento de ar, tem-se a expressão para a vazão mássica de ar:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = \rho A V \quad (3.3)$$

onde ρ representa a massa específica do ar.

Substituindo a Eq. 3.3 na Eq. 3.2:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (3.4)$$

Considerando uma área circular de diâmetro D , tem-se a seguinte expressão para a potência disponível no vento:

$$P_v = \frac{\pi}{8} \rho D^2 V^3 \quad (3.5)$$

3.1.2. Rendimento de Betz

Nesta seção, será apresentada a demonstração do rendimento de Betz, ou coeficiente de potência máximo, definido como a razão entre a potência absorvida por um disco e a potência disponível em um escoamento de ar, ver Streeter (1974) e Martinez (2003).

Imaginemos um tubo de corrente de ar que envolve um disco, conforme Fig. 3.1. Tem-se, então, que o fluxo de massa é o mesmo em I e II, por conservação de massa, ou seja:

$$m_1 = m_2 \quad (3.6)$$

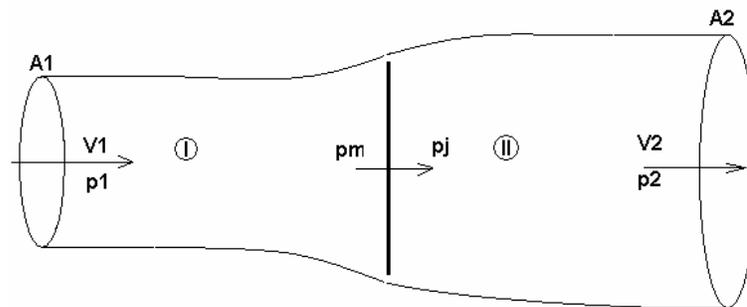


Figura 3.1. Tubo de corrente.

Após a massa de ar passar pelas pás do aerogerador, ocorre uma queda brusca da pressão. Esta pressão eleva-se novamente até o valor original após a turbina eólica. Então, tem-se que:

$$p_1 = p_2 \quad (3.7)$$

A potência que a turbina poderá extrair do vento é dada pela Eq. 3.8

$$P_{Ex} = FV_T \quad (3.8)$$

onde F é a força que o vento exerce sobre a turbina e V_T a velocidade do vento na turbina.

A força exercida pelo vento sobre a turbina também pode ser igualada ao produto da diferença de pressões antes, p_M , e depois, p_J , da turbina pela área varrida pelo rotor.

$$F = (p_M - p_J)A_T \quad (3.9)$$

Para se determinar o valor desta diferença de pressões, considera-se o fluido invíscido, incompressível e sem rotação induzida pelo rotor. Com estas simplificações, pode-se aplicar a equação de Bernoulli entre as seções 1 e a montante do rotor, região I, e entre as seções a jusante do rotor e a 2, na região II, conforme esquematizado na Fig. 3.1. Para a região I, considerando-se uma linha de corrente horizontal, tem-se:

$$p_1 + \frac{\rho V_1^2}{2} = p_M + \frac{\rho V_M^2}{2} \quad (3.10)$$

enquanto na região II, tem-se:

$$p_J + \frac{\rho V_J^2}{2} = p_2 + \frac{\rho V_2^2}{2} \quad (3.11)$$

e, considerando-se $V_M = V_J = V_T$

$$(p_M - p_J) = \frac{1}{2} \rho (V_1^2 - V_2^2) \quad (3.12)$$

Substituindo a Eq. 3.12 na Eq. 3.9, chega-se a

$$F = \frac{1}{2} \rho A_T (V_1^2 - V_2^2) \quad (3.13)$$

que substituindo na Eq. 3.8:

$$P_{EX} = \frac{1}{2} \rho A_T V_T (V_1^2 - V_2^2) \quad (3.14)$$

A velocidade do vento na turbina, V_T , não é a mesma velocidade do vento incidente, V_1 . Isso ocorre porque a turbina interfere no fluxo de ar. A turbina atua como um bloqueio ao fluxo, fazendo com que V_T seja menor que a velocidade do vento.

Uma forma de se demonstrar este efeito, é através do Coeficiente de Velocidade Induzida, a , conforme Martinez (2003) e Manwell et al (2002). Definindo a como sendo a fração da velocidade do vento incidente que não chega as pás do rotor, ou seja:

$$a = \frac{V_1 - V_T}{V_1} \quad (3.15)$$

obtêm-se a velocidade do vento na turbina eólica:

$$V_T = V_1(1 - a) \quad (3.16)$$

A força sobre o aerogerador também pode ser calculada através da variação da quantidade de movimento entre as seções de entrada (1) e de saída (2) do tubo de corrente, conforme esquematizado na Fig. 3.1.

$$F = \dot{m}(V_1 - V_2) \quad (3.17)$$

E como a velocidade do ar que atravessa o aerogerador é V_T , tem-se

$$F = \rho A_T V_T (V_1 - V_2) \quad (3.18)$$

Igualando-se as Eqs. 3.13 e 3.18, obtêm-se:

$$V_T = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (3.19)$$

Substituindo, então a Eq. 3.16 na Eq. 3.19, chega-se a:

$$V_2 = V_1(1 - 2a) \quad (3.20)$$

A Eq. 3.19 indica que a velocidade do vento na turbina é a média entre as velocidades na entrada e na saída do tubo de corrente.

O coeficiente de velocidade induzida, a , nos dá, então, a idéia do quanto a turbina interfere na passagem do vento. Quanto maior o valor de a , maior é o bloqueio que a turbina causa no fluxo, ou seja, quanto maior a , menor V_T e menor V_2 .

Teoricamente, quanto mais energia a turbina retirar do vento, menor será a velocidade após a turbina, V_2 . No entanto, se V_2 vai diminuindo muito, também diminui o valor de V_T , como pode-se perceber pela Eq. 3.19, o que diminui a potência que a turbina consegue extrair do vento devido à redução do fluxo de massa de ar que atravessa as pás.

Percebe-se, assim, que existe um limite máximo da energia cinética disponível no vento que pode ser extraída por um aerogerador. Existe, então, um valor ótimo de a que nos dá o máximo de potência extraída para um valor de velocidade do vento.

O coeficiente de potência é calculado através de:

$$c_p = \frac{P_{EX}}{P_V} \quad (3.21)$$

Substituindo V_T e V_2 , na Eq. 3.14, pelas Eqs. 3.16 e 3.20, obtêm-se:

$$P_{EX} = 2\rho a A_T V_1^3 (1 - a)^2 \quad (3.22)$$

e , substituindo as Eqs. 3.4 e 3.22 na Eq. 3.21, chega-se a:

$$c_p = 4a(1 - a)^2 \quad (3.23)$$

O valor máximo de c_p ocorre quando $a = 1/3$, que é uma das raízes da derivada primeira de c_p em relação a a . Substituindo, agora, este valor de a na Eq. 3.23, chega-se ao valor máximo teórico do coeficiente de potência, $c_p = 16/27 = 0,593$. Este valor é chamado de Rendimento Limite de Betz, que indica o valor máximo do rendimento que uma máquina eólica pode atingir. Na Fig. 3.2 pode-se visualizar a curva do c_p , em função de a .

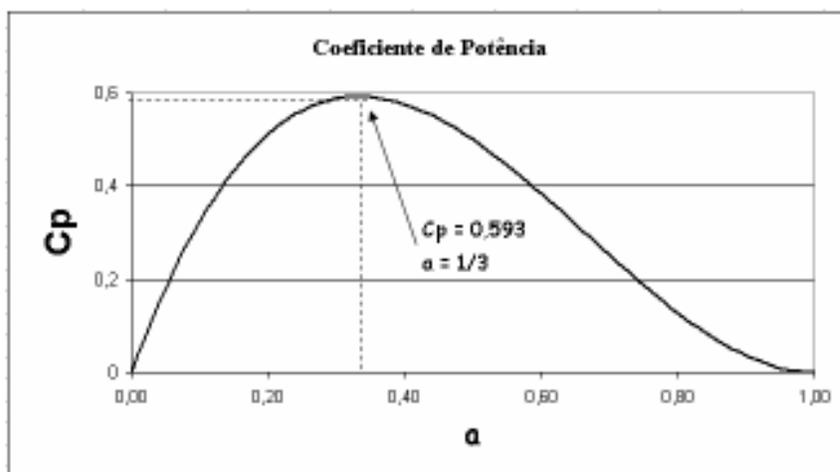


Figura 3.2. Curva do coeficiente de potência

3.2. DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DE WEIBULL

A distribuição estatística de Weibull foi desenvolvida na década de 1930 pelo físico sueco Wallodi Weibull. Esta distribuição foi proposta para se descrever o tempo de vida de materiais sob cargas que causavam fadiga e fratura nestes materiais, Lun e Lam (2000); Liu et al (2005). A distribuição de Weibull é usada em situações onde se estuda grandezas com grandes variações, Monteiro (2001). No estudo da energia eólica, a distribuição de Weibull é bastante aceita para representar a distribuição de velocidades do vento e suas características, assim como é uma ferramenta para a análise da potência e geração de energia , Manwell et al (2002); Lun e Lam (2000); Hennessey (1977).

A Função de Distribuição de Weibull, ou Função Densidade de Probabilidade de Weibull, é dada pela Eq. 3.24, que depende de três parâmetros, k , c e V_0 . O parâmetro V_0 ,

chamado de parâmetro de localização, representa o menor valor da grandeza em estudo, Liu et al (2005).

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V - V_0}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V - V_0}{c}\right)^k\right] \quad (3.24)$$

Pode-se então, admitindo $V_0 = 0$, reescrever a equação acima como:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (3.25)$$

Onde, na Eq. 3.25 tem-se:

V - Velocidade do vento

k - Fator de forma

c - Fator de escala

O valor de $f(V)$ representa o número de ocorrências de velocidade compreendida no intervalo V e $V + dV$. Através da Eq. 3.25, pode-se plotar a curva de distribuição de velocidades. Na Fig. 3.3 são apresentados dois exemplos desta distribuição, onde a curva representa a distribuição de Weibull e as colunas os dados medidos.

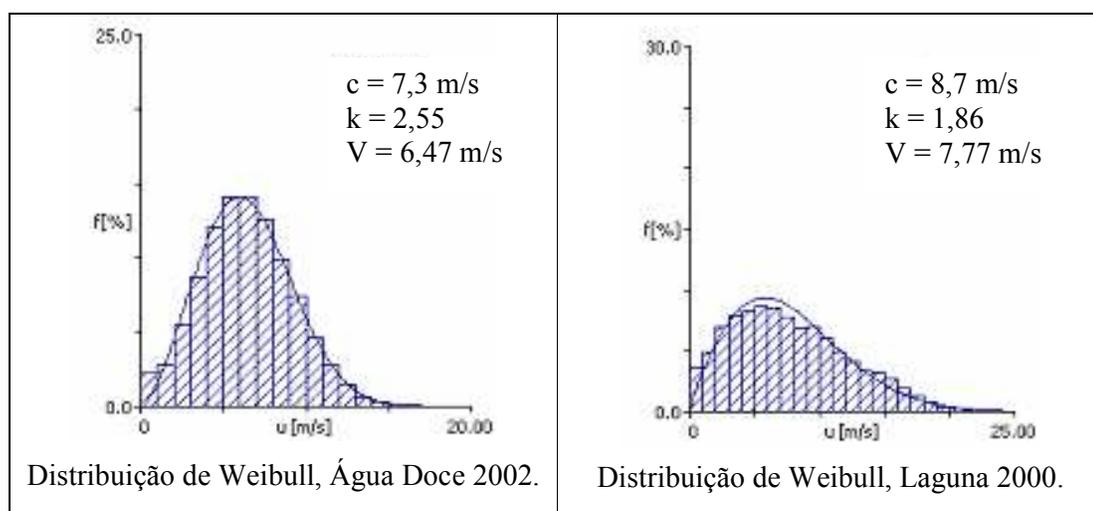


Figura 3.3. Comparação entre a curva de distribuição de Weibull e os dados medidos.

O fator de forma, k , determina a forma da curva de distribuição de Weibull. Esse parâmetro assume valores, geralmente, entre 1,5 e 3, Martinez (2003), e nos dá a idéia da regularidade dos ventos, ou seja, quanto maior o valor de k , maior será a regularidade dos ventos em termos de velocidade, mais estreita será a curva de distribuição. Na Fig. 3.4 vemos duas curvas com valores de velocidade média e parâmetro de escala próximos, sendo o valor de k o que diferencia as duas curvas.

O parâmetro de escala, c , é o fator característico da distribuição, apresenta a mesma unidade de medida que a grandeza analisada, m/s neste trabalho. Fazendo-se $V = c$ na Eq. 3.25 tem-se como resultado $F(V = c) = 0,632$. Isto nos diz que o valor de c é a velocidade do vento, no caso referente a esse estudo, abaixo da qual encontramos 63,2 % dos dados.

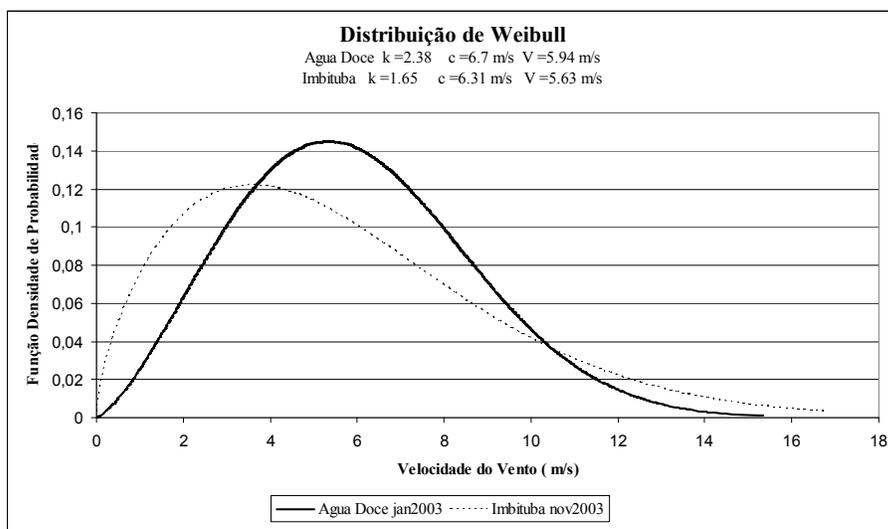


Figura 3.4. Curva de Distribuição de Velocidade de Vento de Weibull.

Caso seja atribuído para o fator k um valor constante e igual a 2, tem-se, então, uma variação da Distribuição de Weibull chamada Distribuição de Rayleigh. Com apenas um parâmetro, a distribuição de Rayleigh é mais simples de ser usada, apesar de mais limitada. Neste trabalho foi utilizada somente a distribuição de Weibull com dois parâmetros.

Ao se fazer a integração da distribuição de Weibull, encontra-se a Função de Acumulação de Weibull, conforme mostrado abaixo:

$$F(V) = \int_0^V f(V) dV = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (3.26)$$

O valor de $F(V)$ nos informa a fração acumulada de ocorrência de valores menores que V . Ao multiplicar-se $F(V)$ pelo tempo, número de horas de dados de vento de uma localidade, por exemplo, tem-se o intervalo de tempo com ventos com velocidade menor que V . Se for substituído em V , na Eq. 3.26, o valor máximo da velocidade no ano analisado, ter-se-á como resultado o valor $F(V) = 1$, indicando 100% de dados (ou tempo) com velocidade menor que a máxima.

É de maior interesse, no aproveitamento da energia eólica, o conhecimento do intervalo de tempo no qual a velocidade do vento é superior a um determinado valor V . Para isso utiliza-se a função da Confiabilidade, $R(V)$, definida pela equação Eq. 3.27.

$$R(V) = 1 - F(V) \quad (3.27)$$

$R(V)$ é o resultado da exponencial da Eq. 3.26, que nos indica a fração dos dados (ou o intervalo de tempo) com valores maiores que V , Qualytek (2006).

3.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL

Para se determinar os parâmetros de forma e de escala, k e c , respectivamente, da distribuição de Weibull, parte-se da Eq. 3.28, que representa a média estatística esperada, definindo, assim, a velocidade média do vento através da função densidade de probabilidade de Weibull:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (3.28)$$

onde $f(V)$ é a função densidade de probabilidade de Weibull já descrita no item 3.2, Eq. 3.25.

Para que se possa escrever a velocidade média em termos dos parâmetros de Weibull, substitui-se a Eq. 3.25 na Eq. 3.28, então, após alguns arranjos e substituições, através da comparação com a função gamma de Euler, apresentada na Eq. 3.29, chega-se a equação da velocidade média em termos dos parâmetros de Weibull, Eq. 3.30, conforme Abed et al (1997) e Seguro et al (2000).

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} Y^{x-1} \exp(-Y) dY \quad (3.29)$$

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.30)$$

A partir do exposto acima, pode-se demonstrar que:

$$\overline{V^p} = c^p \Gamma\left(1 + \frac{p}{k}\right) \quad (3.31)$$

E genericamente:

$$\frac{\overline{V^p}}{\bar{V}^p} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{p}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)^p} \quad (3.32)$$

Então, a partir da Eq. 3.32, pode-se escrever a Eq. 3.33, conforme Silva et al (2004).

$$\frac{\bar{V}^3}{(\bar{V})^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^3} \quad (3.33)$$

A razão $\bar{V}^3 / (\bar{V})^3$ é conhecida a partir dos valores calculados com as velocidades de vento medidas. Tem-se esta razão relacionando-se apenas com o parâmetro k . Desta forma, através de iterações, pode-se determinar o valor de k com a Eq. 3.33. De posse do valor de k , retorna-se à Eq. 3.30 para encontrar o valor do parâmetro de escala, c .

3.4 PERFIL DE VELOCIDADES

Quando se faz o estudo de velocidade do vento em uma região, a medição dos dados é feita através de um anemômetro que é colocado em uma altura determinada. Porém, para o aproveitamento eólico, é necessária uma avaliação das velocidades em diferentes alturas em relação ao solo para que se determine o tamanho da torre do aerogerador. Ou ainda, no caso de já se dispor de dados a uma certa altura do solo que não correspondem à altura em que um aerogerador será instalado, como ocorre quando se tem dados de medições em aeroportos, por exemplo. Nestes casos, uma correção é necessária para que se tenha uma melhor noção das velocidades encontradas nas diferentes alturas. Há dois métodos mais utilizados para se determinar os perfis de velocidade do vento, são eles: Perfil Logarítmico, ou Lei Logarítmica, e Lei de Potência, Manwell et al (2002).

Sabe-se que as características do terreno alteram o perfil de velocidade, ou seja, diferenças na constituição da superfície do terreno mudam seu comportamento, superfície de um lago ou uma plantação, por exemplo. Essas características, chamadas de rugosidade superficial, z_0 , devem ser levadas em consideração ao se utilizar os métodos de correção. Para isso, no estudo do perfil de velocidades do local, são usados valores de referência para z_0 , conforme valores encontrados na Tab. 3.1. Os valores de rugosidade são interpretados como sendo a altura, em relação ao solo, onde se encontra a velocidade de vento igual a zero, Martinez (2003).

Tabela 3.1. Rugosidade Superficial

Tipo de Terreno	Rugosidade (mm)
Gelo	0,01
Mar calmo	0,2
Mar agitado	0,5
Neve	3
Gramma baixa	8
Pasto	10
Campo	30
Plantações	50
Poucas árvores	100
Muitas árvores; Algumas construções	250
Florestas	500
Suburbios	1500
Cidades	3000
Manwell et al (2002)	

Abaixo, são mostradas as correlações para os dois métodos citados, conforme Manwell et al (2002) e Martinez (2003).

Perfil Logarítmico

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.34)$$

onde

$V(z)$ – Velocidade do Vento na altura z

$V(z_r)$ - Velocidade do Vento na altura de referência

z_r - Altura de referência

Lei de Potência

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \left[\frac{z}{z_r} \right]^\alpha \quad (3.35)$$

onde o valor de α é determinado por uma das correlações abaixo.

1) Função da velocidade e altura

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln V(z_r)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_r}{10}\right)} \quad (3.36)$$

2) Função da rugosidade superficial

$$\alpha = 0,096 \log(z_0) + 0,016 [\log(z_0)]^2 + 0,24 \quad (3.37)$$

para valores de z_0 entre 1 mm e 10 m.

3.5. TURBULÊNCIA

Uma característica muito importante dos ventos é a sua variabilidade, que ocorre tanto no espaço quanto no tempo. As variações no tempo são aleatórias e se dão numa ampla faixa de frequência, em períodos que vão do segundo até vários anos. Variações de longo período como estações do ano onde venta mais que em outras, de alguns dias nos casos de movimentação de massas de ar ou as brisas que variam diariamente. As variações com frequências muito altas e aleatórias são causadas por turbulência e rajadas, com períodos da ordem de poucos segundos a alguns minutos.

A turbulência é causada por diversos fatores tais como: instabilidade atmosférica, obstáculos, esteiras dos aerogeradores, rugosidade superficial e topografia, Martinez (2003).

Para se captar a turbulência do vento, é necessário que os dados sejam coletados com uma frequência maior que a do fenômeno, ou seja, coletar os dados com intervalos da ordem de segundos e médias de, no máximo, 10 minutos.

Para se estimar um valor relativo à turbulência, define-se a Intensidade de Turbulência, I_T , conforme Eq. 3.38:

$$I_T = \frac{\sigma}{\bar{V}} \quad (3.38)$$

onde σ é o desvio padrão dos dados e \bar{V} a média da velocidade, sempre para período menor ou igual a 10 minutos.

Os valores típicos de I_T encontram-se no intervalo entre 0,1 e 0,4, Manwell (2002). Segundo Molly (2005), esses valores estão em torno de 0,2 para áreas complexas e de 0,05 para áreas planas.

É importante que se conheça a intensidade de turbulência dos ventos e a incidência de rajadas, pois estas causam flutuações na geração de energia e afetam a vida útil das turbinas devido a efeitos de fadiga. Turbulência e rajadas causam cargas randômicas e tensões mecânicas por toda estrutura e componentes do aerogerador, Rohatgi e Barbezier (1999).

Os efeitos da turbulência são mais sentidos onde há outros aerogeradores por perto, como é o caso dos parques eólicos. Como já foi mencionado, aparecem cargas cíclicas nos aerogeradores em virtude da turbulência causada pela esteira de outras máquinas, o que influi na vida útil dos componentes do aerogerador. Em locais onde a intensidade de turbulência já é naturalmente alta, o valor relativo de carga causado pela esteira de outra máquina é pequeno.

Assim como em áreas com elevado valor de rugosidade do terreno os efeitos de esteira são menos significativos, Thomsen e Sorensen (1999). É importante destacar que, segundo Thomsen e Sorensen (1999), para ventos em terra com $I_T = 0,13$, onde a distância entre dois aerogeradores, posicionados um atrás do outro, é maior que seis vezes o diâmetro, o aumento dos efeitos de fadiga, causados pelas esteiras, nos componentes é insignificante. Segundo o estudo, o aumento de carga sofrido por um aerogerador montado na esteira de outro fica em torno de 5%, enquanto para um aerogerador montado no meio de um parque eólico pode chegar a 15%, com espaçamento de 8,5 vezes o diâmetro do rotor. Estes valores são relativos aos encontrados em um aerogerador livre de esteiras.

3.6. CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA POR UM AEROGERADOR

Para que se consiga determinar a quantidade de energia a ser produzida por um aerogerador instalado num certo terreno, é necessário que se conheça, principalmente, as características do aerogerador que será instalada e o regime de ventos do lugar em questão.

As características de um aerogerador referem-se à Curva de Potência da mesma. A curva de potência é um dado técnico da turbina eólica que informa o quanto de potência aquela máquina consegue extrair em função de cada valor de velocidade de vento. Ela leva em consideração os rendimentos aerodinâmicos e dos componentes formadores da turbina como a transmissão (caixa de engrenagens) e o gerador elétrico, por exemplo. Abaixo, na Fig. 3.6, está mostrado um exemplo da curva de potência de um aerogerador E-40 do fabricante Wobben do Brasil.

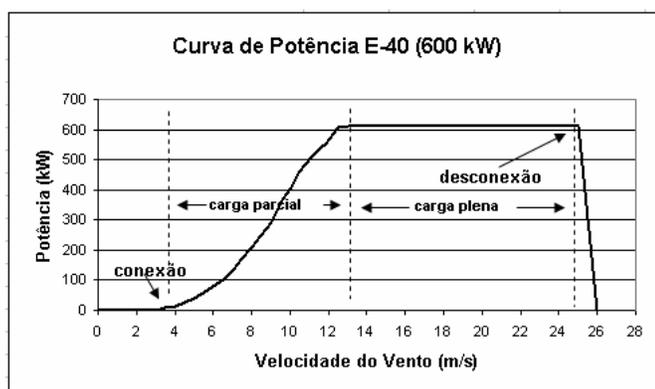


Figura 3.6. Curva de Potência de um Aerogerador E-40/6.4 (600 kW).

Fonte dos dados: Wobben (2006).

De acordo com a curva de potência da Fig. 3.5, a velocidade de partida do aerogerador, ou seja, a velocidade de vento onde o gerador começa a produzir energia elétrica é de cerca de 3,1 m/s. Há um aumento da potência de geração, à medida que a velocidade do vento também aumenta. Esse aumento de potência estabiliza quando atingimos a velocidade de projeto, ou nominal, da máquina, que no exemplo mencionado é de 13 m/s. Então, dos 13 m/s até a chamada velocidade de corte, 25 m/s para a Enercon E-40, temos o aerogerador em sua potência nominal, ou à plena carga.

É muito importante que se faça um estudo do regime de ventos de um determinado local, que resultará no levantamento da velocidade média do vento, da direção de incidência predominante e da sua regularidade. Este estudo servirá de base para que decisões sejam tomadas em relação à potência do aerogerador, local de construção e viabilidade comercial do projeto.

Para o cálculo energético, é importante se ter em mãos a curva de Duração de Velocidades de vento do local. Como já mencionado, esta curva é construída com a função de acumulação de Weibull, Eq. 3.26, e nos indica por quantas horas no período de tempo analisado a velocidade do vento encontra-se acima de um certo valor. A Fig. 3.7 mostra um exemplo desta curva para Água Doce, para dados de velocidade do ano de 2002.

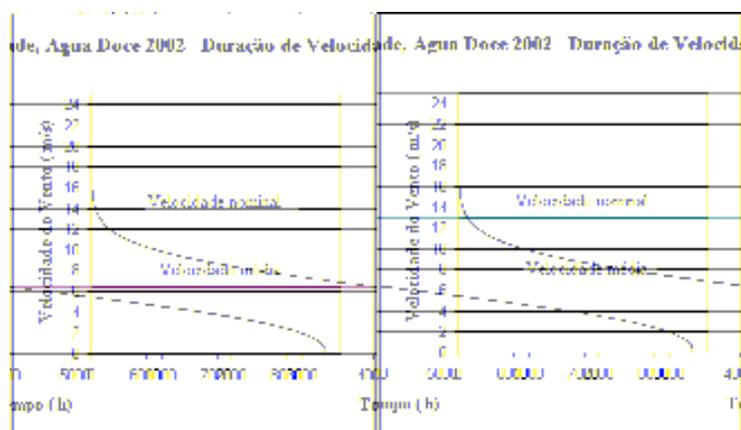


Figura 3.7. Curva de Duração de Velocidade para Água Doce 2002.

Pode-se observar que a velocidade média anual, em torno de 6,4 m/s, encontra-se bem abaixo da velocidade de projeto, de 13 m/s. Os ventos com velocidade maiores ou iguais à de projeto ocorrem apenas em uma quantidade insignificante de horas, pouco mais de 100 h.

Para determinarmos a quantidade de energia que esperamos extrair do vento no local, cruzamos a curva de potência do aerogerador com a curva de duração de velocidade de vento local. Assim, obtem-se a Curva de Duração de Potência do local analisado. Vemos abaixo,

Fig. 3.8, um exemplo desta curva para o sítio de Água Doce, ano de 2002, com dados do aerogerador E-40 de 600 kW.

A curva de duração de potência, de forma semelhante à curva de duração de velocidade, nos mostra o intervalo de tempo no período em que o aerogerador estaria operando acima de determinada potência.

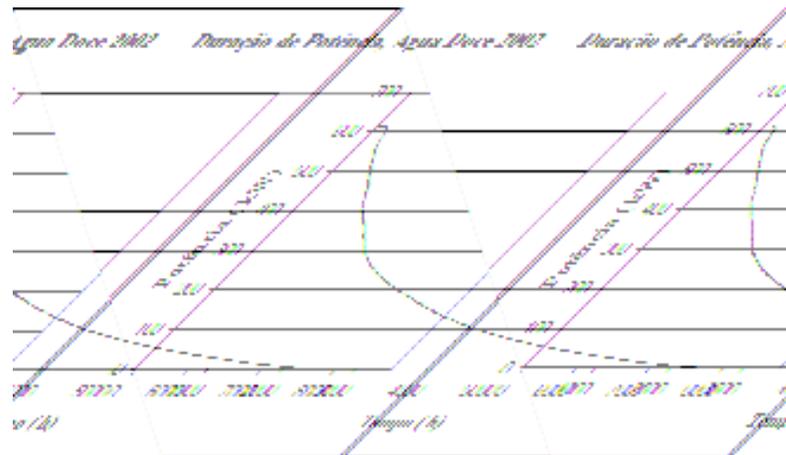


Figura 3.8. Curva de Duração de Potência, Água Doce 2002.

Por exemplo, de acordo com a Fig. 3.8, em 2002, no sítio de Água Doce, o aerogerador E-40, teria operado com potência gerada maior do que 100 kW, durante 4000 horas, cerca de 45,66% das horas do ano.

Calculando-se a área abaixo da curva de duração de potência, encontra-se a quantidade de energia que se espera ser gerada por determinado aerogerador, no período analisado, baseado nos dados de vento coletados no local, conforme Martinez (2003), pela Eq. 3.39.

$$E_a = \int_0^T P(V) dt \quad (3.39)$$

onde:

E_a - quantidade de energia produzida no período analisado

T - período em que há dados disponíveis

$P(V)$ - potência em função da velocidade do vento (curva de potência da máquina)

dt - intervalo de tempo em que a velocidade do vento fica entre um valor de V e $V + dV$.

Como a função de acumulação de Weibull nos dá a idéia da fração do tempo em que a velocidade está abaixo de um certo valor, podemos escrever que:

$$dt = TdF(V) \quad (3.40)$$

Pois, ao multiplicarmos $dF(V)$, que seria a fração de tempo em que a velocidade do vento se encontra entre dois valores de velocidade V e $V + dV$, pelo período de tempo analisado T , obtemos o intervalo de tempo, dt , em que a velocidade de vento esteve entre esses dois valores. Então podemos escrever a Eq. 3.41 após substituir a Eq. 3.40 na Eq. 3.39.

$$E_a = T \int_{V_p}^{V_c} P(V)dF(V) \quad (3.41)$$

onde, V_p - Velocidade de partida do aerogerador

V_c - Velocidade de corte do aerogerador

Pode-se, então, calcular a potência média por meio da Eq. 3.42.

$$\bar{P} = \int_{V_p}^{V_c} P(V)dF(V) \quad (3.42)$$

Segundo Manwell et al (2002), sabendo que:

$$f(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (3.43)$$

substituindo a Eq. 3.43 nas Eqs. 3.41 e 3.42, pode-se escrever a potência média e energia anual como nas Eqs. 3.44 e 3.45, calculando-se, agora, em termos da função densidade de probabilidade de Weibull.

$$\bar{P} = \int_{V_p}^{V_c} P(V)f(V)dV \quad (3.44)$$

$$E_a = T \int_{V_p}^{V_c} P(V) f(V) dV \quad (3.45)$$

A energia calculada desta forma não leva em consideração os efeitos como tempo de orientação na direção do aerogerador ou correção do ângulo de passo de pás, por exemplo. Admite-se que o aerogerador orienta-se de forma bastante rápida, sendo então a potência extraída pela máquina exatamente o valor fornecido pela curva de potência, Martinez (2003). No entanto, devido à importância destes efeitos, estes serão comentados mais tarde.

Uma forma de se avaliar o quanto se está aproveitando da potência instalada num parque eólico é através do Fator de Capacidade e das Horas Equivalentes, Martinez (2003). O fator de capacidade é definido como:

$$FC = \frac{E_a}{P_N \cdot T} \quad (3.46)$$

Ou seja, é a energia total produzida num período T (8760 horas, em um ano, por exemplo) dividida pela energia que seria produzida caso a turbina eólica trabalhasse em 100% do tempo com sua potência nominal. Dando-nos, então, a idéia do quanto está sendo aproveitado do potencial instalado no parque eólico.

O número de horas equivalentes, h_e , pode ser calculado pela equação abaixo,

$$h_e = TFC \quad (3.47)$$

e representa a quantidade de horas necessárias para se produzir uma determinada quantidade de energia, com o aerogerador operando à potência nominal.

3.7. ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi desenvolvido na tentativa de suprir uma carência do Brasil sobre o conhecimento do seu regime de ventos. A falta de dados confiáveis de velocidade e direção de ventos faz com que o potencial eólico nacional seja muito pouco conhecido. Os dados meteorológicos da aviação civil disponíveis não são adequados para se determinar o potencial eólico por apresentarem procedimentos de instalação e aquisição inadequados, tais como: utilização de sensores inadequados, aquisição incorreta de dados

(poucas vezes ao dia, a 10 m de altura, valores instantâneos, leitura visual, por exemplo), falta de manutenção entre outros, Feitosa et al (2001).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro tem como objetivo a identificação de áreas para aproveitamento eólico-elétrico em todo território nacional. Foi executado através de um sistema integrado de modelos de simulação atmosférica chamado MesoMap, que simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas a partir de amostragens representativas de bancos de dados validados, Amarante et al (2001a).

Estes sistemas levam em consideração o relevo, a rugosidade por classes de vegetação, uso do solo, entre outros. As simulações empregaram uma base de dados coletados entre 1983 e 1999. São apresentadas como vantagens do sistema MesoMap o fato de o mesmo ser representativo para grandes áreas, todo território nacional por exemplo, sem a necessidade de dados medidos. Apresenta como vantagem a consideração dos efeitos meteorológicos importantes não considerados em outros modelos, como WAsP, por exemplo. Efeitos como ondas orográficas, ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres e ventos térmicos descendentes de montanhas, Amarante et al (2001a).

São usados como entrada diversos dados geográficos e meteorológicos, tais como: a topografia, os índices de uso do solo e de vegetação, são estes os principais dados geográficos de entrada. Os dados meteorológicos de entrada, foram, principalmente, dados de reanálise, a partir de um banco de dados produzido pelo “US National Center for Atmospheric Research” (NCAR), radiossondagens e temperaturas na terra e oceanos, Amarante et al (2001a).

Os resultados das simulações são apresentados em mapas com escalas de cores onde são representados os regimes de vento e fluxos de potência na altura de 50 metros com resolução de 1 km x 1 km. Um exemplo dos mapas que compõem o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro 2001 é o da região sul, mostrado na Fig. 3.9.

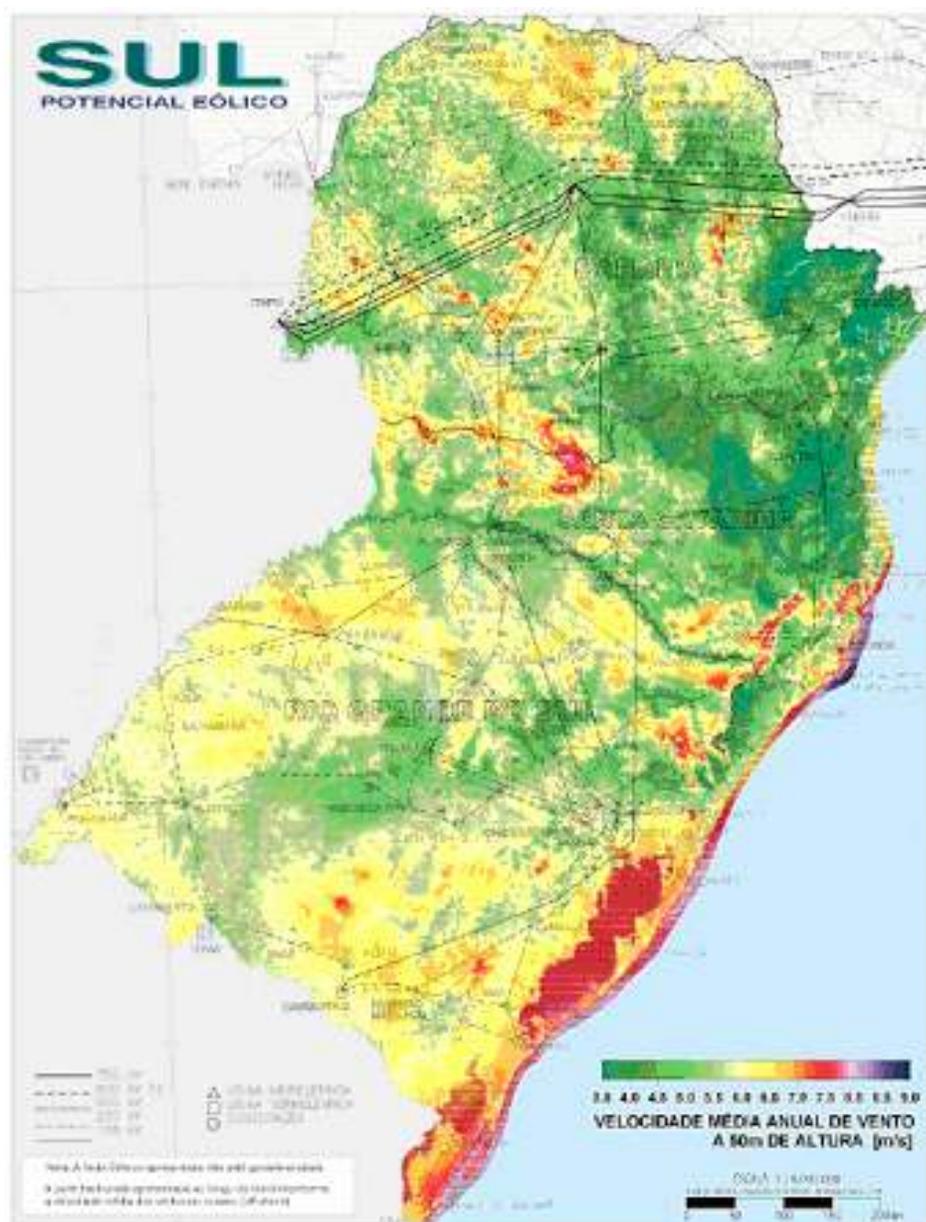


Figura 3.9. Mapa do potencial eólico da região Sul do Brasil (Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001).

3.8 AEROGERADORES

Aerogeradores são as máquinas utilizadas para capturar e converter a energia cinética dos ventos e são constituídos, basicamente, de uma turbina ou rotor eólico, de um gerador elétrico e de sistemas integrados ou auxiliares, como a caixa de multiplicação e sistemas de orientação. Tais máquinas tiveram sua origem nos antigos moinhos de vento, que convertiam a energia cinética dos ventos em energia mecânica. Em épocas mais recentes, essas máquinas passaram a ser utilizadas para produção de energia elétrica.

Desde sua origem, os aerogeradores sofreram diversas alterações em sua configuração e construção, novos desenhos, novos materiais. Atualmente, os aerogeradores mais utilizados são os de eixo horizontal, com diâmetros entre 40 e 60 metros, com potência nominal entre 500 e 1500 kW, três pás montadas antes da torre, ou seja, barlavento ou *upwind*, com torre tubular, controle de potência e sistema de orientação ativo, Amenedo e Feito (2003). No Brasil, a maioria dos aerogeradores em operação, são fabricados pela Wobben Windpower, subsidiária brasileira da Enercon da Alemanha. Os modelos já instalados são: E-40, em duas versões, de 500 kW (40 m de diâmetro do rotor) com 35 máquinas instaladas; e de 600 kW (diâmetro do rotor de 44 m), com 31 máquinas instaladas. Ainda, E-48, com potência de 800 kW (diâmetro do rotor de 48 m), com 62 máquinas instaladas. E por fim, os E-70, com potência de 2000 kW (diâmetro do rotor de 71 m), com 75 máquinas instaladas.

3.8.1. Tipos de Aerogeradores

A principal forma de se caracterizar um aerogerador é quanto à configuração do eixo do rotor. Existem, basicamente, dois tipos de aerogeradores: aerogeradores com rotor de eixo vertical ou com rotor de eixo horizontal.

Abaixo pode-se encontrar algumas características dos dois tipos de máquinas e seus modelos.

3.8.1.1. Rotor de Eixo Vertical

Os aerogeradores de rotor com eixo vertical apresentam algumas vantagens, em relação aos de eixo horizontal, quanto à montagem e acomodação dos componentes de grande massa, como gerador elétrico, caixa de transmissão, e os sistemas de controle podem ser montados no solo. Ainda, devido à configuração dos mesmos, não há necessidade de controlar a orientação do rotor em relação ao vento incidente e as pás são de mais fácil construção por apresentarem comprimento de corda constante e não ser necessário torção nas mesmas, Amenedo e Feito (2003), Manwel et al (2002).

Existem dois modelos principais de aerogeradores com eixo vertical, rotor Darrieus e rotor Savonius.

3.8.1.1.1. Rotor Tipo Darrieus

Esta concepção de rotor eólico foi desenvolvida pelo engenheiro francês Georges J. M. Darrieus, em 1931. Constituídos, normalmente, de duas ou três pás em formato de arco troposkiano. Uma desvantagem deste tipo de rotor é não apresentar torque de partida, o que faz necessário que se dê a partida para início da operação, Passos (1984), e apresentam efeitos de sombra bastante elevados. São montados próximos ao solo, o que, apesar de trazer as vantagens descritas acima, tem o inconveniente de expor o rotor a baixas velocidades de vento devido à proximidade com o solo. Para que seja garantida a estabilidade da estrutura, são necessários suportes fixados no solo, Amenedo e Feito (2003), Krohn (2003). Pode-se ver na Fig. 3.10 um exemplo de aerogerador tipo Darrieus, com três pás.

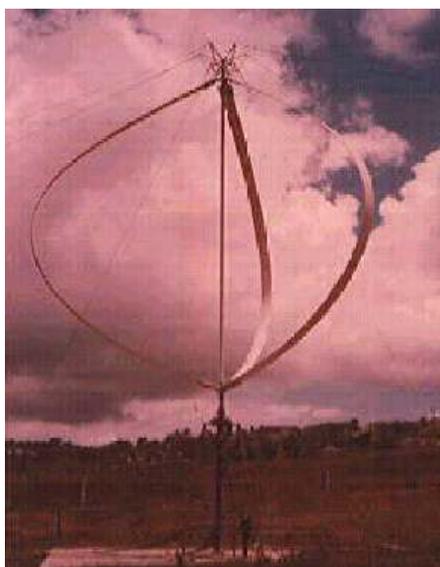


Figura 3.10. Aerogerador tipo Darrieus

Fonte: www.aondevamos.eng.br/textos/galeria01.htm

No final dos anos 1980, chegaram a ser desenvolvidos aerogeradores Darrieus de até 625 kW e 34 metros de diâmetro, nos Laboratórios Sandia, ligados ao Departamento de Energia Americano (DOE), e, comercialmente, turbinas de 17 metros e 170 kW pela empresa FloWind, na Califórnia, EUA, Amenedo e Feito (2003).

O maior aerogerador Darrieus construído, chamado Eole C. com 4,2 MW de potência, localizado próximo à comunidade de Cap Chat, Québec, Canadá, a 700 km de Montreal, Fig. 3.11 e Fig. 3.12, Krohn (2003).



Figura 3.11. Aerogerador Eole C. Tipo Darrieus, 4,2 MW, diâmetro 64m, altura 96m, corda 2,4m, diâmetro da torre 5m. Velocidade de partida 4,5m/s, corte 22,5 m/s.

fonte: www.ifb.uni-stuttgart.de/~doerner/eDarrieus.html



Figura 3.12. Aerogerador Eole C. 4,2 MW.

fonte: www.bellera.org/molins/aerogeneradors_darrieus.htm

3.8.1.1.2. Rotor Tipo Savonius

Este aerogerador foi desenvolvido na Finlândia em 1922 pelo engenheiro S. J. Savonius. Apresenta torque de partida e é, relativamente, de fácil construção, porém apresenta baixo rendimento e velocidade de rotação reduzida. Suas aplicações limitam-se ao bombeamento de água, embora tenham sido desenvolvidos protótipos para geração de eletricidade em sistemas isolados de 5 kW pela Universidade do Kansas, EUA, Amenedo e Feito (2003). Um exemplo de um rotor Savonius pode ser visto na Fig. 3.13.



Figura 3.13. Rotor Savonius

Fonte: www.aondevamos.eng.br/textos/galeria01.htm

3.8.1.2. Rotor de Eixo Horizontal

Todos os aerogeradores comercialmente conectados à rede elétrica, atualmente, são de eixo horizontal, Krohn (2003).

Pode-se dividir os aerogeradores de eixo horizontal em dois modelos principais: Multipás e tipo Hélice.

3.8.1.2.1. Rotor Multipás

Os rotores multipás foram, e ainda são, largamente utilizados para o bombeamento de água. Pouco utilizados para geração de eletricidade. Apresentam como característica uma solidez elevada, ou seja, a área ocupada pelas pás em relação à área varrida pelo rotor, e apresentam torque de partida elevado. Essa elevada solidez se deve ao número de pás, geralmente entre 6 e 24. Apresentam velocidade de rotação relativamente baixa, com a velocidade linear da ponta da pá da mesma ordem de grandeza da velocidade do vento incidente, Amenedo e Feito (2003). Na Fig. 3.14 pode-se observar um rotor multipás com 18 pás.



Figura 3.14. Rotor multipás

Fonte: www.aondevamos.eng.br/textos/galeria01.htm

Apesar de pouco utilizado para geração de eletricidade, foi este o modelo construído por Brush, em 1887-88, para geração de eletricidade, com um rotor de 17 metros de diâmetro e composto de 144 pás de madeira, Fig. 3.15, Krohn (2003).

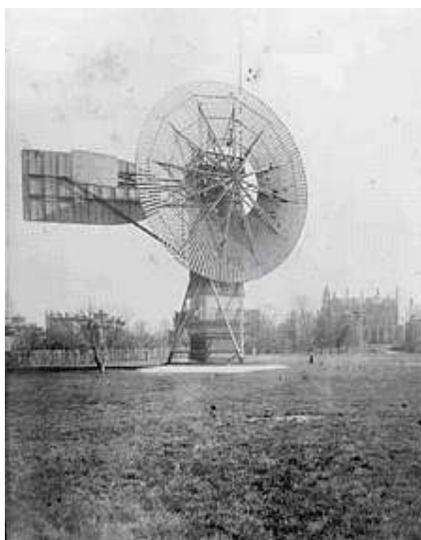


Figura 3.15. Primeiro aerogerador utilizado para geração de eletricidade, Charles Brush 1888.

Fonte: Wind Energy Reference Manual, www.windpower.org (2003).

3.8.1.2.2. Rotor Tipo Hélice

Os aerogeradores com rotor tipo hélice são o consenso entre quase todos os fabricantes de aerogeradores modernos para geração de eletricidade. São considerados rotores rápidos,

sua velocidade linear da ponta da pá pode chegar a 14 vezes a velocidade do vento incidente, Amenedo e Feito (2003) e apresentam torque de partida reduzido, que ainda pode ser otimizado através do controle do ângulo das pás.

Existem dois modelos diferentes de aerogeradores tipo hélice quanto à posição do rotor eólico. O modelo mais amplamente utilizado, principalmente nas turbinas de grande porte, é chamado de rotor a Barlavento (ou *Upwind*, em inglês). Neste modelo, o rotor eólico se encontra montado antes da torre, ou seja, o vento incide primeiramente sobre o rotor, Fig. 3.16. É necessário controle ativo para orientação do rotor em relação ao vento incidente, Amenedo e Feito (2003) e Manwel et al (2002).



Figura 3.16. Aerogerador da usina eólica de Bom Jardim da Serra.

O segundo modelo em relação à posição do rotor, chamado a Sotavento (ou *Downwind*), pode ser visto na Fig. 3.17. Neste modelo, o rotor é montado após a torre, o vento incide primeiramente na nacele. As pás são montadas com uma inclinação, de forma que descrevem um cone durante a rotação. Pode apresentar sistema de orientação passivo, pois, quando se encontra desalinhado com o vento incidente as pás que estão voltadas nesta direção recebem maior força, forçando o rotor a buscar a posição de equilíbrio. Porém, durante a orientação, surgem esforços transitórios elevados devido à rotação da nacele não estar controlada. Apresentam efeito de sombra da torre elevado, que resultam em flutuações de potência e fadiga nos componentes, Amenedo e Feito (2003).



Figura 3.17. Aerogerador com rotor a sotavento (*downwind*).

Fonte: Soren Krohn, 1998 DWIA, www.windpower.org

Os aerogeradores tipo hélice podem apresentar variação em relação ao número de pás do rotor. A grande maioria dos fabricantes produz aerogeradores com três pás por apresentarem maior estabilidade estrutural, maior rendimento e menor produção de ruído quando comparado a turbinas com uma ou duas pás.

Os aerogeradores com uma ou duas pás tem maior velocidade de rotação, o que implica em uma necessidade de multiplicação de velocidade menor, ou seja, caixa multiplicadora reduzida resultando em menor peso e mais fácil instalação. Há um custo menor, devido ao menor número de pás, e menor peso do rotor, quando comparado ao rotor de três pás. No caso dos rotores de uma pá, não há redução de peso se comparado ao de duas pás, pois é necessário que se instale um contrapeso para balancear o rotor. São sentidos efeitos de sombra de torre elevados que resultam em maiores flutuações na potência e fadiga.

Com um maior número de pás, é esperado o aumento do coeficiente de potência máximo, C_p , a regra não vale para rotores multipás, mas acompanhado do aumento do C_p , vem um maior custo de construção e montagem. Quando se aumenta de uma pá para duas pás há um incremento de 10% no C_p . No caso de duas pás para três pás o incremento é de 3 a 4%, e de somente 1% quando se acrescenta a quarta pá, o que explica porque não é rentável aerogeradores de quatro pás, Amenedo e Feito (2003).

Vários materiais são usados na construção das pás de um aerogerador. Historicamente, já se utilizou madeira, aço, alumínio e, recentemente, materiais compósitos. As primeiras pás eram de madeira. A madeira possui baixa densidade, facilidade de ser trabalhada, boa

resistência à fadiga e baixo custo. No entanto, as irregularidades que apresenta na estrutura podem causar fissuras além de absorverem água. A madeira é utilizada para pequenos aerogeradores (diâmetro menor que 10 m), somente madeira ou em conjunto com resina epóxy. O aço foi utilizado como material para as pás devido as suas propriedades mecânicas, resistência e tenacidade. No entanto, sua densidade elevada, o que aumenta as cargas inerciais e gravitacionais sobre as pás e a estrutura, e a sua suscetibilidade a corrosão são desvantagens deste material. O alumínio apresenta baixa densidade e boa resistência à corrosão, mas sua resistência à fadiga é relativamente baixa. Estas características fazem com que o aço e o alumínio somente sejam usados em aerogeradores de pequeno porte. Atualmente os materiais mais utilizados são a fibra de vidro reforçada com resinas de poliéster ou epóxy, que possibilitam versatilidade na fabricação e possuem boas propriedades estruturais, resistência à fadiga, coeficiente de dilatação baixo e reduzida condutividade elétrica. Ainda existem os compostos de fibra de carbono, porém os custos inviabilizam estes materiais para as aplicações eólicas, Amenedo e Feito (2003) e Krohn (2003).

3.8.2. Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão é o mecanismo que transmite o torque do rotor até o gerador elétrico. Faz parte do sistema de transmissão a caixa multiplicadora, caixa de engrenagens que multiplica a velocidade de rotação do rotor eólico para a velocidade de giro do gerador elétrico. Na maioria dos aerogeradores a velocidade de giro do rotor não corresponde à velocidade de giro do gerador.

No projeto de um rotor eólico espera-se que a velocidade de ponta de pá não seja muito alta, portanto, quanto maior o diâmetro do rotor menor deve ser a velocidade de rotação. Então um gerador conectado diretamente à rede elétrica, que tem frequência constante, sem caixa multiplicadora, teria que ter um gerador com número muito grande de pólos, o que o tornaria muito grande e pesado. O emprego de geradores multipólos diretamente acoplados, sem a caixa multiplicadora, é uma solução para turbinas modernas e já é disponível comercialmente pelo fabricante Wobben, da Alemanha . Para isso, é usado um regulador de frequência, o que permite diminuir o número de pólos do gerador, tornando-o mais leve, menor e com custo mais atraente, Amenedo e Feito (2003).

