

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL  
NORIE - NÚCLEO ORIENTADO PARA A INOVAÇÃO DA EDIFICAÇÃO**

**FONTES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS: UM ESTUDO  
SOBRE A VIABILIDADE DO APROVEITAMENTO DA  
ENERGIA EÓLICA EM TRÊS LOCALIDADES, NO RS**

**Jussara M. Leite Mattuella**

Porto Alegre  
janeiro 2005

**Jussara Leite Mattuella**

**FONTES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS: UM ESTUDO  
SOBRE A VIABILIDADE DO APROVEITAMENTO DA  
ENERGIA EÓLICA EM TRÊS LOCALIDADES, NO RS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Sul,  
como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em  
Engenharia na modalidade Acadêmico

Porto Alegre  
janeiro 2005

**Jussara Maria Leite Mattuella**

**FONTES ENERGÉTICAS SUSTENTÁVEIS: UM ESTUDO  
SOBRE A VIABILIDADE DO APROVEITAMENTO DA  
ENERGIA EÓLICA EM TRÊS LOCALIDADES, NO RS**

Porto Alegre, janeiro de 2005

Prof. Miguel Aloysio Sattler  
PhD pela Universidade de Sheffield-Inglaterra  
Orientador

Prof. Américo Campos Filho  
Coordenador do PPGEC/UFRGS

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Adriane Prisco Petry**  
Dra pelo PROMEC/UFRGS

**Prof. Gilnei Carvalho Ocácia**  
Dr pelo PROMEC/UFRGS

**Prof. Acir Mércio Loredou Souza**  
PhD pela Universidade Western Ontário-Canadá

Aos meus pais, **Maria Helena e Jadir**, que souberam identificar, desde a minha tenra idade, a minha real vocação, e, a partir daí, sempre me estimularam à novas conquistas, dedico este trabalho.

Desejo que este trabalho seja também uma referencia para todos aqueles que serão os herdeiros do mundo, na pessoa da minha filha **Vivian**, de que o conhecimento é uma das ferramentas mais fantásticas da socialização da informação o qual proporciona a conscientização, a crítica e a evolução da sociedade.

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, em especial ao meu marido Alberto, pelo tempo de convivência roubado na elaboração deste trabalho;

Ao meu orientador, professor Miguel Aloysio Sattler, que é realmente um “mestre” na acepção mais ilustre desta palavra, desejo fazer uma homenagem especial, pela dedicação que empresta à pesquisa e a disseminação desta, agradeço a confiança em mim depositada. Com sua convivência fui aquinhoadada com valiosas sugestões que enriqueceram este trabalho, proporcionando um grande crescimento profissional e pessoal.

Ao professor Bonin, pela sua incansável dedicação na conquista de trabalhos cada vez mais qualitativos, que, com sua crítica construtiva e constante troca de idéias transformou-se em um parceiro nas discussões técnicas, apostando sempre na capacidade de nos superarmos. Especialmente devo a ele o encorajamento para a finalização deste trabalho que, desenvolvido junto com minha vida profissional, muitas vezes foi interrompido.

À professora Adriane pela sua colaboração inestimável, essencialmente idealista a este trabalho, pois, embora não integrando o programa de pós-graduação da engenharia civil, empregou seus melhores esforços na minha formação, especialmente no que se refere ao conhecimento da tecnologia eólica. Neste particular, foi responsável pelo curso de energia eólica que fiz na COPPE-RJ e outros tantos referenciais técnicos e pessoas que me colocou em contato, garantindo a evolução técnica desta pesquisa.

Ao professor Elírio Toldo Júnior, que, por ter acreditado nesta pesquisa, a mim confiou os dados de vento medidos pelo Instituto de Pesquisas Hidráulicas - IPH da UFRGS, e ainda não trabalhados, relativos ao período de 1986 até 1989, de autoria de Almeida et al. (1992) e Toldo (1994)

Ao Professor Sérgio Dias, por ter viabilizado esta pesquisa através da cedência de um anemômetro da Secretaria de Energia do Estado do RS para a realização das medições na estação de Nova Hartz.

“...há um Deus, embora não seja o Deus humano e simples, concebido pelo perdoável antropomorfismo do espírito adolescente...

Pode-se conceber a matéria sem princípio; a matéria pode ser eterna...mas quando e como principiou este vasto processo de movimentação e formação, que afinal encheu o universo de uma infinidade de formas?

O movimento teve sem dúvida uma origem... e se não quisermos, mergulhando no passado, retroceder infinitamente, fazendo, passo a passo, recuar sem fim o nosso problema, devemos admitir um primeiro motor móvel (*primum móbile immotum*), um ser incorpóreo, indivisível, sem tamanho... imutável, infinito, perfeito e eterno...

Ele é a causa final da natureza, o impulso e a finalidade das coisas, a forma do mundo, o princípio da vida, o total de seus processos e de poderes vitais, o escopo inerente de seu desenvolvimento, a estimulante entelúquia do todo. Deus é pura energia; é o escolástico

*Actus Purus* - a atividade de per se; e porventura a “Energia” mística da física e da filosofia modernas”...

*Aristóteles*

(por Will Durant em *A História e a Filosofia*)

## RESUMO

MATTUELLA, Jussara Maria Leite. Fontes Energéticas Sustentáveis :um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades no RS, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFRGS, Porto Alegre.

O trabalho consiste no estudo da viabilidade técnico-econômica da utilização da energia eólica em três localidades no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. A pesquisa inicia com uma revisão bibliográfica acerca do assunto, situando o leitor no cenário eólico mundial, brasileiro e riograndense. Seguindo-se a esta, são apresentados os levantamentos desenvolvidos nos municípios de Nova Hartz, São Lourenço do Sul e Tapes. A primeira localidade foi escolhida devido ao projeto do Centro Experimental de Tecnologias Habitacionais Sustentáveis (CETHS) ter sido lá desenvolvido. Neste caso a pesquisa, por constituir-se em um provimento energético consoante à filosofia do projeto, integrou-se nas metas do mesmo. Nesta localidade, foi efetivamente desenvolvido o método de medição da velocidade do vento, aplicando-se a metodologia mundialmente reconhecida do MEASNET, durante um prazo de 11 meses. Nas outras duas localidades, o levantamento dos dados de campo não foi realizado por esta pesquisadora, pois o Instituto de Geociências, dessa Universidade, especificamente, o Centro de Estudos de Geologia Costeira e Oceânica, dispunha à época, de dados de medições da Lagoa dos Patos, ainda não tratados, e tinha interesse na promoção de um estudo técnico acerca dos mesmos. A partir do tratamento estatístico dos dados colhidos e disponibilizados, foi desenvolvido o estudo de viabilidade técnica dos locais com o emprego do Programa Alwin. A dissertação conclui com um estudo econômico preliminar, analisando-se o único equipamento nacional em fabricação no momento, o aerogerador E-40/6,44, produzido pela tecnologia da alemã Wobben através de sua subsidiária brasileira, a Empresa Enercon, frente a diferentes alturas, diferentes taxas de financiamento e sob as condições do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) do Ministério das Minas e Energia. Isto resultou em diferentes alternativas de geração de energia elétrica com o uso da energia eólica disponível nas condições locais. Nestes cenários foram destacados os fatores condicionantes que determinaram a viabilidade de um empreendimento nestas localidades, sob os critérios do citado programa.

Palavras – chave: Energia Eólica, Viabilidade Técnica, Estudo Econômico.

## ABSTRACT

MATTUELLA, Jussara Maria Leite. Fontes Energéticas Sustentáveis :um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades no RS 2005 Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFRGS, Porto Alegre.

The work consists on the study of the technical and economical feasibility of the utilization of wind energy in three areas in the State of Rio Grande do Sul, Brazil . The dissertation starts with a literature review of the present wind energy state-of-the-art at national and regional levels. The research was performed in three points located in the towns of Nova Hartz, São Lourenço do Sul and Tapes. Nova Hartz was chosen since it houses the Centro Experimental de Tecnologias Habitacionais Sustentáveis - CETHS, so that the research of this sort of energy supply was in accordance with the idea of the sustainable development. In this town the wind measurement actually took place, applying a world recognized method-MEASNET, during an eleven months period. The other locations were included as the Centro de Estudos de Geologia Costeira e Oceânica, a sector of the Instituto de Geociências of this University, had the availability of wind measurement data on the Patos Lake area, not yet treated, and had interest on the promotion of a technic study about them.

Based on the statistical treatment of the data obtained on the test site and the data received, the viability study was performed, using the software ALWIN.

The dissertation concluded with a preliminary economic study under the framework of the Programa de Incentivo às Fontes Alternativas-PROINFA, analysing the behaviour of the only wind energy converter assembled in Brasil,(type E-40 of Enercon), for different altitudes and interest rates, which led to different revenues in the energy production.

Key-words: Wind Energy, Technical Feasibility, Economic Study.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: investimentos totais do setor elétrico na década de 90 .....	15
Figura 2: oferta x demanda totais no setor elétrico na década de 90 .....	17
Figura 3: suprimento de energia no Brasil e no Mundo.....	20
Figura 4: matriz energética Brasileira.....	20
Figura 5: evolução da composição da matriz energética do Brasil.....	23
Figura 6: rotor com pás de tecido em Portugal .....	27
Figura 7: potência anual instalada na Europa e no Mundo .....	29
Figura 8: recursos eólicos na Europa .....	30
Figura 9: evolução da capacidade instalada anual e acumulada, em MW .....	32
Figura 10: as companhias líderes no mercado mundial com a respectiva potência instalada em 2003	34
Figura 11: previsão de desenvolvimento da energia eólica no mundo-potência instalada por ano .....	35
Figura 12: previsão de desenvolvimento da energia eólica no mundo potência instalada em MW .....	37
Figura 13: projeção do desenvolvimento da energia eólica na Alemanha.....	38
Figura 14: fazenda eólica “ <i>offshore</i> ” Horns Rev – Dinamarca .....	39
Figura 15: previsão de desenvolvimento da energia eólica na Alemanha “ <i>offshore</i> ” e “ <i>onshore</i> ” .....	39
Figura 16: estimativa da velocidade dos ventos no Brasil .....	41
Figura 17: turbina Folkcenter.....	42
Figura 18: turbina da praia de Sto.Antônio-Ilha Fernando de Noronha .....	42
Figura 19: usina eólica do Morro do Camelinho- Município de Gouveia-Minas Gerais .....	43
Figura 20: usina eólica de Mucuripe, Município de Fortaleza, Ceará .....	44
Figura 21: sistema híbrido da Vila Joanes- Ilha de Marajó .....	44
Figura 22: usina eólico-elétrica de Prainha, Município de Aquirás, Ceará .....	45
Figura 23: mapa eólico do RS para altura de 50 m.....	53
Figura 24: estimativa do potencial eólico para a altura de 75m e a localização das melhores áreas do estado .....	54
Figura 25: turbina eólica E-40 da ENERCON .....	57
Figura 26: desenvolvimento do tamanho das turbinas eólicas .....	60
Figura 27: desenvolvimento da potência instalada média-kW por turbina na Alemanha .....	60
Figura 28: evolução da potência média por turbina, em percentual, nos últimos 14 anos .....	61
Figura 29: caracterização da camada limite atmosférica .....	62
Figura 30: alterações na camada limite de acordo com a rugosidade.....	63
Figura 31: aceleração do vento sobre colinas e inclinações.....	64
Figura 32: área de sombreamento desencadeada pela presença de um obstáculo .....	65
Figura 33: valores da rugosidade do terreno para distintos entornos.....	67
Figura 34: camada limite numa superfície plana .....	69
Figura 35: modelo de um anemômetro de conchas.....	72
Figura 36: pontos de medição do vento considerados na pesquisa .....	75
Figura 37: localização da torre de medição .....	78
Figura 38: painel solar e o regulador de energia do equipamento .....	78
Figura 39: multímetro .....	79
Figura 40: dispositivo armazenador de dados empregado na pesquisa .....	79
Figura 41: Data logger da estação de mediç .....	80
Figura 42: comportamento do vento no intervalo de um determinado mês.....	84
Figura 43: histograma típico de dados de vento .....	85
Figura 44: distribuição de Weibull .....	87
Figura 45: gráfico da velocidade média diária ao longo do ano medido .....	92
Figura 46: gráfico da velocidade média, desvio padrão e pico mensal ao longo do ano medido .....	92

Figura 47: histograma e Rosa dos Ventos anual-Nova Hartz .....	93
Figura 48: Gráfico da velocidade média diária anual .....	100
Figura 49: Gráfico da velocidade média, desvio padrão e pico mensal ao longo do ano analisado ...	100
Figura 50: histograma e Rosa dos Ventos anual - São Lourenço do Sul .....	102
Figura 51: cálculo da velocidade do vento com três diferentes critérios .....	106
Figura 52: cálculo dos principais parâmetros estatísticos da velocidade do vento .....	107
Figura 53: escolha da turbina eólica .....	107
Figura 54: exemplo de curva de potência de um aerogerador, no caso E-40 da Enercon .....	108
Figura 55: exemplo do cálculo do fator de capacidade, potência média e energia gerada da turbina eólica E-40 em São Lourenço do Sul .....	109
Figura 56: comparativo dos resultados financeiros de um empreendimento eólico simulado situado em São Lourenço do Sul com equipamentos a 50, 60 e 70 m, analisado sob o enfoque de três taxas de juros, com os pressupostos do programa PROINFA.....	116
Figura 57: gráficos da velocidade média diária anual-Tapes.....	117
Figura 58: gráfico da velocidade média, desvio padrão e pico mensal, ao longo do ano analisado-Tapes .....	118
Figura 59: histograma e Rosa dos Ventos anual –Tapes .....	119
Figura 60: comparativo dos resultados financeiros de um empreendimento eólico simulado situado em Tapes com equipamentos a 50, 60 e 70 m, analisado sob o enfoque de três taxas de juros, com os pressupostos do programa PROINFA .....	125

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: quadro estimativo do potencial eólico mundial .....	31
Tabela 2: quadro demonstrativo da instalação de energia eólica em todo o Mundo, por Continente e prognóstico até 2008 .....	36
Tabela 3: empreendimentos eólicos selecionados no PROINFA .....	47
Tabela 4: potencial eólico do RS a altura de 50m.....	53
Tabela 5: potencial eólico do RS a altura de 75 m.....	54
Tabela 6: projetos habilitados no RS .....	56
Tabela 7: influência de “I” sobre “z <sub>0</sub> ” .....	68
Tabela 8: comprimento de rugosidade, características da superfície e classe de rugosidade .....	68
Tabela 9: exemplo do arquivo de gravação dos dados.....	82
Tabela 10: resumo do cálculo dos parâmetros de média e Weibull de Nova Hartz . .....	95
Tabela 11: possibilidades de aproveitamento da força dos ventos de acordo com a velocidade .....	96
Tabela 12: características técnicas das bombas estudadas.....	97
Tabela 13: volume de água recalado empregando bomba mecânica .....	97
Tabela 14: resumo comparativo da média, desvio e pico da série histórica - São Lourenço do Sul .....	101
Tabela 15: resumo do cálculo dos parâmetros de média e Weibull-São Lourenço do Sul.....	103
Tabela 16: Tabela comparativa de diferentes máquinas para o regime ventos de São Lourenço do Sul .....	110
Tabela 17: Fluxo de caixa de um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul a 50 m com os pressupostos do programa PROINFA.....	113
Tabela 18: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul a 60m com os pressupostos do programa PROINFA.....	114
Tabela 19: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul a 70m, com os pressupostos do programa PROINFA.....	115
Tabela 20: resumo comparativo da média, desvio padrão e pico da série histórica-Tapes .....	118
Tabela 21: resumo do cálculo dos parâmetros de média e Weibull-Tapes.....	120
Tabela 22: fluxo de caixa de um empreendimento em Tapes, com os pressupostos do programa PROINFA .....	122
Tabela 23: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em Tapes a 60 m, com os pressupostos do programa PROINFA .....	123
Tabela 24: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em Tapes a 70m, com os pressupostos do programa PROINFA .....	124

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1 PANORAMA ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	14
1.2 JUSTIFICATIVA DO ESTUDO .....	19
1.3 OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO .....	25
<b>2 PANORAMA DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA .....</b>	<b>27</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	27
<b>2.1.1 Energia Eólica no Mundo .....</b>	<b>30</b>
<b>2.1.2 Energia Eólica no Brasil .....</b>	<b>40</b>
2.1.2.1 Considerações Técnicas e Econômicas dos Projetos de Energia Eólica no Brasil.....	48
2.1.2.1.1 Investimento nos Equipamentos .....	50
2.1.2.1.2 Custos Secundários do Investimento .....	50
2.1.2.1.3 Custos de Operação e Manutenção.....	51
2.1.2.1.4 Outros Custos .....	51
2.2 TURBINAS EÓLICAS .....	57
<b>2.2.1 A Evolução das Turbinas Eólicas.....</b>	<b>57</b>
2.3 FATORES QUE INFLUENCIAM O PERFIL DA VELOCIDADE DO VENTO .....	61
<b>2.3.1 Camada Limite .....</b>	<b>62</b>
<b>2.3.2 Topografia .....</b>	<b>64</b>
<b>2.3.3 Sombreamento (Esteira das Edificações) .....</b>	<b>65</b>
<b>2.3.4 Rugosidade .....</b>	<b>65</b>
<b>2.3.5 Altura (z) .....</b>	<b>69</b>
<b>3 MÉTODOS EMPREGADOS, EQUIPAMENTOS E LOCAIS ANALISADOS.....</b>	<b>71</b>
3.1 MEDIÇÃO DO VENTO .....	71
<b>3.1.1 Instrumentos de Medição da Velocidade do Vento .....</b>	<b>72</b>
<b>3.1.2 Medição da Velocidade do Vento e Calibração dos Equipamentos.....</b>	<b>72</b>
3.2 MÉTODO DE TRABALHO EMPREGADO NA PESQUISA .....	73
<b>3.2.1 Definição das Localidades Estudadas.....</b>	<b>73</b>
<b>3.2.2 Definição do Método de Coleta e Tratamento dos Dados.....</b>	<b>75</b>
<b>3.2.3 Estação de Medição de Nova Hartz .....</b>	<b>77</b>
3.2.3.1 Manutenção da Estação de Medição .....	81
<b>3.2.4 Registro dos Dados de Velocidade e Direção do Vento.....</b>	<b>81</b>
3.2.4.1 Método da Determinação da Direção do Vento .....	83
<b>3.2.5 Tratamento Estatístico dos Dados .....</b>	<b>84</b>
3.2.5.1 Cálculo da Velocidade Média.....	85
3.2.5.2 Histograma .....	85
3.2.5.3 Distribuição de Probabilidade .....	86
<b>3.2.6 Programa ALWIN Empregado na Pesquisa.....</b>	<b>89</b>
<b>4 RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>91</b>
4.1 TRATAMENTO DOS DADOS COLETADOS EM NOVA HARTZ .....	91
<b>4.1.1 Gráfico de Velocidade Média .....</b>	<b>91</b>
<b>4.1.2 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Mensais.....</b>	<b>93</b>
<b>4.1.3 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Anual .....</b>	<b>93</b>
<b>4.1.4 Análise dos Resultados Obtidos .....</b>	<b>94</b>
<b>4.1.5 Estudo Técnico Preliminar de Nova Hartz .....</b>	<b>96</b>

4.2 TRATAMENTO DOS DADOS DA REGIÃO DA LAGOA DOS PATOS .....	98
<b>4.2.1 Análise de Dados de São Lourenço do Sul .....</b>	<b>99</b>
4.2.1.1 Gráfico de Velocidade Média.....	99
4.2.1.2 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Mensais .....	101
4.2.1.3 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Anual.....	101
4.2.1.4 Resultados Obtidos nas Medições de São Lourenço do Sul.....	102
<b>4.2.2 Análise de dados de Tapes .....</b>	<b>116</b>
4.2.2.1 Gráfico de Velocidade Média.....	117
4.2.2.2 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos mensais.....	118
4.2.2.3 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Anual.....	118
4.2.2.4 Resultados Obtidos nas Medições de Tapes.....	119
4.2.2.5 Análise Econômica Preliminar de Tapes.....	121
<b>5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>126</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO A - CLASSIFICAÇÃO GERAL DAS TURBINAS EÓLICAS .....</b>	<b>136</b>
<b>ANEXO B - SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA -TURBINAS EÓLICAS .....</b>	<b>147</b>
<b>ANEXO C -GRÁFICOS DA VELOCIDADE MÉDIA DIÁRIA-NOVA HARTZ (INTERVALO DE 10 MIN) .....</b>	<b>152</b>
<b>ANEXO D -HISTOGRAMAS E ROSA DOS VENTOS MENSAIS DE NOVA HARTZ.....</b>	<b>157</b>
<b>ANEXO E - GRÁFICOS DA VELOCIDADE MÉDIA DIÁRIA .....</b>	<b>162</b>
<b>ANEXO F - HISTOGRAMAS E ROSA DOS VENTOS MENSAIS DE SÃO LOURENÇO DO SUL.....</b>	<b>166</b>
<b>ANEXO G - GRÁFICOS DA VELOCIDADE MÉDIA DIÁRIA.....</b>	<b>171</b>
<b>ANEXO H – HISTOGRAMA DA ROSA DOS VENTOS MENSAIS DE TAPES .....</b>	<b>176</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 PANORAMA ENERGÉTICO BRASILEIRO

O crescimento da demanda brasileira de energia elétrica, advinda do aumento da atividade industrial e do crescimento populacional, colocou em questionamento a matriz energética, substancialmente hidráulica, até então utilizada.

A atual potência instalada do sistema nacional é de, aproximadamente, 86,5 gigawatts<sup>1</sup>(BEN, 2004) (GW)<sup>2</sup>, oriundos, quase que totalmente, de 72 usinas hidrelétricas<sup>3</sup>, distribuídas em 12 diferentes bacias hidrográficas, nas diferentes regiões do País. Existem também, 27 usinas térmicas no país, em sua maioria de pequeno porte (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2001).

O maior potencial hidrelétrico brasileiro, ainda inexplorado, encontra-se na Amazônia, longe dos centros consumidores, de modo que a efetiva viabilização do aproveitamento destes recursos acarretaria custos financeiros e ambientais inadmissíveis. Situação semelhante é a atinente à exploração dos recursos minerais, tais como o carvão, cujo alto potencial poluente tem seu aproveitamento condenado pelo Protocolo de Kyoto.

Historicamente, até 1975, os investimentos no setor energético brasileiro representaram cerca de 8 a 10% dos investimentos totais da União. O ápice ocorreu em 1984, com os investimentos neste setor, representando 24% do total. A crise fiscal ocorrida no final dos anos 80 tornou inviável a perpetuação do modelo estatal até então empregado: recursos do estado, autofinanciamento e recursos externos. Esta situação trouxe como consequência, a postergação dos investimentos em expansão, gerando déficits de energia e a deterioração na qualidade dos serviços.

---

<sup>1</sup> Dados consolidados de 2003.

<sup>2</sup> Gigawatt (GW): unidade de potência que equivale  $10^9$  watts ou  $10^6$  kilowatts.

<sup>3</sup> O sistema elétrico brasileiro possui hoje, 88,5 % de sua capacidade de geração advinda de fonte hidrelétrica, 5,9 % de origem térmica convencional, 4,3 termonuclear e 1,3 da importação. (OPERADOR NACIONAL DE SISTEMA ELÉTRICO, 2005).

Desde o início dos anos 90, os investimentos correntes de energia não foram consistentes com os desafios da demanda por suprimento energético. Neste período, houve uma redução significativa do investimento na expansão da oferta de energia, caindo de US\$ 6,1 bilhões em 1990, para US\$ 4,5 bilhões em 1999, como mostra a figura 1. Há muito tempo é sabido que os investimentos no setor elétrico, especialmente na ampliação da capacidade de geração, não estavam adequados à retomada do processo de desenvolvimento econômico do país, conforme pode ser visto na figura 1, situação esta que acarretou os graves e recentes problemas no suprimento energético.

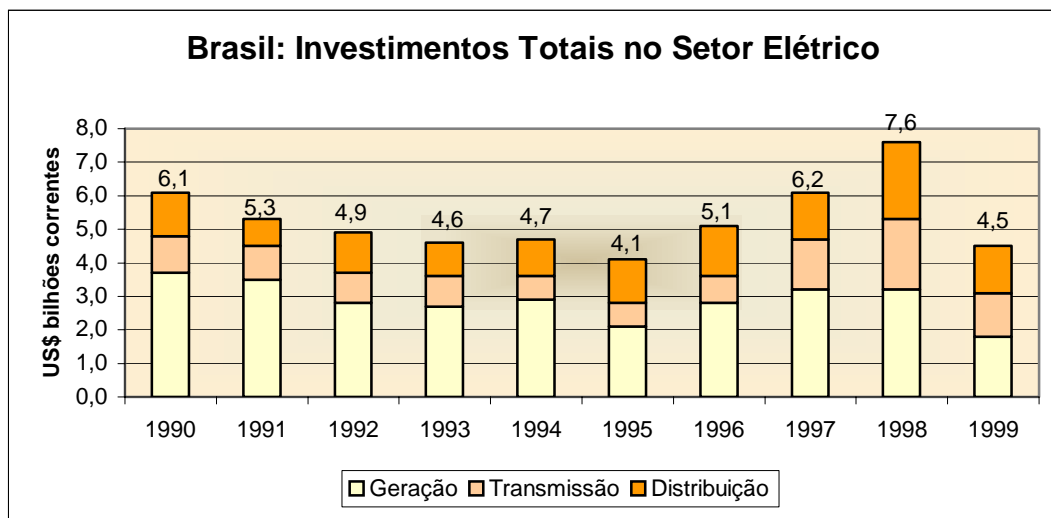


Figura 1: investimentos totais do setor elétrico na década de 90  
(CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, 2001)

Os anos 90 reuniram todos os fatores que poderiam contribuir para o agravamento de uma crise no setor elétrico: a insuficiência de investimentos, o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, o aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, exigindo maior disponibilidade de energia elétrica, e a escassez de recursos do Governo para atender à necessidade de investimentos em expansão do setor elétrico. Estes fatores precipitaram uma inevitável reestruturação no segmento energético do País.

O Brasil, não dispondo de recursos para financiar seu próprio desenvolvimento, obrigava-se a atrair o capital privado, através da cedência da exploração de alguns serviços públicos. Esta tomada de decisão definiu os rumos do programa de privatização do setor energético

brasileiro, migrando, o Estado, de um modelo intervencionista para o de regulação e fiscalização do setor, chamado (Estado Regulador) (WORLD ENERGY COUNCIL, 2000).

Desta forma, o novo modelo do setor elétrico definiu-se a partir de privatizações e concessões, sendo o ambiente competitivo restrito à geração e comercialização de energia elétrica. Houve, também, a introdução de novas formas de regulação nos segmentos que permaneceram monopolizados pelo Estado. Este modelo iniciou sua operacionalização em 1996, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia, do Ministério das Minas e Energia, que identificou a necessidade da criação dos seguintes órgãos:

- a) Agência Nacional de Energia Elétrica –ANEEL<sup>4</sup>;
- b) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS<sup>5</sup>;
- c) Mercado Atacadista de Energia – MAE<sup>6</sup>.

Com o início do processo de privatização, o setor energético passou a constituir-se em mais um nicho de investimento a ser explorado. Em 1999, a retomada do investimento em energia foi interrompida pela desvalorização do real. A expansão da oferta de energia elétrica no período apresentou um crescimento bem mais lento em relação à demanda. A figura 2 mostra o descompasso da evolução da oferta *versus* demanda de energia elétrica, ocorrido nos anos 90, o que determinou a instauração da crise energética no país, no ano de 2000.

Em função da ausência de uma cultura institucional privacionista e também, devido a indefinições do próprio modelo da privatização, na sua adaptação para a realidade brasileira, houve muitos problemas na efetiva implementação deste processo. Um exemplo dos equívocos ocorridos é o atinente à remuneração do capital. Pelo modelo gestado, a geração e a distribuição ficaram a cargo da iniciativa privada, com um percentual de 60 % sobre a

---

<sup>4</sup> **ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica, organismo regulador e fiscalizador das atividades do setor, que tem como atribuição fixar os preços e padrões de qualidade, estimular a eficiência econômica da indústria e a universalização do serviço, evitando abusos nas estruturas de custo do sistema, bem como mantendo os lucrativos investimentos realizados pelos empreendedores (ANEEL, 2004).

<sup>5</sup> **ONS** – Operador Nacional do Sistema, órgão a quem cabe supervisionar e controlar a operação da geração e transmissão no Brasil, a fim de otimizar custos e garantir confiabilidade.

<sup>6</sup> **MAE**- O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL, foi criada através da Lei nº 10.433 de 24 de Abril de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE. O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste. O MAE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos. Ele viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.



estrutura tarifária, enquanto a transmissão, etapa meio do processo, ficou a cargo do Estado, com um percentual de 40% na estrutura tarifária. Cabe lembrar que, no restante do mundo, a relação é inversa (WORLD ENERGY COUNCIL, 2000). Outra falha foi o fato deste processo ter sido iniciado antes da existência do próprio órgão regulador do setor, a ANEEL.

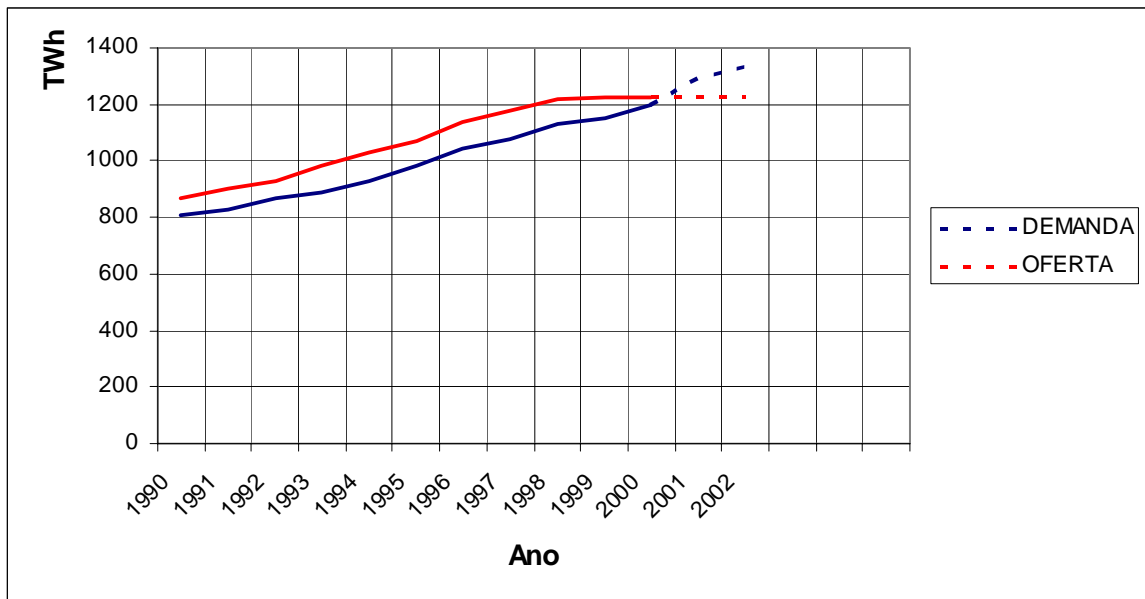


Figura 2: oferta x demanda totais no setor elétrico na década de 90 (CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, 2001)

Os investimentos em geração demandam grandes somas e longos tempos de maturação. Os empreendedores, preocupados com os riscos dos investimentos em moeda estrangeira, com a indefinição da política de comercialização da energia e com o intervencionismo do governo, e ainda, sujeitos à concorrência do mercado, adiaram ao máximo os investimentos, como forma de forçar o aumento das tarifas por parte do governo (BRASIL, 1999a, 1999b; WORLD ENERGY COUNCIL, 2000).

Os empreendimentos, conforme o modelo implementado, cada vez mais seriam conduzidos pela iniciativa privada e dirigidos por forças de mercado, seguindo a dinâmica da oferta e da procura. O Ministério das Minas e Energia, conscientizado de que a reformulação institucional do setor energético, iniciada pela privatização dos segmentos de geração e distribuição, não seria suficiente para fazer frente à crise energética que se anunciava no País, tratou de impulsionar a meta política traçada, através da implantação de novas ações, tais como a política de importação do gás.

Novamente, os esforços de redirecionamento dos rumos da política energética não foram capazes de fazer frente à demanda, acarretando uma deterioração das condições de atendimento energético no curto prazo. Tal situação sintetizou o descompasso entre a expansão da capacidade de geração e transmissão do parque energético e o crescimento da demanda. O Sistema Elétrico passou a operar com um risco maior que o de 5%, aceitável tecnicamente, isto é, com menos de 95% de certeza de que a capacidade instalada teria condições de atender à demanda.<sup>7</sup> O quadro agravou-se por conta dos três períodos de seca consecutivos – 1997, 1998 e 1999, que esvaziaram as represas, tornando impossível o atendimento à demanda, sem ter que reduzi-la. Estava, assim, armado o cenário de colapso para os anos 2000. No primeiro semestre de 2001, instaurou-se a maior crise energética da história do país, capaz de subverter as previsões de crescimento, frear estimativas otimistas em torno da criação de empregos e o pior, acelerar a inflação que, aparentemente, estava sob controle. Em 1º de junho de 2001, o governo decretou racionamento nas regiões Sudeste, Nordeste, e Centro Oeste, com o objetivo de reduzir de 20 a 35% o consumo de energia (CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, 2001).

Ciente de que houve frustração nos objetivos da privatização, e, permanecendo a realidade de desatendimento básico à população, o atual Governo decidiu rever as bases do modelo institucional do setor elétrico brasileiro. Esta avaliação resultou na formulação do Novo Modelo para o Setor Elétrico, posto que se tornou unânime e patente a necessidade do Estado de redirecionar a política energética. Duas diretrizes passaram a nortear a definição do perfil do novo modelo para o setor elétrico: diversificação da matriz energética e revisão da política privacionista, ainda inconclusa. Atualmente, a geração (80%) concentra-se nas mãos de empresas estatais e a distribuição está, praticamente, sob controle privado. O novo modelo prevê a intervenção estatal e centralismo, colocando novamente nas mãos do estado o poder de planejamento e decisão.

---

<sup>7</sup> Risco de 5%: segundo Simonaggio, 2001, se a curva das vazões históricas de um rio se comporta como uma normal, risco de 5% significa trabalhar com 75% desta vazão histórica ou: a energia com que se deve atender ao mercado de energia elétrica é chamada de energia garantida, definida como sendo a energia que tem um risco associado de 5%. Mas que risco? Risco de se ter menos energia do que ela mesma. Em outras palavras, em 95% do tempo, as usinas hidrelétricas terão afluências suficientes para produzir mais energia do que este montante, em 5% não terão.

## 1.2 JUSTIFICATIVA DO ESTUDO

O crescimento da demanda e do consumo de energia, em todo o mundo, assim como a crescente escassez de combustíveis fósseis e não renováveis, tem acelerado a busca de soluções sustentáveis para o desenvolvimento, pois o impacto ambiental na geração de energia gerada por fontes poluentes está apenas começando a mostrar seu real custo. Exemplo disto é o crescente enfoque por parte da comunidade científica, em relação às questões de variação climática, advinda das emissões de gás estufa. O fenômeno dos pólos, onde grandes volumes de gelo se partem, tendo sido localizado, inclusive registros de um mar interno no ártico, as grandes enchentes que tem experimentado a África Ocidental, Bangladesch, Índia e parte da Europa, tanto quanto o deslizamento de geleiras, têm criado consciência da amplitude desta instabilidade climática, que supera as especulações científicas (WORLD ENERGY COUNCIL, 2000). Embora se esteja próximo do consenso sobre a gravidade do processo das mudanças climáticas, as transformações comportamentais solidificam-se muito lentamente. Os efeitos negativos originados, predominantemente, do consumo não sustentável dos países industrializados têm se propagado em todo o planeta e já se fazem sentir (UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGES, 2001).

A preocupação com a preservação e a utilização de recursos naturais em benefício de um desenvolvimento sustentável, norteiam hoje a busca de soluções para o problema.

Atualmente, o mundo tem seu suprimento energético embasado no petróleo, conforme identifica a figura 3. Em um horizonte próximo, os combustíveis fósseis e a energia nuclear deverão continuar a ter participação predominante na matriz energética mundial (MOSS et al., 2001).

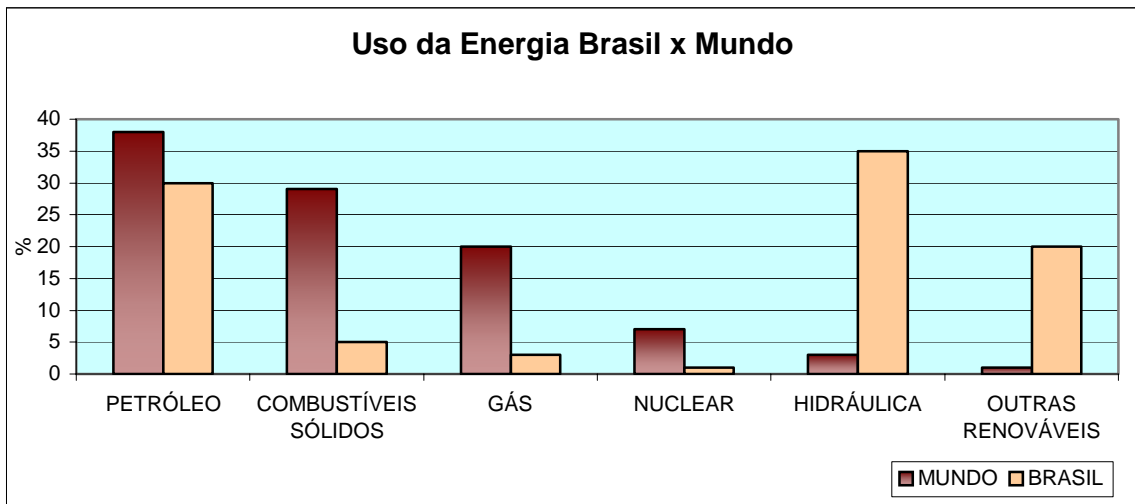


Figura 3: suprimento de energia no Brasil e no Mundo (MOSS et al., 2001)

A matriz energética brasileira teve seu desenvolvimento influenciado pelo imenso potencial hidrelétrico<sup>8</sup>, como pode ser observado na figura 4. Dados do Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2004a) conforme figura 4, dão conta que, no país, 41% da Oferta Interna de Energia (OIE)<sup>9</sup> é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%.

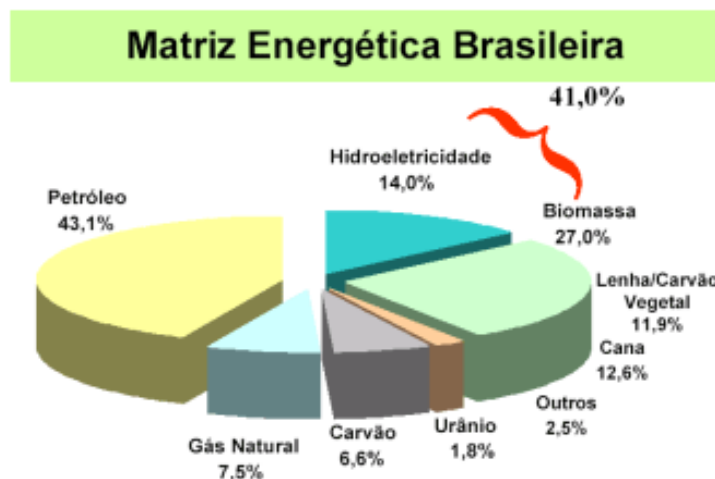


Figura 4: matriz energética Brasileira (BRASIL, 2004a)

<sup>8</sup> O potencial hidrelétrico brasileiro, segundo as informações da ELETROBRÁS, em dezembro de 2000, totaliza 260.096 MW. ([http://www.eletronbras.gov.br/em\\_atuacao\\_sipot/potencialhidreletrico.asp](http://www.eletronbras.gov.br/em_atuacao_sipot/potencialhidreletrico.asp)).

<sup>9</sup> OIT: Oferta Interna de Energia. A OIE, também denominada de matriz energética, representa toda a energia disponibilizada para ser transformada, distribuída e consumida nos processos produtivos do País.

A alta dos preços do petróleo, aliada à preocupação com a preservação e à utilização de recursos naturais, tem feito com que haja cada vez mais interesse por alternativas sustentáveis. A participação destas fontes na matriz energética, confere ao sistema menor suscetibilidade às restrições de suprimento, maior estabilidade e confiabilidade ao sistema como um todo. Além disso, os problemas ocorridos na operação de centrais nucleares (de segurança e ecológicos) contribuíram para alertar quanto à necessidade da exploração de outras fontes de energia.

O Brasil tem uma Oferta Interna de Energia-OIE de  $197,9 \cdot 10^6$  tep (2% da energia mundial) e ainda importa, atualmente 14,4% da energia que necessita para sua demanda (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2003). Diante do atual quadro crescente de demanda energética, especialmente por parte dos países em desenvolvimento, é inevitável o conseqüente esgotamento, a médio prazo, dos recursos energéticos não renováveis. Recentemente, conseqüências desta conscientização dos governos, tem-se feito notar, através de inovadoras e estratégicas políticas governamentais para implementar o processo de independência energética do Brasil, tais como, o lançamento do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA. Criado através da Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002, este programa objetiva, entre outras coisas, aumentar a participação da energia elétrica em 3300 MW, produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos<sup>10</sup> e não Autônomos concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, ao Sistema Elétrico Interligado Nacional. As empresas habilitadas ao programa pactuaram com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, contratos de compra de energia produzida em fonte alternativa, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, pelo prazo de 20 (vinte) anos (BRASIL, 2002b).

---

<sup>10</sup> Produtor Independente Autônomo de Energia Elétrica ou PIA: é aquele cuja sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso de bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum. Produtor Independente de Energia Elétrica ou PIE: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (BRASIL, 2002b).

A sociedade vive um momento decisivo, em que o imediatismo das soluções empregadas na geração de energia não deve nortear as estratégias a serem adotadas, em detrimento da sobrevivência humana. Deve-se primar pela construção de uma nova cultura de conservação de energia, de universalização do acesso aos benefícios da energia elétrica, que tornem crescente a participação de fontes alternativas, na matriz energética brasileira.

A matriz energética brasileira, a exemplo dos países desenvolvidos, não deve compor-se, tão somente, das formas convencionais de energia - hidrelétrica, termoelétrica (carvão ou gás), nuclear.

A par da evolução política, a decisão técnica em postular o novo planejamento infraestrutural para o crescimento econômico do País, na descentralização da matriz energética, é definitiva. Este passa a introduzir estratégias que nos independizem de situações hidrológicas adversas, tais como a exploração dos recursos sustentáveis para novos investimentos em energia, dadas as privilegiadas condições geográficas brasileiras.

É reiterada a condição singular do Brasil no que se refere a recursos energéticos renováveis, os quais poderiam determinar desenvolvimento, melhor qualidade de vida e resgate da cidadania de milhares de pessoas, que ainda vivem, neste país, à margem das condições mais elementares de sobrevivência. Para dimensionar esta realidade citamos que, no Brasil, existem 12 milhões de brasileiros sem luz elétrica, dos quais 10 milhões estão na área rural. A Região Sul é um apêndice desta realidade, com cerca de 484 mil pessoas (8,2%) não atendidos por energia. O Rio Grande do Sul ocupa o sétimo lugar no panorama da exclusão social brasileiro, com 25.395 domicílios urbanos e, aproximadamente, 57.000 domicílios rurais.(BRASIL, 2005a)<sup>11</sup> Estes, constituem uma base concreta de consumidores que poderiam ser plenamente atendidos por sistemas isolados de provimento de energia sustentável. Ações descentralizadas de geração de energia elétrica que sejam independentes das fontes tradicionais, dispendiosas e distantes dos pontos de consumo, diferentemente dos modelos tradicionais de extensão de rede elétrica, apresentam-se como soluções locais mais adequadas sob todos os aspectos (BRASIL, 1999b).

Além do exposto, as energias renováveis apresentam-se como a melhor alternativa para o abastecimento de pequenos municípios, sobrecarregados pela demanda e dotados de

---

<sup>11</sup> Dado divulgado pelo Ministério das Minas e Energia, por conta do lançamento do Programa de Universalização ao Acesso da Energia em 06/2003.

diferencial potencial renovável, como é o caso de dois municípios objeto deste trabalho, situados na Lagoa dos Patos.

A característica brasileira tendente à hidroeletricidade deverá se manter dentro de um horizonte previsível, em razão da competitividade econômica da geração hidrelétrica, a despeito do incremento que possa ter a geração de eletricidade, a partir de outros energéticos, além da fonte eólica, tais como lenha e produtos de cana<sup>12</sup>, (biomassa em geral). Considerando-se a cogeração e as PCHs, em um horizonte de dez anos, espera-se instalar 8.000 MW (BRASIL, 2002a). No que diz respeito a outras energias renováveis, como a energia solar e eólica, a participação é incipiente e ainda inexpressiva no todo, conforme figura 5.

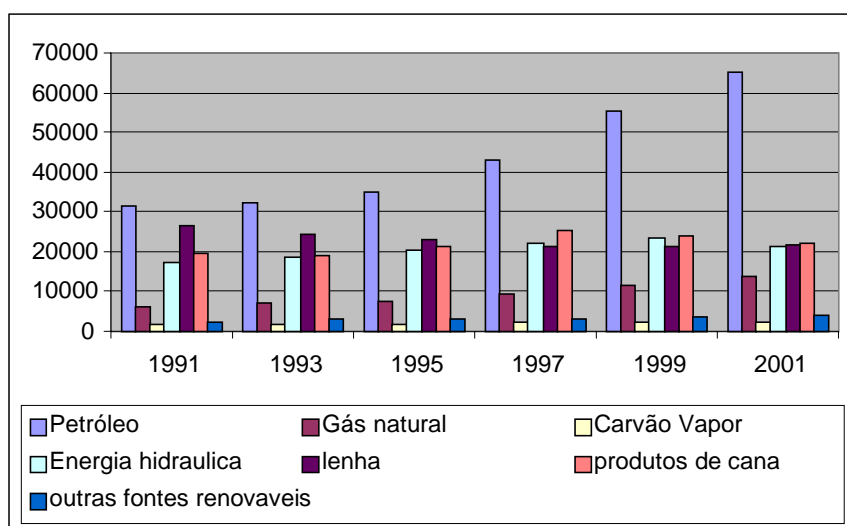


Figura 5: evolução da composição da matriz energética do Brasil (10<sup>3</sup> tep) (BRASIL, 2003a)

Relativamente ao dimensionamento do potencial de energias renováveis existente no País, pode-se citar que existe intensidade solar, suficiente na maior parte do território nacional, para incluir o uso extensivo de opções fotovoltaicas e térmico-solar, em regiões urbanas ou em aplicações para áreas rurais; um potencial já identificado para utilização de energia eólica, principalmente no litoral das Regiões Nordeste, Sudeste e Sul; recursos de biomassa têm sido amplamente utilizados como combustível para transporte (etanol) e também como

<sup>12</sup> No caso brasileiro, a hidroeletricidade, a lenha e os produtos da cana-de-açúcar contribuem para uma alta participação das fontes renováveis (figura 3) da Oferta Interna de Energia na Matriz Energética Brasileira. Segundo o BE, em 1994, 36% da oferta total de energia era conseguida através de recursos hídricos e 21% por meio de biomassa.

combustível industrial para usinas de celulose e papel, usinas açucareiras, pólos petroquímicos, usinas metalúrgicas, entre outras atividades produtivas. O potencial para micro e pequenas hidrelétricas é significativo, dada à expressiva rede hidrográfica brasileira (BRASIL, 1999b).

A energia eólica insere-se perfeitamente no contexto da política vigente de diversificação energética do país, como alternativa de complementaridade à matriz energética. Relativamente à questão ambiental, pode-se dizer que o impacto da utilização de sistemas eólicos para produção de energia é pouco significativo, constituindo-se em uma das vantagens para o emprego desta fonte. Citam-se como outras vantagens, a abundância, a inesgotabilidade e a gratuidade do **combustível vento** e a não emissão de dióxido de carbono. A possibilidade de uma instalação modular e a ocupação mínima da área pelas turbinas eólicas, possibilitando a coexistência de atividade agrícola ou pastoril no local de implantação, constituem-se outras características que diferenciam esta tecnologia. Quanto aos ruídos advindos do funcionamento mecânico e do efeito aerodinâmico, há que lembrar que estes, mantidos dentro dos níveis de emissão padronizados, ainda são bem menos agressivos à natureza de que os distúrbios ecológicos causados pelos combustíveis fósseis (petróleo, carvão), usinas nucleares e hidrelétricas.

Relativamente à questão das rotas de migração das aves, pode-se dizer que a correta planificação na localização dos parques eólicos evita a ocorrência de colisões das aves com as pás das turbinas eólicas. Cabe enfatizar ainda, que, por ocasião do licenciamento ambiental do projeto do parque eólico junto ao órgão ambiental, são considerados todos os aspectos ambientais de preservação da área afetada. Analisando-se sob o aspecto econômico, verifica-se uma tendência declinante dos custos de geração de energia eólica, decorrente do avanço tecnológico e da escala de produção e de utilização. O antigo ciclo vicioso “alto custo - baixa demanda” está sendo rompido por uma tecnologia que proporciona, hoje, turbinas com vida útil de 20 anos a custos cada vez mais acessíveis, constituindo-se em uma demonstração do amadurecimento atingido por esta tecnologia.



### 1.3 OBJETIVOS E ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho consta de um estudo exploratório acerca dos fundamentos da energia eólica, associado a um levantamento de campo sobre a potencialidade de uso desta forma de geração de energia em Nova Hartz, RS. Coletados estes dados em campo e, agregando-se a estes, dados já disponíveis de medições nos municípios de São Lourenço do Sul do Sul e Tapes, foi desenvolvido estudo da viabilidade técnica-econômica do aproveitamento da fonte eólica para geração de energia nestas três localidades no estado do Rio Grande do Sul.

#### 1.3.1 Hipótese de Trabalho

O potencial eólico das localidades estudadas viabiliza técnica e economicamente a geração de energia elétrica a partir da energia eólica.

#### 1.3.2 Objetivos do Estudo

O objetivo principal da pesquisa é a avaliação da viabilidade técnica e econômica da instalação de sistemas geradores de energia elétrica a partir da fonte eólica em três localidades estudadas, considerando os parâmetros do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA).

Visando este estudo de viabilidade, são objetivos secundários do trabalho:

- a) apresentação do estado-da-arte sobre o uso de energia eólica para geração de energia elétrica;
- b) medição da velocidade do vento em Nova Hartz, RS, através de levantamento de campo com o uso de técnicas de medição adequadas;
- c) tratamento estatístico dos dados coletados em Nova Hartz e disponibilizados de São Lourenço do Sul do Sul e Tapes;
- d) estudo comparativo dos dados encontrados nas localidades estudadas com os dados constantes no Atlas Eólico do RS para estas localidades;
- e) determinação dos custos de um projeto eólico.

### 1.3.3 Estrutura da Dissertação

O trabalho está dividido em seis capítulos. No primeiro, incluem-se a introdução, que tem o objetivo de posicionar o leitor sobre o tema e sobre o cenário como um todo, possibilitando o entendimento da experiência brasileira vivida pelo setor energético nos últimos dez anos, a história e o modelo adotado para a privatização do setor, a recente crise de abastecimento vivida e o novo modelo de setor elétrico; a justificativa da pesquisa, que é descrita a partir da necessidade da diversificação da matriz energética, consolidando-se com a tendência mundial de desenvolvimento de projetos de geração sustentável de energia e os objetivos do trabalho, onde se consideram: a hipótese que está sendo comprovada, os métodos empregados e a estrutura da dissertação.

No segundo, discorre-se acerca do panorama do aproveitamento da energia eólica no Mundo, no Brasil e no estado do Rio Grande de Sul, apresentando um breve histórico e a visão geral evolutiva e conceitual sobre o desenvolvimento e a utilização da energia eólica nestes cenários, nos próximos anos.

No terceiro, abordam-se os fundamentos da energia eólica, apresentando a parte técnica específica do tema, o qual inicia com o estudo dos fenômenos físicos responsáveis pela geração dos ventos e a distribuição espacial da velocidade, concluindo-se com a determinação das variáveis envolvidas no dimensionamento de um projeto eólico.