3.8.3. Torre

São as torres que dão sustentação a todos os componentes do aerogerador. Suportam todo o peso do rotor eólico e da nacela, com a caixa multiplicadora, gerador elétrico e componentes do sistema de orientação, entre outros. Para exemplificar, um aerogerador com diâmetro do rotor de mais de 120 metros e potência nominal de 5 MW, tem uma massa do rotor de mais de 100 toneladas, e de sua nacela, sem o rotor, de quase 300 toneladas. A partir disso pode-se perceber o quão robusta deve ser a estrutura da torre para suportar mais de 400 t de carga, sem contar os esforços dinâmicos aos quais todo o aerogerador está sujeito quando em operação, Repower (2004).

A princípio, a torre deve ser o mais alta possível, para aproveitar as maiores velocidades de vento encontradas em maiores alturas. A altura mínima da torre depende do diâmetro do rotor, visto que as pás devem manter uma altura considerável do solo. Porém, maior altura implica em custo mais elevado, assim como maior dificuldade na montagem da nacela e do rotor. No momento de se definir a altura da torre deve-se levar em consideração a relação entre o aumento da quantidade de energia a ser gerada devido a maiores velocidades de vento e o aumento do custo da construção da torre e montagem dos componentes.

As torres devem ter uma frequência natural de forma que nenhuma condição de operação excite a estrutura. Os materiais mais comumente utilizados na construção das torres são o metal, aço na maior parte das vezes, em torres com estrutura treliçada ou tubular, e concreto em torres tubulares. As primeiras torres utilizadas eram de aço treliçadas, apesar de baratas, dificultavam o acesso além de ter maior impacto visual. Nos aerogeradores modernos está prevalecendo uso de torres tubulares de aço ou concreto. Em relação ao impacto visual e estético, dá-se preferência a torres tubulares com pintura em tons graduais de verde na parte mais próxima ao solo, Manwell et al (2002) e Amenedo e Feito (2003).

3.8.4. Controle de Potência

O objetivo de um sistema de controle de potência é impedir que, devido a velocidades de vento elevadas, seja excedida a potência do gerador elétrico, assim como, aliviar os esforços sobre a estrutura e componentes do aerogerador.

Há duas formas principais de se agir sobre as forças aerodinâmicas com o objetivo de controlar as cargas e a potência, são elas: o controle passivo (stall) e o controle ativo (pitch).

O sistema de controle passivo utiliza um rotor com pás de passo fixo, ou seja, as pás são unidas de forma rígida ao rotor, não permitindo rotação sobre seu eixo longitudinal. Os

desenhos das pás são feitos de forma que, para ventos com velocidades superiores a velocidade de projeto da turbina, ocorram perdas aerodinâmicas. Há o descolamento da camada limite na borda de saída da pá, aumentando assim o arrasto e diminuindo a força de sustentação, força esta que é, basicamente, a responsável pela movimentação das pás nas turbinas de alta velocidade e baixo torque.

As pás são projetadas de maneira que a potência nominal seja atingida em velocidades de vento relativamente altas e os aerogeradores que possuem controle passivo sempre devem contar com um sistema de freios para os casos de eventuais paradas, Manwell et al (2002).

Este sistema apresenta partida mais difícil quando comparada a turbinas com controle ativo. Além disso, com o controle passivo, os esforços são elevados para ventos mais fortes, o que exige uma estrutura mais robusta e o gerador elétrico deve ser capaz de suportar sobrecargas consideráveis, Gómez e Dias (2003).

Outra maneira de se controlar a potência e as cargas em um aerogerador é através do controle ativo. No controle ativo as pás podem ser rotacionadas sobre seu eixo longitudinal, o que faz com que seja alterado o ângulo de ataque das pás em relação à velocidade relativa do vento. Tal processo se dá, na maioria das vezes, através de sistemas hidráulicos, que respondem a um controle eletrônico que verifica a potência de saída e, no caso de estar muito alta, aciona o mecanismo.

O controle ativo, ou por “pitch”, permite outros tipos de controle sobre o aerogerador, controles que acabam otimizando a geração de energia e trazem vantagens em relação ao controle por *stall*. As principais vantagens que surgem do controle ativo são, além de limitar a potência para velocidades de vento altas, facilitar a operação de partida, diminuir os esforços e otimizar a potência quando em funcionamento em carga parcial, Gómez e Dias (2003).

Quando a velocidade do vento supera a velocidade de corte, velocidade máxima para a qual o aerogerador foi projetado, ou para uma operação de manutenção, pode-se configurar as pás de forma que atuem como freio aerodinâmico, parando o movimento do rotor, as mesmas podem então ser colocadas em posição de bandeira, a fim de minimizar os esforços aerodinâmicos sobre as pás e componentes mecânicos. Na Fig. 3.18, é mostrado um esquema das diferentes posições da pá, incluindo a posição de bandeira, quando da parada do aerogerador.

A desvantagem deste sistema é o maior custo e complexidade, no entanto, permite maior eficiência na captação da energia do vento, sobretudo na faixa de velocidades compreendida entre a de partida e a nominal, em que o aerogerador opera à carga parcial.

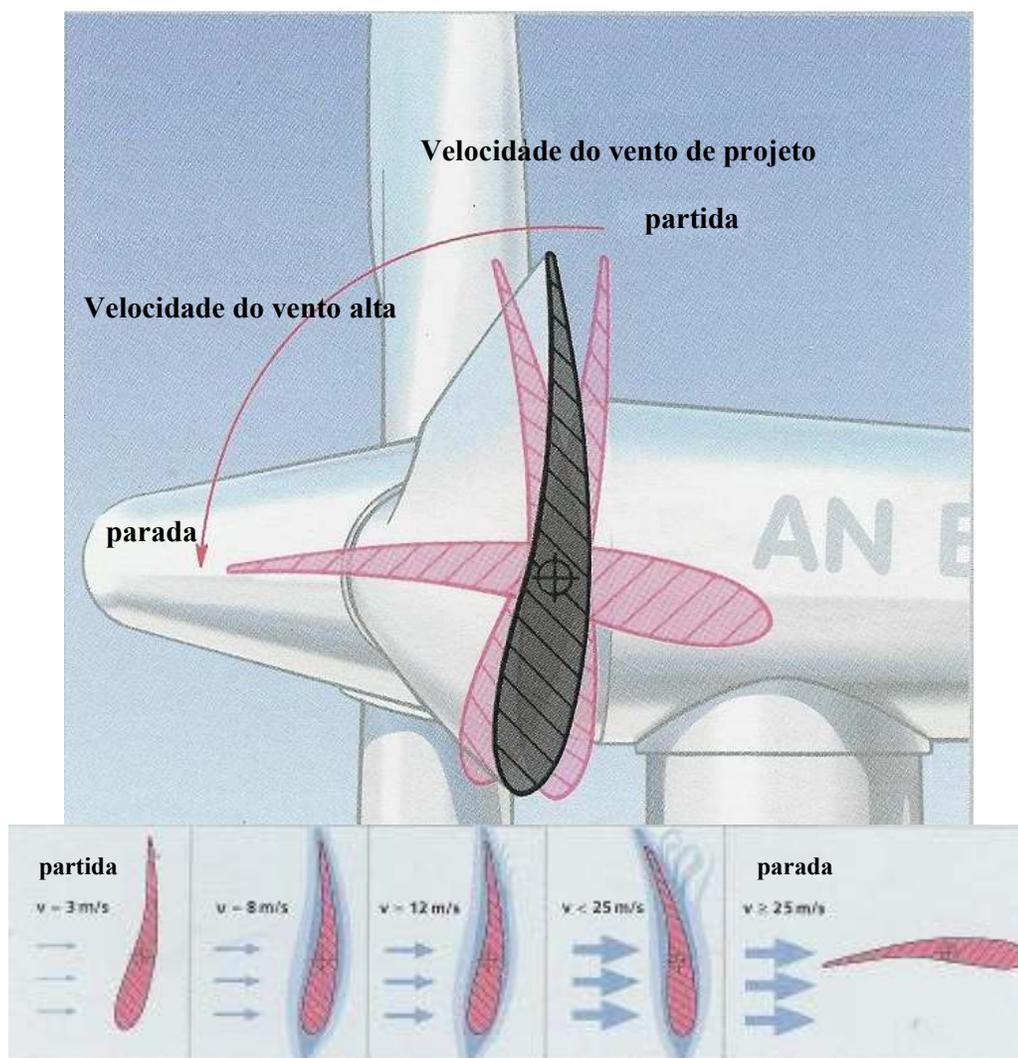


Figura 3.18. Controle ativo de potência (pitch)

fonte: catálogo da AN windenergie , Bonus-Alemanha

3.8.5. Sistema de Orientação

A potência gerada por um aerogerador depende também do ângulo de incidência do vento em relação ao eixo de rotação das pás, ou seja, para o melhor aproveitamento da potência disponível no vento e evitar esforços que aparecem em virtude da desorientação, a direção do vento deve ser perpendicular ao plano de rotação do rotor. Como a direção de incidência do vento é variável, torna-se necessário um sistema de orientação, que tem como objetivo girar toda a nacela para a melhor posição em cada instante.

A velocidade de orientação deve ser baixa para evitar o aparecimento de esforços elevados devidos à rotação, pode-se considerar valores para rotação da nacela da ordem de $0,5^\circ/\text{s}$, Gómez e Dias (2003).

Uma característica importante durante o processo de orientação do aerogerador se dá com a necessidade de se desenrolar os cabos que sobem da torre para a nacelle, pois durante a orientação os mesmos são torcidos, o que poderia ocasionar sua ruptura. Para se evitar tal ruptura, após o rotor realizar um determinado número de voltas em torno do eixo da torre, inicia-se um movimento no sentido contrário para que os cabos retornem ao estado inicial.

3.8.6. Gerador Elétrico

Segundo Amenedo e Feito (2003), a princípio, não há restrições quanto ao tipo de gerador que pode ser usado em um aerogerador, se de corrente alternada (c.a.) ou corrente contínua (c.c.). Porém, quase exclusivamente, são utilizados geradores de corrente alternada. As vantagens de um gerador de c.a. são: melhor relação peso/potência e capacidade de gerar tensões mais elevadas. Os geradores de c.c. são usados em turbinas de pequena potência, com armazenamento da energia em baterias.

São dois os tipos de geradores que podem ser utilizados para geração eólica: síncronos e assíncronos.

Os geradores síncronos apresentam problemas ao serem conectados diretamente à rede elétrica, que tem frequência constante. Então a velocidade de giro do rotor também deve ser constante. Turbinas eólicas com velocidade constante apresentam maiores cargas mecânicas e oscilações na potência gerada. Os geradores síncronos não são usados conectados diretamente à rede elétrica, mas sim através de um conversor de frequência, permitindo que se trabalhe com velocidade variável. O conversor de frequência permite também o controle da potência reativa injetada na rede.

Os geradores assíncronos aceitam rotores com velocidade variável, o que reduz os esforços sobre os componentes, sem a necessidade dos conversores de frequência. Com este tipo de gerador, parte das variações da velocidade de vento podem ser convertidas em energia.

3.8.7. Rendimento de um Aerogerador

Durante o processo de aproveitamento da energia dos ventos, ocorrem perdas inevitáveis em virtude dos diversos fatores envolvidos, fatores que se referem à aerodinâmica, atrito, perdas elétricas entre outros.

Conforme já descrito em capítulos anteriores, a primeira limitação ocorre com o chamado limite de Betz, que estabelece um aproveitamento teórico máximo da potência do vento de 59,3%, ou seja, este seria o rendimento de um aerogerador ideal. Além disso, deve-

se considerar o rendimento mecânico oriundo das interações entre os componentes de transmissão, atrito, e o rendimento elétrico, onde são computados os rendimentos do gerador, conversores, cabos, transformador, etc.

A desorientação da nacele, ou seja, o plano de giro do rotor não estar perpendicular à direção de incidência do vento, pode causar uma perda de 2% da potência segundo Martinez (2003). Os efeitos da sombra da torre também influenciam na potência gerada, tanto na quantidade quanto na qualidade da mesma. As perdas devido à sombra da torre, para um aerogerador a sotavento, podem ser da ordem de 2 a 3% da potência. As perdas para rotores a barlavento são menores, pois há apenas uma diminuição da velocidade do vento incidente em frente à torre, mas também ocorrem, Amenedo e Feito (2003).

Os aerogeradores exigem paradas para manutenção, além daquelas relacionadas a reparos que, por ventura, sejam necessárias; resultando em redução na disponibilidade do aerogerador, tempo em que o aerogerador está operacional. Os valores encontrados para a disponibilidade de aerogeradores modernos são superiores a 95% segundo Martinez (2003), e de cerca de 98% de acordo com Manwell et al (2002).

A própria degradação das pás e sujeira que se acumula sobre as mesmas as faz perder as características aerodinâmicas, ocasionando perdas de até 2%. E as perdas devido à chamada histerese por ventos com velocidade alta, que ocorre quando a velocidade do vento atinge valores superiores à velocidade de corte, podem alcançar 1 a 2%, Martinez (2003). Isto ocorre porque o aerogerador é desconectado da rede elétrica, porém, o tempo que se leva para conectá-lo é superior ao tempo em que o vento esteve com velocidade maior que a de corte.

3.8.8. Esforços sobre os Aerogeradores

Este tópico está baseado nas informações contidas em Manwell et al (2002) e Amenedo e Feito (2003).

Os esforços que são experimentados por um aerogerador podem ser classificados em cinco diferentes formas, de acordo com o tempo de atuação, como: cargas estacionárias, transitórias, cíclicas, estocásticas e de ressonância.

As origens dessas cargas podem ser:

- aerodinâmicas: que surgem da atuação do vento sobre o rotor eólico.
- inerciais: produzidas pelo movimento das partes e pela gravidade, força centrífuga no rotor e pás devido a rotação, peso dos componentes. A gravidade é especialmente importante para os aerogeradores de grande porte.

- estrutural: surgem das reações da estrutura, por exemplo em uma parada do rotor, onde os freios mecânicos são acionados.

3.8.8.1. Cargas Estacionárias

Considera-se carga estacionária os esforços constantes no tempo, estando ou não o rotor em movimento. São esforços que aparecem nas pás e no rotor devido à ação do vento, tais como torque e empuxo sobre as pás, forças centrífugas sobre as pás durante a rotação e peso dos equipamentos sobre a estrutura. Não afetam somente as pás, mas todos os componentes mecânicos envolvidos.

3.8.8.2. Cargas Transitórias

Cargas transitórias surgem em situações especiais de operação do aerogerador tais como: parada de emergência, partida, mudanças bruscas de velocidade do vento e/ou direção, como rajadas, por exemplo, e durante a correção dos ângulos das pás (controle ativo, (*pitch*)) e orientação. Os esforços que aparecem nestas situações são maiores que durante a operação normal do aerogerador. Enquanto o rotor está parado, são as pás que recebem os maiores efeitos das rajadas, principalmente as pás com passo fixo.

3.8.8.3. Cargas Cíclicas

As cargas cíclicas se repetem, periodicamente, com frequências proporcionais à rotação do rotor eólico. As causas dos esforços cíclicos são: perfil do vento, sombra da torre, rotor desalinhado e gravidade. As cargas cíclicas influenciam na fadiga dos componentes do aerogerador.

Devido ao grande diâmetro dos rotores dos aerogeradores modernos, as pás estão sujeitas a valores de velocidade de vento diferentes, dependendo da posição da pá durante a rotação, causadas pelo perfil de velocidade do vento. Disto resulta um esforço cíclico sobre as pás e componentes mecânicos, assim como variação no torque, que causa oscilações de potência.

A sombra da torre é mais uma causa de esforços cíclicos. A torre influencia o campo de velocidade do vento, causando uma oscilação nas forças sobre a pá que está passando por ela. Torres treliçadas causam uma perturbação maior nas linhas de corrente. Estes efeitos são bem mais significativos em rotores montados a sotavento.

Quando o rotor eólico não se encontra perpendicular à direção de incidência do vento, aparece uma componente da velocidade que se soma, ou subtrai, da componente da velocidade resultante da rotação das pás. Assim a velocidade relativa do vento sobre as pás sofre variações a cada rotação, causando flutuações das forças sobre as pás.

3.8.8.4. Cargas Estocásticas

A origem destas cargas está na turbulência do vento. As variações de curto prazo, tanto em espaço quanto em tempo, causam rápidas variações nas forças aerodinâmicas sobre as pás. Estas variações nas forças sobre as pás causam flutuações na geração de energia e afetam a vida útil dos componentes do aerogerador.

3.8.8.5. Cargas de Ressonância

Aparecem quando alguma parte da estrutura é excitada em sua frequência natural. Os projetos da estrutura do aerogerador sempre visam a evitar que ocorra ressonância, porém a turbulência pode acabar sendo a responsável por excitar a estrutura do aerogerador ou o rotor.

3.9. CUSTOS DA ENERGIA EÓLICA

Os custos de geração de energia elétrica por fonte eólica e os de instalação dos aerogeradores vêm diminuindo ao longo dos últimos anos, à medida que a indústria eólica se desenvolve continuamente. Esta diminuição nos custos é influenciada por diversos fatores tanto tecnológicos quanto de projeto dos parques eólicos.

Os avanços nos projetos dos aerogeradores permitiram a melhora no desempenho dos mesmos, aumentando a produtividade e a eficiência. Através do aumento do tamanho das turbinas se consegue maiores potências por unidade de área, pois, como se sabe, esta é diretamente proporcional à área varrida pelas pás da turbina eólica, que é função do quadrado do diâmetro, conforme Eq. 3.4. Torres mais altas permitem que o aerogerador trabalhe com ventos de maior velocidade e com menos influências dos efeitos da superfície do terreno. O melhoramento no controle das turbinas eólicas, da sua movimentação, além de novos desenhos das pás, entre outros desenvolvimentos, causam o aumento na eficiência das máquinas e reduzem os custos relativos do investimento e custos de geração. Pode-se observar as diferenças entre um aerogerador da década de 80, quando comparado a um mais atual, na Tab. 3.2, onde é possível perceber a significativa diminuição no custo total do

aerogerador por potência instalada, o custo por kW instalado, em dólar, em 2000, era cerca de 30% daquele em 1981.

Tabela 3.2. Desenvolvimento dos aerogeradores, redução dos custos de construção.

Ano	1981	2000
Potência	25 kW	1650 kW
Diâmetro do Rotor	10 m	71 m
Custo Total (x 1000)	US\$ 65	US\$ 1300
Custo / kW instalado	US\$ 2600	US\$ 790
Energia Gerada kWh / ano	45000	5,6 milhões

Fonte: AWEA (2005)

Os custos da energia gerada de origem eólica variam devido a vários fatores, principalmente, os que dizem respeito à construção do parque eólico tais como: tamanho do empreendimento, características do vento no local (velocidade média, regularidade e FC) e custo de instalação das turbinas eólicas.

Em se tratando do valor da velocidade média do local escolhido para a construção do parque eólico, podemos dizer que a geração é muito sensível às variações dos valores da velocidade do vento. Como a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade, um pequeno aumento desta velocidade resulta num grande acréscimo na geração de eletricidade. Considerando dois sítios eólicos, um com velocidade média de 6,25 m/s (14 mph) e outro com 7,15 m/s (16 mph), com todos os demais fatores relevantes iguais, uma turbina instalada no segundo sítio geraria, aproximadamente, 50% mais energia que o primeiro, AWEA (2005). Podemos notar, na Fig. 3.19, a queda do custo da energia com a velocidade por kilowatt-hora, em um parque eólico de 51 MW, para três diferentes velocidades médias do vento. É importante lembrar que estes valores consideram que as demais características eólicas do parque são iguais.

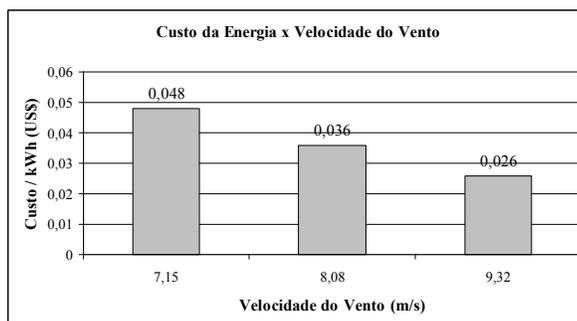


Figura 3.19. Custos da energia de fonte eólica.

Fonte: AWEA, 2005.

O custo da eletricidade gerada por fonte eólica também cai de preço em empreendimentos maiores. Assumindo um sítio com a mesma média de velocidade de vento, em torno de 8,04 m/s (18 mph), e turbinas eólicas idênticas, um projeto de 3 MW teria um custo de US\$ 59 / MWh. Enquanto para um parque com 51 MW este custo cairia para US\$ 36 / MWh, ou seja, uma queda de quase 40%. Da mesma forma, projetos maiores têm custo de operação-manutenção mais baixos por kW, AWEA (2005).

O custo de geração de energia eólica nos Estados Unidos era de US\$ 400 / MWh, em 1979. Já em 2000 este valor caiu para US\$ 60 / MWh, e em 2004 encontrava-se em torno de US\$ 45 / MWh. Alguns projetos de parques eólicos nos EUA, no Texas, têm custo de geração em torno de US\$ 39 / MWh. Na Europa, em 2002, o custo da produção era de US\$ 50,7 / MWh. Espera-se para 2010 um custo de US\$ 37,7 / MWh e US\$ 29,9 / MWh para 2020, Camargo (2005). Segundo Wachsmann e Tolmasquin (2003), o custo de geração de eletricidade a partir da energia eólica está na faixa dos 39 a US\$ 84 / MWh. Estes valores não são muito diferentes dos valores encontrados para outros meios de geração de eletricidade. Pode-se compará-los, por exemplo, aos custos de geração por biomassa (US\$ 38-78 / MWh) e carvão (US\$ 50-65 / MWh), Wachsmann e Tolmasquin (2003). Ainda, segundo AWEA (2001), em 1996, o custo da geração a partir da energia eólica era menor do que o de fontes como a nuclear e hídrica para os EUA.

Um valor típico encontrado para a instalação de um parque eólico está em torno de US\$ 1000 / kW, Aneel (2002), enquanto na Europa, em 2002, o valor era de US\$ 1070 / kW, com expectativa para 2010, em torno de US\$ 810 / kW e para 2020, em torno de US\$ 646 / kW, Camargo (2005).

Para o Brasil, onde esta tecnologia ainda está sendo introduzida, esperam-se valores mais altos para os custos de geração e instalação de parques eólicos. Os valores a serem pagos para a energia gerada no Parque Eólico de Osório, que entrou em funcionamento em junho de 2006, em Osório-RS, são de R\$ 231 / MWh, valor bem maior que o acertado para fonte hídrica, em torno de R\$ 110-114 / MWh, no leilão de energia correspondente, Hasse (2006). Este empreendimento, juntamente com os parques eólicos de Sangradouro e dos Índios, totalizarão 150 MW de potência instalada, com custo total de R\$ 662,4 milhões, pouco mais de R\$ 4.400 / kW (quase US\$ 2.000 / kW, considerando US\$ = R\$ 2,21). Este valor médio é próximo ao do Parque Eólico RN 15, em Rio do Fogo – RN, que com 49,3 MW instalados ao custo próximo de R\$ 209 milhões, o que resulta em R\$ 4.200 / kW (pouco mais de US\$ 1.900 / kW, na mesma cotação), Power (2006). O Parque Eólico de Água Doce, no município de mesmo nome, apresenta valores pouco menores que os acima, superiores a R\$ 3.200 / kW (US\$ 1.460 / kW, mesma cotação acima), sendo o investimento de R\$ 29,2 milhões para

potência instalada de 9 MW, BNDES (2006). Estes valores de investimento são bem maiores que os US\$ 1000 / kW instalada. Segundo Molly (2004), o custo médio para instalação de um parque eólico no Brasil fica em torno de R\$ 3500 / kW instalado, sendo R\$ 2600 / kW o custo do aerogerador, Molly (2005).

Os valores de remuneração que haviam sido anunciados pelo PROINFA, na faixa de R\$ 180-204 / MWh, MME (2004), cuja variação depende do fator de capacidade (FC) do local, são 45% e 37% menores que na Alemanha, Molly (2004).

3.10. REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Neste trabalho, como será visto no capítulo 7, foi utilizado, para tratamento dos dados de previsão de ventos, a técnica de redes neurais artificiais (RNA). Foi utilizado o software TLearn, programa livre para simulação de redes neurais artificiais no qual o treinamento das redes se dá por retropropagação (*backpropagation*), TLearn (1997).

A seguir, é feita uma breve descrição de redes neurais artificiais.

As RNA são modelos matemáticos que foram desenvolvidos baseados no funcionamento do cérebro humano, se assemelham às estruturas neurais biológicas e têm a capacidade de aprender através de exemplos.

Nas décadas de 1950 e 1960, passou-se a entender o neurônio biológico como sendo basicamente o dispositivo computacional elementar do sistema nervoso, com múltiplas entradas e apenas uma saída, Karrer et al (2005). O neurônio biológico é composto de 3 partes: corpo da célula, dentritos e axônio, Fig. 3.20. As informações são recebidas através dos dentritos, impulsos nervosos, que os conduzem até o corpo celular. No corpo celular estas informações são processadas e novos impulsos são gerados e transmitidos através do axônio a outros neurônios, RNA (2006).

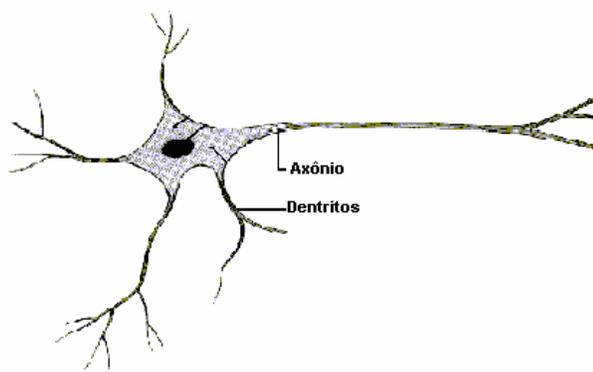


Figura 3.20. Neurônio biológico

Fonte: <http://users.fermanet.com.br/~fabri/RNAs.htm>

Em 1943, através de uma publicação de McCulloch e Pitts, foi apresentado o precursor das RNAs, conhecido como neurônio de McCulloch, Karrer et al (2005), Fig. 3.21.

O modelo de neurônio proposto por McCulloch e Pitts é uma simplificação do que se conhecia sobre o neurônio biológico na época. Um modelo com n terminais de entrada (que representam os dendritos) e um terminal de saída (que representa o axônio), RNA (2006).

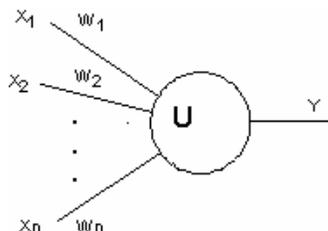


Figura 3.21. Neurônio de McCulloch.

O neurônio de McCulloch é um neurônio binário cuja saída pode ser um pulso ou não pulso, com várias entradas. Porém, as RNAs não apresentam, necessariamente, apenas respostas binárias.

As entradas correspondem a um vetor de dimensão n . Para cada entrada x_i , há um peso correspondente w_i . A soma das entradas é chamada saída linear U , dada por $U = \sum w_i x_i$. A saída y do neurônio é chamada saída de ativação e é obtida a partir da aplicação de uma função f , função de ativação, à saída linear U , Karrer et al (2005). Os pesos, w_i , determinam em que grau o neurônio deve considerar o sinal que ele recebe, são os parâmetros que a RNA ajusta para conseguir uma melhor resposta.

A ativação do neurônio é obtida através da aplicação de uma função de ativação, Fig. 3.22, tais como: linear (a), rampa (b), degrau (c) e sigmoideal (d).

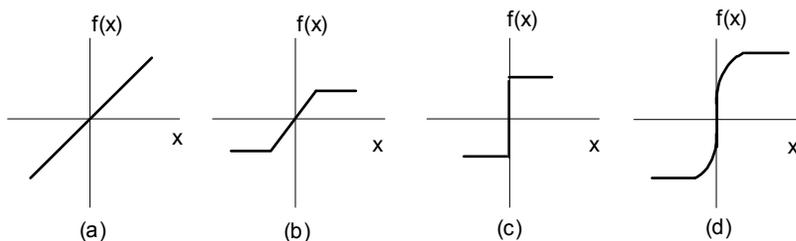


Figura 3.22. Exemplos de função de ativação.

Fonte: <http://users.fermanet.com.br/~fabri/RNAs.htm>

Os principais atrativos das soluções de problemas através das RNAs é a capacidade de aprender através de exemplos e de generalizar a informação aprendida. A generalização está associada à capacidade da rede em aprender através de um conjunto reduzido de dados e dar respostas coerentes a dados não apresentados, RNA (2006). Para um conjunto de dados, o aprendizado visa à adaptação dos parâmetros da rede, pesos, de maneira que haja convergência para uma solução.

O processo de aprendizagem (teste) consiste numa espécie de estímulo, que pode ser externo ou não, por meio de um banco de dados. Em consequência deste estímulo, há mudanças nos parâmetros da rede, alterando assim o comportamento da rede visando melhores resultados, Karrer et al (2005).

Pode-se classificar uma RNA quanto à forma de aprendizado, que pode ser supervisionada e não-supervisionada.

Na forma supervisionada, são apresentados à rede conjuntos de padrões de entrada e saída. A rede então, ajusta os pesos até que o erro entre os padrões alcance um valor mínimo. Em problemas de aproximação, classificação e predição, o conjunto de treinamento é composto por pares de entrada e saída, sendo caracterizada previamente a saída desejada y_d . Os ajustes de pesos devem modificar a saída y de forma que a diferença $y - y_d$, erro, diminua, Karrer et al (2005). A forma supervisionada é a mais comum no treinamento das RNAs, RNA (2006).

Na forma não-supervisionada, a rede analisa o conjunto de dados apresentados, determina algumas propriedades e passa a refletir estas propriedades na sua saída, ou seja, há somente padrões de entrada onde a rede identifica características e as passa à saída.

As conexões entre as camadas de neurônios de uma rede podem ter várias estruturas diferentes. Pode-se ter cada neurônio de uma camada ligado a apenas um neurônio na outra camada, assim como ter todos os neurônios conectados a todos de outra camada. Também se pode ter a saída de um neurônio conectado com a entrada dele mesmo ou entrada de um neurônio de uma camada anterior, rede com realimentação. Pode-se classificar as camadas de uma RNA como:

- Camada de Entrada: recebe os padrões de entrada da rede, pode ter tantos neurônios quantos forem às entradas;
- Camada de Saída: apresenta os resultados do processamento da rede. O número de neurônios depende da quantidade de saídas esperada;
- Camada Intermediária: pode conter de uma a n camadas, dependendo da forma da rede escolhida. O número de neurônios em cada camada também pode ser variável, da Silva (2002).

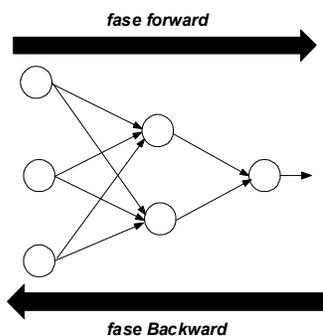


Figura 3.23. Exemplo de rede com *backpropagation*.

Fonte: <http://users.fermanet.com.br/~fabri/RNAs.htm>

Conforme mencionado, no início desta seção, o tipo de aprendizado utilizado pelo programa TLearn é o *backpropagation*. O *backpropagation* é um algoritmo supervisionado que utiliza pares entrada / saída para ajustar os pesos da rede através de correção de erros. O treinamento ocorre em duas fases em sentidos opostos dentro da rede, Fig. 3.23. A lógica principal deste algoritmo é representada pelo processo iterativo como os erros são utilizados para adaptar os pesos, os erros são propagados para trás em direção às camadas anteriores, Karrer et al (2005).

3.11. PREVISÃO EÓLICA

A capacidade de se prever com precisão a quantidade de energia que será gerada em um parque eólico é vital para o futuro da geração eólica de energia.

Um dos maiores problemas da geração eólica de energia elétrica, quando comparada com formas convencionais de geração de energia, é a sua inconstância na produção, inconstância esta devido às variações sofridas em virtude da oscilação da velocidade do vento, Giebel et al (2003). O “combustível” (vento) não pode ser controlado ou armazenado, Lange (2003), como ocorre em outros meios de geração, mesmo os que são dependentes das variações impostas pela natureza, como é o caso a geração hidráulica. Em consequência, como sempre existe uma incerteza quanto ao valor final da produção de energia eólica, há uma queda na eficiência na operação da rede elétrica, Sánchez (2005).

Com o aumento da contribuição da energia eólica para a rede elétrica, em diversos países no mundo, torna-se necessário um melhor conhecimento da previsão de oferta de energia dos ventos a fim de se diminuir os problemas técnicos e econômicos oriundos dessa maior participação. Conforme já mencionado, os planos dos países europeus de atingir, em

breve, 10% de geração elétrica por fonte eólica, ou o exemplo de King Island na Tasmânia, onde para uma demanda máxima de 3 MW, o potencial eólico instalado é de 2,5 MW, Potter e Negnevitsky (2006), mostram a necessidade de uma forma confiável de previsão de geração eólica.

Para um suprimento de energia confiável, o operador do sistema precisa de informações corretas, na forma de previsões precisas, sobre a produção de energia eólica. Esta forma de geração seria mais valorizada com a possibilidade de se prever sua produção, assim como, num mercado de energia aberto, melhoraria sua posição frente a outras formas de geração, aumentando seu valor econômico, tornando-a mais competitiva, Sánchez (2005) e Lange (2003).

Um suprimento seguro e viável de energia visa a gerar uma quantidade suficiente para suprir a demanda com menor erro possível, porém, nunca podendo ser inferior a essa demanda. A demanda é razoavelmente bem conhecida, através de séries históricas de dados. Na Europa a demanda pode ser prevista com precisão de 1,5% para 24 h e 5% para uma semana, Giebel et al (2003).

Quando não há energia eólica na rede, o perfil de demanda de energia é suficiente para que se estabeleça como suprir a carga futura. De conhecimento da necessidade de potência o operador do sistema define quantas e quais usinas entrarão em operação para atender a demanda, levando-se em consideração as características de cada tipo de usina tais como custo de geração, combustível e tempo de entrada em operação, Lange (2003).

Quando existe energia eólica disponível na rede elétrica, a tarefa de se definir o suprimento de energia se torna mais complicado. No caso de não se estar gerando o que era esperado, uma falha na previsão, será necessário que energia proveniente de outra fonte venha a restabelecer o equilíbrio entre oferta e demanda. Leva-se tempo para colocar em operação uma usina, cerca de 20 minutos para uma turbina a gás e por volta de 8 horas para uma termoelétrica a carvão ou óleo, Giebel et al (2003). Por outro lado, se há energia de fonte eólica não prevista, que não pode ser armazenada no caso dos aerogeradores de porte maior, adicionada a rede elétrica, ela acaba atuando como uma carga negativa por reduzir a demanda das fontes convencionais (energia já contratada), Lange (2003).

3.11.1. Modelos de Previsão

Baseado no exposto acima se percebe a grande importância dos sistemas de previsão para a completa integração da energia eólica na geração e distribuição de energia elétrica.

Conforme encontrado na literatura, a maioria dos sistemas de previsão em operação baseiam-se nos resultados de um sistema numérico de previsão de tempo (NWP – *Numerical Weather Prediction*), como exemplo pode-se citar o HIRLAN, do Instituto de Meteorologia da Dinamarca, ou o modelo de mesoescala Eta, operado pelo CPTEC / INPE. Este último é a origem dos dados de previsão deste trabalho e maiores detalhes podem ser encontrados no próximo tópico e na seção referente aos resultados deste trabalho.

Os modelos NWP baseiam-se nas equações da mecânica dos fluidos e possuem limitações quanto às suas resoluções, horizontal e vertical, e quanto ao tempo de computação, Potter e Negnevitsky (2006). Os desenvolvimentos dos modelos NWP são importantes, pois a principal parcela do erro de uma previsão eólica de curto prazo vem do modelo NWP, Giebel et al (2003).

Um modelo de previsão eólica se caracteriza por algumas etapas, conforme pode ser visualizado na Fig. 3.24, segundo Beyer et al (1999). Inicia-se com os dados de previsão de um modelo NWP, na seqüência as etapas que visam a dar aos dados de previsão as características locais, desde físicas até dos aerogeradores instalados, chegando assim à previsão de potência esperada baseada em dados de previsão meteorológicos.

Existem dois grupos de modelos de previsão eólica, a saber, os modelos físicos e os modelos estatísticos. Há ainda, os modelos mistos, que usam uma combinação desses dois grupos.

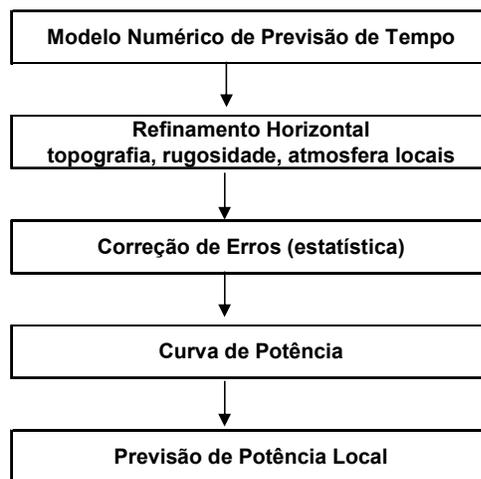


Figura 3.24. Etapas de um Modelo de Previsão Eólica

Nos sistemas físicos, os dados do NWP sofrem correções baseadas na física da camada limite atmosférica. Há um refinamento dos dados do NWP adaptando-os às condições locais, levando-se em consideração fatores físicos, tais como a rugosidade superficial, topografia, obstáculos e estratificação térmica da atmosfera, a fim de se alcançarem melhores estimativas

das velocidades dos ventos locais, Lange (2003) e Giebel et al (2003). São alguns exemplos de sistemas físicos de previsão o *PREDIKTOR*, desenvolvido pela RISO National Laboratory, Dinamarca, e o *PREVIENTO*, da Universidade de Oldenburg, Alemanha, Giebel et al (2003).

Nos sistemas estatísticos não há um refinamento direto através de características físicas locais, tal como ocorre nos modelos físicos. Os modelos estatísticos “aprendem” a relação existente entre a velocidade do vento prevista por um modelo NWP e valores de potência gerada, Lange (2003). Ou seja, os dados de entrada deste modelo são as previsões de um modelo meteorológico e valores do passado, medidos, de potência gerada. São exemplos de sistemas estatísticos de previsão: o WPPT, da Universidade de Copenhagen, Dinamarca e o SIPREÒLICO, Universidade Carlos III, Espanha, Giebel et al (2003).

Nos modelos físicos, alguns passos são necessários, por exemplo: definir a velocidade do vento para a altura do aerogerador, converter a velocidade do vento para potência através da curva de potência, entre outros. Já no modelo estatístico, este passo não precisa, necessariamente, ser executado, Giebel et al (2003). O modelo, ao tentar adaptar as previsões de velocidade de vento aos valores de potência fornecidos como entrada, está fazendo indiretamente as correções locais das previsões do modelo NWP.

Uma característica importante em um sistema de previsão eólica é a sua flexibilidade. São duas as principais razões: relação altamente não-linear entre as variáveis envolvidas, e, o sistema de previsão deve gerar previsões confiáveis para parques eólicos com diferentes características, Sánchez (2005).

3.11.2. Modelo Eta

O modelo regional Eta é um modelo de mesoescala que utiliza equações matemáticas para simular e prever as condições do tempo, fazendo previsões para determinados intervalos de tempo. Segundo Chan (2006), o modelo Eta está sendo usado pelo CPTEC / INPE desde 1996. Tem a finalidade de complementar a previsão numérica de tempo que é realizada com o modelo de circulação geral atmosférica.

Um modelo regional se propõe a prever fenômenos com maiores detalhes, em mesoescala, associados a frentes, orografia, brisa marítima, tempestades severas entre outros. Nesta escala há uma menor previsibilidade, devido a maior não-linearidade dos sistemas em ação, portanto, as previsões são feitas para curto-prazo, Chan (2006).

A versão em operação possui resolução horizontal de 40 x 40 km e resolução vertical de 38 camadas. O modelo cobre a maior parte da América do Sul e parte dos oceanos dentro da

região compreendida pelas longitudes 20° W a 100° W e as latitudes de 13° N a 57° S, centrado em 22° S e 60° W, Chan et al (2002).

A equação do modelo Eta tem como característica a coordenada vertical η , definida por Mesinger conforme Eq. 3.48, segundo Chan et al (2002) e Passos et al (2004).

$$\eta = \frac{p - p_t}{p_s - p_t} \left(\frac{p_r(z) - p_t}{p_r(0) - p_t} \right) \quad (3.48)$$

Onde p é a pressão e os sub-índices t , s e r indicam topo da atmosfera, superfície e estado de referência, respectivamente. A variável z refere-se à altura. As variáveis do modelo são: temperatura do ar, componentes zonal e meridional do vento, umidade específica, pressão na superfície, energia cinética turbulenta e água em nuvens, Passos et al (2004).

É usada como condição inicial para o modelo, a previsão de 12 horas do modelo global do CPTEC, cuja resolução é de 100 x 100 km. A condição inicial é obtida de uma análise estática com estimativa inicial de acordo com as condições no horário da análise. Esta análise é realizada para a resolução do modelo global e, posteriormente, interpolada para a do modelo Eta, Chan (2006).

O modelo Eta é rodado duas vezes ao dia 00h e 12h, horário de Greenwich, e gera previsões para 6 até 72h com intervalos de 6h entre cada previsão.

4. POTENCIAL EÓLICO DE SANTA CATARINA

Neste capítulo, são apresentados os dados eólicos para o Estado de Santa Catarina utilizados neste estudo. A partir destes dados, são avaliadas as características dos ventos e o potencial para aproveitamento eólico para geração de eletricidade em algumas localidades do Estado.

4.1. AVALIAÇÃO DO REGIME DE VENTOS EM SANTA CATARINA.

O estudo do regime de ventos do Estado de Santa Catarina é apresentado, nesta seção, através da avaliação dos dados de velocidade de vento, onde são apresentadas as médias mensais e anuais para cada localidade estudada, direção do vento e intensidade de turbulência.

Na seção 4.1.1, é feita uma breve descrição da origem dos dados utilizados neste trabalho, assim como quais as localidades onde existem dados eólicos disponíveis e quais destas localidades foram consideradas no presente estudo de caso.

4.1.1. Dados Eólicos de Santa Catarina

Com o objetivo de utilizar a energia eólica para a geração de energia elétrica, o LABSOLAR / UFSC, (atual LEPTEN), em parceria com a CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A., iniciou o levantamento do potencial eólico do Estado de Santa Catarina com a instalação de dezesseis estações anemométricas e a realização de medições no período de 1998 a 2002, Silva et al (2004).

As estações foram montadas em diversas regiões cujas características são representativas das diferentes condições geográficas do Estado: serra, planalto e litoral. Essas estações estão numeradas de 001 à 009 e de 011 à 017, cujas latitudes e longitudes são apresentadas na Tab. 4.1 e localizadas no mapa da Fig. 4.1, conforme Passos et al (2003) e Silva et al (2004).

Tabela 4.1. Estações anemométricas no Estado de Santa Catarina.

Estações Anemométricas no Estado de Santa Catarina			
Latitude	Longitude	número	Estação / Localização
27° 29' 8,23"	48° 20' 4,13"	001	Moçambique I - Florianópolis
27° 41' 3,1"	49° 8' 31,4"	002	Rancho Queimado - Boa Vista
28° 51' 50,8"	49° 16' 36,8"	003	Içara - Praia do Rincão
26° 37' 37,6"	50° 57' 45,6"	004	Calmon - Fazenda Cruzeiro
26° 22' 28,8"	53° 10' 23"	005	Campo Erê - Fazenda Perseverança
27° 27' 55"	51° 16' 18"	006	Campos Novos - Fazenda Ouro Verde
26° 44' 47"	51° 44' 51"	007	Água Doce - Fazenda São Rufino
28° 0' 35,4"	50° 05' 14"	008	Lages / Paineis - Fazenda Rancho Alegre
28° 21' 40"	50° 03' 16"	009	São Joaquim - Chapada Bonita
28° 07' 30"	49° 29' 41"	011	Urubici - Fazenda Carambola / SBT
28° 21' 05"	49° 35' 0"	012	Bom Jardim da Serra - Fazenda Barrinha
26° 18' 0"	48° 32' 30"	013	São Francisco do Sul - Praia Grande
28° 09' 53,9"	48° 39' 34,4"	014	Imbituba - Praia de Ibiraquera
28° 30' 2,7"	48° 44' 55,5"	015	Laguna - Morro do Tamborete
27° 29' 58,23"	48° 20' 4,13"	016	Moçambique II - Rio Vermelho - Florianópolis
27° 44' 39,3"	49° 09' 27,2"	017	Rancho Queimado II - Chapada da Boa Vista



Figura 4.1. Localização das estações anemométricas da CELESC.

As estações, acima indicadas, foram instrumentadas com um conjunto de medição, constituído de dois anemômetros e uma veleta, da marca NRG 40, instalados, na maioria dos casos, a 30 e 48 m de altura, sendo a veleta instalada a 48m, em torres treliçadas. Os anemômetros são de três conchas, fabricados em PVC preto. As veletas, do tipo “rabo de andorinha”, são instaladas ao lado do anemômetro.

Um sistema de aquisição Data Logger NRG 9200-plus, com faixa de medição entre 0 e 97,3 m/s, e incerteza de +/- 0,4 m/s e resolução 0,1 m/s e de ângulo de 1,4 °, que permite o armazenamento de dados de velocidade média, de ângulo da direção média e seus respectivos desvios padrão, para intervalos de 10 e 60 min, sendo usado, neste caso, as médias de 10 min. Essas médias são calculadas a partir de dados processados a cada 2 s.

A verificação da curva de calibração dos anemômetros, indicada pelo fabricante, foi feita no LAC – Laboratório de Aerodinâmica das Construções, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, conforme Silva et al (2004).

Foram verificadas algumas falhas na aquisição dos dados. Desta forma, as séries onde foram detectadas falhas tiveram os dados retirados, conforme Silva et al (2004). Estas falhas se deram, principalmente, na forma de seqüências de valores de velocidade de 0 ou 97,3 m/s, ou alternância entre estes dois valores. Estas falhas explicam, em parte, não haver a série completa de dados para cada ano nas localidades estudadas.

Os anemômetros foram instalados a 30 m e 48 m acima do solo, com exceção de Campo Erê (005) com altura de 20 m e 30 m, Rancho Queimado (002) com altura de 36 m e Florianópolis (001) com altura de 25,3 m.

Os dados obtidos com médias de 10 min, são ideais para o estudo do potencial eólico de um local. Com médias de velocidade em intervalos entre 10 min e 2 h consegue-se uma boa distinção entre variações de grande escala e de micro-escala, devido a turbulência ou rajadas, Molly (2005). Isto pode ser melhor entendido observando-se a Fig. 4.2, onde a curva mostra como se distribui a energia cinética do vento pelo período: a área abaixo da curva nos dá a energia cinética média no período, Martinez (2003). Então, observam-se maiores variações da energia cinética do vento onde se visualizam os picos na figura. Os picos que se encontram com períodos de minutos revelam variações de micro-escala do movimento atmosférico, ocasionadas por turbulência ou rajadas, enquanto os outros picos que podem ser vistos na Fig. 4.2, períodos de quase um dia ou mais, podem ser ocasionados por brisas, passagens de frentes, entre outros, Martinez (2003).

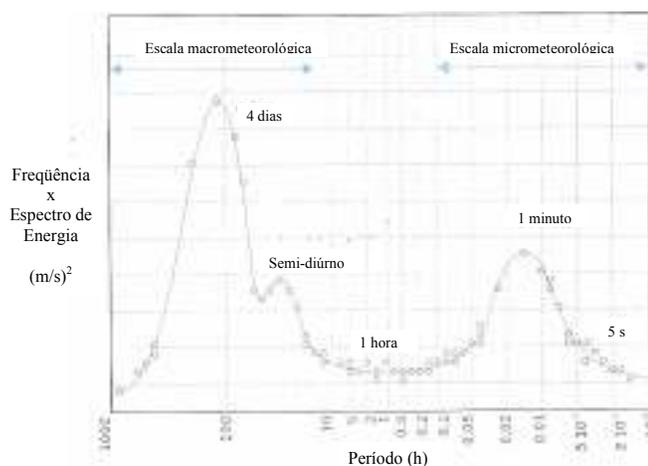


Figura 4.2. Espectro das variações do vento em diversas frequências.

Fonte: Martinez (2003)

4.1.2. Análise dos Dados de Vento de Santa Catarina

Os dados que foram analisados no presente trabalho se referem às seguintes localidades: Água Doce (estação 007, meio-oeste catarinense), Bom Jardim da Serra (estação 012) e Urubici (estação 011) (Serra catarinense), Campo Erê (estação 005, oeste catarinense), Imbituba (estação 014) e Laguna (estação 015) (litoral sul catarinense), que são as localidades marcadas por um quadrado no mapa da Fig. 4.1.

Foram utilizados os dados dos anemômetros instalados a 48 m de altura, com exceção de Campo Erê, cujo anemômetro se encontra a 30 m. Desta forma, espera-se valores de velocidade para Campo Erê pouco superiores aos apresentados nas próximas seções. Fazendo uma comparação entre os dados medidos a 30 m e a 48 m em Água Doce, Urubici e Imbituba, encontrou-se valores, na altura de 30 m, em média 4,4%, 5,6% e 8,8% menores que a 48 m, respectivamente. Pode-se assim ter uma estimativa de quanto maiores podem ser esperadas as velocidades de vento a 48 m em Campo Erê. Os dados a 48 m foram escolhidos para análise por se tratar da altura em que os aerogeradores Wobben-Enercon E-40 (600 kW), já instalados no estado de Santa Catarina, estão montados.

No caso das velocidades médias, estas são apresentadas como médias mensais e médias anuais para cada localidade. Para Água Doce e Bom Jardim da Serra, no período de 1999 a 2004; para Imbituba e Urubici, no período de 1999 a 2003 (ainda há os dois primeiros meses do ano de 2004 para Imbituba); e para Campo Erê e Laguna, no período de 1999 a 2002, conforme tabelas 4.2 a 4.7. Segundo os meteorologistas, é necessário um período mínimo de cinco anos de dados de vento para se ter médias anuais confiáveis, Manwell et al (2002), portanto, para os sítios analisados neste trabalho, esta exigência é parcialmente atendida já que o período de dados adquiridos está próximo do limite mínimo.

As direções são mostradas na forma de rosa-dos-ventos para cada ano estudado. Água Doce, 1999 a 2004; Bom Jardim da Serra e Imbituba, 1999 a 2003; Campo Erê, 1999 a 2002; Laguna, 1999 e 2000; e Urubici, 1999, 2000 e 2003.

Por fim, a intensidade de turbulência é apresentada por valores médios mensais e anuais para Água Doce, anos 1999 a 2004; Bom Jardim da Serra e Imbituba, anos 1999 a 2003; e Campo Erê, Laguna e Urubici, anos 1999 e 2002.

4.1.2.1. Velocidade do Vento

Os valores de velocidade média, principalmente os da velocidade média anual, são um dos indicadores mais importantes na análise de um possível sítio para aproveitamento eólico visando a assegurar sua viabilidade econômica. Um aumento da velocidade média anual de uma localidade implica em maior número de horas de velocidade de vento acima, ou, em geral, mais próxima da velocidade nominal de um aerogerador instalado, fazendo, então, o equipamento trabalhar com sua potência nominal por um maior número de horas no período, o que aumenta o seu fator de capacidade, FC , Lopez et al (2003).

Segue, abaixo, a apresentação dos valores de velocidade de vento que foram encontrados nas diferentes localidades. São fornecidas as tabelas com os valores de velocidade média mensal e anual, bem como os valores do desvio padrão (σ) médio mensal e anual da velocidade e ainda os gráficos com os valores médios anuais da velocidade do vento. São, também, apresentadas as médias da velocidade de todos os anos calculadas usando apenas os dados dos anos que apresentaram medições em mais de 80% do tempo no ano. A fração de tempo de dados disponível em relação a cada ano e para cada localidade pode ser vista na Tab. C1, no anexo C. As figuras com as velocidades médias mensais podem ser vistas nos anexos, ver anexo A, Fig A1 à A30.

4.1.2.1.1. Água Doce

Iniciando em Água Doce, observam-se velocidades médias mensais com valores no intervalo de 3,41 e 7,87 m/s, médias anuais entre 5,98 e 6,42 m/s e média no período todo de dados de 6,16 m/s, Tab. 4.2. Porém, se a média for feita apenas com os anos mais significativos, ou seja, anos com maior número de dados (mais de 80%), esta média é de 6,24 m/s. Pode-se perceber que Água Doce apresenta bons valores de velocidade de vento, as médias anuais encontradas estão, nos piores anos, muito próximas a 6 m/s, Fig. 4.3. Os valores mensais das velocidades do vento podem ser vistas no Anexo A, figuras A1 à A6.

Tabela 4.2. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Água Doce

Velocidade do Vento Água Doce						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Médias Mensais						
Janeiro	6,14	5,84	6,29	6,26	5,94	5,66
(σ)	(2,62)	(2,43)	(2,75)	(2,64)	(2,68)	(2,33)
Fevereiro	-	5,73	4,21	5,72	5,42	5,79
(σ)	-	(2,46)	(2,17)	(2,33)	(2,42)	(2,28)
Março	-	6,57	5,35	6,30	5,66	5,53
(σ)	-	(2,51)	(2,58)	(2,6)	(2,23)	(2,18)
Abril	5,51	5,61	5,85	5,87	6,04	5,67
(σ)	(2,97)	(2,38)	(2,72)	(2,63)	(2,29)	(2,85)
Maio	6,58	6,16	5,87	6,28	6,49	5,99
(σ)	(2,8)	(2,58)	(2,67)	(2,89)	(2,7)	(2,81)
Junho	5,67	6,48	6,20	6,36	5,49	6,10
(σ)	(3,07)	(2,63)	(2,42)	(2,64)	(2,47)	(2,57)
Julho	7,09	7,30	7,28	6,31	6,43	6,76
(σ)	(3,03)	(3,17)	(2,62)	(2,85)	(3,17)	(2,86)
Agosto	7,12	5,66	6,98	7,10	6,11	6,22
(σ)	(2,79)	(2,7)	(2,57)	(2,99)	(2,31)	(3,24)
Setembro	7,67	5,54	7,87	6,46	5,98	-
(σ)	(3,2)	(1,75)	(3,35)	(2,99)	(2,62)	-
Outubro	4,22	-	6,15	6,85	5,60	-
(σ)	(2,87)	-	(2,59)	(2,91)	(2,32)	-
Novembro	3,41	-	5,90	7,09	-	-
(σ)	(1,68)	-	(2,5)	(2,7)	-	-
Dezembro	6,44	5,63	5,83	6,35	6,74	6,44
(σ)	(2,94)	(2,4)	(2,79)	(2,8)	(3,07)	(2,78)
Média Anual	6,20	6,04	6,33	6,42	5,98	5,99
(σ)	(2,8)	(2,5)	(2,64)	(2,75)	(2,57)	(2,65)

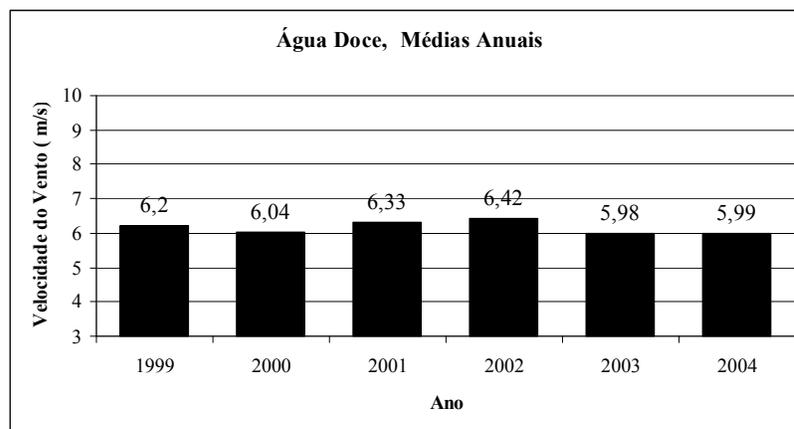


Figura 4.3. Médias Anuais, Água Doce.

4.1.2.1.2. Bom Jardim da Serra

Em Bom Jardim da Serra, são encontrados valores de velocidades médias mensais entre 3,38 e 6,96 m/s, e médias anuais com valores no intervalo entre 4,75 e 5,44, cuja média é de 5,17 m/s, esses valores podem ser verificados na Tab. 4.3 abaixo. Para anos com mais de 80% dos dados, a média é de 4,96 m/s. Como pode ser observado na tabela, os valores de velocidade de vento não são muito bons, com vários desses valores abaixo de 5 m/s. Destaca-

se negativamente, o ano de 2001, que com 98% de dados disponíveis, apresenta velocidade média de 4,75 m/s. Mesmo para os outros anos, as médias anuais não excedem os 5,5 m/s, Fig. 4.4. Os valores de médias mensais estão no Anexo A, figuras A7 à A12.

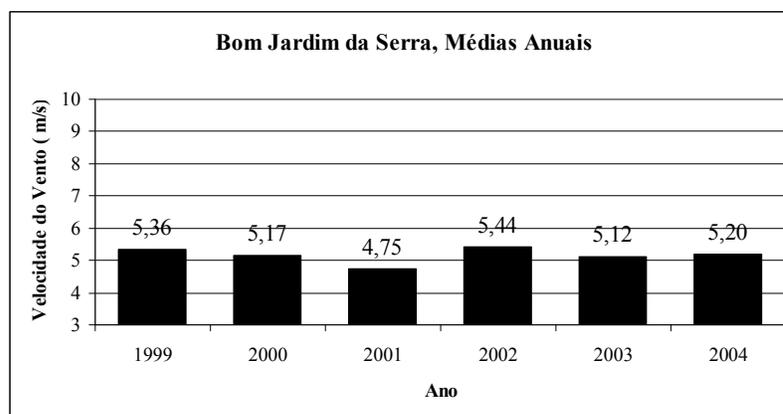


Figura 4.4. Médias Anuais, Bom Jardim da Serra.

Tabela 4.3. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Bom Jardim da Serra

Velocidade do Vento Bom Jardim da Serra						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Médias Mensais						
Janeiro (σ)	-	5,73 (3,7)	4,51 (2,21)	5,11 (3,01)	4,40 (2,16)	-
Fevereiro (σ)	-	4,31 (1,67)	3,97 (2,13)	6,36 (3,17)	4,61 (2,33)	-
Março (σ)	-	4,34 (2,36)	3,88 (2,52)	-	4,23 (2,06)	-
Abril (σ)	-	4,19 (2,98)	4,66 (2,81)	5,69 (2,99)	5,23 (3,34)	5,93 (1,95)
Maió (σ)	-	5,77 (3,82)	4,92 (3,21)	4,71 (2,77)	6,01 (4,09)	5,70 (4,79)
Junho (σ)	-	5,89 (3,44)	5,05 (3,3)	5,58 (3,12)	5,93 (3,31)	4,97 (3,27)
Julho (σ)	5,20 (3,37)	6,66 (4,14)	5,30 (3,29)	5,55 (3,44)	5,69 (3,09)	5,74 (3,21)
Agosto (σ)	5,61 (3,27)	4,85 (3,14)	4,90 (2,77)	6,37 (3,57)	5,28 (3,1)	4,95 (2,61)
Setembro (σ)	5,53 (2,35)	5,42 (3,15)	5,81 (3,13)	5,37 (3,26)	4,19 (2,47)	5,21 (3,3)
Outubro (σ)	5,23 (2,8)	5,25 (2,95)	4,93 (3,23)	3,41 (1,3)	-	5,17 (2,76)
Novembro (σ)	5,59 (2,74)	4,83 (2,37)	4,23 (2,23)	6,96 (5,45)	-	5,11 (2,86)
Dezembro (σ)	3,38 (1,87)	4,46 (2,42)	4,76 (2,27)	5,10 (2,92)	-	4,88 (2,8)
Média Anual (σ)	5,36 (2,88)	5,17 (3,01)	4,75 (2,76)	5,44 (3,18)	5,12 (2,88)	5,20 (3,06)

4.1.2.1.3. Campo Erê

Os dados apresentados na Tab. 4.4, para Campo Erê, indicam valores de velocidade média mensal entre 3,66 e 6,86 m/s, média anual no intervalo de 5,21 e 5,56 m/s, Fig. 4.5,

com média no período de 5,40 m/s. Considerando uma correção de 6% para cima, dos valores médios anuais estimados para 48 m, chega-se a valores entre 5,5 e 5,9 m/s, que já são valores quase aceitáveis. As figuras A13 à A16 mostram os valores das médias mensais.

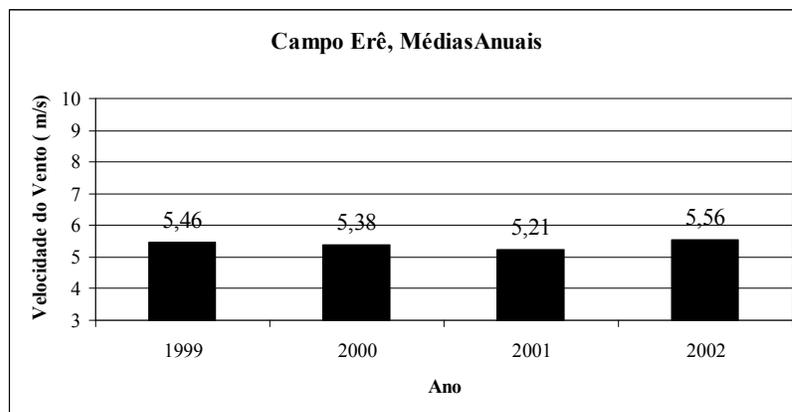


Figura 4.5. Médias Anuais, Campo Erê.

Tabela 4.4. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Campo Erê.

Velocidade do Vento Campo Erê				
	1999	2000	2001	2002
Médias Mensais				
Janeiro	4,53	4,96	4,86	5,11
(σ)	(1,89)	(1,89)	(2,07)	(2,16)
Fevereiro	4,44	4,79	3,86	3,66
(σ)	(2,01)	(1,99)	(1,99)	(1,88)
Março	4,65	5,15	4,39	5,12
(σ)	(2,13)	(2,14)	(1,87)	(2,23)
Abril	4,65	5,00	4,53	5,00
(σ)	(2,13)	(2,09)	(2,47)	(2,3)
Mai	5,27	5,54	5,12	5,62
(σ)	(2,29)	(2,3)	(2,39)	(2,93)
Junho	5,12	6,38	5,45	5,57
(σ)	(2,35)	(2,96)	(2,21)	(2,72)
Julho	6,51	5,79	6,80	5,62
(σ)	(2,56)	(2,58)	(2,39)	(2,96)
Agosto	6,40	5,59	6,29	6,24
(σ)	(2,48)	(2,51)	(2,52)	(2,65)
Setembro	6,86	6,36	6,25	6,01
(σ)	(2,62)	(2,92)	(2,64)	(2,78)
Outubro	6,46	5,30	5,17	6,57
(σ)	(2,28)	(2,44)	(2,2)	(2,42)
Novembro	5,49	4,81	5,00	5,90
(σ)	(2,45)	(2,06)	(2,03)	(2,54)
Dezembro	5,20	4,86	4,60	5,11
(σ)	(2,11)	(2,1)	(2,27)	(2,34)
Média Anual	5,46	5,38	5,21	5,56
(σ)	(2,28)	(2,33)	(2,26)	(2,49)

4.1.2.1.4. Imbituba

Em Imbituba, não diferenciando muito dos valores médios de velocidade de vento encontrados em Bom Jardim da Serra, podemos perceber médias mensais entre 3 e 6,47 m/s, médias anuais entre 4,97 e 5,59 m/s, Tab. 4.5 e Fig. 4.6, com média no período de 5,13 m/s, e 5,05, quando considerados apenas os anos com mais dados. Não são valores altos de velocidade de vento, como já mencionado para os dois locais anteriores. Encontram-se no Anexo A, figuras de A17 à A21, os valores de velocidades médias mensais.

Tabela 4.5. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Imbituba.

Velocidade do Vento Imbituba						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Médias Mensais						
Janeiro (σ)	-	4,70 (3,15)	5,06 (3,16)	4,95 (3)	4,83 (2,57)	5,13 (2,85)
Fevereiro (σ)	-	4,89 (2,7)	4,03 (2,63)	6,01 (3,14)	4,47 (2,67)	3,00 (2,05)
Março (σ)	-	5,11 (2,92)	4,28 (2,76)	4,26 (2,88)	4,21 (2,25)	-
Abril (σ)	-	4,67 (2,7)	4,38 (2,57)	4,34 (2,73)	4,84 (2,61)	-
Maio (σ)	-	4,43 (2,52)	4,49 (2,71)	4,44 (2,78)	4,65 (2,56)	-
Junho (σ)	-	5,24 (3,15)	3,87 (2,46)	4,46 (2,6)	3,81 (2,38)	-
Julho (σ)	-	4,63 (2,72)	5,06 (2,96)	5,18 (3,06)	4,21 (2,68)	-
Agosto (σ)	5,80 (3,7)	5,26 (3,2)	5,48 (3,1)	5,34 (3,48)	5,78 (3,17)	-
Setembro (σ)	5,26 (3,03)	6,42 (3,31)	6,47 (3,02)	5,90 (3,26)	6,08 (3,53)	-
Outubro (σ)	6,06 (3,04)	4,86 (2,97)	6,35 (3,59)	5,55 (3,24)	6,09 (3,22)	-
Novembro (σ)	5,51 (3,29)	5,81 (3,17)	5,49 (3,35)	5,33 (3,33)	5,64 (3,6)	-
Dezembro (σ)	5,45 (3,05)	5,47 (3,21)	4,61 (2,8)	5,57 (3,12)	5,99 (3,34)	-
Média Anual (σ)	5,59 (3,22)	5,12 (2,98)	4,97 (2,93)	5,05 (3,05)	5,07 (2,88)	4,98 (2,45)

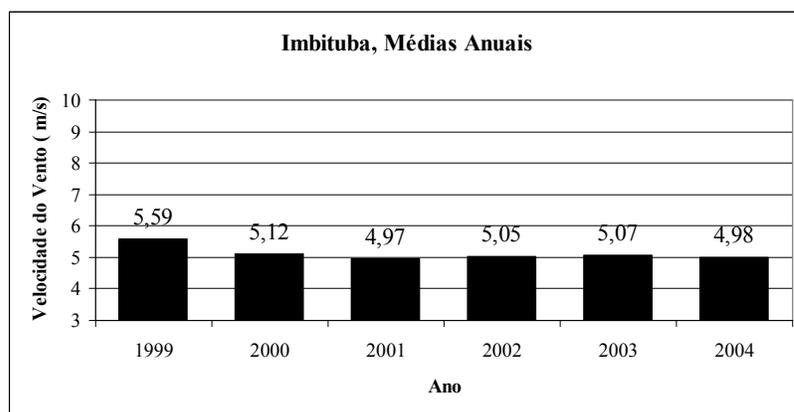


Figura 4.6. Médias Anuais, Imbituba.

4.1.2.1.5. Laguna

Laguna aparece com as maiores velocidades médias do Estado. Como podemos notar nas Tab. 4.6 e Fig. 4.7, as médias mensais encontradas estão entre 4,77 e 11,58 m/s, as anuais, 6,85 e 8,53 m/s, com média de 7,80 m/s, e 7,91 m/s para os anos mais significativos. Com suas médias anuais sempre bem acima dos 6 m/s, Laguna possui um excelente potencial. Os valores médios mensais no Anexo A, figuras A22 à A25.

Tabela 4.6. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Laguna

Velocidade do Vento Laguna				
	1999	2000	2001	2002
Médias Mensais				
Janeiro (σ)	-	6,90 (4,11)	7,75 (4,18)	7,06 (4,18)
Fevereiro (σ)	-	7,15 (3,93)	5,86 (3,17)	9,62 (4,94)
Março (σ)	-	7,69 (4,82)	6,36 (3,82)	6,76 (3,94)
Abril (σ)	-	7,27 (4,06)	6,52 (3,42)	6,63 (4,24)
Maió (σ)	-	6,85 (3,8)	6,93 (3,52)	4,77 (3,1)
Junho (σ)	-	8,32 (5,18)	11,58 (6,79)	-
Julho (σ)	-	7,11 (4,29)	11,06 (5,02)	-
Agosto (σ)	-	8,22 (4,47)	9,09 (4,97)	-
Setembro (σ)	7,84 (4,1)	9,73 (4,97)	9,96 (4,13)	-
Outubro (σ)	9,30 (4,44)	7,18 (4,1)	10,05 (5,84)	-
Novembro (σ)	8,45 (4,68)	8,33 (4,72)	8,61 (4,92)	-
Dezembro (σ)	8,50 (4,3)	7,75 (4,31)	6,47 (3,59)	-
Média Anual (σ)	8,53 (4,38)	7,70 (4,4)	8,12 (4,45)	6,85 (4,08)

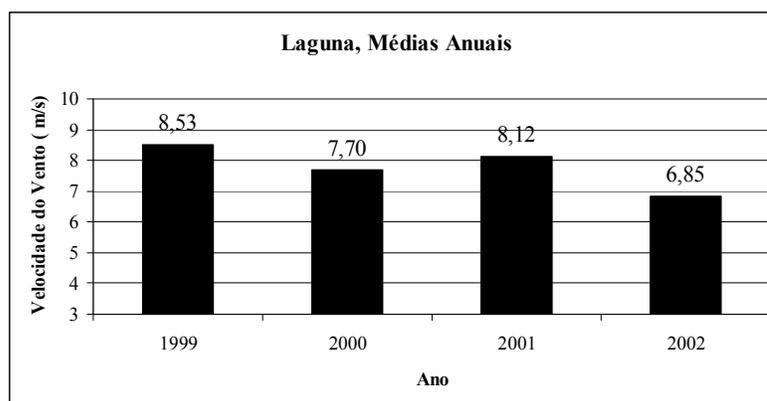


Figura 4.7. Médias Anuais, Laguna.

4.1.2.1.6. Urubici

Observa-se na Tab. 4.7 que Urubici segue de perto Laguna com boas médias de velocidades de vento. As médias mensais estão entre 5,11 e 9,15 m/s, e as médias anuais entre 6,47 e 7,43 m/s, Fig. 4.8. A velocidade média no período é de 7,06 m/s, que sobe para 7,22 m/s ao se considerar somente os anos com mais dados. As médias mensais são apresentadas no Anexo A, figuras A26 à A30.

Tabela 4.7. Médias mensais e anuais de velocidades de vento para Urubici.

Velocidade do Vento Urubici					
	1999	2000	2001	2002	2003
Médias Mensais					
Janeiro (σ)	-	6,24 3,25	6,07 3,08	7,05 3,97	6,07 2,94
Fevereiro (σ)	-	5,90 3,41	5,16 2,46	5,89 2,64	6,45 3,16
Março (σ)	-	5,96 3,71	5,11 3,05	6,52 3,4	5,45 2,51
Abril (σ)	-	5,93 3,42	6,99 3,94	7,00 4,02	7,04 4
Maió (σ)	-	8,04 4,68	7,13 4,25	7,02 4,1	8,52 4,46
Junho (σ)	-	9,08 4,83	7,52 4,31	8,82 4,16	7,93 4,36
Julho (σ)	8,29 3,73	9,15 4,92	8,21 3,98	8,12 4,2	8,11 3,67
Agosto (σ)	7,52 4,14	7,42 3,9	6,56 2,71	8,87 4	7,25 3,76
Setembro (σ)	7,62 3,98	6,97 4,28	-	7,25 4,24	6,78 3,28
Outubro (σ)	6,39 3,5	7,44 3,54	5,21 2,62	7,81 3,57	5,96 3,29
Novembro (σ)	-	-	5,69 2,77	7,63 4,47	7,41 4,41
Dezembro (σ)	6,52 3,56	6,33 2,89	6,58 2,85	6,96 3,95	8,60 4,27
Média Anual (σ)	7,17 3,78	7,14 3,89	6,47 3,28	7,43 3,89	7,10 3,68

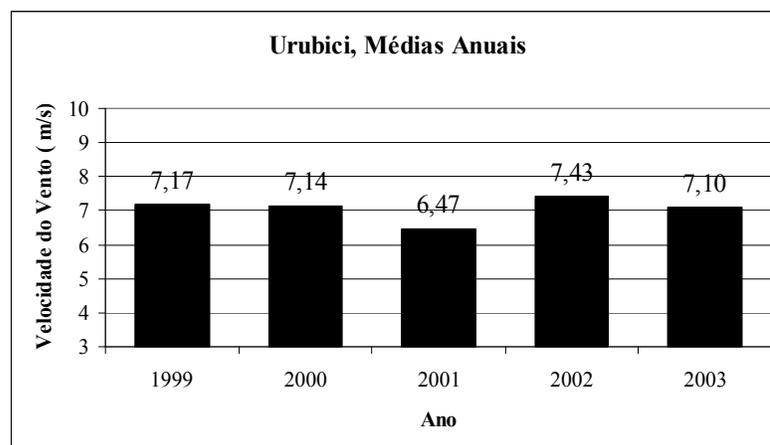


Figura 4.8. Médias Anuais, Urubici.

4.1.2.2. Direção dos Ventos

Para que seja explorado, ao máximo, o potencial dos ventos em um local onde se constatou viabilidade comercial, são instalados vários aerogeradores, agrupados de forma organizada, visando a diminuir as interferências entre os mesmos. Um aerogerador, ao captar a energia cinética do vento que passa por suas pás, produz um efeito no fluxo de ar que interfere no trabalho das máquinas que estão nas laterais e atrás, estas últimas na esteira dos aerogeradores situados à frente. Além disso, a quantidade de energia cinética disponível para o aerogerador situado a jusante é menor. Estes efeitos podem ser de cerca de 10% para distâncias entre 6 a 10 vezes o diâmetro do rotor para aerogeradores posicionados na direção de incidência do vento, enquanto que para as laterais, distâncias de 2 a 3 vezes o diâmetro são consideradas adequadas, Martinez (2003). Para que se possa avaliar a melhor disposição das turbinas eólicas dentro de um parque, a fim de posicioná-las de modo a se reduzir, ao mínimo possível, o número de alterações de sua orientação, evitando assim os efeitos de esteiras e cargas dinâmicas, é de grande importância que se conheçam bem as direções preferenciais de incidência do vento na localidade.

O programa WAsP, WAsP (2004), foi utilizado para a construção da rosa-dos-ventos para os sítios analisados, com base nos dados medidos nas estações anemométricas da CELESC. Os gráficos das direções são apresentados, para cada localidade, em todos os anos em que se dispunha dos dados de direção de vento. As rosas-dos-ventos foram divididas em dezesseis regiões, com 22,5° cada uma, representando todas as direções. Estes gráficos podem ser vistos nas seções seguintes, ver Figs. 4.9 à 4.14.

4.1.2.2.1. *Água Doce*

De acordo com as rosas-dos-ventos para Água Doce, os ventos de nordeste são os mais frequentes, como pode ser visto nos gráficos da Fig. 4.9, com 25% a 30 % dos dados apontando a incidência de ventos nessa direção para todos os anos considerados. Chama a atenção, o ano de 1999, com mais de 15% de dados na direção norte, o que não se observa nos outros anos. Para 1999, tem-se 72% de dados disponíveis.

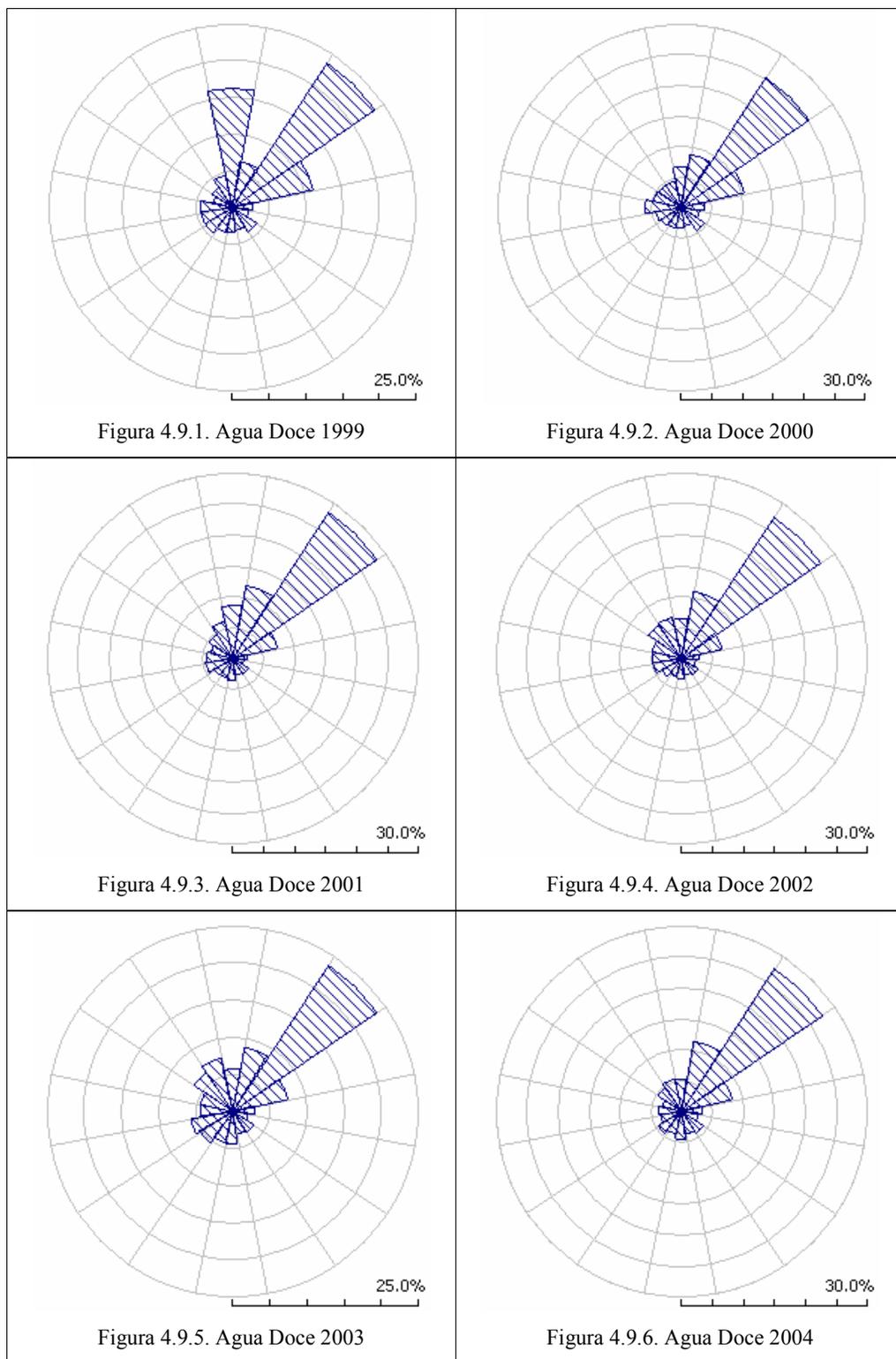
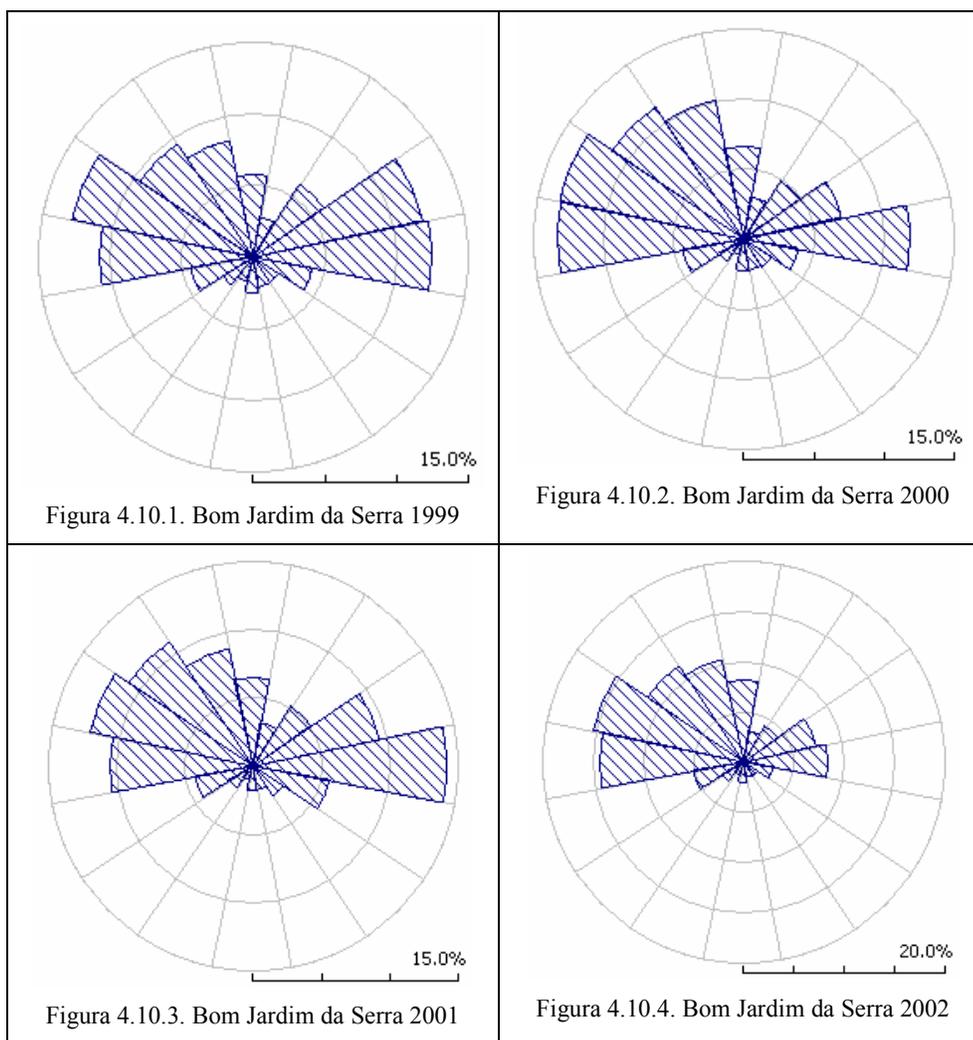


Figura 4.9. Rosa dos Ventos para Água Doce.

4.1.2.2.2. Bom Jardim da Serra

Nos gráficos da Fig. 4.10, pode-se observar que as direções preferenciais dos ventos para Bom Jardim da Serra caracterizam-se por uma grande variação, indicando maior necessidade de correção da posição dos aerogeradores, implicando em maior perda de tempo e maiores esforços na estrutura. Pode-se visualizar, nos gráficos, uma predominância dos ventos nas direções entre oeste e noroeste, porém, apresenta porções bem significativas no sentido oposto, leste, Fig. 4.10. Os anos mais representativos são 2000 e 2001, onde se tem mais de 80% de dados disponíveis nestes anos.



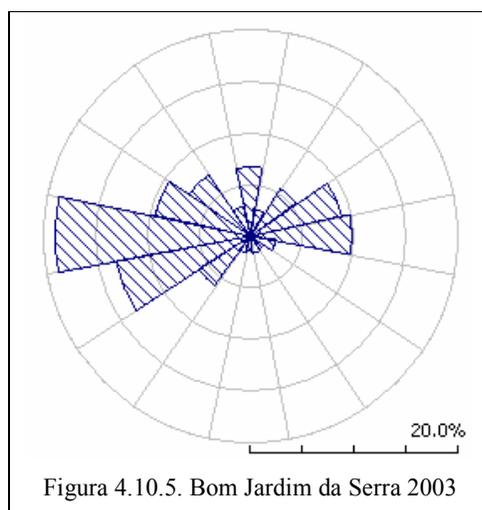
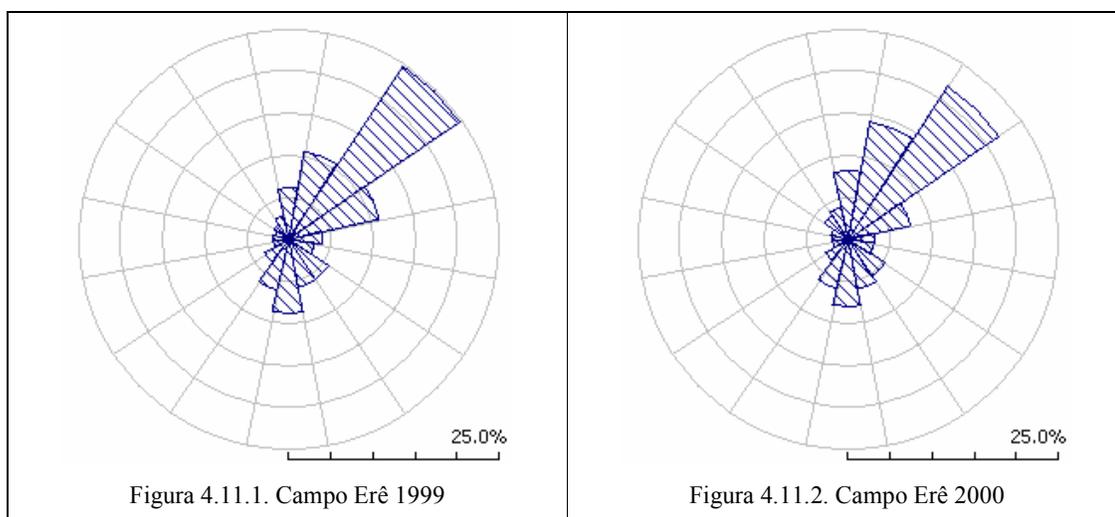


Figura 4.10. Rosa dos Ventos para Bom Jardim da Serra.

4.1.2.2.3. Campo Erê

Campo Erê, assim como Água Doce, possui ventos predominantes soprando de nordeste, entre 20% e 25% dos dados nos anos observados, Fig. 4.11.



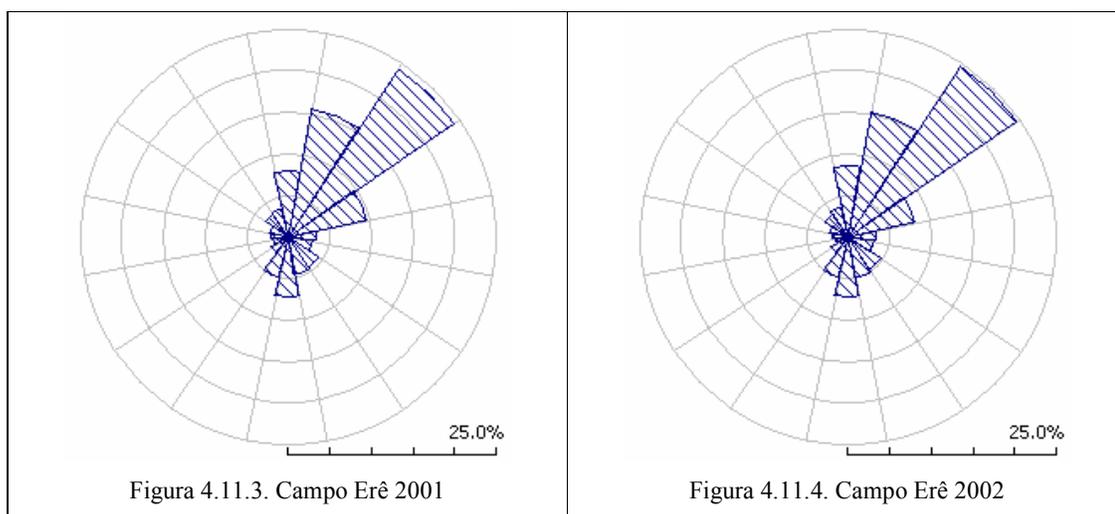
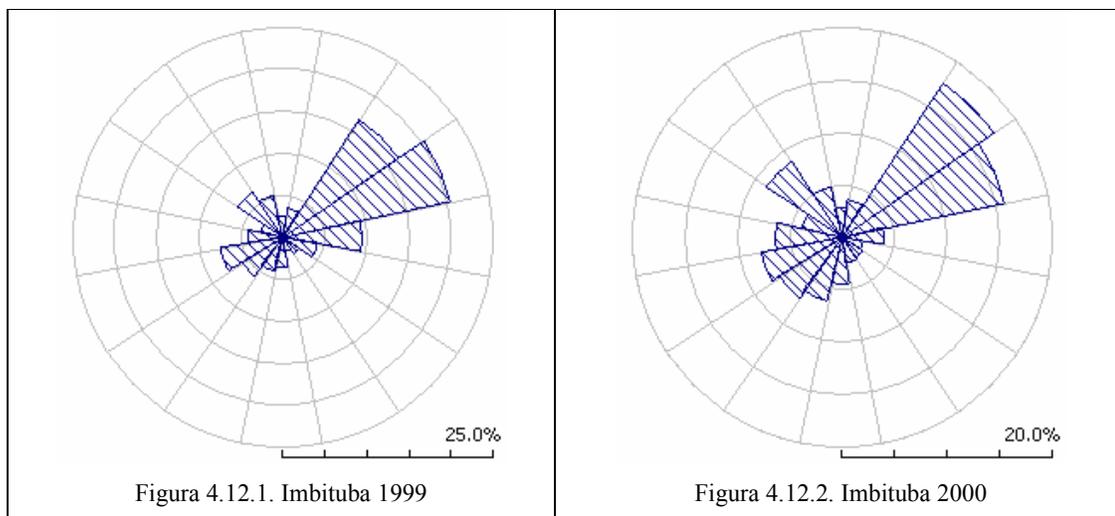


Figura 4.11. Rosa dos Ventos para Campo Erê.

4.1.2.2.4. Imbituba

Para Imbituba se nota a predominância de ventos nas direções nordeste e leste-nordeste, com mais de 30% dos dados de vento nestas direções, Fig. 4.12.



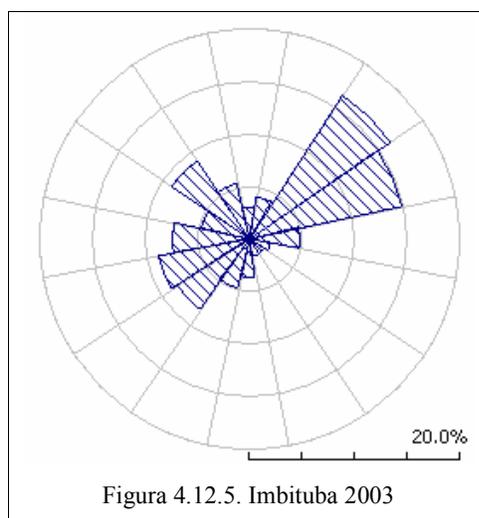
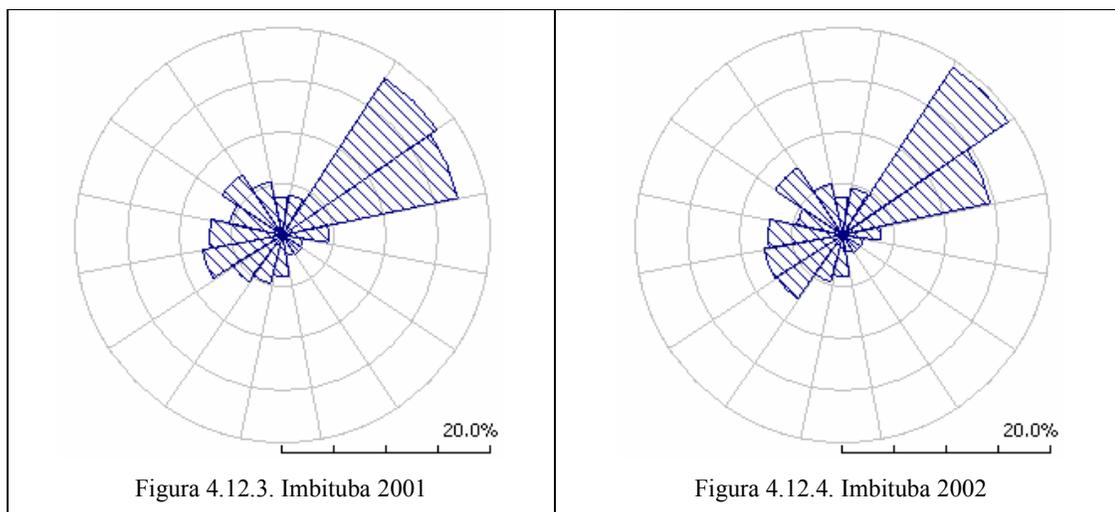


Figura 4.12. Rosa dos Ventos para Imbituba

4.1.2.2.5. Laguna

Laguna apresenta ventos predominantes de nordeste, de forma semelhante aos de Imbituba, próximo a 25% dos dados nesta direção para os dois anos com dados completos, Fig. 4.13. Porém, apenas para os anos de 1999 e 2000, haviam dados de direção disponíveis, sendo que em 1999, apenas 33% do ano está representado, enquanto para o ano 2000, tem-se 100% de dados.

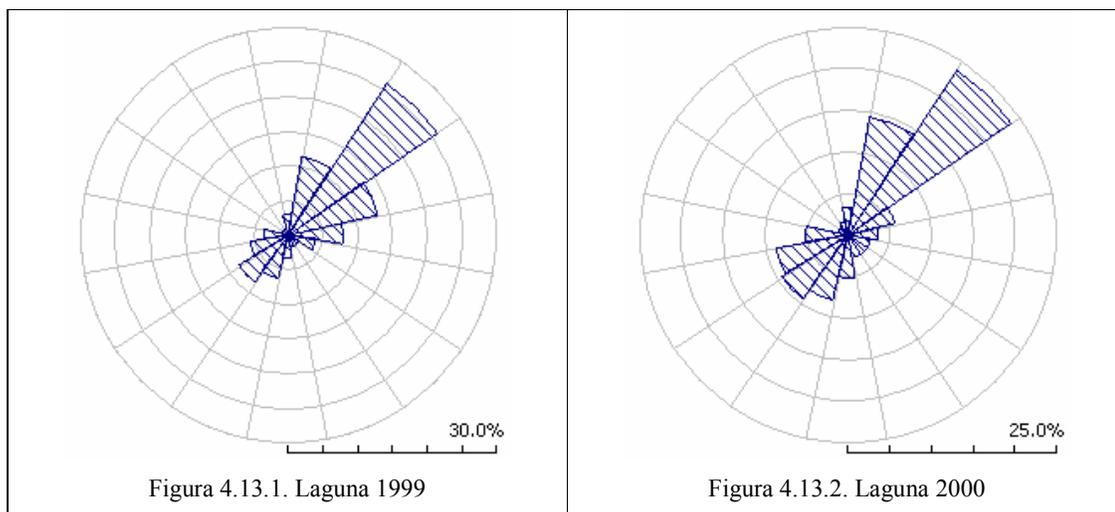
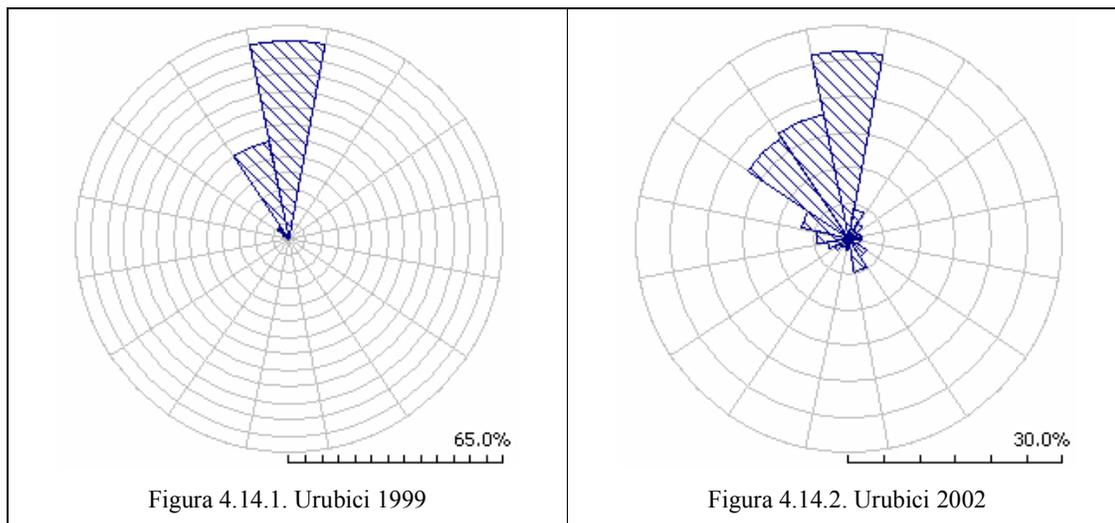


Figura 3.13. Rosa dos Ventos para Laguna.

4.1.2.2.6. Urubici

Urubici mostra dados duvidosos para o ano de 1999, com 60% deles na direção norte, porém, provavelmente, isto se deve a se ter disponível dados de somente 37% do ano. Para os dois outros anos, onde se tem dados de mais de 90% do ano, vemos 25% dos dados na direção norte em 2002 e 30% na direção norte-nordeste em 2003, Fig. 4.14.



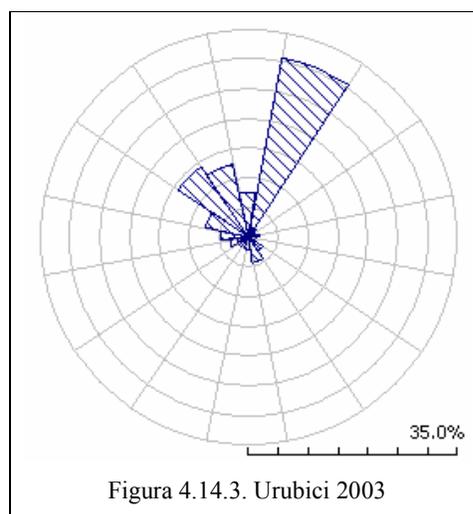


Figura 4.14. Rosa dos Ventos para Urubici.

4.1.2.3. Intensidade de Turbulência

Como já mostrado, anteriormente, na seção 3.5, a intensidade de Turbulência, I_T , foi definida como a razão entre o desvio padrão da velocidade e a velocidade média para um mesmo período de tempo, menor ou igual a 10 min. Desta forma, podemos concluir que maiores valores de desvio padrão, para mesmos valores de velocidade média, implicam em maiores valores de I_T . Como para o cálculo de I_T , são usadas médias de curtos intervalos de tempo, velocidade e desvio padrão calculados a cada 10 min, a partir de medições a cada 2 s, por exemplo, essas variações da velocidade, indicadas pelos valores de desvio padrão, são indicativos de turbulência e/ ou rajadas.

Devido à importância dos efeitos da turbulência sobre as turbinas eólicas, que resultam em flutuações na geração e fadiga na estrutura da turbina, por exemplo, efeitos estes já descritos na revisão bibliográfica, são apresentados os valores calculados da Intensidade de Turbulência, I_T , para as localidades estudadas. São apresentados os valores médios anuais, Tab. 4.8, e mensais, nas tabelas B1, B2, B3, B4, B5 e B6, no Anexo B, para cada sítio eólico. Os valores mensais foram calculados a partir da média de cada dado, ou seja, média de 10 min dos valores do desvio padrão e velocidade média. Já as médias anuais foram calculadas a partir das médias mensais. Os dados apresentados, que foram utilizados no cálculo da I_T , são dados provenientes de torres anemométricas, ou seja, não há efeito de esteira causado por turbinas ou movimento das pás.

Analisando os resultados, podemos notar que os locais onde são encontrados os maiores valores de I_T são: Bom Jardim da Serra e Imbituba, com suas médias anuais em torno de 0,22

e 0,20, respectivamente. Seguidos por Campo Erê e Urubici, médias próximas a 0,16. Água Doce tem suas médias anuais também próximas a 0,15, desde que excluído o ano de 1999, que devido aos valores encontrados para a velocidade média, nos meses de outubro e novembro, elevou bastante o I_T médio. Laguna aparece com os menores valores de I_T , variando de 0,10 a 0,15, com média de 0,12.

Tabela 4.8. Valores de intensidade de turbulência e seus desvios padrão – Médias Anuais.

Intensidade de Turbulência - Médias Anuais						
	Água Doce	B.J.da Serra	Imbituba	Laguna	Campo Erê	Urubici
1999	0,48	0,23	0,19	0,10	0,15	0,15
(σ[t])	(1,60)	(0,43)	(0,36)	(0,25)	(0,22)	(0,25)
2000	0,18	0,21	0,20	0,12	0,16	0,16
(σ[t])	(0,92)	(0,38)	(0,38)	(0,31)	(0,27)	(0,29)
2001	0,15	0,23	0,21	0,12	0,17	0,17
(σ[t])	(0,32)	(0,44)	(0,37)	(0,27)	(0,28)	(0,28)
2002	0,14	0,23	0,21	0,15	0,17	0,15
(σ[t])	(0,27)	(0,41)	(0,36)	(0,35)	(0,29)	(0,26)
2003	0,14	0,19	0,19	-	-	-
(σ[t])	(0,23)	(0,34)	(0,30)	-	-	-
2004	0,14	-	-	-	-	-
(σ[t])	(0,22)	-	-	-	-	-

4.2. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO EM SANTA CATARINA

Tem-se como objetivo nesta seção apresentar os resultados do estudo do potencial eólico do Estado de Santa Catarina, realizado a partir dos dados de vento nas localidades escolhidas para estudo. Os cálculos, feitos conforme descrito na revisão bibliográfica, baseiam-se nos dados das estações anemométricas da CELESC. Os resultados são apresentados (exceção aos valores de densidade de potência) em forma de tabela no anexo C, Tab. C1.

Na Tab. C1, são apresentados os valores médios anuais para as principais características significativas no estudo do potencial eólico de uma região. Tais características são: Velocidade média; Parâmetro de forma de Weibull, k ; Parâmetro de escala de Weibull, c (m/s); Potência média (kW); Energia produzida (MWh); Fator de Capacidade, FC ; número de horas em que $V > V_{MEDIO}$ (este valor representa o número de horas no ano em que a velocidade do vento esteve mais alta que a média do local); número de horas em que $V > V_N$ (este valor representa o número de horas no ano em que a velocidade do vento esteve mais alta que a velocidade nominal do aerogerador E-40, 600 kW, 13 m/s); Quantidade de dados obtidos, mostrado de duas formas, a primeira como uma razão entre o número de horas de medições e o número de horas do ano, e a segunda o número de dias que os dados

representam; Horas equivalentes e Dias equivalentes; Energia diária (MWh / dia), razão entre a energia calculada e o número de dias com dados disponíveis.

A nona coluna da Tab. C1, referente à quantidade de dados obtidos, que representa a fração de dados disponíveis para cada ano, é importante pelo fato de mostrar a quantidade de dados que foram analisados no ano em questão para se efetuar os cálculos, sendo os anos com maiores valores os que apresentam resultados mais significativos para as características em questão.

Inicia-se a apresentação dos resultados do estudo do potencial através dos valores referentes à densidade de potência disponível no vento.

4.2.1. Densidade de Potência

Uma forma de se avaliar, preliminarmente, o potencial eólico de uma determinada região é a partir da Densidade de Potência. É uma maneira de se avaliar o local antes de ter sido definido o tamanho do aerogerador a ser instalado. Essa análise é feita sem que se leve em consideração quaisquer características do aerogerador a ser instalado, e sim exclusivamente a potência disponível no vento.

A potência por unidade de área (W / m^2), é calculada, segundo Manwell et al (2002), através da Eq. 4.1.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 K_C \quad (4.1)$$

Onde K_C é o fator padrão de energia, calculado conforme:

$$K_C = \frac{1}{N \bar{V}^3} \sum_{i=1}^N V_i^3 \quad (4.2)$$

Onde N é o número de dados no período analisado.

De acordo com Manwell et al (2002), valores menores que $100 W / m^2$ são considerados ruins, enquanto valores de aproximadamente $400 W / m^2$, são bons, e considerados ótimos quando acima de $700 W / m^2$. Esses valores são calculados utilizando médias anuais da velocidade de vento. Na Tab. 4.9, encontramos os valores de potência por unidade de área para as velocidades de vento das localidades estudadas. A massa específica

do ar utilizada para os cálculos foi de $1,2 \text{ kg / m}^3$, que é o mesmo valor utilizado como referência na curva de potência dos aerogeradores E-40, curva esta utilizada neste trabalho.

Tabela 4.9. Densidade de Potência do vento calculada com massa específica do ar de $1,2 \text{ kg / m}^3$.

Densidade de Potência (W / m^2)						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Água Doce	254,20	208,30	245,50	251,40	206,50	215,20
Bom Jardim da Serra	204,50	200,20	147,10	222,20	186,30	203,70
Campo Erê	158,60	153,50	142,10	174,60	-	-
Imbituba	214,60	174,40	167,00	174,00	173,30	
Laguna	694,60	579,80	716,90	437,20	-	-
Urubici	438,20	479,40	341,10	497,90	438,20	-

Na Tab. 4.10 são apresentados os resultados de Densidade de Potência utilizando o valor da massa específica do ar calculado para o local. Os cálculos da massa específica do ar foram feitos com auxílio do WAsP, onde, através da altitude e temperatura do ar, tem-se a massa específica. Para se determinar a temperatura, considerou-se 20°C ao nível do mar e foi assumido uma diminuição da temperatura de $9,8^\circ\text{C / km}$, conforme Martinez (2003). Os valores da massa específica do ar para cada localidade podem ser vistos entre parênteses ao lado do nome da localidade na Tab. 4.10.