O quarto capítulo apresenta os procedimentos adotados para a coleta dos dados da velocidade do vento, com o detalhamento das medições realizadas. Apresenta o método mais utilizado para a determinação dos parâmetros da distribuição de Weibull. Apresenta a metodologia de dimensionamento de um projeto eólico no que se refere a correção da velocidade do vento com a altura e valores intervenientes neste processo. Conclui com o estudo de viabilidade técnica, para o aproveitamento do potencial eólico identificado em cada local estudado.

No quinto capítulo é desenvolvido o estudo do aproveitamento da energia eólica nas três localidades pesquisadas, onde é desenvolvido o estudo de viabilidade técnica para os locais em tela e uma avaliação preliminar da viabilidade econômica de um empreendimento situado nas regiões com potencial técnico avalizado, estando este sob os parâmetros veiculados no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA). O capítulo é concluído com a análise dos resultados obtidos. O sexto capítulo contém a conclusão e também são inseridas sugestões para outros trabalhos.

## 2 PANORAMA DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento da energia dos ventos é feito desde a antiguidade, sendo as que os egípcios acreditavam ser os primeiros a empregar a força dos ventos. A necessidade de bombear grandes quantidades de água, como aconteceu nos Países Baixos, propiciou o desenvolvimento dos “moinhos de vento. Acredita-se que os egípcios foram os primeiros a usar a potência do vento. Por volta de 2800 a.C., eles iniciaram o uso de velas para complementar a força dos escravos. Eventualmente as velas complementavam seus animais de tração em tarefas tais como elevar água (PARK, 1981). A figura 6 mostra modelo de moinho empregado à época. O bombeamento de água, junto com a moagem de grãos, podem ser citados como outras aplicações iniciais da energia eólica.



Figura 6: rotor com pás de tecido em Portugal (HIRATA; ARAÚJO, 2000)

Os mecanismos básicos de um moinho de vento não mudaram desde então: o vento incide em uma hélice que, ao se movimentar, gira um eixo, que impulsiona uma bomba, uma moenda

ou, um gerador de eletricidade. Ainda, atualmente, uma importante aplicação da energia eólica continua sendo o bombeamento de água, com a utilização de bombas a pistão (HIRATA; ARAUJO, 2000).

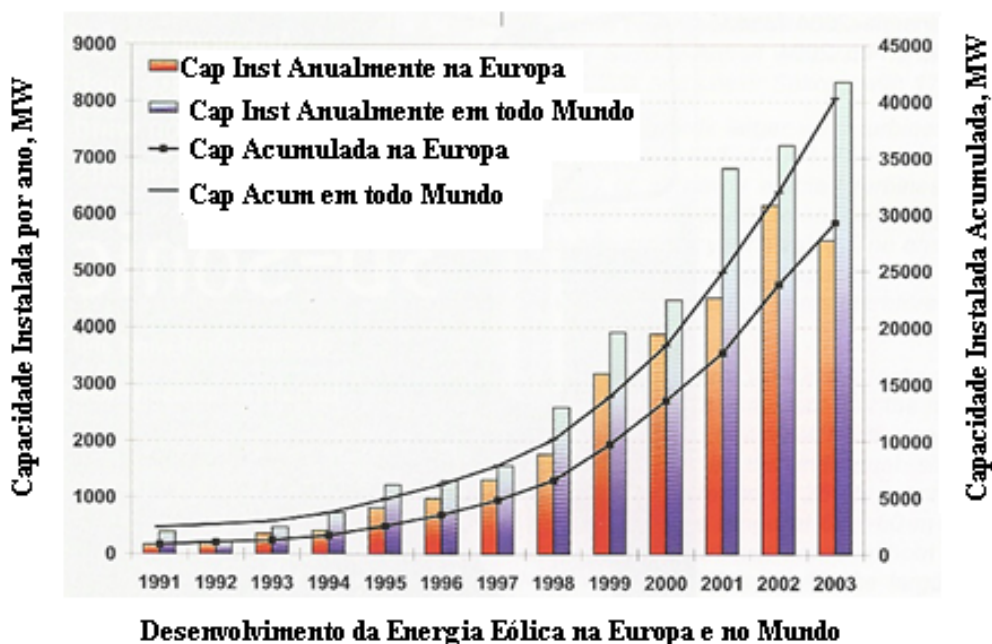
O aproveitamento da força dos ventos já é um dos setores de tecnologia que apresenta um dos maiores índices de crescimento relativo na economia global, sendo uma fonte de energia renovável e de exploração técnica e econômica cada vez mais competitiva, devido ao rápido desenvolvimento tecnológico que tem ocorrido neste setor. Atualmente, ocorrem aplicações tanto com equipamentos de pequena escala (para bombeamento, irrigação e aquecimento doméstico de água), quanto com grandes turbinas, em larga escala (geração de eletricidade).

A energia do vento pode garantir 12% das necessidades mundiais até o ano 2020. Neste processo, 1200 GW de energia eólica poderão ser instalados, mais de 2 milhões de empregos criados e mais de 10.700 Milhões de toneladas de dióxido de carbono evitadas para a contribuição da mudança climática. Estas são alguns prognósticos feitos para o setor pelo documento Wind Force 12 (GREENPEACE<sup>13</sup>, 2004)

Na atualidade, a Europa é o continente líder mundial no desenvolvimento da energia eólica. A capacidade de geração eólica, instalada em todo mundo, até julho de 2003, alcançou 40.301 MW (MOLLY; ENDER, 2004), de acordo com a figura 7. Neste continente, as áreas que têm recurso eólico alto incluem a Grã Bretanha e Irlanda, especialmente a Dinamarca, norte da Alemanha, a Holanda, Bélgica e noroeste da França. Outras áreas compreendem o noroeste da Espanha e a maioria das ilhas Gregas. Além disto, em particular nos países do mediterrâneo, são encontrados sistemas eólicos associados com barreiras de montanhas, apresentando altos potenciais localizados para geração de energia, a exemplo da zona situada entre os Alpes e o Maciço Central no Sul da França, norte da Tramontana dos Pireneus e no Vale Ebro. Deve ser citada a identificação de grandes recursos restritos a pequenas áreas geográficas, em particular os vales das montanhas e corredores, onde efeitos da concentração natural do vento são mais evidenciados (TROEN; PETERSEN, 1989).

---

<sup>13</sup> Greenpeace: é uma organização sem fins lucrativos, presente em 40 países, na Europa, Américas, Ásia, e o Pacífico. O Greenpeace foca seu trabalho nos assuntos ligados à biodiversidade e meio ambiente, tais como trocas climáticas, preservação de florestas, proteção aos oceanos e contra a engenharia genética. [www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org)



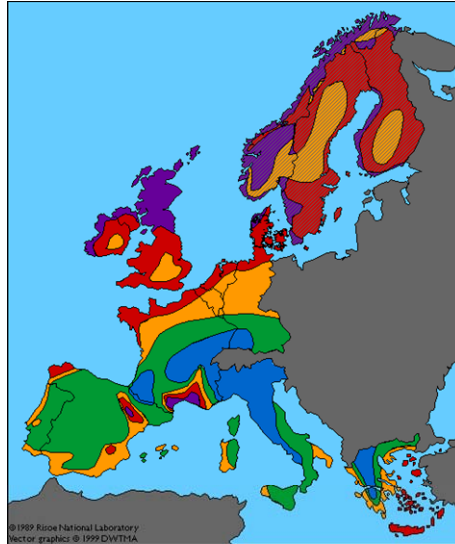
**Desenvolvimento da Energia Eólica na Europa e no Mundo**

Figura 7: potência anual instalada na Europa e no Mundo (MOLLY; ENDER, 2004)

Embora a tecnologia eólica atual tenha sido desenvolvida inicialmente pela Dinamarca<sup>14</sup>, atualmente o país que é líder em capacidade instalada é a Alemanha com 14.612 MW gerados e 15.387 turbinas instaladas (MOLLY; ENDER, 2004). No ano de 2003 houve um considerável aumento da taxa de desenvolvimento da energia eólica em todo o Mundo. Entretanto, na Europa, neste mesmo ano, houve um decréscimo de 10% comparativamente a 2002 (MOLLY; ENDER, 2004). Este decréscimo traduz a exaustão do aproveitamento desta tecnologia em alguns países, como é o caso da Alemanha e Dinamarca, situação esta que será abordada posteriormente com maior profundidade com a visão da indústria de turbinas eólicas. Este fenômeno é mostrado na figura 7, onde a necessária busca de novos mercados, para suprir a indústria europeia, tratou de transferir esta tecnologia para países em desenvolvimento com significativo potencial, através do considerável aumento no desenvolvimento internacional da energia eólica desde 1998, identificando, desta forma, outros países com potencial significativo, demonstrando interesse por esta forma de geração renovável de energia.

<sup>14</sup> Em 2001, 17% da eletricidade consumida na Dinamarca foi produzida por turbinas eólicas (TWELE; GASCH, 2002).

Na figura 8, vislumbra-se o Mapa Eólico Europeu, sendo importante destacar que a ordem de grandeza do potencial lá identificado não é superior ao de outros lugares do mundo, como Brasil, por exemplo.



### Recursos do Vento à 50 m de altura:

Zona Urbana e Florestas	Terrenos Planos Abertos	Costa do Mar	Mar aberto	Colinas
<i>m/s</i> <i>W/m<sup>2</sup></i>	<i>m/s</i> <i>W/m<sup>2</sup></i>	<i>m/s</i> <i>W/m<sup>2</sup></i>	<i>m/s</i> <i>W/m<sup>2</sup></i>	<i>m/s</i> <i>W/m<sup>2</sup></i>
>6.0 >250	>7.5 >500	>8.5 >700	>9.0 >800	>11.5 >1800
5.0-6.0 150-250	6.5-7.5 300-500	7.0-8.5 400-700	8.0-9.0 600-800	10.0-11.5 1200-1800
4.5-5.0 100-150	5.5-6.5 200-300	6.0-7.0 250-400	7.0-8.0 400-600	8.5-10.0 700-1200
3.5-4.5 50-100	4.5-5.5 100-200	5.0-6.0 150-250	5.5-7.0 200-400	7.0-8.5 400-700
<3.5 <50	<4.5 <100	<5.0 <150	<5.5 <200	<7.0 <400
	>7.5			
	5.5-7.5			
	<5.5			

Figura 8: recursos eólicos na Europa  
(TROEN; PETERSEN, 1989)

### 2.1.1 Energia Eólica no Mundo

A energia eólica é uma das fontes mais limpas, é renovável, sendo inesgotável a geração de energia elétrica e de riquezas, nos países que a utilizam. Dados da Associação Europeia de Energia Eólica (EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2002)<sup>15</sup> dão conta de que não existem mais limitações técnicas, econômicas ou de recursos naturais para que esta

<sup>15</sup> EWEA-É a maior associação de energia renovável do mundo em número de associados. Possui membros em 40 países, incluindo 200 companhias, organizações e instituições de pesquisa.

energia alcance a capacidade de suprimento de 12% da eletricidade do mundo até 2020. Atualmente, a energia eólica supre, aproximadamente, 0,4% da demanda por eletricidade no mundo.

Estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano, o que significa mais de 30 vezes o consumo atual de eletricidade, neste mesmo cenário. Devido, porém a restrições socioambientais, apenas 53.000 TWh são considerados tecnicamente aproveitáveis, conforme pode ser visto na tabela 1.

Tabela 1: quadro estimativo do potencial eólico mundial  
(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004)

<b>Região</b>	<b>Potencial bruto (GW)</b>	<b>Densidade demográfica hab/ha</b>	<b>Potencial líquido Estimado(GW)</b>
África	106.000	20	10.600
Austrália	30.000	2	3.000
América do Norte	139.000	15	14.000
América Latina	54.000	15	5.400
Europa Ocidental	31.400	102	4.800
Europa Oriental & ex-URSS	106.000	13	10.600
Ásia (excluindo ex-URSS)	32.000	100	4.900
TOTAL DO GLOBO (média)	498.400		53.000

O desenvolvimento internacional da tecnologia eólica é cada vez mais abrangente. Esse mercado já movimentava US\$ 6 bilhões por ano no mundo, considerando-se apenas as atividades diretas (WOBBEN WINDPOWER, 2004). Até 2012, um total de 150.000 MW de potência instalada está previsto para ser instalado em todo o mundo (EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2002). A Alemanha lidera a capacidade instalada mundial em energia eólica seguida pela Espanha e EUA. A figura 9 esboça a evolução da capacidade instalada anual de energia eólica na Alemanha, e faz um prognóstico para a evolução desta tecnologia na próxima década. Exemplificando a situação, de que, em alguns países europeus, o desenvolvimento da energia eólica parece estar perdendo o fôlego, citamos o caso da Dinamarca, onde apenas 218 MW foram instalados em 2002, o que corresponde a um decréscimo de 59%, em relação a 2001. Este número, entretanto, ainda é o dobro da capacidade instalada neste mesmo ano, no citado país.

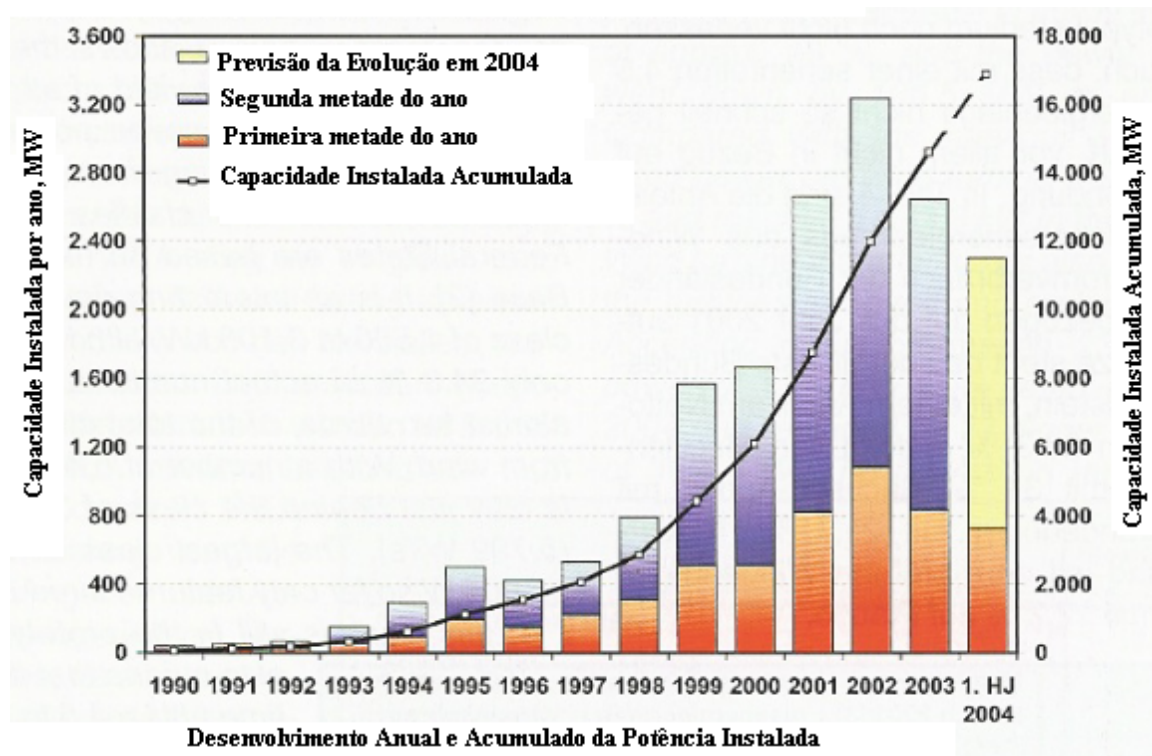


Figura 9: evolução da capacidade instalada anual e acumulada, em MW (MOLLY; ENDER, 2004)

Na França é esperado um significativo crescimento desta tecnologia. As previsões para países fora da Europa indicam um destaque para o crescimento da eólica nos Estados Unidos, que deverá receber a maior capacidade instalada em 2005. Objetivando chegar em 2008, com 13.761 MW instalados, este país deverá instalar 1.480 MW por ano, quantitativo este conseguido em 2001 e 2003, mas não confirmado em 2002. No continente Americano, é esperado o crescimento da energia eólica no Canadá e em alguns países da América do Sul e Central. O potencial eólico no Centro e no Sul da América do Sul e na América Central é excelente, entretanto ainda com baixo desenvolvimento. Aí pode ser destacada a Costa Rica com 71MW instalados até o momento. Além do Brasil, que é a grande expectativa mundial será explicitado posteriormente, a Argentina tem sido vista como um promissor mercado para energia eólica, enfatizando particularmente a Patagônia. O México tem também excepcionais áreas para desenvolvimento da energia eólica, sendo que companhias européias estão em operação neste país e no Brasil (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2005).

No continente asiático, como mercados com grande crescimento futuro merecem destaque a Índia, Japão e China. A Índia foi pioneira no uso de energia eólica como alternativa para os combustíveis fósseis, sendo seu potencial localizado nas regiões costeiras. As metas deste país para energia eólica consideram a instalação de 12.000 MW até 2012. O Japão cresceu 113%



em sua capacidade instalada com relação a 2002 e a República Popular da China, aproximadamente mais 46% para as mesmas circunstâncias. Com sua grande extensão de terra e costa, de acordo com o Instituto de Pesquisa Meteorológica da China, este país tem um potencial para geração da ordem de 253 GW, em terra. Considerando-se off shore, este potencial poderá ser da ordem de 750 GW. As áreas mais ricas estão localizadas principalmente na costa leste e sul, próximo às ilhas, na Mongólia, Xinjiang, e Província de Gansu e no platô Qinghai-Tibet. A meta do governo é instalar 20.000 MW até 2020.

O continente Africano tem sua representatividade desta tecnologia nos países do norte. Espera-se que os países aí situados instalem 801 MW até 2008, o que é quatro vezes o existente, destacando-se o Egito, com uma capacidade instalada, até o fim de 2004, de 145 MW, onde são identificadas áreas de significativo potencial ao longo Rio Nilo, e Golfo de Suez, próximo ao Mar Vermelho, o Marrocos com 54 MW, a Tunísia com 20MW para a mesma data referencial (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2005).

A Austrália e a Nova Zelândia prometem, também, serem mercados promissores, onde se espera instalar 1.850 MW até 2008. Esta meta significa seis vezes a capacidade instalada hoje (MOLLY; ENDER, 2004). A Austrália aposta nesta tecnologia para vencer o seu alto grau de emissões poluentes, dado que 84% de sua eletricidade advém da queima do carvão. Em assim sendo, mais de 1350 MW em projetos estão sendo gestados, de modo a alcançar a meta de 5.000 MW até 2010 e 13.000 MW até 2020 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2005).

Cerca de 50 países, em todos os continentes já utilizam a tecnologia eólica com sucesso, como pode ser verificado na tabela 2 (MOLLY; ENDER, 2004). Abordando especificamente os países dominantes, na Dinamarca, por exemplo, esta fonte renovável responde por 13% de toda a eletricidade gerada. Na região de Schleswig-Holstein, na Alemanha, cerca de 17% do parque instalado é de origem eólica; na região de Navarra, na Espanha, esta parcela é de 23%.(MOLLY; ENDER, 2004). Segundo o documento Wind Force 12, estima-se que até 2020, 12% da demanda por eletricidade poderá ser suprida com energia eólica, sendo para tanto 1.200 GW instalados, mais de 2 milhões de empregos criados e mais de 10.700 milhões de toneladas de dióxido de carbono impedidas de contribuir para mudanças climáticas (EWEA, 2005).

O mercado mundial de produção de turbinas eólicas mais desenvolvido, como é de se esperar, localiza-se nos países que têm a maior capacidade instalada, sendo este bastante competitivo,

com a participação de empresas de diversos países. A figura 10 demonstra a competitividade entre empresas dinamarquesas (VESTAS, BÔNUS, NEG MICON), alemãs (ENERCON, REPOWER, NORDEX), espanholas (GAMESA) e americanas (GE ENERGY).

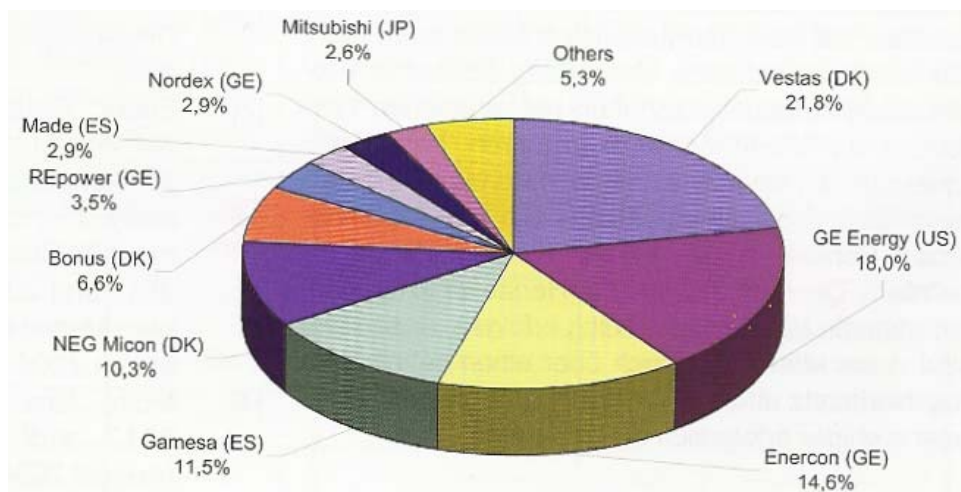


Figura 10: as companhias líderes no mercado mundial com a respectiva potência instalada em 2003 (MOLLY; ENDER, 2004)

A tabela 2 mostra a Potência Instalada Mundial em energia eólica, por país até o final de 2003 e o prognóstico para estes países até 2008, em todos os países onde esta tecnologia está implantada. O avanço desta tecnologia nos continentes é justificado pelos potenciais anteriormente descritos. Pode-se observar também que, ao lado do desenvolvimento já mencionado na Europa, outras evidências têm se manifestado, como é o caso do continente Americano, onde a evolução da eólica foi surpreendente em 2003, com 1.687 MW, comparativamente com 494 MW, instalados em 2002. No continente Asiático, também um considerável crescimento foi observado em 2003, com 804 MW instalados, frente a 424 MW instalados em 2002. Analisando-se especificamente países, expressivas presenças desta tecnologia ocorreram na Áustria onde, em 2003, 285 MW foram instalados, sendo que o valor previsto, no ano anterior, era de 44 MW e na Grã Bretanha, dado que este país passou de 55 MW, em 2002, para 195 MW de potência instalada, em 2003 (MOLLY; ENDER, 2004).

A indústria europeia de turbinas eólicas estima que 230.000 MW possam ser instalados em todo o mundo até 2010 e 1,2 milhões MW até 2020 (EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2002). A previsão do desenvolvimento da energia eólica no mundo, segundo Molly e Ender (2004), segue a conformação das figuras 11 e 12. Conforme pode ser verificado nestas figuras, o crescimento permanecerá continuado na maioria dos países,

excetuando-se a Alemanha. Há uma previsão de estabilização do crescimento e até de uma diminuição deste, no citado país, considerando que, em 2003, o crescimento foi de 28%, comparado com o que vinha ocorrendo até então, de 40%. Empresas alemãs enfatizam o esgotamento já previsto do mercado nacional e europeu nos próximos anos. Paralelamente a este fenômeno, haverá um grande crescimento nos países em desenvolvimento, porquanto haverá uma pressão para a disseminação desta tecnologia para outros países, o que provocará uma competição no mercado internacional. O Brasil surge como a sexta alternativa nos mercados emergentes mais procurados, devido ao seu significativo potencial e, também, por haver definido um incentivo governamental, para esta fonte energética, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas-PROINFA, do Ministério das Minas e Energia.

Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2.000 MW. Em 1994, ela subiu para 3.734 MW, divididos entre a Europa (45,1%), América (48,4%), Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10.000 MW e, em setembro de 2000, a capacidade instalada em todo o mundo já era superior a 15.000 MW. Esta evolução pode ser verificada na figura 11.

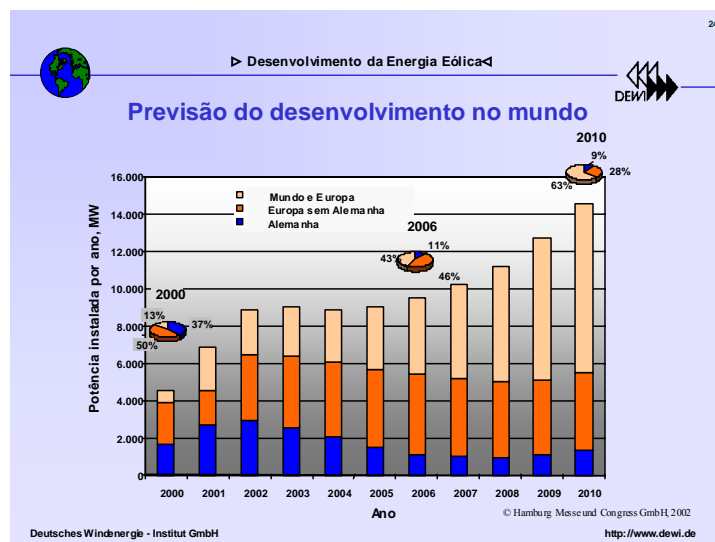


Figura 11: previsão de desenvolvimento da energia eólica no mundo-  
potência instalada por ano (MOLLY, 2003)

Tabela 2: quadro demonstrativo da instalação de energia eólica em todo o Mundo, por Continente e prognóstico até 2008 (MOLLY; ENDER, 2004)

País	Total instalado até final 2003 (MW)	Capacidade instalada (MW)	Prognóstico até 2008(MW)
USA	6.361	1.687	13.761
Canadá	351	81	1.401
Sul e América Central	193	50	1.193
<b>Soma Américas</b>	<b>6.905</b>	<b>1.818</b>	<b>16.355</b>
Alemanha	14.612	2.674	28.062
Espanha	6.420	1.377	13.220
Dinamarca	3.076	218	3.506
Holanda	938	233	2.088
Itália	922	116	2.422
Reino Unido	759	195	3.859
Grécia	538	76	1.238
Suécia	428	56	1.348
Áustria	415	285	1.515
Portugal	311	107	1.111
França	274	91	2.374
Irlanda	230	63	1.155
Noruega	101	4	1.151
Bélgica	78	33	668
Polónia	55	1	495
Finlândia	53	9	503
Turquia	20	1	285
Suíça	6	0	396
Outros Países Europeus	65	10	585
<b>Total Europa</b>	<b>29.301</b>	<b>5.549</b>	<b>65.981</b>
Índia	2.125	423	4.925
Japan	761	275	2.261
China	571	98	1.871
Outros Países Asiáticos	33	8	493
<b>Total Ásia</b>	<b>3.490</b>	<b>804</b>	<b>9.550</b>
Austrália e Nova Zelândia	294	70	2.144
Norte da África	211	63	801
Oriente Médio	71	39	321
Outros Países	29	3	454
<b>Total Outros Países</b>	<b>605</b>	<b>175</b>	<b>3.720</b>
<b>Total Mundo</b>	<b>40.301</b>	<b>8.346</b>	<b>95.606</b>

É esperado que, até 2011, o mercado de energia eólica, fora da Europa, crescerá de tal forma que sua capacidade instalada em todo o mundo, superará a do Velho Continente. Em 2012 deverá haver turbinas eólicas em todo o mundo, capazes de produzir 150 mil megawatts,

contra 40 mil MW de hoje, o que pode ser constatado na previsão da figura 12 (MOLLY; ENDER, 2004).

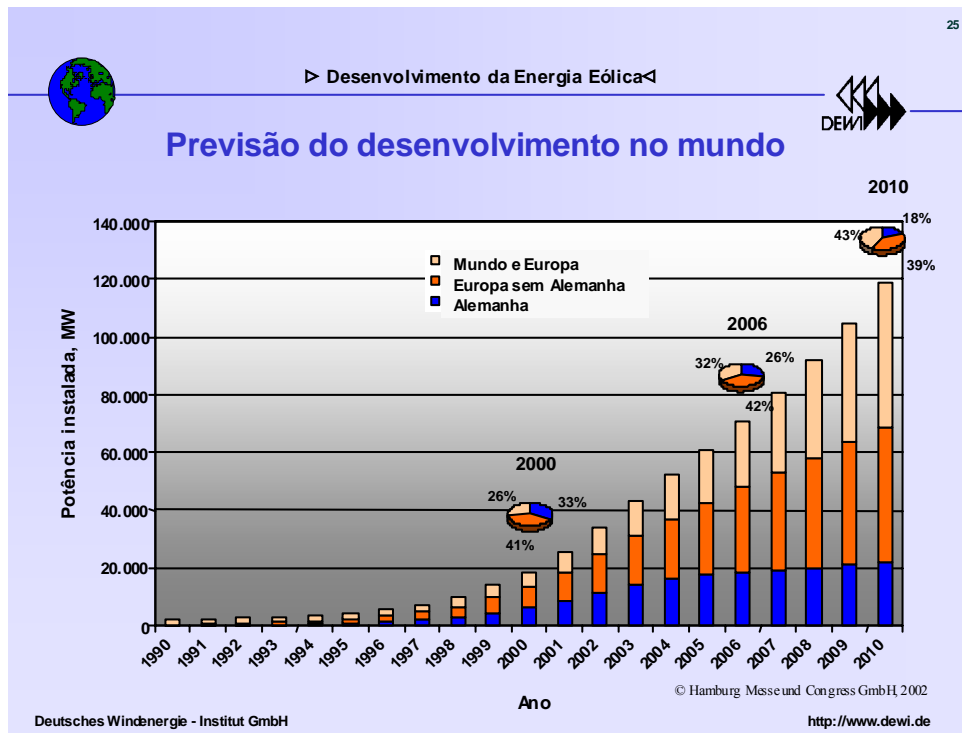


Figura 12: previsão de desenvolvimento da energia eólica no mundo potência instalada em MW (MOLLY, 2003)

Com a evolução tecnológica que tem sido evidenciada nas turbinas eólicas, nos países que detêm vanguarda nesta tecnologia, já existe o planejamento para a substituição das máquinas de menor potência, maximizando-se os sítios eólicos existentes, o que é denominado repotenciação. Deste modo, a Europa e, principalmente, a Alemanha, em função de já haver explorado as áreas mais privilegiadas, busca a maximização dos sítios já explorados, através da instalação de máquinas mais eficientes, conforme pode ser observado na figura 13. O Instituto DEWI tem acompanhado este processo, tendo sido informado que 68 Turbinas, com taxa de potência de aproximadamente, 30 MW foram removidas em 2003 e substituídas por 46 plantas grandes, em um total de 81 MW. Este número pode ser maior, considerando que não é absolutamente certo que todas as substituições tenham sido informadas ao DEWI.

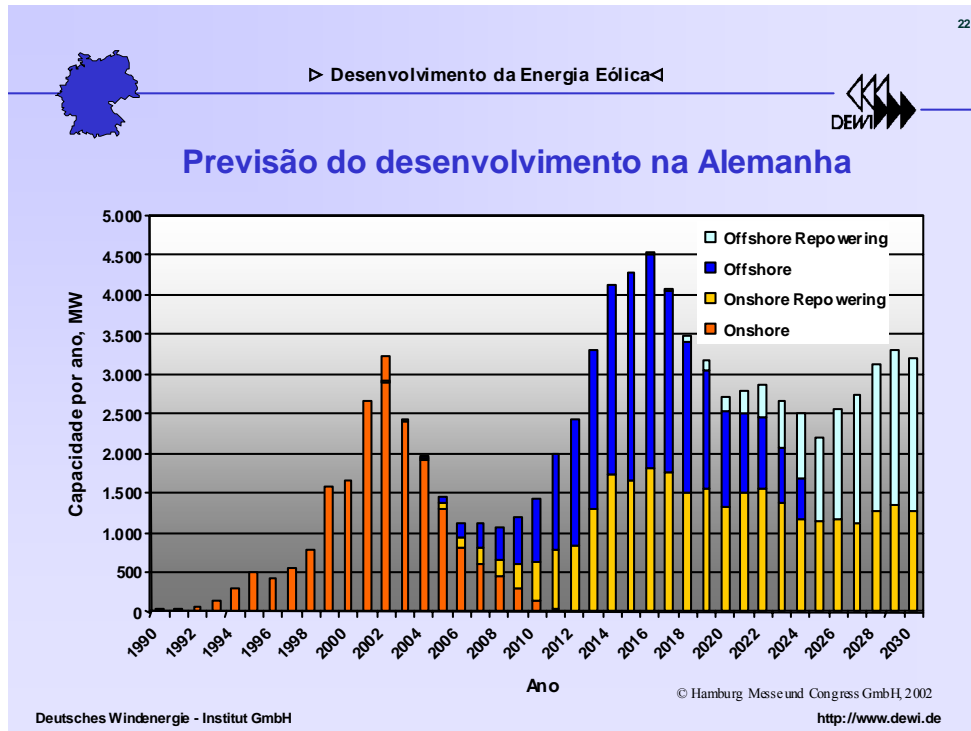


Figura 13: projeção do desenvolvimento da energia eólica na Alemanha (MOLLY, 2003)

A eólica “offshore” é uma realidade crescente na Europa (figura 14). Tal fato justifica-se devido às extensões “on shore” já não comportarem mais implantações de usinas e, também, pelo fato de as áreas internas estarem com aproveitamento cada vez mais restrito, devido à legislação ambiental.

Especificamente na Alemanha, segundo o Molly e Ender (2004), o início das explorações dos recursos “offshore”, a partir de 2007, dará um novo impulso à produção eólica, caso a atual política de incentivo não sofra alterações. A experiência alemã indica um aproveitamento em torno de 3.000 a 3.500 h /ano para a costa, correspondendo a um fator de capacidade de 34 a 39%. Para as turbinas instaladas “offshore”, o aproveitamento é de 4.000 a 4.500 h/ano, correspondendo a um fator de capacidade de 45 a 51%. Estão previstas nove fazendas eólicas “offshore” na Alemanha, nesta primeira fase.



Figura 14: fazenda eólica “*offshore*” Horns Rev – Dinamarca (INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004).

Devido às questões já explicitadas, no caso Alemão, o desenvolvimento previsto acontecerá mais “*offshore*” que “*onshore*”, conforme pode ser verificado na figura 15.

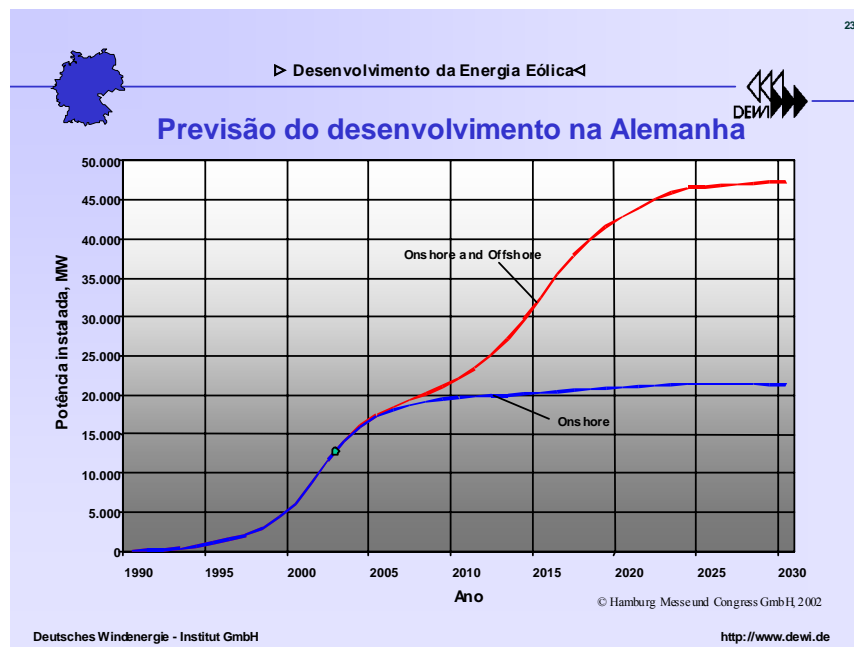


Figura 15: previsão de desenvolvimento da energia eólica na Alemanha “*offshore*” e “*onshore*” (MOLLY, 2003)

### **2.1.2 Energia Eólica no Brasil**

No Brasil, o interesse na energia eólica para geração de eletricidade é recente. A partir de 1974, com a crise do petróleo, algumas universidades e instituições de pesquisa iniciaram trabalhos de desenvolvimento de turbinas eólicas, visando aplicações isoladas.

A vocação da eólica no suprimento energético poderá aumentar a confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico brasileiro, através do aproveitamento otimizado da sinergia de nossos recursos naturais.

Considerando a demanda emergencial por geração, a exploração da energia eólica poderá suprir estas necessidades, entre outras razões, porque, no caso brasileiro há uma complementariedade sazonal entre as fontes eólica e hidráulica. Acresça-se a isto, o fato de, em média, esta tecnologia necessitar de um processo de implantação e geração menor que o das fontes convencionais, também o fato de não representar prejuízo das atividades econômicas existentes no local, além de que já existe no país, produção em escala industrial de turbinas eólicas. No que se refere à conexão com o sistema convencional, esta forma de geração de energia está, atualmente, perfeitamente interligada aos sistemas das respectivas concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

A aplicação da energia eólica, na geração de energia elétrica, também é um importante vetor de desenvolvimento social de comunidades isoladas e da erradicação de bolsões de miséria em diversas regiões, permitindo a universalização do uso da energia a custos menores, além da conseqüente geração de empregos, diminuindo, desta forma, o êxodo rural, uma das maiores causas da pobreza e da marginalização do país (BRASIL, 1999a).

No mapa eólico constante na figura 16, observa-se a estimativa da velocidade dos ventos no Brasil, qual totaliza um potencial de 140.000 MW, onde podem ser identificadas as zonas de maior potencial localizado, principalmente, no litoral das regiões Norte e Nordeste, vale do São Francisco, Sudeste do Paraná e Litoral Sul do Rio Grande do Sul, embora nem todo este potencial possa ser explorado economicamente (ATLAS EÓLICO BRASILEIRO, 2002).



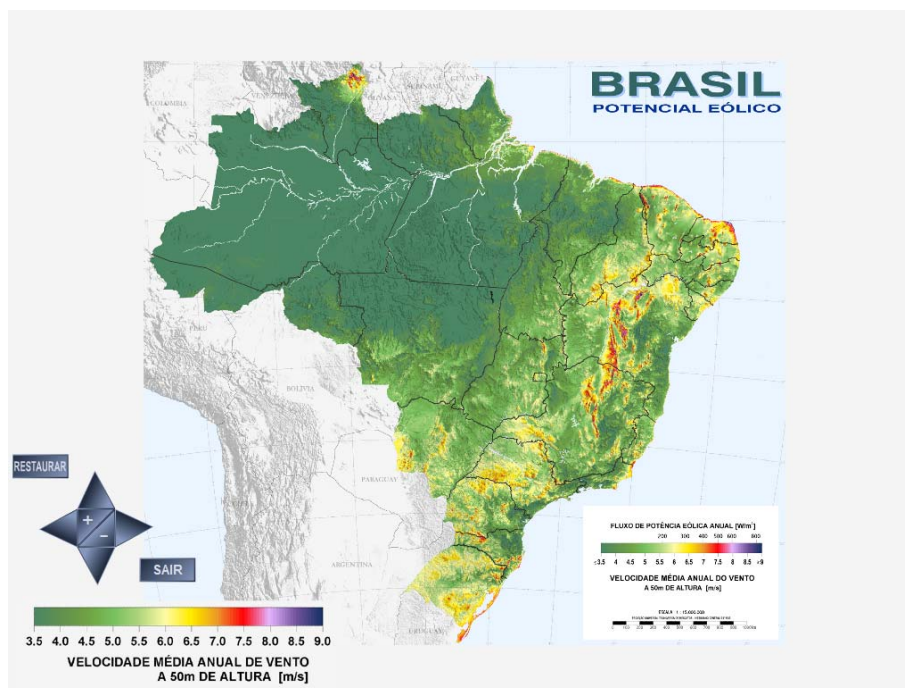


Figura 16: estimativa da velocidade dos ventos no Brasil (ATLAS EÓLICO BRASILEIRO, 2002)

O Brasil possui 11 usinas eólicas em operação, com potência fiscalizada de 28,625 MW (ANEEL,2004), sendo 17,5 MW em escala comercial, nos Estados do Ceará, Pernambuco, Minas Gerais, Paraná e Santa Catarina (CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA-CBEE, 2003).

O Brasil iniciou-se na pesquisa de energia eólica com o projeto do Instituto Aeroespacial - IAE/CTA, de 1976, oportunidade esta em que foi identificado o promissor potencial eólico da região nordeste. Ainda em 1976, foi construído o protótipo de uma turbina eólica de 20 kW. A partir de 1977 foi construído e testado o protótipo IAE 8m/5 kW que operou na Barreira do Inferno, em Natal/RN. Seguindo-se a estas experiências, em 1981, foi iniciado o projeto CTA/DFVLR 25 kW (Deutsch-Brasileiro), cujo primeiro protótipo foi construído em 1984, no campo de testes alemão de Schnittlingem. Em 1993, foi instalada na ilha de Fernando de Noronha, pelo grupo de energia eólica da Universidade Federal de Pernambuco, que foi o primeiro sistema híbrido instado no Brasil, em convênio com o Folckcenter da Dinamarca, a primeira turbina eólica de porte médio, para geração comercial de eletricidade da América do Sul. Esta máquina é vista na figura 17.



Figura 17: turbina Folkcenter  
(CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA  
EÓLICA, 2003)



Figura 18: turbina da praia de  
Sto. Antônio-Ilha Fernando de  
Noronha, (CENTRO BRASILEIRO  
DE ENERGIA EÓLICA, 2003)

Com 75 kW de potência nominal, possui um rotor de 17 m de diâmetro acoplado em uma torre de 23 m de altura. Funciona interligado a um grupo gerador diesel-elétrico que abastece a ilha. Também na mesma ilha, na praia de Santo Antônio, uma turbina de 300 kW, vista na figura 18, visa aumentar o uso de fontes alternativas no local. Em agosto de 1994, a Companhia Energética de Minas Gerais-CEMIG, colocou em operação no Morro do Camelinho, visto na figura 19, situada no município de Gouveia/MG, o primeiro parque eólico do Brasil, composto de 4 turbinas eólicas fabricadas pela Tacke Windtechnik da Alemanha, com 26 m de diâmetro, com 250 kW de potência cada, instaladas a 30 m de altura do solo. Também em 1994, os Ministérios da Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia estabeleceram as diretrizes para o desenvolvimento das energias solar e eólica no Brasil, o que deu origem à declaração de Belo Horizonte, documento este, que passou a ser basilar para a política nacional, nestas áreas.



Figura 19: usina eólica do Morro do Camelinho- Município de Gouveia-Minas Gerais (CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA, 2003)

Instalada no Porto de Mucuri, pertencente ao município de Fortaleza-Ceará, inaugurada em novembro de 1996, a usina de Mucuri operava com 04 turbinas eólicas de 300 kW, modelo TV 300 da empresa Tacke Windtechnik, que gerava anualmente cerca de 3800 MWh de energia. Importante salientar que neste parque consegue-se um Fator de Capacidade de 50%, o que significa um diferencial qualitativo importante. Esta matéria será mais detalhada no Anexo A , no item específico do tema.

Em 2002, a empresa Wobben Windpower<sup>16</sup> instalou novas turbinas, substituindo as anteriores. Atualmente o parque opera com 4 turbinas eólicas E-40/600 kW. A figura 20 mostra uma visão panorâmica do parque de 2,4 MW (WOBBEN WINDPOWER,2004).

Em julho de 1997 foi instalado o sistema híbrido eólico/fotovoltaico da Vila de Joanes, município de Salvaterra, ilha de Marajó. Nesta instalação operam 04 turbinas eólicas, com potência de 6 kW cada, associadas a um grupo de painéis fotovoltaicos, instalados na cobertura do abrigo, onde se situa o sistema de controle e baterias dos mesmos, como pode ser observado na figura 21.

---

<sup>16</sup> Wobben Windpower: empresa subsidiária da alemã Enercon. É o único fabricante nacional de geradores eólicos, produzindo pás e geradores, de porte médio, em sua unidade de Sorocaba. Atualmente produz o aerogerador E-40 de 600 kW.



Figura 20: usina eólica de Mucuripe, Município de Fortaleza, Ceará (WOBBEN WINDPOWER, 2004)

A finalidade do sistema foi a redução do consumo de óleo diesel na termelétrica local, servindo com eletrificação rural uma vila de 150 pessoas (CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA, 2003).



Figura 21: sistema híbrido da Vila Joanes- Ilha de Marajó (CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA, 2003)

Em 1999, as duas primeiras centrais geradoras eólicas, construídas e operadas por um produtor independente de energia foram instaladas no Ceará. A central eólio-elétrica de Taíba, com 5 MW, inaugurada em janeiro de 99 e a central eólico-elétrica de Prainha, inaugurada em abril/2000, no município de Aquirás, com potência total de 10 MW. Esta última é uma das maiores no gênero da América do Sul. A Usina eólio-elétrica de Taíba, situada no litoral oeste

do Estado do Ceará, na praia de mesmo nome, município de São Gonçalo do Amarante, é a primeira do mundo construída sobre dunas de areia. Constitui-se em uma unidade independente de energia elétrica, com 10 turbinas eólicas Wobben-Enercon E-40/500 kW, sendo a energia adquirida pela concessionária local, a COELCE. O parque apresenta uma capacidade instalada total de 5 MW. A energia total produzida é da ordem de 17.500 MWh/ano, suficiente para suprir as necessidades de uma população de cerca de 50 mil pessoas (WOBBEN WINDPOWER, 2004).

A Central eólio-elétrica de Prainha, vista na figura 22, possui 20 geradores Wobben-Enercon E-40/500 kW, sendo que a energia produzida é adquirida, também pela Companhia Energética do Ceará-COELCE, até 2015. Sua produção anual é da ordem de 35.000 MWh, suficiente para suprir as necessidades de uma população de cerca de 100 mil pessoas (WOBBEN WINDPOWER, 2004). Ainda em 1999, o CBEE instalou uma turbina eólica de 250 kW, a Wind World, na Área de Testes de Turbinas Eólicas em Olinda/PE. Esta turbina conta com sensores e instrumentação para medidas experimentais, sendo seus componentes fabricados no Brasil.



Figura 22: usina eólico-elétrica de Prainha, Município de Aquirás, Ceará (CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA, 2003)

Em 2000, uma nova central eólica de 2,5 MW foi inaugurada na localidade de Palmas, na divisa do Paraná com Santa Catarina/PR, com a participação da COPEL e Wobben Windpower, sendo a primeira do sul do país. Construída e operada pela empresa Centrais Eólicas do Paraná Ltda, uma Sociedade por cotas entre a Wobben Windpower e a COPEL, é uma produtora independente de energia. A energia será comercializada por vinte anos. O

parque totaliza 05 turbinas eólicas ENERCON E-40/500 kW, com capacidade instalada de 2,5 MW, e geração anual da ordem de 5.000 MWh (WOBLEN WINDPOWER, 2004). Neste mesmo ano, o CBEE, com apoio da ANEEL, instalou uma turbina eólica VESTAS, de 225 kW, na Ilha de Fernando de Noronha, formando o maior sistema híbrido diesel/eólico da América do Sul.

Em 2002, foi instalada pela CELESC e Wobben Windpower em Santa Catarina a usina eólica Bom Jardim da Serra, SC, empregando uma turbina eólica Enercon E-40, de 600 kW. Ainda em Santa Catarina, localiza-se a usina eólica Horizonte. Instalada com oito turbinas eólicas da Wobben, tipo E-40/600 kW, totaliza uma capacidade instalada de 4,8 MW.

Os projetos brasileiros, até agora, pode-se dizer, tiveram, prioritariamente, caráter de demonstração da viabilidade técnica do aproveitamento da energia eólica, embora alguns deles estejam ligados ao sistema nacional e operam comercialmente, como é o caso, em especial, das experiências no nordeste do país. Esta situação nos autoriza a inferir que o desenvolvimento da eólica no Brasil teve, até o momento, um desenvolvimento incompatível com o diferenciado potencial identificado para o aproveitamento da fonte eólica, principalmente no litoral dos estados do nordeste e sul do País, como foi mostrado na figura 16, em função do aproveitamento maciço da hidroeletricidade. Entretanto, este quadro está em evolução. É o que se pode constatar a partir dos 147 empreendimentos eólicos outorgados pela ANEEL entre 1998 e 2004 que correspondem a 6.722 MW(ANEEL,2004).

Diferentemente das fontes convencionais, um empreendimento que empregue energias renováveis, especialmente a eólica, para ser viabilizado economicamente necessita de incentivo financeiro governamental, e esta condição assim permanecerá até que sejam efetivamente contabilizados os custos ambientais advindos das demais fontes. Devido a esta circunstância, uma nova fase no desenvolvimento da energia eólica brasileira está acontecendo, a partir do incentivo governamental conferido pela Lei n 10.438 de 26 de abril de 2002, que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA, revisado pela Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003. Este programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (2002b), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos pelas fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte. O PROINFA contará com o suporte do BNDES, que criou uma linha de financiamento especial para estas fontes. Esta linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e

serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir 30% do projeto com capital próprio. A Eletrobrás, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPAs), assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia, contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição ao mercado de curto prazo, o que é mais um importante diferencial apontado neste incentivo às fontes renováveis. Os contratos terão duração de 20 anos e os projetos deverão entrar em operação até dezembro de 2006. (BRASIL, 2002a, 2002b). Os critérios de regionalização, previstos na Lei 10.762, estabelecem um limite de contratação, por Estado, de 20% da potência total destinada à fonte eólica, que é de 1.100 MW (BRASIL, 2002a). Em função disto, cada Estado contratou no máximo 220 MW, conforme discriminado na tabela 3.

Na concorrência para habilitação dos projetos, em todo o País, foram autorizados 6.365 MW em projetos de energia eólica pela ANEEL, até março de 2003, para o Programa em tela, e 3.517 MW foram efetivamente selecionados em todo o país, de acordo com os critérios estabelecidos, para a conquista de 1099 MW, alocados conforme tabela 3 (CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, 2003). Paralelamente, mais de 100 medições de vento continuam mapeando o país em nome da provável segunda fase do programa, que se configurará em mais um mercado comprador, ainda não definido, mas que não será menor que o oferecido na primeira fase. Deste modo, pode-se dizer que está havendo pesquisa na área eólica buscando uma melhor definição do regime dos ventos no país, dado que, a par de existirem lugares muito privilegiados, como mostra o Mapa Eólico Brasileiro da figura 16, existem também diferenças importantes no quantitativo localizado das velocidades do vento.

Os projetos brasileiros, selecionados para esta primeira fase do PROINFA, foram distribuídos de acordo com a tabela 3.

Tabela 3: empreendimentos eólicos selecionados no PROINFA  
(CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, 2003)

UF	Número de empreendimentos	Potência Total selecionada no Estado
BA	01	192,10 MW
CE	07	220,00 MW
PE	02	27,55 MW
RN	03	220,00 MW
RS	04	220,00 MW
SC	09	220,00 MW
PB	01	0,35 MW
<b>TOTAL</b>		<b>1.099 MW</b>



Para a fonte biomassa foram efetivamente contratados apenas 327,6 MW na primeira chamada do PROINFA, motivo pelo qual a Eletrobrás lançou uma segunda chamada de projetos para esta fonte em outubro 2004. Caso, novamente, o mercado comprador restante de 772,54 MW gerados à biomassa não identifique projetos qualificados no Brasil, este diferencial, ou o que resultar da inserção de novos projetos à biomassa, será remanejado para as duas outras fontes, eólica e PCH, segundo a lei federal 10.438. Acresça-se a este quantitativo, os 220 MW selecionados para Santa Catarina, os quais encontram-se suspensos devido a constatação de problemas nas licenças ambientais dos projetos, podendo então, esta potência, ser remanejada para todo o País, conforme critério da Licença ambiental mais antiga.

A capacidade instalada advinda de fonte eólica em todo o país, totalizará em 2006, aproximadamente, 1122 MW. Com o programa PROINFA, excetuando-se a fonte hidrelétrica convencional, dobrará a participação de fontes alternativas renováveis na matriz elétrica brasileira, dado que, atualmente, respondem por 3,1% do total produzido, devendo chegar em 2006, a 5,9% (BRASIL, 2002d). Os empreendedores selecionados pelo programa assinaram contrato com a ELETROBRÁS, em 30 junho de 2003, para entrega dos parques em 31 dezembro de 2006 e, no momento, desenvolvem seus projetos executivos.

Verifica-se o interesse de fábricas e/ou montadoras em instalar-se no Brasil. Esta decisão passa por planejamento federal de Médio e Longo Prazo da expansão das fontes renováveis, especificamente da fonte eólica na matriz energética brasileira, o que permitiria o estabelecimento de mercado para este tipo de energia, e, em assim sendo, atrair investimentos fabris eólicos. Os Estados trabalham com incentivos locais, o que não sustenta a decisão de um empreendimento deste porte. Importante referenciar que o Planejamento a Médio e Longo Prazo das fontes renováveis na matriz energética garantiria a continuidade da proposta atualmente apresentada pelo programa Proinfa, de modo que este não se tornasse um incentivo episódico e pontual na evolução da geração elétrica brasileira.

#### 2.1.2.1 Considerações Técnicas e Econômicas dos Projetos de Energia Eólica no Brasil

Este texto baseou-se em um dos documentos mais atualizados sobre o tema, que foi um estudo desenvolvido pelo DEWI, em 2003, acerca das condições técnicas e econômicas de implantação da energia eólica no Brasil. A abordagem das questões técnicas e econômicas



atinentes ao desenvolvimento desta tecnologia em nosso país sofre a carência de situações experimentadas, visto que datam de 1979, as primeiras experiências aqui desenvolvidas totalizando, hoje, apenas 22 MW instalados, principalmente, no nordeste do País, a tempo que os países da Europa gerenciam bancos de dados de vento de décadas. Ainda que tentemos assimilar a exitosa tecnologia européia, não nos furtaremos às especificidades locais, o que, sem dúvida, corrobora para que exista um percentual de incerteza nos processos e decisões. Abordaremos aqui, os principais fatores intercorrentes já identificados e quantificados que pesquisamos nos últimos estudos do DEWI (2003), por ocasião de nosso estágio neste Instituto e outros, que vivenciamos por conta de estarmos afetos à Secretaria de Energia do RS, na coordenação dos Projetos Eólicos do Estado.

O estudo em tela constituiu-se em uma das bases que definiram os parâmetros que foram adotados no PROINFA. Será aqui procedido, também, um paralelo entre os principais custos da eólica na Alemanha e o que se avizinha para o Brasil, nunca podendo esquecer-se que, no caso do investimento brasileiro, há que considerarem-se as situações conjunturais relativas à economia do país, tais como inflação e o risco Brasil. Entendemos ser importante enfatizar que, não raras vezes, será observado que os valores encontrados pelo estudo do DEWI (2003) são maiores que os considerados pelo PROINFA, o que poderá representar uma difícil realidade a ser enfrentada pelo empreendedor.

Segundo DEWI (2003), o investimento total de um parque eólico no Brasil ficará entre o limite inferior de R\$ 3.123/kW e o superior de R\$ 4.369/kW. O investimento global médio de um parque eólico no Brasil foi quantificado, de acordo com o referido estudo, em R\$ 3.471/kW (aproximadamente, 1.000 Euros/kW). Na Alemanha, o valor deste mesmo investimento é da ordem de 1.160 Euros/kW (aproximadamente, R\$ 4.002/kW), o que significa que o custo médio de um parque eólico brasileiro, segundo este estudo, deverá ser 13,3% menor que na Alemanha.

O investimento de um parque eólico está principalmente composto com o custo dos equipamentos, infra-estrutura, e operacionalização do parque, que passam a ser descritos:

#### *2.1.2.1.1 Investimento nos Equipamentos*

O estudo do DEWI (2003), que definiu os custos dos investimentos em turbinas, baseou-se em uma amostragem de 1000 turbinas desenvolvida na Alemanha, a qual concluiu que, para o mercado daquele país, o custo médio do equipamento instalado, sem fundações, é da ordem de 895 Euros/kW. Este preço inclui os custos de transporte e de instalação. Segundo DEWI (2003), aplicando-se os mesmos pressupostos de amostragem para a realidade brasileira, o preço para uma turbina eólica fornecida e instalada no Brasil, resultará em um valor médio de 751 Euros/kW, aproximadamente, R\$ 2.592/kW, incluídos os eventuais impostos de importação. O intervalo de custos identificado para o investimento da turbina eólica montada no Brasil, sem fundação, de acordo com a amostragem de custos coletada pelo DEWI (2003), tem em seu limite inferior R\$ 2.200/kW e em seu limite superior R\$ 3.311/kW. Isto representa 16% a menos que na Alemanha.

É necessário, também, considerar-se que as turbinas e seus componentes estão sujeitos a um imposto alfandegário de 14%. Em razão deste custo, no caso do PROINFA, onde o percentual de importação máximo admitido é de 40% do total do projeto, este sofrerá um acréscimo de 5% no total do investimento.

#### *2.1.2.1.2 Custos Secundários do Investimento*

Denominamos custos secundários aqueles atinentes à fundação, à conexão à rede, acessos ao terreno e obras civis, custos de projeto, medições de vento e licenças ambientais. Na Alemanha, a conexão à rede significa 36% dos custos secundários do projeto, 22% são relativos aos custos de fundação, 9% são custos de planejamento e 7% são custos de urbanização. Segundo DEWI (2003), no Brasil, o percentual maior dos custos secundários ficará comprometido com a conexão à rede convencional. Na Alemanha, os custos secundários representam, aproximadamente, 269 Euros/kW. No Brasil, estes devem representar em torno de 255 Euros/kW (R\$ 879/kW). O intervalo dos custos secundários no Brasil situa-se entre R\$ 720/kW e R\$ 1.058/kW. Estes, no caso brasileiro, são explicados pelas distâncias a serem cobertas pelas linhas de transmissão, desde o empreendimento até a

conexão com a rede de distribuição, o que é, em média, 29 Km. Na Alemanha, as distâncias são mais curtas, entretanto o custo do quilômetro de linha aérea é de cinco a sete vezes maior.

#### *2.1.2.1.3 Custos de Operação e Manutenção*

O custo da operação e manutenção das centrais eólicas, segundo DEWI (2003), diferenciam-se de acordo com a fase em que ocorrem, ou seja, na fase da garantia, nos primeiros dois anos e no restante do tempo de operação. O estudo recomenda uma média de R\$ 75,38/kW. Após o prazo de garantia, o valor indicado para tanto é de R\$ 87,46/kW. Segundo DEWI (2003), os custos de operação e manutenção no Brasil, são 4% mais baixos que na Alemanha, sendo que, a partir do terceiro ano são 25,5% mais baixos que na Alemanha. Importante salientar que os parâmetros divulgados pelo PROINFA consideraram R\$ 50/kW, para a operação e manutenção nos dois primeiros anos, R\$ 100/kW, do terceiro ao décimo ano e R\$ 120/kW, a partir do 11º ano.

#### *2.1.2.1.4 Outros Custos*

Aqui estão compreendidos o custo pelo uso da rede de distribuição e o custo de arrendamento, considerando que a maioria dos parques não se situa em área própria. Também é aqui incluído o custo de recultivação. No Brasil, o uso da rede de distribuição de energia é pago. O ONS determina que todos os produtores de energia devam pagar pelo transporte da energia na rede básica e na rede de distribuição. Os custos apurados para o uso das redes não variam muito de estado para estado, sendo o mais elevado no Ceará-R\$ 3,11/kW/mês e o mais baixo no Paraná-R\$ 1,02/kW/mês. No Rio Grande do Sul é de R\$ 1,91/kW/mês. O PROINFA considerou, para tanto, o valor de R\$ 2,5/kW/mês.

O custo médio do arrendamento, concluído pelo DEWI em 2003, foi de R\$ 10,00/kW/ano, o que difere bastante do valor considerado no PROINFA, que é de 1% da receita anual.

É necessário, também, considerar o custo de recultivação do terreno, para entrega do mesmo após o prazo de 20 anos do projeto. Neste caso, é feita uma reserva durante o tempo do projeto, no valor de R\$ 3,7/kW/ano. O PROINFA adotou, para tanto, o valor de R\$ 3,5/kW/ano.

### 2.1.3 Energia Eólica no Estado do Rio Grande do Sul

Atualmente não existem experiências no aproveitamento de energia eólica no Estado, nem mesmo em caráter de demonstração. O Rio Grande do Sul inseriu-se neste segmento através de uma política direcionada para incentivo ao setor, na gestão 1999-2002. Nesta época foi elaborado o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul.

Para viabilização das medições de intensidade e direção dos ventos, visando à efetivação do Atlas Eólico, foram firmadas parcerias entre o Estado e Empresas Privadas. As medições tiveram lugar nos seguintes municípios: Imbé, Cidreira, Arroio do Sal, Sta Vitória do Palmar, Cassino, Progresso, São Francisco de Paula, Palmares do Sul, Tapes, São Lourenço do Sul, São José do Norte, Rio Grande, Jaguarão, Piratini, Livramento, Faxinalzinho, Arambaré, Mostardas, Pinhal e Osório. A SEMC permanece, juntamente com a CEEE, desenvolvendo medições em 17 pontos no Estado, visando uma definição mais precisa do Mapa Eólico.

Como resultado das medições, construiu-se o Atlas Eólico<sup>17</sup> do Rio Grande do Sul, sendo que a figura 23 identifica os locais mais privilegiados para o aproveitamento da força do vento. De acordo com este estudo, pode-se estimar um potencial de geração de energia, a 50m, na ordem de 15.840 MW, em terra (“on shore”), e 18.520 MW, sobre a água (“off shore”), determinado sobre as lagoas dos Patos, Mirim e Mangueira.

---

<sup>17</sup> Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2002) O potencial estimado sobre solo firme e sobre água, considerou 50 m de altura do solo e apenas ventos com velocidade média anual superior a 7 m/s e, ainda um aproveitamento de 1,5 MW/Km<sup>2</sup>

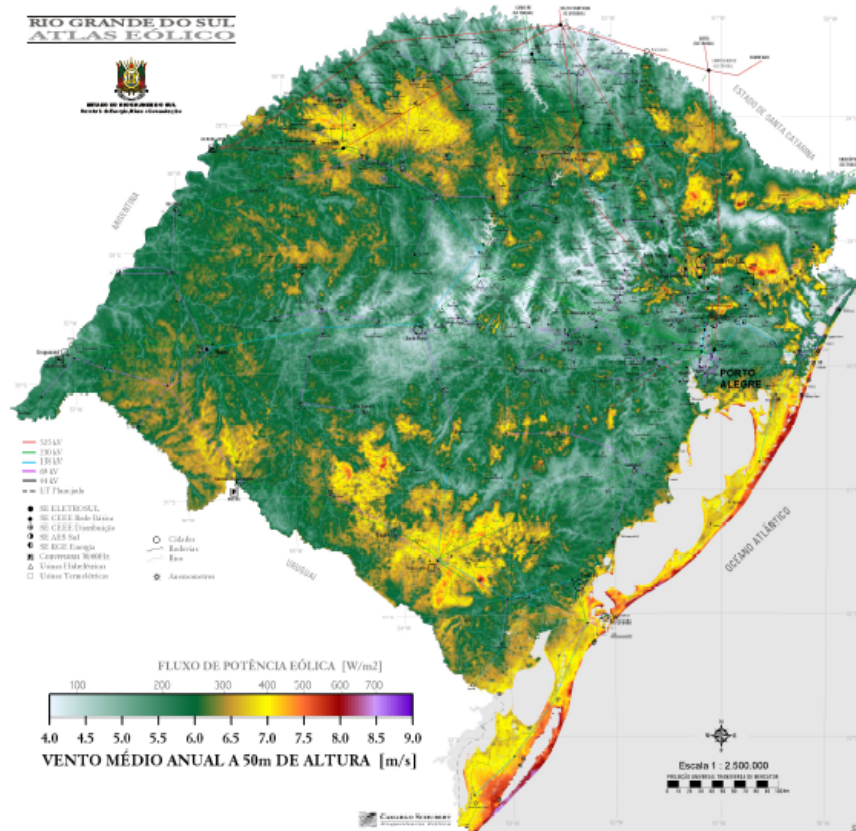


Figura 23: mapa eólico do RS para altura de 50 m  
(ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002)

A síntese do estudo dos ventos realizado no Estado, que definiu o potencial eólico do RS a altura de 50 m, consta na tabela 4, e a altura de 75 m, na Tabela 5, onde são estimadas as velocidades do vento “on shore” e “off shore”, com os correspondentes valores de potência, considerando os fatores de capacidade locais.

Tabela 4: potencial eólico do RS a altura de 50m  
(ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002)

	velocidade do vento (m/s)	potência (MW)	fator de capacidade (%)
em solo firme ("on shore")	7,0-7,5 m/s	12.290	>29%
	7,5-8,0 m/s	2.990	>34%
	8,0-9,0 m/s	560	>39%
Total "on shore"	>7,0 m/s	15.840	>23%
sobre a água ("off shore")	7,0-7,5 m/s	9.220	>30%
	7,5-8,0 m/s	8.040	>35%
	8,0-9,0 m/s	1.260	>39%
Total "off shore"	>7,0 m/s	18.520	>30%

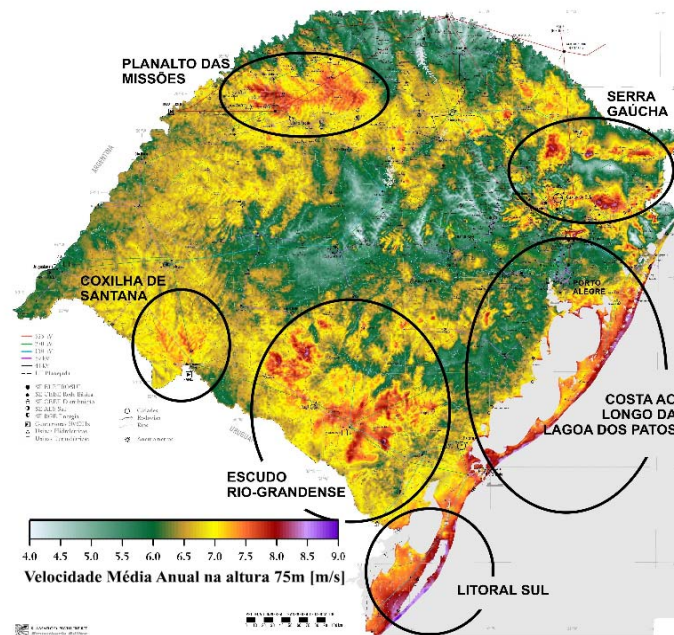


Figura 24: estimativa do potencial eólico para a altura de 75m e a localização das melhores áreas do estado (ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002).

Tabela 5: potencial eólico do RS a altura de 75 m (ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002)

	Velocidade do vento (m/s)	Potência (MW)	fator de capacidade (%)
em solo firme ("on shore")	7,0-7,5 m/s	42320	>27%
	7,5-8,0 m/s	10120	>32%
	8,0-9,0 m/s	1990	>37%
Total "on shore"	>7,0 m/s	54.430	>29%
sobre a água ("off shore")	7,0-7,5 m/s	4.610	>28%
	7,5-8,0 m/s	9.980	>22%
	8,0-9,0 m/s	4.920	>37%
Total "off shore"	>7,0 m/s	19.510	>30%

As áreas mais favoráveis segundo o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2002), considerando-se a altura de 75m, em conformidade com a figura 24 são as abaixo descritas:

- a) Costa ao longo da Lagoa dos Patos:
  - Ventos médios: 7 a 8 m/s;
  - Infra-estrutura: linhas e subestações de 69 e 138 kV
- b) Litoral Sul:
  - Ventos médios: 7 a 8 m/s;
  - Infra-estrutura: linhas e subestações de 69 ,138 e 230 kV

- c) Escudo Rio Grandense:
  - Ventos médios: 7 a 8 m/s;
  - Infra-estrutura: linhas e subestações de 69 ,138 e 230 kV
- d) Coxilha de Santana
  - Ventos médios: 7 a 7,5 m/s;
  - Infra-estrutura: linhas e subestações de 69 e 230 kV - Conversora de Rivera (interligação com Uruguai)
- e) Planalto das Missões
  - Ventos médios: 7 m/s;
  - Infra-estrutura: linhas e subestações de 69, 230 e 500 kV
- f) Serra:
  - Ventos médios: 7 a 7,5 m/s;
  - Infra-estrutura: linhas e subestações de 69,138 e 230 kV

Existem 1.495,9 MW em projetos de parques eólicos em tramitação para instalação no Estado, dos quais, 614,15 MW, conforme mostra tabela 6, já detém aprovação do licenciamento ambiental, junto ao órgão estadual regulamentador – FEPAM, licença da Agencia Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, licença do Operador Nacional do Sistema - ONS e habilitação pela ELETROBRÁS, para o aproveitamento dentro do Programa PROINFA. Isto nos leva a crer que, sob o critério adotado da anterioridade da Licença Ambiental, poderá viabilizar-se, pelo menos, mais um projeto de geração eólica no RS, dado que este Estado possui mais 394,15 MW em projetos habilitados pelo programa, ainda não selecionados, conforme tabela 6. Este panorama nos permite inferir que o Estado do RS está definitivamente inserido no cenário eólico mundial.

As empresas que atualmente desenvolvem projetos de geração eólica no estado são: Gamesa, Wobben, Enerfin (empresa gaúcha parceria da espanhola Elecknor), ERB (associação de gaúchos com a alemã Inwertec), Elebrás (parceria com a alemã Innovent) e a gaúcha Prowind.

Estes projetos representam a concreta introdução do uso da energia eólica na matriz energética do Rio Grande do Sul. Neste contexto, a energia eólica se traduz em uma alternativa capaz de contribuir para a composição da Matriz Energética em todos os níveis. (ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002).

Os projetos habilitados pela ELETROBRÁS no RS constam na Tabela 6:

Tabela 6: projetos habilitados no RS  
(CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, 2001)

Empresa	Município	Aproveitamento	P <sub>instalada</sub> (MW)
Elecnor do Brasil/ENERFIN	Osório	UEE dos Índios	50,00
Elecnor do Brasil/ENERFIN	Osório	UEE Osório	50,00
Elecnor do Brasil/ENERFIN	Osório	UEE Sangradouro	50,00
Elebrás Ltda	Tramandaí	UEE Elebrás Cidreira I	70,00
Gamesa Serviços do Brasil	Piratini	UEE Serra dos Antunes	98,60
ERB_Energia Regenerativa	Osório	UEE Osório	28,50
ERB_Energia Regenerativa	Xangrilá	UEE Xangrilá II	6,00
ERB_Energia Regenerativa	Maquine	UEE Xangrilá I	24,00
Elecnor do Brasil/ENERFIN	Palmares do Sul	UEE Palmares	50,00
Prowind	Xangrilá	UEE Fazenda Eólica de Xangrilá	26,25
Prowind	Imbé	UEE Fazenda Eólica de Imbé	35,00
ERB_Energia Regenerativa	Osório	UEE Casqueiro II	6,00
ERB_Energia Regenerativa	Osório	UEE Casqueiro I	45,00
Gamesa Serviços do Brasil	Livramento	UEE Livramento	74,80
Prowind	Imbé	UEE Fazenda Eólica de Imbé	35,00
			614,15

Os projetos selecionados para constituírem-se nos primeiros parques eólicos do Estado, dentro do critério de anterioridade da Licença ambiental, foram:

- a) Parque eólico de Osório – Empresa Elecnor/Enerfin
  - Potência instalada: 150 MW
  - Investimento: US\$ 230 milhões
- b) Parque eólico de Cidreira (Tramandaí) – Empresa Elebrás/Innovent
  - Potência instalada: 70 MW
  - Investimento: US\$ 91 milhões

Atualmente, o Programa PROINFA encontra-se em fase de segunda chamada para a fonte biomassa, a qual findou em 19 de novembro de 2004. Caso não seja contratado o diferencial havido nesta fonte na primeira chamada, pela ELETROBRÁS, será remanejado este quantitativo para contratos nas duas outras fontes. Neste caso, o Rio Grande do Sul aposta na conquista de, pelo menos, mais um parque eólico, por conta de ser um dos estados que detém banco de projetos habilitados. A par disto, o Estado trabalha na atração de investimento de uma fábrica de turbinas eólicas, a qual já se justifica pelo aporte de projetos definidos para o RS e por estar este em uma posição estratégica frente ao MERCOSUL, podendo aqui se estabelecer, também, um mercado exportador de equipamentos e componentes.



## 2.2 TURBINAS EÓLICAS

Turbinas eólicas (ou aerogeradores) são máquinas que absorvem parte da potência cinética do vento, através de um rotor aerodinâmico, transformando-a em potência mecânica de eixo (torque x rotação), a qual é convertida em potência elétrica (tensão x corrente), através de um gerador elétrico (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2003) A Figura 25 mostra os componentes do aerogerador E-40 da Enercon E-40.



Figura 25: turbina eólica E-40 da ENERCON (WOBBEN, 2004)

### 2.2.1 A Evolução das Turbinas Eólicas

O interesse pela energia eólica tomou proporções comerciais na década de 70, quando, por ocasião da crise do petróleo, adicionada às dificuldades de operação das centrais nucleares, houve a necessidade de identificação de novas fontes de provimento energético. Neste período, os países europeus destacaram-se pelo desenvolvimento de rotores tipo “hélice”, de duas a quatro pás (SILVA, 1999). Nesta época, as pequenas máquinas, da classe de 20 a 50 kw de potência, dinamarquesas, dominaram o mercado até que, em 1982, surgiu o mercado

americano de turbinas eólicas, na Califórnia. A criação de possibilidades especiais de depreciação e programas de subsídios estatais, válidos de 1979 a 1985, foram eficazes e alavancaram o número de pequenas turbinas eólicas de 150, em 1981, para, aproximadamente, 16.000, em 1985. Dentro de um curtíssimo período, vários novos fabricantes dinamarqueses surgiram e iniciou-se, nesta mesma época, o mercado californiano. Esta dura competição, junto com a produção seriada, levaram os preços das turbinas eólicas a um rápido declínio, enquanto a demanda crescia simultaneamente.

Durante os poucos, porém ativos, anos do mercado californiano, os fabricantes perseguiram a evolução de máquinas com potências maiores. Às turbinas eólicas de 55 kW, seguiram-se as de 75 kW, e estas foram seguidas pelas de 100 kW. No ano de 1985, as primeiras turbinas eólicas, com cerca de 250 kW, apareceram como protótipos e entraram no mercado.

Paralelamente ao desenvolvimento comercial de pequenas turbinas eólicas, alguns países subsidiaram o desenvolvimento de grandes máquinas. Num período que se iniciou em 1976 e terminou por volta dos anos oitenta, o desenvolvimento da tecnologia das grandes turbinas eólicas no mundo foi independente das demandas de mercado. A idéia política vigente era a de que, com turbinas eólicas da classe de megawatt, confiáveis tecnicamente, criar-se-ia um mercado através da aquisição destas máquinas pelas concessionárias. Entretanto, a realidade foi outra. Estas, ainda que engajadas no desenvolvimento de grandes turbinas eólicas, não estavam interessadas na aplicação comercial da energia eólica, principalmente porque havia um excesso de potência instalada e porque não existiam turbinas eólicas da classe de MW confiáveis e economicamente viáveis.

O investimento havido, principalmente na Alemanha, no desenvolvimento tecnológico de turbinas eólicas não foi compatível com os resultados obtidos, nesta época. Problemas de ordem técnica com as grandes turbinas eólicas criaram uma imagem negativa, desencadeando falta de interesse das concessionárias, o que tornou impossível a seqüência do seu desenvolvimento.

Uma segunda geração de grandes turbinas eólicas, (AEOLUS II, WKA-60, ESLSAM 2000, Gamma 60, MOD-5), foi subsidiada pelos governos, com a expectativa de que, com a experiência da primeira geração, o custo total unitário cairia a valores competitivos. Entretanto, surpreendendo a todos, a segunda geração resultou nos mesmos custos altos e

inaceitáveis já conhecidos e, portanto, a despeito dos resultados operacionais terem sido melhores, permaneceu o desinteresse de parte das concessionárias.

Em geral, pode-se afirmar que o desenvolvimento de grandes turbinas eólicas até 1994 foi parcialmente bem sucedido, pois constituíram-se em equipamentos tecnicamente viáveis, entretanto, não apresentaram soluções próximas à escala comercial, dado que os altos custos das turbinas eólicas restringiram o mercado à produtos subsidiados. Um fator institucional mudou este quadro na Alemanha: em 1991, uma lei federal denominada Electricity Feed Law (EFL) garantiu o acesso ao “grid” e preço fixo para os fornecedores de energia eólica. Em 2002, the Renewable Energy Law (REL) regulou as instalações “offshore”. Desde então, principalmente nos últimos oito anos, ocorreu, simultaneamente ao aumento do tamanho das turbinas, um crescimento importante na capacidade instalada, conforme pode ser observado na figura 27 (TWELE;GASCH, 2002).

Atualmente, turbinas eólicas com capacidade de até 4,5 MW estão em estado de consolidação tecnológica. É o caso da turbina em estágio de protótipo, a Enercon E 112, da empresa ENERCON, de 4,5 MW, com diâmetro de 112 m e altura do cubo (ou do eixo) de 120 m, situada no Estado de Bundesland, na Alemanha (BUNDESVERBANDS WINDENERGIE, 2004).

Há tendência à pesquisa técnica e projetos piloto para turbinas maiores, entretanto, isto não significará, necessariamente geração de energia a menor custo (MOLLY; ENDER, 2004). Em termos gerais, as turbinas eólicas ainda não alcançaram seus limites de tamanho, tanto “onshore” como “offshore”, mas pode-se dizer que projetos de máquinas maiores dependerão, também, da correspondente evolução na viabilização da condição logística para produção, transporte e instalação das mesmas.

A figura 26 mostra a evolução das turbinas eólicas, desde o ano de 1980.

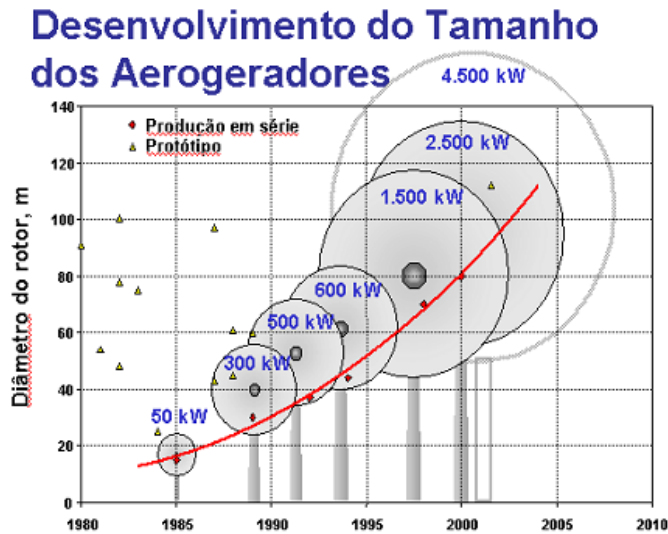


Figura 26: desenvolvimento do tamanho das turbinas eólicas (TWELE; GASCH, 2002)

De acordo com a citada figura 26 verifica-se que ao mesmo tempo em que o tamanho das máquinas aumentou, proporcionalmente, a potência média por turbina, também cresceu.

A introdução da classe “megawatt” em turbinas eólicas levou a um aumento da capacidade instalada média por turbina. O valor de 1.683,30 kW/unidade, na primeira metade do ano de 2004, é, aproximadamente, oito pontos percentuais maior que o valor do mesmo período no ano anterior, conforme está ilustrado na figura 27 (MOLLY; ENDER, 2004).

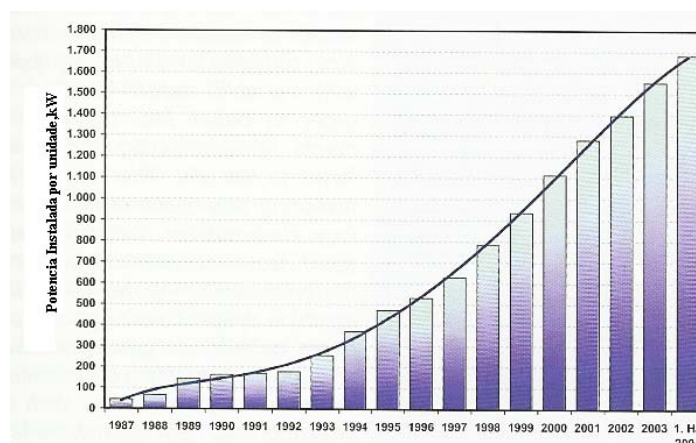


Figura 27: desenvolvimento da potência instalada média-kW por turbina na Alemanha (MOLLY; ENDER, 2004)

A figura 28 mostra, em percentuais, a potência das turbinas instaladas desde 1989, o que permite observar um “ciclo” de ascensão e declínio para cada classe de turbinas.

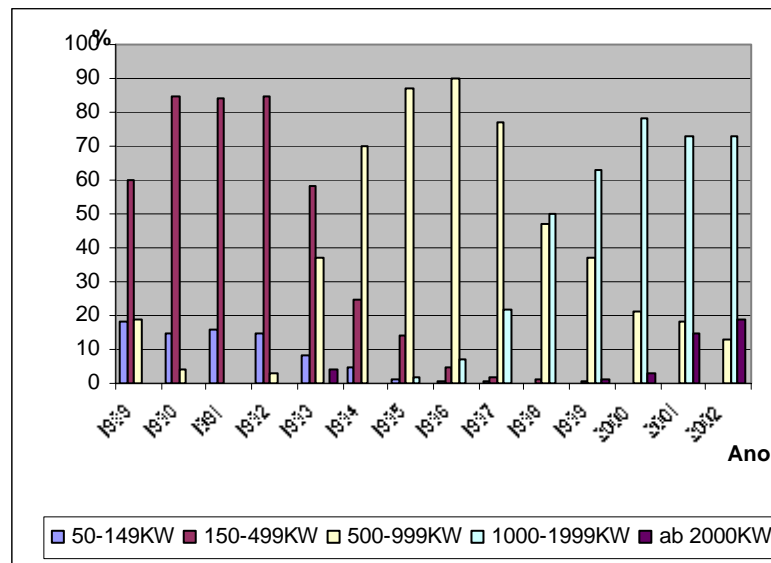


Figura 28: evolução da potência média por turbina, em percentual, nos últimos 14 anos (INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

Como resultado, pode-se afirmar que a evolução dirigida pelo aspecto comercial das máquinas da classe de MW foi vitoriosa e, portanto, mostra que o fracasso de turbinas eólicas, desta classe, desenvolvidos anteriormente não tem nenhuma relação com os problemas causados pelo tamanho. A questão está na viabilização econômica, comercial e logística para o desenvolvimento e operacionalização de máquinas maiores.

## 2.3 FATORES QUE INFLUENCIAM O PERFIL DA VELOCIDADE DO VENTO

Até agora, o vento foi discutido como sendo o resultado das diferenças de pressão entre as massas de ar. Mas este não é o vento que está próximo da terra e pode ser utilizado para o aproveitamento da energia eólica. Entre estes dois limites existe uma alta variação de velocidades do vento que vai desde as massas de ar que fluem sobre a superfície da terra mais ou menos rugosa, tendo então sua velocidade reduzida até as camadas não perturbadas do vento geostrófico. O estudo dos fenômenos que acontecem nesta camada e seus fatores intervenientes são de interesse para os estudos de energia eólica, pois, neste caso, é aí que se instalarão as turbinas eólicas. Os fatores que influenciam na velocidade do vento demonstram que não é suficiente analisar as condições regionais para a implantação de projetos eólicos, é necessário também levar em conta as condições locais.

### 2.3.1 Camada Limite

A distribuição da velocidade, para uma mesma rugosidade, é proporcional à altura. Para diferentes rugosidades ou efeitos de morros e taludes é necessário avaliar a situação específica. Para o aproveitamento da força dos ventos como fonte de energia, o estudo da variação da velocidade do vento com a altura é de fundamental importância. A variação da velocidade do vento com a altura é uma consequência da ação da viscosidade a qual dá origem ao desenvolvimento da Camada Limite Atmosférica- C.L.A (ou Camada Limite Terrestre) (HIRATA; ARAUJO, 2000).

A viscosidade, segundo a mecânica dos fluidos é responsável por grande parte dos fenômenos mais importantes que ocorrem no interior de uma massa de fluido em movimento. Experiências de laboratório dão conta de que um fluido em contato com uma superfície adquire a velocidade desta. A este fenômeno denominamos de condição de aderência. Esta característica faz com que a viscosidade atue de maneira incisiva na camada limite (HIRATA; ARAUJO, 2000).

C.L.A é exatamente a região definida pelo perfil da velocidade do vento, onde o vento é perturbado pela rugosidade do terreno, até a altura do vento geostrófico, não perturbado, conforme pode ser observado na Figura 29 (HIRATA; ARAUJO, 2000). Dentro da C.L.A através de dispersões, a energia é transferida de um fluxo de alta energia do vento geostrófico para as camadas inferiores, onde o escoamento do ar próximo a superfície é turbulento, chegando sua velocidade diretamente sobre a terra, se igualar a zero.

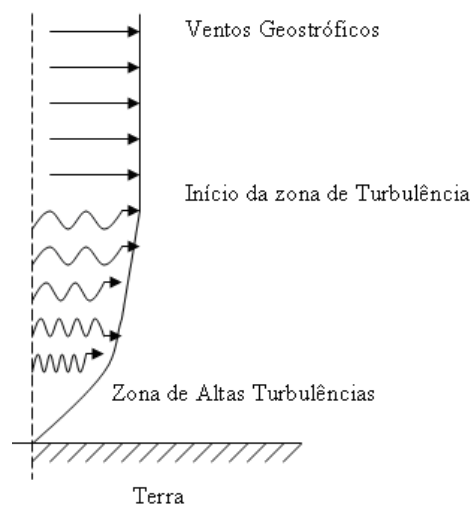


Figura 29: caracterização da camada limite atmosférica (TWELE; GASCH, 2002)

A altura da camada limite depende de vários fatores, principalmente das propriedades do fluido, da maneira como as partículas de ar se movimentam, da distribuição espacial da rugosidade da superfície, da estratificação da temperatura do ar e da orografia do terreno (HIRATA; ARAUJO, 2000), variando entre dezenas a centenas de metros (TWELE; GASCH, 2002). A C.L.A pode variar em torno do nível de 1000 metros de altura acima do solo (PETTERSEN 1951<sup>18</sup> apud CUSTÓDIO, 2002), dependendo do terreno e das condições atmosféricas (OCÁCIA,1998).

A análise feita até o momento considerou o efeito da rugosidade superficial sobre o perfil de velocidade do vento como homogêneo. Entretanto, poucas superfícies reais apresentam uma estrutura de rugosidade homogênea como o mar ou vastas pastagens ou o deserto, por exemplo. Uma orografia variável (estrutura superficial) da terra, variando a vegetação, prédios, obstáculos naturais individuais ou artificiais tem um efeito local sobre o perfil da velocidade do vento. Isto reduz o valor da distribuição vertical da velocidade do vento, conferindo um novo perfil à camada limite, conforme figura 30, desencadeado em função da mudança da rugosidade do entorno. Este fenômeno é observado na figura 30, onde são identificados dois perfis de Camada Limite, que, neste caso foram ocasionados devido a presença das árvores. Estas, por se constituírem em uma redução ao escoamento, determinaram que a uma altura “d” fosse desenvolvido um novo perfil na Camada Limite.

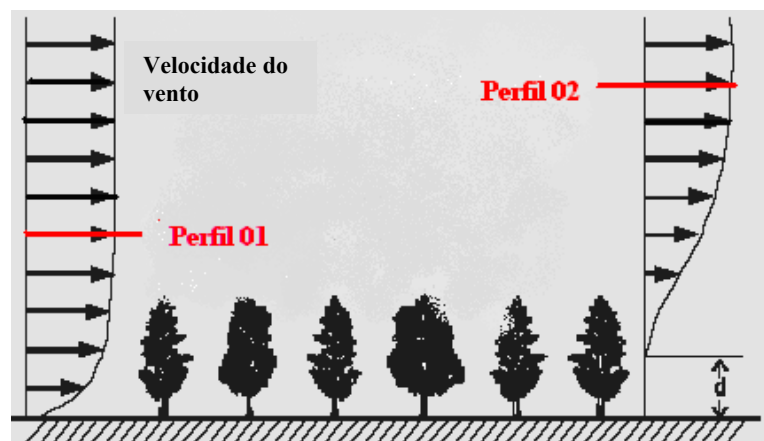


Figura 30: alterações na camada limite de acordo com a rugosidade (INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

<sup>18</sup> PETTERSEN, S. Introducción a la Meteorología. 2.ed. Buenos Aires: Espasa-Calpe, 1951.

### 2.3.2 Topografia

O vento é fortemente influenciado pela presença de acidentes geográficos de modo que a identificação das características topográficas da área em questão é de suma importância. Os obstáculos do terreno, a orografia a rugosidade geram turbulência. A turbulência<sup>19</sup> é importante porque causa variações e flutuações de carga na potência de saída, além de estresse nas turbinas eólicas (CUSTÓDIO, 2002). Os ventos atingindo um obstáculo são acelerados em uma pequena área. Entretanto, diretamente passada esta área na direção contrária ao vento existem áreas de descolamento da camada limite<sup>20</sup> muito grandes, com alta turbulência, diminuindo a velocidade posterior. O vento que circula no topo de colinas e morros tem maior velocidade devido a maior altura e, principalmente, devido ao efeito Venturi, estando menos afetado pela rugosidade do solo. Quando o cume é inclinado até, em torno de 10%, devido a deflexão do vento, o ar é acelerado no topo da inclinação, fazendo com que aí haja uma concentração das linhas de corrente, acelerando a velocidade do vento no topo da montanha. Esta é uma excelente oportunidade de usar a energia do vento. Perto do solo e vales, o escoamento é desacelerado, conforme representação da figura 31, provocado exatamente pelos obstáculos, pela orografia e pela rugosidade do terreno e seus entornos.



Figura 31: aceleração do vento sobre colinas e inclinações  
(INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

<sup>19</sup> Turbulência é definida como os desvios da velocidade instantânea  $d(t)$  do vento  $v(t)$ , em relação à velocidade média do vento no período  $T$  (HARRIS, 1968 apud CUSTÓDIO, 2002)

<sup>20</sup> Áreas de descolamento da camada limite (áreas de Stall) : significa áreas onde o regime sai de laminar para turbulento.



### 2.3.3 Sombreamento (Esteira das Edificações)

Sombreamento é definido como o decréscimo relativo na velocidade do vento causado por um obstáculo em um terreno. Próximo a um obstáculo, o vento é fortemente influenciado pela presença deste. Segundo o Troen e Petersen (1989) os efeitos desta situação surgidos se estendem verticalmente, até, aproximadamente, duas vezes a altura do obstáculo e horizontalmente, 20 a 40 vezes a altura do mesmo. Se o ponto de interesse está dentro desta zona, é necessário levar em conta estes efeitos, observados na figura 32. O efeito combinado da superfície do terreno (orografia) com os obstáculos leva a uma desaceleração do vento próximo ao chão.

O sombreamento depende:

- distância do obstáculo até a área considerada( $x$ );
- da altura do obstáculo( $h$ );
- da altura do ponto de interesse na área considerada( $H$ );
- do comprimento do obstáculo( $L$ );
- da porosidade do obstáculo( $P$ )

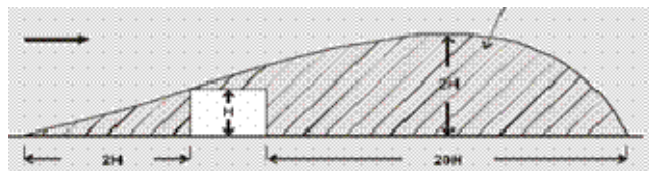


Figura 32: área de sombreamento desencadeada pela presença de um obstáculo (INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

### 2.3.4 Rugosidade

Rugosidade do terreno é a influência da superfície deste e dos elementos que nela estão contidos sobre a velocidade do vento. A rugosidade de uma superfície de uma determinada área é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos que contém vegetação, áreas construídas e superfície do solo. A rugosidade de um terreno é normalmente parametrizada

pela escala de comprimento chamada de comprimento de rugosidade “ $z_0$ ”, não igual a zero (LOREDO-SOUZA, 2002). Este parâmetro “ $z_0$ ” pode ser obtido a partir da Lei Logarítmica:

$$\frac{\bar{V}(z)}{U_*} = \frac{1}{k} \ln\left(\frac{z - z_d}{z_0}\right) \quad \text{equação 1}$$

Alternativamente, os valores de “ $z_0$ ” podem ser obtidos de duas maneiras: por classificação de tipos de terreno em bibliografia específica, tal como o Wind European Atlas mostrado na figura 68, ou aproximados pelas equações de Lettau. Como exemplo citamos BLESSMANN, (1990) contendo medições de “ $z_0$ ” em várias situações entre elas, para campos abertos, “ $z_0$ ” é da ordem de 0,03 e para cidades e edifícios baixos “ $z_0$ ” = 0,3.

O Wind European Atlas adota dividir os terrenos em quatro tipos, e a cada um deles é indexada uma classe de rugosidade. A NBR-6123 (1987) classifica os terrenos em 05 categorias.

Lettau (1969) apresenta a relação empírica simples entre os elementos de rugosidade e o comprimento de rugosidade. O elemento rugosidade “ $z_0$ ” é obtido a partir da equação 2:

$$z_0 = 0,5 \frac{h.S}{A_H} \quad \text{equação 2}$$

Onde:  $z_0$  = é o comprimento de rugosidade

$H$  = altura do elemento de rugosidade

$S$  = seção transversal do elemento de rugosidade

$A_H$  = área horizontal do elemento de rugosidade

A figura 33 contém os valores da rugosidade para os vários entornos constantes no European Wind Atlas, 1989.

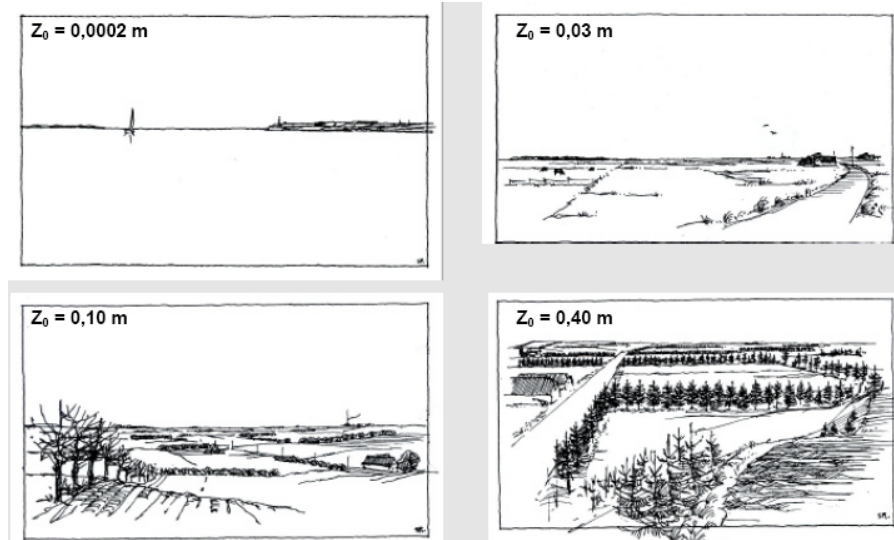


Figura 33: valores da rugosidade do terreno para distintos entornos (TROEN; PETERSEN, 1989)

A relação apresentada na equação 2 fornece uma estimativa razoável para “ $z_0$ ”, quando  $A_H$  é muito maior que  $S$ . Ela tende a superestimar “ $z_0$ ”, quando  $A_H$  é da ordem de “ $S$ ” (TROEN; PETERSEN, 1989). Isto é devido ao fato de, em situação de proximidade entre os elementos, o escoamento é transposto para acima dos mesmos. Neste caso, somente uma fração de “ $S$ ” e “ $h$ ” contribuem para a rugosidade.

A simplificação apresentada na equação 2 admite que os elementos de rugosidade são sólidos. Para elementos porosos, a equação deve ser reduzida pela fração correspondente à porosidade.

A relação empírica pode ser aplicada também a anteparos, assumindo que “ $S$ ”  $\sim$  “ $h.L$ ” e “ $A_H$ ”  $\sim$  “ $l.L$ ”, onde “ $L$ ” é comprimento do anteparo e “ $l$ ”, a distância entre anteparos.

A equação 2, toma então a forma da equação 3:

$$z_0 = 0,5 \frac{h^2}{l} \quad \text{equação 3}$$

Onde:  $z_0$  = é o comprimento de rugosidade

$h$  = altura do elemento de rugosidade

$l$  = distância entre os anteparos

Para uma altura típica de 10 m, a influência de “ $l$ ” sobre “ $z_0$ ” é identificada pela tabela 7.

Tabela 7: influência de “l” sobre “z<sub>0</sub>”

l	(m)	1000	500	200
z <sub>0</sub>	(m)	0,05	0,1	0,25

Em geral o comprimento de rugosidade, como é aplicado no Wind Atlas, é considerado como um parâmetro climatológico, porque a rugosidade de uma área varia com a floração, vegetação, cobertura de neve e outros. A produção de energia de uma turbina deve ser determinada com base climatológica, principalmente devido às sazonalidades.

O comprimento de rugosidade em grandes extensões de água, lagos, mar é próximo à zero. À medida que o entorno adquire elementos de restrição ao escoamento do vento, os valores do comprimento de rugosidade aumentam.

A tabela 8 indica a relação entre o comprimento de rugosidade, características do terreno e classe de rugosidade, segundo o Troen e Petersen (1989).

Tabela 8: comprimento de rugosidade, características da superfície e classe de rugosidade (TROEN; PETERSEN, 1989)

Z <sub>0</sub> [m]	Características de superfícies de terrenos	Classe de rugosidade
1,00	cidade floresta	3
0,50	subúrbios	
0,30	abrigos	
0,20	muitas árvores e/ou arbustos	2
0,10	fazenda com aparência fechada	
0,05	fazenda com aparência aberta	1
0,03	fazenda com poucas construções, árvores, etc. áreas de aeroportos com construções e árvores	
0,01	pistas de aeroportos vegetação rasteira	0
5.10 <sup>-3</sup>	solo descoberto (plano)	
10 <sup>-3</sup>	superfície coberta de neve (plana)	
3.10 <sup>-4</sup>	superfície coberta de areia (plana)	
10 <sup>-4</sup>	superfície de água (lagos, fiords, mar aberto)	

A influência da rugosidade determina o estabelecimento da altura da camada limite. À medida que a rugosidade aumenta, os perfis de velocidades se modificam, atendendo a um valor maior do comprimento de rugosidade. A definição da camada limite no perfil da velocidade do vento é de fundamental importância. Na figura 34 podem ser observadas as alterações na Camada Limite devido a rugosidade do entorno.

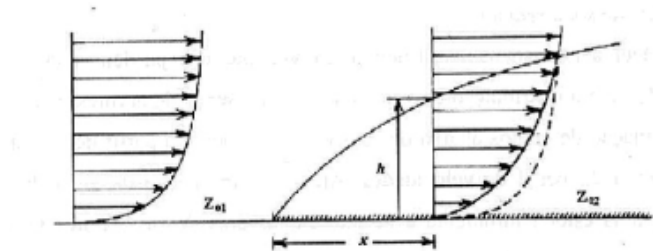


Figura 34: camada limite numa superfície plana (HIRATA; ARAUJO, 2000)

### 2.3.5 Altura (z)

Conforme o exposto, um dos fatores que mais determina a variação da velocidade do vento é a altura. Desta forma, a correção da velocidade do vento considerando estes pressupostos, da altura medida, para a altura desejada de instalação do equipamento, pode ser feita de duas maneiras: pela Lei Logarítmica, a exemplo de como foi procedido no Mapa Eólico do Estado do RS (2001), ou pela Lei Potencial, empregada no Programa Alwin.

De acordo com a Lei Logarítmica, a influência da altitude na determinação do potencial eólico é determinada através pelas equações 4 e 5.

$$V(z) = \frac{U_*}{k} \cdot \ln \left[ \frac{z}{z_0} \right] \quad \text{equação 4}$$

Onde:

$v(z)$  = Velocidade na altura  $z$

$z$  = Altura desejada

$z_0$  = comprimento de rugosidade

$k$  = Constante de von Kármán, sendo, aproximadamente igual a 0,4  
 $U_*$  = Velocidade de Fricção

De acordo com a Lei Potencial, tem-se a equação 5:

$$v(z) = v(z_r) \left( \frac{z}{z_r} \right)^p \quad \text{equação 5}$$

Onde:

$v(z_r)$  = velocidade, na altura de referência  $z_r$

$v(z)$  = velocidade, na altura  $z$

$z_r$  = altura de referência

$z$  = altura desejada

$p$  = parâmetro diretamente associado à rugosidade da superfície.

### 3 MÉTODOS EMPREGADOS, EQUIPAMENTOS E LOCAIS ANALISADOS

#### 3.1 MEDIÇÃO DO VENTO

A avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre velocidade e regime de ventos. Dados colhidos em aeroportos e estações meteorológicas podem fornecer uma estimativa do potencial bruto ou teórico; entretanto, o estudo de viabilidade técnica e econômica de uma área não prescinde de um levantamento específico, com medições “*in loco*”, de acordo com o regramento mundialmente aceito, ou seja, entre outros condicionantes, registros de 10 em 10m. Constituem-se características importantes neste processo de prospecção eólica:

- a) duração das medições de, pelo menos, 01 ano;
- b) medições registradas na altura do cubo ou em duas alturas e/ou medições de diferença de temperatura de alta precisão para determinação da estratificação da camada limite;
- c) dados ininterruptos.

As medidas básicas de vento referem-se à sua direção e velocidade. A medição localizada da velocidade do vento é a característica mais importante a ser definida, considerando que o potencial eólico de uma determinada localidade é diretamente proporcional ao triplo da velocidade do vento. Em assim sendo, a determinação também dos limites de variação desta ao longo do dia, do mês, do ano e até ao longo dos anos são também definições essenciais para o aproveitamento de determinada área, por conta das variações sazonais. Segundo Corotis et al. (1977<sup>21</sup> apud Custódio, 2002), em torno de 90% dos casos pode haver uma variação de até 10% entre o valor médio anual e a média de longo prazo da velocidade do vento.

---

<sup>21</sup> Corotis, R. B.; SIGL, A.B.; COHEN, M. Variance Analyses OF Wind Characteristics for Energy Conversion.[S.l.: s.n.], 1977.

### 3.1.1 Instrumentos de Medição da Velocidade do Vento

O equipamento usado para aferir a velocidade do vento denomina-se anemômetro. O modelo mais empregado atualmente é o do tipo conchas. Seu princípio de funcionamento consiste em que o vento ao girar as conchas (figura 35), gera uma corrente elétrica, a qual é calibrada em unidades de velocidade.



Figura 35: modelo de um anemômetro de conchas  
(INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

Uma tecnologia mais evoluída está concentrada no anemômetro do tipo Ultra-sônico, o qual apresenta como vantagens principalmente para avaliação de sítios em terrenos complexos, o fato de não ser afetado pela temperatura, umidade relativa, pressão e nem pelas alterações de densidade. Suas características incluem calibração absoluta para vida útil com tecnologia laser Doppler, igualmente preciso para fluxos altos e baixos.

### 3.1.2 Medição da Velocidade do Vento e Calibração dos Equipamentos

A calibração de um anemômetro, no procedimento de aferição da velocidade do vento, é de fundamental importância, dado que, conforme já mencionado, a energia cinética varia com o cubo da velocidade do vento. O equipamento deverá estar calibrado segundo MEASNET e IEA<sup>22</sup>. A calibração do anemômetro deve ser procedida a cada seis meses, num máximo de doze meses, em um túnel de vento, onde a velocidade do mesmo é conhecida (HIRATA; ARAÚJO, 2000).

---

<sup>22</sup> IEA Agência Internacional de Energia



Para o estabelecimento de condições mínimas de aceitabilidade dos métodos de ensaios e interpretação das medições e calibração de equipamentos, o Deutsches Windenergie-Institut – DEWI elaborou, junto com seis conceituados institutos de energia eólica europeus, as “Normas Europeias para Turbinas Eólicas”. O grupo formado - Network of European Measuring Institutes - MEASNET é responsável pelos critérios técnicos, a serem empregados nas medições de vento, para fins de prospecção eólica, medições de qualidade de energia, desempenho de potência, ruído, bem como o número de medições necessário para comparação e aceitação dos dados. Este padrão de qualidade confere aos Institutos que executam trabalhos de medições eólicas, a certificação EN 45001.