Comparando os valores das duas tabelas, percebe-se a menor densidade de potência nas localidades de Água Doce, Bom Jardim da Serra, Campo Erê e Urubici, redução de 10%, 12%, 7% e 14%, respectivamente. Esta diferença é função do ar mais rarefeito, pois a potência do vento é diretamente proporcional à massa específica do ar, conforme Eq. 3.4.

Tabela 4.10. Densidade de potência do vento utilizando massa específica calculada para o local.

Densidade de Potência (W / m^2)						
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Água Doce (1,08)*	228,60	187,30	220,70	226,00	185,70	193,50
Bom Jardim da Serra (1,06)*	180,80	177,00	130,00	196,50	164,70	180,10
Campo Erê (1,11)*	147,00	142,20	131,70	161,80	-	-
Imbituba (1,2)*	214,60	174,40	167,00	174,00	173,30	
Laguna (1,2)*	694,60	579,80	716,90	437,20	-	-
Urubici (1,03)*	375,40	410,70	292,20	426,50	375,40	-

* massa específica do ar, (kg / m^3)

Através dos valores sugeridos por Manwell et al (2002), chega-se à conclusão que dos seis locais analisados, nenhum deles apresenta densidade de potência inferior a 100 W / m^2 ,

valor considerado muito ruim por esses autores. Quatro localidades, Água Doce, Bom Jardim da Serra, Campo Erê e Imbituba, podem ser consideradas aceitáveis, com destaque para Água Doce, com seu valor médio superior a 200 W / m^2 . Já Urubici, pode ser considerado um bom lugar, quando analisada a densidade de potência, pois apresenta média de pouco mais de 400 W / m^2 , enquanto Laguna, com sua média de densidade de potência de 648 W / m^2 , apresenta o melhor resultado dentre os locais analisados, podendo ser considerado um ótimo valor por esta análise.

Apesar desses resultados, não se pode dizer que não serão viáveis projetos de parques eólicos elaborados nestas ou em outras localidades que apresentem valores de densidade de potência não tão altos, o que inviabilizaria projetos na maior parte do Estado de Santa Catarina. Para o estudo de viabilidade de um parque eólico devem ser levados em consideração, além da densidade de potência, outros fatores que dependem da política de incentivos econômicos que podem viabilizar um determinado empreendimento tais como: garantia de tarifa e compra de energia, taxa de juros, preço da energia, etc.

4.2.2. k - Parâmetro de Forma de Weibull

O parâmetro de forma de Weibull, k , conforme já mencionado no capítulo 3, fornece a forma da curva de distribuição de velocidades de Weibull. Este fator é importante por mostrar a regularidade dos ventos da localidade onde os dados foram colhidos. Os valores encontrados de k podem ser vistos na Tab C1, anexo C.

Nos casos analisados, em Santa Catarina, foram encontrados valores anuais de k entre 1,63 e 2,49. Destaca-se Água Doce, com valor médio, para os anos com maior quantidade de dados, de $k = 2,44$. Seguida por Campo Erê, média de $k = 2,34$. Ainda, conforme Dalmaz et al (2006), na localidade de Rancho Queimado, (chapada da Boa Vista) foram encontrados valores de k em torno de 2,26, com médias de velocidade de vento de 6,77 m/s, para os anos com maior número de dados. Essas três localidades são as que apresentam, entre os locais analisados, valores do parâmetro de forma k que podem ser considerados bons. Já para as demais localidades os números encontrados não chamam a atenção, com as médias entre 1,7 e 1,8. Laguna e Urubici, por exemplo, apresenta ótimas velocidades médias de vento, acima de 7 m/s, mas quanto à regularidade dos ventos, não apresentam bons resultados. Para estes dois últimos casos, esta tendência na falta de regularidade das velocidades em torno da média já era indicada pelos valores elevados do desvio padrão das velocidades, apresentados nas Tab. 4.6 e Tab. 4.7.

4.2.3. Cálculo da Energia Produzida

Em relação ao cálculo da quantidade de energia produzida em cada localidade, é importante ressaltar que não foram levados em consideração alguns efeitos sobre os aerogeradores, tais como intervalo de tempo gasto para reorientação, ou seja, para os cálculos foi considerado como se o aerogerador estivesse sempre alinhado na direção de maior incidência de vento naquele instante; tempo de parada dos aerogeradores para manutenção; histerese por velocidades de vento altas, quando se tem um vento acima da velocidade de corte, por inércia, a turbina leva mais tempo para voltar a gerar energia do que o tempo que o vento esteve acima da velocidade de corte. Os valores típicos de disponibilidade dos aerogeradores devido a esses efeitos estão em torno de 0,98 para orientação do aerogerador e entre 0,98 e 0,99 para histerese por ventos com velocidades altas, Martinez (2003). Conforme observado nos dados de velocidade de vento de Santa Catarina, existem muito poucas horas de vento acima da velocidade de corte típica para os aerogeradores, que ficam em torno de 25 m/s.

Ainda, conforme já informado, os dados coletados não são contínuos, existem falhas na seqüência de dados, o que torna a quantidade de energia calculada para cada localidade relativa ao número de dias de dados disponível. Para resolver tal problema, fez-se a razão entre a energia acumulada e o número de dias de dados. Este valor é apresentado na última coluna da Tab C1 em MWh / dia.

Pode-se observar, na Tab. C1, que Laguna apresenta a maior quantidade de energia calculada, média de 5,6 MWh / dia, seguida por Urubici com 4,71 MWh / dia e Água Doce, 3,23 MWh / dia. Bom Jardim da Serra, Imbituba e Campo Erê apresentaram valores bem próximos, pouco acima de 2,3 MWh / dia. Embora não apresentado neste trabalho, os dados para a localidade de Rancho Queimado mostram que apresentaria o terceiro melhor valor, com média de 4,12 MWh / dia, Dalmaz et al (2006).

4.2.4. Fator de Capacidade

Um valor de muita importância na avaliação de uma localidade para o aproveitamento do potencial eólico é o seu valor do Fator de Capacidade, FC . O FC já foi descrito anteriormente, mas vale lembrar que o mesmo nos mostra o aproveitamento do potencial instalado, ou a ser instalado no parque eólico.

Agora, analisando os valores encontrados nos cálculos para as localidades consideradas neste trabalho pode-se notar que, mesmo para os locais com maior potencial, os valores de

FC ficam bem longe de 1 (que seria 100% de aproveitamento da instalação). Isso sempre é esperado para geração eólica devido a característica inconstante do vento e dos valores da velocidade de projetos dos aerogeradores serem altas, entre outros fatores, desta forma valores de FC em torno de 0,25 são considerados aceitáveis e bons quando acima de 0,3, Martinez (2003).

Os valores encontrados neste estudo estão apresentados na Tab. C1. As médias para cada localidade, levando-se em consideração os anos com maior quantidade de dados, são mostradas na Tab. 4.11.

Tabela 4.11. Fator de Capacidade médio para cada sítio eólico.

Sítio	FC
Água Doce	0,23
Bom Jardim da Serra	0,16
Imbituba	0,16
Laguna	0,40
Campo Erê	0,16
Urubici	0,34

Conforme se pode observar na Tab. 4.11, Laguna e Urubici apresentam valores altos de FC , seguido por Água Doce, que com FC em torno de 0,23 pode ser considerado um bom valor. Ainda, temos $FC = 0,29$ para Rancho Queimado II, Dalmaz et al (2006). Já para os demais sítios, temos FC de 0,16, valores considerados baixos. Segundo Molly (2004), o valor médio de FC na Alemanha é de 0,23, o que é equivalente ao Estado de Santa Catarina, $\overline{FC} = 0,23$, caso se faça uma média entre os valores apresentados na Tab. C1, apenas com os anos com mais de 80% de dados.

É importante mencionar que, para os cálculos de potência média, energia e, em consequência, o FC , número de horas equivalentes e energia média diária, foram levados em consideração, somente, os dados de medições de velocidade de vento, curva de potência do aerogerador e calculados através da distribuição estatística de Weibull.

Um fator importante a se destacar sobre as localidades de Laguna e Urubici, que apresentaram ótimos valores de FC , é que, por apresentarem médias anuais de velocidade de vento bem maiores que as outras localidades, também apresentam muito mais horas de operação do aerogerador à sua potência nominal. Para as demais localidades, o número médio de horas de velocidade de vento superior à velocidade nominal de um aerogerador E-40 (13 m/s), por exemplo, chega, no máximo, a 160 horas no ano. Enquanto isso, esse valor em Urubici é maior que 700 horas e passa de 1200 horas para Laguna. Essa diferença pode ser

visualizada na Tab. C1 e nos gráficos encontrados no Anexo D, Fig. D1, onde se apresenta uma curva de Duração de Velocidade típica para cada sítio analisado.

4.3. DISCUSSÃO SOBRE O POTÊNCIAL EÓLICO DAS LOCALIDADES ESTUDADAS

A partir dos resultados apresentados neste capítulo, pode-se tirar algumas conclusões sobre o potencial eólico do Estado de Santa Catarina. Fazendo uma média entre os dados dos seis sítios estudados neste trabalho, levando-se em consideração apenas os anos com mais de 80% de dados disponíveis, chega-se aos valores encontrados na Tab. 4.12.

Tabela 4.12. Valores médios de algumas variáveis dos ventos de Santa Catarina.

Velocidade	6 m/s
Densidade de potência	262 W / m ²
Fator de forma, <i>k</i>	2
Fator de Capacidade, FC	0,23
Potência	137,7 kW

Comparando-se os valores médios de cada sítio com os da Tab. 4.12, verifica-se que Água Doce apresenta valores superiores a estas médias para quase todas as variáveis, exceto para a densidade de potência, cujo valor é 20% menor. Laguna e Urubici apresentam resultados bem acima da média do Estado, com exceção ao fator de forma *k*, cujas médias são 89% e 92%, respectivamente, da média para os seis sítios. Tem-se, ainda, Campo Erê com o valor de *k* acima da média, apesar de ser este o seu único destaque. Os valores médios para cada sítio são apresentados na Tab. 4.13, onde estão destacados em negrito aqueles acima das médias apresentadas na Tab. 4.12.

Tabela 4.13. Valores médios para cada sítio.

Localidade	V (m/s)	Dens. Pot. (W/m ²)	<i>k</i>	FC	Potência (kW)
Água Doce	6,24	210,80	2,44	0,24	141,20
Bom Jardim da Serra	4,96	153,50	1,67	0,16	94,75
Imbituba	5,05	172,18	1,74	0,16	96,77
Campo Erê	5,40	145,68	2,34	0,16	96,27
Laguna	7,91	648,35	1,78	0,40	237,53
Urubici	7,22	404,20	1,84	0,34	205,96
Valores para anos com mais de 80% dos dados disponíveis					

Comparando-se as médias, acima, com os valores médios dessas variáveis para outros Estados brasileiros, nota-se que Santa Catarina apresenta valores mais modestos em relação ao Ceará e Rio Grande do Norte, por exemplo.

Os valores do FC para a maioria dos projetos de parques eólicos do PROINFA são superiores a 0,30, sendo que no nordeste brasileiro, em especial nos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, estes valores chegam a ser maiores que 0,40, Molly (2004). Para Santa Catarina, apenas dois sítios dos seis estudados, Laguna e Urubici, apresentaram valores acima de 0,30. Considerando o valor médio de 0,23 para Santa Catarina, que é o mesmo que na Alemanha, segundo Molly (2004), país que detém a maior potência eólica instalada no mundo, conclui-se que Santa Catarina, apesar de apresentar fator de capacidade inferior àqueles da melhor região eólica do nordeste brasileiro, também deve ser considerada.

Os valores de velocidade de vento, média anual, para o Estado de Santa Catarina não são muito altos, somente Laguna e Urubici apresentam valores superiores a 7 m/s, conforme demonstrado neste trabalho. Outros dois locais, Água Doce e Rancho Queimado II, apresentam velocidades médias anuais maiores do que 6 m/s, Silva et al (2004) e Dalmaz et al (2006). As médias anuais de velocidade do vento para os Estados do Ceará e Rio Grande do Norte, especificamente no litoral destes Estados, estão em torno de 8-9 m/s, Amarante et al (2001a). No Rio Grande do Sul, segundo Amarante et al (2002), há cinco regiões distribuídas pelo Estado, que se destacam com velocidades médias acima de 7 m/s. Em relação a Urubici, apesar de apresentar ótimos resultados para o aproveitamento eólico, é necessário um estudo mais cuidadoso para verificar as dificuldades de instalação dos aerogeradores na região, dificuldades que podem aparecer em função do acesso, por se tratar de região de serra.

Comparativamente, os ventos do Estado de Santa Catarina não apresentam boa regularidade, como visto acima, os melhores valores de k são inferiores a 2,5. No nordeste brasileiro, os valores obtidos a partir das estações mais representativas, e que foram utilizados no Atlas do potencial eólico do Estado do Ceará, mostram valores de k de 3,44 para o interior daquele Estado, e 4,67 para o litoral, SEINFRA (2001). Segundo Amarante et al (2001b), os dados medidos em diversas estações anemométricas da Bahia, os valores encontrados para k variam entre 1,8 e 4,2, sendo que apenas dois registros, em 26 estações, apresentaram valores menores do que 2. Deve-se ressaltar, porém, que, apenas ter um k alto não significa boas condições para o aproveitamento eólico, pois também é necessário uma boa média anual de velocidade de vento, em torno ou acima de 6 m/s. Basta que se veja os exemplos de Laguna e Urubici, que apresentam as melhores estimativas, em relação ao resto do Estado, apesar de apresentarem k em torno de 1,8. Um valor menor de k , significa uma distribuição de velocidades em uma faixa mais ampla de valores, o que pode significar um maior número de

horas de velocidade de vento altas. Na Fig. 4.15, são apresentadas as curvas de densidade de probabilidade para Bom Jardim da Serra e Imbituba, ano 2000, e Campo Erê, ano 2001, com mais de 80% de dados disponíveis, e que apresentam como características comuns quase os mesmos valores de velocidade média anual e de fator de escala, c .

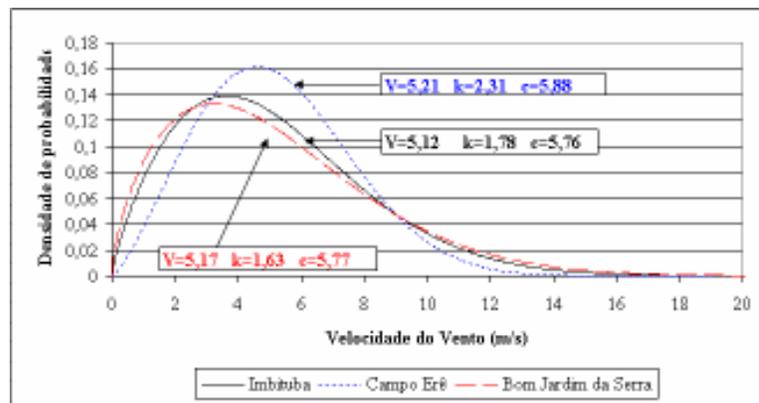


Figura 4.15. Comparação entre localidades com velocidade média próximas e diferentes valores de k .

Pode-se notar os diferentes valores para o fator de forma k , conforme indicados na figura. Apesar de Campo Erê apresentar um valor de k bem maior que o das outras duas localidades, tem um menor número de horas com velocidades altas, na figura percebe-se isto a partir dos 9 m/s. Isto resultará, também, em menor número de horas de operação do aerogerador à sua potência nominal, o que pode ser visto olhando os valores na Tab. C1. Os valores de FC para este exemplo são de 0,177, 0,163 e 0,145, para Bom Jardim da Serra, Imbituba e Campo Erê, respectivamente.

Quanto aos dados de direção de ventos, percebe-se que, com exceção a Bom Jardim da Serra, as localidades observadas apresentam certa regularidade quanto à direção de incidência dos ventos, mostrando, claramente, direções preferenciais. Para Bom Jardim da Serra, espera-se encontrar maiores perdas na geração de energia, em relação às outras localidades, devido aos efeitos de desalinhamento entre o aerogerador e a direção de incidência dos ventos, além dos maiores esforços sobre a estrutura.

Os valores encontrados para a intensidade de turbulência, I_T , podem ser considerados valores típicos, conforme a literatura. Porém, não são valores que possam ser desconsiderados. Molly (2005), indica que valores de $I_T = 0,20$, já caracterizam terrenos complexos. Portanto, a I_T encontrada em Bom Jardim da Serra e Imbituba, caracterizam estes locais como regiões turbulentas, o que pode trazer conseqüências na qualidade da energia gerada, além de exigir maiores distâncias entre os aerogeradores. No caso de Imbituba, este

valor alto de I_T pode ser explicado, pelo menos em parte, pela localização da torre anemométrica, situada em área com construções não muito afastadas.

5. DADOS DE GERAÇÃO DAS USINAS EÓLICAS DE SANTA CATARINA

Os dados de geração de eletricidade utilizados neste trabalho, fornecidos pela CELESC, são oriundos de dois dos empreendimentos de geração eólica de Santa Catarina, Usina Eólica de Bom Jardim da Serra e Usina Eólica do Horizonte, ver capítulo 2. Estes são dados de potência efetiva, em intervalos de 5 min, entregues à rede elétrica da CELESC. Como ocorrido com os dados de velocidade de vento, os dados de potência gerada não estão disponíveis de forma contínua para todo o ano analisado.

O objetivo deste capítulo é o de analisar os dados de geração das usinas eólicas e comparar os cálculos efetuados, conforme mostrado na seção 3.6, a partir das velocidades de vento medidas, com os valores reais medidos de geração de energia.

Com os valores de potência gerada, fornecidos pela CELESC, foram calculados, a quantidade de energia gerada no período, a potência média e o FC . Estes foram então comparados aos valores apresentados na Tab. C1, calculados com os dados das medições das estações anemométricas nas localidades correspondentes. Os resultados podem ser observados abaixo na Tab. 5.1, para Água Doce, e Tab. 5.2 para Bom Jardim da Serra, sendo que nestas tabelas são mostrados os valores de potência média e FC , para os dados medidos e calculados, assim como a fração de dados disponível no período. Também foram traçados os gráficos de potência em relação ao tempo, cuja área sob as curvas representa a quantidade de energia gerada ou esperada, a partir dos valores de potência instantânea dos dados de geração CELESC, Fig. 5.1, para Água Doce, e figuras 5.2, 5.3 e 5.4, para Bom Jardim da Serra. Nestes mesmos gráficos, também foram plotadas as curvas de Duração de Potência, conforme seção 3.6, calculadas a partir dos dados provenientes das medições dos anemômetros. Para que fossem traçadas as curvas mencionadas acima, e para que a comparação fosse válida, foram separadas as séries de dados para os mesmos períodos para cada curva.

Os dados de potência gerada em Água Doce e entregue à rede CELESC são representativos dos oito aerogeradores lá instalados, sem maiores informações sobre o funcionamento ou não de cada aerogerador. Por esse motivo são apresentados, na Tab. 5.1, dois valores, o primeiro deles se refere à potência média para todos os aerogeradores, enquanto o segundo trata-se de uma média por máquina, considerando que todos os aerogeradores estavam em operação. Pode ter ocorrido de um ou mais aerogeradores não estar em operação durante uma parcela de tempo dos dados avaliados neste trabalho, o que resultaria em valores não reais na média de cada aerogerador. Porém, a informação de produção individual de cada aerogerador deste parque não está disponível.

5.1. COMPARAÇÃO ENTRE O POTENCIAL CALCULADO E OS DADOS DE GERAÇÃO

Analisando os dados de Água Doce, notamos que não há grandes divergências entre os cálculos baseados nas velocidades de vento medidas e os dados de geração. No caso da potência temos uma média próxima de 140 kW para o valor calculado, enquanto os resultados de geração trazem valores próximos de 1200 kW, para os oito aerogeradores, que nos dá uma média entre 140 kW e 150 kW por máquina. No caso do ano de 2004, especificamente, tem-se dados de medições e de geração com período coincidente, os valores são 119,7 kW e 151,7 kW, para o cálculo com dados dos anemômetros e geração CELESC, respectivamente, o que representa uma diferença de 21,1%, porém, deve-se levar em consideração a diferença na quantidade de dados analisada em cada caso. Em relação ao *FC*, como já mencionado anteriormente, temos média em torno de 0,23, com os valores individuais entre 0,20 e 0,25, mostrando que estão coerentes com os encontrados através dos dados de geração, entre 0,23 e 0,25.

Tabela 5.1. Comparação entre valores calculados e medidos de potência para Água Doce.

Valores calculados a partir dos dados anemométricos CELESC			
	Potência Média (kW)	FC	Qtde de Dados *
2000	128,93	0,21	0,64
2001	146,64	0,24	0,86
2002	151,07	0,25	0,97
2003	125,9	0,21	0,85
2004	119,7	0,2	0,47
Valores calculados a partir dos dados de geração da Usina Eólica de Horizonte			
	Potência Média (kW)	FC	Qtde de Dados *
2004	1213,4 **	0,25	0,72
	151,7 ***		
2005	1119,7 **	0,23	0,49
	139,9 ***		
* fração do ano com dados disponíveis			
** potência para 8 aerogeradores *** valor médio por aerogerador			

A análise com base nos dados de Bom Jardim da Serra mostra que também não há grandes diferenças entre os cálculos baseados nas velocidades medidas e os dados de geração. Sem esquecer, também, das diferenças entre as quantidades de dados analisadas em cada caso. Para a potência, temos uma média de 94 kW, caso consideremos apenas os anos com mais de 80% de dados, ou 102 kW para média de todos os anos, para o valor calculado conforme mostrado na seção 3.6. Para os resultados de geração, os valores médios encontram-se entre 74,8 kW e 135,1 kW. Nos casos de 2002 e 2003, onde se tem tanto medições anemométricas

quanto dados de geração para um mesmo período, os valores são 118,13 kW e 135,1 kW, para cálculo e geração no ano de 2002, respectivamente, que representa uma diferença de 12,5%, e para 2003, 101,56 kW para o calculado e 108,6 kW para o gerado, representando 6,5% de diferença. Em relação ao *FC*, onde esta localidade apresenta média entre 0,16 e 0,17, caso se leve ou não em consideração os anos com menor quantidade de dados, os valores oriundos da geração mostram média de 0,17, ou 0,18, caso seja excluído o ano de 2005, que apresenta apenas 33% de dados no ano.

Tabela 5.2. Comparação entre valores calculados e medidos de potência para Bom Jardim da Serra.

Valores calculados a partir dos dados anemométricos CELESC			
	Potência Média (kW)	FC	Qtde de Dados *
2000	106,01	0,18	0,84
2001	83,49	0,14	0,98
2002	118,13	0,2	0,63
2003	101,56	0,17	0,69
Valores calculados a partir dos dados de geração da Usina Eólica de B, J, da Serra			
	Potência Média (kW)	FC	Qtde de Dados *
2002	135,1	0,22	0,47
2003	108,6	0,18	0,84
2004	85,2	0,14	0,67
2005	74,8	0,12	0,33
* fração do ano com dados disponíveis			

Para traçar a curva de duração de potência de Água Doce foi multiplicado o resultado da interpolação entre as velocidades de vento e a curva de potência do aerogerador E-40 por oito, número de aerogeradores no parque, para que a comparação pudesse ser feita. Tem-se assim, na Fig. 5.1, um gráfico com as duas curvas plotadas, a curva da potência medida e a da potência calculada. Ambas são curvas de potência acumulada, sendo a área abaixo das mesmas a quantidade de energia gerada. Percebe-se na Fig. 5.1, que a área abaixo da curva referente aos dados de geração, linha contínua, é um pouco maior que a da calculada, linha tracejada. Mas essa diferença não é muito grande e mostra que, pelo menos para este ano, os cálculos representam bem a realidade. Infelizmente, a quantidade de dados onde os períodos de dados de geração e de velocidade de vento eram coincidentes só permitiu que fosse feita esta análise para o ano de 2004, e mesmo assim, com pouco mais de 3700 horas de dados no ano. Esperava-se que a área da curva dos dados calculados fosse maior, fato que não foi observado em Água Doce 2004, pois fatores já mencionados não são levados em consideração no método estatístico de cálculo de energia, tais como diferenças topográficas, já que os dados

não foram coletados no mesmo local, e efeitos de orientação dos aerogeradores são exemplos já comentados.

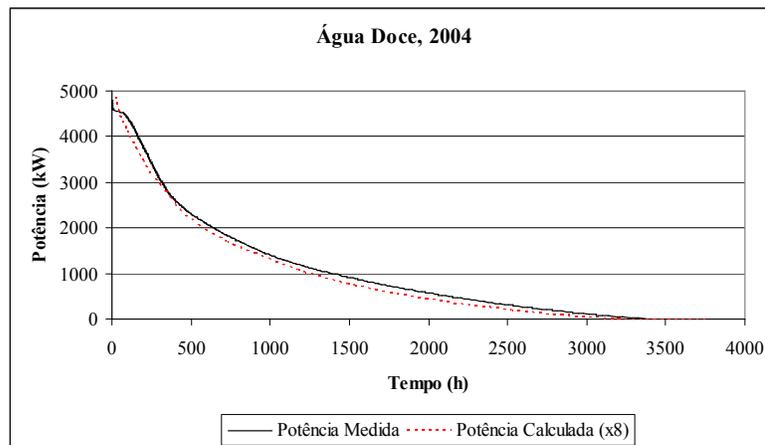


Figura 5.1. Curvas de Potência para Água Doce

Para Bom Jardim da Serra, foi possível fazer as comparações para os anos de 2002, 2003 e 2004. Nestes casos, a quantidade de dados para comparação, onde havia coincidência de dados de geração e de velocidade de vento, também não é muito grande. Tem-se, no ano de 2002, pouco mais de 2300 horas de dados comparados, para 2003, um pouco acima de 3300 horas e 2004, 3000 horas.

Pode-se observar, nos gráficos para os anos de 2002 e 2003, Figs. 5.2 e 5.3, que a área abaixo das curvas referentes aos cálculos a partir das velocidades de vento medidas nas estações anemométricas, são menores que as das curvas plotadas a partir dos dados de geração, assim como ocorreu para Água Doce, na Fig. 5.1. Para o gráfico do ano de 2004, Fig. 5.4, o exposto acima não ocorre, sendo que as duas curvas se cruzam, resultando em área menor para os cálculos, quando a potência é menor que cerca de 150 kW.

É importante salientar que, os locais onde os aerogeradores estão instalados não são os mesmos onde estão localizadas as estações anemométricas, o que pode ser a explicação de parte das divergências entre os resultados, além dos demais fatores que também influenciam nas diferenças e foram mencionados em capítulos anteriores.

Conforme foi citado no capítulo anterior, segundo Molly (2004), a maioria dos projetos de parques eólicos do PROINFA apresentavam FC maior que 0,30, pode-se perceber, através dos dados de geração disponibilizados pela CELESC, que as duas usinas eólicas com dados de geração disponíveis estão bem abaixo deste valor, especialmente a usina de Bom Jardim da Serra. Porém, não se pode dizer que estes resultados sejam conclusivos, visto a pequena quantidade de dados de geração disponível.

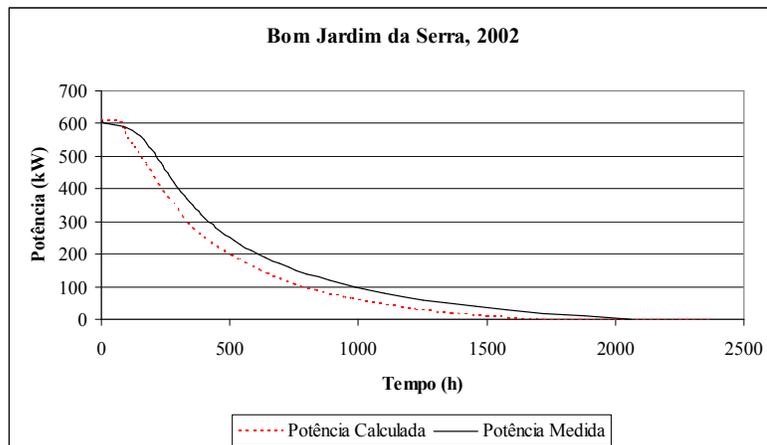


Figura 5.2. Curvas de Potência para Bom Jardim da Serra, 2002

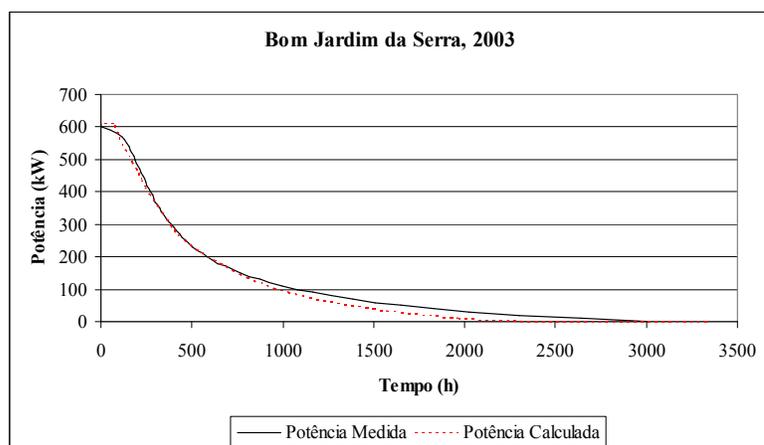


Figura 5.3. Curvas de Potência para Bom Jardim da Serra, 2003.

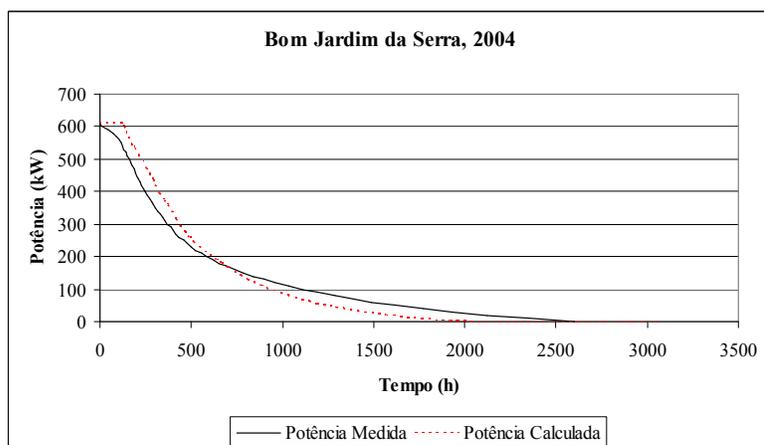


Figura 5.4. Curvas de Potência para Bom Jardim da Serra, 2004.

5.2. CONSIDERAÇÕES SOBRE OS VALORES DE GERAÇÃO EÓLICA NAS USINAS EÓLICAS DE SANTA CATARINA

Analisando os resultados apresentados, percebe-se que os valores referentes ao FC para a localidade de Bom Jardim da Serra, estão bem inferiores aos considerados adequados à geração eólica. Dos dados de potência analisados, o ano de 2003 é o mais representativo, pois há 84% dos dados disponíveis para este ano. Então, para o ano de 2003, o valor de FC é de 0,18, para o ano de 2004, com 67% dos dados do ano, o valor de FC é de 0,14. A potência média para o mesmo ano de 2003 é pouco maior que 100 kW, comparados aos 600 kW de potência nominal do aerogerador instalado. Apesar da pequena quantidade de dados dificultar uma análise mais detalhada, o que impede de se tirar conclusões mais acertadas, pode-se dizer que os valores estão bem abaixo do esperado.

Para Água Doce, a situação é mais favorável, apesar de se ter menos dados para análise do que de Bom Jardim da Serra, pois apresenta valor de FC igual a 0,25, para o ano de 2004, onde se tem 72% de dados, valor este já considerado adequado para geração eólica, conforme Martinez (2003). Segundo Camargo (2005), o valor de FC para a Usina Eólio-Elétrica de Palmas – PR, que está situada na região próxima a Água Doce, divisa entre os estados do Paraná e Santa Catarina, sendo que as duas usinas são bem próximas, é, em média, 0,28, baseado em dados no período compreendido entre 1999 e 2004. Isto mostra coerência com os valores encontrados para a usina eólica localizada em Água Doce.

6. ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO UTILIZANDO O WASP

O WASP, *Wind Atlas Analysis and Application Program*, é um programa utilizado para se estimar os recursos eólicos a partir da extrapolação horizontal e vertical de dados de vento de um ponto de referência, Bowen e Mortensen (2004).

Os dados utilizados como referência são obtidos por medições anemométricas, velocidade e direção dos ventos, em um ponto específico. Este ponto é, então, utilizado como entrada para o WASP. Através destes dados, o programa pode fazer a análise estatística dos mesmos e extrapolá-los para que sejam determinadas as características dos ventos e feita a estimativa do potencial eólico dos arredores deste ponto. Ainda, juntamente com os dados técnicos de um aerogerador, curva de potência, estima-se a produção de energia deste aerogerador bem como a produção de um parque eólico, quando entradas as posições dos aerogeradores.

O WASP permite que sejam feitas correções nos dados de referência, indicando os efeitos locais que afetam a aquisição dos dados, tais como obstáculos, rugosidade superficial e orografia.

A qualidade dos resultados fornecidos pelo WASP depende da qualidade dos dados usados como referência, pois é a partir deles que o programa faz a sua extrapolação para os locais vizinhos. Também depende das condições da atmosfera, das diferenças na topografia e rugosidade entre o local das medições e a vizinhança, e a complexidade do terreno.

Neste capítulo, objetiva-se apresentar os resultados da avaliação das características dos ventos do Estado de Santa Catarina através da ferramenta WASP, o que, ainda, permitiu validar esta ferramenta para futuras análises no Estado. Serão apresentados os resultados da avaliação estatística dos dados de vento medidos nas estações meteorológicas para as localidades analisadas neste trabalho, assim como a determinação do potencial eólico e algumas estimativas de geração de energia para as localidades, onde se levará em consideração a topografia das regiões mediante os mapas de relevo locais. De posse destes resultados, foi feita uma comparação com os resultados apresentados nos capítulos 4 e 5.

6.1 POTENCIAL EÓLICO E DE GERAÇÃO DE SANTA CATARINA ESTIMADO ATRAVÉS DO WASP

Nesta seção, apresenta-se a avaliação do potencial eólico dos seis sítios estudados neste trabalho, através do programa WASP, adquirido pelo Lepten / Labsolar no final do ano de 2004 (número da licença: 1351), onde foi levado em consideração o relevo de cada local.

São apresentados os valores de velocidade média anual, parâmetros de Weibull, densidade de potência, energia estimada anual e fator de capacidade. É importante considerar que, apesar dos dados utilizados como entrada para o WAsP não representarem, na maioria dos casos, o ano completo de dados, este programa generaliza os resultados, apresentando-os como resultados anuais.

Para cada um dos sítios, foram feitas estimativas utilizando três tamanhos de aerogeradores, sendo todos fabricados pela Wobben. Os modelos escolhidos foram o E-40 (600 kW), E-48 (800 kW) e o E-70 (2000 kW). Nestas estimativas foram consideradas as seguintes alturas de montagem (altura do *hub*, altura do eixo do rotor, H): E-40, 48 m; E-48, 70 m; E-70, 113 m.

São, ainda, apresentados os mapas do potencial eólico, referentes a cada localidade. Os mapas topográficos utilizados neste trabalho, obtidos do U. S. Geological Survey, USGS (SRTM, Shuttle Radar Topography Mission) apresentam resolução de 90 x 90 m, sendo apresentados com dimensões de 20 x 20 km, tendo a estação anemométrica localizada, na maioria dos casos, no centro. Os recursos eólicos foram calculados para uma área de 100 km² (10 x 10 km) em torno da estação anemométrica, visto que esta é a distância máxima recomendada a partir da estação anemométrica de referência, WASP (2004). Exceção feita a Urubici, onde os mapas são de 10 x 10 km, sendo os recursos eólicos determinados para uma área menor. Os mapas estão representados, nos seus eixos, em metros, em coordenadas UTM (zona 22 J). Para as estimativas apresentadas nestes mapas, foram utilizados aerogeradores E-40 (600 kW), com altura do rotor de 48 m, sendo a posição do aerogerador a mesma que a da estação anemométrica, posições estas indicadas através de uma seta nas Figs 6.1 a 6.6.

Para as localidades de Água Doce e Bom Jardim da Serra, através da análise do mapa de recursos eólicos gerado pelo WAsP, foi escolhido outro local que apresentasse o melhor resultado para aquela área, e simulada a instalação do mesmo aerogerador E-40.

Foi feita, também, uma estimativa de geração de energia para um mesmo aerogerador, que instalado num mesmo ponto, apresentasse duas alturas diferentes de montagem, H, a fim de avaliar a diferença na quantidade de energia gerada.

Os resultados que seguem são apresentados da seguinte forma, os valores médios que são informados no texto, referem-se as médias calculadas para os anos onde se tem mais de 80% de dados disponíveis, enquanto que as médias apresentadas nas tabelas, são médias para todos os dados disponíveis.

Iniciando a apresentação dos resultados, pode-se ver abaixo, Tab. 6.1, os valores estimados para a localidade de Água Doce com o aerogerador E-40, anos de 2000-2004, onde os anos de 2001, 2002 e 2003 são os mais representativos, com mais de 80% de dados

disponíveis. Para estes três anos, os valores médios do FC e da velocidade do vento são 0,24, e 6,27 m/s, respectivamente.

Tabela 6.1. Potencial e Energia Anual estimados pelo WASP para Água Doce com AG E-40 (600 kW), $H = 48$ m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	6,08	2,51	6,9	217	1145	0,22
2001	6,39	2,47	7,2	255	1318	0,25
2002	6,45	2,49	7,3	261	1359	0,26
2003	5,98	2,38	6,7	215	1118	0,21
2004	5,9	2,42	6,7	204	1069	0,20
Médias	6,16	2,45	6,96	230,40	1201,80	0,23

Nas Tab. 6.2 e 6.3 são apresentados os resultados de geração com aerogeradores de 800 kW ($H= 70$ m) e 2000 kW ($H= 113$ m). Para uma altura de 70 m, a velocidade média é de 6,75 m/s, FC médio de 0,30, e a energia anual estimada 2084,3 MWh, o que representa uma produção 1,65 vezes maior que a estimada para o aerogerador de 600 kW instalado a 48 m. Ao se instalar um aerogerador de 2000 kW, com o eixo do rotor a 113 m, tem-se, 7,45 m/s de velocidade média e FC médio igual a 0,34. A Energia anual estimada é em 5874,7 MWh, em média, que corresponde a 2,82 e 4,64 vezes mais energia que as máquinas de 800 kW, a 70 m, e 600 kW, a 48 m, respectivamente. Percebe-se que Água Doce apresenta resultados satisfatórios para todas as três alturas testadas, porém, os valores médios de FC acima de 0,3 somente apareceram quando foi utilizado o E-70, com altura de 113 m, ou igual a 0,3, no caso do E-48 a 70 m.

Tabela. 6.2. Potencial e Energia Anual estimados pelo WASP para Água Doce com AG E-48 (800 kW), $H = 70$ m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	6,53	2,6	7,4	262	1912	0,27
2001	6,87	2,56	7,7	307	2159	0,31
2002	6,94	2,57	7,8	316	2228	0,32
2003	6,43	2,47	7,3	259	1866	0,27
2004	6,34	2,51	7,1	245	1791	0,26
Médias	6,62	2,54	7,46	277,80	1991,20	0,28

Tabela. 6.3. Potencial e Energia Anual estimados pelo WASP para Água Doce com AG E-70 (2000 kW), H = 113 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	7,22	2,66	8,1	348	5403	0,31
2001	7,58	2,62	8,5	408	6071	0,35
2002	7,67	2,62	8,6	421	6284	0,36
2003	7,11	2,52	8	346	5269	0,30
2004	7,01	2,57	7,9	326	5051	0,29
Médias	7,32	2,60	8,22	369,80	5615,60	0,32

Na Fig. 6.1, pode-se visualizar o mapa, em escala de cores, da densidade de potência para Água Doce. Os valores médios, mínimos e máximos estimados pelo WASP, são apresentados na Tab. 6.4. Estes valores são estimados pelo WasP a partir da extrapolação dos valores fornecidos como referência, ou seja, valores medidos na estação anemométrica correspondente, levando-se em consideração as características topográficas da região.

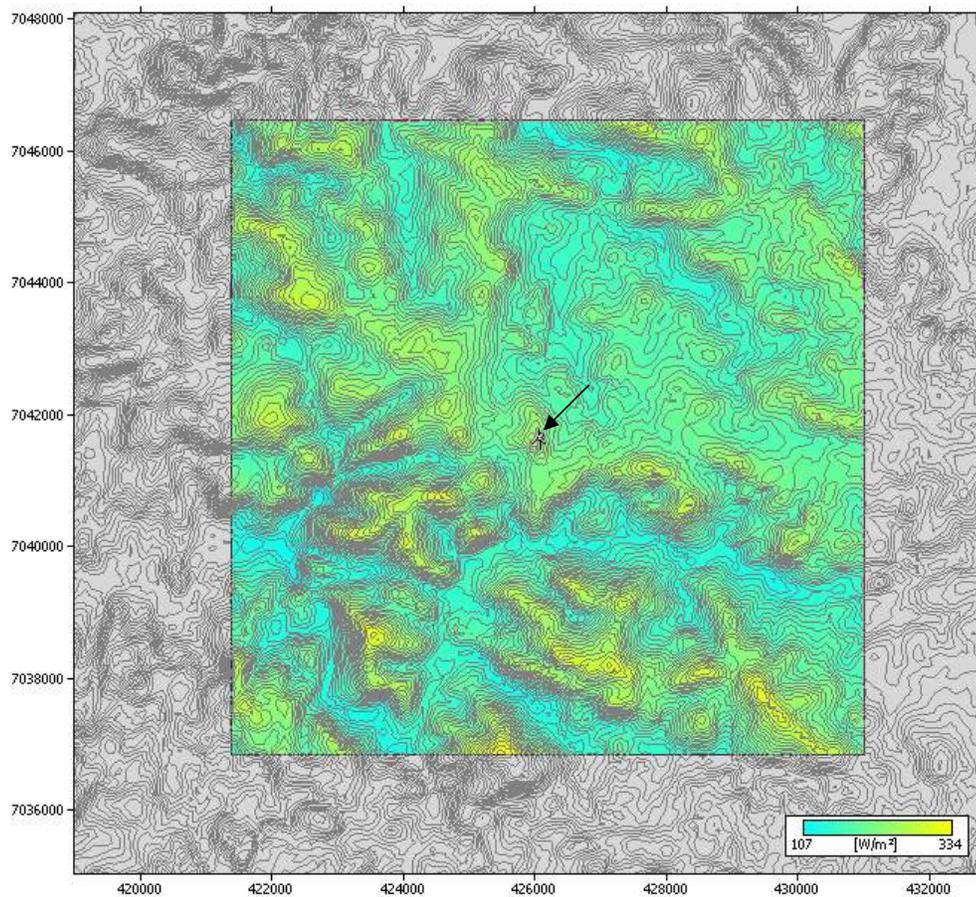


Figura 6.1. Recursos eólicos de Água Doce, ano 2002.

Tabela 6.4. Recursos eólicos de Água Doce, ano 2002.

	Altitude (m)	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
Média	1202,3	5,81	2,48	6,5	193	1018	0,194
Mínimo	1064,5	4,78	2,25	5,4	107	559	0,106
Máximo	1300	7,01	2,51	7,9	334	1650	0,314

Observando o mapa de recursos para Água Doce, percebe-se que há algumas regiões com ventos mais favoráveis a geração eólica. Encontram-se valores máximos de velocidade de vento superiores a 7 m/s, o que resultam em *FC* acima de 0,3, ver Tab. 6.4.

As estimativas para a região de Bom Jardim da Serra, cujos resultados podem ser visualizados nas Tab. 6.5, 6.6 e 6.7, mostram valores médios de *FC* iguais a 0,15, para E-40 com H= 48 m, 0,19, para E-48, com H= 70 m e 0,21 para E-70, com H= 113 m e a energia anual, disponível de 810,76 MWh, 1334 MWh e 3635,5 MWh, respectivamente.

Tabela 6.5. Potencial estimado pelo WasP para Bom Jardim da Serra, AG E-40, H= 48 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	5,23	1,65	5,9	208	900,4	0,17
2001	4,85	1,76	5,5	153	721,12	0,14
2002	5,48	1,71	6,1	230	1010	0,19
2003	5,06	1,62	5,7	194	836,9	0,16
Médias	5,16	1,69	5,80	196,25	867,11	0,16

Tabela 6.6. Potencial estimado pelo WasP para Bom Jardim da Serra, AG E-48, H= 70 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	5,6	1,71	6,3	244	1461	0,21
2001	5,19	1,83	5,8	180	1207	0,17
2002	5,87	1,77	6,6	270	1624	0,23
2003	5,42	1,68	6,1	227	1366	0,19
Médias	5,52	1,75	6,20	230,25	1414,50	0,20

Tabela 6.7. Potencial estimado pelo WasP para Bom Jardim da Serra, AG E-70, H= 113 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	6,14	1,74	6,9	316	3974	0,23
2001	5,69	1,86	6,4	233	3297	0,19
2002	6,43	1,8	7,2	348	4424	0,25
2003	5,95	1,71	6,7	294	3719	0,21
Médias	6,05	1,78	6,80	297,75	3853,50	0,22

Para Bom Jardim da Serra, mesmo quando foi utilizado o aerogerador de 2000 kW e H= 113 m, não foram encontrados bons resultados, o maior valor de *FC* é pouco superior a 0,25. Na Fig. 6.2, é mostrado o mapa de recursos eólicos para Bom Jardim da Serra, tendo no centro a estação anemométrica da CELESC, cujos dados eólicos medidos em 2001 foram utilizados como dados de entrada para o WAsP. Ao se observar a Fig. 6.2, nota-se que

existem locais mais favoráveis, com velocidade de vento superiores a 8 m/s, de onde se consegue estimativas de FC superiores a 0,4, ver Tab. 6.8.

Os resultados das simulações para Bom Jardim da Serra confirmam as informações de Camargo (2005), da empresa Camargo e Schubert, dadas pessoalmente, de que outras estações anemométricas, na região de Bom Jardim da Serra, indicam um potencial eólico bem mais promissor para a região.

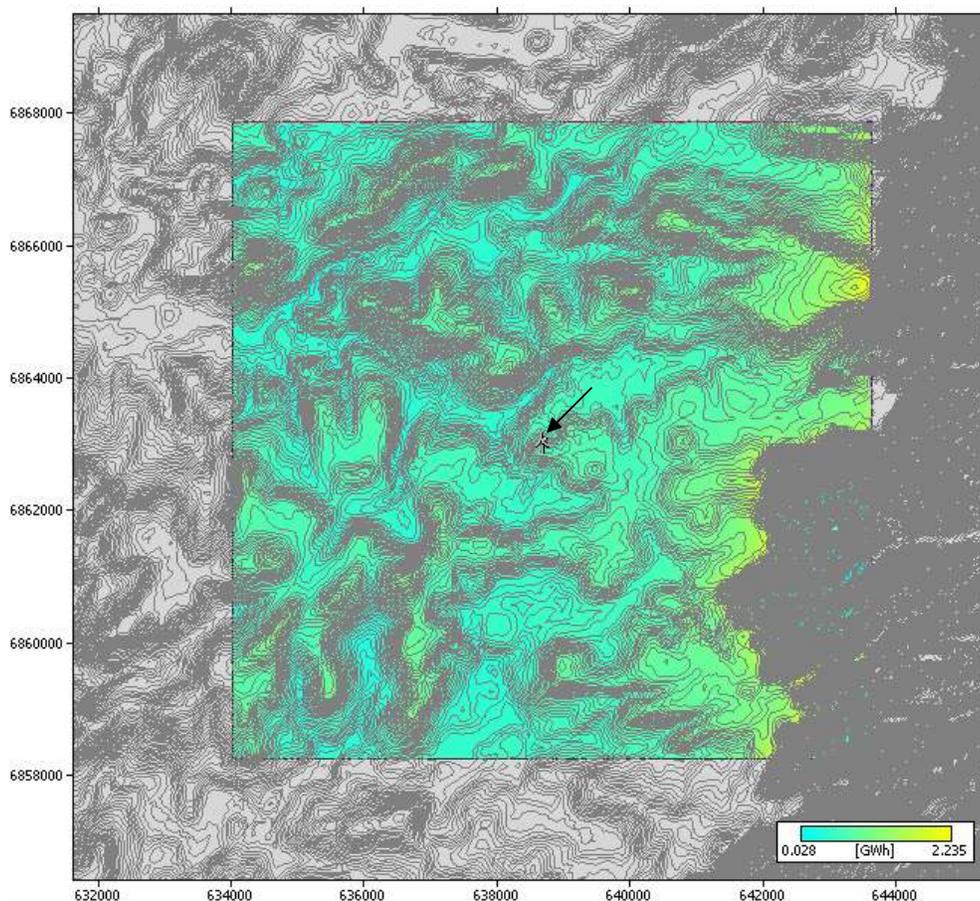


Figura 6.2. Recursos eólicos de Bom Jardim da Serra, ano 2001.

Tabela 6.8. Recursos eólicos para Bom Jardim da Serra, ano 2001.

	Altitude (m)	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
Média	1349,3	4,54	1,7	5,1	142	664	0,126
Mínimo	582	1,76	1,25	1,9	10	28	0,005
Máximo	1563,5	8,57	1,8	9,5	978	2235	0,425

Nas tabelas 6.9 a 6.11, são resumidos os resultados do potencial eólico estimado para Imbituba. Os valores médios de FC são 0,17, 0,23 e 0,27, com os valores da energia anual disponível de 914,51, 1866,75 e 4824,25 MWh para $H= 48, 70$ e 113 m, respectivamente.

Tabela 6.9. Potencial estimado pelo WasP para Imbituba, AG E-40, H= 48 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	5,25	1,88	5,9	181	933,5	0,18
2001	5,08	1,78	5,7	173	885,24	0,17
2002	5,2	1,83	5,9	180	936,7	0,18
2003	5,17	1,81	5,8	180	902,61	0,17
Médias	5,18	1,83	5,83	178,50	914,51	0,17

Tabela 6.10. Potencial estimado pelo WasP para Imbituba, AG E-48, H= 70 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	5,79	1,92	6,5	237	1653	0,24
2001	5,6	1,82	6,3	226	1567	0,22
2002	5,73	1,87	6,5	236	1657	0,24
2003	5,7	1,85	6,4	235	1590	0,227
Médias	5,71	1,87	6,43	233,50	1616,75	0,23

Tabela 6.11. Potencial estimado pelo WasP para Imbituba, AG E-70, H= 113 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	6,59	1,94	7,4	345	4938	0,28
2001	6,37	1,85	7,2	330	4680	0,27
2002	6,53	1,89	7,4	344	4954	0,28
2003	6,48	1,87	7,3	342	4725	0,27
Médias	6,49	1,89	7,33	340,25	4824,25	0,28

Os valores máximos de velocidade de vento estimada chegam a 7,28 m/s, resultando em um *FC* em torno de 0,35. O mapa de densidade de potência para Imbituba pode ser visto na Fig. 6.3, assim como os valores máximo e mínimo destas estimativas de recursos eólicos podem ser vistos na Tab. 6.12.

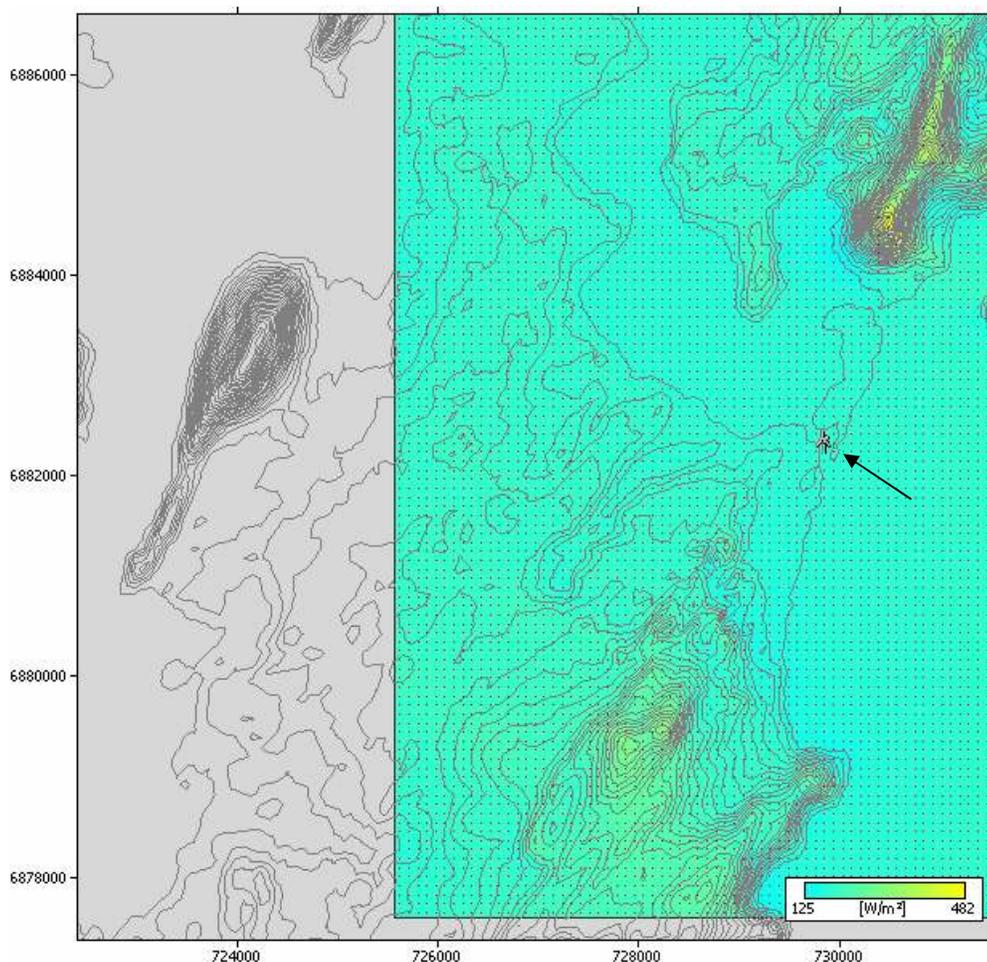


Figura 6.3. Recursos eólicos de Imbituba, ano 2000.

Tabela 6.12. Recursos eólicos de Imbituba, ano 2000.

	Altitude (m)	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
Média	20,5	5,34	1,86	6	193	945	0,180
Mínimo	0	4,73	1,73	5,3	125	644	0,123
Máximo	139,6	7,28	2,06	8,2	482	1835	0,349

Os resultados para Campo Erê podem ser vistos nas tabelas 6.13 a 6.15. O mapa de recursos eólicos para esta localidade é apresentado na Fig. 6.4, e na Tab. 6.16 os valores médio, máximo e mínimo referentes a esta simulação. Campo Erê, cujas medições foram feitas com anemômetro colocado a 30 m do solo, pode ser melhor avaliada através do WASP, que transforma os valores para a altura escolhida. Tem-se então, valores de *FC* estimados de 0,20, 0,27 e 0,32 e quantidades de energia de 1074,96, 1878,75 e 5536,75 MWh, para E-40 a 48 m, E-48 a 70 m e E-70 a 113 m de altura, respectivamente. Campo Erê atinge valores satisfatórios de *FC*, médias superiores a 0,25, quando utilizado o aerogerador de 800 kW a 70 m.

Tabela 6.13. Potencial estimado pelo WasP para Campo Erê, AG E-40, H= 48 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	5,95	2,52	6,7	203	1088	0,21
2000	5,89	2,53	6,6	196	1045	0,20
2001	5,74	2,52	6,5	182	974,83	0,19
2002	6,16	2,53	6,9	223	1192	0,23
Médias	5,94	2,53	6,68	201,00	1074,96	0,20

Tabela 6.14. Potencial estimado pelo WasP para Campo Erê, AG E-48, H= 70 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	6,49	2,6	7,3	257	1902	0,27
2000	6,42	2,62	7,2	247	1832	0,26
2001	6,26	2,6	7	230	1724	0,25
2002	6,71	2,61	7,5	283	2057	0,29
Médias	6,47	2,61	7,25	254,25	1878,75	0,27

Tabela 6.15. Potencial estimado pelo WasP para Campo Erê, AG E-70, 113 m.

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	7,29	2,65	8,2	360	5616	0,32
2000	7,21	2,66	8,1	346	5400	0,31
2001	7,03	2,65	7,9	323	5092	0,29
2002	7,53	2,65	8,5	396	6039	0,34
Médias	7,27	2,65	8,18	356,25	5536,75	0,32

Observando a Fig. 6.4, nota-se que Campo Erê apresenta locais onde o valor de *FC* passa de 0,3, com velocidades médias máximas em torno de 7 m/s, conforme mostrado na Tab. 6.16.

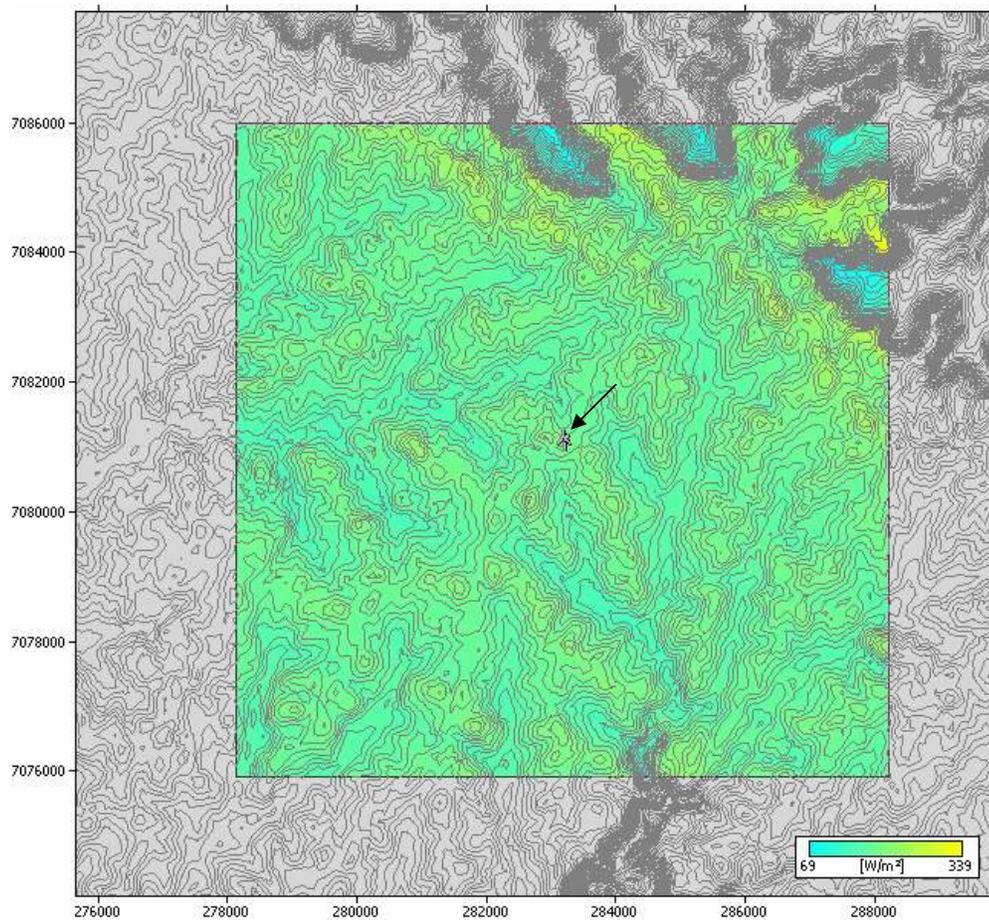


Figura 6.4. Recursos eólicos de Campo Erê, ano 2000.

Tabela 6.16. Recursos eólicos de Campo Erê, ano 2000

	Altitude (m)	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
Média	888,1	5,69	2,51	6,4	178	950	0,181
Mínimo	780,3	4,19	2,22	4,7	69	336	0,064
Máximo	945	7,02	2,63	7,9	339	1660	0,316

Nas tabelas 6.17 a 6.19 são resumidos os resultados da simulação com o WAsP, para Laguna, onde são encontradas as maiores velocidades médias de vento, acima dos 8 m/s, mesmo para H= 48 m. Nas três simulações os valores do *FC* médio estimado é superior a 0,4, sendo 0,41 para a simulação com E-40 e H= 48 m, 0,46 para E-48 e H= 70 m e 0,49 para E-70 e H= 113 m. Os valores para a energia média estimada, para os anos com maior quantidade de dados, são 2154,5 MWh, 3204,5 e 8534 MWh, para H= 48 m (E-40), 70 m (E-48) e 113 m (E-70), respectivamente.

Tabela 6.17. Potencial estimado pelo WasP para Laguna, AG E-40, H= 48 m

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	8,65	2,13	9,8	714	2463	0,47
2000	7,9	1,94	8,9	597	2135	0,41
2001	8,19	1,77	9,2	736	2174	0,41
2002	6,85	1,7	7,7	452	1658	0,32
Médias	7,90	1,89	8,90	624,75	2107,50	0,40

Tabela 6.18. Potencial estimado pelo WasP para Laguna, AG E-48, H= 70 m

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	9,22	2,21	10,4	838	3648	0,52
2000	8,45	2	9,5	704	3204	0,46
2001	8,67	1,85	9,8	832	3205	0,46
2002	7,35	1,77	8,3	532	2549	0,36
Médias	8,42	1,96	9,50	726,50	3151,50	0,45

Tabela 6.19. Potencial estimado pelo WasP para Laguna, AG E-70, H= 113 m

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	10,04	2,28	11,3	1052	9749	0,56
2000	9,23	2,07	10,4	892	8630	0,49
2001	9,35	1,91	10,5	1002	8438	0,48
2002	8,09	1,81	9,1	689	6917	0,39
Médias	9,18	2,02	10,33	908,75	8433,50	0,48

As estimativas para os recursos eólicos de Laguna, que podem ser vistos no mapa de densidade de potência da Fig. 6.5, mostram que os valores mínimos encontrados para a região em torno da estação anemométrica já apresentam FC em torno de 0,26, enquanto os valores máximos de FC são superiores a 0,5, com velocidades médias do vento em torno de 9,5 m/s, ver Tab. 6.20.

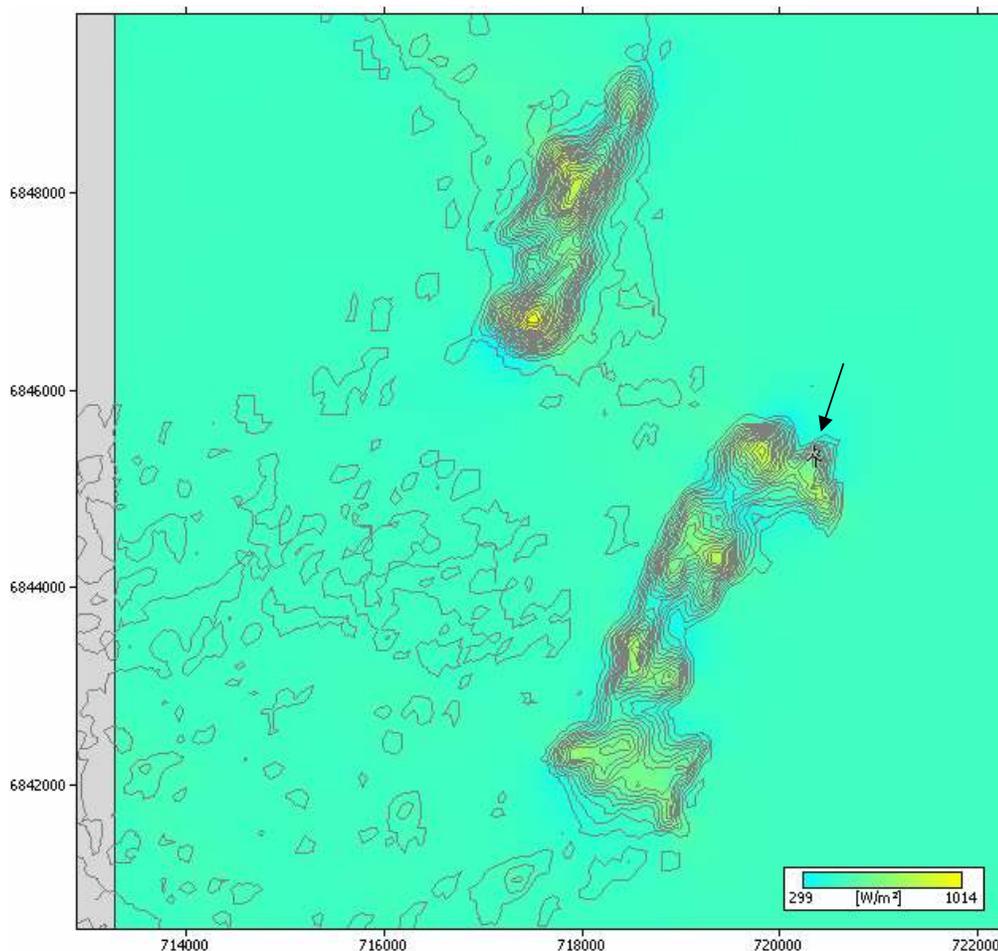


Figura 6.5. Recursos eólicos de Laguna, ano 2000.

Tabela 6.20. Recursos eólicos de Laguna, ano 2000.

	Altitude (m)	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
Média	6	7,3	1,92	8,2	476	1842	0,350
Mínimo	-0,9	6,34	1,81	7,2	290	1373	0,261
Máximo	120	9,53	2,08	10,8	1035	2725	0,518

Nas tabelas 6.21 a 6.23, são apresentados os resultados da simulação com o WAsP para Urubici. Para todas as alturas testadas, os valores médios de FC estão acima de 0,30 e de velocidade acima de 7 m/s, para os anos com maior número de dados. As médias para o FC são 0,34, 0,37 e 0,39 e para a quantidade de energia estimada tem-se, 1766, 2627 e 6902 MWh para H= 48 m (E-40), 70 m (E-48) e 113 m (E-70), respectivamente.

Tabela 6.21. Potencial estimado pelo WasP para Urubici, AG E-40, H=48 m

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	7,11	1,72	8	497	1754	0,33
2001	6,53	1,85	7,3	354	1444	0,27
2002	7,38	1,84	8,3	515	1861	0,35
2003	6,95	1,75	7,8	453	1683	0,32
Médias	6,99	1,79	7,85	454,75	1685,50	0,32

Tabela 6.22. Potencial estimado pelo WasP para Urubici, AG E-48, H= 70 m

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	7,49	1,79	8,4	553	2610	0,37
2001	6,87	1,92	7,7	396	2197	0,31
2002	7,77	1,9	8,8	576	2759	0,39
2003	7,31	1,82	8,2	507	2512	0,36
Médias	7,36	1,86	8,28	508,00	2519,50	0,36

Tabela 6.23. Potencial estimado pelo WasP para Urubici, AG E-70, H= 113 m

Ano	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	8,06	1,84	9,1	671	6867	0,39
2001	7,39	1,96	8,3	482	5785	0,33
2002	8,35	1,94	9,4	701	7237	0,41
2003	7,87	1,85	8,9	618	6602	0,38
Médias	7,92	1,90	8,93	618,00	6622,75	0,38

Na Fig. 6.6 e Tab. 6.24, vemos as estimativas para os recursos eólicos, na região ao redor da estação anemométrica. Urubici chega a apresentar, nestas estimativas, valores de velocidade média máxima de quase 12 m/s, o que se revela como as melhores estimativas localizadas, para o Estado de Santa Catarina.

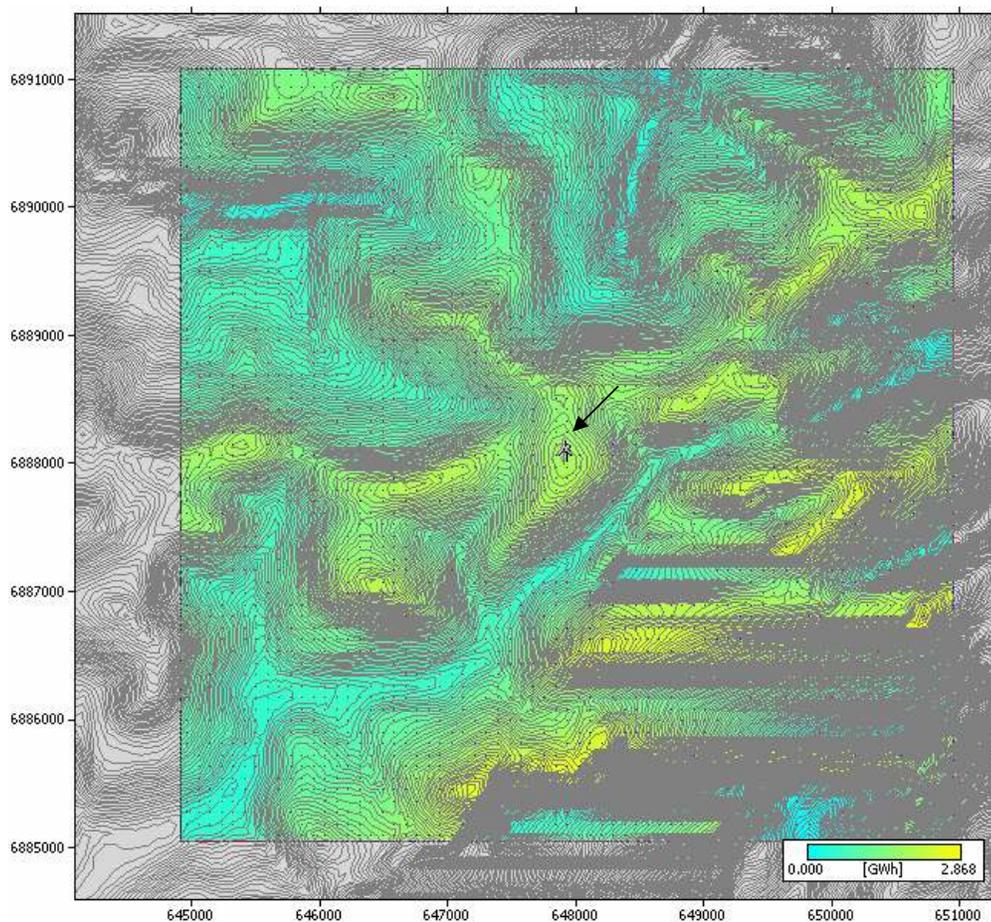


Figura 6.6. Recursos eólicos de Urubici, ano 2002.

Tabela 6.24. Recursos eólicos de Urubici, ano 2002.

	Altitude (m)	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
Média	1545,4	5,84	1,76	6,6	316	1204	0,229
Mínimo	684,5	0,38	1,06	0,4	0	0	0,000
Máximo	1800,4	11,74	1,89	13,1	2440	2868	0,546

Conforme mencionado anteriormente, foram feitas duas simulações, uma para localidade de Água Doce (dados do ano de 2002, com 97% de dados disponíveis para este ano) e outra para Bom Jardim da Serra (dados do ano de 2001, com 98% de dados disponíveis para este ano) com nova localização dos aerogeradores. As simulações foram feitas com os aerogeradores E-40 de 600 kW, instalados em locais escolhidos entre os que apresentaram melhores resultados nas estimativas apresentadas nas Fig. 6.1 e 6.2. Em cada um dos sítios foi colocado um aerogerador E-40 e estimados os recursos eólicos, estes então, foram comparados aos valores encontrados quando o aerogerador estava instalado na mesma posição da torre anemométrica.

Na Tab. 6.25 e Fig. 6.7, são apresentados os resultados da simulação com o WASP, para Água Doce, assim como a localização onde foi instalado o aerogerador. Na Fig. 6.7 pode-se ver, também, a distribuição da densidade de potência em função da direção de incidência dos ventos de forma qualitativa.

Conforme se pode observar na Tab. 6.25, os recursos eólicos na nova posição do aerogerador, localizada a 5 km da torre anemométrica, são melhores que os encontrados na primeira posição, onde foram feitas as medições, com valores de FC em torno de 0,3, e estimativa de geração de 15% superior à energia gerada na primeira posição.

Tabela 6.25. Influência da localização dos aerogeradores.

Água Doce 2002						
	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1	6,45	2,49	7,3	261	1359	0,259
2	6,82	2,47	7,7	310	1568	0,298

1 - Aerogerador posicionado junto ao anemômetro altitude = 1245 m
 2 - Aerogerador posicionado 5078 m de distância do anemômetro altitude = 1300 m

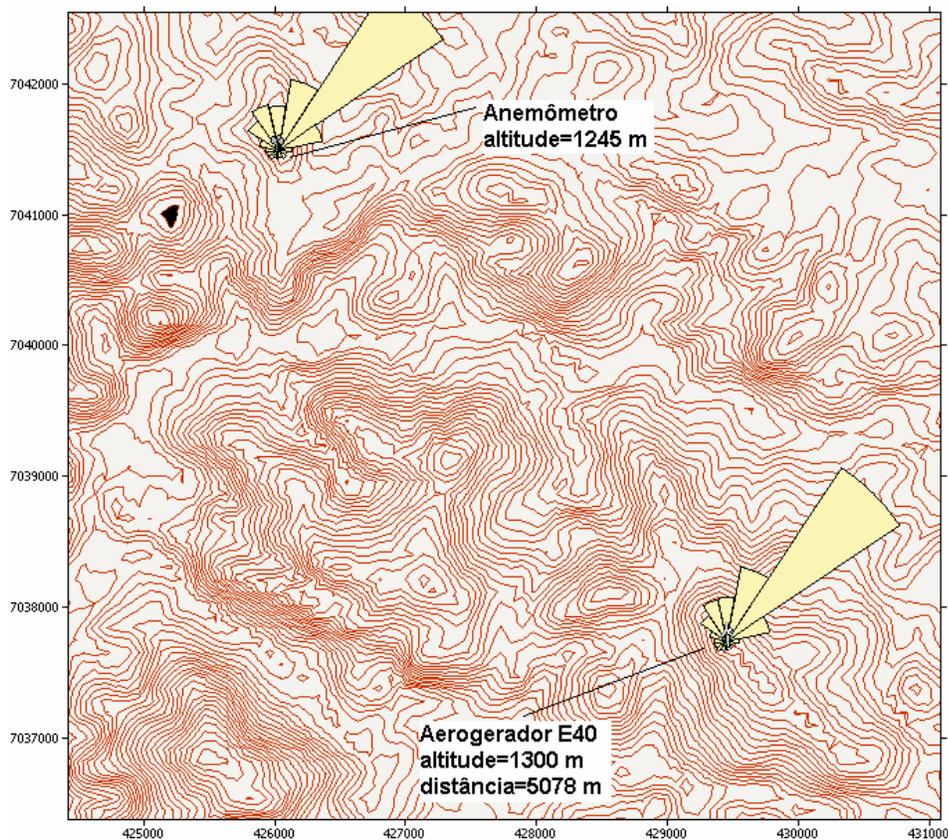


Figura 6.7. Simulação com o WASP, para Água Doce ano 2002, com AG E-40, em dois pontos.

Para Bom Jardim da Serra, a nova posição escolhida para o aerogerador causou uma mudança bem mais significativa nos resultados, ver Tab. 6.26 e Fig. 6.8. A velocidade média anual para a nova localidade passa dos 7 m/s, o valor do FC passa de 0,137 para 0,317, a quantidade de energia estimada é cerca de 2,3 vezes àquela quando o aerogerador estava localizado na mesma posição da torre anemométrica.

Tabela 6.26. Diferenças nas estimativas para aerogeradores em posições diferentes.

Bom Jardim da Serra 2001						
	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1	4,85	1,76	5,5	153	721,12	0,137
2	7,04	1,7	7,9	492	1667	0,317

1 - Aerogerador posicionado junto ao anemômetro altitude = 1400 m
 2 - Aerogerador posicionado 5311 m de distância do anemômetro altitude = 1565 m

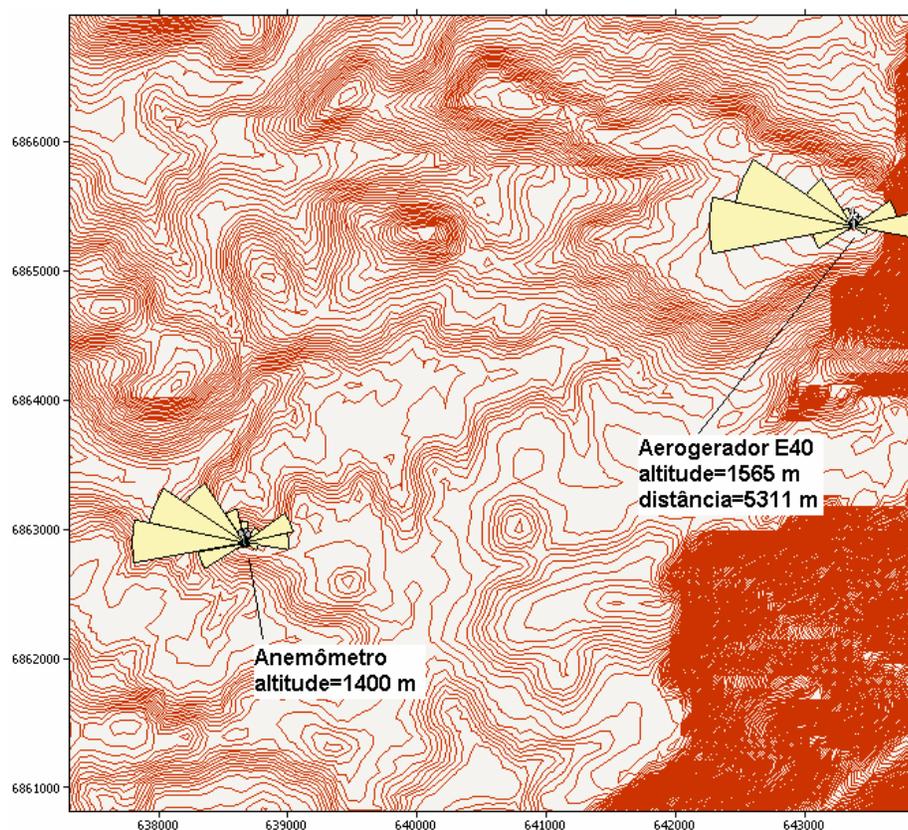


Figura 6.8. Simulação com o WAsP, para Bom Jardim da Serra ano 2001, com AG E-40, em dois pontos.

Na Tab. 6.27, são apresentados os resultados para duas simulações feitas com dados das medições em Água Doce, no ano de 2001, com um aerogerador E-70 (2000 kW), instalado na mesma localização da torre anemométrica, mas com diferença na altura considerada para o eixo do rotor do aerogerador. Pelos dados do fabricante desta máquina, que possui diâmetro

do rotor de 71 m, as alturas recomendadas para montagem do rotor estão na faixa de 64 – 113 m. Então, as simulações foram feitas considerando, na primeira delas, o rotor montado na altura mínima recomendada, e na segunda, na altura máxima. Como pode-se perceber na Tab. 6.27, a média de velocidade passa de 6,75 m/s, à 64 m de altura, para 7,58 m/s a 113 m, o que resulta num aumento de 38,8% na densidade de potência e um aumento de 30,7% na quantidade de energia estimada. O valor do FC passa de 0,265 para 0,347.

Tabela 6.27. Influência da altura do eixo do aerogerador.

Energia Estimada para AG E-70 (2000 kW) para diferentes alturas						
Altura hub	V médio (m/s)	k	c (m/s)	P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
* 64 m	6,75	2,54	7,6	294	4645	0,265
** 113 m	7,58	2,62	8,5	408	6071	0,347
* altura mínima recomendada pelo fabricante ** altura máxima recomendada pelo fabricante						

6.2. COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DO POTENCIAL EÓLICO DETERMINADO COM O WAsP, VALORES CALCULADOS E VALORES DE POTÊNCIA GERADA

As características do WAsP já foram mencionadas, anteriormente, porém vale lembrar que os resultados deste programa levam em consideração a topografia e rugosidade locais, assim como os obstáculos. Porém, neste estudo, não foram feitas as correções para a rugosidade superficial e para os obstáculos próximos às torres anemométricas, o que exigiria um trabalho de campo necessário à identificação e dimensionamento dos mesmos.

Na Tab. 6.28 são apresentados os valores obtidos através do WAsP: valores de velocidade média, parâmetros de forma e de escala, k e c , respectivamente, assim como as diferenças percentuais entre os valores da simulação e os calculados conforme o capítulo 3. As linhas identificadas com um asterisco são os valores determinados através de cálculos que já foram apresentados na Tab. C1. É importante mencionar que, nesta etapa, o WAsP está analisando, apenas, as características estatísticas do vento a partir dos dados fornecidos, sem levar em consideração a topografia local.

Os resultados indicam que as diferenças não são muito grandes, e que não são sistemáticas, no sentido de se observar valores WAsP tanto maiores quanto menores que os calculados.

As maiores diferenças encontradas foram para Urubici e Bom Jardim da Serra, que são as localidades com o relevo mais complexo entre as analisadas, enquanto Laguna apresentou as menores diferenças entre os valores para as localidades estudadas, 0,38% para velocidade média, 1,24% para fator de forma, e 0,28% para fator de escala. Urubici apresenta diferenças

tais como: 1,43% para velocidade média, 3,98% para fator de forma, e 1,30% para fator de escala, enquanto Bom Jardim da Serra, apresenta, 1,43%, 3,44% e 1,44%, como diferenças para a velocidade média, o fator de forma e fator de escala, respectivamente.

As maiores diferenças entre os dois valores ocorrem na determinação do parâmetro k , que chega a uma diferença média máxima de quase 4%, enquanto para Urubici, ano de 2003, esta diferença pode chegar a 8%. Para a velocidade média e o parâmetro de escala, c , que apresentou diferenças médias máximas pouco maiores que 1%, os valores para cada ano que atingiram uma diferença máxima de menos de 3%, na comparação entre os dois valores.

Tabela 6.28. Comparação entre: valores calculados conforme seção 3.3, e os valores determinados através do WASP.

Localidade	Ano	Método	Velocidade média (m/s)		k	%	c (m/s)		%
			Wasp	*			Wasp	*	
Água Doce	2000	Wasp	6,06	0,33	2,52	1,19	6,8	-0,15	
		*	6,04		2,49		6,81		
	2001	Wasp	6,37	0,63	2,48	2,42	7,2	0,83	
		*	6,33		2,42		7,14		
	2002	Wasp	6,47	0,77	2,55	2,75	7,3	0,82	
		*	6,42		2,48		7,24		
	2003	Wasp	5,92	-1,01	2,33	-4,29	6,7	-0,6	
		*	5,98		2,43		6,74		
	2004	Wasp	5,85	-0,34	2,39	-1,67	6,6	-0,3	
		*	5,87		2,43		6,62		
	Bom Jardim da Serra	2000	Wasp	5,1	-1,35	1,58	-3,07	5,7	-1,21
			*	5,17		1,63		5,77	
2001		Wasp	4,83	1,68	1,77	4,12	5,4	1,5	
		*	4,75		1,7		5,32		
2002		Wasp	5,39	-0,92	1,65	-2,37	6	-1,48	
		*	5,44		1,69		6,09		
2003		Wasp	5	-1,77	1,59	-4,22	5,6	-1,58	
		*	5,09		1,66		5,69		
Imbituba		2000	Wasp	5,16	0,78	1,81	1,66	5,8	0,69
			*	5,12		1,78		5,76	
	2001	Wasp	5,01	0,8	1,74	1,15	5,6	0,36	
		*	4,97		1,72		5,58		
	2002	Wasp	5,1	0,98	1,77	2,26	5,7	0,53	
		*	5,05		1,73		5,67		
	2003	Wasp	5,02	-1	1,7	-2,35	5,6	-1,61	
		*	5,07		1,74		5,69		
	Campo Erê	1999	Wasp	5,44	-0,37	2,36	-1,69	6,1	-0,98
			*	5,46		2,4		6,16	
2000		Wasp	5,37	-0,19	2,34	-0,85	6,1	0,49	
		*	5,38		2,36		6,07		
2001		Wasp	5,27	1,14	2,4	3,75	5,9	0,34	
		*	5,21		2,31		5,88		
2002		Wasp	5,64	1,42	2,4	5	6,4	2,03	
		*	5,56		2,28		6,27		
Laguna		1999	Wasp	8,52	-0,12	2,04	-0,49	9,6	-0,31
			*	8,53		2,05		9,63	
	2000	Wasp	7,77	0,9	1,86	2,15	8,7	0,34	
		*	7,7		1,82		8,67		
	2001	Wasp	8,09	-0,37	1,72	-1,16	9,1	-0,22	
		*	8,12		1,74		9,12		
	2002	Wasp	6,84	-0,15	1,7	-1,18	7,7	0,26	
		*	6,85		1,72		7,68		
	Urubici	2000	Wasp	7,04	-1,42	1,7	-3,53	7,9	-1,52
			*	7,14		1,76		8,02	
2001		Wasp	6,49	0,31	1,85	1,08	7,3	0,27	
		*	6,47		1,83		7,28		
2002		Wasp	7,34	-1,23	1,83	-3,28	8,3	-0,84	
		*	7,43		1,89		8,37		
2003		Wasp	6,91	-2,75	1,74	-8,05	7,8	-2,56	
		*	7,1		1,88		8		

* Dados apresentados na Tab. C1 e calculados conforme capítulo 3.

Na seqüência desta seção, são apresentados, nas tabelas 6.29 a 6.34 os resultados da densidade de potência, da quantidade de energia, e do fator de capacidade, calculados, e apresentados no Capítulo 4, e os valores estimados pelo WAsP. São apresentados os valores para cada uma das localidades estudadas, porém, somente são apresentados os resultados para os anos onde se dispunha de mais de 80% dos dados, a fim de melhor representar a realidade. Os valores determinados com o WAsP, que são apresentados nas tabelas que seguem, diferem dos apresentados na seção anterior por terem sido corrigidos, pois, conforme já mencionado, o WAsP generaliza os resultados, apresentando-os sempre para o ano todo. Em todos os casos, as comparações foram feitas entre os valores referentes à instalação de um aerogerador E-40 (600 kW).

Na Tab. 6.29 tem-se os valores para a localidade de Água Doce, onde a diferença entre os valores de densidade de potência é de 3,78% em média, entre os dois tipos de resultados. Para a quantidade de energia estimada, a diferença é de 2,08%, sempre em relação ao valor WAsP.

Tabela 6.29. Validação da simulação WAsP para Água Doce

Comparação do Potencial Eólico de Água Doce - E-40 (600 kW)				
Ano		P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2001	*WAsP	255	1133,48	0,251
	**	245,5	1104	0,244
2002	*WAsP	261	1318,23	0,259
	**	251,4	1290,7	0,252
2003	*WAsP	215	950,3	0,213
	**	206,5	935,54	0,210
*Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados				
** Valores calculados conforme capítulo 4				

Na Tab. 6.30, são apresentados os resultados para Bom Jardim da Serra. As diferenças médias são de 3,8% e 2,21%, para a densidade de potência e energia estimada, respectivamente.

Tabela 6.30. Validação da simulação WAsP para Bom Jardim da Serra.

Comparação do Potencial Eólico de Bom Jardim da Serra - E-40 (600 kW)				
Ano		P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	*WAsP	208	756,34	0,171
	**	200,2	779,66	0,177
2001	*WAsP	153	706,7	0,137
	**	147,1	716,25	0,139
*Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados				
** Valores calculados conforme capítulo 4				

Na Tab. 6.31, são apresentados os resultados obtidos para Imbituba. As diferenças na densidade e na energia são de 3,54% e 7,01%, respectivamente.

Tabela 6.31. Validação da simulação WAsP para Imbituba

Comparação do Potencial Eólico de Imbituba - E-40 (600 kW)				
Ano		P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	*WAsP	181	933,5	0,178
	**	174,4	857,39	0,163
2001	*WAsP	173	885,24	0,168
	**	167	821,74	0,156
2002	*WAsP	180	880,5	0,178
	**	174	807,8	0,162
2003	*WAsP	180	875,53	0,172
	**	173,3	836,6	0,163
*Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados				
** Valores calculados conforme capítulo 4				

Os resultados para Campo Erê são apresentados na Tab. 6.32. Neste caso, são encontradas as maiores divergências entre os valores, no entanto, os resultados apresentados no capítulo 4, foram calculados a partir de dados coletados a 30 m. Na avaliação do potencial eólico através do WAsP, estes valores foram recalculados pelo programa para a altura de 48 m. Esta diferença da altura entre os dois cálculos é a responsável pelo grande erro entre os dois tipos de valores, pelo menos pela maior parcela deste erro. As diferenças são pouco maiores que 21%, conforme pode-se ver na Tab. 6.32. Na mesma tabela, são também apresentados os resultados calculados com o WAsP para 30 m de altura. Neste caso, as diferenças ficam em torno de 4%, para a densidade de potência e 3,4% para a energia estimada.

Tabela 6.32. Validação da simulação WAsP para Campo Erê.

Comparação do Potencial Eólico de Campo Erê - E-40 (600 kW)				
Ano		P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
1999	*WAsP	203	968,32	0,207
	**	158,6	762,05	0,163
	***	166	785,36	0,168
2000	*WAsP	196	1045	0,199
	**	153,5	825,95	0,157
	***	160	849,47	0,162
2001	*WAsP	182	965,1	0,185
	**	142,1	754,24	0,145
	***	149	781,46	0,150
2002	*WAsP	223	1096,64	0,227
	**	174,6	857,76	0,177
	***	182	893,89	0,185
*Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados (48 m)				
** Valores calculados conforme capítulo 4 (30 m)				
*** Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados (30 m)				

Os resultados para Laguna e Urubici são apresentados nas tabelas 6.33 e 6.34, respectivamente. Para Laguna, tem-se diferenças de 2,73% para densidade de potência e 3,5% para energia estimada, enquanto Urubici apresenta diferenças de 3,38% e 2,67% para densidade de potência e energia estimada, respectivamente.

Tabela 6.33. Validação da simulação WAsP para Laguna.

Comparação do Potencial Eólico de Laguna - E-40 (600 kW)				
Ano		P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	*WAsP	597	2135	0,406
	**	579,8	2006,4	0,382
2001	*WAsP	736	2000,1	0,414
	**	716,9	1980,5	0,410
*Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados				
** Valores calculados conforme capítulo 4				

Tabela 6.34. Validação da simulação WAsP para Urubici.

Comparação do Potencial Eólico de Urubici - E-40 (600 kW)				
Ano		P/A (W/m ²)	Ea (MWh)	FC
2000	*WAsP	497	1596,14	0,334
	**	479,4	1614,15	0,336
2002	*WAsP	515	1805,17	0,354
	**	497,9	1852,79	0,360
2003	*WAsP	453	1598,85	0,320
	**	438,2	1667,38	0,333
*Valores WAsP corrigidos para mesma fração de tempo da massa de dados				
** Valores calculados conforme capítulo 4				

Percebe-se que, para densidade de potência, as diferenças variam entre 2,73% e 4%, e para quantidade de energia esperada, entre 2,08% e 7,01%, sendo este último valor para Imbituba, que possui média das diferenças bem maior que das outras localidades, sendo seguida como a segunda maior média por Laguna, com apenas 3,5%. Conclui-se que, de posse de dados anemométricos coletados de forma adequada, a avaliação do potencial de uma localidade conforme cálculos apresentados no capítulo 3, pode ser utilizada para uma avaliação mais simplificada, visto os resultados com diferenças em torno de 3% na quantidade de energia estimada no período quando comparada as estimativas através do programa WAsP.

6.3. RESUMO DO CAPÍTULO

Através dos resultados apresentados neste capítulo, pode-se resumir a avaliação do potencial eólico das seis localidades estudadas neste trabalho analisando os valores do fator de capacidade de cada uma delas. Conforme mencionado nos capítulos 3 e 4, segundo Martinez (2003), considera-se aceitável valores de FC acima de 0,25, e bom, quando acima de 0,3, ainda, segundo Molly (2005), que informa que a maioria dos projetos apresentados para o PROINFA divulgavam estimativas de FC superiores a 0,3, chegando a 0,4 para os estados do Ceará e Rio Grande do Norte, no nordeste brasileiro, toma-se estes valores como referências para esta análise.

Com base nos valores expostos acima, quando consideramos o aerogerador localizado na mesma posição onde foram feitas as medições, ou seja junto a torre anemométrica, pode-se, então, considerar bons locais para aproveitamento eólico:

- Urubici, que apresentou valores de $FC > 0,3$ para os três tamanhos de aerogeradores.
- Laguna, que apresentou valores de $FC > 0,4$ para os três tamanhos de aerogeradores.
- Água Doce e Campo Erê, com valores de $FC > 0,3$ para quando utilizado aerogerador E-70, à 113 m de altura.

Podendo-se considerar aceitáveis as localidades de:

- Água Doce e Campo Erê, que apresentaram valores de $FC > 0,25$, quando utilizado aerogerador E-48, à 70 m de altura.
- Imbituba, com $FC > 0,25$, quando utilizado aerogerador E-70, à 113 m de altura.

Ainda, com o aerogerador E-40, à 48 m de altura, a localidade de Água Doce apresentou $FC = 0,24$, bastante próximo do valor que está sendo considerado adequado.

Considerando, agora, os valores apresentados nos mapas de recursos criados com o WAsP, Fig. 6.1 à 6.6, e as Tab. 6.4, 6.8, 6.12, 6.16, 6.20 e 6.24, onde o aerogerador utilizado foi o E-40, a 48 m de altura, percebe-se que, em todos os casos, a posição da torre

anemométrica não é a que apresenta os melhores recursos de vento, segundo estas simulações. Desta forma, para todas as localidades estudadas, na área em torno da torre onde foram avaliados os recursos eólicos, foram estimados valores que resultam em FC superiores a 0,3, com destaque para Bom Jardim da Serra, com $FC > 0,4$, e, Laguna e Urubici, com $FC > 0,5$.

Pode-se concluir, ao se comparar os resultados apresentados neste capítulo com os mostrados no capítulo 4, que, as diferenças na quantidade de energia estimada nos dois capítulos não são muito grandes, estando entre 2% e 7%, sendo que apenas Imbituba apresentou diferenças em torno de 7% (para as outras localidades, estas diferenças estão entre 2% e 3,5%). Isto nos indica que o método de cálculo, exposto no capítulo 3 e aplicado no capítulo 4, é adequado às estimativas de geração eólica quando o aerogerador é instalado no mesmo local onde foram realizadas as medições da velocidade do vento.

Outra conclusão de grande importância no presente capítulo refere-se ao fato de que este estudo permitiu validar o emprego do WASP para análise do potencial eólico para Santa Catarina.

7. PREVISÃO DE VENTOS PARA GERAÇÃO EÓLICA

Neste capítulo, serão apresentados os resultados referentes ao estudo da previsão de ventos para geração eólica para algumas localidades de Santa Catarina. O objetivo deste capítulo é demonstrar algumas das possibilidades de se trabalhar com dados de previsão de ventos, gerados por modelos meteorológicos, para prever a geração de energia eólica, adequando os dados de meso-escala para a realidade do local onde se tinha instalado um aerogerador.

Para a previsão de geração de energia eólica parte-se de uma previsão de velocidade e direção de ventos de um modelo meteorológico. O modelo utilizado para a previsão dos dados para esta análise foi o modelo de mesoescala Eta. Os dados fornecidos pelo Eta, rodado no Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos, CPTEC, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE, que foram utilizados neste trabalho são: componentes da velocidade, rugosidade superficial, temperatura e pressão.

Para que os dados fornecidos pelo modelo meteorológico sejam adequados para a utilização no local de interesse, algumas correções são necessárias com o objetivo de se diminuir as divergências. Essas correções se devem, primeiramente, à resolução em que são apresentados os dados do modelo Eta, 40 x 40 km, que é bem maior que a área ocupada por um parque eólico, e, em segundo lugar ao fato de o modelo Eta não apresentar os resultados na mesma altura em que seriam instalados os aerogeradores. Desta forma, através das equações que representam o perfil de velocidades, pode-se transformar o valor de velocidade de uma altura para outra. Para comparar as diferentes formas de se representar o perfil de velocidades apresentadas no capítulo 3, seção 3.3, fez-se alguns cálculos utilizando os dados de velocidade de vento, medidos pela CELESC, para averiguar as diferenças entre cada representação de perfil de velocidade do vento em função da altura. Feito isto, o perfil de velocidades é aplicado nos dados previstos pelo Eta para melhorar sua representação da realidade, visando ao uso destes dados no estudo do potencial e previsão de geração. Posteriormente, os dados Eta e CELESC são usados, juntamente com um programa de redes neurais artificiais, para adequar as previsões do modelo Eta às localidades que, geograficamente, são apenas um ponto dentro da área que a resolução do Eta representa.

7.1. COMPARAÇÃO DOS PERFIS DE VELOCIDADE COM OS DADOS DE MEDIÇÃO

É importante ressaltar que uma vez validada uma determinada equação para o perfil de velocidade, isto permitirá obter as velocidades para outras alturas, o que é interessante para se

avaliar a viabilidade de um empreendimento com um aerogerador maior, avaliando também a possibilidade de repotenciação (*repowering*) de um parque eólico, substituindo os aerogeradores antigos por máquinas de maiores potências.

A fim de validar as correlações que foram apresentadas na seção 3.3, Eq. 3.34, Eq. 3.35, tendo esta última o seu expoente calculado com as Eq. 3.36 ou Eq. 3.37, foram calculadas as velocidades para a altura $z = 48$ m a partir dos valores medidos em $z = 30$ m, nas estações anemométricas da CELESC. Em seguida, os valores calculados foram comparados com as velocidades medidas a 48 m. Foram consideradas, nesta análise, velocidades médias diárias para os meses de janeiro e julho de 2002, para o sítio de Água Doce.

Estes resultados são mostrados nas tabelas 7.1 e 7.2. A Eq. 3.34 e a Eq. 3.35, quando o expoente α é calculado com a Eq. 3.37, necessitam da rugosidade superficial do terreno, considerada igual a 0,03 m, baseado no valor fornecido pela Tab. 3.1, para campo.

A análise dos RMSEs, calculados conforme Eq. 7.1, entre os valores calculados através das correlações que levam em consideração a rugosidade superficial, Eq. 3.34 e Eq. 3.35 com Eq. 3.37, e os medidos, indicam diferenças bem pequenas, RMSEs médios menores ou iguais a 0,067. Já os resultados calculados com a Eq. 3.35 com a Eq. 3.36, comparados com os medidos, indicam RMSE até 2,8 vezes maiores, com a tendência de superestimar os valores para alturas superiores a altura de referência. Nas figuras 7.1 e 7.2 são plotadas as velocidades medidas e calculadas para o mês de janeiro de 2002, para Água Doce. Na Fig. 7.3, são apresentados os dados, para janeiro de 2002, medidos a 30 e 48 m.

Na Fig. 7.4 vemos os perfis de velocidade do vento plotados, calculados a partir de cada uma das equações apresentadas na seção 3.3. Foi utilizado um valor de referência de velocidade, obtido pelo modelo Eta para $z = 10$ m. Desta forma, o mesmo valor de velocidade foi dado como entrada de altura de referência para as três equações, e então, calculados os valores para as demais alturas. Neste gráfico pode-se notar uma maior divergência entre o perfil de velocidade determinado com as Eqs. 3.35 e 3.36 e os outros dois.

Nos casos das equações onde a rugosidade superficial é levada em consideração, não se pode esquecer da dependência dos resultados com o valor admitido para z_0 . Na Tab. 7.3 tem-se representado os valores calculados através das equações 3.34 e 3.35 (com α calculado com Eq. 3.37) para os valores de z_0 de 0,01 m, 0,03 m e 0,05 m. Nos resultados pode-se notar uma proximidade nos valores determinados com rugosidade 0,01 e 0,03 m, e um aumento significativo no valor do RMSE quando se usa 0,05 m como rugosidade. Apesar do melhor resultado apresentado nesta tabela se referir à rugosidade 0,01 m, o número de casos analisados, um único mês, não é suficiente para que se considere valores de z_0 distintos daqueles da Tab. 3.1.

Tabela 7.1. Comparação entre perfis de velocidade. Água Doce janeiro de 2002.

Comparação entre Correlações para Perfil de Velocidade. Água Doce, Janeiro de 2002					
dia	CELESC		Valores com alturas corrigidas, z = 48 m		
	48 m	30 m	Eq. (3.34)	Eq.(3.35 e 3.36)	Eq.(3.35 e 3.37)
1	6,06	5,65	6,03	6,33	6,03
2	6,35	5,70	6,08	6,38	6,08
3	4,76	4,30	4,60	4,88	4,59
4	4,63	4,09	4,36	4,64	4,36
5	6,96	6,58	7,02	7,31	7,02
6	6,01	5,68	6,07	6,36	6,07
7	4,19	3,75	4,01	4,28	4,01
8	4,84	4,38	4,68	4,97	4,68
9	8,83	8,17	8,72	8,99	8,72
10	8,28	8,03	8,58	8,85	8,57
11	8,71	8,45	9,03	9,29	9,02
12	9,86	9,67	10,33	10,57	10,32
13	5,45	5,38	5,74	6,03	5,74
14	6,07	5,98	6,39	6,68	6,39
15	7,32	7,17	7,66	7,94	7,66
16	6,18	5,72	6,11	6,40	6,10
17	5,30	4,84	5,17	5,46	5,17
18	5,67	5,35	5,72	6,01	5,72
19	6,98	6,58	7,03	7,32	7,03
20	5,65	5,45	5,82	6,12	5,82
21	6,06	4,93	5,27	5,56	5,27
22	5,44	5,00	5,34	5,63	5,33
23	4,79	4,54	4,85	5,13	4,84
24	5,84	5,34	5,70	6,00	5,70
25	7,58	7,31	7,81	8,09	7,80
26	5,59	5,11	5,46	5,75	5,46
27	7,26	6,77	7,23	7,52	7,23
28	5,21	5,00	5,34	5,63	5,34
29	3,42	3,62	3,87	4,14	3,86
30	5,74	5,56	5,94	6,23	5,93
31	8,99	8,71	9,31	9,57	9,30
média	6,26	5,90	6,30	6,58	6,30
RMSE	0,181		0,067	0,168	0,067

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_{previsto,i} - x_{medido,i})^2} \quad (7.1)$$

Tabela 7.2. Comparação entre perfis de velocidade. Água Doce Julho de 2002.

Comparação entre Correlações para Perfil de Velocidade. Água Doce, Julho de 2002					
dia	CELESC		Valores com alturas corrigidas, $z = 48$ m		
	48 m	30 m	Eq.(3.34)	Eq.(3.35 e 3.36)	Eq.(3.35 e 3.37)
1	4,75	4,18	4,47	4,75	4,46
2	7,98	7,73	8,26	8,54	8,26
3	8,11	7,59	8,11	8,39	8,11
4	5,96	5,55	5,93	6,22	5,93
5	5,04	4,48	4,79	5,07	4,78
6	6,66	6,13	6,55	6,84	6,55
7	7,72	7,44	7,95	8,23	7,95
8	2,55	2,86	3,05	3,30	3,05
9	5,21	4,81	5,14	5,42	5,13
10	5,22	5,18	5,53	5,82	5,53
11	3,14	3,21	3,42	3,68	3,42
12	3,64	3,76	4,01	4,29	4,01
13	3,94	3,68	3,93	4,20	3,93
14	4,09	3,81	4,07	4,34	4,07
15	4,46	4,00	4,27	4,55	4,27
16	5,06	4,46	4,77	5,05	4,76
17	5,83	5,21	5,57	5,86	5,56
18	10,40	10,12	10,81	11,03	10,80
19	7,93	7,66	8,18	8,46	8,18
20	6,44	6,38	6,81	7,10	6,81
21	10,83	10,38	11,08	11,30	11,08
22	8,95	8,60	9,19	9,45	9,19
23	4,88	4,68	5,00	5,29	5,00
24	7,77	7,19	7,68	7,96	7,68
25	6,34	5,61	5,99	6,28	5,98
26	7,92	7,50	8,02	8,30	8,01
27	7,30	6,76	7,22	7,51	7,21
28	3,80	3,83	4,10	4,37	4,09
29	8,10	7,56	8,08	8,36	8,07
30	9,67	8,93	9,54	9,79	9,53
31	5,79	5,51	5,88	6,17	5,88
média	6,31	5,96	6,37	6,64	6,36
RMSE	0,182		0,059	0,165	0,058

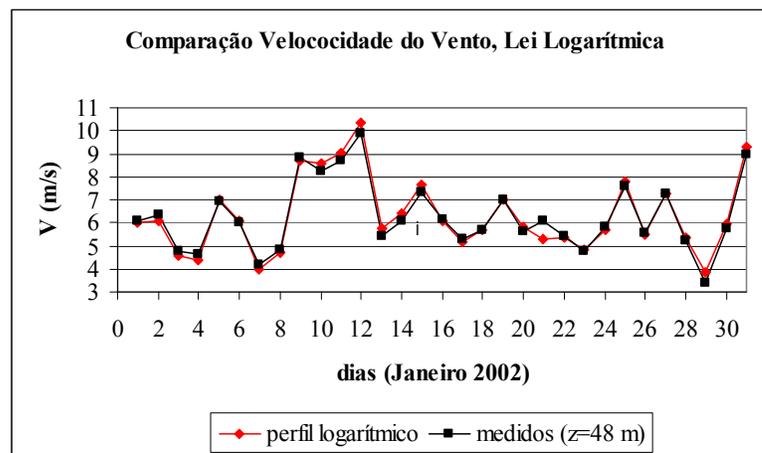


Figura 7.1. Comparação entre os dados medidos e os calculados com a Eq. (3.34).