Como o Brasil ainda não dispõe de legislação própria para a execução das medições eólicas, tem-se adotado para as medições de vento aqui realizadas, procedimentos similares aos dos países europeus, principalmente da Alemanha, baseados no MEASNET (MOLLY, 1998).

## 3.2 MÉTODO DE TRABALHO EMPREGADO NA PESQUISA

A presente dissertação se iniciou através de pesquisa bibliográfica das obras existentes e atualizadas atinente ao assunto abordado. Este tipo de pesquisa acompanhou todo o desenvolvimento do trabalho, dando a pesquisadora embasamento para o trabalho.

Podem ser destacadas como etapas fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa:

- a) definição das localidades estudadas;
- b) definição do método de coleta e tratamento dos dados;
- c) levantamento de dados em campo;
- d) aplicação do tratamento aos dados;
- e) análise dos resultados.

### 3.2.1 Definição das Localidades Estudadas

As localidades que integram a análise objeto da presente pesquisa são Nova Hartz, Tapes, e São Lourenço do Sul, todas situadas no estado do Rio Grande do Sul. O município de Nova Hartz foi escolhido em razão de sediar o Centro Experimental de Tecnologias Habitacionais Sustentáveis (CETHS). Este centro pretendia, através de uma adequação física ideal, propiciar

o desenvolvimento de uma nova filosofia de vida, baseada na interação sustentável com o meio ambiente. Com este propósito, foram propostas novas tecnologias, que traduzissem a idéia da habitação como um habitat do homem no contexto social em que o mesmo está inserido (SATTLER, 2001). Neste contexto, o provimento energético sustentável surgiu como a alternativa mais coerente com à filosofia do projeto.

O CETHS, projetado pelo grupo de pesquisa em Sustentabilidade do NORIE, foi concebido como um centro de demonstração da viabilidade técnico-econômica das tecnologias sustentáveis, como o manejo dos resíduos, o reaproveitamento de águas servidas e o aproveitamento da água da chuva dentre outras. Em consonância com os objetivos do CETHS surgiu o interesse pelo estudo do aproveitamento de fontes alternativas para seu suprimento energético, sendo a energia eólica um tema de investigação. Com este objetivo, foi então firmado um Convênio de Cooperação Técnica entre a Secretaria de Estado de Energia, Minas e Comunicações-SEMC e a Universidade Federal do Rio Grande do Sul –UFRGS através do qual, aquela Secretaria disponibilizou um anemômetro para a medição de ventos em Nova Hartz, nos padrões mundialmente aceitos e, à época, empregado pela própria Secretaria para efetuar as medições que resultaram na elaboração do atual Atlas Eólico do Estado do RS. A partir de medições efetuadas pelo prazo de um ano foi possível estimar o regime de ventos local e, em conseqüência, os possíveis aproveitamentos.

As localidades situadas na região da Lagoa dos Patos foram definidas e se justificaram a partir dos considerandos abaixo explicitados:

- a) posto que a energia eólica tem como uma de suas vantagens a confiabilidade e estabilidade elétrica, funcionando como complementariedade sazonal, os locais escolhidos possibilitarão, desta forma, o aproveitamento otimizado da sinergia de nossos recursos naturais;
- b) a Universidade Federal do Rio Grande Sul, especificamente através do Instituto de Geociências, especialmente o Centro de Estudos de Geologia Costeira e Oceânica, disponibilizou os dados das medições e a SEMC tinha interesse na promoção de um estudo técnico acerca dos mesmos;
- c) o fato de a região da Lagoa dos Patos configurar-se como um dos locais de mais alto potencial eólico do Estado (ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002);
- d) o fato de se estabelecer, na Lagoa dos Patos, uma sazonalidade de geração elétrica compatível com a sazonalidade da demanda (turismo e produção agrícola).

A figura 36, mostra a localização dos pontos de medição do vento considerados na pesquisa.



Figura 36: pontos de medição do vento considerados na pesquisa (ATLAS ÉOLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2002)

### 3.2.2 Definição do Método de Coleta e Tratamento dos Dados

Considerando que a energia extraída da fonte eólica é diretamente proporcional à terceira potência do vento, a precisa instalação de sistemas de medição é de fundamental importância, especialmente no que se refere à estrutura básica da torre e anemômetro, calibração deste, escolha dos sensores, modem, método de medição, período, avaliação dos dados e previsão de longo prazo e transporte dos dados. O método de medição da velocidade do vento consistiu, principalmente, na instalação de um equipamento de medição da velocidade do vento - (anemômetro) e de um equipamento de aferição da direção do vento - (Wind Vane), em uma torre de medição de superfície no local de estudo. O anemômetro estava conectado a um datalogger<sup>23</sup>, para possibilitar a captação mensal dos dados e demais equipamentos descritos a seguir.

<sup>23</sup> Datalogger: equipamento para armazenagem de dados.

A coleta dos dados relativa aos municípios citados teve duas formas de origem, em conformidade aos condicionantes de cada caso, e, de acordo com este condicionante, duas formas de tratamento dos dados.

Definiu-se como medição direta aquela desenvolvida através de levantamento de campo, em parceria com os técnicos da SEMC, efetuada em Nova Hartz, especificamente no CETHS. Esta medição obedeceu ao padrão internacional de medição de dados, o qual determina o registro da média da velocidade do vento, a cada 10 minutos, durante 24 horas, com 144 medidas diárias (6x24), pelo prazo de um ano. A metodologia supramencionada é a atualmente adotada nas medições de vento em desenvolvimento no Brasil e no RS, pela SEMC ou por investidores com a supervisão técnica desta Secretaria, para fins de aproveitamento energético.

Denominou-se medição indireta, o banco de dados obtido junto à UFRGS, especificamente no Instituto de Geociências, Centro de Estudos de Geologia Costeira e Oceânica, o qual abrangeu:

- a) no município de Tapes a localidade de Capão da Moça;
- b) no município de São Lourenço do Sul a localidade do mesmo nome;
- c) no município de Tavares a localidade de Capão da Marca;
- d) no município de Palmares a localidade de Solidão.

Estes dados datam de 1986 e constituem-se nas primeiras medições da velocidade do vento executadas, nesta região, pelo citado Instituto, através da implantação das quatro estações supramencionadas ao longo do litoral da Lagoa dos Patos. Tais registros procederam-se continuamente, até 1988. Para estas medições de velocidade e direção do vento foi considerado o período de amostragem com intervalos de 1 hora, totalizando 24 medições diárias. De acordo com a distribuição do espectro do vento, as médias registradas no intervalo de tempo  $10 \text{ min} < "t" < 2 \text{ horas}$  possuem a mesma condição técnica para análise de prospecção eólica (MOLLY, 1998). Neste caso, consideraram-se qualitativas as medições horárias obtidas, justificando sua inclusão técnica neste trabalho.

Estes registros foram os pontos de partida para a análise desenvolvida para as localidades de São Lourenço do Sul e Tapes. Os dados relativos aos municípios de Tavares, localidade de Capão da Marca e Palmares, localidade de Solidão, devido apresentarem séries históricas

com grandes períodos sem medições, não ofereceram condições técnicas para o tratamento dos dados no mesmo período definido para os demais.

### **3.2.3 Estação de Medição de Nova Hartz**

As medições da velocidade do vento em Nova Hartz foram viabilizadas a partir da instalação de uma torre de medição, localizada em um poste com 13 metros de altura, cedido e instalado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, na área do CETHS. Para o registro da velocidade do vento foi empregado um anemômetro de canecas (ou conchas), que é o padrão usado nos sistemas de medição de energia eólica. Neste caso, é medida a componente horizontal do vento, pois somente esta é apropriada para a transformação desta fonte em energia. O anemômetro foi instalado à 13 metros de altura livre do solo, obedecendo à altura mínima de medição da velocidade do vento que é de 10 (dez) m. A torre de medição foi postada nas proximidades do poço artesianos da área, conforme figura 31, posto que o emprego da energia eólica para recalque e bombeamento da água poderia se configurar em uma hipótese a ser examinada, já que o prognóstico da região era de baixos ventos e teve as seguintes coordenadas geográficas: latitude S  $29^{\circ} 36'57,8''$  e longitude WO  $50^{\circ} 53'48,9''$ . Para que a medição se procedesse da forma mais fiel à melhor conduta técnica, foi observada que a locação do anemômetro no pico do poste proporcionasse uma posição absolutamente vertical para o sensor, dado que pequenos desvios conduzem a grandes erros de medições. O importante é a linearidade do sinal eletrônico e a sensibilidade do anemômetro às turbulências e ventos não horizontais, causados pela torre ou pelas travessas. O equipamento usado na coleta dos dados foi um Anemômetro Digital SH 12, da marca METONE, de propriedade do CEPEL, o qual foi cedido para a Secretaria das Minas e Energia do Estado do Rio Grande do Sul, que apoiou esta pesquisa, através do citado Termo de Cooperação Técnica.

A estação de trabalho foi concebida para trabalhar de forma autônoma, em longos períodos de tempo, tendo sido projetada para suportar todas as condições climáticas, como fortes variações de temperatura e alta umidade relativa do ar. A figura 37 mostra a localização da torre de medição nas proximidades do poço artesianos.



Figura 37: localização da torre de medição

A Estação de medição foi composta pelos módulos abaixo descritos, muitos dos quais podem ser observados na figura 38:

- a) Anemômetro Digital
- b) Datalogger CR500
- c) Filtro Antitransientes para cabos dos sensores;
- d) Bateria 12V/7Ah;
- e) Caixa do processador;
- f) Shield de proteção contra radiação solar;
- g) Sistema de Aterramento;
- h) Sensor de Direção e Velocidade do Vento
- i) Software PC 208W

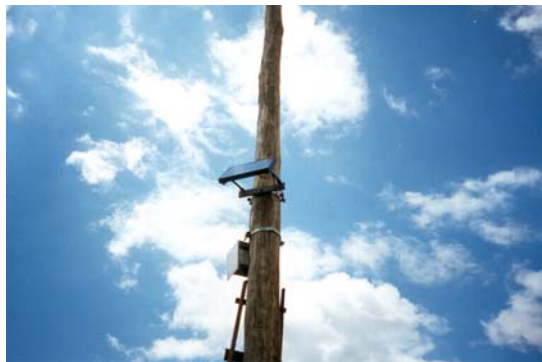


Figura 38: painel solar e o regulador de energia do equipamento

A medição realizada em Nova Hartz considerou as médias de 10 em 10 minutos, e de 24 em 24 horas. A gravação foi convencionada nos múltiplos exatos dos intervalos, ou seja, nos minutos 00,10,20,30,40,50 da hora, para os de intervalo de 10 minutos; e na meia noite de cada dia, para o de intervalos de 24 horas. Os dados foram gravados em linhas. A transferência destas para o computador foi permitida através da interface SC 32, com o uso do software PC 208W. Na figura 39 é visto o multímetro, empregado para verificar o nível de tensão da bateria do equipamento de medição. Os dados foram armazenados no dispositivo da figura 40, chamado vulgarmente de cartucho, na forma de arquivos texto ASCII, com extensão DAT , colhidos mensalmente e trabalhados com o software Excel.



Figura 39: multímetro



Figura 40: dispositivo armazenador de dados empregado na pesquisa

A instalação do “data logger”, na altura de cinco metros visto na figura 38, com sua caixa de proteção, possibilitou o emprego de energia solar fotovoltaica na transmissão remota de dados, de modo a facilitar a manutenção e ao mesmo tempo protegê-lo de vandalismo. O “data logger” (figura 41) foi também dotado de um adequado programa para regularização dos dados.



Figura 41: Data logger da estação de medição

Os sinais dos sensores da estação foram conectados no datalogger CR500 de duas formas: diretamente nos terminais do CR500, ou através de filtro anti-transientes. Necessitaram passar por este filtro, apenas os sinais que foram enviados ou recebidos de cabos de longa extensão, sujeitos às induções eletromagnéticas causadas por descargas atmosféricas. Os sensores próximos da caixa do processador não necessitaram deste recurso.

Para o sensor AH-6960-034, de direção e velocidade do vento, a conexão se fez através do protetor anti-transiente.

Os dados foram coletados diretamente na estação, via interface SC32, através da conexão da porta serial de um computador ao CR-500.

O fabricante do anemômetro empregado na pesquisa, da marca AMMONIT garante uma precisão, de acordo com suas especificações técnicas, como +/-0,3 a 0,5m/s (ou 3 a 5% a partir de 15 m/s). A precisão nesta ordem de grandeza, de acordo com a experiência, é suficiente para a obtenção de medições de velocidade de vento confiáveis. Abaixo de 5 m/s o erro é grande. Por outro lado, não consideramos significativo, dado que a velocidade do vento abaixo de 5 m/s não tem indicação para prospecção eólica.

A calibração do anemômetro usado foi feita no Instituto Nacional de Metrologia Legal-INMETRO, obedecendo a regras internacionais de aferição. Além disto, a calibração teve sua comprovação por certificado oficial ISO 3966 1977, orientação IEA, uniformização do processo de medida, do Grupo MEASNET<sup>24</sup> (MOLLY, 1998)

<sup>24</sup> Grupo MEASNET: The Measurement – Network for Wind Energy , consiste na padronização europeia para calibração de anemômetros. São membros: CIEMAT LEA-Laboratório de Ensayo de Aerogeneradores da Espanha; C:R:E:S: Centre for Renewable Energy Sources, da Grécia; DEWI, Deutsches Windenergie –Institut GmbH, da Alemanha; ECN Energieonderzoek Centrum Nederland, da Holanda; RISØ National Laboratory, da Dinamarca; WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, da Alemanha.



O pequeno consumo de energia dos “data-loggers” e sensores do equipamento possibilitaram uma independência de fontes externas, sendo supridos pelo painel solar de 20W, com regulador de energia, conforme pode ser visualizado na figura 38.

O anemômetro e o indicador da direção do vento foram instalados no topo do poste, de forma a serem acionados por ventos de todas as direções, sem obstáculos. Não se fez necessária a instalação de um pára-raios para a altura empregada da torre de medição.

Para que o sistema de medição fosse eficiente, o indicador foi conectado com um cabo elétrico a quatro condutores isolados. Este tipo de ligação compensa a resistência do cabo de conexão, de tal modo que, mesmo cabos de longo comprimento, não proporcionam resultados errados na medição.

#### 3.2.3.1 Manutenção da Estação de Medição

Durante o funcionamento da estação, foi estabelecida uma rotina regular de operação e manutenção, com o objetivo de garantir um bom funcionamento do equipamento e a confiabilidade dos dados coletados. O intervalo de coleta dos dados armazenados foi mensal.

O equipamento instalado esteve mantido conforme as normas recomendadas para sua exposição ao meio, tendo sido procedidas aferição e calibragem periódicas dos sensores, incluindo medidas de campo para garantir a precisão da leitura, bem como, limpezas rotineiras no painel solar, de modo a possibilitar maior conversão da energia do sol em eletricidade, o que proporcionou maior folga de energia para a operação do sistema.

#### 3.2.4 Registro dos Dados de Velocidade e Direção do Vento

A análise do comportamento do vento foi realizada a partir de um banco de dados, medidos e armazenados. Para tanto, foi instalado na estação de medição, um sistema de armazenagem dos dados medidos.

A aferição da velocidade foi realizada de forma contínua, registrando os valores médios dentro de um intervalo preestabelecido e indexando-os a uma data e a uma medida temporal de realização da medição. As velocidades máximas ocorridas e os dados relativos à direção

dos ventos são também armazenados, para análise e desenvolvimento do tratamento estatístico. Os dados foram gravados em arquivos conforme os constantes na tabela 9.

Exemplo de arquivo:

Tabela 9: exemplo do arquivo de gravação dos dados

Intervalo	Ano	Dia	Hora	DV	DPDV	DV Pico	VV	DPVV	PV	VVMáx	Pico 24h	Batt
10	98	300	2250	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2300	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2310	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2320	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2330	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2340	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2350	X	x	x	x	X	x	X	-	X
10	98	300	2400	X	x	x	x	X	x	X	-	X
24	98	300	2400	-	-	-	-	-	-	-	X	-
10	98	300	0010	X	x	x	x	X	x	X	-	X

X= indica que neste momento o parâmetro é gravado

OBS: Os dados com intervalo de 10 minutos também são gravados nas 00 horas, juntamente com os dados de 24 horas, porém em linhas separadas.

Variáveis adotadas:

**a) Intervalo:** identificador 10, indica que o tipo de dados da linha é o de gravação, de 10 em 10 minutos; e o identificador 24, que os dados são os de gravação a cada 24 horas.

**b) Ano:** é o ano atual, com o qual está operando o relógio interno da estação.

**c) Dia:** é o dia atual, com o qual está operando o relógio interno da estação. É gravado com valores de 1 a 366, sendo que dia 1, significa 1º dia de janeiro, e os seguintes ordenados de forma crescente e consecutiva.

**d) Hora:** é a hora atual, com a qual está operando o relógio interno da estação. É indicada de 0001 a 2400.

**e) Direção do vento média-DV:** é a média da direção aritmética da direção do vento dos minutos anteriores à gravação dos dados. São realizadas medições uma vez por segundo, durante 10 minutos, totalizando 600 valores para cálculo. O período de gravação se inicia aos 00 minutos e 01 segundos do intervalo e termina aos 10 minutos e 00 segundos. Por exemplo: os dados gravados às 1220 se referem aos valores desde 12 horas, 10 minutos e 1 segundo até as 12 horas, 20 minutos e 00 segundo.

**f) Desvio padrão da direção do vento-DPDV:** é o valor que indica a oscilação média do valor da direção do vento. É calculado pela média quadrática com os valores de DV do intervalo de gravação de dados.

**g) Direção do vento no instante do pico de vento-DVPV:** é o valor da direção do vento no instante em que ocorre o pico de vento daquele intervalo de 10 minutos.

**h) Velocidade do vento-VV:** é a média aritmética da direção do vento dos 10 minutos anteriores à gravação de dados. O período de gravação se inicia ao 00 minuto e 01 segundo do intervalo e termina aos 10 minutos e 00 segundo.

**i) Desvio padrão da velocidade do vento-DPVV:** é o valor que indica a oscilação média do valor da velocidade do vento. É calculado pela média quadrática com os valores de DV do intervalo de gravação de dados.

**j) Pico de Vento –PV :** é o valor máximo da velocidade média do vento no intervalo de 10 min..

**k) Minuto de maior média da vvmáx:** é o valor da velocidade média do vento do minuto que tiver o maior valor médio, dentro do intervalo de 10 minutos, calculado com os critérios seguintes:

- divisão do intervalo de gravação de 10 minutos em 10 intervalos iguais de 1 minuto;
- seleção, dentre os intervalos, daquele que tiver maior valor de velocidade de vento média;
- gravação do valor do intervalo no parâmetro VVMáx.

**l) Pico de vento das 24 horas-Pico 24 h:** é o valor da velocidade média do vento do intervalo de 10 minutos, com a maior média durante o dia. Este valor não é, necessariamente, coincidente com os valores médios já gravados no parâmetro vv, pois pico 24 h pode calcular a média de intervalos quebrados, como, por exemplo, das 10h13min às 10h23min, enquanto vv pode só calcular a média em intervalos exatos de 10 minutos, como de 10h10min às 10h20min.

**m) Tensão da bateria-TBA:** É a voltagem da bateria da estação. Este dado é importante para avaliar a funcionalidade do sistema de alimentação de energia. É gravada nas linhas de dados de 10 minutos, sendo referente à voltagem medida ao 0 minuto e 00 segundo de cada intervalo. Para o correto funcionamento, esta tensão deverá estar sempre entre 11 e 14 Volts DC.

#### 3.2.4.1 Método da Determinação da Direção do Vento

Para a determinação da direção do vento foi usado um transmissor potenciométrico, uma vez que este oferece excelente resolução e seu consumo de energia é bastante baixo. O sinal de saída cobre um círculo completo (360°), sem lacunas.

Existem grandes diferenças em tamanho e em peso entre os indicadores de direção de vento. Os indicadores mais pesados são mais estáveis no vento e os de maior tamanho funcionam

mesmo com ventos de baixa velocidade. Na presente pesquisa foi adotado um equipamento sensível a baixas velocidades de vento.

A pressão e a temperatura do ar fazem parte do estudo da energia eólica. Entretanto, sua influência é pequena, de tal modo que a precisão dos instrumentos de medição destas variáveis é de importância secundária, neste caso. Da mesma forma, a umidade do ar não tem influência no prognóstico. (AMMONIT, 2001).

### 3.2.5 Tratamento Estatístico dos Dados

Após a medição e armazenagem formatada dos dados, é efetuado o tratamento estatístico destes, de forma a proceder-se à análise dos dados para estimativas do comportamento dos ventos, no período em que foram realizadas as medições. Esta análise, advinda do tratamento da base de dados é feita com o desenvolvimento de inferências estatísticas, as quais, através de estimadores, especialmente a velocidade média e o desvio padrão, são um dos principais parâmetros para a definição do regime de ventos e, em consequência, do potencial eólico de um dado local. Para tanto, presume-se que o banco de dados se repita nos anos vindouros. Por esta razão, torna-se importante a confirmação de que este período-base não se constitui em um amostral atípico.

O gráfico do comportamento do vento dentro dos intervalos desejados, geralmente em períodos mensais e anuais, segue a forma da figura 42.

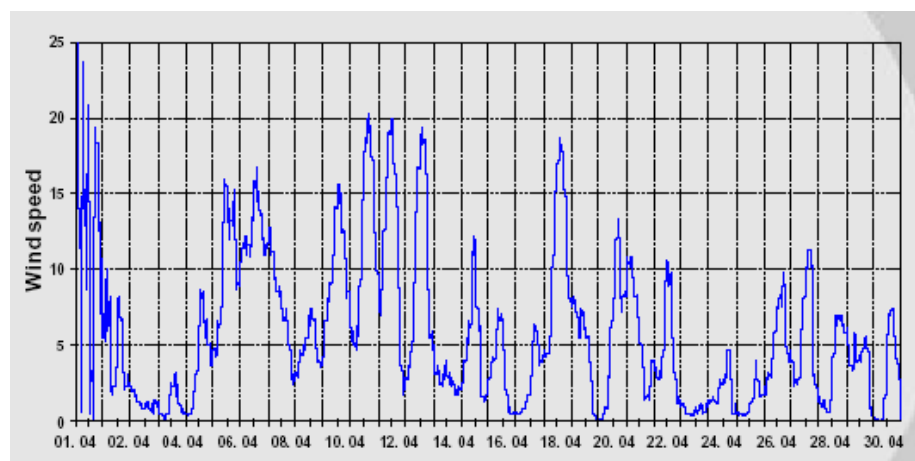


Figura 42: comportamento do vento no intervalo de um determinado mês (INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

### 3.2.5.1 Cálculo da Velocidade Média

O cálculo da velocidade média diária, mensal e anual constitui-se em uma importante característica para a definição da condição técnica de uma área para aproveitamento de geração eólica e é definida pela equação 7.

$$\bar{V} = \frac{1}{T} \int_0^t v(t) dt \quad \text{equação 7}$$

### 3.2.5.2 Histograma

A figura 43 representa, graficamente, os dados amostrais colhidos e a frequência ocorrida de cada velocidade, a qual denomina-se histograma. É geralmente em forma de barras, as quais representam agrupamentos de um conjunto de dados em células e permite descrever o comportamento dos mesmos, quanto à sua tendência central, forma e dispersão. A faixa dinâmica (range) dos mesmos é dividida em um determinado número de células de mesmo "comprimento", de tal forma que a base significa o intervalo da classe. A "altura" de cada célula é dada pela contagem do número de dados contidos na faixa, e significa as frequências ocorridas em cada classe (UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, 2003).

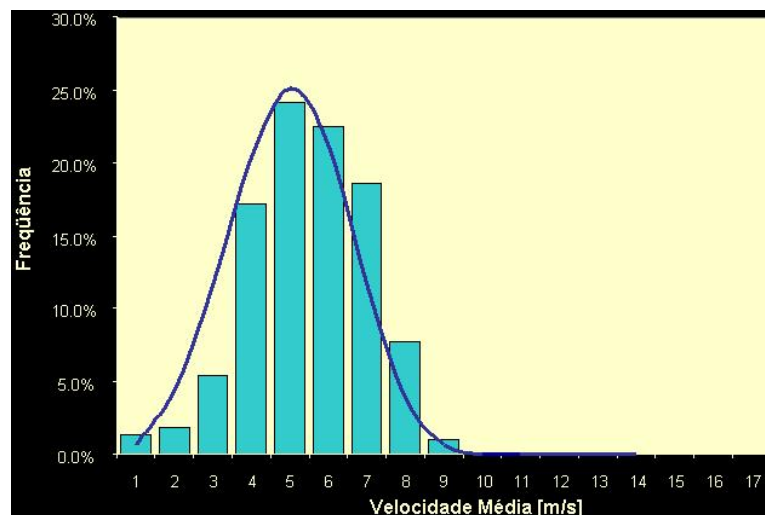


Figura 43: histograma típico de dados de vento (MOSS et al., 2001)

### 3.2.5.3 Distribuição de Probabilidade

De acordo com Custódio (2002), a distribuição da velocidade do vento pode ser representada por uma função densidade de probabilidade.

Segundo Hirata e Araújo (2000) e Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2002), uma das funções densidade de probabilidade que melhor explica a distribuição do vento é a função de Weibull.

A função Weibull é uma distribuição contínua<sup>25</sup> que mais se aproxima à distribuição discreta representada no histograma. Apresenta dois parâmetros, os quais permitem ajustar a forma e a escala da curva. São eles:

“k”- parâmetro ou fator de forma da distribuição dos ventos, é adimensional;  
 “c”-parâmetro ou fator de escala, dado em m/s.

A distribuição de Weibull obedece à equação 8:

$$F(V) = \frac{k}{c} \left( \frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-\left[ \frac{V}{c} \right]^k} \quad \text{equação 8}$$

Em função do valor do parâmetro “k”, a função Weibull assume características especiais (figura 44):

quando o parâmetro de forma “k”= 1, configura uma distribuição exponencial;  
 “k”=2, identifica uma distribuição de Rayleigh  
 “k”=3,5, traduz uma distribuição normal, próxima a uma distribuição de Gauss.

---

<sup>25</sup> Uma distribuição é contínua quando a variável que está sendo medida é expressa em uma escala contínua, como no caso de uma característica dimensional.(www.ppgec.ufrgs.br)

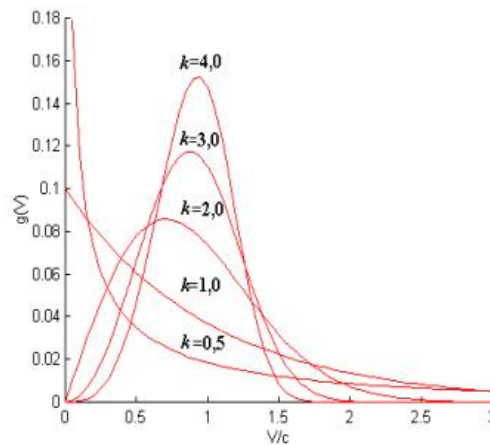


Figura 44: distribuição de Weibull (MOSS et al., 2001)

O parâmetro “c”, fator de escala, define a escala da distribuição e está diretamente relacionado com a velocidade média. O parâmetro “k” é denominado de parâmetro de forma, define a forma da distribuição e está relacionado com o desvio padrão.

Hirata e Araújo (2000) definem duas alternativas para a determinação dos parâmetros de Weibull:

A alternativa 01, que segue, é a simples e permite estimar o valor do parâmetro da forma “k”, em função da velocidade média e do desvio padrão.

Um valor aproximado de “k” e “c” pode ser obtido com as equações 9 e 10.

A determinação do Parâmetro de forma “k” pode ser obtida pela equação 9:

$$k = \left( \frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \quad \text{equação 9}$$

Com o valor de “k”, a escala “c” é obtida usando a equação 10, para calcular o valor médio.

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \cong (0.90 \pm 0.01)c \quad \text{equação 10}$$

A alternativa 02 ao procedimento anterior, pode ser obtida empregando as expressões que fornecem a velocidade média e o desvio padrão, segundo Hirata e Araújo (2000):

A determinação do parâmetro de forma “k” é obtida pela equação 11, sendo  $\Gamma$  = distribuição Gama.

A Distribuição Gama ( $\Gamma$ ) é uma função matemática, também chamada de função integral exponencial, sendo muito empregada em estudos de vento, como função do fator de forma “k” da Função Weibull.

$$\frac{\sigma}{\bar{V}} = \frac{\sqrt{\Gamma\left[1 + \frac{2}{k}\right] - \Gamma^2\left[1 + \frac{1}{k}\right]}}{\Gamma\left[1 + \frac{1}{k}\right]} \quad \text{equação 11}$$

Se valores mais precisos são requeridos, pode-se utilizar o método dos mínimos quadrados, a partir da equação 12.

$$\frac{1}{1-F(V)} = \exp\left[\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad \text{equação 12}$$

Tomando-se duas vezes o logaritmo de ambos os lados da equação acima, tem-se a equação 13:

$$\ln\left[\frac{1}{1-F(V)}\right] = k \ln V - k \ln c \quad \text{equação 13}$$

que representa a reta da equação 14

$$y = k x - k \ln c \quad \text{equação 14}$$

onde

$$y = \ln \{-\ln [1-F(V)]\} \quad \text{equação 15}$$

$$x = \ln V \quad \text{equação 16}$$

Com os dados devidamente tabulados, pode-se ajustá-los segundo uma reta dos mínimos quadrados. O coeficiente angular da reta fornece o valor do parâmetro de forma “k” e o valor de “c” pode ser determinado utilizando o valor de “y” quando  $x=0$ .



### 3.2.6 Programa ALWIN Empregado na Pesquisa

A evolução tecnológica, representada pelo desenvolvimento de um programa específico, veio ao encontro do estudo e aproveitamento de potenciais eólicos dos locais desejados. Desta forma, o método de análise aqui desenvolvido, baseou-se no programa ALWIN, o qual representa uma moderna ferramenta para tratamento de dados e obtenção dos resultados de dados de vento, os quais permitirão que “n” alternativas sejam estudadas até chegar-se à solução técnico-econômica que é mais indicada para o local. Constitui-se em direito autoral do Deutsches Windenergie-Institut e da Ammonit Gesellschaft für MesstechnikmbH. Tem seu acesso franqueado a partir do site [http://www.ammonit.de/produkte/pu\\_alw\\_e.htm](http://www.ammonit.de/produkte/pu_alw_e.htm). Foi gentilmente oferecido também pela Secretaria do Estado das Minas Energia e Telecomunicações, para a elaboração do presente trabalho. O programa em tela tem em seu desenvolvimento a previsão de uma medida de velocidade do vento simultânea em duas altitudes. O terceiro ponto corresponde a  $v=0$  ou altura da rugosidade. Esta estratégia é empregada porque, desta forma, o conjunto de equipamentos permite estimar o comportamento do perfil do vento entre os mesmos. No caso, devido haver sido viabilizado apenas um equipamento para a medição da velocidade do vento, a aplicação do programa teve algumas limitações no que diz respeito à produção do gráfico que sinaliza a média e os máximos da velocidade do vento simultaneamente, bem como o gráfico que indica as calmarias de vento. O software ALWIN oferece as seguintes informações:

- a) estimativa do comprimento da rugosidade ( $Z_0$ );
- b) cálculo dos parâmetros de Weibull;
- c) potencial eólico em qualquer local fictício através das distribuições de Rayleigh ou Weibull;
- d) histograma da velocidade dos ventos e Rosa dos Ventos;
- e) curso diurno da velocidade do vento e estatística de calmarias.

Em assim sendo, tendo-se concluído a medição, foi feita a análise probabilística recomendada para a identificação das variações da velocidade do vento. O padrão adotado internacionalmente determina que este banco de dados seja individualizado em faixas de 1 m/s, para a elaboração do histograma. A base do prognóstico é a distribuição de frequências relativas da velocidade do vento durante vários anos. Esta distribuição pode ser representada

de diferentes modos. Devido a função Weibull apresentar maior precisão na descrição do comportamento da velocidade do vento, será a empregada no presente trabalho.

Este Programa veio ao encontro dos objetivos do estudo desta pesquisa, ou seja, a implantação de um sistema eólico para conversão energética em complementação à rede convencional. Cabe salientar que para a determinação do recurso eólico de um sítio existem modelos meteorológicos para o cálculo de vento tais como: modelos de camada limite (exemplo:WASP), modelos de consistência da massa (exemplo:AIOLOS), modelos de fluxo mesoescala (exemplo: GESIMA).

Estes programas permitem que, a partir da entrada de dados relativos às medições e direção do vento, à topografia do terreno, obstáculos e demais informações seja desenvolvido o projeto considerando a interação simultânea destes efeitos e até mesmo seja simulado o projeto efetivamente implantado, no terreno considerado.

Obedecendo a rotina já consensuada para avaliações técnicas de locais para aproveitamentos eólicos, a análise técnica do banco de dados iniciou-se com o cálculo das velocidades médias diárias, mensais, a média mensal anual, bem como os picos da velocidade do vento. Após estas definições procedeu-se à construção dos histogramas e gráficos da direção predominante do vento-Rosa dos Ventos, mensais e anual. Ao final foi elaborado um quadro resumo tabulando os resultados obtidos.

## **4 RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE DOS RESULTADOS**

### **4.1 TRATAMENTO DOS DADOS COLETADOS EM NOVA HARTZ**

O início das medições ocorreu em 24/11/2001, motivo pelo qual os registros técnicos passaram a considerar 1º de dezembro de 2001. O mês de dezembro registrou 16 dias medidos, janeiro/2002 registrou 06 dias. Nestes dois meses houve problemas no datalogger. Os demais meses entendemos que as medições ocorreram sem significativas anormalidades conforme segue: fevereiro, 28 dias, março, 31 dias, abril, 29 dias, maio, 31 dias, junho, 30 dias, julho, 31 dias, agosto, 30 dias, setembro, 29 dias, outubro, 30 dias e novembro, 29 dias.

A altura de medição correspondeu a 13 (treze) m.

#### **4.1.1 Gráfico de Velocidade Média**

A construção dos gráficos da velocidade média tem o objetivo de homogeneizar o comportamento do vento, para fins de análise, dentro de um dado período (dia, mês ou ano).

Os gráficos da velocidade média de cada mês, considerando a média dos dias, constam no Anexo A desta dissertação.

Conforme Troen e Petersen (1989), uma característica importante do vento de uma região é a identificação das variações sazonais. Para tanto, o gráfico da velocidade média diária ao longo do ano medido, contido na figura 45, oferece a possibilidade de análise do comportamento do vento ao longo do ano medido.

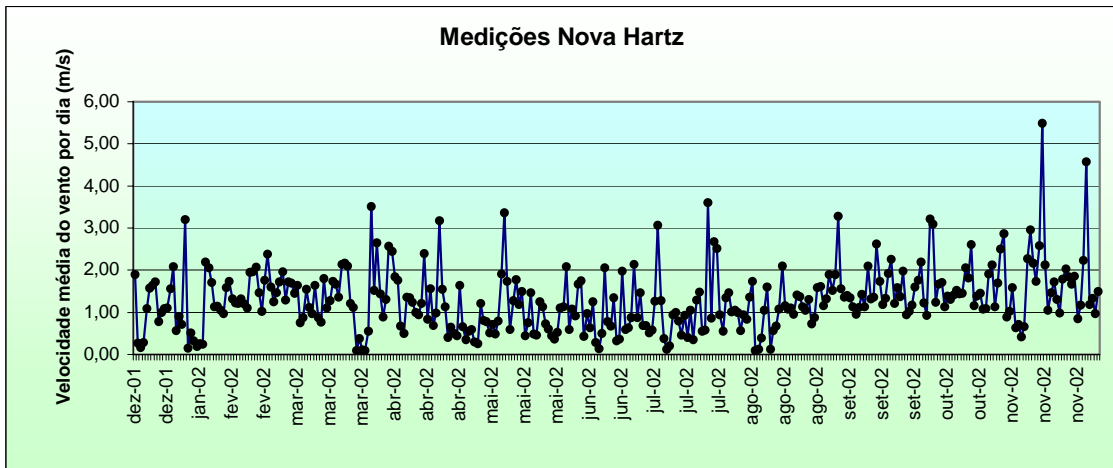


Figura 45: gráfico da velocidade média diária ao longo do ano medido

Além das médias das velocidades, foram registrados os desvios padrão e os picos mensais, ao longo do ano medido, contidos no gráfico da figura 46. Tal efetivou-se para uma melhor identificação do regime dos ventos local, propiciando a mais fidedigna análise e diagnóstico.

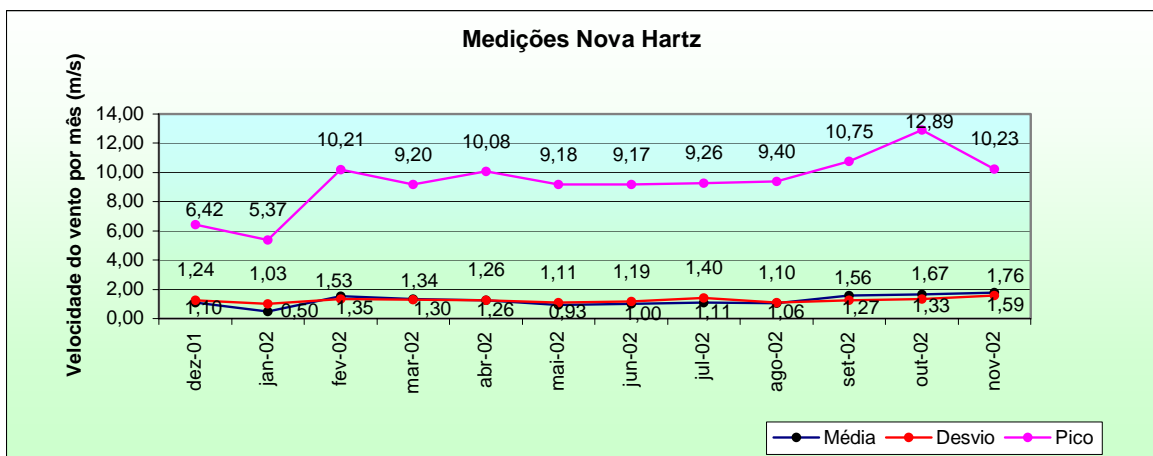


Figura 46: gráfico da velocidade média, desvio padrão e pico mensal ao longo do ano medido

Importante salientar que os dados de pico são apenas referenciais, porquanto se constituem em rajadas ocasionais, não oferecendo consistência técnica para análise acerca do aproveitamento eólico. De outro lado, podem sinalizar locais onde, por ocasião do desencadeamento de ventos extremos, é possível ser feita a previsão de carregamentos severos na torre, alterando o registro das medições e, até mesmo, avariando o equipamento.

Esta análise será detalhada posteriormente, com a construção dos histogramas e diagramas de direção do vento mensais.

#### 4.1.2 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Mensais

A análise dos dados de vento deve ser procedida tomando-se por base os diagramas anuais. Entretanto, com fins de efetuar-se uma análise comparativa do comportamento do vento ao longo do ano medido e identificar as sazonalidades do período, foram desenvolvidos os cálculos dos parâmetros de Weibull e a construção da Rosa dos Ventos correspondentes aos doze meses de medição, os quais podem ser vistos no Anexo B.

#### 4.1.3 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Anual

Para o dimensionamento dos equipamentos é levada em consideração a velocidade média anual do vento. Empregando-se as equações de 3 a 10 constantes no capítulo 04 calculam-se os parâmetros de Weibull. Estes parâmetros também podem ser calculados através do programa ALWIN o qual executa estes cálculos demonstrados. Com o emprego deste programa, na figura 47 é identificado o Histograma Anual de Nova Hartz, onde verificam-se os resultados para os parâmetros de Weibull: parâmetro de forma, conforme representação usada na mesma figura, “k” = 1,30 e parâmetro de escala, idem, “c” = 1,41 m/s.

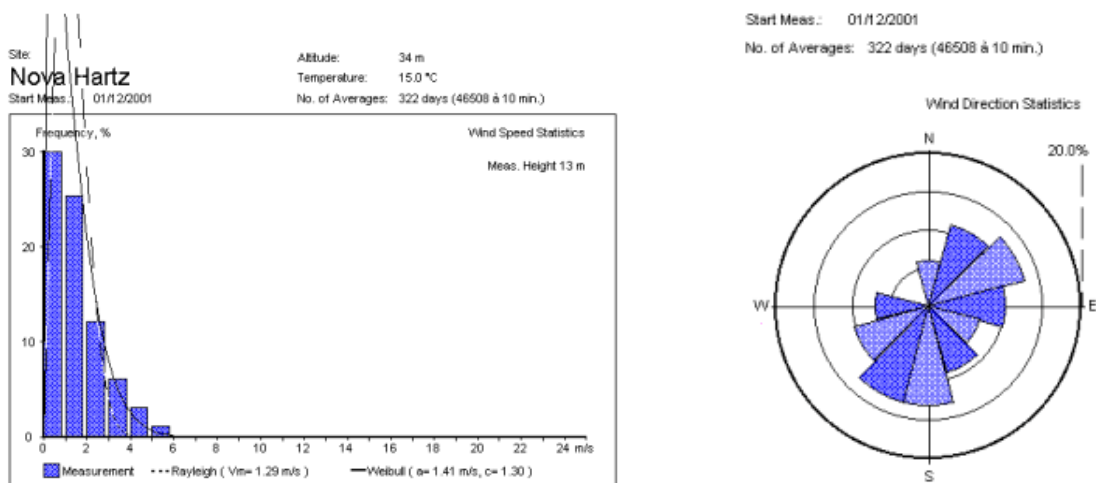


Figura 47: histograma e Rosa dos Ventos anual-Nova Hartz

A direção de postagem da máquina é definida a partir da direção predominante dos ventos, evidenciada no Diagrama Anual da Direção do Vento (Rosa dos Ventos). Como pode ser verificado na figura 47, que contém a Rosa dos Ventos Anual de Nova Hartz, são identificadas duas direções predominantes. Considerando que a construção deste gráfico considera 16 setores, a direção Sudoeste e Nordeste apresentam-se como os dois setores mais evidenciados. A direção Sudoeste sugere uma pequena vantagem sobre a noroeste devido a frequência do vento ser maior.

#### **4.1.4 Análise dos Resultados Obtidos**

A partir do banco de dados colhido, construíram-se gráficos e tabelas para, a partir de então, traçarmos as considerações acerca desta estação. Para efeitos de consideração técnica, o período iniciou-se em 01/12/2001, findando em 30/11/2002.

Através do Programa ALWIN, foram efetuados os cálculos do percentual quantitativo da frequência de vento, ocorrido dentro de cada intervalo de velocidade e o percentual de frequência de Weibull, os quais originaram os resultados contidos na tabela 10.

Tabela 10: resumo do cálculo dos parâmetros de média e Weibull de Nova Hartz .

<b>Mes</b>	<b>0-1 m/s</b>	<b>1-2 m/s</b>	<b>2-3 m/s</b>	<b>3-4 m/s</b>	<b>4-5 m/s</b>	<b>&gt; 5 m/s</b>
<b>Dezembro/2001</b>						
Frequência	60,6	18,1	12,1	6,06	3,03	0,00
F(Wei)%	55,2	30,1	10,5	3,05	0,77	0,18
<b>Janeiro/2002</b>						
Frequência medições	85,1	5,94	2,97	1,98	2,97	0,99
F(Wei)%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Fevereiro/2002</b>						
Frequência medições	42,0	28,5	16,0	9,00	4,00	1,0
F(Wei)%	16,0	21,2	17,3	7,25	2,60	0,83
<b>Março/2002</b>						
Frequência medições	48,5	26,7	12,8	6,93	2,97	0,99
F(Wei)%	45,9	31,6	14,3	5,45	1,85	0,57
<b>Abril/2002</b>						
Frequência medições	51,5	28,2	13,1	6,06	1,01	0,00
F(Wei)%	46,2	34,7	13,8	4,05	0,95	0,03
<b>Maió/2002</b>						
Frequência medições	64,6	22,2	9,09	3,03	1,01	0,00
F(Wei)%	61,7	29,9	7,03	1,16	0,15	0,02
<b>Junho/2002</b>						
Frequência medições	63,3	21,7	8,91	2,97	0,99	0,99
F(Wei)%	60,1	28,4	8,64	2,17	0,48	0,09
<b>Julho/2002</b>						
Frequência medições	64,0	18,0	7,00	6,00	3,00	2,00
F(Wei)%	56,1	28,2	10,5	3,54	1,10	0,32
<b>Agosto/2002</b>						
Frequência medições	59,0	25,0	9,00	4,00	2,00	1,00
F(Wei)%	56,1	30,7	9,92	2,53	0,55	0,10
<b>Setembro/2002</b>						
Frequência medições	40,0	31,0	16,0	8,00	4,00	1,00
F(Wei)%	37,2	33,7	17,8	7,44	2,63	0,81
<b>Outubro/2002</b>						
Frequência medições	35,0	34,0	17,0	8,00	3,00	2,00
F(Wei)%	34,3	32,9	18,9	8,70	3,43	1,20
<b>Novembro/2002</b>						
Frequência medições	39,3	28,2	15,1	9,09	4,04	2,02
F(Wei)%	35,2	29,9	17,8	9,28	4,42	1,96
<b>Anual Dez /2001-Nov/ 2002</b>						
Frequência medições	52,5	25,2	12,1	6,06	3,03	1,01
F(Wei)%	47,2	32,0	13,7	4,87	1,51	0,42

#### 4.1.5 Estudo Técnico Preliminar de Nova Hartz

As possibilidades do aproveitamento da força dos ventos consideram os parâmetros descritos na tabela 11, para medições efetivadas a uma altura de 10m, segundo Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003).

Tabela 11: possibilidades de aproveitamento da força dos ventos de acordo com a velocidade (HIRATA; ARAUJO, 2000)

Velocidade media anual	Possibilidades de uso
Abaixo de 3 m/s	Não viável, a menos em situações especiais
3-4 m/s	Opção para bombas eólicas, improvável para geradores eólicos
4-5 m/s	Bombas eólicas podem ser competitivas com bombas à Diesel. Pode ser viável para geradores eólicos isolados
Mais que 5 m/s	Viável, tanto para bombas eólicas, quanto para Geradores eólicos isolados
Mais que 7 m/s	Viável para bombas eólicas, geradores eólicos isolados conectados à rede

Conforme pode ser constatado nos resultados gráficos advindos da medição “in loco”, apresentados nas figuras 39 e 40, a velocidade no local quase sempre se manteve baixa, o que nos remete a uma interpretação técnica não indicativa de aproveitamento do vento para fins de geração elétrica. Neste caso, passamos a estudar a possibilidade do emprego de um conversor mecânico multipás, para bombeamento da água do poço artesiano situado na área de pesquisa. De acordo com a Prefeitura de Nova Hartz, o poço em questão possui nível estático a 80 m de profundidade e capacidade máxima de vazão de 5.000 l/hora.

Para o dimensionamento do volume d’água necessário para o suprimento da vila local, consideramos o consumo médio por pessoa é de 200 l / pessoa / dia e quatro pessoas por família. Neste caso, a demanda importaria em 24.000 l / família /mês. No desenvolvimento do cálculo foram considerados os valores da velocidade do vento do local medido, em Nova Hartz, acima de 2 m/s, constantes na tabela 10.

Foi escolhido à título de exemplo, para testagem, o equipamento Bosman Waterbeheersing en Milieuebetering BV (WARNE, 1983), por este se constituir em uma máquina que trabalha com baixas velocidades de vento e seus dados técnicos estarem disponíveis na literatura.

As características do equipamento estão descritas na tabela 12:



Tabela 12: características técnicas das bombas estudadas

Diâmetro do aerogerador		4,5			5,5			
Altura da torre		9,12 ou 15m			12 ou 15m			
Bomba (mm)		125			125			
Diâmetro do cilindro (mm)	(m)	capacidade (m <sup>3</sup> /h)			(m)	capacidade (m <sup>3</sup> /h)		
		veloc vento				veloc vento		
		2,8 m/s	3,3 m/s	4,4 m/s		2,8 m/s	3,3 m/s	4,4 m/s
50	-	-	-	-	152	-	-	0,30
65	90	-	0,35	1,59	122	-	0,30	1,49
75	76	0,24	0,48	2,24	91	0,49	1,23	2,33
90	58	0,33	0,61	3,18	76	1,07	1,81	3,18
100	46	0,51	0,83	4,20	60	2,09	3,26	4,40
115	37	0,61	0,97	5,17	45	2,89	3,96	5,86
130	30	0,73	1,14	6,21	30	3,77	5,28	7,74

Interpolando-se valores à tabela 12 e, com base nos valores da velocidade de vento obtidos, construiu-se a tabela 13. Esta tabela contempla os valores de vazão encontrados para dois diâmetros de turbinas eólicas testados, 4,5 m e 5,5 m.

Para cada mês de velocidade do vento medida, calculamos a média desta, desconsiderando-se as ocorrências abaixo de 2 m/s dado que, velocidades muito baixas são insuficientes para o acionamento da turbina eólica ou resultam em uma vazão insignificante. A coluna percentual mostra o percentual do tempo em que estas velocidades ocorreram. A coluna Q(Ø4,5) e Q(Ø5,5) indicam os valores da vazão, que podem ser obtidos com um turbina eólica de diâmetro 4,5 m e 5,5 m, respectivamente. As colunas onde constam vol (Ø4,5) e vol (Ø5,5) m<sup>3</sup> informam o volume de água obtido, respectivamente, nestas condições, por mês.

Tabela 13: volume de água recalçado empregando bomba mecânica

Meses Medidos	Vmédia >2,0 m/s	%	Q(Ø4,5) m <sup>3</sup> /h	Q(Ø 5,5) m <sup>3</sup> /h	Vol(Ø4,5) m <sup>3</sup>	Vol(Ø5,5) m <sup>3</sup>
Dez 01	3,071	0,2121	0,327	1,480	49,9	226,0
Jan 02	3,722	0,0891	0,955	2,377	61,3	152,5
Fev 02	3,166	0,3000	0,381	1,619	82,3	349,7
Mar 02	3,166	0,2376	0,381	1,619	65,2	277,0
Abr 02	2,900	0,2020	0,260	1,224	37,8	178,0
Mai 02	2,884	0,1313	0,256	1,199	24,2	113,3
Jun 02	3,071	0,1386	0,327	1,480	32,6	147,7
Jul 02	3,500	0,1800	0,674	2,085	87,4	270,2
Ago 02	3,187	0,1600	0,395	1,649	45,5	190,0
Set 02	3,155	0,2900	0,374	1,603	78,1	334,7
Out 02	3,166	0,3000	0,381	1,619	82,3	349,7
Nov 02	3,266	0,3030	0,453	1,762	98,8	384,4
Média Anual					62,1	247,8

Analisando-se a tabela 13, verifica-se que o volume de água recalcado seria suficiente para atender apenas duas famílias, com uma turbina de  $\varnothing$  4,5 m e 10 famílias com turbina de  $\varnothing$  5,5m, tendo-se ainda que reconhecer que, em determinadas épocas do ano, principalmente, abril, maio e junho haveria problemas de abastecimento devido a dispersão evidenciada nos valores mensais registrados. Neste caso, a instalação de tal sistema só se justificaria onde não existisse uma rede convencional (o que não é o caso do CETHS), dado que um sistema de recalque elétrico proporcionaria maior rendimento. Isto confirma os dados da tabela 11, relativamente à inviabilidade do emprego da tecnologia eólica com ventos muito fracos.

## 4.2 TRATAMENTO DOS DADOS DA REGIÃO DA LAGOA DOS PATOS

A Lagoa dos Patos localiza-se no sul do Brasil e é parte do maior sistema lacustre da América do Sul. Com uma extensão de 240 km e uma largura média de 40 km, cobre uma superfície de 10.000 km<sup>2</sup>, quase um terço da área da Planície Costeira do RS.

Os dados de velocidade do vento relativos às quatro estações situados na costa da Lagoa dos Patos foram obtidos junto ao Instituto de Pesquisas Hidráulicas - IPH da UFRGS e referem-se ao período de 1986 até 1989, de autoria de Almeida et al. (1992) e Toldo (1994). Este Instituto instalou quatro estações anemográficas ao longo do litoral da Lagoa dos Patos, duas no lado leste e duas no oeste, contendo, cada uma, anemômetro e demais equipamentos acessórios visando à coleta de dados de velocidade e direção do vento na região. Estes dados constituem-se nas primeiras medições contendo registros horários do local. Os locais analisados nesta pesquisa são os municípios de Tapes e São Lourenço do Sul. Os demais, Capão da Marca e Palmares foram usados neste trabalho apenas como dados complementares porque não possuem medições contínuas, o que inviabiliza, desta forma, a análise técnica destes locais.

Para o presente estudo, utilizou-se o último ano de medição, ou seja, de 1º de junho de 1989 à 31 de maio de 1990, sendo, para tanto, desconsiderados os dias que tiveram a medição interrompida ou aqueles em que não houve o correto registro da medição.

De acordo com Toldo (1994), na área da Lagoa, prevalece o vento nordeste no Verão e na Primavera. No lado oriental da Lagoa, os ventos com maior velocidade são de WNW e WSW, durante o Outono e Inverno.

As Estações anemográficas analisadas foram:

- a) Estação anemográfica Capão da Moça-município de Tapes
  - Data de instalação: 21/10/87;
  - Anemógrafo: WILH LAMBRECHT, número 472349, modelo 1482
  - Altitude do local: 12 m
  - Altura da torre: 14 metros acima nível do solo
  - Latitude: 30°47'00''S
  - Longitude: 51°25'00''O
- b) Estação anemográfica São Lourenço do Sul:
  - Data de instalação: 21/10/87;
  - anemógrafo: WILH LAMBRECHT, número 472348, modelo 1482
  - Altura da torre: 14m acima do nível do solo
  - Altitude do local: 2m
  - Latitude: 31°23'40''S
  - Longitude: 51°57'25''O

#### **4.2.1 Análise de Dados de São Lourenço do Sul**

A série histórica compreende o período de 21 outubro de 1987 a 18 de junho de 1990, sendo considerado para fins da presente análise, os registros de junho de 89 a maio de 90. Os dados foram coletados a uma altura de 14 m. Para nos certificarmos de que o intervalo tomado não corresponderia a um ano atípico, procedemos a elaboração dos histogramas dos dois anos anteriores, tendo-se desta forma todo o período medido contemplado.

##### **4.2.1.1 Gráfico de Velocidade Média**

Os gráficos das velocidades médias diárias, mensal, podem ser observados no Anexo C desta pesquisa.

O gráfico da figura 48 demonstra a velocidade média diária anual do ano considerado. Pode-se constatar desde já, pelos valores encontrados, que existe indicativo para aproveitamento do vento da região para geração de energia.

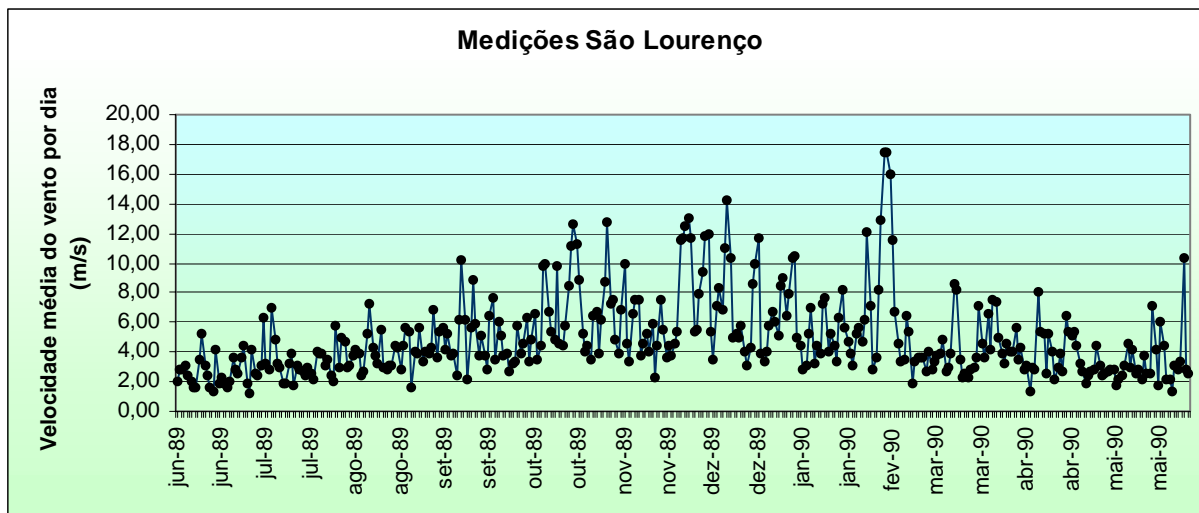


Figura 48: Gráfico da velocidade média diária anual

A figura 49 demonstra os resultados obtidos a partir das medições de vento recebidas, traduzidas em gráficos da velocidade média, desvios padrão e picos mensais ao longo do ano analisado. É identificável a presença de fortes picos, a exemplo de agosto/89 e fevereiro/90, os quais, como já mencionado anteriormente, não se traduzem em um potencial eólico passível de ser considerado para o dimensionamento, devido à instantaneidade do fenômeno. Entretanto, constitui-se em potenciais eólicos aproveitáveis até a velocidade de corte da máquina, ou seja, a velocidade que a máquina pára para evitar efeitos danosos ao equipamento, advindos da extrema velocidade do vento.

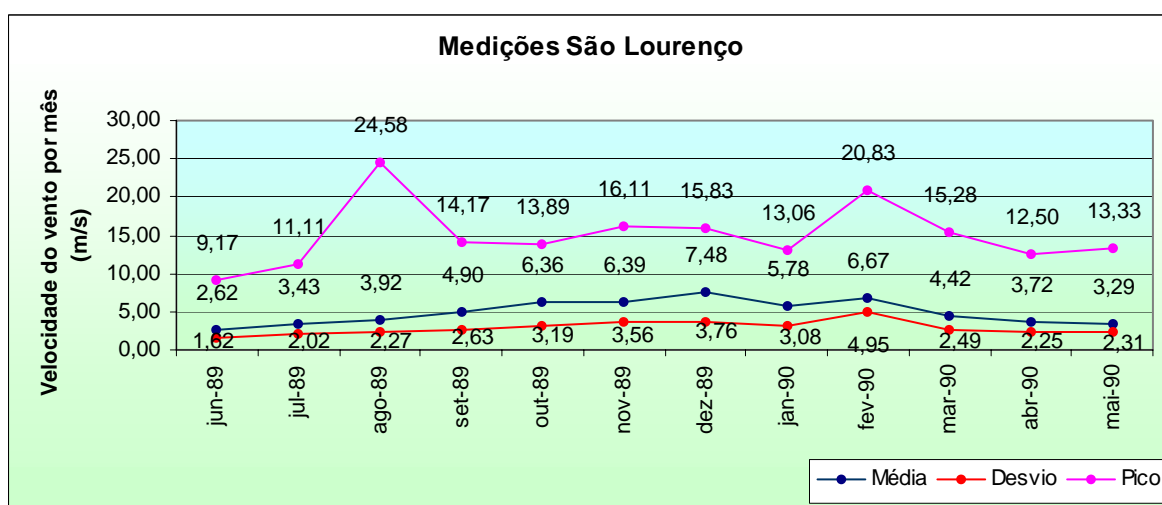


Figura 49: Gráfico da velocidade média, desvio padrão e pico mensal ao longo do ano analisado

Na tabela 14 mostramos a média, o desvio padrão e o pico da série histórica, da qual se extraiu o ano base para a análise em tela. Pelo comparativo dos resultados entre os três anos, houve a certificação que o ano analisado corresponde ao vento típico da região.

Tabela 14: resumo comparativo da média, desvio e pico da série histórica - São Lourenço do Sul.

Ano	Ano		
	Média	Desvio	Vento Extremo em 10 min
1988	4,7503	2,8826	15,2778
1989	4,6712	3,1666	24,5833
1990	4,5712	3,2837	20,8333
88/90	~4,66		20,8333

#### 4.2.1.2 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Mensais

Os gráficos correspondentes aos histogramas e Rosa dos Ventos dos doze meses do ano constam no Anexo D. Este estudo fez-se necessário para a avaliação das sazonalidades, principalmente porque o objetivo da instalação das turbinas eólicas é a complementaridade sazonal nos períodos de pico, nos meses de novembro a março, coincidindo exatamente com as médias mais altas da velocidade do vento.

#### 4.2.1.3 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Anual

A avaliação de um potencial eólico de um determinado local é procedida considerando-se os dados médios anuais. De acordo com o exposto, na figura 50 são identificados o Histograma e a Rosa dos Ventos anual de São Lourenço do Sul, onde se verificam os parâmetros de Weibull, parâmetro de forma, conforme representação usada na mesma figura, “k” = 1,58 e parâmetro de escala, idem, “c” = 5,47 m/s, para o banco de dados referenciado. A direção fortemente predominante dos ventos é Sudeste, sendo esta a direção indicada para o posicionamento da turbina.

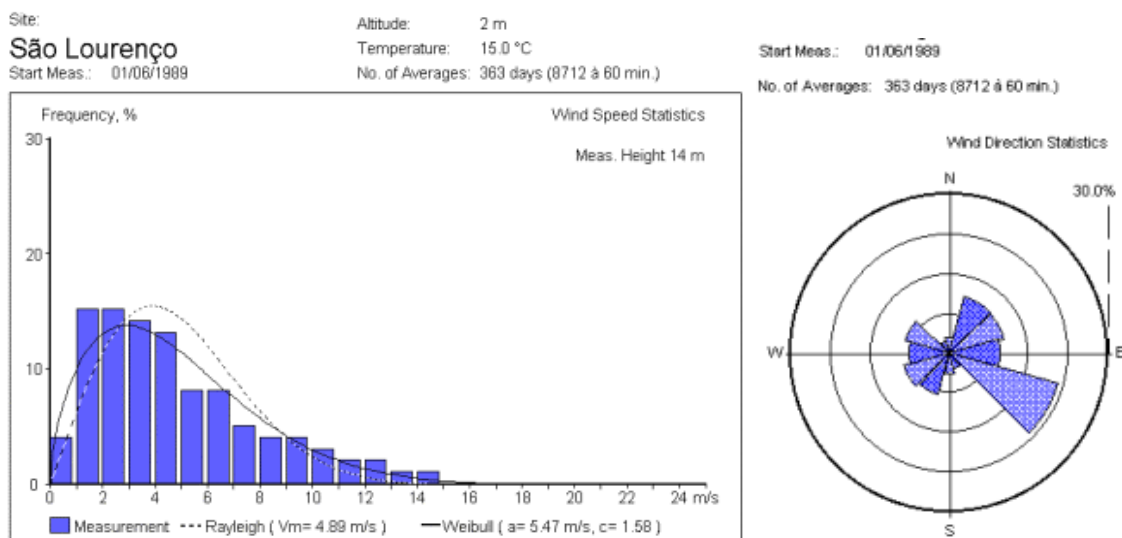


Figura 50: histograma e Rosa dos Ventos anual - São Lourenço do Sul

Conforme verificado na figura 50, com o emprego do programa Alwin, foi obtido o valor de 1,58 para o Fator de Weibull, “k”. O Atlas Eólico do Estado, oferece para esta área o Fator de Weibull  $k=2,1$ , admitindo ser menor que 5% o erro da estimativa para esta área. Entretanto podemos verificar, segundo as medições analisadas que este chega a ser da ordem de 33 %. De outra parte, considerando o gráfico da figura 44, podemos dizer que o fato de identificarmos um fator “k” menor que o previsto no Atlas significa que o regime de ventos tem uma distribuição mais uniforme em torno da média que o previsto no Atlas.

#### 4.2.1.4 Resultados Obtidos nas Medições de São Lourenço do Sul

Com o emprego do Programa ALWIN, foram efetuados os cálculos de percentual quantitativo da frequência do vento ocorrido dentro de cada intervalo de velocidade e o percentual de frequência de Weibull, os quais originaram os resultados contidos na tabela 15. Esta tabela reúne os resultados obtidos do cálculo dos parâmetros de média e Weibull a partir do tratamento dos dados das medições recebidas de São Lourenço do Sul, agrupando-os por faixa de velocidade de vento na altura da medição, que, no caso, foi de 14m em relação ao solo.

Tabela 15: resumo do cálculo dos parâmetros de média e Weibull-São Lourenço do Sul.

Mês	0-1 m/s	1-2 m/s	2-3 m/s	3-4 m/s	4-5 m/s	5-6 m/s	6-7 m/s	7-8 m/s	8-9 m/s	9-10 m/s	>10 m/s
<b>Junho/1989</b>											
Frequência	12,24	33,67	21,43	14,29	11,22	3,06	3,06	1,02	0,00	0,00	0,00
F(Wei)%	14,55	25,67	24,05	17,15	10,08	5,05	2,20	0,84	0,29	0,09	0,02
<b>Julho/1989</b>											
Frequência	6,06	23,23	21,21	19,19	13,13	6,06	6,06	2,02	2,02	1,01	0,00
F(Wei)%	8,38	17,89	20,59	18,53	14,12	9,42	5,59	2,99	1,45	0,64	0,26
<b>Agosto/1989</b>											
Frequência	6,06	16,16	18,18	15,15	19,19	10,10	8,08	3,03	3,03	1,01	0,00
F(Wei)%	5,68	14,06	18,20	18,30	15,55	11,56	7,64	4,53	2,43	1,19	0,53
<b>Setembro/1989</b>											
Frequência	4,04	9,09	13,13	14,14	15,15	13,13	12,12	8,08	5,05	2,02	2,02
F(Wei)%	3,40	9,26	13,32	15,17	14,93	13,14	10,52	7,73	5,25	3,30	1,93
<b>Outubro/1989</b>											
Frequência	1,01	4,04	11,11	12,12	13,13	10,10	10,10	6,06	8,08	8,08	6,06
F(Wei)%	1,60	5,04	8,18	10,55	11,91	12,21	11,55	10,20	8,45	6,60	4,86
<b>Novembro/1989</b>											
Frequência	2,02	6,06	11,11	12,12	13,12	8,08	10,10	7,07	6,06	7,07	4,04
F(Wei)%	2,42	6,19	8,93	10,65	11,38	11,25	10,44	9,18	7,71	6,19	4,78
<b>Dezembro/1989</b>											
Frequência	1,00	6,00	6,00	7,00	13,00	9,00	11,00	8,00	7,00	6,00	5,00
F(Wei)%	1,33	3,96	6,32	8,19	9,47	10,11	10,13	9,63	8,73	7,58	6,33
<b>Janeiro/1990</b>											
Frequência	2,97	9,90	8,91	10,89	14,85	6,83	8,91	7,92	9,90	6,93	6,93
F(Wei)%	2,71	7,17	10,40	12,27	12,81	12,23	10,85	9,03	7,10	5,28	3,74
<b>Fevereiro/1990</b>											
Frequência	2,02	11,11	13,13	15,15	10,10	9,09	7,07	2,02	3,03	3,03	4,04
F(Wei)%	5,81	8,89	9,84	9,91	9,48	8,75	7,86	6,91	5,97	5,08	4,26
<b>Março/1990</b>											
Frequência	3,03	16,16	15,15	15,15	13,13	9,09	13,13	6,06	4,04	3,03	1,01
F(Wei)%	4,83	11,72	15,48	16,35	14,97	12,27	9,17	6,29	4,00	2,36	1,30
<b>Abril/1990</b>											
Frequência	6,00	20,00	20,00	17,00	12,00	9,00	7,00	4,00	2,00	2,00	1,00
F(Wei)%	8,19	16,34	18,65	17,25	13,93	10,111	6,71	4,11	2,34	1,25	0,62
<b>Mai/1990</b>											
Frequência	7,07	25,25	26,26	16,16	9,09	5,05	3,03	2,02	1,01	3,03	1,01
F(Wei)%	12,58	19,78	19,45	16,11	11,95	8,16	5,19	3,11	1,77	0,95	0,49

O estudo de viabilidade técnica de uma área inicia-se com a correção da velocidade do vento colhida na altura da instalação do anemômetro para a altura definida de instalação da turbina eólica. O entorno da Lagoa, onde situa-se o município de São Lourenço é caracterizado por vegetação baixa, com escassas árvores, plantações, campos limpos e criações de animais, em

volta. Esta tipologia nos permite enquadrar o local na classe 01, obedecendo a classificação do European Wind Atlas (TROEN; PETERSEN, 1989), constante da tabela 26.

Segundo Ocácia (1998) a rugosidade mais adequada para ser assumida na definição do perfil da velocidade do vento, para pontos situados na costa leste da Região da Lagoa, é de 0,02, o que coincide com os valores contidos na tabela 26 para comprimento de rugosidade, adotando-se a Lei Logarítmica.

Calculando-se de acordo com este critério, e considerando-se a constante de Von Karman igual a 0,4, conforme a equação 17, tem-se que:

$$U_{z_r} = \frac{U_*}{k} \ln \left[ \frac{z_r}{z_0} \right] \quad \text{equação 17}$$

A velocidade média anual do vento no sítio de São Lourenço do Sul considerando-se as velocidades médias obtidas, para todo o banco de medições, para a altura de 14 m é de 4,66 m/s, logo:

$$4,66_r = \frac{U_*}{0,4} \ln \left[ \frac{14}{0,02} \right] \quad \text{equação 18}$$

$$U_* = 0,284 \text{ m/s} \quad \text{equação 19}$$

Procedendo a correção da velocidade segundo a Lei Logarítmica tem-se que:

$$U_{50m_r} = \frac{0,284}{0,40} \ln \left[ \frac{50}{0,02} \right] \quad \text{equação 20}$$

$$V_{50m} = 5,5550 \text{ m/s}$$

Desenvolvendo-se a correção da velocidade do vento de acordo com a Lei da Potência, e adotando-se dois valores para o expoente da lei de potência  $p^{26} = 1/7$  ou 0,14286, que é o valor tradicionalmente empregado na energia eólica e  $p = 0,16$  expoente da lei da potência para o tipo de terreno em questão de acordo com a (NBR 6123:1988) que é a norma atinente a “Forças devidas ao vento em edificações”, tem-se que:

---

<sup>26</sup>  $p=f(z)$  da rugosidade do terreno e do intervalo de tempo



Para o valor de  $n=1/7$ , tem-se que:

$$V(z) = V(14) \left[ \frac{z}{14} \right]^{1/n} \quad \text{equação 21}$$

$$V_{50m} = V(14) \left[ \frac{50}{14} \right]^{1/7}$$

$$V_{50m} = 5,5889$$

Para o valor de  $n = 0,16$ , tem-se que:

$$V_{50m} = V(14) \left[ \frac{50}{14} \right]^{0,16} \quad \text{equação 22}$$

$$V_{50m} = 5,5690$$

A velocidade média obtida a partir do banco de dados dos anos de 1988 até 1990 foi de 4,66 m/s. Estamos constatando que, pelos três métodos de correção da velocidade do vento com a altura, os valores encontrados para 50m situam-se em  $V_{50m} = 5,5550$  m/s;  $V_{50m} = 5,5889$  e  $V_{50m} = 5,5690$ , o que comparados com o valor explicitado no Atlas Eólico do Estado para este município que é de aproximadamente 6,75 m/s, a 50 m de altura. Neste comparativo, podemos verificar que a velocidade do vento constante no Atlas Eólico, no ponto de São Lourenço encontra-se majorada em, aproximadamente 20%. Segundo Molly, um desvio de 10% da velocidade do vento poderá acarretar um erro de até 20% no prognóstico anual de energia do sítio. Tal situação evidencia a necessidade de medições localizadas para o desenvolvimento de empreendimentos eólicos.

Os perfis da velocidade do vento, calculados com a Lei Logarítmica e com a Lei da Potência para os valores referendados, estão apresentados na figura 51.

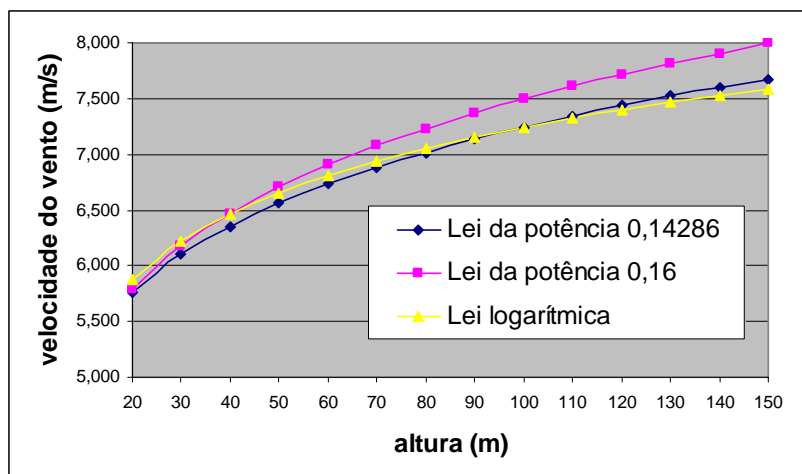


Figura 51: cálculo da velocidade do vento com três diferentes critérios

Observa-se que existe uma grande aproximação entre os perfis obtidos. Logo, a utilização de qualquer um deles não representa um percentual significativo de erro na estimativa da velocidade do vento, a diferentes alturas e, portanto, do potencial de energia que se pode obter de diferentes máquinas nestas diferentes alturas. Como o programa em uso nesta dissertação, o ALWIN, utiliza a Lei da Potência, optou-se pela utilização desta. De acordo com LOREDO-SOUZA, A.M et. al (2004) podemos resumir as leis Logarítmica e Potencial como:

Lei Logarítmica: bom ajuste na camada próxima ao solo e ajuste pobre na parte superior da Camada Limite Atmosférica.

Lei Potencial: ajuste pobre na camada próxima ao solo e bom ajuste na parte superior da Camada Limite Superior.

A definição da camada limite no ponto de medição pode ser procedida com o emprego do programa ALWIN. Sendo este dotado de um algoritmo que possibilita a interpretação da leitura de dois anemômetros situados na mesma torre em alturas diferentes, o que pode ser verificado na figura 52, através destas duas leituras é possível a construção do perfil da camada limite existente no ponto pela dedução do valor da rugosidade do entorno, configurada na restrição da velocidade do vento medida. No caso em tela, como foi empregado um anemômetro, a definição da camada limite deu-se através da informação manual ao programa acerca da rugosidade do entorno.

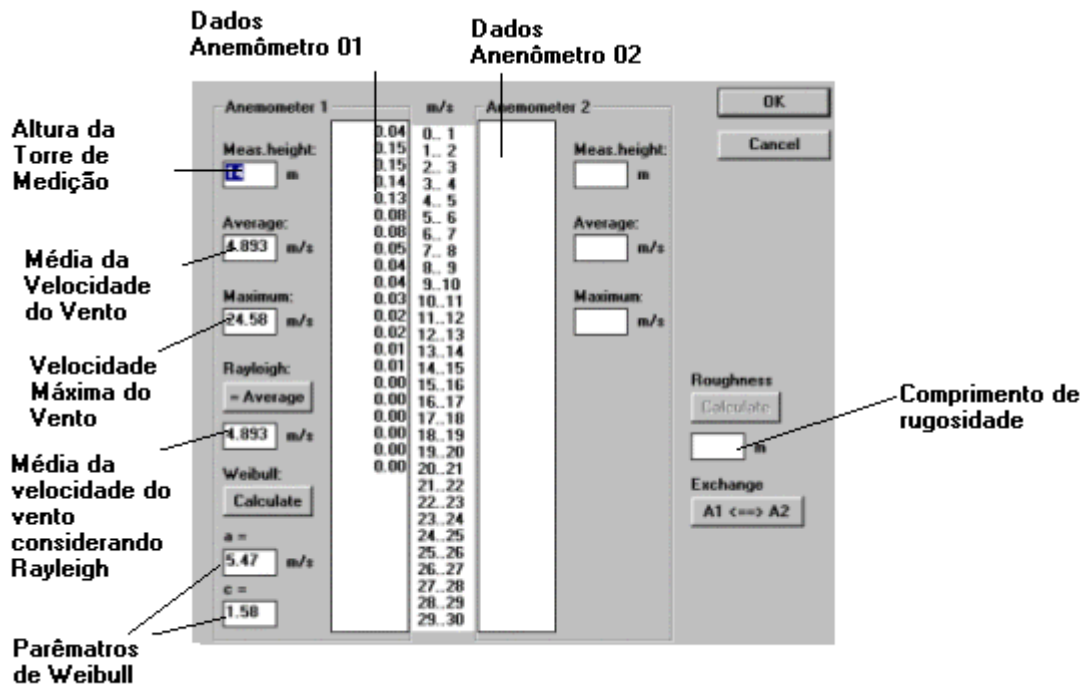


Figura 52: cálculo dos principais parâmetros estatísticos da velocidade do vento

O programa em tela permite a alimentação de dados correspondentes às curvas de potência de quaisquer máquinas. Com a definição da máquina a ser testada para o regime de ventos, conforme figura 53, é possível projetar a velocidade do vento medida para a altura da máquina definida, considerando a rugosidade do entorno.

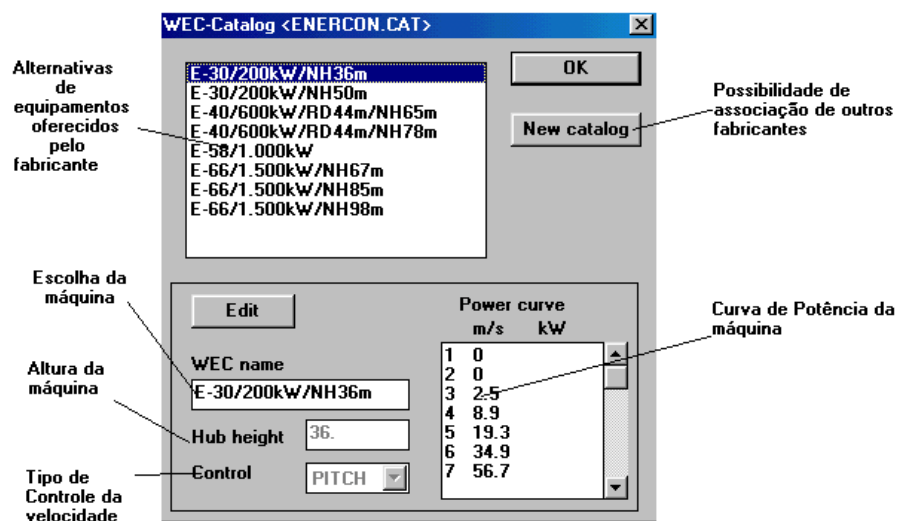


Figura 53: escolha da turbina eólica

Com a definição da Máquina, é identificada a Curva de Potência da mesma, conforme Figura 54 .

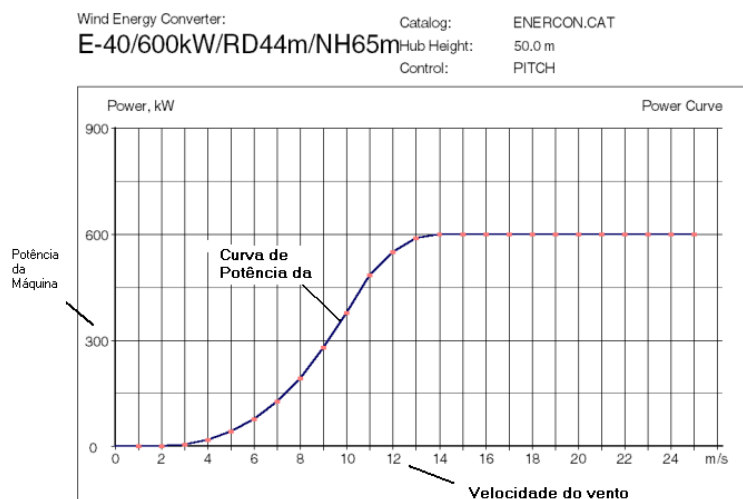


Figura 54: exemplo de curva de potência de um aerogerador, no caso E-40 da Enercon

O cálculo da energia gerada por uma máquina segue o modelo abaixo:

$$E = P \times FC \times Cf \quad \text{equação 23}$$

Onde:

E-Energia Gerada;

P-Potência da Máquina;

Fc-Fator de Capacidade

Cf-Coeficiente de Eficiência da Instalação<sup>27</sup>

Este cálculo também é desenvolvido pelo programa em tela que, para tanto, identifica o fator de capacidade da máquina adotada para as condições postas, e, em função disto, a energia produzida, analisada na figura 55.

<sup>27</sup> Em entrevista com Jens Peter MOLLY, durante estágio no DEWI INSTITUT, em janeiro de 2004, foi discutida a real eficiência de fazendas eólicas, tendo sido informada que as perdas na geração de energia são na ordem de: 3% para indisponibilidade técnica (97%) e 5% devido “sombras do vento” atrás das turbinas eólicas (95%). Ainda, segundo a mesma fonte, as perdas totais variam de 5% a 10%.

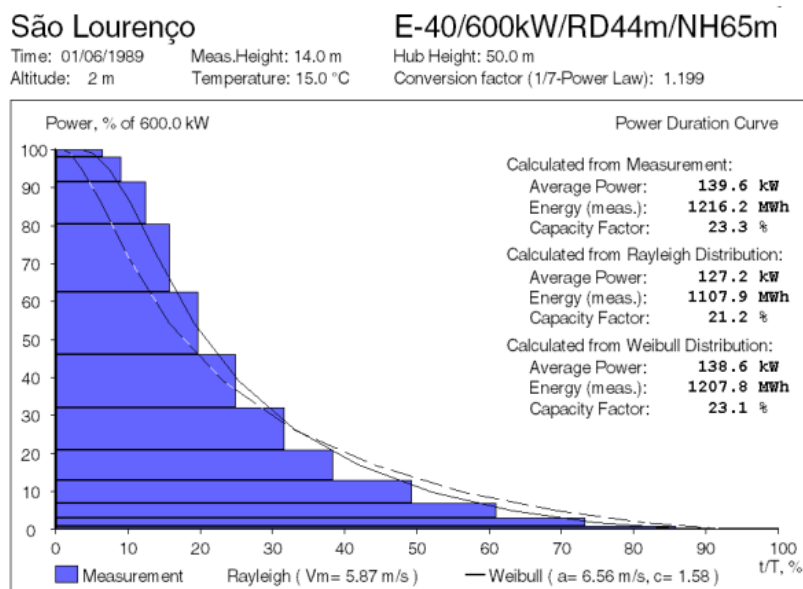


Figura 55: exemplo do cálculo do fator de capacidade, potência média e energia gerada da turbina eólica E-40 em São Lourenço do Sul

#### 4.2.1.5 Análise Econômica Preliminar de São Lourenço do Sul

A experiência comprova que 80% do custo de um empreendimento corresponde ao custo dos equipamentos, sendo o restante alocado para a fundação e infra-estrutura de entorno da planta. Desta forma, entendemos que é viável uma análise econômica preliminar com enfoque no desempenho e no custo das máquinas. Em assim sendo, testamos várias máquinas, frente ao regime de ventos da região, com o objetivo de analisar o custo-benefício dos equipamentos e estabelecer o quadro comparativo do comportamento das máquinas. Com o emprego do programa ALWIN, para uma faixa de máquinas, que contemplou diferentes potências e fabricantes, obteve-se o quadro resumo contido na tabela 16, o qual oferece os principais parâmetros técnicos e financeiros para a análise comparativa pretendida.

Tabela 16: Tabela comparativa de diferentes máquinas para o regime ventos de São Lourenço do Sul

<b>Fabricantes de Máquinas</b>	<b>Altura hub (m)</b>	<b>Potência média (kW)</b>	<b>Energia média (MWh)</b>	<b>Fator de capacidade (%)</b>	<b>Custo da máquina R\$</b>
ENERCON E-58/1000kW	50	240.5	2095.2	23.2	1.105.000
NEG MICON NM 60/1000kW	50	242.3	2110.6	23.2	970.000
REPOWER 48/600kW	50	143.4	1248.9	22.7	540.000
ENERCON E-30/300kW	50	68.4	596.0	22.4	350.000
ENERCON E-40/600kW	50	128.3	1117.5	21.4	510.000
NEG MICON NM 64/1500 kW	50	313.1	2727.5	20.2	1.450.000
ECOTECNIA 48/750kW	50	162.9	1419.5	19.6	515.771

A tendência atual concentra-se na instalação de máquinas maiores, entre outros fatores, por operarem com velocidade maior e menor ruído. Máquinas menores que 300 kW não foram consideradas, visto representarem, também, uma subutilização da área. Considerando ser o fator custo-benefício um dos elementos determinantes na avaliação dos equipamentos, pode-se observar que a máquina nacional Enercon E-40 é competitiva, oferecendo um custo médio dentre o lote analisado. Entretanto, para a tomada de decisão, não se pode desprezar outros custos, como o de transporte à longa distância e importação, os quais, no caso de emprego do equipamento nacional, não existiriam.

Para efeito da análise preliminar econômico-técnico-financeira de um investimento e conjugação dos principais custos incorridos em um projeto eólico, projetamos os futuros ingressos e desembolsos mais significativos de recursos em um fluxo de caixa, considerando o empreendimento sob as leis do PROINFA, com a adoção da máquina E-40, devido este equipamento se constituir em uma tecnologia mundialmente testada, além de não incorrer nos custos de importação e transporte a longas distâncias citados, e ter-se demonstrado competitivo, conforme tabela 16.

Para construção deste fluxo, constante na Tabela 17, foram estabelecidas premissas advindas das leis do próprio programa PROINFA ou de informações de consultores da área, nos casos em que o Programa referenciou valores. Também informamos as situações onde obtivemos duas fontes, pelo Programa e pela iniciativa privada, com o objetivo de externar os diferentes valores, os quais poderão representar sérios problemas para a viabilização dos empreendimentos, caso os valores referentes a custos e operacionalização considerada pelo PROINFA forem menores que o que se configurara no decorrer da implantação dos projetos.

Cabe enfatizar que uma análise econômica mais detalhada é necessária para definir precisamente a viabilidade econômica dos empreendimentos. No estudo preliminar objeto do desenvolvimento do fluxo de caixa, foram adotados os parâmetros que seguem abaixo:

- a) Período de autorização de operação da ANEEL e vigência do contrato: 20 anos;
- b) Potência unitária : equipamento de 600 kW
- c) Potência total do parque: 2,4 MW;
- d) Fator de capacidade com o emprego da máquina – E-40 da Enercon, de 600kW: para 50m =21,4%, para 60m=22,2%<sup>b</sup> e para 70m 22,8%.
- e) Fator de disponibilidade: número de máquinas disponíveis, considerando-se manutenções: 97%;
- f) Fator de rendimento do parque eólico: 95%;
- g) Perdas na transmissão: 1% (MOLLY, 2003);
- h) Valor da compra de energia: conforme lei do PROINFA;
- i) Investimento em equipamento e planta: R\$ 3.471,00/kW (MOLLY, 2003);
- j) Impostos sobre a receita: foi no fluxo de caixa considerado 9%. Molly (2003) discrimina estes custos em PIS:1,65%, COFINS:7,0%,CPMF:0,38%.
- k) Taxas do Programa do BNDEs especificamente para o PROINFA são TJLP<sup>28</sup> + 3,5% a.a. para Apoio Direto e TJLP + 2% a.a. para Apoio Indireto (BRASIL, 2002d). A taxa média da TJLP nos últimos 12 meses foi de 9,88% e de 9,48 % no ano. A TJLP é o componente inflacionário do custo do financiamento. O custo nominal de um financiamento do BNDES fica em torno de 15,5 % ao ano, considerando o spread de 5% que o banco cobra. Em termos reais, descontando a inflação pelo IGP-M/FGV, atualmente na faixa de 9,5%, o custo do BNDES fica em cerca de 5,5% (em 2001 a taxa real ficou em somente 4,2%).(BRASIL,2005)
- l) Depreciação:5% (MOLLY, 2003);
- m) Despesa manutenção e operação: entre 1º e o 2º ano: R\$ 50,00/kW instalado; entre o 3º e o 10º ano :R\$100,00/kW instalado; entre o 11º e o 20º ano: R\$ 120,00/kW instalado (YAZBECK, 2004);
- n) Custo do Seguro operacional: 0,5% do custo total da instalação, anualmente (YAZBECK, 2004);
- o) Custo de arrendamento: 1% do faturamento anual;
- p) Custo de Transmissão de energia: R\$ 1,25/kW/mês, para projetos com menos de 30MW (YASBECK, 2004);
- q) Custo de recultivação: R\$ 3,5/ kW /ano: representa uma reserva financeira para desmontar o parque eólico no 20º ano e reconstituir a área.

---

<sup>28</sup> TJLP-Taxa de Juro de Longo Prazo

Com estes pressupostos, construiu-se o Fluxo de Caixa constante da Tabela 15, para um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul, com 4 máquinas nacionais Enercon E-40/6.44, de 600kW, a 50 m, analisado sob a ótica dos condicionantes e parâmetros do Programa PROINFA.

Para este cálculo simulado considerou-se Energia de Referência – Er, que, segundo o PROINFA é a energia em MWh por ano passível de ser produzida pela central geradora, estabelecida em resolução específica da ANEEL, e que servirá como base de contratação com a ELETROBRÁS, sendo calculada conforme segue:

$$Er = n \times p \text{ unit} \times \text{coef apr} \times \text{coef rend} \times n^\circ \text{ dias} \times Fc \quad \text{equação 24}$$

Onde:

- n**- número de máquinas
- p unit** – potência unitária
- coef apr** – coeficiente de aproveitamento
- coef rend** – coeficiente de rendimento
- n° dias** -número de dias do ano
- Fc** – fator de capacidade

Adotou-se o coeficiente de aproveitamento, 0,97 e coeficiente de rendimento, 0,95 de acordo com Molly e Ender (2004). O fator de capacidade encontrado para a máquina empregada na altura de 50 m, nesta localidade, foi de 21,4%.

Analisando-se os resultados obtidos verifica-se que, para a altura de 50 m, apenas o financiamento a 1,5% ao ano, taxa esta, inferior aos valores normalmente praticados, consegue traduzir uma Taxa interna de Retorno<sup>29</sup> positiva. Entretanto, este valor ainda estaria aquém da taxa exigida pelo PROINFA que é de uma TIR mínima de 15%. Observa-se, nos dados da planilha que, como era esperado, a taxa interna de retorno do investimento é diretamente dependente da taxa de juros do financiamento para a aquisição dos equipamentos. Alerta-se que taxas baixas de juros poderiam ser conseguidas no mercado internacional, porém com o elevado risco de se financiar o empreendimento em uma moeda estrangeira,

---

<sup>29</sup> Taxa Interna de retorno: é a taxa de diferimento no tempo que torna equivalente a receita do projeto ao longo do prazo de execução, no caso, 20 anos e o valor inicial do empreendimento, no caso 30% do valor desembolsado pelo empreendedor.



com receitas na moeda nacional, o que já provocou grandes insucessos em empreendimentos em outros momentos da economia.<sup>30</sup>

Tabela 17: Fluxo de caixa de um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul a 50 m com os pressupostos do programa PROINFA

<b>Fluxo de Caixa de um empreendimento eólico situado em São Lourenço - 50m</b>					
		<b>Unidade</b>	<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
Receita Bruta			845.774,58	845.774,58	845.774,58
<b>Energia Referência - ER</b>	4.145,95	MWh			
Preço de Compra da Energia	204	R\$/MWh			
Potência do Parque	2400	KW			
Invest equip e planta	3.061,20	R\$/kW			
Invest Total	7.346.880,00				
<b>(-) Perdas</b>		2%	169,15	169,15	169,15
<b>(-) Impostos Sobre Receita</b>		9%	76.119,71	76.119,71	76.119,71
<b>(-) Custos / Despesas Operacionais</b>					
Operação e Manutenção 1-2 anos	50	R\$/kW	120.000,00		
Operação e Manutenção 3-10 anos	100	R\$/kW		240.000,00	
Operação e Manutenção 11-20 anos	120	R\$/kW			288.000,00
Custo de arrendamento		1.0%	84,58	84,58	84,58
Custo do Seguro Operacional		0.5%	367,34	367,34	367,34
Custo da Transmissão da Energia	2,5	R\$/kW / mês	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Custo de recultivação	3,5	R\$/kW / ano	8.400,00	8.400,00	8.400,00
<b>(-) Financiamento BNDES</b>					
Amortização e juros(1,5%) financiamento BNDS			299.547,10	299.547,10	299.547,10
Amortização e juros(3%aa) financiamento BNDS			345.678,02	345.678,02	345.678,02
Amortização e juros(9%aa) financiamento BNDS			563.377,36	563.377,36	563.377,36
			<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
					<b>TIR</b>
<b>Resultado (Financiamento 1,5aa)</b>			269.086,69	149.086,69	101.086,69
<b>Resultado (Financiamento 3% aa)</b>			222.955,77	102.955,77	54.955,77
<b>Resultado (Financiamento 9%aa)</b>			5.256,43	114.743,57	162.743,57
					NEGATIVA
					NEGATIVA

Para estabelecer-se um efeito comparativo desenvolvemos o mesmo fluxo de caixa, com os mesmos considerandos, apenas alterando a altura das turbinas eólicas para 60 m e 70 m. Para tanto, de acordo com a experiência verificada no exterior, haveria necessidade de ser efetuada

<sup>30</sup> Esta simulação explica a dificuldade que está sendo verificada na viabilização dos parques brasileiros, onde, para exemplificar, podemos citar a desistência, por parte dos empreendedores, em edificar o maior parque brasileiro selecionado dentro do Programa PROINFA, situado na Bahia, com 192 MW.

uma análise do perfil exato da camada limite atmosférica no local, o que exige, entre outros, um melhor conhecimento do gradiente térmico. Entretanto, esta pesquisa ainda não é desenvolvida no Brasil. Segundo Loredo-Souza (1992) e Custódio (2002) para efeito de uma análise acadêmica dos efeitos da altitude em um projeto, é aceitável a adoção da Lei Potencial empregada pelo Programa ALWIN. Para tanto calculamos os Fatores de capacidade correspondentes para a mesma máquina E-40 e obtivemos  $F_c=22,2\%$  para 60m e  $F_c=22,8$  para 70m. Nestes termos, foi recalculada a tabela 16 para um empreendimento com máquinas a 60 m e a 70 m em São Lourenço do Sul, e obtivemos os resultados financeiros, conforme as tabelas 18 e 19, respectivamente. Salientamos que foi desconsiderado o aumento do custo da torre para 60 e 70 m, dado que este diferencial não é relevante para este estudo preliminar.

Tabela 18: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul a 60m com os pressupostos do programa PROINFA

<b>Fluxo de Caixa de um empreendimento eólico situado em São Lourenço com máquina a 60m</b>					
		<b>Unidade</b>	<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
Receita Bruta			877.392,32	877.392,32	877.392,32
<b>Energia Referência - ER</b>	4.300,94	MWh			
Preço de Compra da Energia	204	R\$/MWh			
Potência do Parque	2400	KW			
Invest equip e planta	3.061,20	R\$/kW			
Invest Total	7.346.880,00				
<b>(-) Perdas</b>		2%	175,84	175,84	175,84
<b>(-) Impostos Sobre Receita</b>		9%	78.965,31	78.965,31	78.965,31
<b>(-) Custos / Despesas Operacionais</b>					
Operação e Manutenção 1-2 anos	50	R\$/kW	120.000,00		
Operação e Manutenção 3-10 anos	100	R\$/kW		240.000,00	
Operação e Manutenção 11-20 anos	120	R\$/kW			288.000,00
Custo de arrendamento		1.0%	87,74	87,74	87,74
Custo do Seguro Operacional		0.5%	367,34	367,34	367,34
Custo da Transmissão da Energia	2,5	R\$/kW / mês	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Custo de recultivação	3,5	R\$/kW / ano	8.400,00	8.400,00	8.400,00
<b>(-) Financiamento BNDES</b>					
Amortização e juros(1,5%) financiamento BNDS		299.547,10	299.547,10	299.547,10	
Amortização e juros(3%aa) financiamento BNDS		345.678,02	345.678,02	345.678,02	
Amortização e juros(9%aa) financiamento BNDS		563.377,36	345.678,02	345.678,02	
			<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
					<b>TIR</b>
<b>Resultado (Financiamento 1,5aa)</b>			297.849,35	177.849,35	129.849,35
<b>Resultado (Financiamento 3% aa)</b>			251.718,43	131.718,43	83.718,43
<b>Resultado (Financiamento 9%aa)</b>			34.019,09	-85.980,91	133.980,91
					NEGATIVA

Analisando-se os resultados obtidos na tabela 18, constata-se que, para empreendimentos eólicos com taxas de financiamento até 3% a.a., a 60m, nesta localidade, é possível obter-se uma TIR positiva no empreendimento, entretanto aquém da exigida pelas leis do PROINFA.

A tabela 19 encerra os resultados obtidos para um empreendimento nas mesmas condições dos demais, com a variante de estar o equipamento posto a 70m de altura.

Tabela 19: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em São Lourenço do Sul a 70m, com os pressupostos do programa PROINFA

<b>Fluxo de Caixa de um empreendimento eólico situado em São Lourenço com máquina a 70m</b>					
		<b>Unidade</b>	<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
Receita Bruta			901.105,63	901.105,63	901.105,63
<b>Energia Referência - ER</b>	4.417,18	MWh			
Preço de Compra da Energia	204	<b>R\$/MWh</b>			
Potência do Parque	2400	<b>kW</b>			
Invest equip e planta	3.061,20	<b>R\$/kW</b>			
Invest Total	7.346.880,00				
<b>(-) Perdas</b>		<b>2%</b>	180,22	180,22	180,22
<b>(-) Impostos Sobre Receita</b>		<b>9%</b>	81.099,51	81.099,51	81.099,51
<b>(-) Custos / Despesas Operacionais</b>					
Operação e Manutenção 1-2 anos	50	<b>R\$/kW</b>	120.000,00		
Operação e Manutenção 3-10 anos	100	<b>R\$/kW</b>		240.000,00	
Operação e Manutenção 11-20 anos	120	<b>R\$/kW</b>			288.000,00
Custo de arrendamento		<b>1.0%</b>	90,11	90,11	90,11
Custo do Seguro Operacional		<b>0.5%</b>	367,34	367,34	367,34
Custo da Transmissão da Energia	2,5	<b>R\$/kW/mês</b>	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Custo de recultivação	3,5	<b>R\$/kW/ano</b>	8.400,00	8.400,00	8.400,00
<b>(-) Financiamento BNDES</b>					
Amortização e juros(1,5%) financiamento BNDS			299.547,10	299.547,10	299.547,10
Amortização e juros(3%aa) financiamento BNDS			345.678,02	345.678,02	345.678,02
Amortização e juros(9%aa) financiamento BNDS			563.377,36	563.377,36	563.377,36
			<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
					<b>TIR</b>
<b>Resultado (Financiamento 1,5aa)</b>			<b>319.421,35</b>	<b>199.421,35</b>	<b>151.421,35</b>
<b>Resultado (Financiamento 3% aa)</b>			<b>273.290,43</b>	<b>153.290,43</b>	<b>105.290,43</b>
<b>Resultado (Financiamento 9%aa)</b>			<b>55.591,09</b>	<b>-64.408,91</b>	<b>112.408,91</b>
					<b>NEGATIVA</b>

Como era de se esperar, com o aumento da altura, obtém-se velocidades de vento mais favoráveis e, por conseqüência, um fator de capacidade maior, gerando resultados financeiros

mais satisfatórios. Entretanto, ainda a 70m, com a menor taxa de juros testada, neste local considerado, ainda não foi possível chegar-se a uma TIR de 15%, para atendimento aos critérios de viabilização de um empreendimento para o PROINFA.

Com os resultados financeiros para as alturas de 50 m, constantes na Tabela 17, para 60 m constantes na Tabela 18 e para 70 m constantes na Tabela 19, comparamos as Taxas Internas de Retorno para o mesmo empreendimento, com máquinas nas três alturas, considerando-se as três taxas de juros e obtivemos os resultados constantes na figura 56. Para efeito de tratamento gráfico consideramos zero aquelas Taxas de Retorno Negativas, pois, de qualquer forma, significam inviabilidade do empreendimento.

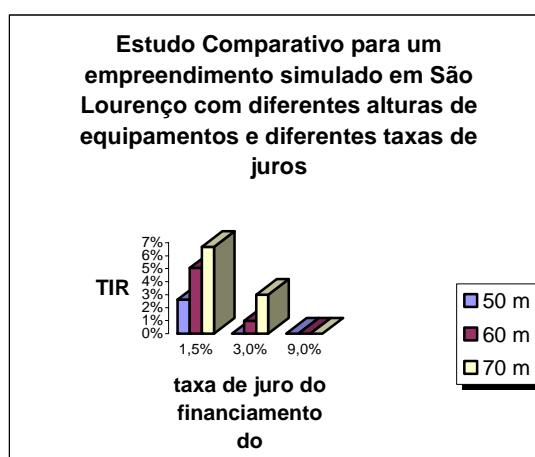


Figura 56: comparativo dos resultados financeiros de um empreendimento eólico simulado situado em São Lourenço do Sul com equipamentos a 50, 60 e 70 m, analisado sob o enfoque de três taxas de juros, com os pressupostos do programa PROINFA

De acordo com a figura 50, pode-se verificar que um empreendimento com equipamentos a 60 m ou 70 m não diferiria muito em seu resultado financeiro. De outra parte, observa-se que o mesmo empreendimento com equipamentos a 50 m teria um resultado financeiro que chega a ser 50% menor que um empreendimento nas condições anteriormente citadas. Nosso entendimento frente a este resultado é que, a variação da velocidade do vento entre 50 m e 60 m é mais relevante do que entre 60 m e 70m.

#### 4.2.2 Análise de dados de Tapes

A série histórica obtida foi de 22 outubro de 1987 a 21 de junho de 1990, sendo que o período considerado para fins da presente análise é de junho de 89 a maio de 90. Os dados foram

coletados a uma altura de 14 m. Da mesma forma que para o município de São Lourenço do Sul, para nos certificarmos de que o intervalo tomado não corresponderia a um ano atípico, procedemos a feitura dos histogramas dos dois anos consecutivos, tendo-se, desta forma, todo o período medido contemplado.

#### 4.2.2.1 Gráfico de Velocidade Média

Os gráficos das velocidades médias diárias, mês a mês, podem ser encontrados no Anexo E desta pesquisa.

O gráfico da figura 57 demonstra a velocidade média diária anual do ano considerado. Semelhantemente ao município de São Lourenço do Sul, pode-se, desde já, constatar que existe a possibilidade de aproveitamento energético do vento, no ponto analisado.

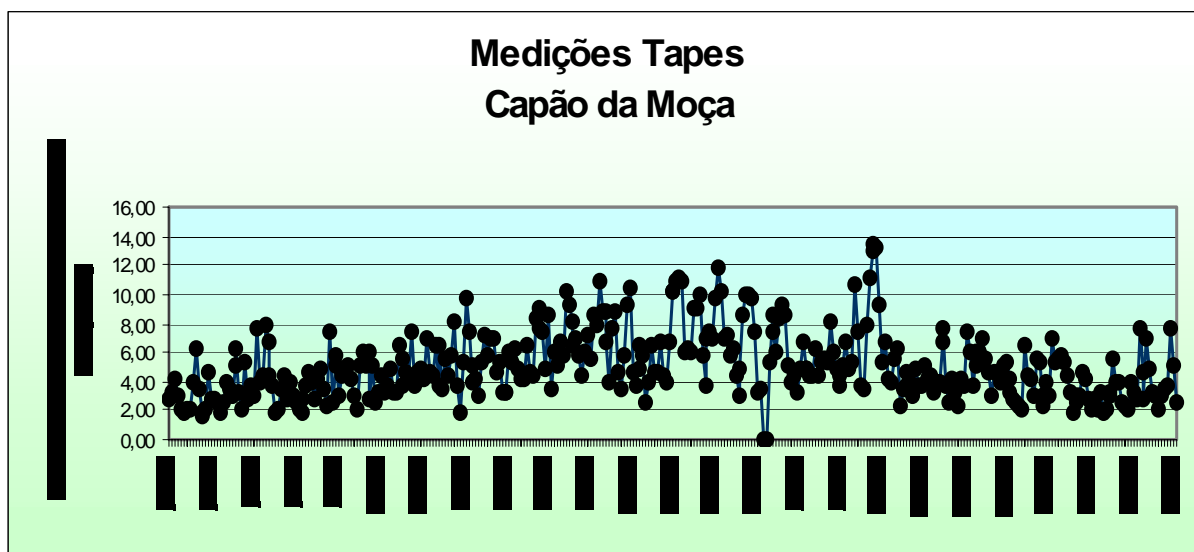


Figura 57: gráficos da velocidade média diária anual-Tapes

O gráfico da figura 58 demonstra os resultados obtidos a partir das medições de vento recebidas, traduzidas em velocidade média, desvios padrão e picos mensais ao longo do ano analisado. Semelhantemente ao município de São Lourenço do Sul, é identificável a presença de fortes picos nos meses de agosto de 89 e fevereiro de 90.