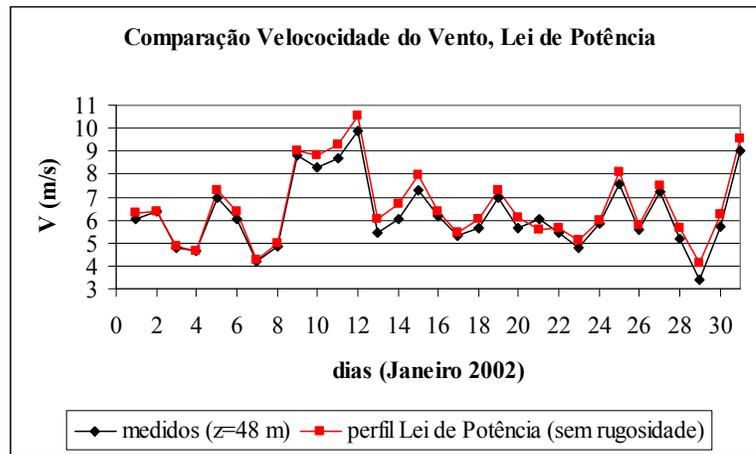


Figura 7.2. Comparação entre os dados medidos e os calculados com as Eqs. (3.35) e (3.36).

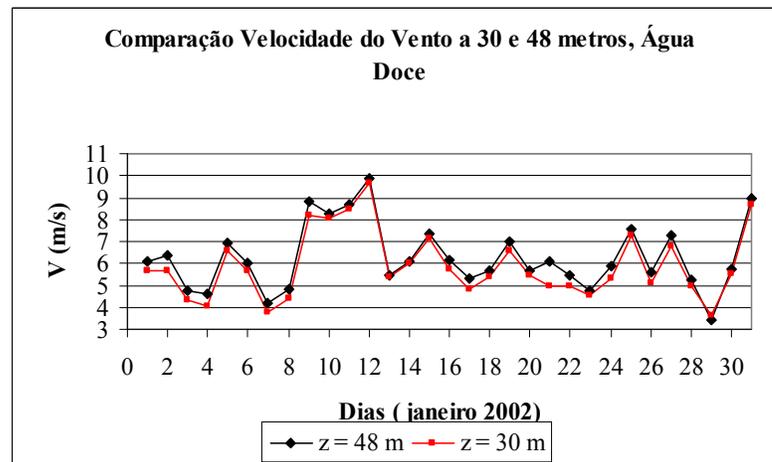


Figura 7.3. Dados medidos (CELESC) a 30 e 48 m de altura.

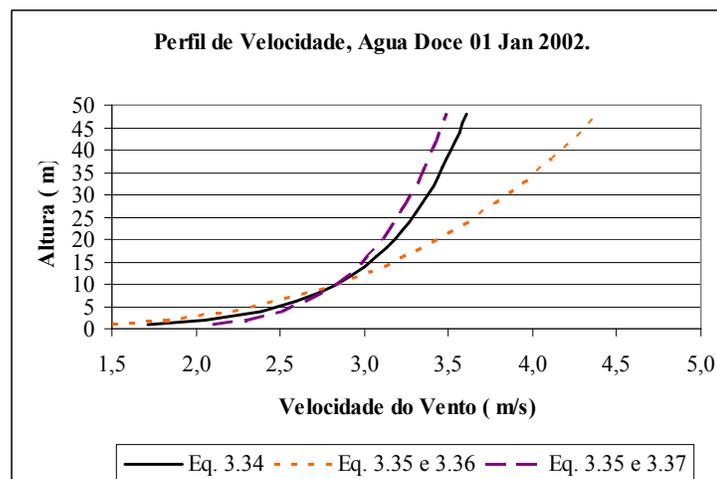


Figura 7.4. Perfil de velocidade com as três equações, com a referência para $z = 10$ m, com dados do modelo Eta.

Tabela 7.3. Variação do perfil de velocidade do vento com a rugosidade.

Dependência do perfil de velocidade com a rugosidade superficial							
Dia	CELESC 48m	Eq. 3.34			Eq. 3.35 e 3.37		
		Zo=0,01	Zo=0,03	Zo=0,05	Zo=0,01	Zo=0,03	Zo=0,05
1	6,06	5,98	6,03	6,42	5,95	6,03	6,39
2	6,35	6,03	6,08	6,47	6,00	6,08	6,45
3	4,76	4,56	4,60	4,89	4,54	4,59	4,87
4	4,63	4,33	4,36	4,64	4,31	4,36	4,62
5	6,96	6,96	7,02	7,47	6,93	7,02	7,44
6	6,01	6,02	6,07	6,46	5,99	6,07	6,43
7	4,19	3,97	4,01	4,27	3,96	4,01	4,25
8	4,84	4,64	4,68	4,98	4,62	4,68	4,96
9	8,83	8,65	8,72	9,28	8,61	8,72	9,24
10	8,28	8,50	8,58	9,13	8,47	8,57	9,09
11	8,71	8,95	9,03	9,61	8,91	9,02	9,57
12	9,86	10,24	10,33	10,99	10,19	10,32	10,95
13	5,45	5,69	5,74	6,11	5,67	5,74	6,08
14	6,07	6,33	6,39	6,80	6,31	6,39	6,77
15	7,32	7,59	7,66	8,15	7,56	7,66	8,12
16	6,18	6,05	6,11	6,50	6,03	6,10	6,47
17	5,30	5,13	5,17	5,50	5,10	5,17	5,48
18	5,67	5,67	5,72	6,09	5,64	5,72	6,06
19	6,98	6,97	7,03	7,48	6,94	7,03	7,45
20	5,65	5,77	5,82	6,20	5,75	5,82	6,17
21	6,06	5,22	5,27	5,61	5,20	5,27	5,58
22	5,44	5,29	5,34	5,68	5,27	5,33	5,65
23	4,79	4,80	4,85	5,16	4,78	4,84	5,14
24	5,84	5,65	5,70	6,07	5,63	5,70	6,04
25	7,58	7,74	7,81	8,31	7,70	7,80	8,27
26	5,59	5,41	5,46	5,81	5,39	5,46	5,79
27	7,26	7,17	7,23	7,69	7,14	7,23	7,66
28	5,21	5,29	5,34	5,68	5,27	5,34	5,66
29	3,42	3,83	3,87	4,11	3,82	3,86	4,10
30	5,74	5,88	5,94	6,32	5,86	5,93	6,29
31	8,99	9,23	9,31	9,90	9,18	9,30	9,86
Média	6,26	6,24	6,30	6,70	6,22	6,30	6,68
RMSE	x	0,063	0,067	0,298	0,063	0,067	0,272

7.2. COMPARAÇÃO ENTRE A PREVISÃO PELO MODELO ETA E AS MEDIÇÕES

Nesta seção, serão comparados os resultados previstos pelo modelo Eta e os medidos nas estações anemométricas CELESC, a fim de verificar a possibilidade de utilização dos valores de velocidade de vento previstas pelo modelo Eta para estudo do potencial eólico e previsão de ventos para geração eólica de energia, assim como testar procedimentos para a correção desses dados a fim de melhorar a representação da realidade local.

Os dados do modelo Eta que foram utilizados para esta comparação são valores de velocidade de vento da primeira camada horizontal, na altura de referência a 10 m e previsão de 6h da primeira rodada, que corresponde a 3h da manhã no horário de Brasília. Os dados CELESC se referem aos valores medidos no anemômetro localizado a 48 m de altura do solo, com exceção de Campo Erê, cujo anemômetro está à 30 m do solo. Foram analisadas as localidades de Água Doce, Imbituba e Campo Erê.

7.2.1. Comparação entre os dados previstos e os medidos

Nas primeiras comparações foram utilizados os dados do modelo Eta sem quaisquer alterações, ou seja, foram utilizados os próprios valores previstos pelo modelo para a primeira camada horizontal, a 10 m de altura. Já os dados CELESC foram utilizados de duas formas. Na primeira delas foi separado o valor de velocidade medido no mesmo horário para a qual foi feita a previsão de 6h pelo Eta, o que corresponde ao horário de 3h da manhã. No segundo caso, foi feita uma média de 1h dos dados, incluindo o dado no mesmo horário da previsão, por exemplo, média feita com os dados entre 2h e 30 min e 3h e 30 min.

Foram comparados os valores de velocidade de vento prevista e medida para: Água Doce, anos 2002, 2003 e 2004; Campo Erê, anos 2002 e 2003; Imbituba, anos 2002, 2003 e janeiro de 2004. Esta análise, foi feita com os dados diários para os anos considerados e calculados os RMSE mensal e anual, apresentados na Tab. 7.4. As colunas indicadas por P1 se referem à comparação do valor Eta e CELESC na mesma hora, e as colunas indicadas por P2 trazem os valores da comparação Eta e CELESC média de 1h. Os valores diários são apresentados no anexo E para a localidade de Água Doce ano 2002, tabelas E1 e E2.

Tabela 7.4. RMSE para comparação Eta x CELESC.

Valores de RMSE (m/s) para os dois procedimentos de comparação																
Mês	Água Doce						Campo Erê				Imbituba					
	2002		2003		2004		2002		2003		2002		2003		2004	
	P1	P2	P1	P2												
Janeiro	4,12	4,08	4,65	4,58	4,46	4,31	2,6	2,5	2,55	2,59	2,49	1,88	1,9	1,84	2,66	2,67
Fevereiro	4,31	4,35	3,52	3,31	3,48	3,31	1,59	1,38	2,8	2,68	1,96	2,02	1,9	1,8	x	x
Março	4,45	4,7	3,77	3,95	3,69	3,62	3,34	3,26	2,54	2,38	2,9	2,7	1,94	1,8	x	x
Abril	3,68	3,64	3,46	3,42	3,46	3,51	2,76	2,73	2,59	2,5	2,14	2,13	1,68	1,6	x	x
Mai	3,53	3,3	3,84	3,84	3,36	3,29	3,48	3,42	3,61	3,49	2,62	2,33	2,07	2,08	x	x
Junho	3,7	3,59	3,63	3,46	2,96	3,03	3,28	3,15	2,66	2,5	1,96	1,84	3,28	2,81	x	x
Julho	4,08	4,03	4,32	4,22	2,41	2,36	3,24	3,22	3,65	3,62	2,19	2,15	4	3,78	x	x
Agosto	4,09	4,02	3,38	3,2	x	x	3,26	3,19	2,87	2,95	3,04	3,04	3,58	3,52	x	x
Setembro	4,17	4,11	2,86	2,88	x	x	3,06	3	2,71	2,83	2,15	2,11	3,36	3,29	x	x
Outubro	4,86	4,79	3,36	3,18	x	x	4,01	3,91	2,69	2,68	3,2	2,91	3,3	3,17	x	x
Novembro	4,83	4,65	3,48	3,42	x	x	3,2	3,17	x	x	2,53	2,38	2,51	2,7	x	x
Dezembro	4,59	4,72	3,65	3,47	x	x	2,59	2,71	x	x	2,31	2,27	3,52	3,31	x	x
Média	4,20	4,17	3,66	3,58	3,40	3,35	3,03	2,97	2,87	2,82	2,46	2,31	2,75	2,64		
P1= comparação para mesma hora ETA e CELESC P2= comparação ETA com média de 1 hora CELESC																

A análise dos resultados, com base nos valores de RMSE, mostra que os valores encontrados quando se considera os dados CELESC, com base na média de 1h é ligeiramente menor, nas médias anuais, no máximo 6% para as médias anuais do RMSE. A diferença entre o valor CELESC medido no horário e a média de uma hora é muito pequena, o que faz com que a diminuição do erro entre o dado Eta e cada um dos valores utilizados CELESC seja

muito pequena, o que pode ser observado no gráfico da Fig. 7.5. Desta forma, não se utilizou no restante deste trabalho tal procedimento.

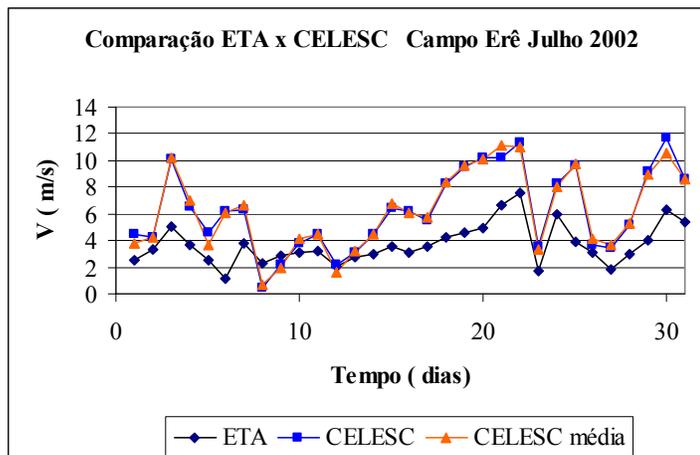


Figura 7.5. Campo Erê julho de 2002.

As diferenças entre os valores das velocidades médias anuais são bastante grandes, entre os dados medidos e os previstos para $z = 10$ m, estando a diferença em relação ao dado medido em torno de 46%, para Água Doce, 36% para Campo Erê e 17% para Imbituba.

7.2.2. Eta (Corrigido) x Celesc

Como tentativa de aproximar os valores de velocidade de vento previstos pelo Eta aos valores medidos em campo, fez-se uma correção dos valores a partir do perfil de velocidade calculando o valor esperado a 48 m de altura, conforme descrito na seção 3.3. Em função dos resultados apresentados na seção 7.1, foi escolhido o perfil logarítmico, Eq. 3.35, para tal correção.

Esta correção do perfil de velocidades foi feita de três formas diferentes para Água Doce e Campo Erê, sendo que para Imbituba apenas uma foi aplicada. A primeira forma desta correção, que foi aplicada às três localidades, consiste em corrigir a altura do dado Eta a 10 m para 48 m, 30 m no caso de Campo Erê, utilizando o valor de z_0 dado pelo próprio modelo Eta. Os valores de z_0 do modelo Eta para os três locais podem ser vistos na Tab. 7.5. A segunda forma de correção, aplicada a Água Doce e Campo Erê, usou o valor de $z_0 = 0,03$ m, com base na Tab. 3.1 de rugosidade. E por fim, na terceira forma de correção, também apenas em Água Doce e Campo Erê, foi feita uma tentativa onde se usou tanto a rugosidade dada pelo Eta, quanto o valor de 0,03 m, inseridos na Eq. 3.35. Os resultados podem ser vistos na Tab. 7.6, onde na coluna A repete-se o RMSE da comparação direta entre os dados Eta e

CELESC, conforme já mostrado na Tab. 7.4, e, nas colunas B, C e D os resultados de acordo com os procedimentos citados acima, respectivamente. Os valores diários, para localidade de Água Doce ano de 2002, podem ser vistos no anexo E, com z_0 Eta na Tab. E3, z_0 local na Tab. E4, e com z_0 Eta e local na Tab. E5.

Tabela 7.5. Valores de rugosidade do modelo Eta.

Localidade	Zo (m)
Água Doce	0,2179
Campo Erê	0,1700
Imbituba	0,0175

Com a correção de altura sobre os dados previstos pelo Eta a 10 m, utilizando o valor de rugosidade do próprio modelo, obtêm-se uma significativa aproximação dos valores das velocidades médias anuais. Para Água Doce, a diferença entre as médias anuais do Eta em comparação às das medições, está em torno de 23%, para Campo Erê, 18%, e para Imbituba, 5% no ano de 2002, porém o ano de 2003 os valores divergiram muito, chegando a quase 50%. Quando a correção da altura do dado Eta foi feita considerando o valor de rugosidade de 0,03 m, os resultados não foram tão bons quanto no caso anterior, pois as diferenças entre as médias anuais de velocidade para cada localidade ficaram maiores, porém ainda menores que no caso onde as alturas não foram corrigidas. As diferenças são agora de 31% para Água Doce, e pouco mais de 23% para Campo Erê. Mas, em termos de velocidades médias anuais, quando foram utilizados os dois valores de rugosidade em conjunto, se conseguiu as menores diferenças que, são, em média, em torno de 10% para Água Doce e 9% para Campo Erê.

Tabela 7.6. Resultados das Comparações entre os resultados de velocidade Eta corrigida e CELESC medida.

Mês	Valores de RMSE com correção na Altura ETA																							
	Água Doce												Campo Erê								Imbituba			
	2002				2003				2004				2002				2003				2002		2003	
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	A	B
Janeiro	4,12	3,08	3,41	2,34	4,65	3,56	3,92	2,38	4,46	3,13	3,55	2,29	2,60	1,95	2,13	1,6	2,55	2,06	2,19	1,7	2,49	2,46	1,90	2,02
Fevereiro	4,31	3,16	3,54	1,84	3,52	2,66	2,91	2,36	3,48	2,38	2,70	2,31	1,59	1,57	1,53	2,2	2,80	2,27	2,41	1,8	1,96	1,63	1,90	2,05
Março	4,45	3,90	4,04	3,99	3,77	2,91	3,16	2,61	3,69	2,40	2,80	1,92	3,34	3,29	3,27	3,9	2,54	2,15	2,24	2,2	2,90	3,00	1,94	2,28
Abril	3,68	2,53	2,90	1,90	3,46	2,33	2,67	2,05	3,46	2,12	2,52	2,30	2,76	2,12	2,29	1,7	2,59	1,95	2,11	1,7	2,14	2,39	1,68	1,91
Mai	3,53	2,58	2,83	2,92	3,84	2,79	3,10	2,65	3,36	2,12	2,49	2,10	3,48	2,86	3,02	2,6	3,61	2,94	3,12	2,4	2,62	2,70	2,07	2,17
Junho	3,70	2,63	2,94	2,66	3,63	2,54	2,87	2,13	2,96	2,23	2,34	3,64	3,28	2,47	2,69	1,8	2,66	2,19	2,30	2,2	1,96	2,32	3,28	3,26
Julho	4,08	2,79	3,19	2,22	4,32	3,24	3,56	2,92	2,41	1,77	1,68	4,46	3,24	2,38	2,62	1,7	3,65	2,97	3,15	2,5	2,19	2,31	4,00	5,12
Agosto	4,09	2,78	3,16	2,94	3,38	2,23	2,54	2,74	x	x	x	x	3,26	2,33	2,58	2	2,87	2,23	2,38	2,4	3,04	2,89	3,58	5,28
Setembro	4,17	2,88	3,26	2,78	2,86	1,59	1,93	2,53	x	x	x	x	3,06	2,20	2,42	2	2,71	2,30	2,38	2,7	2,15	2,16	3,36	4,96
Outubro	4,86	3,66	4,04	2,86	3,36	2,63	2,77	3,54	x	x	x	x	4,01	3,29	3,48	2,8	2,69	2,22	2,30	2,7	3,20	3,02	3,30	4,99
Novembro	4,83	3,56	3,95	2,73	3,48	2,05	2,49	1,98	x	x	x	x	3,20	2,65	2,78	2,7	x	x	x	x	2,53	2,54	2,51	3,87
Dezembro	4,59	3,46	3,82	2,60	3,65	2,47	2,75	3,39	x	x	x	x	2,59	2,01	2,15	2	x	x	x	x	2,31	2,13	3,52	4,99
Média	4,20	3,08	3,42	2,65	3,66	2,58	2,89	2,61	3,40	2,31	2,58	2,72	3,03	2,43	2,58	2,24	2,87	2,33	2,46	2,23	2,46	2,46	2,75	3,58
A - ETA 10m x CELESC 48m B - ETA 48m x CELESC 48m (Zo ETA) C - ETA 48m x CELESC 48m (Zo local) D - ETA 48m x CELESC 48m (Zo local + ETA)																								

Observando os resultados, em RMSE na Tab. 7.6, percebe-se que em qualquer dos procedimentos houve diminuição do valor do RMSE para as localidades de Água Doce e Campo Erê quando comparados com a coluna A. Ao se comparar às colunas B e C, nota-se que, a correção usando o valor de z_0 Eta, coluna B, apresentou melhores resultados na média. Mostra-se assim que os valores de z_0 dados pelo Eta resultam em um perfil de velocidades mais adequado ao perfil de velocidades real nestas duas localidades, contrariando os valores indicados para o tipo de utilização do solo conforme Tab. 3.1. Já o procedimento onde se usou em conjunto os valores de rugosidade Eta e local, coluna D, apresentou bons resultados quando comparado aos outros dois, sendo que para Campo Erê foi o que resultou nos menores valores de RMSE médio para os dois anos analisados. Já para Água Doce apresentou valores de RMSE tanto maiores quanto menores que nos outros procedimentos. Em Imbituba não houve melhora nos resultados, dos dois anos analisados, em um obteve-se o mesmo valor de RMSE, e no outro um valor bem superior. Com isto pode-se dizer que a correção da altura dos valores de velocidade de vento Eta para Imbituba, através da Eq. 3.35 não foi válida, pois não trás nenhuma melhora, em termos de RMSE, em relação aos resultados. Para as outras duas localidades obteve-se uma melhora relativa, pois os RMSEs ainda são maiores do que 2 m/s, aproximando-se de 2,5 m/s.

7.3. PREVISÃO EÓLICA COM USO DE REDES NEURAIAS ARTIFICIAIS

Na tentativa de fazer convergir os valores de velocidade de vento previstos pelo modelo Eta para os valores medidos pelas estações CELESC utilizou-se a técnica de redes neurais, com a aplicação do programa T-Learn. Os dados das estações CELESC e os previstos pelo Eta foram utilizados como entrada para o programa, que durante o treinamento das redes, determinava quais correções, pesos, deveriam ser usados para aproximar os valores da previsão com os dados de campo.

Conforme informado na seção 3.11.2, o modelo Eta possui resolução de 40 x 40 km, o que resulta em uma área maior que a região onde estão localizados os anemômetros das estações de medição CELESC, ou os aerogeradores. Por esta razão, os valores que são fornecidos pelo Eta podem divergir muito dos dados locais. Os dados Eta são fornecidos para os vértices de um quadrado imaginário com lado de 40 km. Os valores de previsão usados foram extraídos dos vértices do quadrado que envolvia a localidade em estudo, conforme esquematizado na Fig. 7.6.

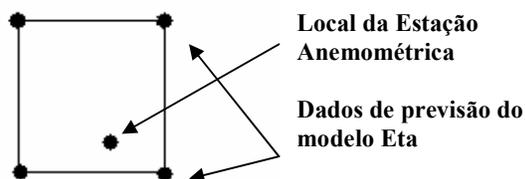


Figura 7.6. Esquema do procedimento de cálculo com estação anemométrica em um quadrado cujos vértices contém os dados previstos pelo Eta

Quatro possibilidades foram testadas para relacionar os dados dos vértices deste quadrado com estação anemométrica em questão. Uma delas seria tomar os dados Eta do vértice mais próximo da localização do sítio eólico. Outra forma seria utilizar uma média simples dos quatro pontos, ou, então, uma média ponderada levando em consideração as distâncias que separam os vértices do sítio eólico. E por último, usar os quatro vértices como entradas do programa. Testes foram feitos com as quatro possibilidades, acima, sendo que as duas formas onde eram utilizadas médias, média simples e média ponderada pelas distâncias, não apresentaram resultados que justificassem a sua utilização, sendo abandonadas tais idéias.

Foram também usadas variações na arquitetura das redes neurais, como diferentes números de neurônios e estrutura da rede neural, assim como foram feitos testes variando tanto os dados de entrada quanto a forma como os mesmos eram fornecidos ao programa. Os resultados e maiores explicações são apresentados nas seções seguintes.

7.3.1. Análise dos resultados de velocidade prevista através do uso de redes neurais artificiais

Na Tab. 7.7 pode-se observar alguns resultados referentes à aplicação das redes neurais no tratamento dos dados de previsão do modelo Eta. Nesta tabela, são apresentados os resultados com três arquiteturas de redes neurais: com um, três e cinco neurônios com, os dados Eta retirados do vértice mais próximo ao sítio eólico e com os quatro vértices que o envolvem. Os dados de entrada são os componentes da velocidade Eta e os valores de velocidade CELESC medidos no mesmo período.

Tabela 7.7. Resultados através de redes neurais para Água Doce e Bom Jardim da Serra.

Valores de RMSE para previsões anos 2003 e 2004 Água Doce e Bom Jardim da Serra											
Treino 2002 - Previsão 2003											
Água Doce						Bom Jardim da Serra					
1 Neurônio		3 Neurônios		5 Neurônios		1 Neurônio		3 Neurônios		5 Neurônios	
1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos
2,31	2,12	1,92	1,87	1,87	1,83	2,48	2,51	2,19	2,31	2,18	2,25
Treino 2002 e 2003 - Previsão 2004											
Água Doce						Bom Jardim da Serra					
1 Neurônio		3 Neurônios		5 Neurônios		1 Neurônio		3 Neurônios		5 Neurônios	
1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos	1 pto	4 ptos
2,38	2,91	1,96	4,27	1,95	4,38	4,05	3,01	3,68	2,52	3,57	2,41

Os resultados de RMSE, na Tab. 7.7, indicam uma melhora nos resultados, quando comparamos com a previsão Eta antes de passar pela rede neural. No entanto ainda são valores altos, pois se compará-los às velocidades médias encontradas nestas localidades temos, na melhor das hipóteses, o RMSE representando 30% deste valor. Os resultados conseguidos com três e cinco neurônios se mostraram equivalentes para a massa de dados testada, em termos de RMSE. Quanto ao número de vértices de onde foram tirados os dados Eta, o mais próximo ao sítio ou os quatro que o cercam, alguma melhora foi observada quando se fez a previsão para 2003, para Água Doce, com os dados Eta nos quatro vértices em relação ao ponto mais próximo, no entanto os resultados para a previsão de 2004 ficaram muito ruins. Quando se comparam os valores das velocidades médias anuais, a melhora é bastante significativa, chegando a resultados muito bons em alguns casos. Para o ano de 2003, as diferenças entre os valores previstos e medidos, quando se utilizou 3 e 5 neurônios, ficou menor que 2% para os dados Eta do ponto mais próximo da estação, e menor que 1% para os quatro pontos em torno da mesma. Já para o ano de 2004, as diferenças aumentam, estando em torno de 8% para dados do ponto próximo, e acima de 50% para dados dos quatro vértices.

Para Bom Jardim da Serra, na previsão para 2004, com a rede neural treinada com dados 2002 e 2003, também foram obtidos melhores resultados com os quatro vértices como entrada, conforme se observa na Tab. 7.7. As diferenças na comparação entre os valores de velocidade média anual foram de: 1,6% para 1 neurônio, 1,2% para 3 neurônios e 2,2% para 5 neurônios. Já na previsão de 2003 os melhores resultados apareceram quando foram utilizadas as velocidades Eta do ponto mais próximo ao sítio, ver Tab. 7.7, sendo as diferenças das velocidades de 5%, 8,2% e 6,1%, para 1, 3 e 5 neurônios, respectivamente. Para 2003, com os quatro vértices, as diferenças ficaram, na melhor das hipóteses, acima dos 12%, e para 2004 com o ponto mais próximo, todas acima de 36%. Para os dados testados, de uma maneira geral, as previsões para 2004 foram piores que as para 2003.

Os resultados apresentados na Tab. 7.8 foram determinados alterando a forma com que os dados foram fornecidos ao programa de redes neurais. Foi uma tentativa de buscar melhores resultados nas previsões mensais tentando aproveitar as características de cada mês para a previsão. O procedimento adotado consistia em treinar a rede com um determinado mês do ano e, então, fazer a previsão para este mesmo mês do ano seguinte. Os resultados podem ser vistos na coluna P2 da Tab. 7.8. A coluna P3 da mesma tabela mostra os resultados com a rede treinada com o ano todo de 2002 fazendo, então, as previsões para cada mês de 2003. Pode-se notar que ambos os casos apresentam melhores resultados quando comparados aos valores de RMSE encontrados na comparação onde os dados Eta não foram corrigidos, coluna P1 na mesma tabela. Os valores calculados a partir do treinamento com dados de todo o ano, P3, são os que apresentam os menores valores de RMSE, no entanto, para Água Doce, as diferenças entre os valores de velocidade média anual são menores quando foram treinados mês a mês do que com treino para o ano todo, de 4,8% no procedimento mês a mês contra 9,1% quando treinado com o ano todo. Já para Imbituba a situação se inverte, com diferença de 14,1% quando treinado com cada mês, e 11,4% quando treinado com ano todo. Não se pode tirar conclusões definitivas quanto à eficiência de ambos os procedimentos, pois a quantidade de dados disponível para se treinar as redes era pequena.

Tabela 7.8. Resultados da comparação Eta x CELESC com treinamento a cada mês ou ano todo.

Valores de RMSE (m/s)						
Mês	Água Doce			Imbituba		
	2003			2003		
	P1	P2	P3	P1	P2	P3
Janeiro	4,65	2,11	2,24	1,9	2,8	1,83
Fevereiro	3,52	2,09	2,1	1,9	2,04	1,76
Março	3,77	2,18	1,9	1,94	2,55	1,63
Abril	3,46	2,69	1,67	1,68	1,55	1,3
Maiο	3,84	2,31	1,95	2,07	4,78	1,53
Junho	3,63	2,33	2,08	3,28	3,29	3,09
Julho	4,32	2,06	2,32	4	2,41	2,38
Agosto	3,38	1,9	1,84	3,58	3	2,45
Setembro	2,86	2,85	1,78	3,36	2,37	2,23
Outubro	3,36	3,31	2,26	3,3	2,09	2,08
Novembro	3,48	1,46	1,62	2,51	2,05	1,62
Dezembro	3,65	3,2	1,95	3,52	2,99	2,09
Média	3,66	2,37	1,98	2,75	2,66	2,00
P1= ETA x CELESC						
P2= ETA x CELESC Redes Neurais mês a mes						
P3=ETA x CELESC Redes Neurais ano						

Foi feita uma tentativa alimentando a rede neural com novos dados à medida que as previsões iam sendo feitas. Na Tab. 7.9 são apresentados os valores de RMSE calculados para cada mês dos anos de 2003 e 2004 para Água Doce, onde a rede foi treinada, inicialmente, com os dados do ano de 2002 e, a cada mês, os dados eram adicionados e a rede re-treinada para se fazer a previsão do mês seguinte. Assim, na Tab. 7.9, tem-se os resultados até julho de 2004, onde se observa uma diminuição no valor do RMSE para o ano de 2003, com uma boa aproximação entre os valores médios de velocidade anual, sendo a diferença de 3,5%, ao se comparar aos testes mostrados anteriormente, o que não se verifica para o ano de 2004, sendo o valor médio anual maior que o RMSE mostrado na Tab. 7.7, por exemplo, e ficando em torno de 14% a diferença nas velocidades anuais.

Tabela 7.9. Resultados de previsão para rede neural alimentada.

Água Doce. Previsão mensal. RNA alimentada		
Mês	2003	2004
Jan	1,46	1,94
Fev	1,66	1,40
Mar	2,21	1,97
Abr	2,11	2,50
Mai	1,96	3,52
Jun	1,85	1,68
Jul	2,49	2,31
Ago	1,76	x
Set	1,27	x
Out	1,81	x
Nov	0,96	x
Dez	2,10	x
Média	1,80	2,19

Rede treinada com dados 2002, alimentada mês a mês.

Os dados previstos pelo modelo Eta têm a tendência de apresentar menor variação que os medidos com os anemômetros. Mesmo após terem sido tratados com a rede neural treinada com dados medidos em campo. Na Tab. 7.10 são apresentados os valores dos parâmetros de Weibull, calculados com os dados Eta tratados e o valor da velocidade média, e pode-se constatar que, quando comparados, os valores do fator de forma, k , provenientes dos dados previstos pelo Eta, são maiores que os valores calculados a partir dos dados das medições CELESC. Todos os resultados são para o ano de 2003.

Tabela 7.10. Comparação entre parâmetros de Weibull calculados com dados Eta e CELESC.

Parâmetros de Weibull calculados com dados ETA e CELESC						
Localidade	V		k		c	
	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC
Água Doce	6,67	6,58	4,24	2,77	7,33	7,39
Bom Jardim da Serra	5	4,63	1,93	1,5	5,64	5,13
Imbituba	4,56	4,13	2,01	1,64	5,15	4,62
Valores anuais médios						

De acordo com os resultados apresentados na Tab. 7.10, embora as velocidades médias estejam relativamente próximas, os valores de k são sempre maiores para os dados Eta, muito maiores no caso de Água Doce. Desta forma, os dados de previsão do modelo Eta acabam dando uma falsa impressão de regularidade dos ventos para a localidade, isto é importante caso se utilize destes dados como referências para estudo das características eólicas ou estimativas de recursos eólicos de uma localidade qualquer, onde não se tenha dados de campo para validação. É importante registrar que os resultados apresentados na Tab. 7.10 para os dados medidos pela CELESC divergem dos apresentados na seção 4.2.2, pois foram calculados a partir de uma quantidade bem menor de dados, já que a previsão Eta fornece um único dado por dia para cada rodada do programa. Então, foram separados os mesmos dados CELESC para comparação.

Outra tentativa, mais adequada à previsão eólica, foi testada com os perfis de velocidade e temperatura previstos pelo Eta. Foram utilizados como entrada para a rede neural os dados das medições CELESC e de três camadas do Eta, onde em cada camada foram utilizados os valores das componentes de velocidade, temperatura e pressão. Os testes foram feitos com 16 (16n) e 4 neurônios (4n). Os resultados podem ser vistos na Tab. 7.11.

Tabela 7.11. Resultados com dados de previsão Eta com três camadas.

Previsão para Água Doce 2003. Dados perfil de velocidades ETA			
RMSE (m/s)			
Mês	16 n	4 n	
		1	2 Alimentada
Janeiro	2,23	1,72	1,85
Fevereiro	1,88	1,75	1,73
Março	1,51	1,56	1,63
Abril	1,80	1,94	1,82
Maió	1,70	1,69	2,12
Junho	1,90	1,80	1,90
Julho	2,10	2,05	1,91
Agosto	1,64	1,67	1,59
Setembro	1,40	1,45	1,55
Outubro	1,92	1,92	1,91
Novembro	0,80	1,17	0,73
Dezembro	1,75	1,71	1,66
Anual	1,79	1,74	1,77

Rede treinada com dados ano 2002.

A análise dos resultados mostrados na Tab. 7.11, indica que os resultados em termos de RMSE encontrados com este procedimento são melhores que os apresentados anteriormente, e que há pouca diferença entre os valores de RMSE para a rede com 16 ou 4 neurônios, alimentada ou não. Portanto, com este procedimento obteve-se uma melhor aproximação dos valores de velocidade média anual prevista pelo Eta em relação aos valores medidos. A rede neural alimentada com os dados de cada mês do ano de 2003 (alimentada) não reduziu o RMSE das diferenças entre as velocidades da previsão e da medição, comparada à rede treinada somente com os dados de 2002. Os RMSEs das diferenças de velocidade verificadas nos dois outros casos da Tab. 7.11 são de 1,74 m/s e 1,79 m/s. Na comparação entre os valores de velocidade média anual, obteve-se uma boa aproximação dos resultados, com diferenças percentuais entre 1,4 % (4n alimentada) e 1,8% (16n e 4n). A utilização de um perfil de velocidades como entrada para a rede neural, além de aumentar o número de dados para o treinamento, também permitiu diferenciar as características na distribuição de velocidades de um local e que estariam escondidas caso fosse fornecido apenas um valor de uma determinada camada da atmosfera. Por exemplo, diferentes perfis de velocidade podem apresentar valores muito próximos, ou mesmo coincidentes, para uma mesma altura. Então, no caso de se usar apenas este valor a rede neural interpreta como se fosse um mesmo perfil, o que não ocorreria se usássemos mais valores para diferentes alturas, ou seja valores de velocidade para diversas camadas atmosféricas.

7.3.2. Previsão de Potência com Redes Neurais

Com os dados de potência fornecidos pela CELESC, apresentados no capítulo 5, foram feitos testes com as redes neurais visando à previsão da potência. Neste caso foram usadas como entradas para rede neural as componentes da velocidade e a temperatura, para cada camada, assim como os dados de potência CELESC.

Infelizmente, poucos testes puderam ser realizados devido à pequena quantidade de dados disponível. Três testes foram possíveis, dois para Bom Jardim da Serra e um para Água Doce. Nestes testes não foram utilizados apenas os dados do modelo Eta, mas também dados do modelo GFS (que apresenta resolução de 100 x 100 km), para que os dados de potência gerada pudessem ser um pouco melhor aproveitados. Nos testes, foram utilizados os dados de todas as camadas disponíveis para cada modelo, três camadas no caso do modelo Eta, e sete para o modelo GFS, com as seguintes características:

- Para Água Doce, dados de vento do modelo GFS, rede treinada com ano de 2004 para previsão do ano de 2005;

- Bom Jardim da Serra, dados de vento do modelo GFS, rede treinada com ano de 2004 para previsão do ano de 2005;

- Bom Jardim da Serra, dados de vento do modelo Eta, rede treinada com ano de 2002 para previsão do ano de 2003;

Para Bom Jardim da Serra, também foi feito um teste utilizando apenas a segunda camada do Eta. Não foi possível a utilização dos dados Eta para Água Doce em virtude da pequena quantidade de dados para um mesmo período.

Os resultados desta análise podem ser vistos na Tab. 7.12. Na coluna descrita como Pot média CELESC encontram-se os valores médios da potência gerada pelos aerogeradores no período estudado, cujos resultados diferem um pouco daqueles encontrados no capítulo 5 por não terem sido calculados com a mesma quantidade de dados. Os resultados apresentados nesta tabela são valores de potência média na saída da rede neural, assim como os valores de RMSE. Os valores de porcentagem que aparecem entre parênteses representam a comparação do RMSE da previsão com aquele referente à potência média calculada a partir dos dados medidos pela CELESC.

Como se pode observar, os valores médios obtidos não divergem muito dos dados medidos, no entanto, o RMSE é bastante alto em todos os casos. Para Água Doce, quando compara-se o valor médio medido com o previsto, temos uma diferença de 3,6%, para Bom Jardim da Serra, tem-se 22,5% e 19%, este último quando se fez uma tentativa somente com a segunda camada do Eta, e 9,9% quando utilizados os dados do modelo GFS. No caso de Bom Jardim da Serra, um valor um pouco melhor foi conseguido quando se utilizou a segunda camada do Eta para treinamento da rede, e, em ambos os casos o modelo Eta apresentou resultados piores.

Foi feita uma tentativa através de uma regressão linear, conforme Lange (2003), a fim de reduzir os erros. Porém o máximo que se conseguiu foi uma melhora em torno de 2% nos valores de RMSE. Por esta razão os valores alcançados com a regressão linear não foram apresentados.

Tabela 7.12. Previsão de potência utilizando RNA.

	Pot média CELESC (kW)	Pot ETA (kW)	Pot ETA 2°cam (kW)	Pot GFS (kW)
Água Doce				
2005	1509,19	x	x	1454,68
RMSE (kW)				933,83 (*64,2% **19,4%)
Bom Jardim da Serra				
2003	92,4	113,16	109,95	
RMSE (kW)		107,48 (*95% **18,9%)	113,5 (*103,2% **18,3%)	
2005	87,86	x	x	96,54
RMSE (kW)				87,2 (*90,3% **14,5%)
* % em relação a Pot. Média ** % em relação a Pot. Nominal				
RNA treinadas com anos de 2002 - prev 2003 e 2004 - prev 2005.				

7.4. CONSIDERAÇÕES SOBRE PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Conforme pode ser observado nos resultados das comparações entre os dados de medição CELESC e de previsão Eta, nota-se que são encontrados resultados um pouco melhores caso se use valores médios em torno do dado do mesmo horário da previsão Eta, apesar da diferença ser pequena.

A correção da altura usando o perfil logarítmico de velocidades, melhora os resultados, na maioria dos casos. Porém, sua dependência com o valor da rugosidade superficial interfere bastante nos resultados, como pode ser observado nas variações dos resultados quando se usava valores de rugosidade vindos do Eta ou os determinados de acordo com a tabela de rugosidades apresentada no capítulo 3. As diferenças entre os dados previstos e medidos é bastante grande, apesar de as previsões Eta serem relativamente coerentes com a tendência do comportamento dos dados medidos. Mas esta grande diferença entre os dois tipos de dados torna a definição de um padrão para a correção necessária aos dados Eta bastante difícil. Não se observa um mesmo desempenho de um certo procedimento quando aplicado a outra localidade, ou mesmo em anos diferentes para a mesma localidade. Uma possível, e mais provável, explicação para não se conseguir definir nenhum padrão de correção para os dados Eta é a pequena quantidade de dados disponível para as análises.

Para a quantidade de dados testada, com uso das redes neurais treinadas, houve dificuldades para se definir um procedimento padrão para a melhor matriz de entrada. Como foi visto, tanto quando foram utilizados apenas os dados Eta referentes ao ponto localizado mais próximo da estação, ou quando se utilizava os quatro pontos que cercavam a estação, os RMSEs obtidos, ou eram equivalentes, ou variavam, sendo as vezes maiores num caso ou no outro. Aparentemente, a utilização de dados de entrada previstos pelo Eta nos quatro vértices do quadrado, conforme esquema da Fig. 7.6, não introduz melhoras em relação à utilização de dados para a previsão Eta no ponto mais próximo, por serem mais “estáveis”. Quanto aos

valores das velocidades médias anuais, conseguiu-se em alguns casos diferenças bastante pequenas.

As tentativas de se treinar as redes neurais com os dados de um certo mês, para posteriormente se fazer a previsão para este mesmo mês, ou com a rede neural alimentada mês a mês, com os dados incluídos do último mês que havia sido feita a previsão, não resultaram em grandes melhorias em termos de resultados comparativos. Em se tratando do treinamento mês a mês, já era esperado não se conseguir bons resultados, pois a quantidade de dados para apenas um mês é muito pequena. Mas esta idéia ainda deveria ser testada, no caso de um maior conjunto de dados, com dados acumulados de um determinado mês, para vários anos, para se treinar a rede neural, assim, espera-se que algumas características presentes naquela época do ano sejam assimiladas pelas redes neurais e passadas para a previsão daquele mesmo mês.

A utilização do perfil de velocidade, através dos dados das três camadas fornecidas pelo Eta, forneceu os melhores resultados, com diferenças percentuais entre 1,4% e 1,8% em relação às velocidades médias anuais, e valores de RMSE menores do que 1,8 m/s, o que faz deste procedimento o mais eficaz no tratamento dos dados de previsão de um modelo meteorológico, de acordo com os resultados obtidos nesta dissertação.

Os resultados encontrados nas tentativas de se fazer a previsão da potência gerada também são bastante insatisfatórios, não em relação aos valores de potência média, mas quanto aos RMSEs. Neste caso, a quantidade de dados para o treinamento das redes neurais e comparações dos resultados prejudicou bastante a análise devido à reduzida quantidade de dados de geração disponíveis e, ainda, em períodos não coincidentes com os dados de velocidade de vento. No entanto, apesar disso, os valores médios de potência previstos, não divergem tanto dos valores médios medidos e fornecidos pela CELESC, principalmente quando a comparação foi feita com os dados do modelo GFS, apesar deste apresentar pior resolução, onde as diferenças para os valores de potência são menores que 10%, e em torno de 20% quando usado o modelo Eta. Porém, os valores de RMSE são muito altos, chegando a representar entre 64% e 103% do valor da potência média prevista. Isto se deve à maior sensibilidade dos dados de potência em relação às incertezas na velocidade do vento, já que a potência é função do cubo da velocidade.

8. CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

No presente trabalho, foi apresentada uma análise do potencial eólico e um estudo de previsão de ventos para seis localidades do Estado de Santa Catarina visando à geração de eletricidade de origem eólica.

Os principais resultados obtidos neste trabalho são resumidos a seguir.

Com base nos dados de medições anemométricas, foram calculados os parâmetros de Weibull e os fatores de capacidade, FC , para as localidades de Laguna, Campo Erê, Imbituba, Urubici, Água Doce e Bom Jardim da Serra, destacando-se Laguna e Urubici, com os melhores resultados. O potencial de Laguna, com velocidades médias anuais próximas a 8 m/s, e fator de capacidade estimado em 0,4, é quase comparável àqueles encontrados no Ceará e no Rio Grande do Norte, Estados cujos potenciais eólicos são considerados os melhores do Brasil, porém, apresenta baixo valor do fator de forma, em torno de 1,8.

Em relação à direção dos ventos, com exceção a Bom Jardim da Serra, as demais localidades apresentam boa regularidade direcional, com uma visível predominância dos ventos em determinadas direções.

O Estado de Santa Catarina apresenta valores de intensidade de turbulência, I_T , que devem ser levados em consideração, pois podem ser considerados altos, embora estejam dentro dos padrões descritos na literatura. São altos, principalmente, os valores encontrados para as localidades de Bom Jardim da Serra e Imbituba, que apresentaram valores de I_T em torno de 0,22 e 0,2, respectivamente.

Para o Estado de Santa Catarina, a localidade de Água Doce pode ser considerada como uma boa referência às instalações de aerogeradores, não por apresentar as melhores características, mas sim por possuir as características básicas. Com uma velocidade média anual pouco acima de 6 m/s, ventos com certa regularidade, k médio superior a 2,4, pelo menos para os padrões deste Estado, e fator de capacidade em torno de 0,24, em média, quando analisada considerando um aerogerador de 600 kW, pode-se dizer que as características encontradas em Água Doce podem garantir a viabilidade de um projeto eólico de geração de energia elétrica. Para validar esta informação, deve-se lembrar que já estão em operação duas usinas eólicas em Água Doce (Usina Eólica do Horizonte e Usina Eólica de Água Doce), sendo uma delas fruto do PROINFA, além de uma outra usina eólica que, apesar de estar localizada no Estado do Paraná, fica bastante próxima das duas outras citadas (Usina Eólico-Elétrica de Palmas), sem contar os oito projetos já aprovados, com obras não iniciadas, para a mesma região.

Os fatores de capacidade calculados a partir dos valores médios de energia gerada pelos aerogeradores de Bom Jardim da Serra, no período 2002-2005, e Água Doce, para 2004 e 2005, foram iguais a 0,17 e 0,25, respectivamente, considerando-se a limitação dos bancos de dados disponíveis. Estes valores demonstram os resultados satisfatórios para geração de eletricidade em Água Doce e, também, um fraco desempenho do aerogerador instalado em Bom Jardim da Serra. Esses FCs são comparáveis aos valores calculados por meio dos dados de velocidade para aqueles sítios, considerando a curva de um aerogerador de 600 kW, do fabricante Wobben do Brasil.

Com o emprego do programa WAsP, constatou-se que todas as localidades analisadas apresentam regiões com estimativas de velocidade de vento que resultam em valores de FC superiores a 0,30. Foi, ainda, possível validar o programa WAsP para o Estado de Santa Catarina, mostrando resultados com diferenças não muito grandes quando comparados aos valores determinados através da metodologia de cálculo apresentada no capítulo 3.

A previsão de geração eólica com o emprego de redes neurais, previamente treinadas com os dados de velocidade medidos, em combinação com as velocidades previstas pelo modelo de meso-escala Eta, do INPE, embora tenha se mostrado qualitativamente adequada, resultou em grandes discrepâncias na previsão das velocidades, com RMSE alcançando até valores superiores a 2 m/s. Foram testadas diferentes arquiteturas da rede neural que produziram pouca mudança nos resultados. A técnica de redes neurais artificiais é aplicável e vantajosa, porém considera-se que este procedimento de previsão só poderá ser considerado satisfatório com a significativa ampliação da base de dados.

Para trabalhos futuros, pode-se deixar as seguintes sugestões:

- i) avaliação do potencial das demais localidades do Estado de Santa Catarina onde se tem dados anemométricos disponíveis.
- ii) caracterização das classes de rugosidade superficial para as localidades analisadas neste trabalho e avaliação da influência da rugosidade superficial na quantidade de energia estimada para cada localidade.
- iii) identificação e caracterização dos obstáculos próximos às torres anemométricas e avaliação do impacto destes obstáculos, na geração de energia das estações estudadas.
- iv) estudo de viabilidade econômica de projetos eólicos para as estações eólicas de Santa Catarina.

v) análise econômica para determinar os tamanhos de aerogeradores mais adequados a cada localidade.

vi) estudo do rendimento dos aerogeradores em diferentes alturas, em comparação com aerogeradores de maior potência, análise técnica e econômica.

vii) estudo de previsão de ventos através de redes neurais utilizando um perfil de velocidades local como dados de referência para o treinamento.

viii) aplicações da técnica de redes neurais para sítios eólicos de outras regiões brasileiras, incluindo o Nordeste brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABED, K. A.; EL-MALLAH, A. A. Capacity factor of wind turbines. **Energy**. V. 22, n. 5, p. 487-491, 1997.

AMENEDO, J. L. R.; FEITO, J. S. Tecnologia de Aerogeradores. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. **Sistemas eólicos de producción de energia electrica**. Madrid: Rueda, 2003. p. 97-179.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. de. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001a.

AMARANTE, O. A. C.; da SILVA, F. J. L.; RIBEIRO, V. C. M.; VIDAL, M. J. B.; MARTIN, R. S. **Atlas do potencial eólico da Bahia**. 2001b.

AMARANTE, O. A. C. et al. **Rio Grande do Sul – Atlas Eólico**. Porto Alegre, 2002.

AMARANTE, O. A. C. Comunicação pessoal, 2005.

ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 1.º ed. 199 p, 2002.

ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Capacidade Geração Brasil. **Banco de Informação de Geração**. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm. Acessado em 12 março 2007.

ARANDA, F. A. Introducción a los medernos aerogeradores. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. **Sistemas eolicos de producción de energia electrica**. Madrid: Rueda, 2003, p. 01-26.

AWEA AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **The economics of wind energy**. Fevereiro 2005. Disponível em: www.awea.org/pubs/factsheets/EconomicsOfWind-Feb2005.pdf. Acessado em: 15 abril 2005.

AWEA AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Comparative cost of wind and other energy sources**. 2001. Disponível em: www.awea.org/pubs/factsheets/Cost2001. Acessado em: 15 abril 2005.

BEYER, H. G; HEINEMANN, D; MELLINGHOFF, H; MÖNNICH, K; WALDL, H. P. Forecast of regional power output of wind turbines. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE, Nice, França, 1999,. p. 1070-1073.

BNDES BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **BNDES apóia parque eólico em SC com R\$ 20,5 milhões.** 19 abril 2006. Disponível em: www.bndes.gov.br/noticias/not048_06.asp. Acessado em: 12 setembro 2006.

BOWEN, A. J; MORTENSEN, N. G. **WasP prediction errors due to site orography.** Dezembro 2004. Disponível em: www.risoe.dk/rispubl/VEA/ris-r-995.htm. Acessado em: 29 maio 2006.

CAMARGO, A. S. G. de. **Análise da operação das usinas eólicas de camelinho e palmas e avaliação do potencial eólico de localidades no Paraná.** 2005. Dissertação (Mestrado em tecnologia) – Programa de pós-graduação em tecnologia. Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná. Curitiba, 2005.

CBEE CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA. **Projetos.** 2003. Disponível em: www.eolica.com.br. Acessado em: 27 setembro 2006.

CHAN, Chou Sin. **Modelo regional ETA.** Disponível em: www.cptec.inpe.br/products/climanalise/cliEsp10a/27.html. Acessado em: 21 agosto 2006.

CHAN, C. S; TANAJURA, C. A. S; XUE, Y; NOBRE, C. A. Validation of the coupled ETA/SSiB model over south américa. **Journal of geophysical research.** v. 107, n. D20, 8088, p. 56/1-56/20, 2002.

DALMAZ, A; PASSOS, J. C; CARUSO, G. L; OLIVEIRA, J. L. G; BEYER, H. G. Previsão de ventos para geração de eletricidade no Estado de Santa Catarina. In: IV CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA (CONEM), 2006, Recife – PE, 22-25 agosto 2006, 11 p.

da SILVA, E. M. **Redes Neurais Artificiais.** 2002. Disponível em: descartes.ucpel.tche.br/WFC/2002/07-rna.pdf. Acessado em: 2 agosto 2006.