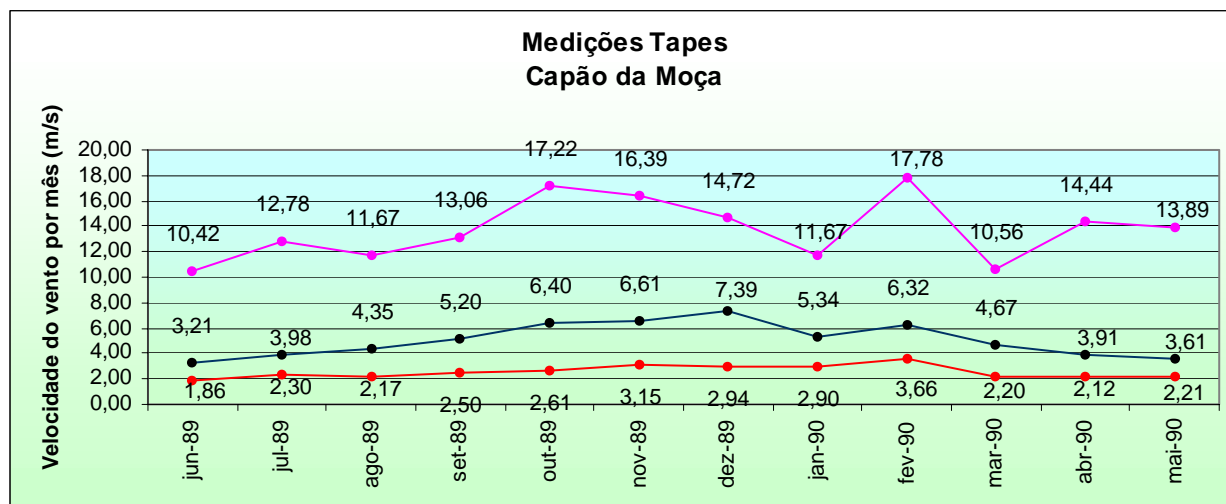


Figura 58: gráfico da velocidade média, desvio padrão e pico mensal, ao longo do ano analisado-Tapes

Na tabela 20 mostramos a média, o desvio padrão e o pico da série histórica da qual se extraiu o ano base para a análise em tela.

Tabela 20: resumo comparativo da média, desvio padrão e pico da série histórica-Tapes

Ano	Ano		
	Média	Desvio	Pico
1988	5,0428	2,6268	18,0556
1989	4,8898	2,8428	17,2222
1990	4,6757	2,8053	17,7778
1989/1990	4,869433	2,8894	17,7778

#### 4.2.2.2 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos mensais

Os gráficos correspondentes aos histogramas e Rosa dos Ventos dos doze meses do ano constam no Anexo F.

#### 4.2.2.3 Cálculo de Weibull e Rosa dos Ventos Anual

Os gráficos contidos na figura 59 representam o Histograma e Rosa dos Ventos Anual de Tapes, onde verificam-se os parâmetros de Weibull: parâmetro de forma, conforme representação usada na mesma figura, “c” = 1,85 e parâmetro de escala, idem, “a” = 5,07 m/s, para o banco de dados referenciado. Estes resultados já se constituem suficientes para supor

que o ponto analisado, no município de Tapes, tem melhor potencial eólico que o ponto analisado no município de São Lourenço do Sul.

A direção predominante dos ventos é Nordeste, sendo esta, pois, a direção indicada para o posicionamento da turbina.

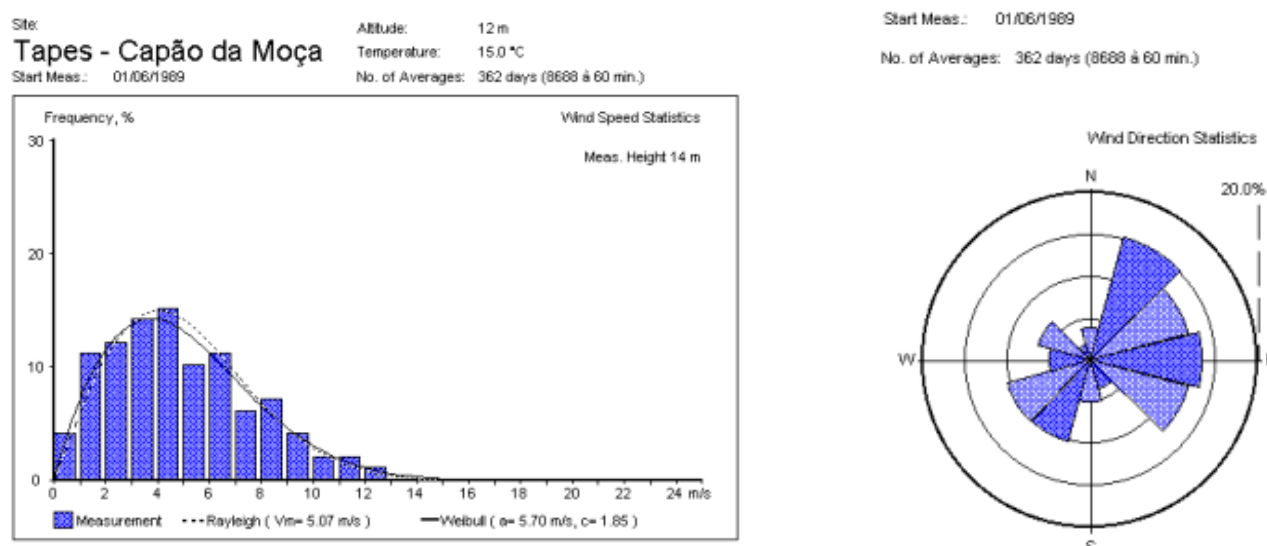


Figura 59: histograma e Rosa dos Ventos anual –Tapes

Conforme verificado na figura 59, com o emprego do programa Alwin, foi obtido o valor de 1,85 para o k Fator de Weibull. O Atlas Eólico do Estado, oferece para esta área o Fator de Weibull igual a 2,1, admitindo que o erro é menor que 5% na estimativa feita. Pode-se verificar que a diferença entre os valores apresentados no Atlas e ao cálculos procedidos do banco de dados recebido é da ordem de 13%.

#### 4.2.2.4 Resultados Obtidos nas Medições de Tapes

A partir do banco de dados considerado, construíram-se gráficos e tabelas para, a partir de então, traçarmos considerações acerca desta estação, no intervalo de 01 ano.

Através do emprego do programa ALWIN, foram efetuados os cálculos do percentual quantitativo da freqüência do vento ocorrido. Dentro de cada intervalo de velocidade, o

percentual de frequência de Rayleigh e de Weibull, originaram os resultados contidos na tabela 21.

Tabela 21: resumo do cálculo dos parâmetros de média e Weibull-Tapes

Mes	0-1 m/s	1-2 m/s	2-3 m/s	3-4 m/s	4-5 m/s	5-6 m/s	6-7 m/s	7-8 m/s	8-9 m/s	>9 m/s	>10 m/s
Junho/1989											
Frequência medições	9,00	24,00	20,00	18,00	14,00	6,00	6,00	2,00	1,00	0,00	0,00
F(Wei)%	9,685,21	19,82	21,79	18,60	13,34	8,31	4,58	2,26	1,00	0,00	0,00
Julho/1989											
Frequência medições	6,00	16,00	14,00	20,00	17,00	11,00	6,00	3,00	4,00	3,00	1,00
F(Wei)%	6,50	14,37	17,61	17,27	14,68	11,15	7,70	4,88	2,86	1,55	0,00
Agosto/1989											
Frequência medições	2,97	10,89	15,84	18,81	17,82	11,88,8,	8,91	4,95	4,95	1,98	0,99
F(Wei)%	3,57	10,68	15,80	17,75	16,64	13,49,9,	6,07	3,42	3,42	1,72	0,78
Setembro/1989											
Frequência medições	2,00	9,00,001	9,00	14,00	17,00	11,0014,	14,00	8,00	9,00	4,00	1,00
F(Wei)%	2,13	7,09	11,57	14,49	15,36	14,32	11,94	8,98	6,13	3,81,	2,16
Outubro/1989											
Frequência medições	1,00	5,00	6,00	8,00	14,00	12,00	13,00	12,001	12,00	9,00	6,00
F(Wei)%	,58	2,90	6,23	9,75	12,66	14,28	14,24	12,68	10,10	7,19	4,58
Novembro/1989											
Frequência medições	0,98	4,90	5,88	9,80	14,71	10,78	12,75	5,88	7,84	9,80	5,88
F(Wei)%	1,27	4,30	7,33	9,83	11,47	12,09	8,99	7,14	5,34	3,77	2,51
Dezembro/1989											
Frequência medições	1,01	3,03	4,04	5,05	9,09	9,09	15,15	12,12	12,12	9,09	8,08
F(Wei)%	0,30	41,69	3,94	6,68	9,43	11,66	12,93	12,98	11,84	9,82	7,39
Janeiro/1990											
Frequência medições	8,91	5,94	8,91	10,89	11,88	10,89	9,90	8,91	13,86	6,93	1,98
F(Wei)%	3,68	8,87	12,08	13,50	13,38	12,15	10,27	8,14	6,10	4,34	2,93
Fevereiro/1990											
Frequência medições	1,00	7,00	11,00	13,00	14,00	8,00	11,00	6,00	7,00	5,00	3,00
F(Wei)%	2,76	6,66	9,27	10,79	11,32	11,04	10,15	8,88	7,44	5,99	4,65
Março/1990											
Frequência medições	2,00	13,00	11,00	15,00	17,00	13,00	14,00	8,00	6,00	1,00	0,00
F(Wei)%	2,30	8,25	13,77	17,05	17,32	14,99	11,23	7,34	4,20	2,10	0,92
Abril/1990											
Frequência medições	5,00	15,00	19,00	18,00	17,00	9,00	9,00	4,00	3,00	1,00	0,00
F(Wei)%	5,31	13,82	18,37	18,72	15,95	11,76	7,64	4,41	2,28	1,06	0,44
Maio/1990											
Frequência medições	5,10	20,41	22,45	17,35	13,27	7,14	6,12	3,06	2,04	2,04	1,02
F(Wei)%	8,25	16,90	19,36	17,75	14,05	9,90	6,32	3,70	1,99	0,99	0,46



Para a correção da velocidade do vento de acordo com a altura foi adotada a Lei da Potência, para valor de  $n=1/7$ , conforme já demonstrado em São Lourenço. No período de 22 de outubro de 1987 a 21 de junho de 1990, a velocidade média do sítio de Tapes foi de 5,06 m/s para a altura de 14m.

$$V(50) = V(14) \left[ \frac{50}{14} \right]^{1/n} \text{ equação 25}$$

$$V(50) = 5,06 \left[ \frac{50}{14} \right]^{1/7}$$

$$\mathbf{V(50)=6,047 \text{ m/s}}$$

Comparados com o valor explicitado no Atlas Eólico do Estado para este município que é de aproximadamente 7,0 m/s, a 50 m de altura. Neste comparativo, podemos verificar que a velocidade do vento constante no Atlas Eólico, no ponto de Tapes encontra-se majorada em, aproximadamente 15%. Segundo Molly, um desvio de 10% da velocidade do vento poderá acarretar um erro de até 20% no prognóstico anual de energia do sítio.

#### 4.2.2.5 Análise Econômica Preliminar de Tapes

Para avaliação econômica de um empreendimento eólico situado em Tapes, desenvolveu-se, também, um Fluxo de Caixa, considerando os mesmos parâmetros já descritos para o município de São Lourenço do Sul. Nesta situação, a tabela 22, contém os resultados obtidos com esta simulação.

Tabela 22: fluxo de caixa de um empreendimento em Tapes, com os pressupostos do programa PROINFA

<b>Fluxo de Caixa de um empreendimento eólico situado em Tapes - 50m</b>					
		<b>Unidade</b>	<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
Receita Bruta			909.010,06	909.010,06	909.010,06
<b>Energia Referência - ER</b>	4.455,93	MWh			
Preço de Compra da Energia	204	R\$/MWh			
Potência do Parque	2400	KW			
Invest equip e planta	3.061,20	R\$/kW			
Invest Total	7.346.880,00				
<b>(-) Perdas</b>		2%	181,80	181,80	181,80
<b>(-) Impostos Sobre Receita</b>		9%	81.810,91	81.810,91	81.810,91
<b>(-) Custos / Despesas Operacionais</b>					
Operação e Manutenção 1-2 anos	50	R\$/kW	120.000,00		
Operação e Manutenção 3-10 anos	100	R\$/kW		240.000,00	
Operação e Manutenção 11-20 anos	120	R\$/kW			288.000,00
Custo de arrendamento		1.0%	90,90	90,90	90,90
Custo do Seguro Operacional		0.5%	367,34	367,34	367,34
Custo da Transmissão da Energia	2,5	R\$/kW / mês	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Custo de recultivação	3,5	R\$/kW / ano	8.400,00	8.400,00	8.400,00
<b>(-) Financiamento BNDES</b>					
Amortização e juros(1,5%) financiamento BNDS			299.547,10	299.547,10	299.547,10
Amortização e juros(3%aa) financiamento BNDS			345.678,02	345.678,02	345.678,02
Amortização e juros(9%aa) financiamento BNDS			563.377,36	563.377,36	563.377,36
			<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
<b>Resultado (Financiamento 1,5aa)</b>			326.612,01	206.612,01	158.612,01
<b>Resultado (Financiamento 3% aa)</b>			280.481,09	160.481,09	112.481,09
<b>Resultado (Financiamento 9%aa)</b>			62.781,75	-57.218,25	105.218,25
					<b>TIR</b>
					7,20%
					3,36%
					NEGATIVA

Verifica-se que, para os mesmos condicionantes de viabilização de um empreendimento, Tapes oferece um perfil de velocidade de vento mais favorável, com um fator de capacidade para a máquina Enercon E-40 de 20,1%. Neste caso, restam as possibilidade mais otimistas de captação de recursos no mercado, de 1,5% e 3% como os que oferecem Taxas Internas de Retorno positivas, ainda que baixas, entretanto, bem maiores que as obtidas no município de São Lourenço do Sul.

Semelhantemente ao município de São Lourenço do Sul, também desenvolvemos um Fluxo de Caixa para equipamentos postos a 60 m e 70 m de altura. Para tanto, recalculamos os Fatores de Capacidade para a máquina empregada E-40 e obtivemos 24,1% para 60 m e 24,9% para 70 m. Com estes valores foram recalculados os valores correspondentes à Energia de Referência e demais indicadores, os quais constituíram os resultados encontrados nas tabelas 23 e 24, respectivamente.

Tabela 23: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em Tapes a 60 m, com os pressupostos do programa PROINFA

<b>Fluxo de Caixa de um empreendimento eólico situado em Tapes - 60m</b>					
		<b>Unidade</b>	<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
Receita Bruta			952.484,46	952.484,46	952.484,46
<b>Energia Referência - ER</b>	4.669,04	MWh			
Preço de Compra da Energia	204	R\$/MWh			
Potência do Parque	2400	KW			
Invest equip e planta	3.061,20	R\$/kW			
Invest Total	7.346.880,00				
<b>(-) Perdas</b>		2%	190,50	190,50	190,50
<b>(-) Impostos Sobre Receita</b>		9%	85.723,60	85.723,60	85.723,60
<b>(-) Custos / Despesas Operacionais</b>					
Operação e Manutenção 1-2 anos	50	R\$/kW	120.000,00		
Operação e Manutenção 3-10 anos	100	R\$/kW		240.000,00	
Operação e Manutenção 11-20 anos	120	R\$/kW			288.000,00
Custo de arrendamento		1.0%	95,25	95,25	95,25
Custo do Seguro Operacional		0.5%	367,34	367,34	367,34
Custo da Transmissão da Energia	2,5	R\$/kW / mês	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Custo de recultivação	3,5	R\$/kW / ano	8.400,00	8.400,00	8.400,00
<b>(-) Financiamento BNDES</b>					
Amortização e juros(1,5%) financiamento BNDS			299.547,10	299.547,10	299.547,10
Amortização e juros(3%aa) financiamento BNDS			345.678,02	345.678,02	345.678,02
Amortização e juros(9%aa) financiamento BNDS			563.377,36	563.377,36	563.377,36
			<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
					<b>TIR</b>
<b>Resultado (Financiamento 1,5aa)</b>			366.160,67	264.160,67	198.160,67
<b>Resultado (Financiamento 3% aa)</b>			320.029,75	200.029,75	152.029,75
<b>Resultado (Financiamento 9%aa)</b>			102.330,41	-17.669,59	-65.669,59
					NEGATIVA

Analisando-se os resultados obtidos, na Tabela 23, verifica-se que, da mesma forma do verificado no município de São Lourenço do Sul, as taxas de 1,5% e 3% oferecem a TIR positiva, neste caso, bem maiores que as encontradas no outro município supramencionado.

Tabela 24: resultados financeiros de um empreendimento eólico situado em Tapes a 70m, com os pressupostos do programa PROINFA

<b>Fluxo de Caixa de um empreendimento eólico situado em Tapes - 70m</b>					
		<b>Unidade</b>	<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
Receita Bruta			984.102,20	984.102,20	984.102,20
<b>Energia Referência - ER</b>	4.824,03	MWh			
Preço de Compra da Energia	204	R\$/MWh			
Potência do Parque	2400	KW			
Invest equip e planta	3.061,20	R\$/kW			
Invest Total	7.346.880,00				
<b>(-) Perdas</b>		2%	196,82	180,22	180,22
<b>(-) Impostos Sobre Receita</b>		9%	88.596,20	88.569,20	88.596,20
<b>(-) Custos / Despesas Operacionais</b>					
Operação e Manutenção 1-2 anos	50	R\$/kW	120.000,00		
Operação e Manutenção 3-10 anos	100	R\$/kW		240.000,00	
Operação e Manutenção 11-20 anos	120	R\$/kW			288.000,00
Custo de arrendamento		1.0%	98,41	98,41	98,41
Custo do Seguro Operacional		0.5%	367,34	367,34	367,34
Custo da Transmissão da Energia	2,5	R\$/kW / mês	72.000,00	72.000,00	72.000,00
Custo de recultivação	3,5	R\$/kW / ano	8.400,00	8.400,00	8.400,00
<b>(-) Financiamento BNDES</b>					
Amortização e juros(1,5%) financiamento BNDS			299.547,10	299.547,10	299.547,10
Amortização e juros(3%aa) financiamento BNDS			345.678,02	345.678,02	345.678,02
Amortização e juros(9%aa) financiamento BNDS			563.377,36	563.377,36	563.377,36
			<b>1-2 ano</b>	<b>3-10 ano</b>	<b>11-20 ano</b>
<b>Resultado (Financiamento 1,5aa)</b>			394.923,33	274.939,93	226.939,93
<b>Resultado (Financiamento 3% aa)</b>			348.792,41	228.809,01	180.809,01
<b>Resultado (Financiamento 9%aa)</b>			131.093,07	11.109,67	-36.890,33
					<b>TIR</b>
					11,70%
					9%
					NEGATIVA

Analisando-se os resultados obtidos na Tabela 24, verifica-se que, na situação considerada, os resultados positivos relativamente a TIR podem ser esperados com taxas de financiamento até 3%.

Da mesma forma procedeu-se um estudo comparativo, nos mesmas condições do estudo realizado para São Lourenço do Sul do Sul, que se traduziu nos resultados elucidados na figura 60. Verificamos que, dentre as alternativas estudadas, um empreendimento situado em Tapes, com equipamentos a 70 m, financiado à taxas de 1,5% a.a., seria o que apresentaria maior viabilidade.

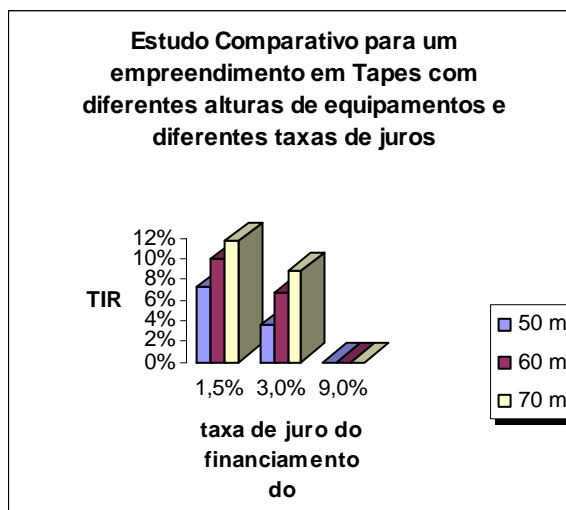


Figura 60: comparativo dos resultados financeiros de um empreendimento eólico simulado situado em Tapes com equipamentos a 50, 60 e 70 m, analisado sob o enfoque de três taxas de juros, com os pressupostos do programa PROINFA

## **5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

O alcance de quatro objetivos secundários foi buscado nesta pesquisa. O primeiro, no sentido de compilar e sistematizar um material técnico atualizado sobre energia eólica, o que foi realizado no capítulo 1 e 2, através de uma revisão do estado-da-arte desta tecnologia, mostrando a evolução das turbinas eólicas, a situação atual da geração eólica no mundo, a visão alemã, as experiências brasileiras e os projetos em desenvolvimento no Estado do Rio Grande do Sul.

O segundo objetivo secundário foi o de adquirir o domínio das técnicas de medição de vento, segundo metodologia reconhecida mundialmente, alcançado conforme se pode observar, na descrição de características de equipamentos e da metodologia de medição dos ventos e o conjunto de dados foram apresentados no capítulo 3.

O terceiro objetivo secundário foi o de praticar a medição da velocidade do vento “in loco”, o que foi realizado no Município de Nova Hartz, tendo sido gerado um banco de dados medidos, os quais foram processados e se encontram disponíveis em meio digital anexo A esta dissertação. Os resultados do tratamento estatístico deste banco de dados estão apresentados nos capítulos 3 e 4.

O quarto objetivo secundário, qual seja, o de adquirir o domínio e documentar a análise estatística dos dados de vento medidos na localidade de Nova Hartz, por ocasião desta pesquisa, bem como os dados obtidos da UFRGS - concernentes aos Municípios de Tapes e São Lourenço do Sul, foi cumprido e seus resultados estão apresentados no capítulo 3 e 4.

A partir destes resultados foi possível alcançar o objetivo principal desta pesquisa, que foi o de avaliar a viabilidade técnico-econômica, de forma preliminar, para a instalação de sistemas geradores de energia elétrica a partir da fonte eólica nas regiões estudadas, considerando os parâmetros do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA. Para tanto, iniciamos com o estudo dos ventos nas regiões pesquisadas, constante no capítulo 3 e 4, onde estão demonstrados os resultados obtidos a partir do banco de medições de velocidade do vento coletada “in loco” (caso de Nova Hartz) ou obtida pelo Centro de Pesquisa da UFRGS (caso de São Lourenço do Sul e Tapes). Sobre o banco de dados foi realizado um tratamento

estatístico, obtendo-se as médias, sazonalidades, desvios-padrão e valores limites diários, mensais e anual. Posteriormente, com o emprego de um Programa especializado (ALWIN) foram obtidos os histogramas e Rosa dos Ventos mensais e anuais.

Relativamente ao Município de Nova Hartz, foi comprovada a inviabilidade técnica do emprego do regime de ventos local para efeito de geração de energia elétrica, dado que a velocidade média anual do vento no período de 1º de dezembro de 2001 até 30 de novembro de 2002, foi de 1,41 m/s, para a altura da torre de medição de 13m. O histograma anual constante da Figura 47, mostra que a referida velocidade média está aquém dos valores mínimos recomendados na tabela 11, para tal aproveitamento. Mesmo o emprego de um conversor mecânico para bombeamento hidráulico mostrou-se inviável frente ao regime de ventos local.

No mesmo capítulo, foi analisada a viabilidade técnica do potencial eólico nas estações de medição nos municípios de São Lourenço do Sul e Tapes. As velocidades médias anuais do vento nestes municípios, no período de 1º de junho de 1989 à 31 de maio de 1990 foram de 4,7 m/s e 5,0 m/s, respectivamente, para a altura da torre de medição de 14m.

Foi procedida a comparação entre os resultados obtidos com os dados publicados no Atlas Eólico do RS e constatou-se significantes diferenças, o que demonstra a importância da medição “in loco” para projetos eólicos de porte. No que se refere à comparação da velocidade média obtida e encontrada no Atlas, podemos dizer que no caso de São Lourenço do Sul este valor encontra-se majorado no Atlas na ordem de 20%. No caso de Tapes, valor encontra-se majorado no Atlas na ordem de 15%.

De acordo com os Fluxos de Caixa constantes no capítulo 4 pode-se afirmar que as séries analisadas não se constituem em anos atípicos. Os valores elucidados, de acordo com a tabela 14, oferecem possibilidades técnicas de geração elétrica a partir do vento. Todavia, a análise econômica de um empreendimento simulado nestes municípios mostrou a difícil viabilização financeira, mesmo sob as condições de subsídio do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA.

Concluiu-se que:

- a) Condições do Programa apontam para a necessária redução dos custos de implantação e operação dos parques eólicos, a qual pode se fazer de duas maneiras: pela internalização da produção de equipamentos e/ou pela atualização

tecnológica da produção de equipamentos nacionais para geração eólica, uma vez que a tecnologia hoje disponível resultaria em uma subutilização dos locais potencialmente exploráveis para a geração de energia elétrica. De outra parte, a importação de equipamentos ficará onerada com o custo do equipamento em Euros, contribuindo para dificultar a viabilização do empreendimento. Iniciativas governamentais estaduais atinentes à atração de um empreendimento ligado ao fornecimento de equipamentos, podendo ser uma fábrica ou uma montadora, tem sido tentadas, já que ao lado da geração de desenvolvimento, minimizaria o custo destes empreendimentos eólicos. O que se tem observado é que os grandes fabricantes, como a General Elétric, informam que seria necessário um mercado de 200MW a 300MW para a viabilização da implantação de uma unidade fabril no RS. Pode-se observar que estas empresas aguardam a segunda fase do PROINFA, para avaliar a pertinência do investimento, o qual, neste caso, teria o mercado da América Latina para absorver. Vislumbra-se uma montadora como a hipótese mais viável a ser conquistada pelo RS, no atual momento, considerando que existe uma fábrica de pás para turbinas eólicas em Sorocaba (SP) que, inclusive, exporta este produto;

b) Considerando os parâmetros específicos, admitidos para o cálculo do valor econômico, veiculados no PROINFA e contemplados nos Fluxo de caixa constante no capítulo 4, observa-se que os custos inerentes ao mesmo-relativamente à aquisição de terrenos e benfeitorias, obras civis, seguros de construção, custos da conexão, custos de transmissão de energia, despesas operacionais fixas de operação e manutenção, desmontagem e recultivação do terreno, seguro operacional, além dos custos financeiros relativos ao financiamento, desafiam a viabilização dos empreendimentos eólicos no Brasil;

c) Esta conclusão é convergente com o constante no documento Molly (2003) que registra: “no momento não existem as melhores condições para a introdução da energia eólica, como nova fonte de energia no sistema de abastecimento elétrico brasileiro”. Exemplo disto são os recentes projetos de eólica, que foram habilitados, entretanto tiveram desistência por parte de seus empreendedores como o maior parque brasileiro, situado na Bahia de 192 MW;

d) Este fato se dá em função desta tecnologia ser relativamente nova para o Brasil e desconhecida para o RS, o que se traduz na necessidade de importação do conhecimento (*know-how*) para a implantação e desenvolvimento desta geração de energia;

e) Considerando-se o equipamento nacional para a simulação dos fluxos de caixa explicitado no capítulo 4, verifica-se que, nestas condições, a implantação de um parque de 4 máquinas de 600 kW sob as leis do PROINFA não se viabilizaria, de acordo com os custos elucidados;

Analisando-se os estudos comparativos entre empreendimentos a alturas de 50, 60 e 70 m metros pode-se verificar vários condicionantes provados:

a) Fatores de capacidade maiores constituem-se em um item de fundamental importância para a viabilidade do empreendimento eólico. De acordo com Yasbeck (2004) os fatores de capacidade mínimos que poderão ser capazes a fazer frente aos custos dos projetos brasileiros situam-se na faixa de 30 a 32%. Nos estudos de caso, com a máquina brasileira, mesmo à altura de 70m , o fator



de capacidade mais favorável encontrado foi no município de Tapes, sendo de 24,9%, restando este município com a indicação do maior potencial eólico dentre os estudados.

b) Alturas maiores para instalações de turbinas eólicas poderão determinar fatores de capacidade maiores e, por consequência, maiores possibilidades de viabilização dos empreendimentos eólicos. Pelo estudo desenvolvido em São Lourenço do Sul verificamos que entre 50 e 60 metros há uma grande diferença nos resultados obtidos. De outra parte, entre 60 e 70 m esta diferença é muito pequena.

c) A taxa de juros e o prazo do financiamento serão outros fatores que balizarão os projetos entre a viabilidade ou não dos mesmos. Sobre esta questão, é importante enfatizar que o PROINFA não abriga financiamento de equipamento importado. O Programa prevê a comprovação de que 80% do investimento do empreendimento é de origem nacional.

d) Acreditamos, pelo exposto que a indicação técnica para a implantação de projetos eólicos deva ser feita com parcimônia, admitindo-se assumir os custos para sua implantação, em locais onde não exista possibilidade de emprego de outra fonte ou nas pontas do sistema elétrico, como é o caso da região da Lagoa dos Patos, aqui considerada;

e) de outra parte, a existência de um mercado comprador de energia eólica e, por conta disto, a acorrída de empresas européias interessadas em investir no segmento de energia identifica um grande nicho de pesquisa tecnológica e possibilidades de mercado para internalização de serviços, que significará crescimento econômico e geração de riquezas na região do Sul. Tal avanço seria aproveitado não só pelo nosso Estado, mas também pelo MERCOSUL.

Recomendações para outros trabalhos:

Considerando que ao curso do trabalho várias outras inserções técnicas nos sugeriram espaços em aberto para pesquisa de potenciais eólicos no RS, deixamos como sugestão para novos trabalhos um aprofundamento da análise econômica.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 04 nov. 2004.

ALÉ, Jorge Antonio Villar. **Modelagem de Estol Dinâmico em Pás de Turbinas Eólicas**. 1995. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1995.

ALMEIDA, Luiz Emílio de Sá Brito de et al. **Banco de Dados de Níveis de Ventos da Lagoa dos Patos**. Porto Alegre: IPH/UFRGS, 1992. (Relatório).

AMMONIT GESELLSCHAFT FÜR MESSTECHNIK (AMMONIT). Disponível em: <<http://www.ammonit.de/>>. Acesso em: 02 nov. 2001.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, ABNT NBR 6123: Forças devidas ao vento em edificações. Rio de Janeiro, 1987.

ATLAS ÉOLICO BRASILEIRO. CRESESB, CEPEL, 2002. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/atlas\\_eolico\\_brasil/atlas](http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas)>. Acesso em: 07 ago. 2003.

ATLAS ÉOLICO DO RIO GRANDE DO SUL. Disponível em: <<http://www.semc.rs.gov.br/atlas/regimes.htm>>. Acesso em: 05 out. 2001

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (BEN). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/paginasInternas/ben/>>. Acesso em: 14 nov. 2004.

BLESSMANN, Joaquim. Aerodinâmica das Construções. 2.ed. Porto Alegre: Sagra, 1990.

BRASIL. Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados. **Anuário de Energias**. Brasília, DF, 1999a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Anuário de Energias Renováveis**. Brasília, DF, 1999b.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. 2002a. **Convenção Sobre Mudança do Clima**. Disponível em: <[http://www.mct.gov.br/CLIMA/comunic\\_old/renov08.htm](http://www.mct.gov.br/CLIMA/comunic_old/renov08.htm)>. Acesso em: 12 nov. 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Lei do PROINFA**. 2002b. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/paginasInternas.ministerio/legislacao/legislacao.html>>. Acesso em: 13 mar. 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa PROINFA**. 2002c. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/Proinfa/default.asp>>. Acesso em: 23 jun. 2002.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. 2002d. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/Workshop/palestras/sen.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/sen/bem/BenTab/index.htm>>. Acesso em: 12 mai. 2003a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Programa Luz para Todos**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/luzparatodos/>>. Acesso em: 12 mai. 2003b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 27 nov. 2004a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <[http://www.eletronbras.gov.br/mostra\\_arquivo.asp?id=http://www.eletronbras.gov.br/downloads/EM\\_Programas\\_Proinfa/bio.pdf&tipo=proinfa](http://www.eletronbras.gov.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletronbras.gov.br/downloads/EM_Programas_Proinfa/bio.pdf&tipo=proinfa)>. Acesso em: 21 mai. 2004b.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/Proinfa/resolproinfa.pdf>>. Acesso em: 15 ago. 2004c.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programs>>. Acesso em janeiro de 2005.

BRASIL. Ministério da Fazenda - Banco Central do Brasil. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>. Acesso em 25 de março de 2005

BUNDESVERBANDS WINDENERGIE (BWE). Disponível em: <[http://www.wind-energie.de/zeitschrift/new-energy/year-2003/inhalte/new-103/feb\\_3.htm](http://www.wind-energie.de/zeitschrift/new-energy/year-2003/inhalte/new-103/feb_3.htm)>. Acesso em: 13 mai. 2004.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS (ELETROBRÁS). 2001. Disponível em: <<http://www.eletronbras.gov.br>>. Acesso em: 21 out. de. 2001.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA (CBEE). Disponível em: <<http://www.eolica.com.br>>. Acesso em: 18 set. 2003.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRÁS (CEPEL). Disponível em: <<http://www.cepel.br>>. Acesso em: 23 jan. 2003.

CENTRO DE PEQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRÁS (CEPEL); CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA (CRESESB). Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel>>. Acesso em: 09 abr. 2003.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Parâmetros de Projeto de Fazendas Eólicas e Aplicação Específica no Rio Grande do Sul**. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

DARRIEUS WINDTURBINE-ANALYSIS. Disponível em: <<http://www.windturbine-analysis.com>>. Acesso em: 28 mar. 2005

DEUTSCHES WINDENERGIE-INSTITUT (DEWI). **Estágio no Instituto**. Wilhelmshaven, 2004.

DUTRA, Ricardo Marques. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrônica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (EWEA). 1989. **Wind Force 12**. Disponível em: <<http://www.ewea.org>>. Acesso em: 12 nov. 2002.

GERMAN WIND ASSOCIATION. **Wind Energy**. Disponível em: <<http://www.managenergy.net/actors/A1306.htm>>. Acesso em: 04 out. 2004.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Disponível em: <<http://www.Gwec.net>>. Acesso em: 15 mar. 2005.

GREENPEACE Disponível em: <[http://www.greenpeace.org/international\\_en/](http://www.greenpeace.org/international_en/)>. Acesso em: 04 jul. 2004.

HIRATA, Miguel; ARAUJO, Maria Regina O.P. de. **Introdução ao Aproveitamento de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2000.

HUBBLER, Tito. **Máquinas da Tecnologia Enercon**. [14 jan. 2004]. Entrevistadora: Jussara Mattuella. 2004. Entrevista concedida pelo Técnico da Wobben.

INSTITUTO ASTRONÔMICO E GEOFÍSICO DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Disponível em: <<http://www.iag.usp.br/siae98/meteorologia/dinamica.htm>>. Acesso em: 23 nov. 2004.

INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK (ISET). **Grid Connected Wind Turbines Course**: theoretical training in the area of Wind Energy utilization Kassel. Germany: ISET, 2004.

INSTITUTO DE ASTRONOMIA, GEOFÍSICA E CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS. USP. Disponível em: [http://www.iag.usp.br/meteo/labmicro/Circ\\_geral](http://www.iag.usp.br/meteo/labmicro/Circ_geral)>. Acesso em: 05 out. 2001.

LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA. Disponível em: <<http://www.solar.coppe.ufrj.br>>. Acesso em: 07 jun. 2003.

LETTAU, H. **Note on aerodynamic roughness- parameter estimation on the basis of roughness-element distribution**. [S.l.]: J.Appl, 1969.

LOREDO-SOUZA, Acir Mércio. **Influência do tipo de Abertura e das Características do Vento Simulado na Pressão Interna em um Pavilhão Industrial**. 1992. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1992.

MOLLY, Jeans Peter. **Windenergie in Theorie und Praxis**. Deutchland:Verlage f. Müller, 1990.

MOLLY, Jeans Peter. MEASNET: Network of European measuring institutes. **DEWI Magazin**, n.12, p. 75-79. 1998.

MOLLY, Jeans Peter. Evolução da Energia Eólica na Alemanha e no Mundo In: FORÚM DE ENERGIA, 1., 2003, Novo Hamburgo. **Anais...** Novo Hamburgo: FENAC, 2003.

MOLLY, Jeans Peter. Market Prognosis 2008, 2012 and 2030. **DEWI Magazin**, n. 25, p.10-12, Aug. 2004

MOLLY, Jeans Peter; ENDER, C. Wind Energy Development in Germany and World until 2008, 2012, 2030. In: HAMBURGER MESSE, 2004, Hamburg. **Proceedings...** Hamburg: [s.n.], 2004.

MOSS, Hamilton **Panorama das Fontes Renováveis no Brasil**. In: CONGRESSO BRASIL – ALEMANHA, 1., 2001, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza: [s.n.], 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/Publicacoes/informe6.htm>>. Acesso em: 05 mai. 2003.

OCÁCIA, G.C. **Utilização da Energia Eólica na Planície Costeira do Rio Grande do Sul**. 1998. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1998.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <[www.ons.org.br/ons](http://www.ons.org.br/ons)>. Acesso em: jan de 2005.

REGUSE, Wilson, Panorama Atual da Energia Eólica. In: MONTENEGRO, Alexandre de A. (Org.). **Fontes Não Convencionais de Energia**: as tecnologias solar, eólica e de biomassa. 2 ed. Florianópolis. UFSC, 1999. Disponível em: <<http://www.labsolar.ufsc.br>>. Acesso em: 28 nov. 1999.

SATTLER, Miguel Aloysio. A Center for Sustainable Housing Technologies in Brazil. In: ENCONTRO NACIONAL E ENCONTRO LATINO AMERICANO SOBRE EDIFICAÇÕES E COMUNIDADES SUSTENTÁVEIS, 2 e 1, 2001, Canela. **Anais...** Porto Alegre: ANTAC, 2001.

SILVA, Patrícia de Castro da. **Sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados do vento**, 1999. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

TEST SIDE DEWI. **Área de Teste do DEWI Instit**. Wilhelmshaven: [s.n.], 2004.

TOLDO, Elírio Ernestino. **Sedimentação, Predição do Padrão de Ondas e Dinâmica Sedimentar da Antepraia e Zona de Surfe do Sistema Lagunar da Lagoa dos Patos**. 1994. Tese (Doutorado em Geociências) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1994.

TROEN, Ib ; PETERSEN, Erik Lundtang. **European Wind Atlas**. Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, 1989 .

TWELE, J. ; R. GASCH, R. **Wind Power Plants**: Fundamentals, Design, Construction and Operation. Germany: Solarpraxis 2002.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGES Disponível em: <<http://www.unfccc.de>>. Acesso em: 16 jan. 2001

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANA, 2001 Disponível em:<<http://www.ufpr.br/>>. Acesso em: 06 jun. 2001

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (UFRJ). Rio de Janeiro: UFRJ, 2001. Disponível em: <[http://www.solar.coppe.ufrj.br/eolica/eol\\_txt.htm](http://www.solar.coppe.ufrj.br/eolica/eol_txt.htm)>. Acesso em: 03 abr. 2001.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL (UFRGS). **Engenharia de Produção**. Porto Alegre: UFRGS, 2003. Disponível em: <<http://www.ppgep.ufrgs.br>>. Acesso em: 12 mai. 2003.

WARNE, D.F. **Wind Power Equipment**. Cambridge: University Press, 1983.

WOBLEN WINDPOWER. **Usinas**. Disponível em: <<http://www.wobben.com.br/usinas.htm>>. Acesso em: 09 jul. 2004.

WORLD ENERGY COUNCIL. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org>>. Acesso em: 17 jun. 2000.

YASBECK Paulo Gustavo. **Projetos de Energia Eólica**. [10 nov. 2004]. Entrevistadora: Jussara Mattuella. 2004. Entrevista concedida pelo Gerente Delegado de Projetos de Geração de Energia Eólica Innovent Ltda

## **ANEXOS**

## **ANEXO A - CLASSIFICAÇÃO GERAL DAS TURBINAS EÓLICAS**

A tecnologia eólica reúne, atualmente, uma vasta pesquisa ao longo do tempo, que nos permite classificar as turbinas eólicas sob vários critérios, considerando sua concepção, funcionalidade, rendimento, perdas entre outros.

As turbinas eólicas podem classificar-se segundo vários critérios, a saber:

### **QUANTO AO EIXO**

Esta classificação é uma das mais empregadas e considera a orientação do eixo do rotor, como elemento classificador. Desta forma, identificam-se as Turbinas Eólicas de Eixo Vertical-TEEV e Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal-TEEH. Atualmente, os sistemas eólicos com tecnologia mais desenvolvida, com maior testagem e consolidados comercialmente, empregam rotores de eixo orientados horizontalmente.

### **Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV)**

Denominam-se TEEV, as estruturas em que as pás giram em um plano paralelo à direção do vento. Esta conceituação aerodinâmica é de autoria do engenheiro francês Darrieus, e data de 1920 (ALÉ, 1995). Darrieus apresentou a configuração troposkien, que é obtida a partir do giro de pás longas e flexíveis nos seus extremos. Modernamente, modelos com pás retas fixas ou de geometria variável têm dominado as tecnologias em uso.

Segundo Hirata e Araújo (2000), as principais características das TEEV são as seguintes:

- a) não necessitam de mecanismos para orientá-las em relação à direção do vento, o que reduz os esforços devido à Força de Coriolis<sup>31</sup> e, em consequência, a complexidade do projeto;
- b) todos os mecanismos de geração e transmissão podem situar-se junto ao solo, facilitando a manutenção e o acesso aos mesmos;

---

<sup>31</sup> Força de Coriolis: afeta qualquer corpo em movimento, massas de ar e de água. No hemisfério Norte, se manifesta com um giro anti-horário, agindo sempre no sentido de desviar o movimento para a direita. No caso do hemisfério Sul, a Força de Coriolis age no sentido de desviar o movimento para a esquerda (Instituto Astronômico e Geofísico da Universidade do São Paulo, 2004). Será descrita com mais detalhes posteriormente.



c) a influência da variação da velocidade, associada ao desenvolvimento da camada limite, ocorre igualmente em todas as pás;

Nas TEEH descritas a seguir, a captação da energia dos ventos é feita através do mecanismo de sustentação. Nas TEEV, esta captação pode ocorrer através do mecanismo de sustentação ou de arrasto. Estes dois mecanismos serão detalhados posteriormente.

Os modelos clássicos usados para a análise das características das TEEV são a Darrieus e a Savonius.

Os rotores tipo Darrieus, desenvolvidos em 1927 pelo francês Darrieus constituem-se de lâminas (duas ou três) curvas de perfil aerodinâmico, fixadas pelas duas pontas ao eixo vertical. Em rotação, suas lâminas são curvadas por força centrífuga até um diâmetro (aproximadamente) igual à distância entre as duas pontas, assumindo a forma de uma catenária. Podem atingir alta velocidade, mas o torque de partida é absolutamente nulo. A figura a1 mostra um modelo de TEEV (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2003).

Segundo Hirata e Araújo (2000), as principais diferenças entre os modelos são as constantes na tabela 01.

Tabela 01: comparativo entre os tipos principais de TEEV  
(HIRATA; ARAÚJO, 2000)

	<b>DARRIEUS</b>	<b>SAVONIUS</b>
Mecanismo de operação	sustentação	arrasto
Rendimento	alto	baixo(máximo31%)
Modo de operação	alta velocidade	baixa velocidade
Torque	baixo	alto
Usos	geração de eletricidade/trabalho mecânico	trabalho mecânico

O rotor DARRIEUS não apresenta torque de partida. Esta é efetuada a partir de um mecanismo externo. Embora apresentem vantagens mecânicas, os rotores eólicos de eixo vertical não se viabilizaram comercialmente, sendo reservados apenas para aplicações especiais, como é o caso do equipamento constante na figura 01.



Figura 01: TEEV- modelo Eole, 4.MW, 100 m altura, Cap-Chat, Quebec-Canadá  
(DARRIEUS WINDTURBINE-ANALYSIS, 2005)

Atualmente, o mercado de turbinas eólicas está definido pelo emprego das turbinas eólicas de eixo horizontal, pelo maior domínio tecnológico e modelagem comercialmente viabilizada.

### **Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH)**

Denominam-se TEEH as estruturas em que as pás giram num plano perpendicular à direção do vento. Neste tipo de turbina, a parte giratória, assim como o mecanismo de geração, é posicionada no ápice de uma torre, que terá sua altura definida conforme a medição de vento realizada. Encontram-se nesta classificação os rotores hélice (1, 2, 3 pás) e rotores multipás (podendo chegar a 25 pás), também conhecidos como “rotor americano”. São movidos, predominantemente, por forças de sustentação, que será descrita mais detalhadamente posteriormente. A figura 02 mostra vários exemplos de TEEH.



Figura 02: campo de teste do DEWI, em Wilhelmshaven, Alemanha (2004)

Segundo Hirata e Araújo (2000), as principais características das TEEH são as seguintes:

- a) são rotores tecnologicamente mais desenvolvidos e mais utilizados;
- b) necessitam de mecanismos de orientação da direção do vento;
- c) o rotor fica posicionado em grande altitude, o que lhe confere melhor aproveitamento da velocidade;
- d) cada pá do eixo giratório, por ocasião do movimento, captará uma velocidade diferente das demais pás;
- e) adicionalmente a esta variável, o campo de velocidade do vento incidente em uma mesma pá é variável, podendo desencadear vibrações indesejáveis.

Nestas turbinas, o ângulo de incidência do vento, em qualquer ponto da pá, é aproximadamente constante, para a mesma velocidade. Para velocidades de vento acima da velocidade de partida, a força de empuxo gerada é proporcional a esse ângulo (REGUSE, 1999).

A potência gerada por uma turbina eólica de eixo horizontal é proporcional à área abrangida por seu rotor, quando em rotação. O limite máximo típico de produção de uma turbina de médio porte é de 400 W/m<sup>2</sup> (REGUSE, 1999).

## QUANTO AO N°. DE PÁS DO ROTOR

As turbinas eólicas podem possuir números diferentes de pás. Quanto menor for o número de pás, mais rápido o rotor gira. A medida para isto é assim chamada razão de velocidade  $\lambda$ , que é definida como a velocidade da ponta do rotor, dividida pela velocidade do vento. Se  $\lambda=1$ , a velocidade da ponta da pá é igual à velocidade do vento.

Atualmente, as turbinas eólicas são projetadas para a geração de eletricidade, o que significa que seus rotores acionam geradores elétricos com rotações normalmente elevadas. Os rotores das turbinas eólicas, portanto, devem ter rotações tão altas quanto possível para reduzir a massa das caixas de transmissão e geradores. Conseqüentemente, o número de pás do rotor é pequeno e, em geral, não superior a três. Apenas os rotores multipás, como o conhecido Western Type Windmills, utilizam 12 a 20 pás, ou até mais. Estes têm seu maior uso quando aplicados diretamente nos pistões de bombas de água, devido a seu alto torque mecânico.

As turbinas eólicas, com rotores de múltiplas pás, conforme figura a3, possuem razão de velocidade de até 1,5; os rotores com três pás possuem razão de velocidade em torno de 6 a 8; os rotores com duas pás possuem esta grandeza de 10 a 12 e o rotor com uma pá, acima destes valores (MOLLY, 1990).

### **Turbinas Eólicas Multipás**

Os rotores modernos, de mais de três pás, são utilizados apenas quando há necessidade de um grande torque de partida, o que é, basicamente, o caso de bombeamento mecânico (figura 03). Aerodinamicamente, entretanto, um grande número de pás e um alto torque de partida implicam em menor eficiência. O rotor deve ser fabricado com grande esbeltez, precisão nos perfis aerodinâmicos, para maximizar a eficiência aerodinâmica (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2003). A maioria das atuais turbinas eólicas possui velocidades de ponta de pá de menos de 65 m/s (MOLLY, 1998).

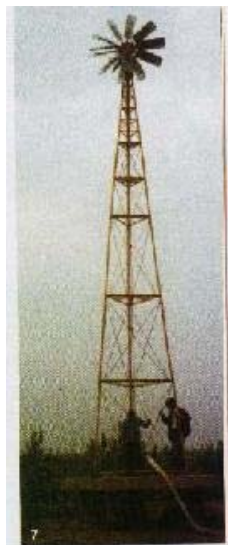


Figura 03: turbina eólica de múltiplas pás (MOLLY, 1990)

Os projetos técnicos iniciais tentavam obter aumento na velocidade da ponta da pá, baseando-se na assertiva de que o torque no eixo reduz com a velocidade rotacional crescente. Isto representaria uma vantagem, no que diz respeito à massa da máquina, necessária para assumir cargas operacionais. Todavia, turbinas eólicas comerciais com altas velocidades de ponta de pá, evidenciaram como desvantagem, a emissão de um nível alto de ruído do rotor. O nível de ruído aumenta com a sexta potência da velocidade da ponta da pá (MOLLY, 1998), razão pela qual os geradores comerciais estão atualmente dimensionados para não excederem 70 m/s.

### **Turbinas Eólicas com Três Pás**

Em 1990, as turbinas eólicas com rotores de três pás já representavam 88% do mercado, sendo que, desde 1997, representam 100% (ISET, 2004). A principal razão para a utilização de três pás é o momento de inércia constante do rotor para todos os ângulos azimutais, em relação aos movimentos operacionais em torno do eixo longitudinal da torre. Os rotores com três pás ou mais possuem esta propriedade, rotores com número menor de pás, não a possuem (MOLLY, 1990).

Uma turbina eólica com rotor de três pás (figuras 04 e 05) não apresenta cargas induzidas pelo momento de inércia rotacional na estrutura da torre, o que se configura em uma vantagem considerável, pois, neste caso, não são necessários componentes adicionais como juntas e amortecedores de movimento no eixo. O rotor de três pás tem, pelo menos, duas vantagens importantes sobre o de duas pás: o nível de emissão de ruído é menor, posto que a maior velocidade nas pontas das pás de um rotor de duas pás acarreta aumento na emissão de ruídos

e as oscilações de torque no eixo são menores, o que simplifica a transmissão mecânica (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2003).

Para a maioria dos autores pesquisados, a configuração que mais se aproxima da ideal é a de três pás, o que se coaduna com a experiência contemporânea mundial, do emprego de turbinas eólicas para conversão do vento em eletricidade.



Figura 04: turbina de 3 kW, Alemanha, 1932 (MOLLY,1990)



Figura 05: turbina de 2 MW (TEST SITE DEWI, 2004)

### **Turbinas Eólicas com Duas Pás**

Diferentemente dos rotores de três pás, os de duas possuem, para os movimentos de mudança de direção do gabinete<sup>32</sup>, um momento de inércia que oscila em relação ao eixo longitudinal da torre. Este comportamento dinâmico apresenta esforços técnicos adicionais que aumentam os custos totais e que só podem ser reduzidos por um movimento pendular do tubo. Este movimento é custoso e as velocidades da ponta da pá são maiores do que em rotores de três pás equivalentes, acarretando uma desvantagem no que diz respeito ao ruído. Também em relação ao rotor de três pás, este fornece oscilações menores de torque no eixo, que o de duas pás, o que simplifica a transmissão mecânica. Na figura 06 se observa um protótipo de 1941.

<sup>32</sup> Gabinete: (ou nacelle): é a parte principal do gerador, instalada no alto da torre e que abriga: caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, sistema hidráulico, etc. <http://www.cresesb.cepel.br/>

Para turbinas eólicas de grande porte, é usual o emprego de um rotor articulado, isto é, permitindo poucos graus de movimento perpendicular ao eixo de rotação. Este movimento de articulação diminui significativamente as tensões na raiz das pás (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2003).



Figura 06: turbina tipo Smith-Putnam, 1.250 kVA, 53,3 m, USA, 1941(MOLLY,1990)



Figura 07: turbina NordWind (TEST SIDE DEWI, 2004)

Devido às razões expostas, não se observa tendência de aumento de mercado para os rotores de duas pás, permanecendo algumas unidades em pesquisa, como é o caso do equipamento visualizado na figura 07 no Campo de testes do laboratório DEWI, Alemanha.