EIA ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Review 2005,** n. DOE / EIA-0384(2005). Disponível em: www.eia.doe.gov. Acessado em: 26 setembro 2006.

ENCICLOPÉDIA BARSA, 2002, v. 10. Moinhos, pág. 114. Navegações, pág. 269-270.

ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA, 1965, v. 23. Windmills, pág. 657.

ENDER, C. International Development of Wind Energy Use – Status 31/12/2004. **Dewi Magazine**. n. 27. pag. 36-43. Agosto 2005.

ENDER, C. Status of Wind Energy Use in Germany. **Dewi Magazine**. n. 29. pag. 27-36. Agosto 2006a.

ENDER, C. International Development of Wind Energy Use – Status 31/12/2005. **Dewi Magazine**. n. 29. pag. 38-44. Agosto 2006b.

EWEA EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Power Targets for Europe**. 2003. Disponível em: www.ewea.org/index.php?id=31. Acessado em: 26 setembro 2006.

EWEA EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind Force 12: A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020**, 2005. Disponível em: www.ewea.org/index.php?id=30. Acessado em: 12 setembro 2006.

FEITOSA, E; PEREIRA, A; VELEDA, D. Brazilian Wind Atlas Project In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE, 2001, Copenhagen, Dinamarca, 2001.

FILGUEIRAS, A; SILVA, T. M. V. e. Wind energy in Brazil: present and future. **Renewable and sustainable energy reviews**. v. 7, p. 439-451, julho 2003.

GIEBEL, G; LANDBERG, L; KARINIOTAKIS, G; BROWNSWORD, R. State-of-the-art on methods and software tools for short-term prediction of wind energy production. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE & EXHIBITION (EWEC), 2003, Madrid, Espanha.

GÓMEZ, S. A; DÍAZ, J. C. B. Sistemas de Regulación y control. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. **Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica**. Madrid: Rueda, 2003, p. 181-222.

GWEC GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global wind energy outlook 2006**. 2006 Disponível em: www.gwec.net. Acessado em: 26 setembro 2006.

HASSE, G. Tarifa será o dobro da energia hidroelétrica. **Jornal Já: Diário dos Ventos**, Porto Alegre, 28 janeiro 2006, n. 13. Disponível em: www.jornalja.com.br/list_esp_cat.php?cat=21. Acessado em: 12 setembro 2006.

HENNESSEY, Jr. J. P. Some aspects of Wind power statistics. **Journal of applied meteorology**. v. 16, n. 2, fevereiro 1977.

KARRER, D; CAMEIRA, R. F; VASQUES, A. S; BENZECRY, M. de A. Redes neurais artificiais: conceitos e aplicações. In: IX ENCONTRO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA UFRJ, 8-10 junho 2005. Rio de Janeiro – RJ.

KROHN, S. **Wind Energy Reference Manual**. 2003. Disponível em : www.windpower.org/en/stat/units. Acessado em 10 junho 2003.

KROHN, S. **Danish Wind Turbines: Na Industrial Success Story**. 2002. Disponível em: www.windpower.org. Acessado em 22 novembro 2006.

LACERA, L. N.; XIBERTA, B. J. Estudio de viabilidad para la implantación de un parque eólico en la sierra de bodenaya: Salas (Asturia). In: XII Congresso Ibérico e VII Congresso Ibero Americano de Energia Solar, 2004, Vigo, Espanha. **Anais**. v. 2, p. 1235-1240.

LANGE, M. **Analysis of the uncertainty of Wind power productions**. 2003. Tese (Doktors der Naturwissenschaften) – Fakultät Mathematik und Naturwissenschaften der Carl von Ossietzky, Universität Oldenburg, Oldenburg, Alemanha.

LIU, J.; CAO, L.; XIE, M.; GOH, T.; TANG, Y. A General Weibull model for reliability analysis under different failure criteria-application on anisotropic conductive adhesive joining technology. **Electronics packaging manufacturing, IEEE Transactions on**. v. 28, n. 4, p. 322-327, outubro 2005.

LUN, Isaac Y. F; LAM, Joseph C. A Study of Weibull parameters using long-term wind observations. **Renewable Energy**. n. 20, p. 145-153, 2000.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy: Theory, Design and Application**. England: Ed. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 577 p.

MARTÍNEZ, Crespo. Principios de conversión de la energía eólica. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. **Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica**. Madrid: Rueda, 2003, p. 27-96.

MILLAIS, C. Relatório Wind Force 12: segurança global a partir do vento. **Revista ECO 21**, Rio de Janeiro, n. 104, julho 2005a.

MILLAIS, C. **Focused on goals: Europe's wind power industry is no longer growing as fast as in previous years, but steadily all the same**. Windenergie, 2005b. Disponível em: www.ewea.org/index.php?id=34. Acesso em: 12 setembro 2006.

MILLAIS, C; TESKE, S. **Wind Force 12: A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from power by 2020.** 2005. Disponível em: www.gwec.net. Acessado em 5 julho 2005.

MME MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **PROINFA**, 2004. Disponível em: www.mme.gov.br. Acessado em: 26 junho de 2006.

MOLLY, J. P. Viabilidade econômica de centrais de energia eólica no Brasil. **DEWI Magazin**, n 25, p. 50-62, agosto 2004.

MOLLY, J. P. Centrais eólicas: técnicas, planejamento, financiamento, verificação. In: CURSO DE ENERGIA EÓLICA, 2005, Fortaleza – CE, maio 2005.

MONTEIRO, A. L. A. **Um sistema para o cálculo da resistência mecânica de materiais frágeis pelo uso do método estatístico de Weibull.** 2001. Monografia (Especialização em Informática empresarial) – Curso de especialização em informática empresarial, Faculdade de engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá – SP.

PASSOS, J. C. **Rotor eólico Darrieus: um estudo experimental.** 1984. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro.

PASSOS, J. C ; REGUSE, W ; BEYER, H. G; COLLE, S; PARECY, E; SCUSSEL, J; KUHNEN, G; PASSOS, G. M. **Análise estatística de dados eólicos de Santa Catarina.** Florianópolis, 2003. CD-ROM.

PASSOS, J. C; da SILVA, G. K; CARUSO, G. L; BERTI, L. A; CHAN, C. S; REGUSE, W; COLLE, S; BEYER, H. G. Use of the mesoscale ETA model for short term Wind power forecasts in Brazil. In: GERMAN WIND ENERGY CONFERENCE (DEWEK), 7th, 2004, Wilhelmshaven, Alemanha, .

POTTER, C. W; NEGNEVITSKY, M. Very short-term wind forecasting for Tasmanian power generation. **IEEE transaction on power systems**, v. 21, n. 2, maio 2006.

POUL LA COUR MUSEUM. **Poul La Cour**. 2003. Disponível em: www.poullacour.dk/engelsk/cour.htm. Acessado em: 14 agosto 2006.

POWER: petróleo, eletricidade e energias alternativas. Parque eólico de Rio do Fogo entra no período de testes. 19 julho 2006. Disponível em: www.power.inf.br/notic_dia.php?cod=657. Acessado em: 11 setembro 2006.

QUALYTEK. **Análise dos dados de falha**. Disponível em: www.qualytek.com.br/page3. Acessado em: 12 abril 2006.

RNA REDES NEURAIAS ARTIFICIAIS. Apostila. Disponível em: <http://users.femanet.com.br/~fabri/RNAs.htm>. Acessado em: 2 agosto 2006.

REPOWER. 5M Image Brochure, outubro 2004. Disponível em: www.repower.de. Acessado em: 30 agosto 2005.

ROHATGI, J; BARBEZIER, G. Wind turbulence and atmospheric stability: Their effect on Wind turbine output. **Renewable Energy**. v. 16, p. 908-911, 1999.

ROSTAND, R. **Energia eólica – a energia dos ventos**. Disponível em: www.aondevamos.eng.br/textos/texto01.htm. Acessado em: 13 setembro 2006.

SALLES, A. C. N. de. **Metodologia de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica**. 2004. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de pós-graduação de engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

SÁNCHEZ, I. Short-term prediction of Wind energy production. **International Journal of forecasting**, v. 22, p. 43-56, 2005.

SEGURO, J. V; LAMBERT, T. W. Modern estimation of the parameters of the Weibull Wind speed distribution for Wind energy analysis. **Journal of wind engineering and industrial aerodynamics**. v. 85, p. 75-84, 2000.

SEINFRA SECRETARIA DA INFRA-ESTRUTURA. **Atlas do potencial eólico do Ceará**. 2001.

SILVA, G. K. da; PASSOS, J. C; COLLE, S; REGUSE, W; BEYER, H. G. Metodologia de avaliação do potencial de geração eólica para o estado de Santa Catarina. In: III CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2004, Belém – PA. 10-13 agosto 2004, 10 p.

SILVA, N. F. da; ROSA, L. P.; ARAÚJO, M. R. The utilization of Wind energy in the Brazilian electric sector's expansion. **Renewable and Sustainable energy reviews**. v. 9, p. 289-309, setembro 2005.

STREETER, V. L. Conceitos Ligados ao Escoamento de Fluidos e Equações Fundamentais. In: Streeter, Victor L. **Mecânica dos Fluidos**. Tradução de: Celso da Silva Muniz et al. São Paulo, 1977. Ed. MacGraw-Hill do Brasil. Cap. 3.

THOMSEN, K; SORENSEN, P. Fatigue loads for wind turbines operating in wakes. **Journal of wind engineering and industrial aerodynamics**. v. 80, p. 121-136, 1999.

T-LEARN. User Manual, 1997. Disponível em: <ftp://ftp.crl.ucsd.edu/pub/neuralnets/tlearn/TlearnManual.pdf>. Acessado em: 16 maio 2006.

USDOE U.S.DEPARTMENT OF ENERGY. **Wind Power – Today & Tomorrow**. 2003. Disponível em: www.nrel.gov/docs/fy04osti/34915.pdf. Acessado em: 27 setembro 2006.

LOPEZ, C. L.; DE LA PAZ, F. B.; VALOR, E. M. Estúdio de viabilidade de parques eólicos. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. **Sistemas eólicos de producción de energia eléctrica**. Cap. 10. Madrid: Rueda, 2003, p. 381-432.

WACHSMANN, U; TOLMASQUIM, M. T. Wind power in Brazil – transition using German experience. **Renewable energy**. n. 28, p. 1029 – 1038, 2003.

WASP. Tutorial WAsP 8 help facility. Novembro 2004.

WOBLEN WINDPOWER. **Usinas**. Disponível em: www.wobben.com.br/wobben. Acessado em 12 setembro 2006.

ANEXOS

ANEXO A - Velocidades Médias Mensais

Água Doce

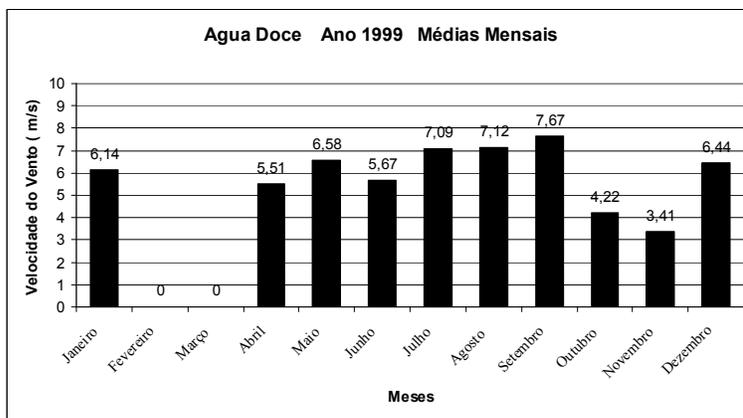


Figura A1. Água Doce 1999.

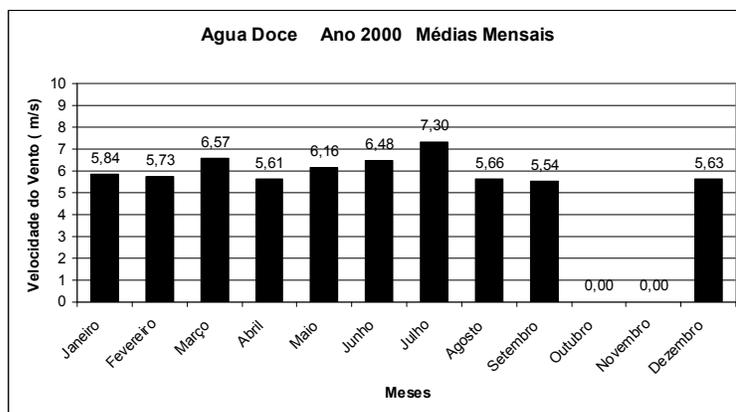


Figura A2. Água Doce 2000.

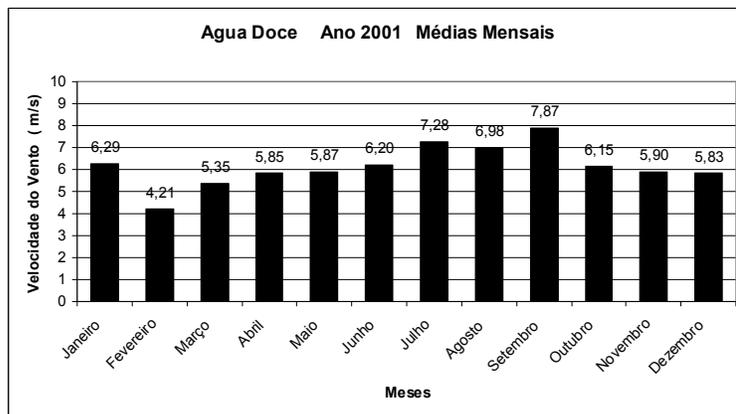


Figura A3. Água Doce 2001.

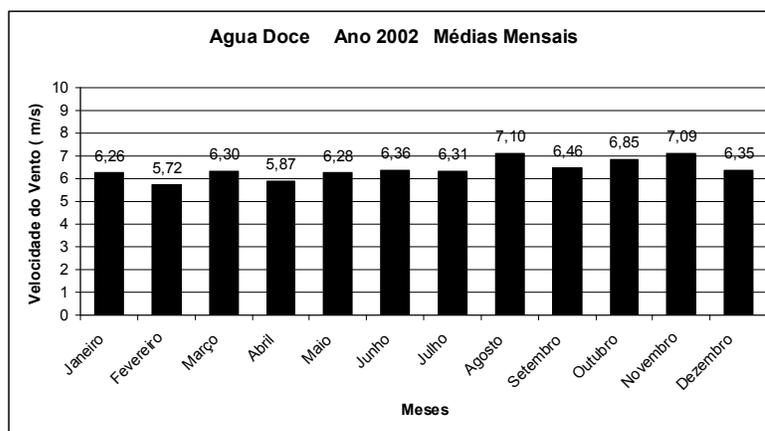


Figura A4. Água Doce 2002.

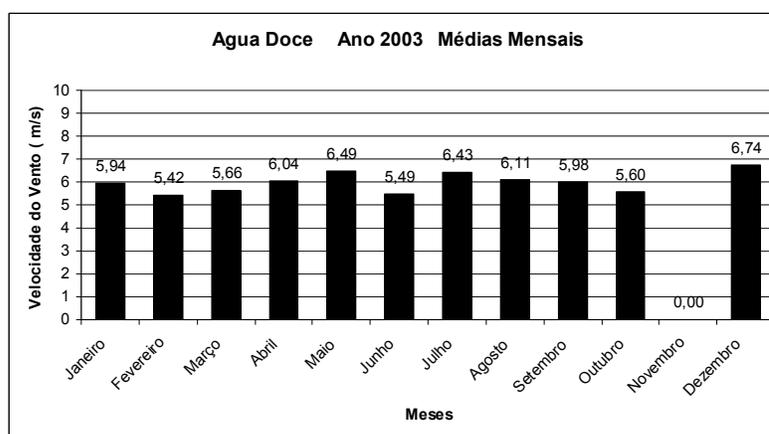


Figura A5. Água Doce 2003.

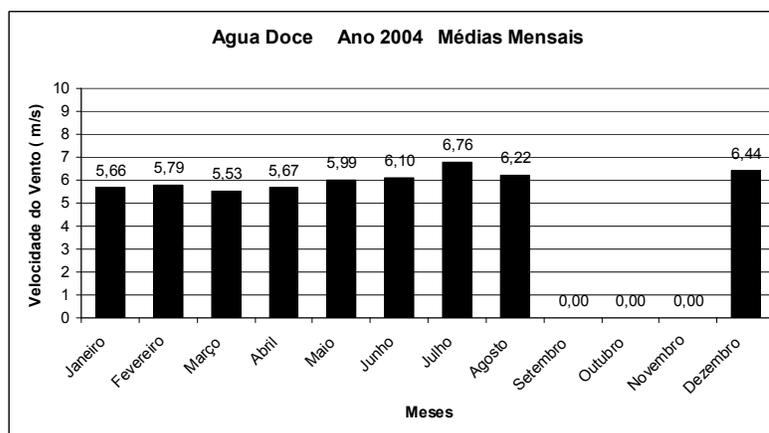


Figura A6. Água Doce 2004.

Bom Jardim da Serra

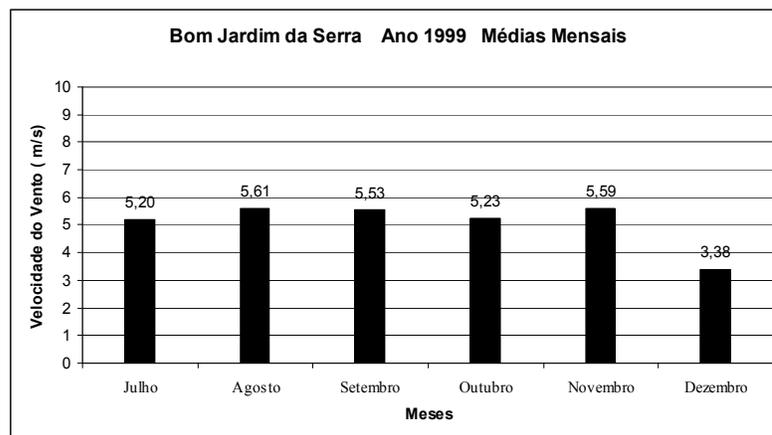


Figura A7. Bom Jardim da Serra 1999.

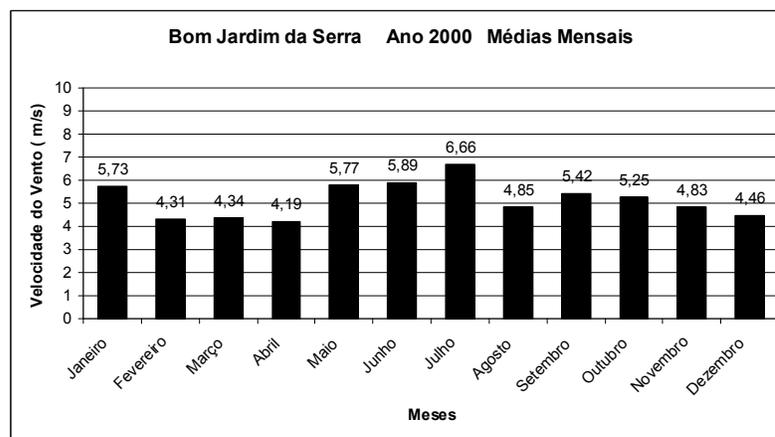


Figura A8. Bom Jardim da Serra 2000.

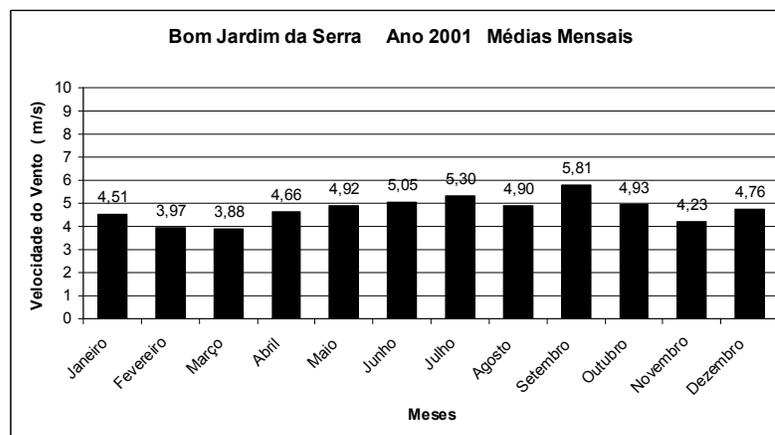


Figura A9. Bom Jardim da Serra 2001.

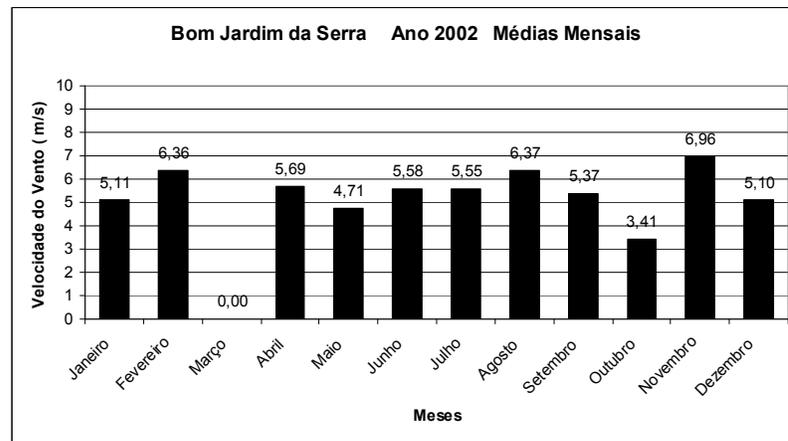


Figura A10. Bom Jardim da Serra 2002.

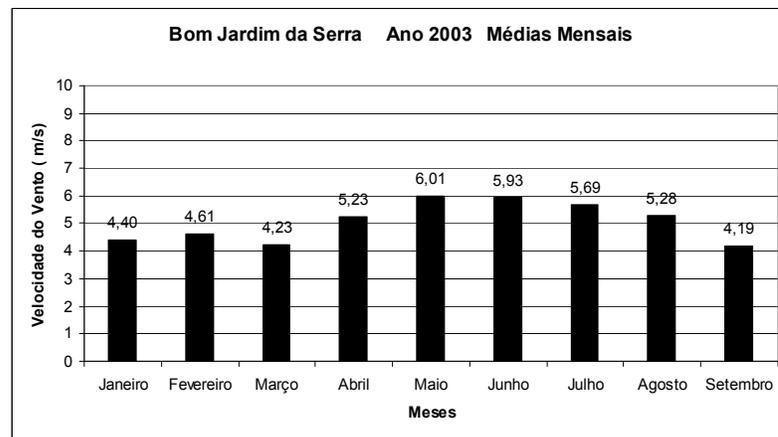


Figura A11. Bom Jardim da Serra 2003.

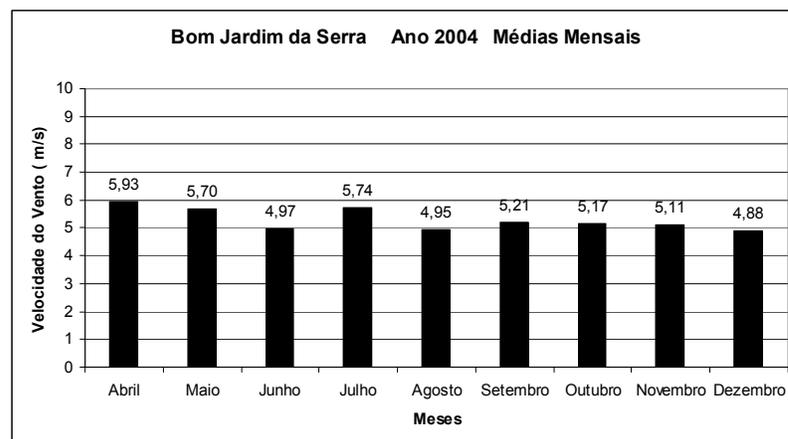


Figura A12. Bom Jardim da Serra 2004.

Campo Erê

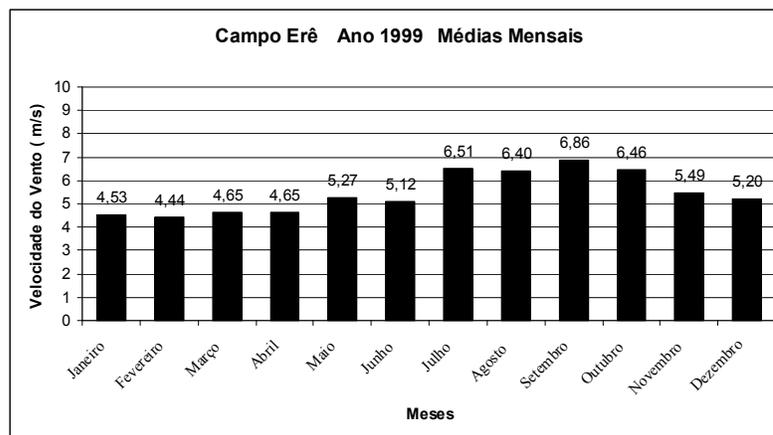


Figura A13. Campo Erê 1999.

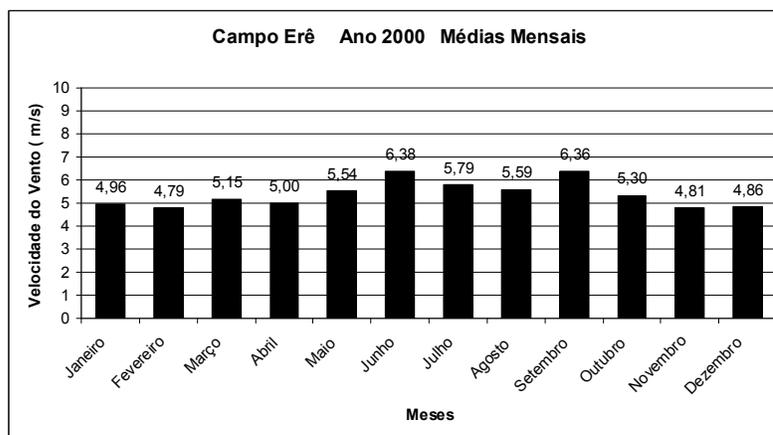


Figura A14. Campo Erê 2000.

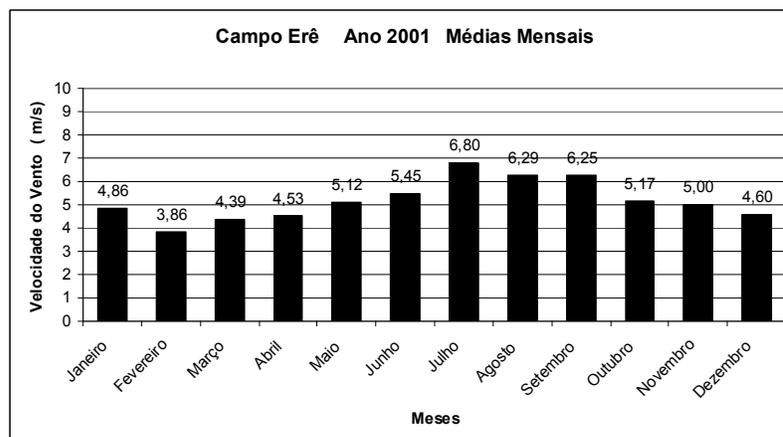


Figura A15. Campo Erê 2001.

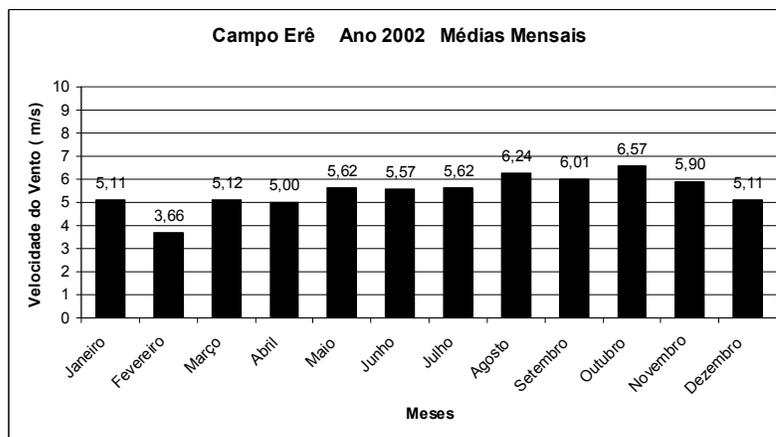


Figura A16. Campo Erê 2002.

Imbituba

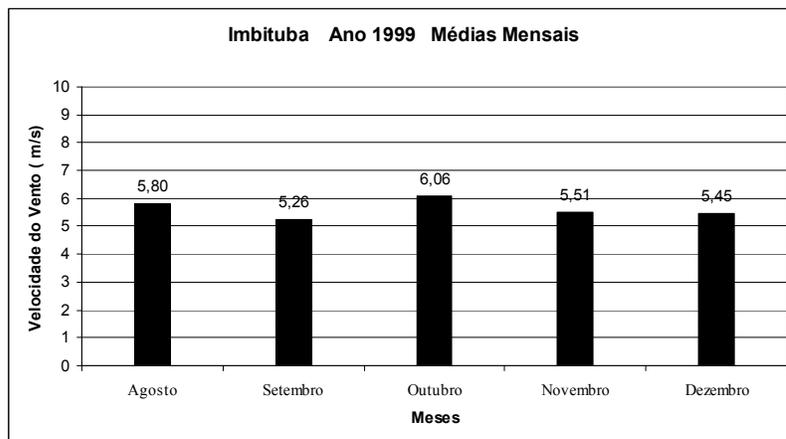


Figura A17. Imbituba 1999.

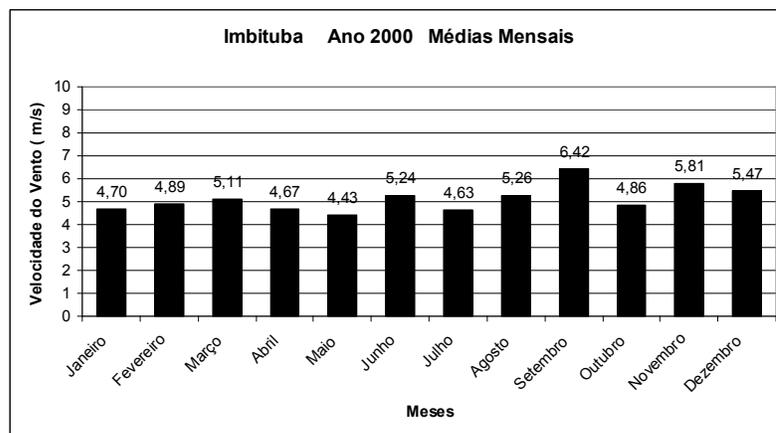


Figura A18. Imbituba 2000.

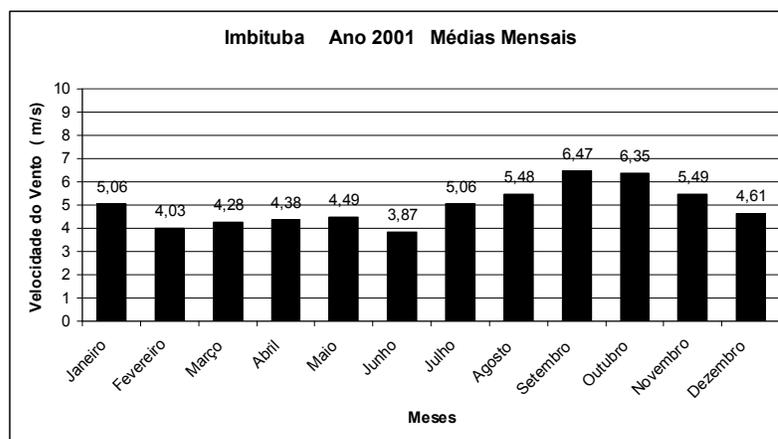


Figura A19. Imbituba 2001.

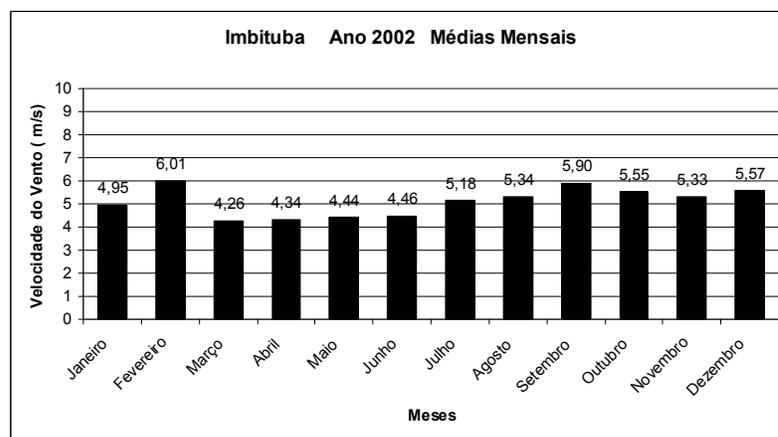


Figura A20. Imbituba 2002.

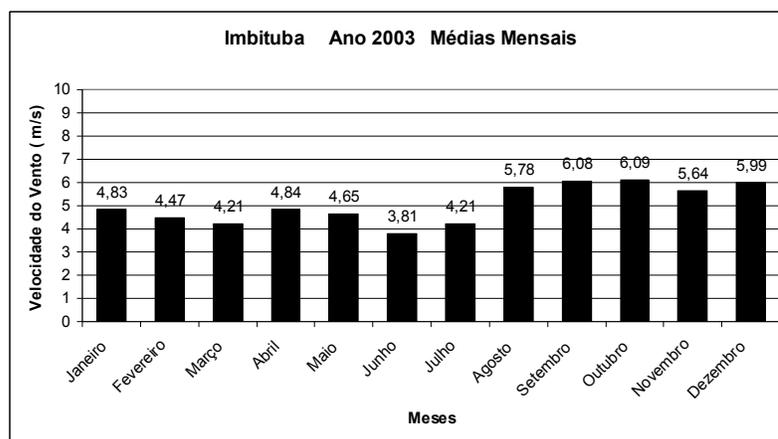


Figura A21. Imbituba 2003.

Laguna

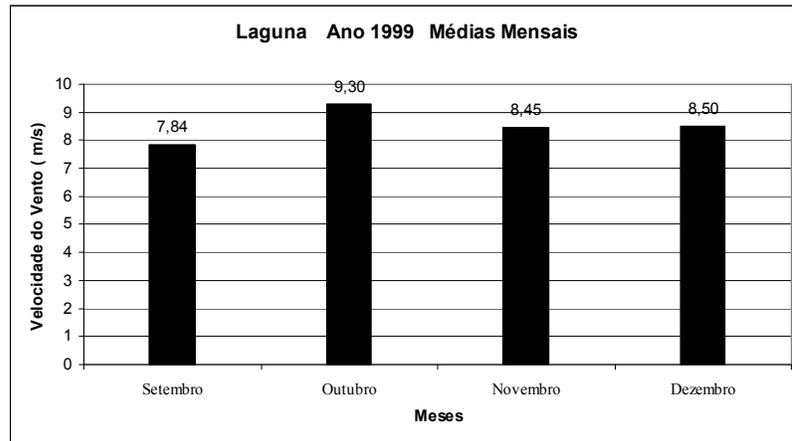


Figura A22. Laguna 1999.

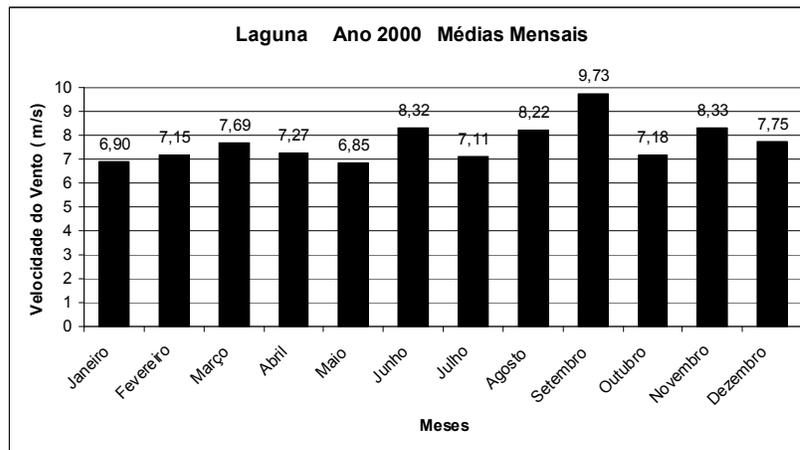


Figura A23. Laguna 2000.

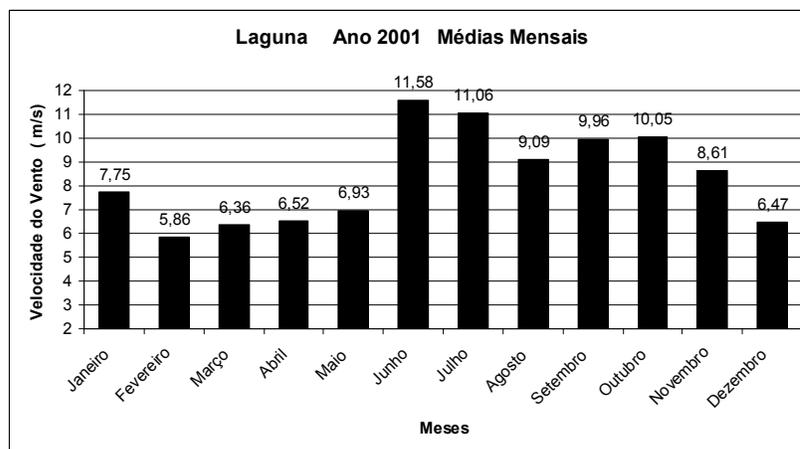


Figura A24. Laguna 2001.

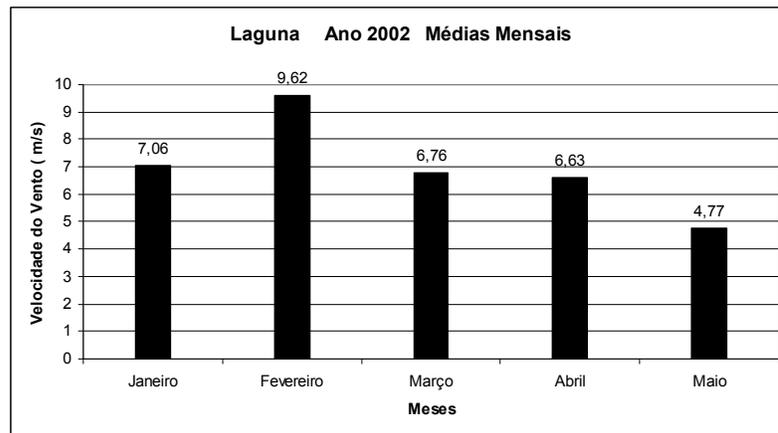


Figura A25. Laguna 2002.

Urubici

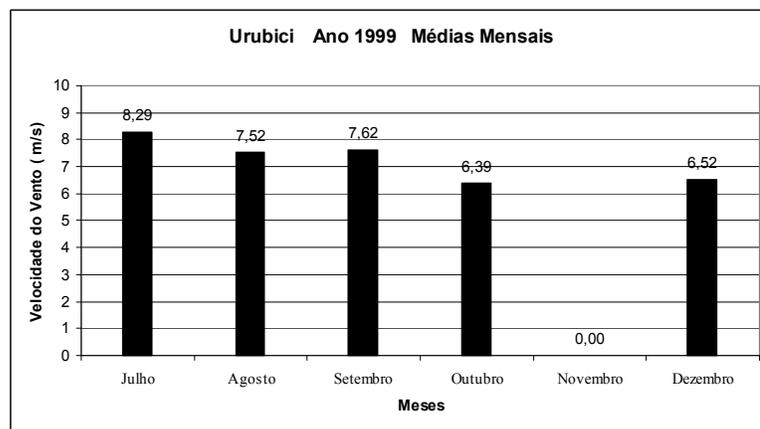


Figura A26. Urubici 1999.

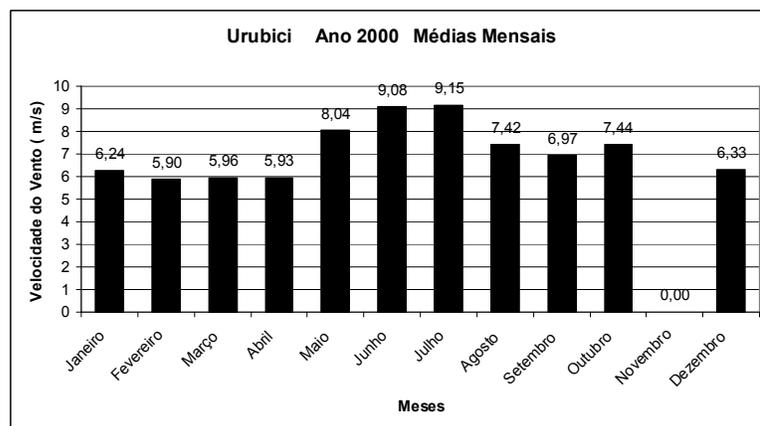


Figura A27. Urubici 2000.

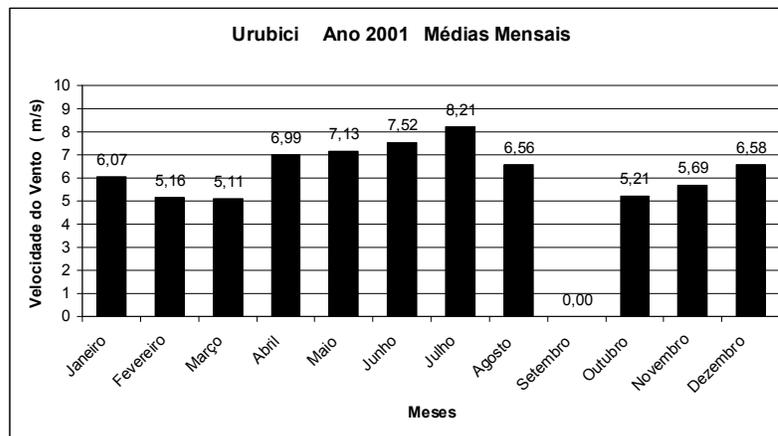


Figura A28. Urubici 2001.

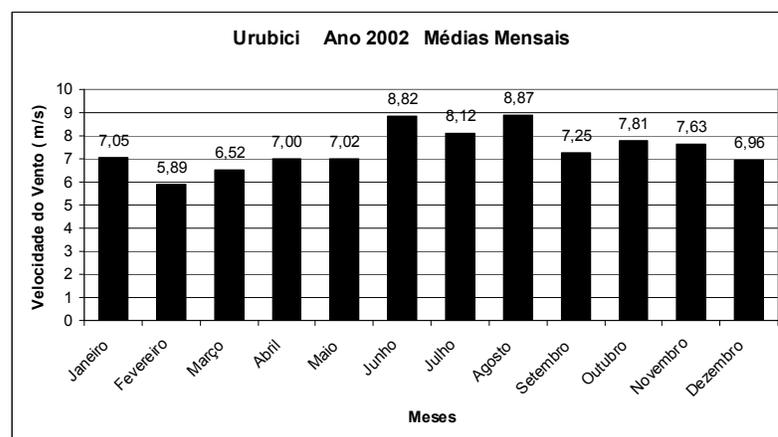


Figura A29. Urubici 2002.

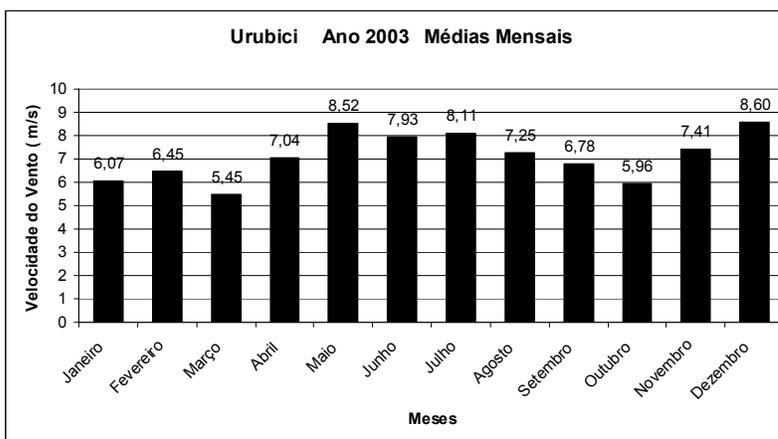


Figura A30. Urubici 2003.

ANEXO B - Intensidade de Turbulência Médias Mensais

ÁGUA DOCE								
mês	1999				2000			
	V	$\sigma(V)$	I _r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I _r	$\sigma(I_r)$
Jan	6,14	0,68	0,16	0,32	5,84	0,68	0,16	0,24
Fev	-	-	-	-	5,73	0,63	0,16	0,29
Mar	-	-	-	-	6,57	0,65	0,13	0,19
Abr	5,51	0,61	0,18	0,36	5,61	0,58	0,13	0,23
Mai	6,58	0,67	0,13	0,17	6,16	0,63	0,14	0,25
Jun	5,67	0,58	0,18	0,43	6,48	0,58	0,13	0,26
Jul	7,09	0,69	0,14	0,30	7,30	0,75	0,12	0,11
Ago	7,12	0,66	0,11	0,18	5,66	0,94	0,60	7,29
Set	7,67	0,75	0,13	0,19	5,54	0,58	0,12	0,14
Out	4,22	1,75	1,84	9,60	-	-	-	-
Nov	3,41	2,85	1,78	4,19	-	-	-	-
Dez	6,44	0,74	0,16	0,23	5,63	0,66	0,15	0,19
mês	2001				2002			
	V	$\sigma(V)$	I _r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I _r	$\sigma(I_r)$
Jan	6,29	0,66	0,15	0,68	6,26	0,70	0,15	0,26
Fev	4,21	0,57	0,24	0,66	5,72	0,63	0,14	0,19
Mar	5,35	0,64	0,18	0,40	6,30	0,65	0,14	0,29
Abr	5,85	0,59	0,15	0,29	5,87	0,61	0,14	0,25
Mai	5,87	0,62	0,16	0,38	6,28	0,62	0,15	0,38
Jun	6,20	0,60	0,12	0,15	6,36	0,61	0,15	0,36
Jul	7,28	0,65	0,10	0,16	6,31	0,62	0,13	0,19
Ago	6,98	0,60	0,11	0,21	7,10	0,66	0,13	0,32
Set	7,87	0,75	0,11	0,15	6,46	0,69	0,17	0,35
Out	6,15	0,69	0,14	0,21	6,85	0,70	0,15	0,30
Nov	5,90	0,66	0,14	0,17	7,09	0,77	0,13	0,15
Dez	5,83	0,67	0,18	0,38	6,35	0,72	0,15	0,23
mês	2003				2004			
	V	$\sigma(V)$	I _r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I _r	$\sigma(I_r)$
Jan	5,94	0,64	0,15	0,27	5,66	0,63	0,14	0,22
Fev	5,42	0,63	0,15	0,26	5,79	0,67	0,13	0,09
Mar	5,66	0,63	0,14	0,21	5,53	0,60	0,14	0,17
Abr	6,04	0,62	0,12	0,12	5,67	0,61	0,16	0,35
Mai	6,49	0,64	0,12	0,21	5,99	0,68	0,15	0,35
Jun	5,49	0,57	0,15	0,29	6,10	0,58	0,11	0,14
Jul	6,43	0,61	0,14	0,33	6,76	0,73	0,14	0,20
Ago	6,11	0,61	0,12	0,17	-	-	-	-
Set	5,98	0,63	0,15	0,28	-	-	-	-
Out	5,60	0,64	0,16	0,30	-	-	-	-
Nov	-	-	-	-	-	-	-	-
Dez	6,74	0,80	0,14	0,13	-	-	-	-

Tabela B1. Intensidade de Turbulência, médias mensais. Água Doce.

BOM JARDIM DA SERRA								
mês	1999				2000			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	-	-	-	-	-	-	-	-
Fev	-	-	-	-	-	-	-	-
Mar	-	-	-	-	4,34	0,65	0,22	0,34
Abr	-	-	-	-	4,19	0,62	0,24	0,43
Mai	-	-	-	-	5,77	0,79	0,22	0,44
Jun	-	-	-	-	5,89	0,79	0,18	0,30
Jul	5,20	0,70	0,22	0,40	6,66	0,84	0,16	0,24
Ago	5,61	0,76	0,20	0,42	4,85	0,69	0,22	0,44
Set	5,53	0,78	0,18	0,23	5,42	0,79	0,23	0,41
Out	5,23	0,76	0,22	0,39	5,25	0,73	0,22	0,48
Nov	5,59	0,91	0,24	0,45	4,83	0,73	0,21	0,34
Dez	3,38	0,62	0,33	0,70	4,46	0,69	0,24	0,43
mês	2001				2002			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	4,51	0,70	0,23	0,33	5,11	0,77	0,22	0,36
Fev	3,97	0,62	0,27	0,57	6,36	1,28	0,59	1,37
Mar	3,88	0,62	0,28	0,54	-	-	-	-
Abr	4,66	0,67	0,23	0,43	5,69	0,78	0,17	0,31
Mai	4,92	0,74	0,25	0,44	4,71	0,66	0,20	0,32
Jun	5,05	0,70	0,21	0,37	5,58	0,74	0,20	0,41
Jul	5,30	0,76	0,22	0,41	5,55	0,74	0,18	0,32
Ago	4,90	0,71	0,21	0,39	6,37	0,81	0,17	0,26
Set	5,81	0,83	0,22	0,44	5,37	0,80	0,22	0,40
Out	4,93	0,73	0,24	0,47	3,41	0,67	0,23	0,17
Nov	4,23	0,66	0,27	0,56	6,96	0,91	0,19	0,26
Dez	4,76	0,73	0,20	0,39	5,10	0,73	0,21	0,38
mês	2003							
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$				
Jan	4,40	0,66	0,22	0,38				
Fev	4,61	0,67	0,20	0,29				
Mar	4,23	0,65	0,22	0,34				
Abr	5,23	0,70	0,20	0,42				
Mai	6,01	0,77	0,17	0,31				
Jun	5,93	0,71	0,16	0,34				
Jul	5,69	0,72	0,16	0,21				
Ago	5,28	0,70	0,17	0,27				
Set	4,19	0,63	0,26	0,53				
Out	-	-	-	-				
Nov	-	-	-	-				
Dez	-	-	-	-				

Tabela B2. Intensidade de Turbulência, médias mensais. Bom Jardim da Serra.

CAMPO ERÊ								
mês	1999				2000			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	4,53	0,62	0,18	0,22	4,96	0,65	0,17	0,31
Fev	4,44	0,58	0,18	0,30	4,79	0,60	0,16	0,22
Mar	4,65	0,58	0,18	0,35	5,15	0,62	0,16	0,30
Abr	4,65	0,60	0,18	0,33	5,00	0,60	0,15	0,23
Mai	5,27	0,61	0,14	0,23	5,54	0,61	0,14	0,20
Jun	5,12	0,58	0,16	0,29	6,38	0,66	0,15	0,32
Jul	6,51	0,67	0,13	0,20	5,79	0,62	0,13	0,20
Ago	6,40	0,61	0,11	0,12	5,59	0,59	0,15	0,35
Set	6,86	0,72	0,12	0,13	6,36	0,73	0,15	0,24
Out	6,46	0,76	0,14	0,19	5,30	0,66	0,17	0,33
Nov	5,49	0,71	0,16	0,17	4,81	0,66	0,17	0,23
Dez	5,20	0,66	0,15	0,18	4,86	0,68	0,18	0,32
mês	2001				2002			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	4,86	0,70	0,19	0,34	5,11	0,69	0,18	0,24
Fev	3,86	0,64	0,25	0,40	3,66	0,60	0,24	0,45
Mar	4,39	0,63	0,20	0,32	5,12	0,64	0,15	0,17
Abr	4,53	0,61	0,19	0,34	5,00	0,59	0,17	0,27
Mai	5,12	0,65	0,17	0,29	5,62	0,65	0,18	0,39
Jun	5,45	0,60	0,14	0,23	5,57	0,58	0,18	0,41
Jul	6,80	0,67	0,12	0,24	5,62	0,62	0,18	0,39
Ago	6,29	0,62	0,13	0,23	6,24	0,66	0,15	0,32
Set	6,25	0,74	0,14	0,17	6,01	0,72	0,17	0,31
Out	5,17	0,69	0,18	0,30	6,57	0,77	0,14	0,18
Nov	5,00	0,66	0,17	0,24	5,90	0,78	0,16	0,16
Dez	4,60	0,65	0,18	0,22	5,11	0,73	0,19	0,28

Tabela B3. Intensidade de Turbulência, médias mensais. Campo Erê.