### **Turbinas Eólicas com uma Pá**

A razão para o desenvolvimento de turbinas eólicas com uma pá é a de diminuir, com uma alta velocidade rotacional, o número de pás do rotor, o torque do rotor e, com isto, a massa das máquinas. Adicionalmente, a pá do rotor pode ser fixada no eixo por uma única união, que permite movimentos fora do plano da pá, um movimento que reduz as cargas estruturais na pá. Um aspecto negativo desta configuração reside no fato que o rotor de uma pá possui, principalmente, um desbalanceamento aerodinâmico, que introduz movimentos adicionais, provocando cargas extras e necessitando de soluções tipo juntas e amortecedores, para manter os movimentos sob controle. Outra desvantagem para a aplicação comercial de um rotor de uma pá é o nível do ruído aerodinâmico do rotor, causado por uma velocidade de ponta de pá de cerca de 120 m/s (MOLLY, 1998). Comparado com os rotores de três pás, que têm maior aplicabilidade atual, a velocidade de ponta é duas vezes mais elevada. O ruído e o distúrbio

visual de apenas uma pá girando são alguns dos motivos responsáveis pela não disseminação desta tecnologia. O rotor de uma única pá apresenta problemas de fadiga em sua base, devido a sua assimetria (REGUSE, 1999). Estas razões justificam o abandono desta tecnologia (figura 08).



Figura 08: turbina MBB Monópteros, 380 kW, 48 m Durchmesser-Alemanha, 1982 (MOLLY, 1990)

#### QUANTO AO TAMANHO

De acordo com o ISET (2004), as turbinas eólicas classificam-se em pequenas, médias e grandes. Os limites técnicos de diâmetro, área e potência, que definem estes intervalos constam da tabela 02.

Nos países em desenvolvimento, as turbinas eólicas de pequeno porte têm especial importância no meio rural. Acopladas a sistemas de bombeamento de água, são utilizadas para abastecimento de água e irrigação de cultivos, sendo as mais empregadas do tipo multipás. São também utilizadas na eletrificação rural, para o fornecimento de energia elétrica às propriedades, postos de saúde e escolas. Podem trabalhar isoladamente ou em sistemas híbridos, com equipamentos voltaicos ou diesel. As turbinas de pequeno porte também podem ser interconectadas à rede elétrica.



Tabela 02: caracterização física dos tamanhos das turbinas eólicas  
(INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK, 2004)

a) Turbina eólica pequena

Diâmetro (m)	Área (m <sup>2</sup> )	Potência (kW)
0-8	0-50	10
8,11-11	50,1-100	25
11,1-16	100,1-200	60

b) Turbina eólica média

Diâmetro (m)	Área (m <sup>2</sup> )	Potência (kW)
16,1-22	200,1-400	130
22,1-32	400,1-800	310
32,1-45	800,1-1.600	750

c) Turbina eólica grande

Diâmetro (m)	Área (m <sup>2</sup> )	Potência (kW)
45,1-64	1.600,1-3.200	1.500
64,1-90	3.200,1-6.400	3.100
90,1-128	6.400,1-12.800	6.400

Obs: A Máquina Enercon E-112 de 4,5 MW que constitui-se no maior equipamento em fase de teste, possui 114, 0 m de diâmetro.

## QUANTO A POSIÇÃO DO ROTOR

Os rotores eólicos podem operar de duas maneiras, de acordo com a posição do rotor em relação à “nacele”:

a) configuração a montante (ou a barlavento): as pás giram à montante da nacele, ou seja, o disco varrido pelas pás pode estar à montante do vento, isto é, o escoamento do ar (vento) passa através do rotor, antes de ser perturbado pela “nacele”. Segundo o CEPTEL (2003), a desvantagem é que a “esteira” das pás provoca esforços vibratórios na torre. Este sistema necessita de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo do vento.

b) configuração a jusante (ou a sotavento): as pás giram à jusante da nacela, ou seja, o disco varrido pelas pás pode estar a jusante da torre. Nesta segunda alternativa, o escoamento do ar que passa pelo rotor é previamente interceptado pela presença da nacela e da torre. Neste caso, a desvantagem é que a “esteira” da torre provoca vibrações nas pás.

Atualmente, a tecnologia eólica mais consolidada é atinente à configuração à montante, dado que, nesta alternativa, o rotor opera com um rendimento maior e reside no melhor aproveitamento da energia disponível do vento.

## ANEXO B - SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA - TURBINAS EÓLICAS

A energia total contida num sistema de massa “m” pode ser expressa através da soma de duas parcelas: a energia potencial associada à posição da massa e a energia cinética associada à velocidade “v”, da massa de ar em movimento. Considera-se que a energia transportada pela massa de ar em movimento, isto é o vento, é, principalmente, a parcela associada à sua velocidade. A energia transportada, por unidade de volume de ar em movimento, isto é, a energia cinética, é expressa na forma da equação 01:

$$Ec = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad \text{equação 01}$$

Onde:

Ec- energia cinética por unidade de massa

$\rho$ - massa específica do ar

V-velocidade

A expressão mostra que a energia é proporcional à massa específica (densidade) do ar e ao quadrado da velocidade. Deste modo, depreende-se que, como a massa específica do ar varia com a altitude, a cada 1000 m de aumento da altitude, o decréscimo da densidade é da ordem de 10%. Por outro lado, um pequeno acréscimo na velocidade, representa um considerável ganho de energia, porquanto a energia cinética varia com o quadrado da velocidade.

### POTÊNCIA DE UM SISTEMA EÓLICO

A potência, ou seja, a capacidade de um sistema eólico para a produção de energia é definida como trabalho realizado (ou energia gerada) por unidade de tempo (equação 02):

$$Pd = \Delta E / \Delta t \quad \text{equação 02}$$

Onde:

$\Delta t$  –intervalo de tempo em que o vento passa através de uma superfície de área A, orientada perpendicularmente à direção.

Sendo a massa de ar expressa por  $m = \Delta [A (V \cdot \Delta t)]$ , o produto da velocidade “V” pelo intervalo de tempo “ $\Delta t$ ” resulta em um comprimento  $L = V \cdot \Delta t$ , que corresponde à distância percorrida por uma partícula de ar. O produto deste comprimento pela área “A” representa o volume de um cilindro da mesma área e de comprimento “L”, que atravessa a superfície, no mesmo intervalo de tempo.

Considerando o exposto, a potência disponível toma a forma da equação 03:

$$Pd = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad \text{equação 03}$$

Uma turbina eólica extrai energia cinética do ar que passa através da área interceptada pelas pás rotativas. Conforme se verifica no esquema da Figura 09, os rotores das turbinas eólicas reduzem a velocidade do vento  $v_1$ , sem perturbações, frontal ao rotor para uma velocidade de corrente de ar,  $v_2$ , atrás do rotor. A diferença das velocidades do vento é uma medida para a energia cinética extraída, que faz girar o rotor e, no lado oposto do eixo, o gerador elétrico.

Embora combinada com a eficiência do modelo, a área varrida pelo rotor circular ( $\pi r^2$ ) é um fator crucial na determinação da energia entregue pela turbina eólica. A energia cinética bruta por unidade de tempo, potência do vento passando por uma área “A”, perpendicular ao seu vetor velocidade instantânea “V”, e teoricamente extraída por uma turbina, pode ser descrita pela equação 04.

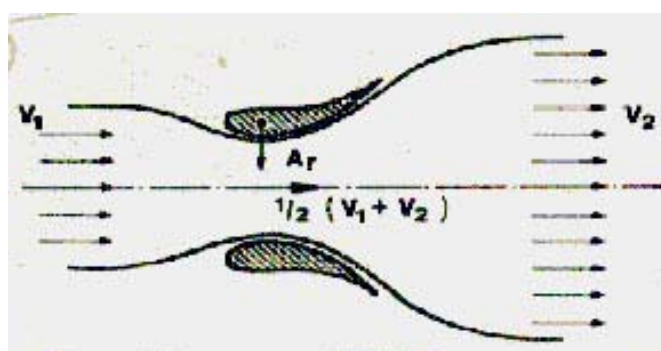


Figura 09: fluxo de vento através de uma turbina eólica  
(HIRATA; ARAÚJO, 2000)

$$P = (\rho/2) c_p \cdot \eta \cdot A \cdot V_1^3 \quad \text{equação 04}$$

Onde:

$P$  = potência do vento (W);

$\rho$  = massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ ) ou densidade do ar, que varia com a latitude e as condições atmosféricas,  $\rho \sim 1,2 \text{ kg/m}^3$ .

$c_p$  = coeficiente de potência ou de performance, que tem relação com a energia cinética de saída, dependendo do modelo e da relação entre a velocidade do rotor e a velocidade do vento (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2003). É a eficiência total de uma máquina para uma dada velocidade de vento WindPro 2.3 Users Guide em 2004

$\eta$  = eficiência eletro mecânica;

$A$  = área da seção transversal do rotor ( $\text{m}^2$ );

$V_1$  = velocidade não perturbada frontal ao rotor (m/s)

Esta fórmula oferecerá o resultado da Energia em W/s ou a potência em kW ou a produção de energia em uma hora em kWh.

Analisando-se a equação acima se constata que a potência varia linearmente com a massa específica do ar “ $\rho$ ”, com a área da seção transversal e cresce com o cubo da velocidade. Entretanto, um rotor eólico de área “ $A$ ” capta apenas uma parcela desta potência e a converte em potência mecânica que é disponibilizada através de seu eixo. Esta potência entregue pelo rotor é expressa na forma da equação 05.

$$P_o = \frac{2\pi T_o N_o}{60} \quad \text{equação 05}$$

Onde:

$T_o$  é o torque do rotor;

$N_o$  é o número de rotações por minuto

O rotor disponibiliza a potência “ $P_o$ ”, que é absorvida pela caixa de transmissão ou por um gerador (no caso de não possuir caixa de transmissão). A potência absorvida pela transmissão é igual a “ $P_o$ ”.

Custódio (2002) ressalta que a proporcionalidade direta da potência com a massa específica leva a que, em diferentes altitudes e temperaturas, tenhamos diferentes potências de vento para a mesma velocidade.

A geração de energia de uma turbina eólica depende da distribuição da velocidade do vento no sítio, conforme Figura 010, da massa específica do ar (influenciada pela temperatura e pressão), do tamanho do rotor e do projeto técnico. A curva de potência da máquina é vista na figura 011.

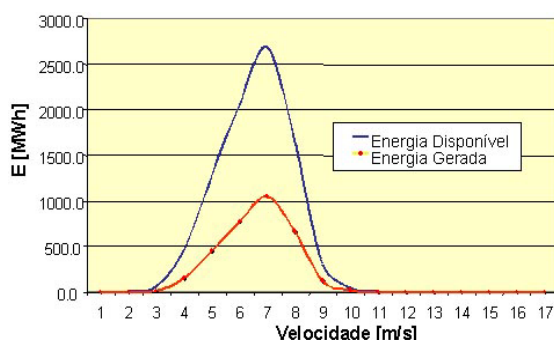


Figura 010: energia utilizável  
(INSTITUT FÜR SOLARE  
ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK,  
2004)

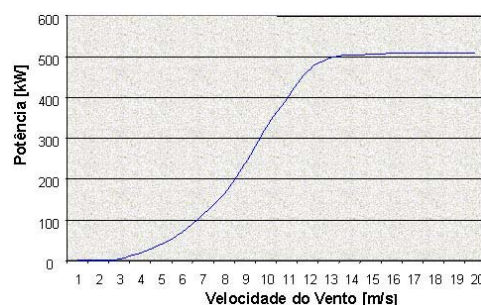


Figura 011: curva de potência da máquina  
(INSTITUT FÜR SOLARE  
ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK,  
2004)

#### FATOR DE CAPACIDADE-FC

O Fator de Capacidade-FC é o índice que expressa a qualidade de um projeto em termos de potencial eólico. O FC varia na razão direta do potencial eólico. Ele expressa também a eficiência da turbina eólica empregada. Para um mesmo projeto o FC pode ser diferente dependendo do modelo e da tecnologia de turbina empregada. Outro aspecto que está embutido no FC é a configuração do Parque Eólico (lay-out ou arranjo de máquinas). Quanto menor as perdas por interferência aerodinâmica entre as máquinas, maior a eficiência do Parque Eólico e maior será o coeficiente em tela. As perdas na transmissão elétrica ficam também refletidas neste índice, ou seja, quanto menor as perdas elétricas, maior o FC.

O FC reflete as horas equivalentes de plena potência. Por exemplo, se um Parque Eólico de 10 MW tem um FC de 30 % isto significa que ele tem (8760 horas / ano x 0,30 = 2628 h equivalentes), ou seja, a produção seria a mesma se o parque eólico trabalhasse 2628 h durante o ano na potência nominal de 10 MW (YASBECK, 2004).

## COEFICIENTE DE POTÊNCIA-CP

O coeficiente de potência, ou  $C_p$ , é diretamente proporcional à potência nominal da turbina e inversamente proporcional ao cubo da velocidade do vento, à densidade do ar e à área do aerogerador. Reflete o rendimento da turbina eólica, ou seja, a relação entre a potência aproveitada pelo rotor da turbina e a potência em termos de energia cinética existente no vento. Reflete, sobretudo o rendimento aerodinâmico das pás. Toda medição de curva de potência de uma turbina é acompanhada da medição do valor do  $C_p$ .

A potência gerada por uma turbina eólica já considera o  $C_p$ , que é característico de cada máquina (dependendo do desenho aerodinâmico das pás e do rendimento mecânico e elétrico do trem de transmissão).

Em condições ideais, o valor máximo teórico de  $c_p$  é  $16/27 = 0,593$ , ou, em outras palavras, 59,3% da energia contida no escoamento de ar pode ser extraída por uma turbina eólica (MOLLY,1990). Sob condições reais, o coeficiente de potência não alcança mais que  $c_p = 0,5$ , porque ele inclui todas as perdas, devido à rugosidade do terreno e devido à aerodinâmica do aerogerador. No caso em que  $c_p$  alcança seu máximo valor teórico, a velocidade do vento  $v_2$ , à jusante do rotor, é apenas  $1/3$  da velocidade  $v_1$ , a montante do mesmo (MOLLY, 1998)

Segundo (DEWI, 2001) o coeficiente de potência também é definido pela fórmula abaixo:

$$CP = \frac{\text{Energia}}{H \times P_{no}} \quad \text{equação 06}$$

Onde:

C.P.- Coeficiente de Potencia ou Fator de Capacidade;

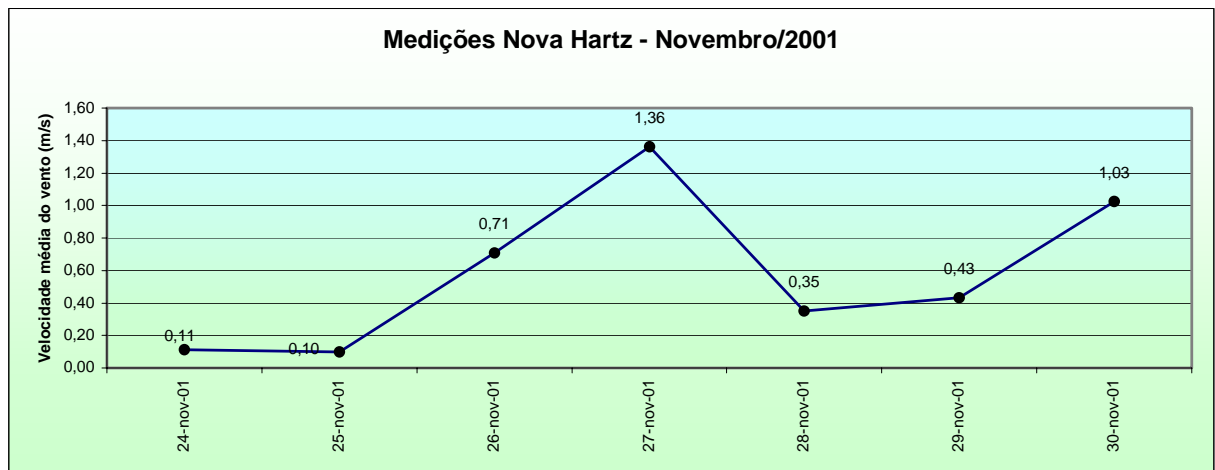
Energia-quantidade de energia passível de ser obtida;

H-período de horas considerado;

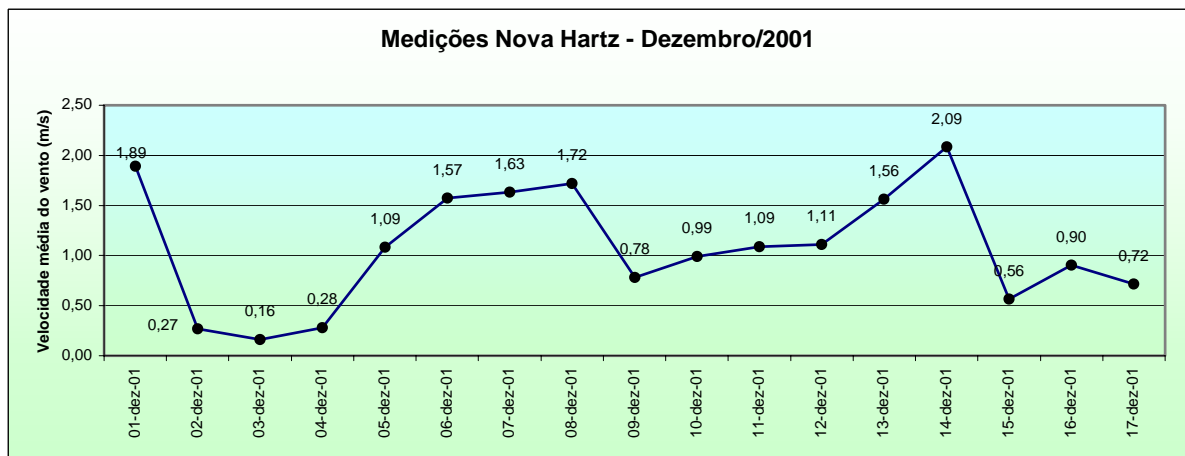
$P_{no}$ -Potência Nominal da Turbina considerada

# ANEXO C -GRÁFICOS DA VELOCIDADE MÉDIA DIÁRIA-NOVA HARTZ (intervalo de 10 min)

Novembro/2001

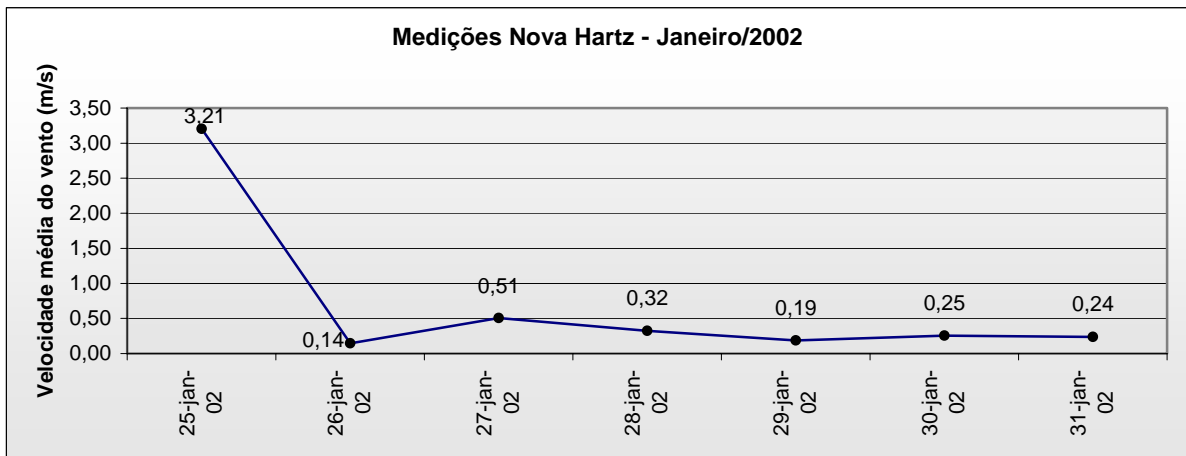


Dezembro/2001

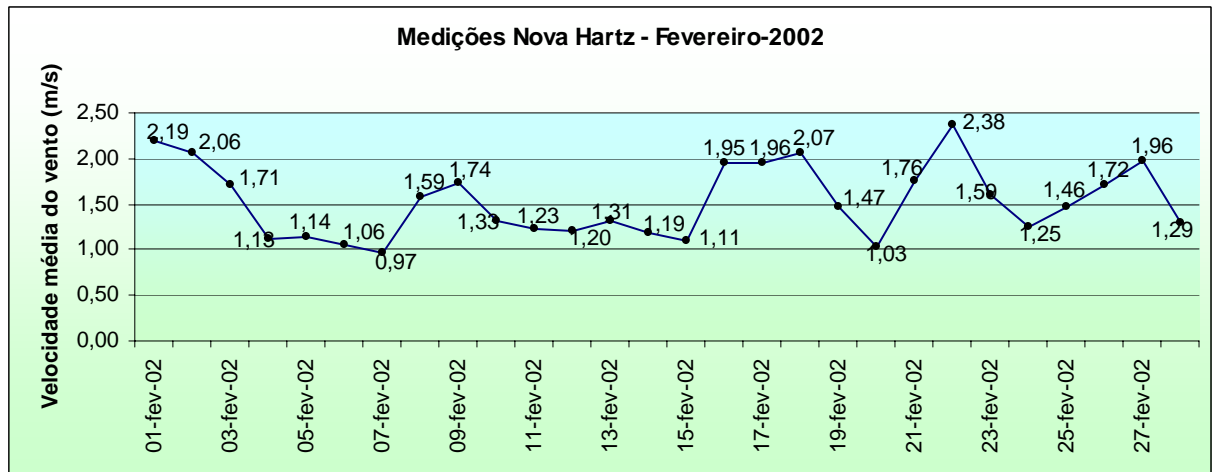




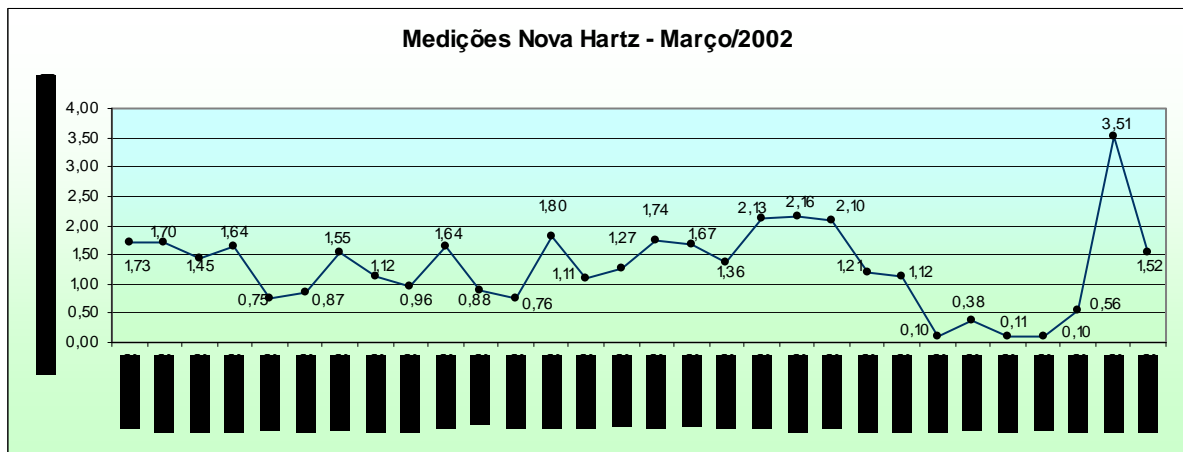
Janeiro/2002



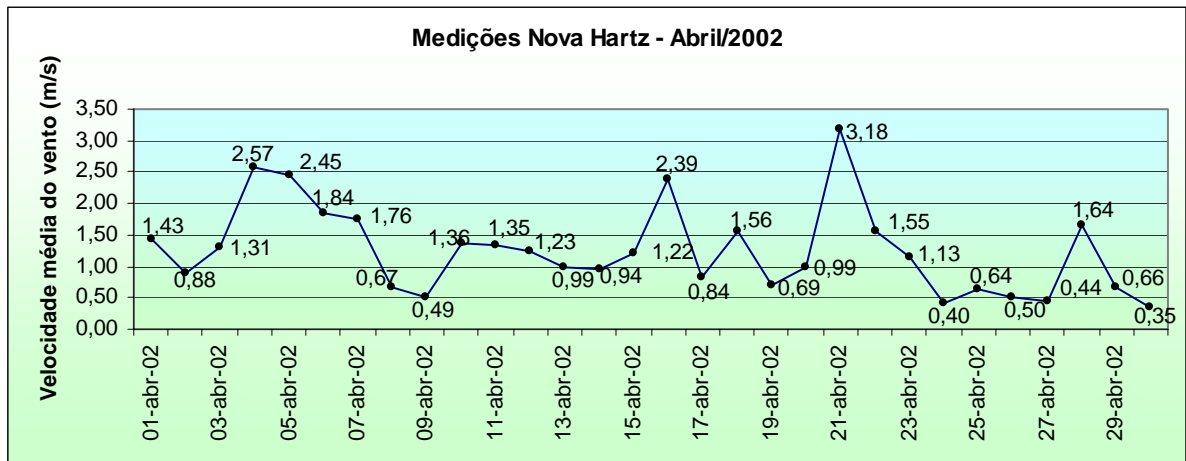
Fevereiro/2002



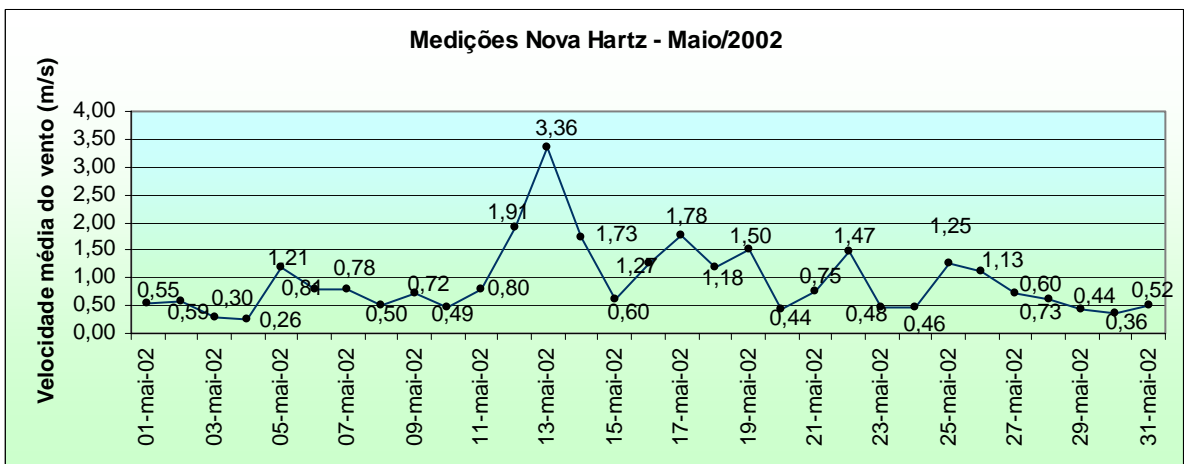
Março/2002



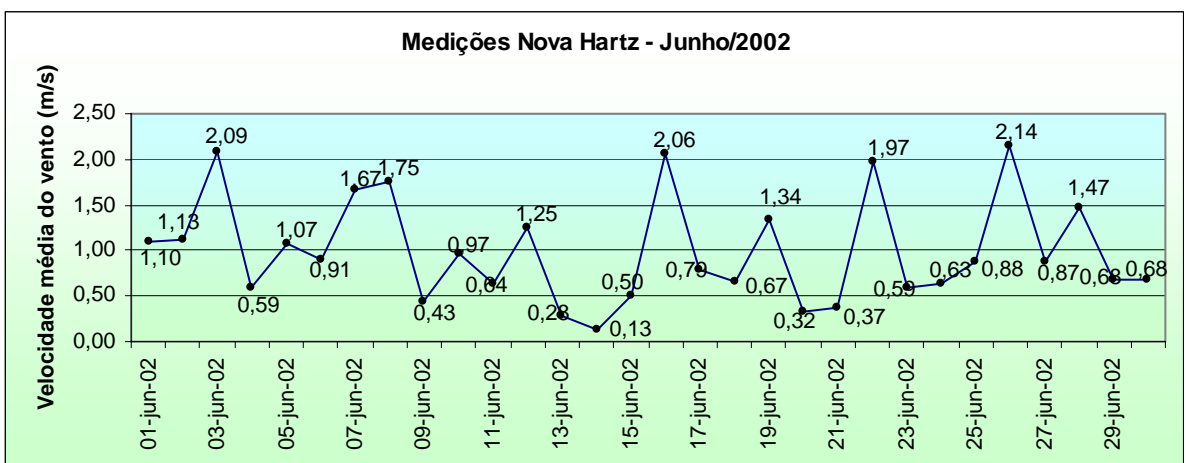
**Abril/2002**



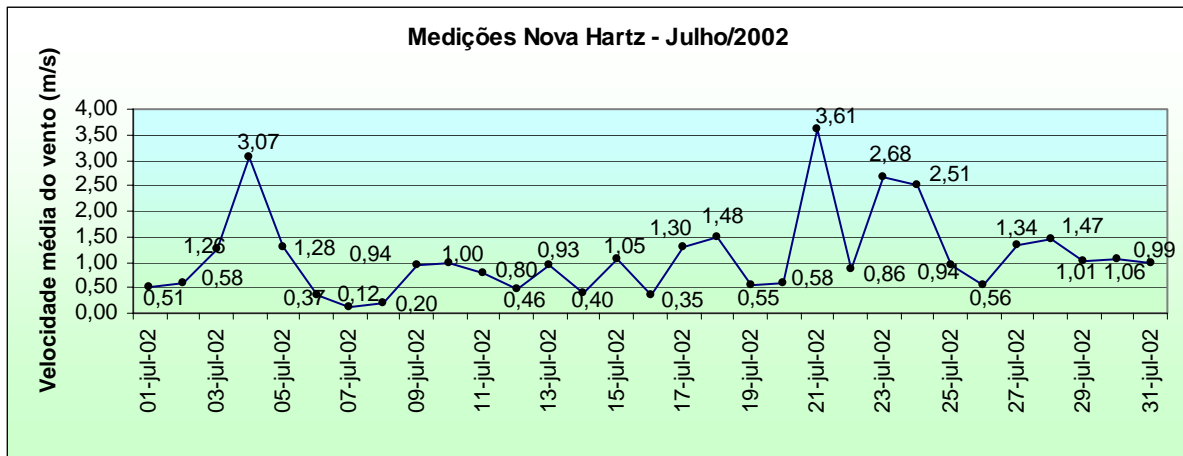
**Mai/2002**



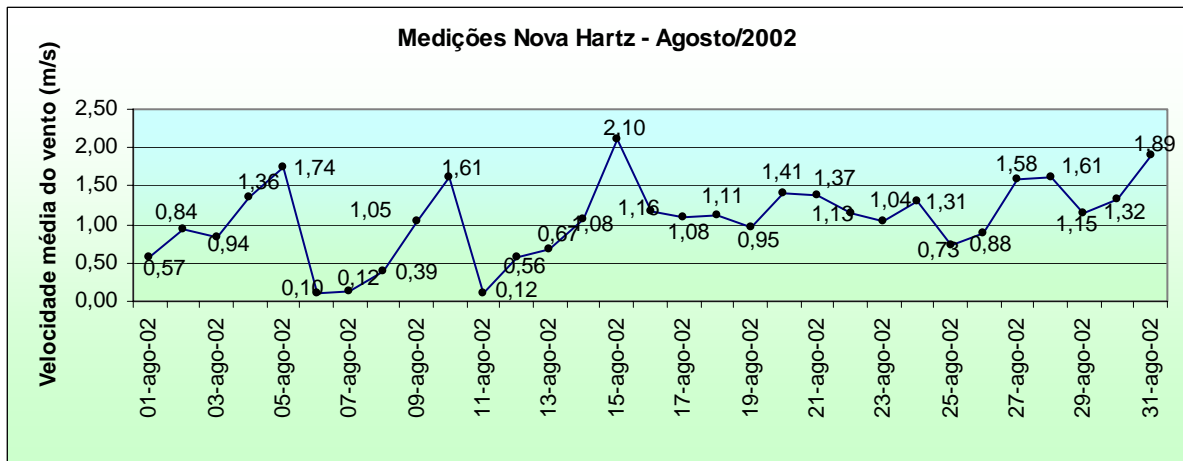
**Junho/2002**



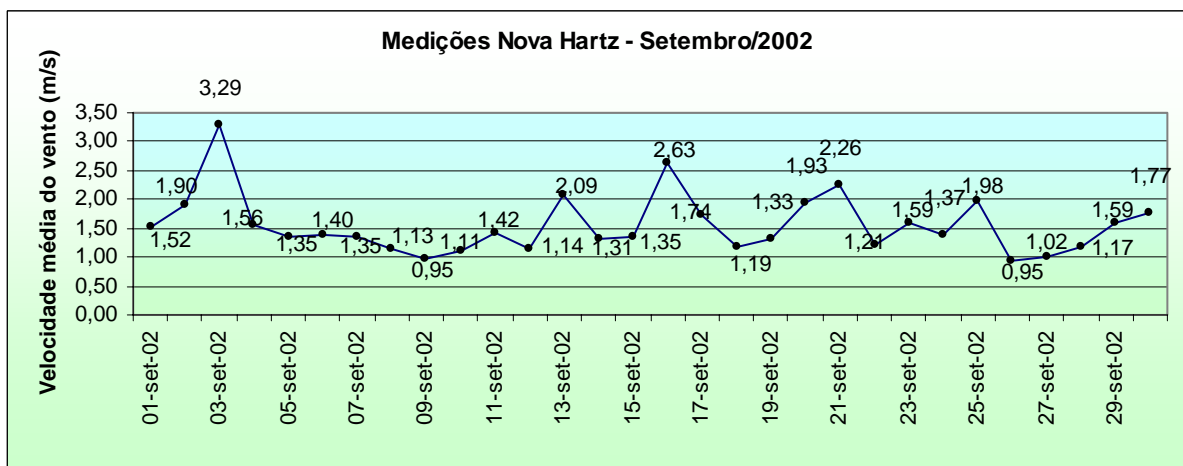
**Julho/2002**



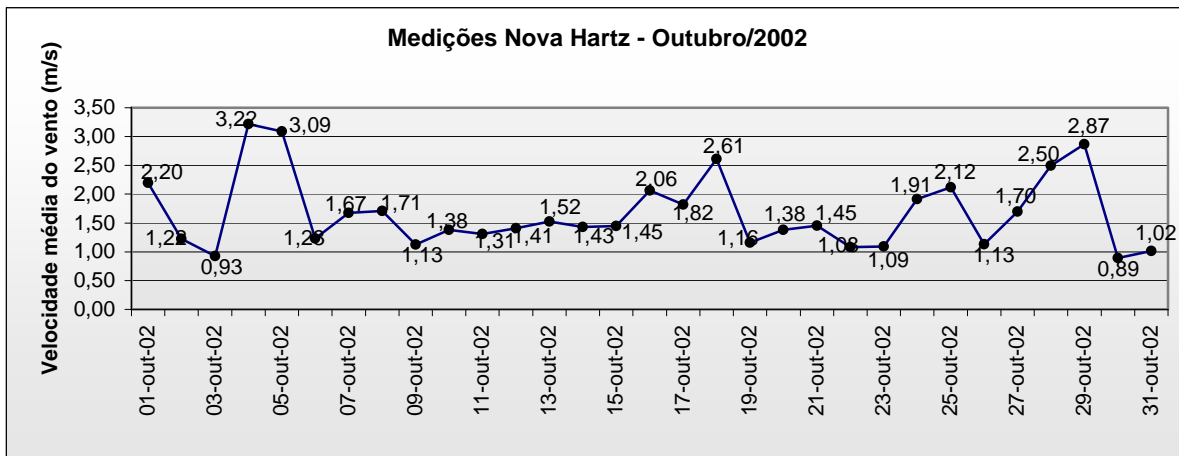
**Agosto/2002**



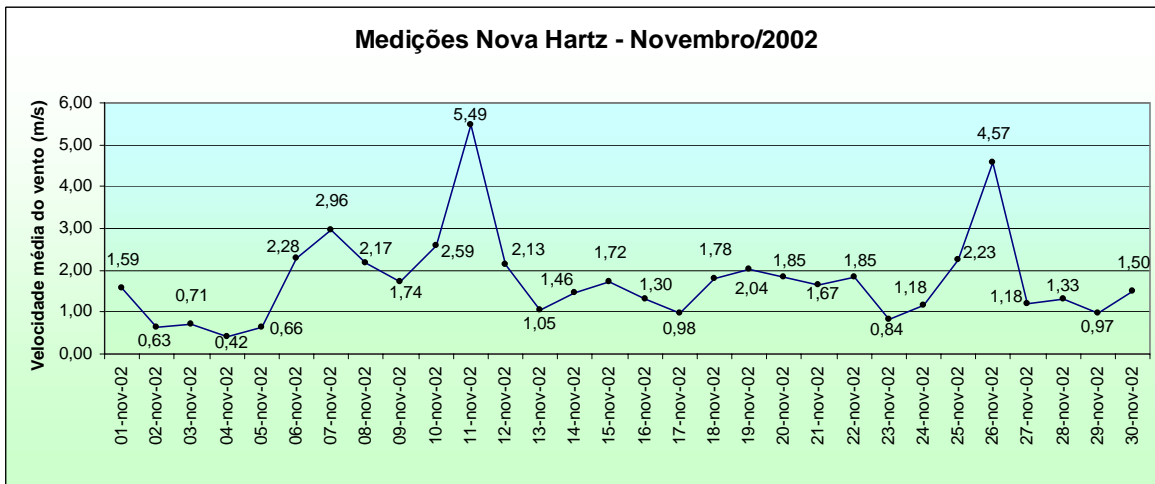
**Setembro/2002**



Outubro/2002



Novembro/2002



# ANEXO D -HISTOGRAMAS E ROSA DOS VENTOS MENSAIS DE NOVA HARTZ

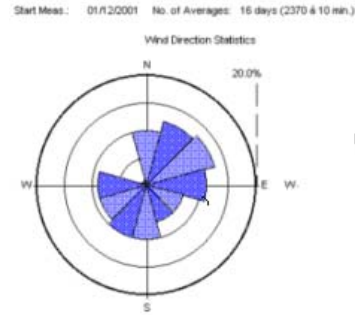
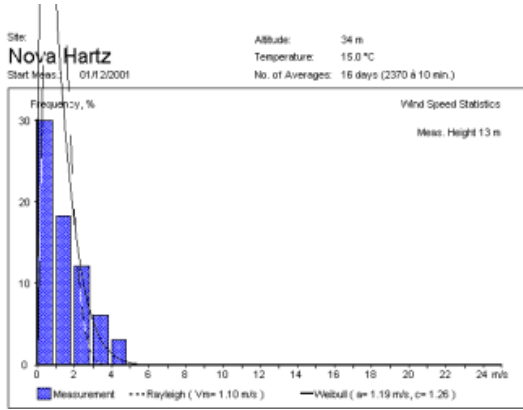


Figura 012: Histograma e Rosa dos Ventos Dez/01 - Nova Hartz

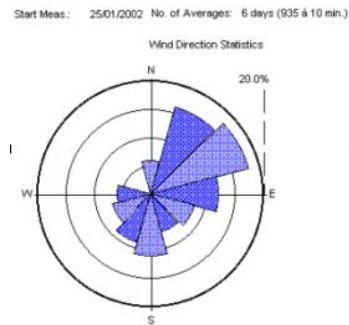
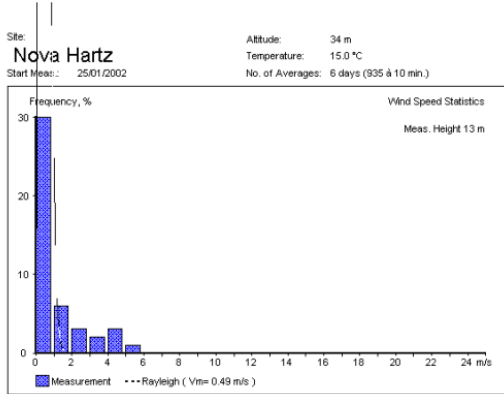


Figura 013: Histograma e Rosa dos Ventos Jan/02 - Nova Hartz

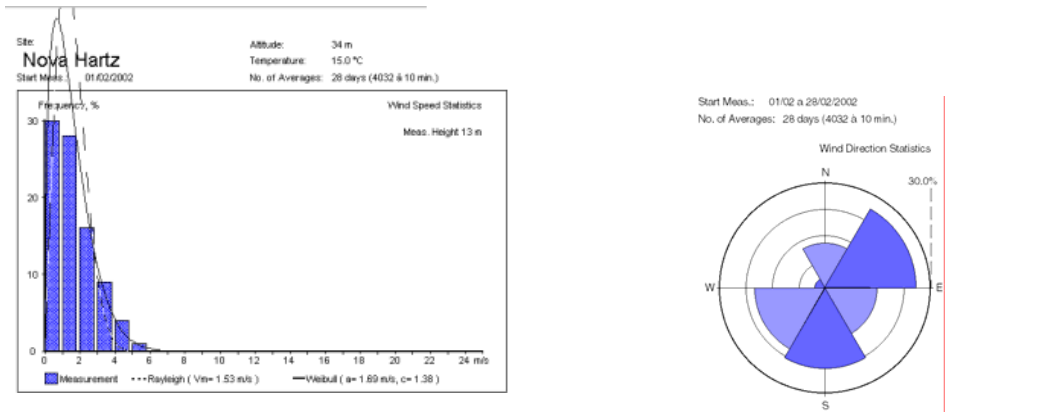


Figura 014: Histograma e Rosa dos Ventos Fev/02 - Nova Hartz

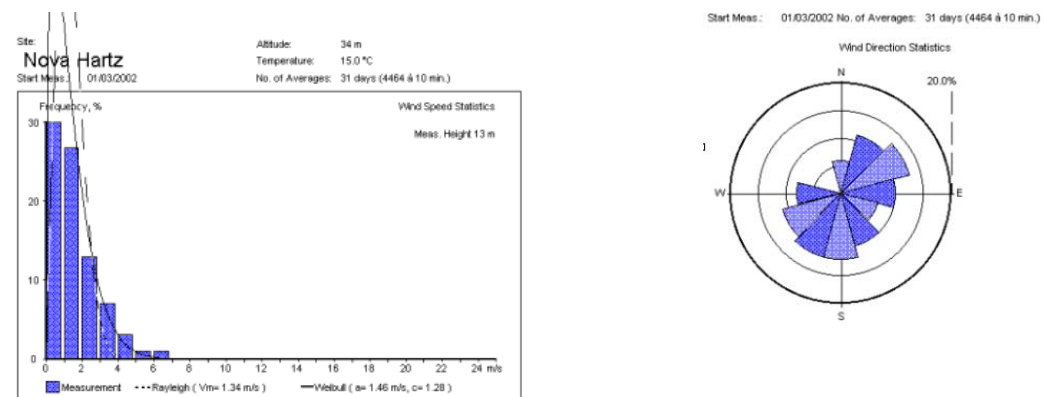


Figura 015: Histograma e Rosa dos Ventos Mar/02 -Nova Hartz

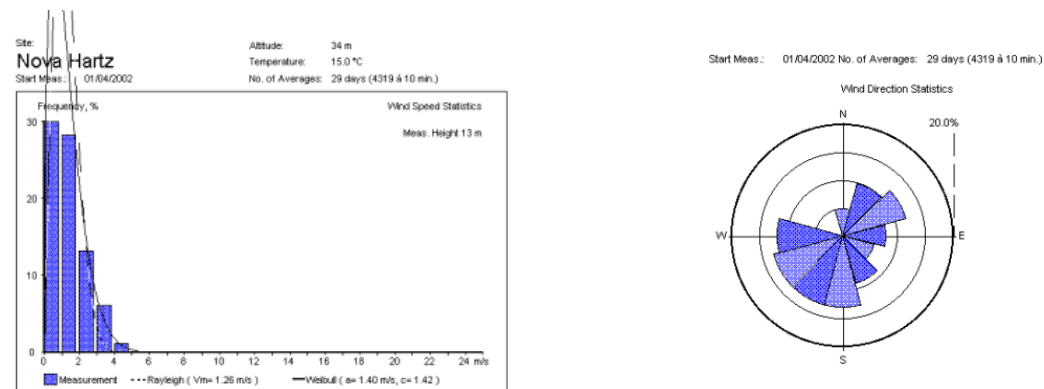


Figura 016: Histograma e Rosa dos Ventos Abr/02 -Nova Hartz

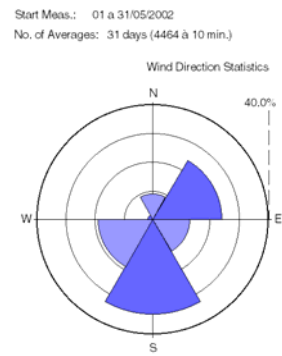
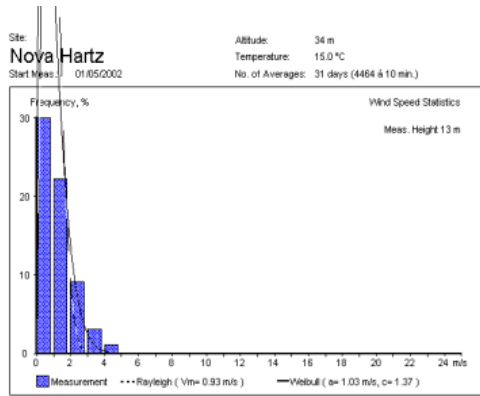


Figura 017: Histograma e Rosa dos Ventos Mai/02 -Nova Hartz

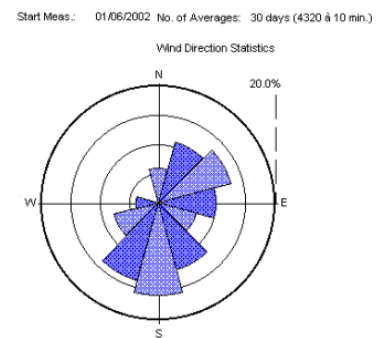
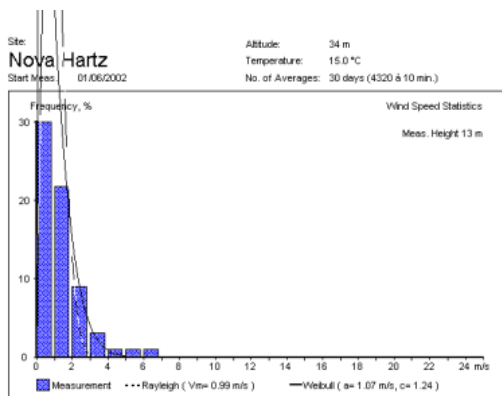


Figura 018: Histograma e Rosa dos Ventos Jun/02 -Nova Hartz

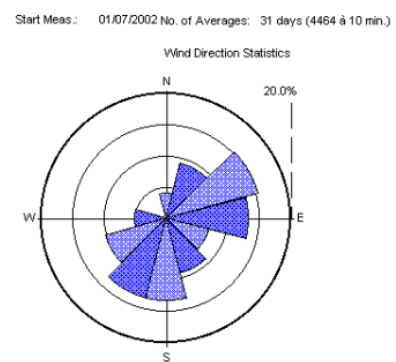
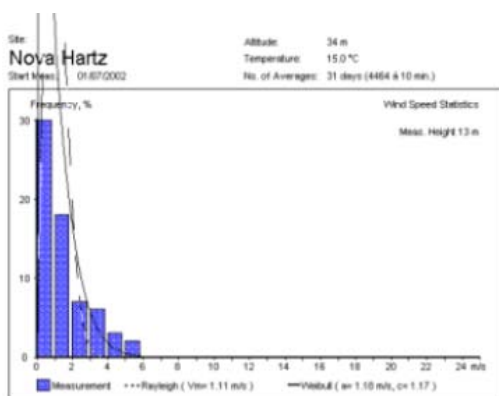


Figura 019: Histograma e Rosa dos Ventos Jul/02 -Nova Hartz

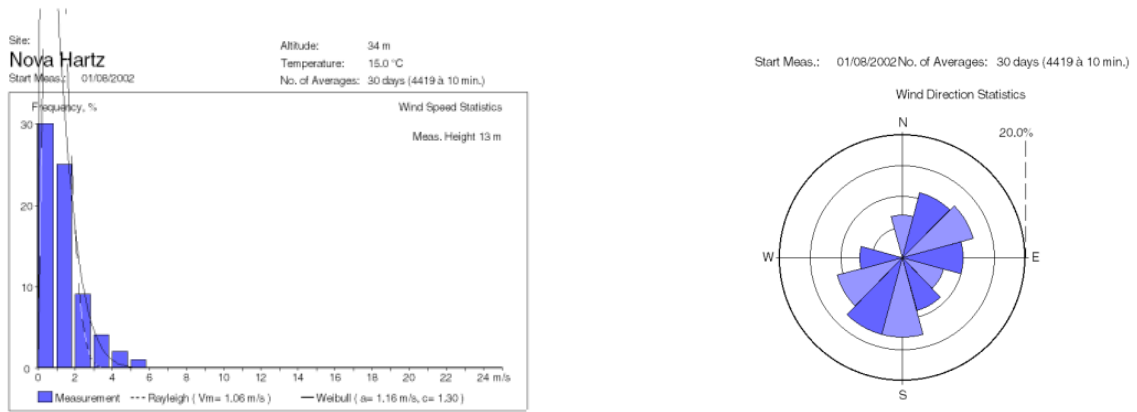


Figura 020: Histograma e Rosa dos Ventos Ago/02 -Nova Hartz

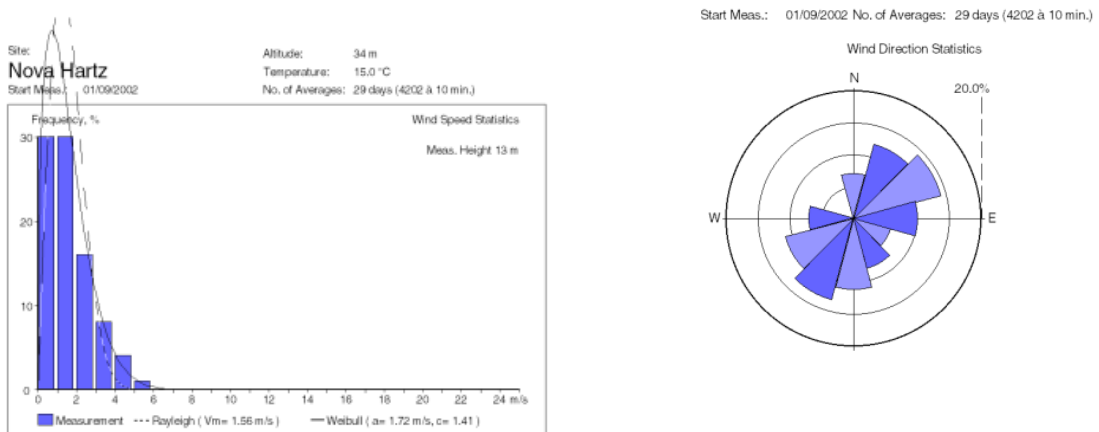


Figura 021: Histograma e Rosa dos Ventos Set/02 -Nova Hartz

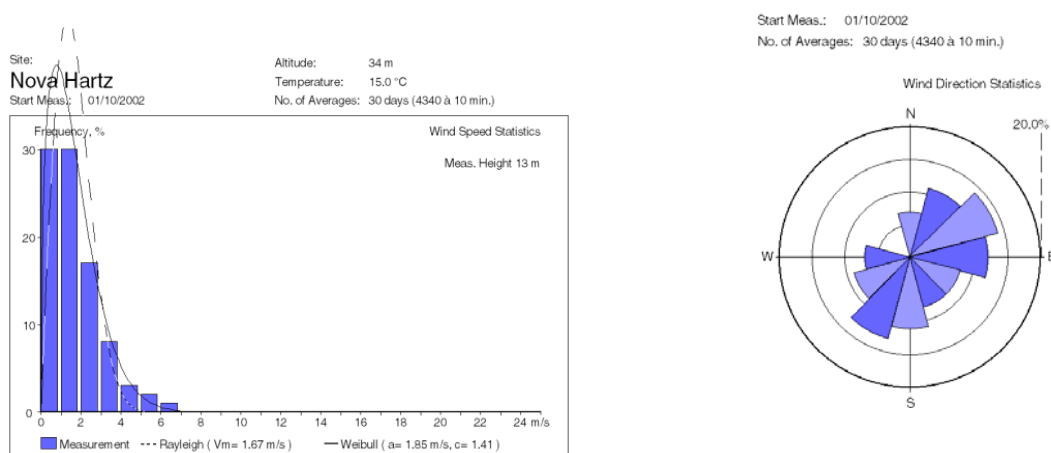


Figura 022: Histograma e Rosa dos Ventos Out/02 -Nova Hartz



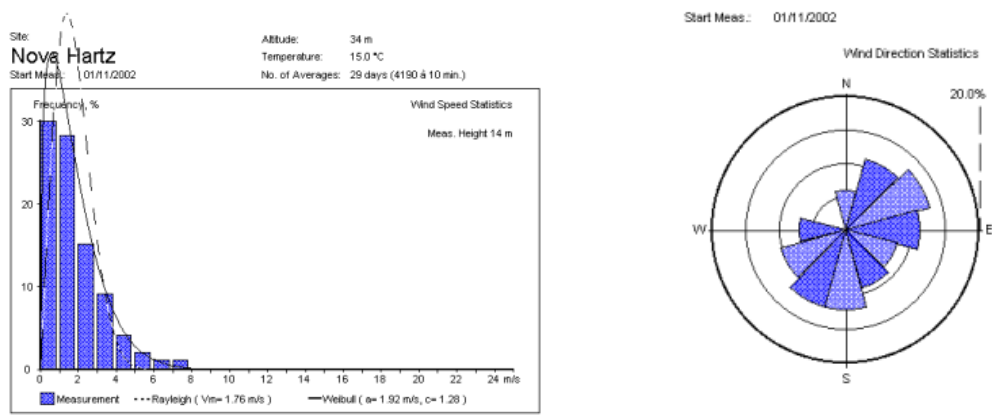
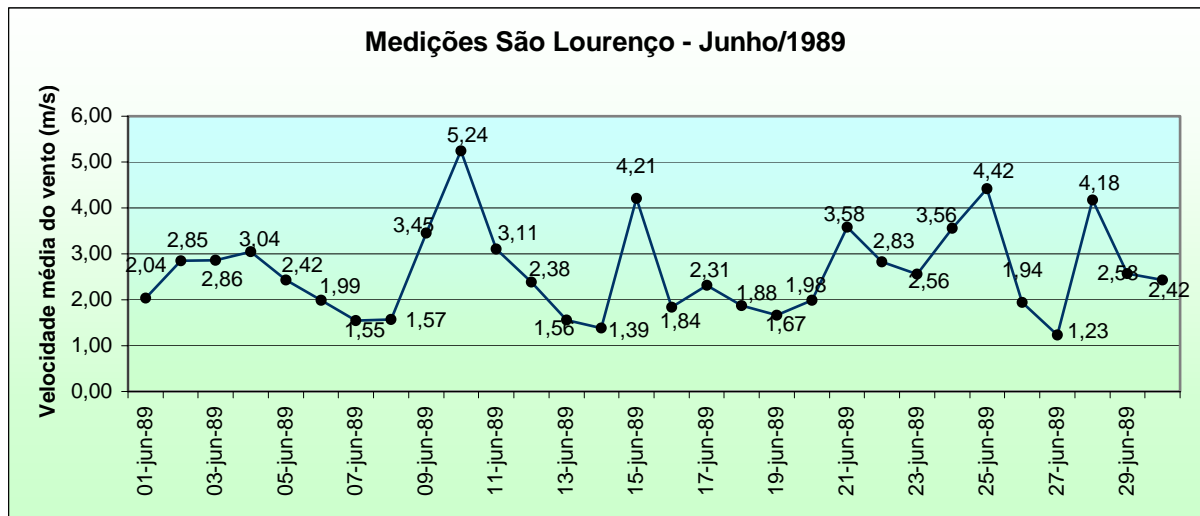