IMBITUBA								
mês	1999				2000			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	-	-	-	-	4,70	0,62	0,25	0,57
Fev	-	-	-	-	4,89	0,62	0,18	0,40
Mar	-	-	-	-	5,11	0,68	0,18	0,31
Abr	-	-	-	-	4,67	0,64	0,19	0,35
Mai	-	-	-	-	4,43	0,62	0,19	0,29
Jun	-	-	-	-	5,24	0,78	0,23	0,46
Jul	-	-	-	-	4,63	0,66	0,20	0,34
Ago	5,80	0,86	0,25	0,52	5,26	0,77	0,24	0,49
Set	5,26	0,71	0,18	0,24	6,42	0,92	0,18	0,29
Out	6,06	0,75	0,16	0,25	4,86	0,65	0,22	0,45
Nov	5,51	0,68	0,20	0,45	5,81	0,74	0,18	0,32
Dez	5,45	0,69	0,19	0,33	5,47	0,72	0,19	0,34
mês	2001				2002			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	5,06	0,72	0,23	0,41	4,95	0,63	0,21	0,43
Fev	4,03	0,53	0,23	0,43	6,01	0,84	0,16	0,12
Mar	4,28	0,60	0,24	0,47	4,26	0,61	0,23	0,43
Abr	4,38	0,58	0,19	0,34	4,34	0,64	0,22	0,44
Mai	4,49	0,66	0,22	0,43	4,44	0,64	0,21	0,36
Jun	3,87	0,59	0,24	0,40	4,46	0,67	0,22	0,36
Jul	5,06	0,77	0,22	0,40	5,18	0,75	0,20	0,31
Ago	5,48	0,83	0,22	0,41	5,34	0,85	0,23	0,38
Set	6,47	0,88	0,17	0,23	5,90	0,85	0,18	0,25
Out	6,35	0,89	0,18	0,28	5,55	0,79	0,22	0,45
Nov	5,49	0,76	0,21	0,39	5,33	0,76	0,23	0,45
Dez	4,61	0,58	0,19	0,32	5,57	0,76	0,21	0,36
mês	2003							
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$				
Jan	4,83	0,60	0,17	0,31				
Fev	4,47	0,66	0,21	0,32				
Mar	4,21	0,57	0,18	0,23				
Abr	4,84	0,67	0,17	0,17				
Mai	4,65	0,64	0,18	0,26				
Jun	3,81	0,57	0,25	0,45				
Jul	4,21	0,61	0,23	0,42				
Ago	5,78	0,82	0,17	0,21				
Set	6,08	0,86	0,18	0,27				
Out	6,09	0,86	0,18	0,24				
Nov	5,64	0,80	0,21	0,36				
Dez	5,99	0,81	0,19	0,32				

Tabela B4. Intensidade de Turbulência, médias mensais. Imbituba.

LAGUNA								
mês	1999				2000			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	-	-	-	-	6,90	0,47	0,12	0,32
Fev	-	-	-	-	7,15	0,45	0,11	0,31
Mar	-	-	-	-	7,69	0,44	0,12	0,36
Abr	-	-	-	-	7,27	0,54	0,12	0,28
Mai	-	-	-	-	6,85	0,62	0,13	0,25
Jun	-	-	-	-	8,32	0,58	0,15	0,42
Jul	-	-	-	-	7,11	0,61	0,16	0,38
Ago	-	-	-	-	8,22	0,63	0,13	0,32
Set	7,84	0,58	0,12	0,32	9,73	0,69	0,11	0,30
Out	9,30	0,60	0,09	0,17	7,18	0,53	0,12	0,30
Nov	8,45	0,53	0,10	0,27	8,33	0,56	0,12	0,31
Dez	8,50	0,47	0,09	0,23	7,75	0,53	0,11	0,23
mês	2001				2002			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	7,75	0,49	0,11	0,29	7,06	0,49	0,15	0,41
Fev	5,86	0,45	0,13	0,32	9,62	0,64	0,11	0,24
Mar	6,36	0,44	0,14	0,40	6,76	0,47	0,12	0,28
Abr	6,52	0,49	0,12	0,30	6,63	0,52	0,16	0,42
Mai	6,93	0,67	0,14	0,29	4,77	0,49	0,19	0,38
Jun	11,58	1,14	0,15	0,30	-	-	-	-
Jul	11,06	0,75	0,08	0,04	-	-	-	-
Ago	9,09	0,56	0,12	0,31	-	-	-	-
Set	9,96	0,70	0,10	0,22	-	-	-	-
Out	10,05	0,53	0,09	0,20	-	-	-	-
Nov	8,61	0,50	0,11	0,34	-	-	-	-
Dez	6,47	0,50	0,13	0,26	-	-	-	-

Tabela B5. Intensidade de Turbulência, médias mensais. Laguna

URUBICI								
mês	1999				2000			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	-	-	-	-	6,24	0,84	0,18	0,31
Fev	-	-	-	-	5,90	0,85	0,20	0,33
Mar	-	-	-	-	5,96	0,76	0,20	0,35
Abr	-	-	-	-	5,93	0,69	0,18	0,40
Mai	-	-	-	-	8,04	0,93	0,15	0,23
Jun	-	-	-	-	9,08	0,86	0,12	0,20
Jul	8,29	0,86	0,14	0,31	9,15	0,88	0,12	0,20
Ago	7,52	0,80	0,13	0,19	7,42	0,77	0,13	0,28
Set	7,62	0,82	0,14	0,20	6,97	0,84	0,20	0,41
Out	6,39	0,84	0,17	0,29	7,44	0,87	0,15	0,26
Nov	-	-	-	-	-	-	-	-
Dez	6,52	0,84	0,17	0,25	6,33	0,77	0,16	0,27
mês	2001				2002			
	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$	V	$\sigma(V)$	I_r	$\sigma(I_r)$
Jan	6,07	0,73	0,17	0,29	7,05	0,97	0,18	0,34
Fev	5,16	0,71	0,20	0,29	5,89	0,75	0,17	0,28
Mar	5,11	0,74	0,22	0,42	6,52	0,74	0,17	0,33
Abr	6,99	0,84	0,19	0,36	7,00	0,73	0,16	0,32
Mai	7,13	0,89	0,18	0,28	7,02	0,80	0,16	0,28
Jun	7,52	0,81	0,15	0,33	8,82	0,85	0,12	0,15
Jul	8,21	0,77	0,12	0,27	8,12	0,84	0,13	0,23
Ago	6,56	0,54	0,10	0,08	8,87	0,94	0,13	0,22
Set	-	-	-	-	7,25	0,86	0,17	0,29
Out	5,21	0,67	0,18	0,30	7,81	0,79	0,13	0,23
Nov	5,69	0,71	0,18	0,26	7,63	0,88	0,16	0,26
Dez	6,58	0,85	0,17	0,22	6,96	0,83	0,16	0,21

Tabela B6. Intensidade de Turbulência, médias mensais. Urubici

ANEXO C - Resultados

Tabela C1. Tabela com os principais valores calculados

Localidade	Ano	Velocidade média (m/s)	k	c (m/s)	Potência média (kW)	Energia prod. ano (MWh)	FC	tempo (h) V > Vmedio	tempo (h) V > Vnominal	Qtde de Dados Obtidos		Horas equivalentes	Dias equivalentes	E / n°dias (MWh/dia)
										h med / h ano	N.º dias			
Água Doce	2000	6,04	2,49	6,81	128,93	724,6	0,214	2708	36,3	0,64	234,17	1207,7	50,32	3,094
	2001	6,33	2,42	7,14	146,64	1104	0,244	3618	107,8	0,86	313,71	1840,1	76,7	3,519
	2002	6,42	2,48	7,24	151,07	1290,7	0,252	4152	109	0,97	356	2205,6	91,9	3,625
	2003	5,98	2,43	6,74	125,9	935,54	0,21	3444,7	84	0,85	309,61	1559,23	64,97	3,022
	2004	5,87	2,43	6,62	119,7	489,24	0,199	2423	33	0,47	170,31	815,4	33,97	2,873
Bom Jardim da Serra	2000	5,17	1,63	5,77	106,01	779,66	0,177	3100,6	198,8	0,84	306,45	1299,44	54,14	2,544
	2001	4,75	1,7	5,32	83,49	716,25	0,139	3911	121,3	0,98	357,44	1193,75	49,74	2,004
	2002	5,44	1,69	6,09	118,13	656,03	0,197	2386,3	173	0,63	231,39	1093,39	45,56	2,835
	2003	5,09	1,66	5,69	101,56	613,12	0,169	2529	147	0,69	251,56	1021,86	42,58	2,437
Imbituba	2000	5,12	1,78	5,76	97,88	857,39	0,163	3948,2	63	1	365	1429	59,54	2,349
	2001	4,97	1,72	5,58	93,94	821,74	0,156	3888,3	67	1	365	1369,56	57,07	2,251
	2002	5,05	1,73	5,67	97,51	807,8	0,162	2752,8	51,3	0,94	345,17	1346,33	56,1	2,34
	2003	5,07	1,74	5,69	97,75	836,8	0,163	3698	90	0,97	356,67	1394,67	58,11	2,346
Laguna	1999	8,53	2,05	9,63	272,09	791,97	0,453	1325,17	531	0,33	121,28	1319,95	55	6,53
	2000	7,7	1,82	8,67	229,04	2006,4	0,382	3994	1236,17	1	365	3344	139,33	5,497
	2001	8,12	1,738	9,12	246,01	1980,5	0,41	3508,7	1327,33	0,92	335,44	3300,88	137,54	5,904
	2002	6,85	1,716	7,68	185,91	480,07	0,31	1133,8	273,2	0,29	107,6	800,12	33,34	4,462
Campo Erê	1999	5,46	2,398	6,16	97,82	762,05	0,163	3641,33	21,33	0,89	324,61	1270,09	52,92	2,347
	2000	5,38	2,36	6,07	94,29	825,95	0,157	4101,33	30,5	1	365	1376,59	57,36	2,263
	2001	5,21	2,31	5,88	86,98	754,24	0,145	4162,33	20	0,99	361,31	1257,07	52,38	2,087
	2002	5,56	2,28	6,27	105,98	857,76	0,177	3939,17	31	0,92	337,23	1429,61	59,57	2,543
Urubici	2000	7,14	1,76	8,02	201,71	1614,15	0,336	3445,83	691	0,91	333,42	2678,46	111,6	4,84
	2001	6,47	1,83	7,28	167,52	1098,41	0,279	2959	334,83	0,75	273,19	1833,03	76,38	4,02
	2002	7,43	1,89	8,37	216,34	1852,79	0,36	3750,83	792,83	0,97	356,85	3059	127,46	5,19
	2003	7,1	1,88	8	199,83	1667,38	0,333	3540,83	640,83	0,95	347,67	2771,23	115,47	4,79

ANEXO D – Curvas de Duração de Velocidade.

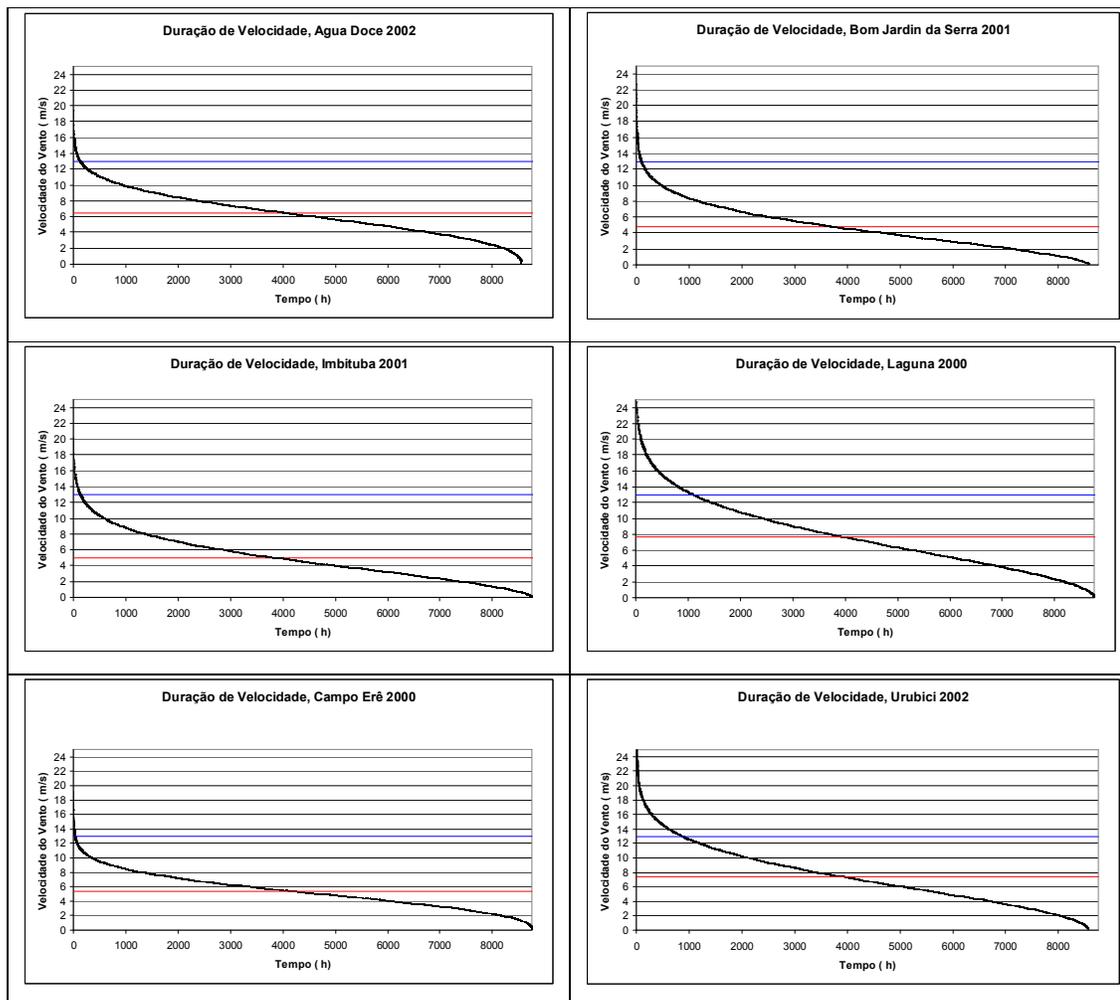


Figura D1. Curvas de Duração de Velocidade para os sítios eólicos estudados

ANEXO E – Comparações ETA x CELESC

Tabela E1. ETA x CELESC para Água Doce ano 2002.

Comparação ETA x CELESC AGUA DOCE ano 2002																									
dias	janeiro		fevereiro		março		abril		maio		junho		julho		agosto		setembro		outubro		novembro		dezembro		
	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	
1	2,84	5,08	1,43	6,30	3,27	7,06	1,72	3,48	3,17	3,58	3,15	4,18	2,74	5,68	2,01	4,99	3,29	7,23	1,62	3,03	2,75	6,73	4,75	6,54	
2	3,54	3,72	3,34	6,54	1,88	5,23	2,20	0,74	3,89	6,63	5,49	8,52	3,56	4,73	3,01	6,09	2,83	9,45	5,18	11,69	3,80	8,47	2,15	4,49	
3	2,51	3,15	3,58	9,00	3,64	9,86	3,13	5,27	0,37	1,31	4,53	8,38	4,21	9,62	1,99	8,28	3,12	1,91	7,40	11,15	4,96	8,76	3,98	10,19	
4	3,25	5,94	4,20	9,90	3,52	9,86	3,21	8,06	1,30	2,79	4,92	7,06	3,62	6,90	3,51	8,92	3,53	5,80	2,72	8,52	2,16	9,55	4,29	9,16	
5	3,56	9,55	3,45	7,02	3,10	5,08	4,20	8,45	3,83	6,97	5,56	9,28	3,34	7,30	1,52	3,29	5,84	11,53	3,38	6,99	4,38	7,45	3,50	6,09	
6	1,40	3,08	2,22	4,65	2,29	2,72	4,03	7,26	3,56	4,42	5,50	8,71	2,42	4,89	2,66	6,37	6,02	12,70	3,88	6,47	3,70	9,24	2,95	8,54	
7	3,04	4,2	2,93	7,40	3,04	4,44	3,41	7,35	3,91	6,32	5,47	8,35	2,45	6,75	3,47	6,97	4,37	10,64	5,22	9,04	5,08	13,65	2,16	5,18	
8	2,65	5,08	1,91	4,30	3,12	0,00	3,66	9,14	2,92	6,99	1,83	6,59	2,89	3,29	5,70	6,59	3,86	8,16	3,91	6,04	4,89	12,46	3,47	9,88	
9	3,70	10,79	1,98	2,48	3,31	0,00	3,20	6,80	2,68	2,70	5,04	9,43	2,92	8,09	8,56	8,31	4,54	8,33	4,09	7,28	5,42	6,90	3,80	10,29	
10	3,96	11,6	2,80	4,80	3,39	0,00	3,16	5,58	3,76	8,02	2,13	4,49	3,92	7,83	3,36	4,68	4,51	8,66	3,53	0,00	7,01	6,75	3,97	9,14	
11	3,84	8,45	1,06	3,01	2,90	0,00	3,24	5,42	4,12	6,56	4,11	7,28	2,59	3,01	4,23	6,90	5,41	7,76	3,77	4,03	3,11	7,88	3,85	11,67	
12	4,14	7,78	3,04	5,39	3,28	0,00	2,36	2,77	3,83	6,42	0,84	7,30	2,90	2,74	3,69	7,14	8,41	9,67	1,29	6,85	3,68	5,35	2,46	5,51	
13	3,95	6,35	3,11	5,18	2,64	0,00	2,94	6,87	3,14	5,51	2,11	7,52	2,70	4,42	3,72	8,19	2,01	1,67	3,27	10,79	4,49	8,21	2,64	1,96	
14	2,09	0,02	2,80	6,11	3,01	0,00	3,58	8,47	4,11	7,14	1,92	4,37	1,66	6,11	2,00	3,51	2,16	9,26	3,60	8,50	4,25	8,04	2,79	4,89	
15	4,61	8,59	1,53	4,61	3,56	6,28	2,77	3,96	6,71	7,61	2,86	8,62	2,87	5,13	4,55	8,26	3,77	6,71	3,36	7,02	1,98	7,64	1,26	0,72	
16	3,40	6,04	3,05	6,66	3,22	10,12	3,16	8,62	4,94	10,52	3,77	7,35	3,76	8,02	3,95	6,68	6,22	9,14	3,24	7,64	3,31	6,61	2,66	4,58	
17	3,28	5,15	3,88	11,29	3,02	7,97	3,95	7,02	2,82	1,74	3,81	3,44	3,59	8,21	4,24	7,09	4,92	8,81	2,21	0,00	3,43	6,40	2,96	3,44	
18	3,44	9,67	4,46	8,38	3,50	6,61	2,88	1,50	6,17	5,04	5,02	7,95	4,12	9,90	6,37	11,26	3,94	9,50	4,38	11,43	3,16	8,85	3,67	6,28	
19	3,88	9,02	3,92	9,76	2,67	9,71	3,87	9,98	4,50	7,99	1,98	1,46	4,25	8,76	7,92	12,43	6,91	10,10	4,95	9,47	1,01	3,51	4,92	10,43	
20	3,72	8,71	4,01	9,57	3,82	5,97	4,77	9,71	4,60	8,09	4,02	6,99	4,24	7,42	6,86	12,79	3,68	2,05	3,74	9,36	5,74	10,43	2,74	7,11	
21	3,44	5,99	2,66	8,21	4,80	7,11	2,69	1,62	4,34	2,34	3,52	4,89	6,99	14,27	3,08	3,34	3,39	5,39	4,08	11,46	2,90	5,70	2,35	8,33	
22	3,21	7,37	2,87	2,34	3,71	11,05	5,14	8,64	3,63	7,88	2,84	0,07	8,50	12,43	3,15	5,56	3,31	7,57	3,87	4,56	3,48	11,24	3,38	11,15	
23	2,74	4,8	2,77	4,96	3,46	7,90	5,49	9,12	4,30	10,02	3,84	7,09	1,56	4,87	3,79	5,78	3,56	5,73	4,75	12,24	4,09	9,28	6,96	6,52	
24	3,32	8,71	2,73	5,35	2,56	5,13	3,49	8,26	4,04	10,81	1,40	0,24	5,33	7,11	4,91	12,62	3,41	4,53	6,59	10,57	3,48	6,13	5,62	10,55	
25	4,03	7,37	3,69	8,88	3,51	3,96	3,23	8,52	4,08	9,40	3,17	7,33	3,91	9,02	4,36	6,52	4,43	8,07	4,48	8,81	4,42	7,37	2,77	4,96	
26	3,14	2,6	3,39	7,49	3,37	8,59	2,89	5,15	4,62	10,67	3,94	8,33	2,57	5,61	3,84	6,92	3,40	4,89	1,63	6,16	6,95	12,39	3,66	10,05	
27	1,27	8,97	2,43	9,69	2,94	7,76	2,00	2,43	2,41	8,38	1,58	5,68	1,46	9,14	3,91	13,25	2,28	5,66	2,68	5,99	0,85	6,66	2,52	10,21	
28	3,62	7,37	4,50	10,36	4,42	7,76	3,76	8,16	6,08	7,66	4,74	10,93	3,20	6,85	7,41	15,32	5,02	12,72	2,22	7,35	3,35	9,69	3,58	6,83	
29	2,02	0			6,73	9,67	4,23	5,80	5,36	7,73	6,82	9,38	4,02	7,52	9,04	11,88	3,96	6,16	2,52	2,77	3,32	6,35	3,82	7,57	
30	3,01	6,32			3,33	10,14	2,97	8,42	2,54	6,63	4,65	8,85	6,45	11,74	3,16	4,27	5,30	9,71	3,93	9,81	3,62	6,20	3,34	6,66	
31	3,99	9			0,00	8,38			2,15	1,55			5,85	8,04	2,89	5,92			3,79	11,93			2,75	5,20	
	RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS
	4,12		4,31		4,45		3,68		3,53		3,70		4,08		4,09		4,17		4,86		4,83		4,59		

Tabela E2. ETA x CELESC para Água Doce ano 2002. Celesc média de 1h.

Comparação ETA x CELESC AGUA DOCE ano 2002 Celesc Média 1h																									
dias	janeiro		fevereiro		março		abril		maio		junho		julho		agosto		setembro		outubro		novembro		dezembro		
	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	
1	2,84	4,91	1,43	6,06	3,27	7,08	1,72	3,97	3,17	3,87	3,15	4,28	2,74	5,43	2,01	4,70	3,29	7,45	1,62	1,60	2,75	6,25	4,75	8,44	
2	3,54	3,86	3,34	5,77	1,88	4,33	2,20	0,80	3,89	6,76	5,49	8,40	3,56	4,34	3,01	6,03	2,83	8,12	5,18	11,77	3,80	8,91	2,15	3,40	
3	2,51	3,20	3,58	8,94	3,64	9,59	3,13	4,82	0,37	1,58	4,53	8,31	4,21	9,52	1,99	8,39	3,12	1,89	7,40	10,99	4,96	8,48	3,98	10,40	
4	3,25	5,41	4,20	10,94	3,52	9,84	3,21	6,09	1,30	2,72	4,92	7,22	3,62	7,38	3,51	6,99	3,53	5,60	2,72	8,03	2,16	8,39	4,29	10,38	
5	3,56	9,06	3,45	7,33	3,10	5,26	4,20	7,61	3,83	7,34	5,56	9,57	3,34	7,21	1,52	3,03	5,84	11,50	3,38	7,66	4,38	6,66	3,50	3,32	
6	1,40	3,80	2,22	4,51	2,29	3,11	4,03	8,33	3,56	4,64	5,50	8,89	2,42	4,84	2,66	5,98	6,02	12,41	3,88	6,68	3,70	8,86	2,95	7,82	
7	3,04	3,99	2,93	7,47	3,04	3,94	3,41	7,30	3,91	7,07	5,47	7,91	2,45	6,64	3,47	7,11	4,37	10,54	5,22	8,85	5,08	12,30	2,16	5,36	
8	2,65	5,17	1,91	4,29	3,12	s	3,66	8,76	2,92	5,02	1,83	7,72	2,89	3,19	5,70	6,93	3,86	8,55	3,91	6,00	4,89	11,17	3,47	10,05	
9	3,70	10,47	1,98	3,42	3,31	s	3,20	6,87	2,68	2,98	5,04	9,15	2,92	8,13	8,56	8,62	4,54	8,24	4,09	8,96	5,42	7,40	3,80	10,46	
10	3,96	11,93	2,80	4,88	3,39	s	3,16	5,84	3,76	7,49	2,13	4,55	3,92	7,10	3,36	4,87	4,51	8,83	3,53	s	7,01	7,27	3,97	10,78	
11	3,84	9,28	1,06	3,00	2,90	s	3,24	5,35	4,12	6,78	4,11	6,97	2,59	3,17	4,23	6,91	5,41	8,34	3,77	4,26	3,11	7,93	3,85	10,79	
12	4,14	7,65	3,04	5,35	3,28	s	2,36	3,47	3,83	6,39	0,84	5,89	2,90	2,88	3,69	7,16	8,41	9,91	1,29	6,22	3,68	5,12	2,46	5,42	
13	3,95	6,01	3,11	5,69	2,64	s	2,94	7,47	3,14	5,72	2,11	7,34	2,70	4,19	3,72	8,50	2,01	1,00	3,27	10,47	4,49	8,93	2,64	1,18	
14	2,09	0,00	2,80	7,30	3,01	s	3,58	8,75	4,11	6,84	1,92	4,90	1,66	6,18	2,00	3,86	2,16	7,92	3,60	9,09	4,25	8,30	2,79	5,91	
15	4,61	7,83	1,53	4,75	3,56	6,34	2,77	4,47	6,71	8,00	2,86	7,77	2,87	5,24	4,55	8,59	3,77	6,99	3,36	6,30	1,98	8,18	1,26	0,90	
16	3,40	6,06	3,05	6,85	3,22	10,53	3,16	7,41	4,94	10,20	3,77	7,31	3,76	7,65	3,95	6,96	6,22	9,03	3,24	7,65	3,31	6,68	2,66	4,83	
17	3,28	5,99	3,88	10,46	3,02	7,80	3,95	7,37	2,82	2,87	3,81	3,89	3,59	7,80	4,24	6,97	4,92	9,76	2,21	0,27	3,43	6,54	2,96	3,57	
18	3,44	8,73	4,46	8,87	3,50	6,25	2,88	1,06	6,17	5,64	5,02	7,96	4,12	9,89	6,37	11,73	3,94	9,25	4,38	11,05	3,16	8,80	3,67	6,45	
19	3,88	9,10	3,92	9,99	2,67	9,39	3,87	9,68	4,50	6,91	1,98	1,73	4,25	9,36	7,92	12,52	6,91	10,08	4,95	9,08	1,01	3,79	4,92	11,24	
20	3,72	8,76	4,01	9,26	3,82	6,11	4,77	9,63	4,60	7,78	4,02	7,38	4,24	7,62	6,86	12,31	3,68	1,97	3,74	9,15	5,74	10,31	2,74	6,31	
21	3,44	6,43	2,66	8,35	4,80	6,99	2,69	2,02	4,34	3,28	3,52	5,17	6,99	14,56	3,08	3,13	3,39	5,80	4,08	11,08	2,90	6,24	2,35	7,91	
22	3,21	7,95	2,87	2,62	3,71	11,54	5,14	9,17	3,63	7,55	2,84	0,53	8,50	12,05	3,15	5,27	3,31	7,24	3,87	4,68	3,48	11,15	3,38	10,49	
23	2,74	4,79	2,77	4,49	3,46	7,96	5,49	9,63	4,30	8,86	3,84	7,04	1,56	4,69	3,79	5,86	3,56	6,42	4,75	12,28	4,09	9,49	6,96	6,76	
24	3,32	7,84	2,73	5,25	2,56	4,66	3,49	7,75	4,04	10,12	1,40	0,43	5,33	7,18	4,91	12,22	3,41	4,85	6,59	11,01	3,48	5,78	5,62	10,57	
25	4,03	7,53	3,69	8,12	3,51	3,88	3,23	8,39	4,08	8,51	3,17	6,99	3,91	9,26	4,36	7,05	4,43	8,56	4,48	8,78	4,42	7,57	2,77	4,06	
26	3,14	3,33	3,39	7,63	3,37	7,91	2,89	5,09	4,62	11,02	3,94	7,81	2,57	5,58	3,84	7,07	3,40	4,99	1,63	6,67	6,95	11,35	3,66	10,53	
27	1,27	9,04	2,43	9,74	2,94	8,46	2,00	2,41	2,41	8,24	1,58	5,68	1,46	9,14	3,91	12,86	2,28	6,57	2,68	5,99	0,85	6,55	2,52	11,47	
28	3,62	7,29	4,50	10,46	4,42	7,70	3,76	7,98	6,08	7,03	4,74	10,61	3,20	6,84	7,41	14,71	5,02	12,55	2,22	7,03	3,35	10,06	3,58	6,87	
29	2,02	0,07			6,73	9,46	4,23	4,87	5,36	7,84	6,82	9,11	4,02	7,74	9,04	11,51	3,96	6,04	2,52	2,86	3,32	6,56	3,82	7,41	
30	3,01	6,07			3,33	10,30	2,97	8,08	2,54	7,35	4,65	9,33	6,45	11,14	3,16	4,65	5,30	9,12	3,93	8,58	3,62	6,18	3,34	6,12	
31	3,99	9,18			0,00	8,86			2,15	2,06			5,85	4,70	2,89	5,46			3,79	11,51			2,75	5,06	
	RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS
	4,08		4,35		4,70		3,64		3,30		3,59		4,03		4,02		4,11		4,79		4,65		4,72		

Tabela E3. ETA corrigido 48m x CELESC para Água Doce 2002, Zo ETA

Comparação Dados ETA 48 metros x CELESC AGUA DOCE ano 2002																									
dias	janeiro		fevereiro		março		abril		maio		junho		julho		agosto		setembro		outubro		novembro		dezembro		
	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	
1	4,01	5,08	2,01	6,30	4,61	7,06	2,42	3,48	4,47	3,58	4,45	4,18	3,87	5,68	2,83	4,99	4,64	7,23	2,28	3,03	3,88	6,73	6,70	6,54	
2	4,99	3,72	4,70	6,54	2,65	5,23	3,11	0,74	5,48	6,63	7,74	8,52	5,01	4,73	4,24	6,09	3,99	9,45	7,30	11,69	5,36	8,47	3,03	4,49	
3	3,53	3,15	5,05	9,00	5,13	9,86	4,41	5,27	0,52	1,31	6,39	8,38	5,93	9,62	2,81	8,28	4,40	1,91	10,42	11,15	6,99	8,76	5,61	10,19	
4	4,58	5,94	5,91	9,90	4,96	9,86	4,53	8,06	1,84	2,79	6,94	7,06	5,11	6,90	4,95	6,92	4,98	5,80	3,83	8,52	3,04	9,55	6,04	9,16	
5	5,01	9,55	4,86	7,02	4,38	5,08	5,92	8,45	5,39	6,97	7,84	9,28	4,71	7,30	2,14	3,29	8,23	11,53	4,77	6,99	6,18	7,45	4,93	6,09	
6	1,98	3,08	3,12	4,65	3,23	2,72	5,67	7,26	5,01	4,42	7,75	8,71	3,41	4,89	3,76	6,37	8,49	12,70	5,46	6,47	5,21	9,24	4,16	8,54	
7	4,28	4,2	4,12	7,40	4,29	4,44	4,81	7,35	5,51	6,32	7,71	8,35	3,45	6,75	4,89	6,97	6,16	10,64	7,36	9,04	7,16	13,65	3,05	5,18	
8	3,73	5,08	2,69	4,30	4,39	0,00	5,15	9,14	4,11	6,99	2,59	6,59	4,07	3,29	8,03	6,59	5,44	8,16	5,51	6,04	6,90	12,46	4,89	9,88	
9	5,21	10,79	2,80	2,48	4,67	0,00	4,52	6,80	3,78	2,70	7,10	9,43	4,12	8,09	12,07	8,31	6,40	8,33	5,77	7,28	7,64	6,90	5,35	10,29	
10	5,59	11,6	3,95	4,80	4,77	0,00	4,45	5,58	5,30	8,02	3,00	4,49	5,53	7,83	4,73	4,68	6,35	8,66	4,97	0,00	9,88	6,75	5,60	9,14	
11	5,41	8,45	1,50	3,01	4,09	0,00	4,57	5,42	5,81	6,56	5,80	7,28	3,65	3,01	5,97	6,90	7,62	7,76	5,32	4,03	4,39	7,88	5,43	11,67	
12	5,84	7,78	4,29	5,39	4,62	0,00	3,33	2,77	5,39	6,42	1,18	7,30	4,08	2,74	5,20	7,14	11,85	9,67	1,81	6,85	5,19	5,35	3,46	5,51	
13	5,56	6,35	4,38	5,18	3,72	0,00	4,14	6,87	4,43	5,51	2,97	7,52	3,81	4,42	5,24	8,19	2,83	1,67	4,61	10,79	6,33	8,21	3,72	1,96	
14	2,95	0,02	3,95	6,11	4,25	0,00	5,04	8,47	5,80	7,14	2,71	4,37	2,34	6,11	2,82	3,51	3,05	9,26	5,07	8,50	5,99	8,04	3,94	4,89	
15	6,50	8,59	2,15	4,61	5,01	6,28	3,91	3,96	9,45	7,61	4,03	8,62	4,05	5,13	6,42	8,26	5,31	6,71	4,74	7,02	2,79	7,64	1,78	0,72	
16	4,79	6,04	4,29	6,66	4,53	10,12	4,46	8,62	6,96	10,52	5,32	7,35	5,30	8,02	5,57	6,68	8,77	9,14	4,57	7,64	4,66	6,61	3,75	4,58	
17	4,63	5,15	5,46	11,29	4,25	7,97	5,56	7,02	3,97	1,74	5,37	3,44	5,05	8,21	5,98	7,09	6,93	8,81	3,12	0,00	4,83	6,40	4,17	3,44	
18	4,85	9,67	6,28	8,38	4,93	6,61	4,06	1,50	8,69	5,04	7,08	7,95	5,80	9,90	8,98	11,26	5,55	9,50	6,17	11,43	4,45	8,85	5,18	6,28	
19	5,47	9,02	5,53	9,76	3,77	9,71	5,45	9,98	6,34	7,99	2,79	1,46	5,99	8,76	11,17	12,43	9,74	10,10	6,98	9,47	1,42	3,51	6,94	10,43	
20	5,24	8,71	5,65	9,57	5,39	5,97	6,72	9,71	6,48	8,09	5,66	6,99	5,98	7,42	9,66	12,79	5,19	2,05	5,27	9,36	8,10	10,43	3,86	7,11	
21	4,84	5,99	3,76	8,21	6,76	7,11	3,80	1,62	6,12	2,34	4,96	4,89	9,85	14,27	4,35	3,34	4,78	5,39	5,75	11,46	4,09	5,70	3,31	8,33	
22	4,52	7,37	4,05	2,34	5,23	11,05	7,25	8,64	5,11	7,88	4,01	0,07	11,98	12,43	4,44	5,56	4,67	7,57	5,45	4,56	4,91	11,24	4,76	11,15	
23	3,86	4,8	3,90	4,96	4,87	7,90	7,74	9,12	6,07	10,02	5,42	7,09	2,20	4,87	5,35	5,78	5,01	5,73	6,69	12,24	5,76	9,28	9,81	6,52	
24	4,68	8,71	3,85	5,35	3,61	5,13	4,92	8,26	5,69	10,81	1,97	0,24	7,51	7,11	6,92	12,62	4,80	4,53	9,29	10,57	4,91	6,13	7,92	10,55	
25	5,68	7,37	5,20	8,88	4,95	3,96	4,56	8,52	5,76	9,40	4,46	7,33	5,51	9,02	6,15	6,52	6,24	8,07	6,32	8,81	6,23	7,37	3,91	4,96	
26	4,42	2,6	4,77	7,49	4,75	8,59	4,08	5,15	6,50	10,67	5,55	8,33	3,62	5,61	5,41	6,92	4,80	4,89	2,30	6,16	9,79	12,39	5,16	10,05	
27	1,79	8,97	3,42	9,69	4,14	7,76	2,82	2,43	3,40	8,38	2,23	5,68	2,05	9,14	5,51	13,25	3,21	5,66	3,78	5,99	1,20	6,66	3,55	10,21	
28	5,11	7,37	6,34	10,36	6,24	7,76	5,29	8,16	8,57	7,66	6,67	10,93	4,52	6,85	10,45	15,32	7,07	12,72	3,13	7,35	4,72	9,69	5,04	6,83	
29	2,84	0			9,49	9,67	5,96	5,80	7,56	7,73	9,61	9,38	5,67	7,52	12,74	11,88	5,59	6,16	3,56	2,77	4,68	6,35	5,39	7,57	
30	4,24	6,32			4,69	10,14	4,19	8,42	3,59	6,63	6,55	8,85	9,10	11,74	4,45	4,27	7,47	9,71	5,54	9,81	5,11	6,20	4,71	6,66	
31	5,62	9			0,00	8,38			3,03	1,55			8,25	8,04	4,07	5,92			5,34	11,93			3,87	5,20	
	RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS
	3,08		3,16		3,90		2,53		2,58		2,63		2,79		2,78		2,88		3,66		3,56		3,46		

Tabela E4. ETA corrigido 48m x CELESC para Água Doce 2002, Zo local.

Comparação Dados ETA 48 metros x CELESC AGUA DOCE ano 2002																								
dias	janeiro		fevereiro		março		abril		maio		junho		julho		agosto		setembro		outubro		novembro		dezembro	
	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC
1	3,61	5,08	1,81	6,30	4,16	7,06	2,18	3,48	4,03	3,58	4,01	4,18	3,48	5,68	2,55	4,99	4,18	7,23	2,05	3,03	3,49	6,73	6,04	6,54
2	4,50	3,72	4,24	6,54	2,39	5,23	2,80	0,74	4,94	6,63	6,97	8,52	4,52	4,73	3,82	6,09	3,60	9,45	6,58	11,69	4,83	8,47	2,73	4,49
3	3,18	3,15	4,55	9,00	4,62	9,86	3,98	5,27	0,47	1,31	5,76	8,38	5,34	9,62	2,53	8,28	3,96	1,91	9,39	11,15	6,29	8,76	5,06	10,19
4	4,12	5,94	5,33	9,90	4,47	9,86	4,08	6,06	1,65	2,79	6,25	7,06	4,60	6,90	4,46	6,92	4,49	5,80	3,45	8,52	2,74	9,55	5,45	9,16
5	4,52	9,55	4,38	7,02	3,94	5,08	5,33	8,45	4,86	6,97	7,07	9,28	4,24	7,30	1,93	3,29	7,42	11,53	4,30	6,99	5,57	7,45	4,44	6,09
6	1,78	3,08	2,81	4,65	2,91	2,72	5,11	7,26	4,52	4,42	6,99	8,71	3,07	4,89	3,38	6,37	7,65	12,70	4,92	6,47	4,69	9,24	3,75	8,54
7	3,86	4,2	3,72	7,40	3,87	4,44	4,33	7,35	4,97	6,32	6,94	8,35	3,11	6,75	4,40	6,97	5,55	10,64	6,63	9,04	6,45	13,65	2,75	5,18
8	3,36	5,08	2,42	4,30	3,96	0,00	4,64	9,14	3,70	6,99	2,33	6,59	3,67	3,29	7,24	6,59	4,90	8,16	4,97	6,04	6,22	12,46	4,41	9,88
9	4,70	10,79	2,52	2,48	4,21	0,00	4,07	6,80	3,41	2,70	6,40	9,43	3,71	8,09	10,88	8,31	5,77	8,33	5,20	7,28	6,88	6,90	4,82	10,29
10	5,03	11,6	3,56	4,80	4,30	0,00	4,01	5,58	4,78	8,02	2,71	4,49	4,98	7,83	4,26	4,68	5,72	8,66	4,48	0,00	8,90	6,75	5,04	9,14
11	4,87	8,45	1,35	3,01	3,68	0,00	4,12	5,42	5,23	6,56	5,22	7,28	3,29	3,01	5,38	6,90	6,87	7,76	4,79	4,03	3,96	7,88	4,89	11,67
12	5,26	7,78	3,86	5,39	4,16	0,00	3,00	2,77	4,86	6,42	1,06	7,30	3,68	2,74	4,68	7,14	10,68	9,67	1,63	6,85	4,67	5,35	3,12	5,51
13	5,01	6,35	3,95	5,18	3,35	0,00	3,73	6,87	3,99	5,51	2,68	7,52	3,43	4,42	4,72	8,19	2,55	1,67	4,15	10,79	5,70	8,21	3,35	1,96
14	2,66	0,02	3,56	6,11	3,83	0,00	4,54	8,47	5,22	7,14	2,44	4,37	2,11	6,11	2,54	3,51	2,75	9,26	4,57	8,50	5,40	8,04	3,55	4,89
15	5,86	8,59	1,94	4,61	4,52	6,28	3,52	3,96	8,52	7,61	3,63	8,62	3,65	5,13	5,78	8,26	4,79	6,71	4,27	7,02	2,52	7,64	1,60	0,72
16	4,32	6,04	3,87	6,66	4,09	10,12	4,02	8,62	6,27	10,52	4,79	7,35	4,78	8,02	5,02	6,68	7,90	9,14	4,11	7,64	4,20	6,61	3,38	4,58
17	4,17	5,15	4,92	11,29	3,83	7,97	5,01	7,02	3,58	1,74	4,84	3,44	4,55	8,21	5,39	7,09	6,25	8,81	2,81	0,00	4,35	6,40	3,76	3,44
18	4,37	9,67	5,66	8,38	4,44	6,61	3,66	1,50	7,83	5,04	6,38	7,95	5,23	9,90	8,10	11,26	5,00	9,50	5,56	11,43	4,01	8,85	4,66	6,28
19	4,93	9,02	4,98	9,76	3,39	9,71	4,91	9,98	5,71	7,99	2,52	1,46	5,40	8,76	10,06	12,43	8,77	10,10	6,29	9,47	1,28	3,51	6,25	10,43
20	4,72	8,71	5,09	9,57	4,85	5,97	6,06	9,71	5,84	8,09	5,10	6,99	5,39	7,42	8,71	12,79	4,67	2,05	4,75	9,36	7,29	10,43	3,48	7,11
21	4,36	5,99	3,38	8,21	6,09	7,11	3,42	1,62	5,51	2,34	4,47	4,89	8,88	14,27	3,92	3,34	4,31	5,39	5,18	11,46	3,69	5,70	2,98	8,33
22	4,08	7,37	3,65	2,34	4,71	11,05	6,53	8,64	4,61	7,88	3,61	0,07	10,79	12,43	4,00	5,56	4,21	7,57	4,91	4,56	4,42	11,24	4,29	11,15
23	3,48	4,8	3,52	4,96	4,39	7,90	6,97	9,12	5,47	10,02	4,88	7,09	1,99	4,87	4,82	5,78	4,52	5,73	6,03	12,24	5,19	9,28	8,84	6,52
24	4,22	8,71	3,47	5,35	3,26	5,13	4,43	8,26	5,13	10,81	1,78	0,24	6,77	7,11	6,23	12,62	4,33	4,53	8,37	10,57	4,42	6,13	7,14	10,55
25	5,12	7,37	4,69	8,88	4,46	3,96	4,11	8,52	5,19	9,40	4,02	7,33	4,96	9,02	5,54	6,52	5,62	8,07	5,69	8,81	5,61	7,37	3,52	4,96
26	3,99	2,6	4,30	7,49	4,28	8,59	3,67	5,15	5,86	10,67	5,00	8,33	3,26	5,61	4,87	6,92	4,32	4,89	2,07	6,16	8,82	12,39	4,65	10,05
27	1,61	8,97	3,09	9,69	3,73	7,76	2,54	2,43	3,06	8,38	2,01	5,68	1,85	9,14	4,96	13,25	2,90	5,66	3,40	5,99	1,08	6,66	3,20	10,21
28	4,60	7,37	5,71	10,36	5,62	7,76	4,77	8,16	7,72	7,66	6,01	10,93	4,07	6,85	9,42	15,32	6,37	12,72	2,82	7,35	4,25	9,69	4,54	6,83
29	2,56	0			8,55	9,67	5,37	5,80	6,81	7,73	8,66	9,38	5,11	7,52	11,48	11,88	5,03	6,16	3,21	2,77	4,22	6,35	4,86	7,57
30	3,82	6,32			4,23	10,14	3,77	8,42	3,23	6,63	5,91	8,85	8,20	11,74	4,01	4,27	6,73	9,71	4,99	9,81	4,60	6,20	4,24	6,66
31	5,07	9				8,38			2,73	1,55			7,43	8,04	3,67	5,92			4,81	11,93			3,49	5,20
	RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS	
	3,41		3,54		4,04		2,90		2,83		2,94		3,19		3,16		3,26		4,04		3,95		3,82	

Tabela E5. ETA corrigido 48m x CELESC para Água Doce 2002, Zo (Eta + Local).

Comparação Dados ETA 48 metros x CELESC AGUA DOCE ano 2002																									
dias	janeiro		fevereiro		março		abril		maio		junho		julho		agosto		setembro		outubro		novembro		dezembro		
	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	ETA	CELESC	
1	5,78	5,08	2,90	6,30	6,65	7,06	3,49	3,48	6,45	3,58	6,41	4,18	5,57	5,68	4,07	4,99	6,68	7,23	3,28	3,03	5,59	6,73	9,66	6,54	
2	7,20	3,72	6,78	6,54	3,82	5,23	4,48	0,74	7,90	6,63	11,16	8,52	7,23	4,73	6,12	6,09	5,76	9,45	10,52	11,69	7,73	8,47	4,37	4,49	
3	5,09	3,15	7,28	9,00	7,39	9,86	6,36	5,27	0,75	1,31	9,21	8,38	8,55	9,62	4,05	8,28	6,34	1,91	15,03	11,15	10,07	8,76	8,09	10,19	
4	6,60	5,94	8,53	9,90	7,14	9,86	6,53	6,06	2,65	2,79	10,00	7,06	7,36	6,90	7,13	6,92	7,18	5,80	5,53	8,52	4,38	9,55	8,71	9,16	
5	7,22	9,55	7,01	7,02	6,31	5,08	8,53	8,45	7,77	6,97	11,30	9,28	6,78	7,30	3,08	3,29	11,86	11,53	6,87	6,99	8,91	7,45	7,11	6,09	
6	2,85	3,08	4,50	4,65	4,66	2,72	8,18	7,26	7,22	4,42	11,18	8,71	4,92	4,89	5,41	6,37	12,24	12,70	7,88	6,47	7,51	9,24	6,00	8,54	
7	6,17	4,2	5,94	7,40	6,18	4,44	6,93	7,35	7,95	6,32	11,11	8,35	4,97	6,75	7,04	6,97	8,87	10,64	10,60	9,04	10,32	13,65	4,39	5,18	
8	5,38	5,08	3,87	4,30	6,33	0,00	7,43	9,14	5,92	6,99	3,73	6,59	5,86	3,29	11,58	6,59	7,84	8,16	7,94	6,04	9,94	12,46	7,05	9,88	
9	7,51	10,79	4,03	2,48	6,73	0,00	6,51	6,80	5,45	2,70	10,23	9,43	5,94	8,09	17,40	8,31	9,22	8,33	8,32	7,28	11,01	6,90	7,71	10,29	
10	8,05	11,6	5,70	4,80	6,88	0,00	6,42	5,58	7,64	8,02	4,33	4,49	7,97	7,83	6,82	4,68	9,16	8,66	7,16	0,00	14,24	6,75	8,07	9,14	
11	7,80	8,45	2,16	3,01	5,89	0,00	6,59	5,42	8,37	6,56	8,36	7,28	5,26	3,01	8,60	6,90	10,99	7,76	7,66	4,03	6,33	7,88	7,83	11,67	
12	8,41	7,78	6,18	5,39	6,66	0,00	4,80	2,77	7,77	6,42	1,70	7,30	5,89	2,74	7,49	7,14	17,08	9,67	2,61	6,85	7,48	5,35	4,99	5,51	
13	8,02	6,35	6,32	5,18	5,36	0,00	5,97	6,87	6,39	5,51	4,28	7,52	5,49	4,42	7,55	8,19	4,08	1,67	6,64	10,79	9,12	8,21	5,36	1,96	
14	4,25	0,02	5,69	6,11	6,13	0,00	7,27	8,47	8,36	7,14	3,91	4,37	3,37	6,11	4,06	3,51	4,40	9,26	7,31	8,50	8,64	8,04	5,67	4,89	
15	9,37	8,59	3,10	4,61	7,23	6,28	5,64	3,96	13,63	7,61	5,81	8,62	5,84	5,13	9,25	8,26	7,66	6,71	6,83	7,02	4,03	7,64	2,56	0,72	
16	6,91	6,04	6,19	6,66	6,54	10,12	6,42	8,62	10,03	10,52	7,66	7,35	7,65	8,02	8,03	6,68	12,64	9,14	6,58	7,64	6,72	6,61	5,40	4,58	
17	6,67	5,15	7,87	11,29	6,13	7,97	8,02	7,02	5,73	1,74	7,74	3,44	7,28	8,21	8,62	7,09	9,99	8,81	4,49	0,00	6,96	6,40	6,01	3,44	
18	6,99	9,67	9,05	8,38	7,10	6,61	5,85	1,50	12,53	5,04	10,20	7,95	8,36	9,90	12,95	11,26	8,00	9,50	8,89	11,43	6,41	8,85	7,46	6,28	
19	7,89	9,02	7,97	9,76	5,43	9,71	7,86	9,98	9,13	7,99	4,03	1,46	8,64	8,76	16,10	12,43	14,04	10,10	10,06	9,47	2,04	3,51	10,00	10,43	
20	7,56	8,71	8,15	9,57	7,76	5,97	9,69	9,71	9,34	8,09	8,16	6,99	8,62	7,42	13,93	12,79	7,48	2,05	7,60	9,36	11,67	10,43	5,56	7,11	
21	6,98	5,99	5,41	8,21	9,74	7,11	5,47	1,62	8,81	2,34	7,16	4,89	14,20	14,27	6,26	3,34	6,89	5,39	8,28	11,46	5,90	5,70	4,77	8,33	
22	6,52	7,37	5,83	2,34	7,54	11,05	10,45	8,64	7,37	7,88	5,78	0,07	17,27	12,43	6,41	5,56	6,73	7,57	7,86	4,56	7,07	11,24	6,86	11,15	
23	5,56	4,8	5,63	4,96	7,02	7,90	11,15	9,12	8,74	10,02	7,81	7,09	3,18	4,87	7,70	5,78	7,23	5,73	9,64	12,24	8,31	9,28	14,14	6,52	
24	6,75	8,71	5,55	5,35	5,21	5,13	7,09	8,26	8,21	10,81	2,85	0,24	10,83	7,11	9,97	12,62	6,92	4,53	13,39	10,57	7,07	6,13	11,42	10,55	
25	8,19	7,37	7,50	8,88	7,13	3,96	6,57	8,52	8,30	9,40	6,43	7,33	7,94	9,02	8,86	6,52	8,99	8,07	9,11	8,81	8,98	7,37	5,63	4,96	
26	6,38	2,6	6,88	7,49	6,84	8,59	5,88	5,15	9,38	10,67	8,01	8,33	5,22	5,61	7,79	6,92	6,92	4,89	3,31	6,16	14,11	12,39	7,44	10,05	
27	2,58	8,97	4,94	9,69	5,97	7,76	4,07	2,43	4,90	8,38	3,22	5,68	2,96	9,14	7,94	13,25	4,63	5,66	5,44	5,99	1,72	6,66	5,12	10,21	
28	7,36	7,37	9,14	10,36	8,99	7,76	7,63	8,16	12,35	7,66	9,62	10,93	6,51	6,85	15,06	15,32	10,19	12,72	4,51	7,35	6,80	9,69	7,27	6,83	
29	4,10	0			13,68	9,67	8,60	5,80	10,90	7,73	13,85	9,38	8,18	7,52	18,36	11,88	8,05	6,16	5,13	2,77	6,75	6,35	7,77	7,57	
30	6,11	6,32			6,76	10,14	6,04	8,42	5,17	6,63	9,45	8,85	13,11	11,74	6,42	4,27	10,77	9,71	7,99	9,81	7,36	6,20	6,79	6,66	
31	8,11	9			0,00	8,38			4,37	1,55			11,89	8,04	5,87	5,92			7,70	11,93			5,58	5,20	
	RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS		RMS
	2,34		1,84		3,99		1,90		2,92		2,66		2,22		2,94		2,78		2,86		2,73		2,60		