Figura 023: Histograma e Rosa dos Ventos Nov/02 -Nova Hartz

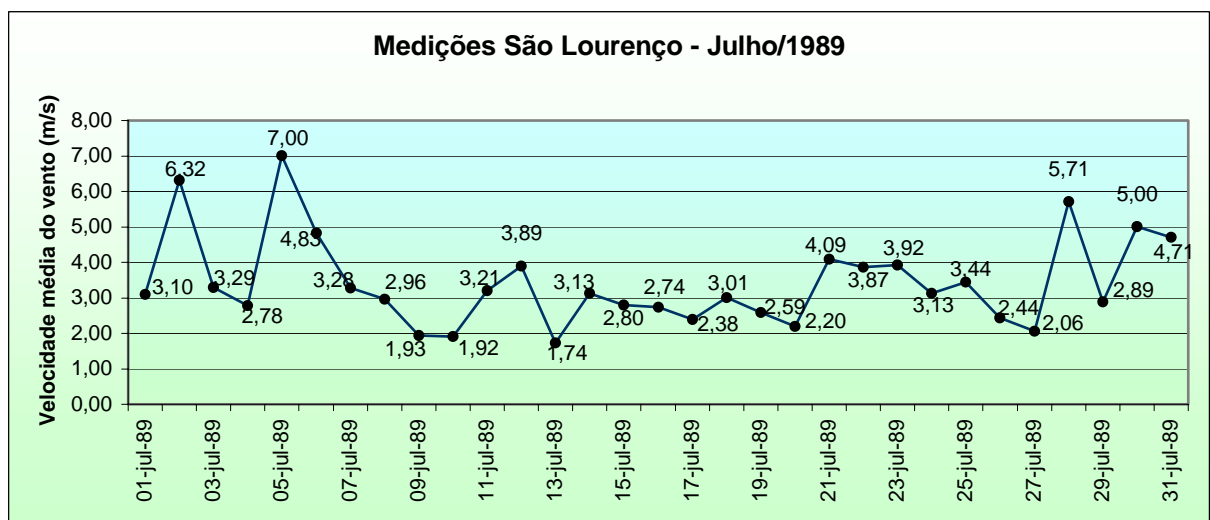
# ANEXO E - GRÁFICOS DA VELOCIDADE MÉDIA DIÁRIA

## MUNICÍPIO DE SÃO LOURENÇO DO SUL

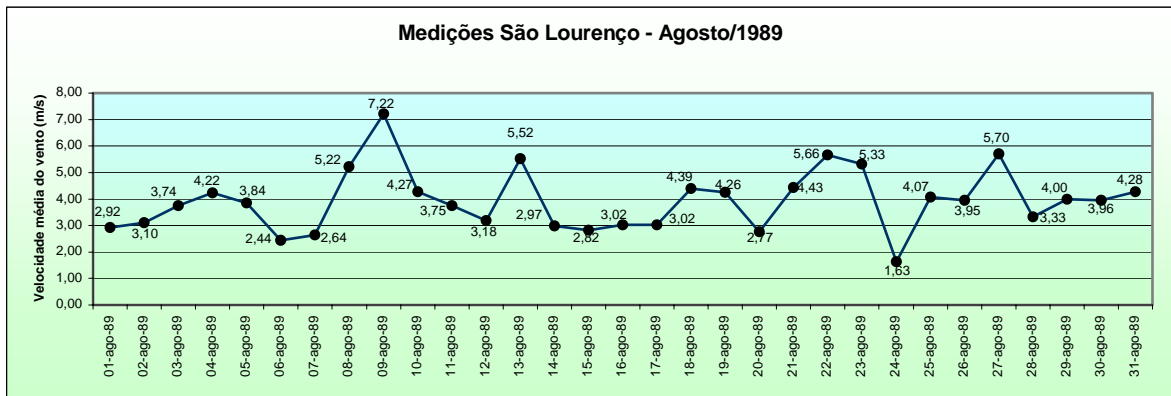
Junho/89



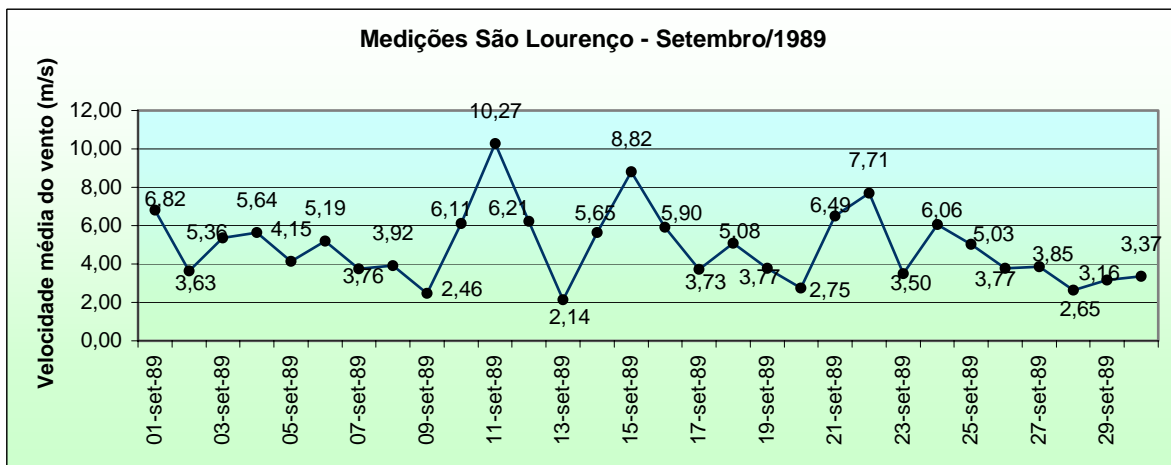
Julho/89



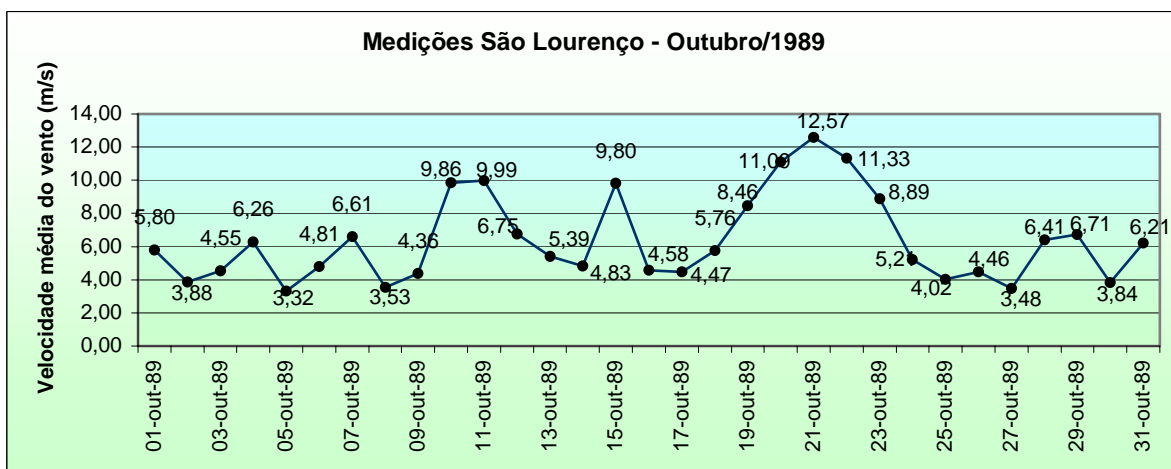
Agosto/89



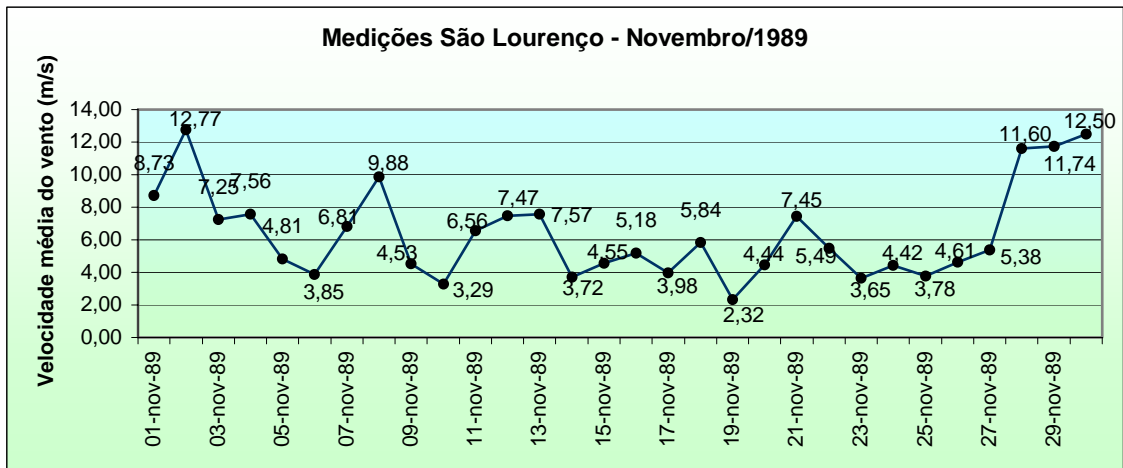
Setembro/89



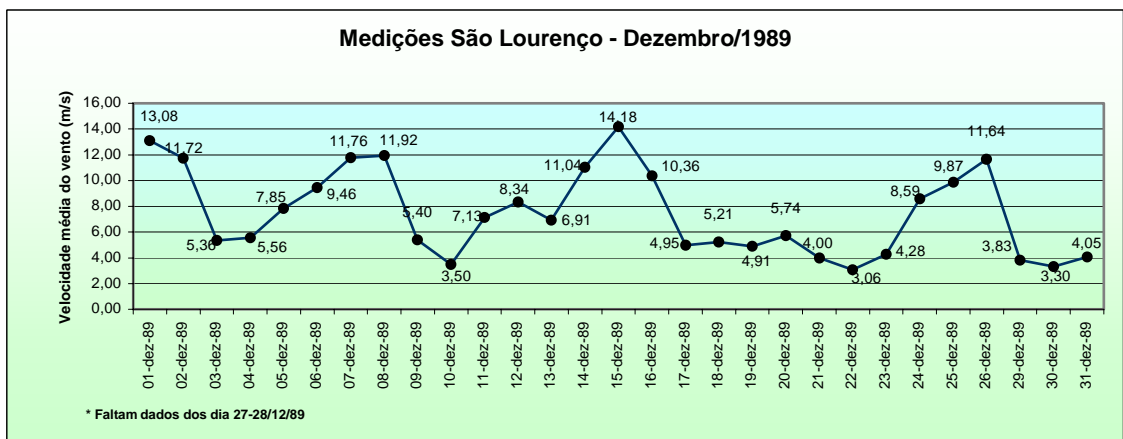
Outubro/89



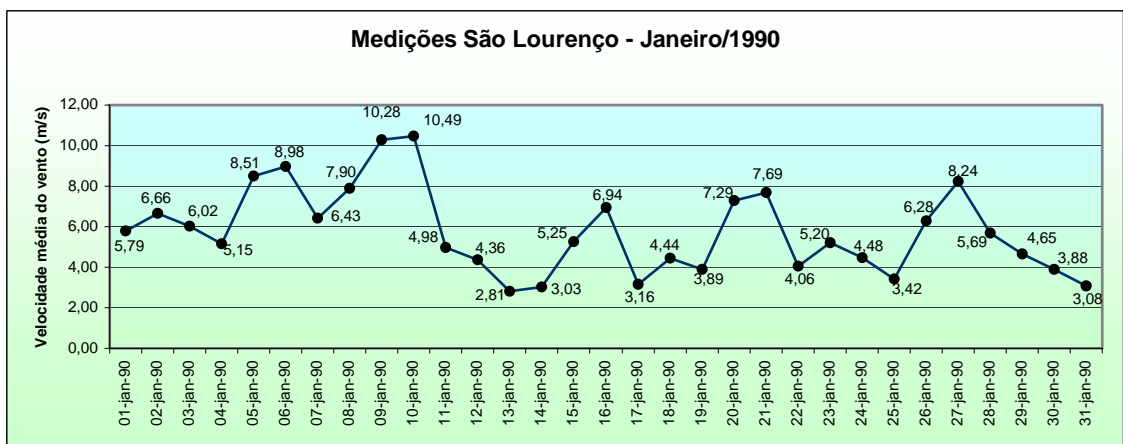
Novembro/89



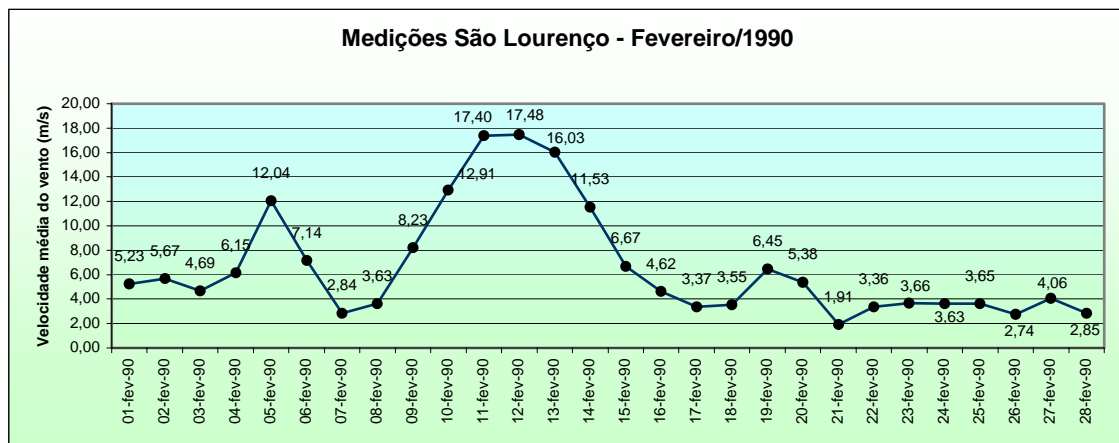
Dezembro/89



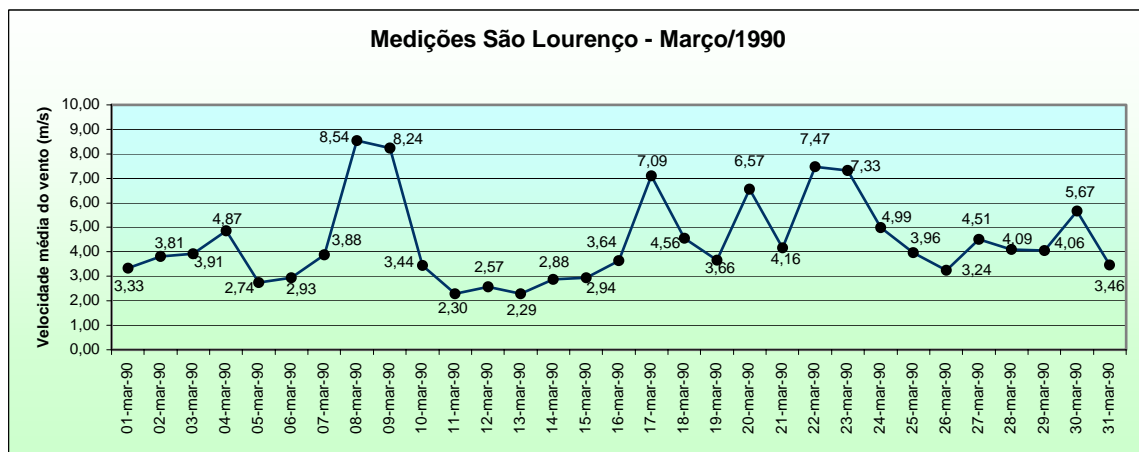
Janeiro/90



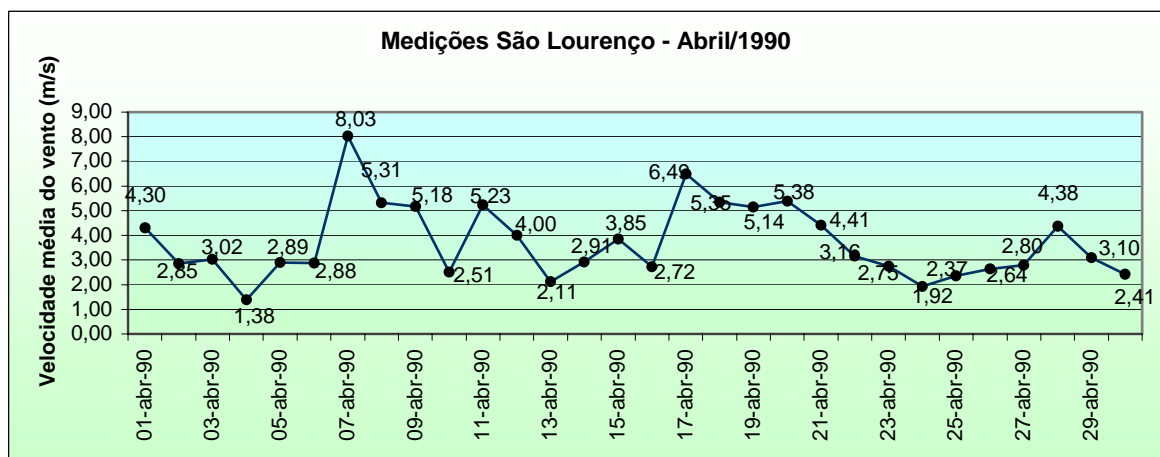
Fevereiro/90



Março/90



Abril/90



## ANEXO F - HISTOGRAMAS E ROSA DOS VENTOS MENSAIS DE SÃO LOURENÇO DO SUL DO SUL

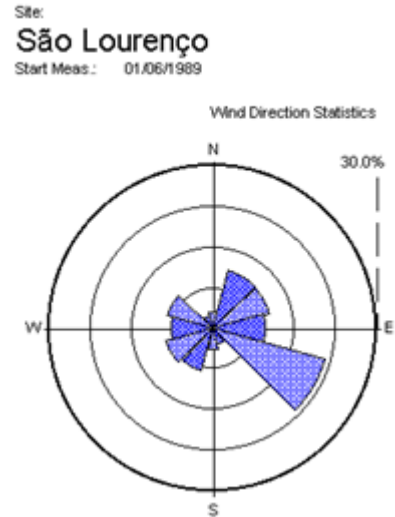
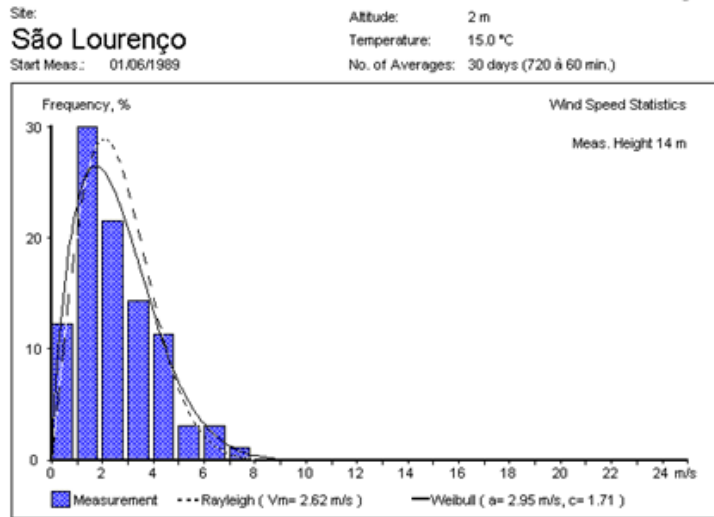


Figura 024: Histograma e Rosa dos Ventos Jun/89-São Lourenço

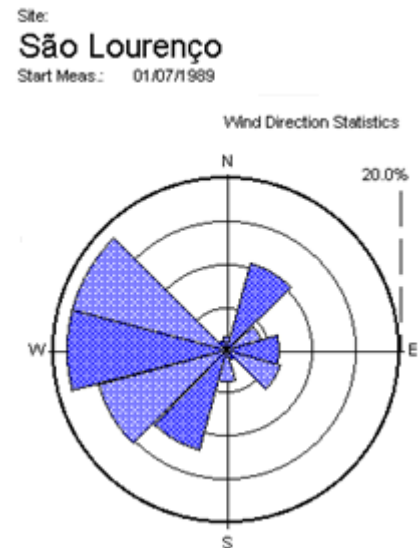
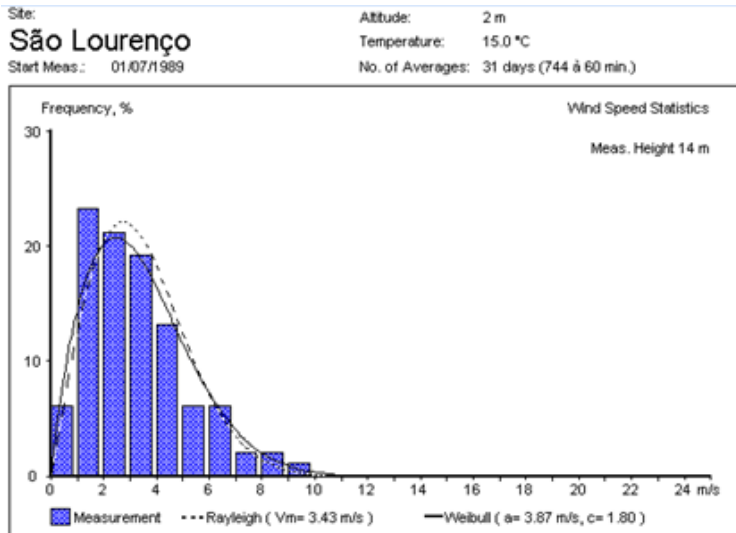


Figura 025: Histograma e Rosa dos Ventos Jul/89-São Lourenço

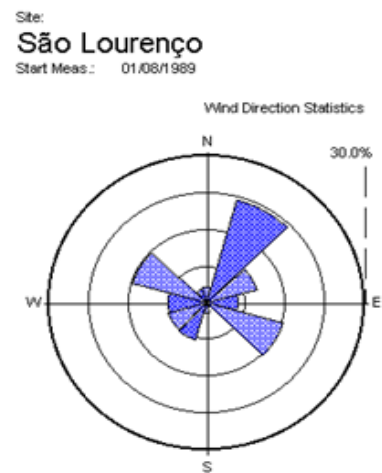
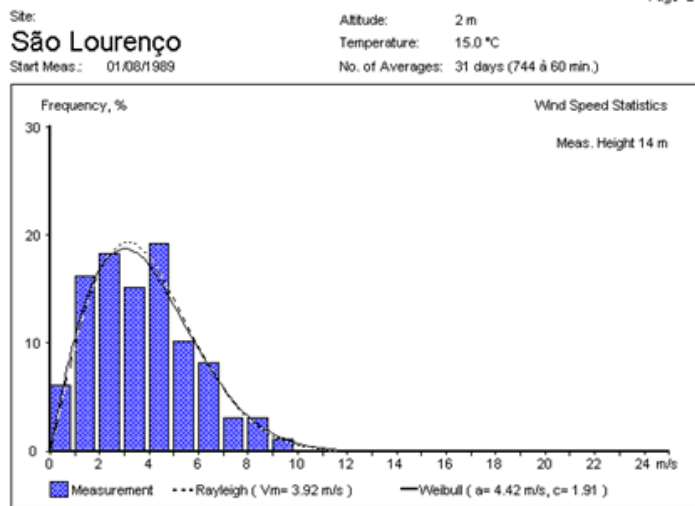


Figura 026: Histograma e Rosa dos Ventos Ago/89-São Lourenço

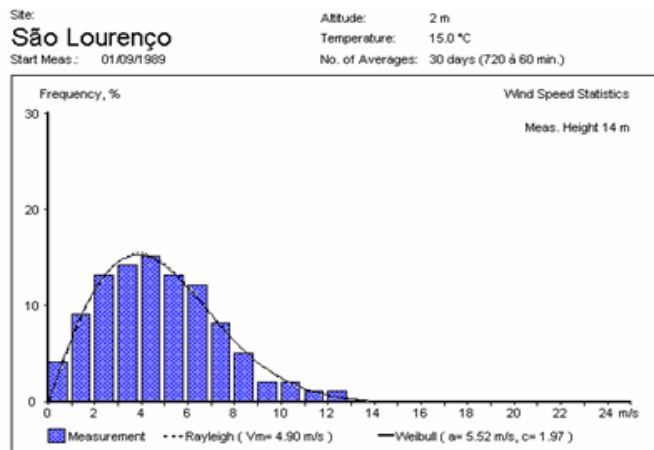


Figura 027: Histograma e Rosa dos Ventos Set/89-São Lourenço

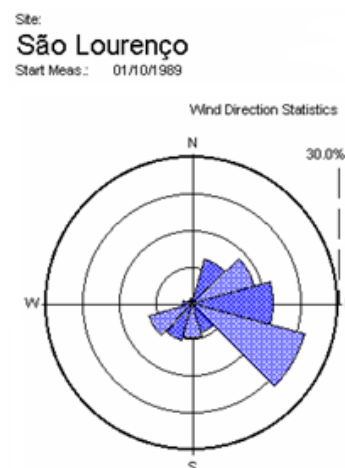
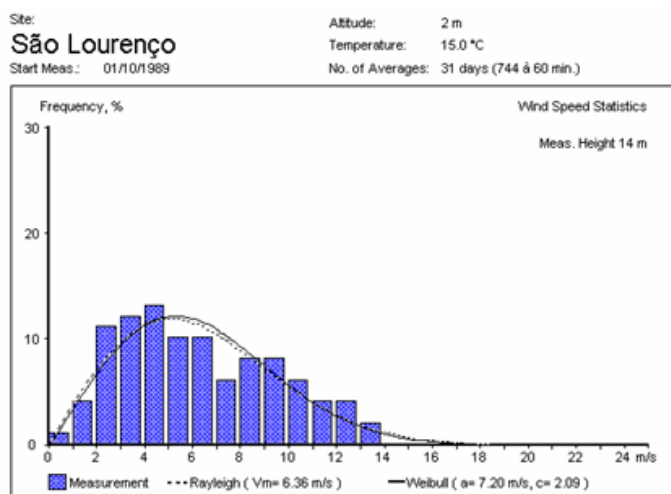


Figura 028: Histograma e Rosa dos Ventos Out/89-São Lourenço

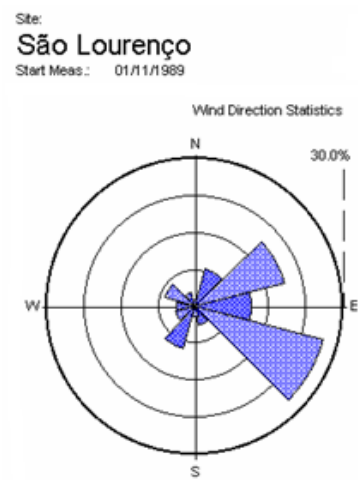
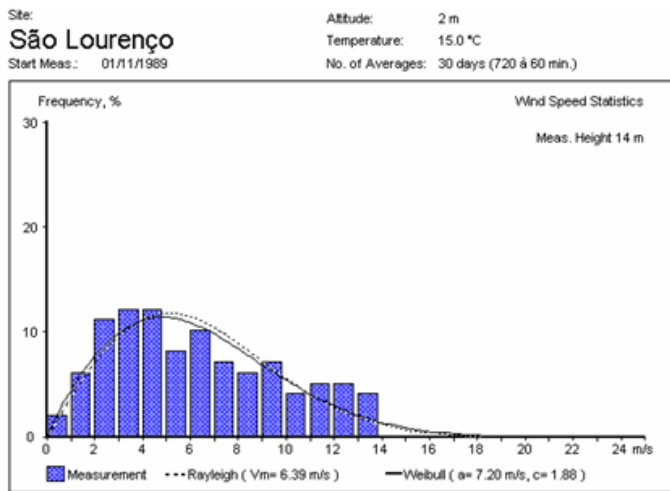


Figura 029: Histograma e Rosa dos Ventos Nov/89-São Lourenço

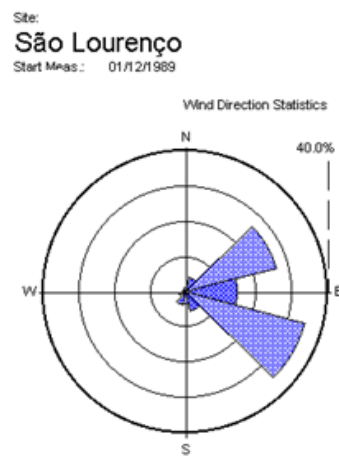
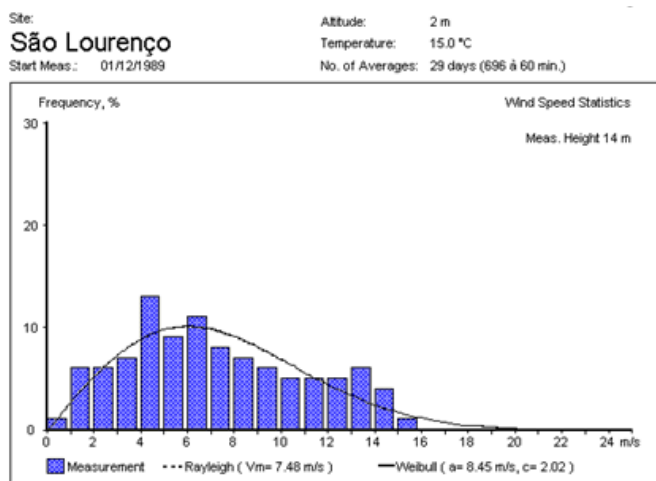


Figura 030: Histograma e Rosa dos Ventos Dez/89-São Lourenço

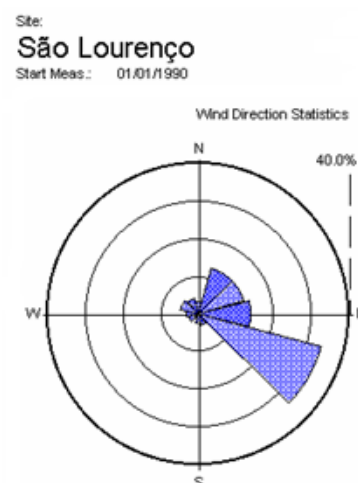
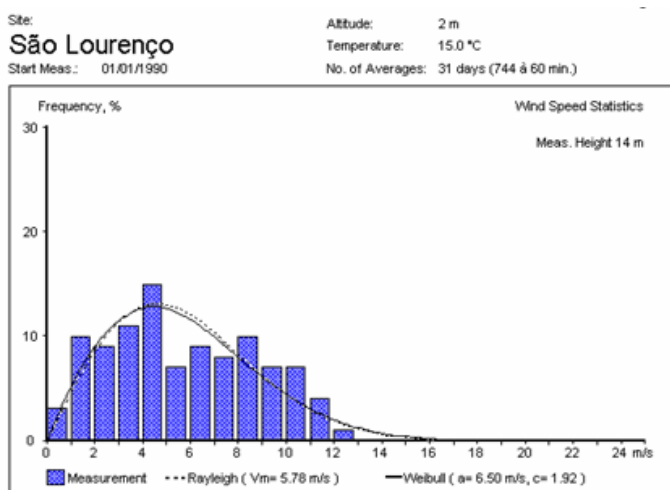


Figura 031: Histograma e Rosa dos Ventos Jan/90-São Lourenço



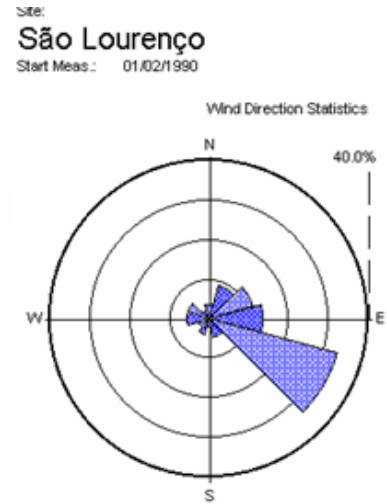
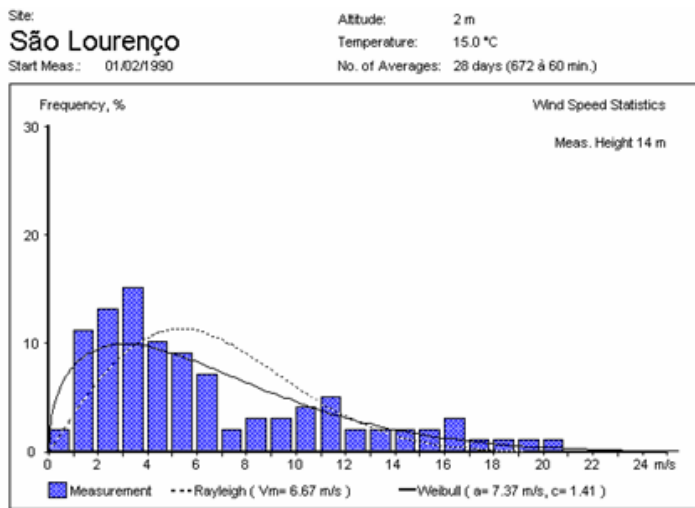


Figura 032: Histograma e Rosa dos Ventos Fev/90-São Lourenço

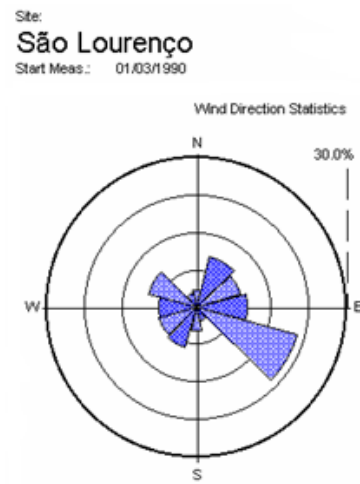
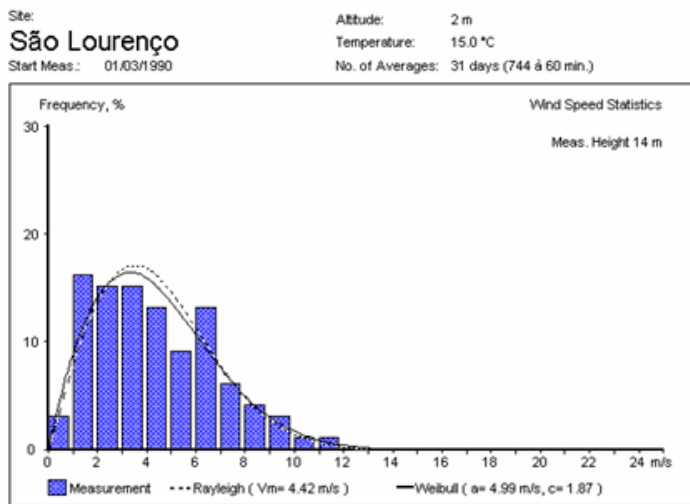


Figura 033: Histograma e Rosa dos Ventos Mar/90-São Lourenço

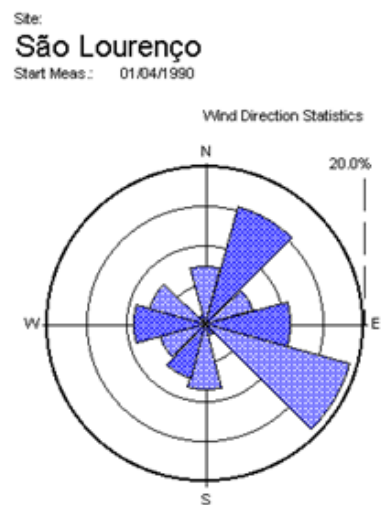
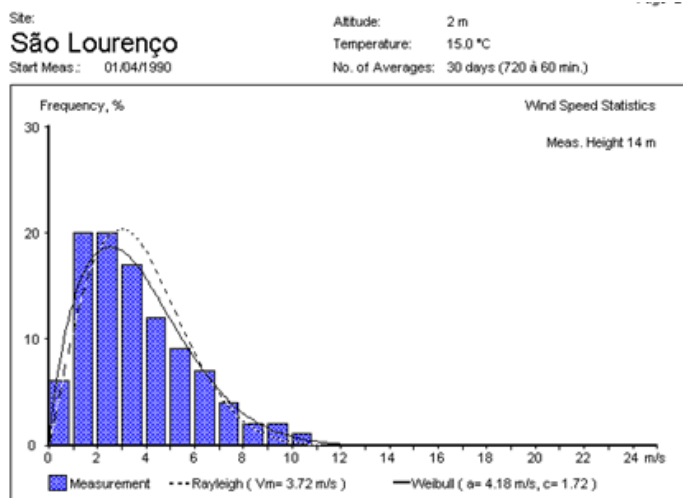


Figura 034: Histograma e Rosa dos Ventos Abr/90-São Lourenço

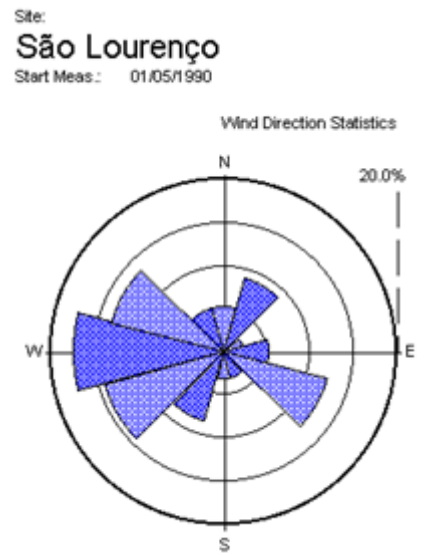
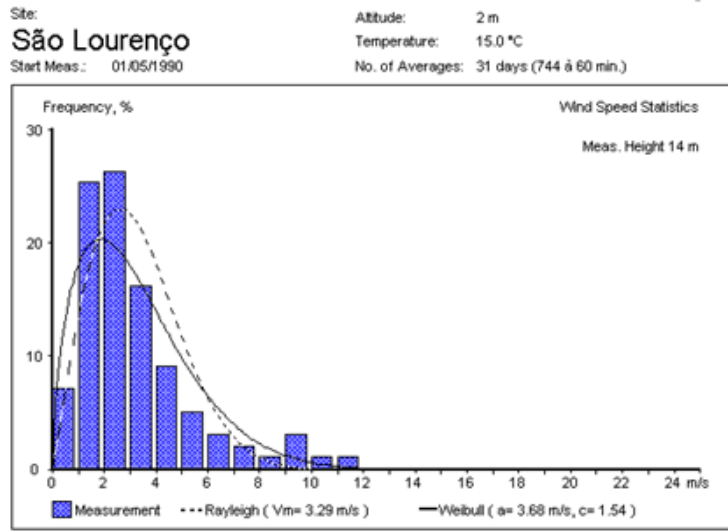
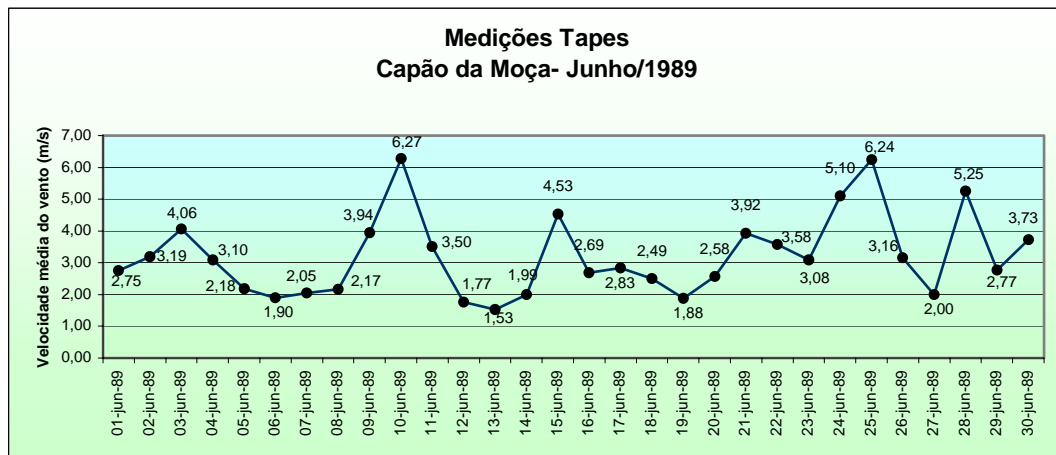


Figura 035: Histograma e Rosa dos Ventos Mai/90-São Lourenço

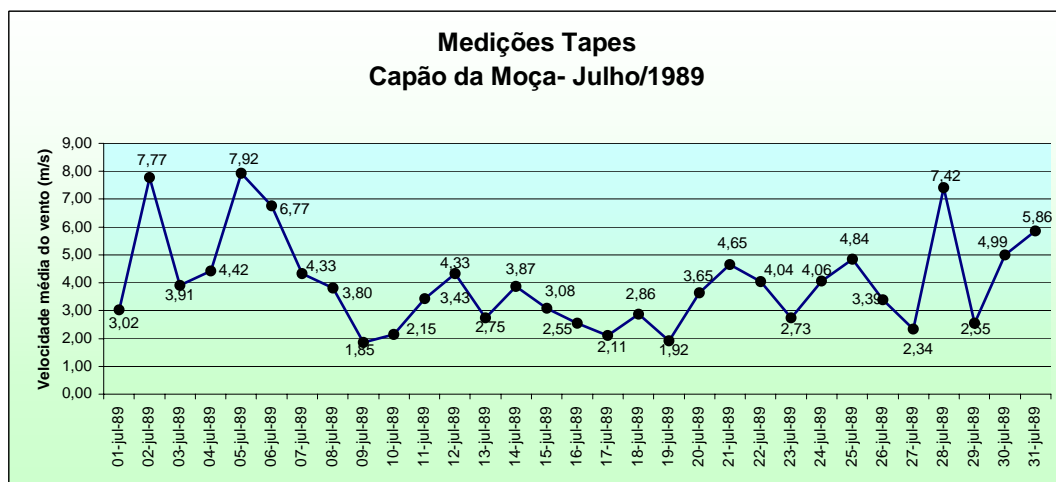
# ANEXO G - GRÁFICOS DA VELOCIDADE MÉDIA DIÁRIA

## TAPES

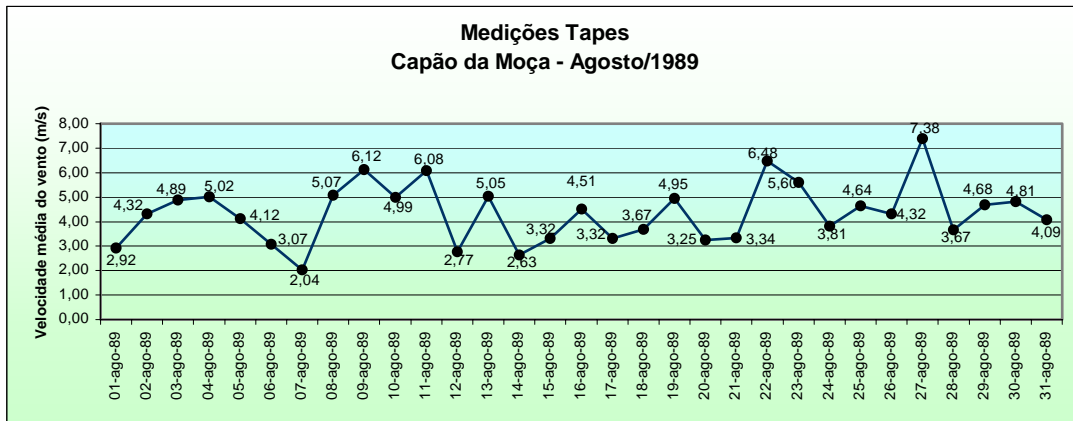
### Junho/89



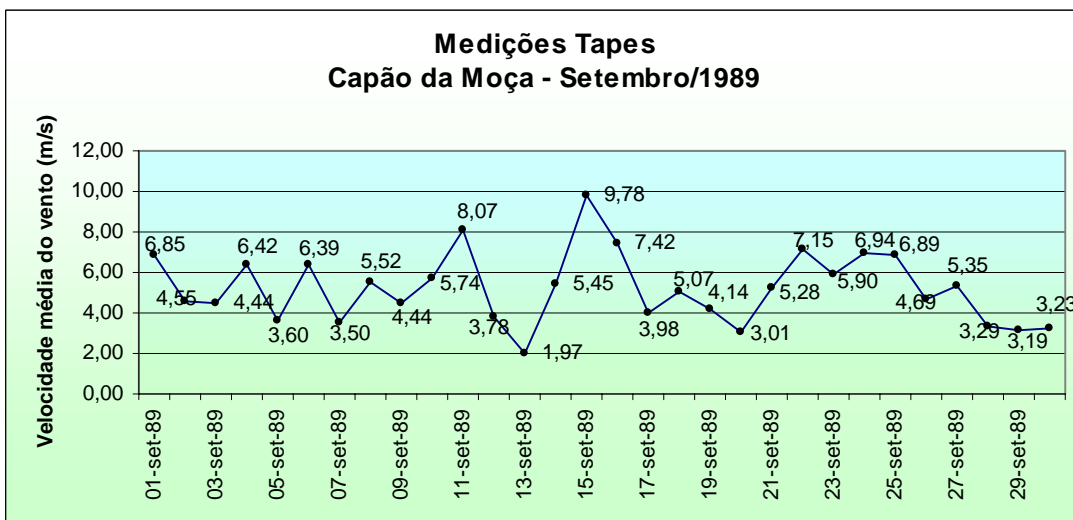
### Julho/89



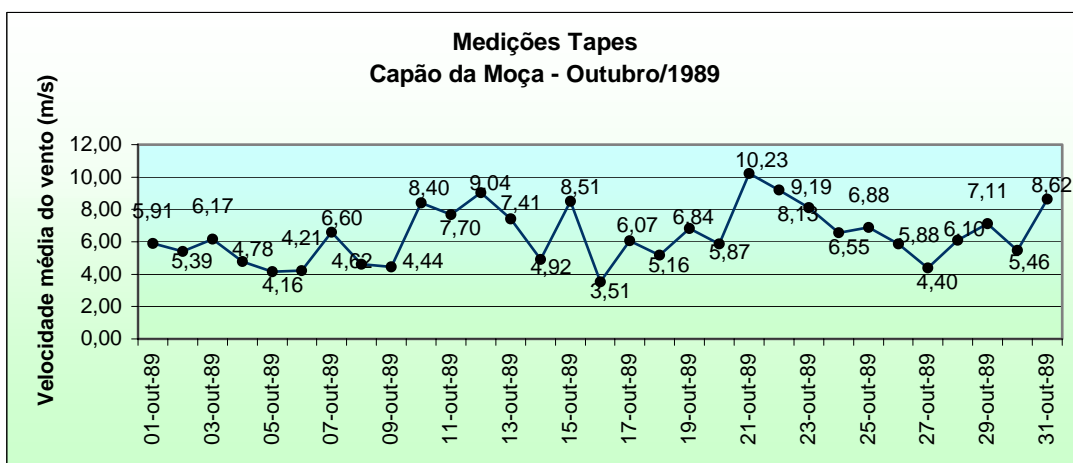
**Agosto/89**



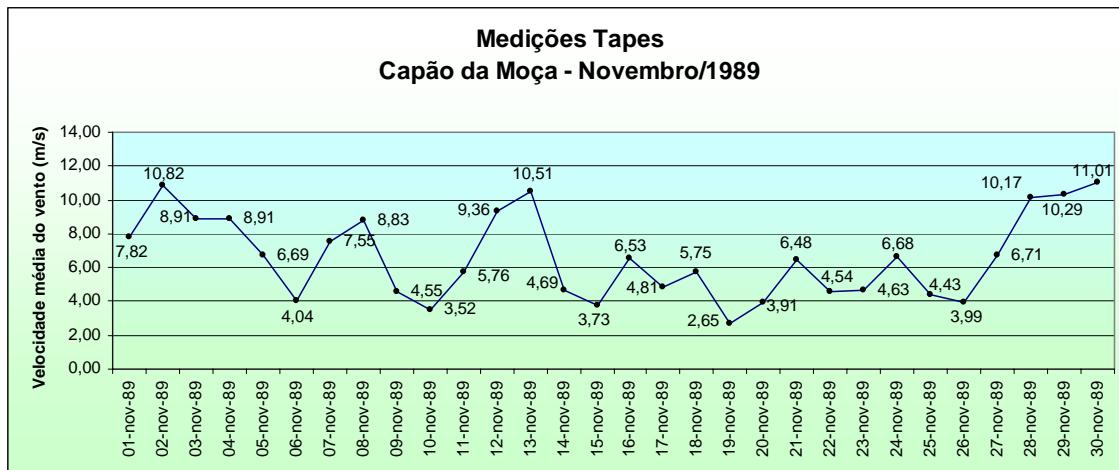
**Setembro/89**



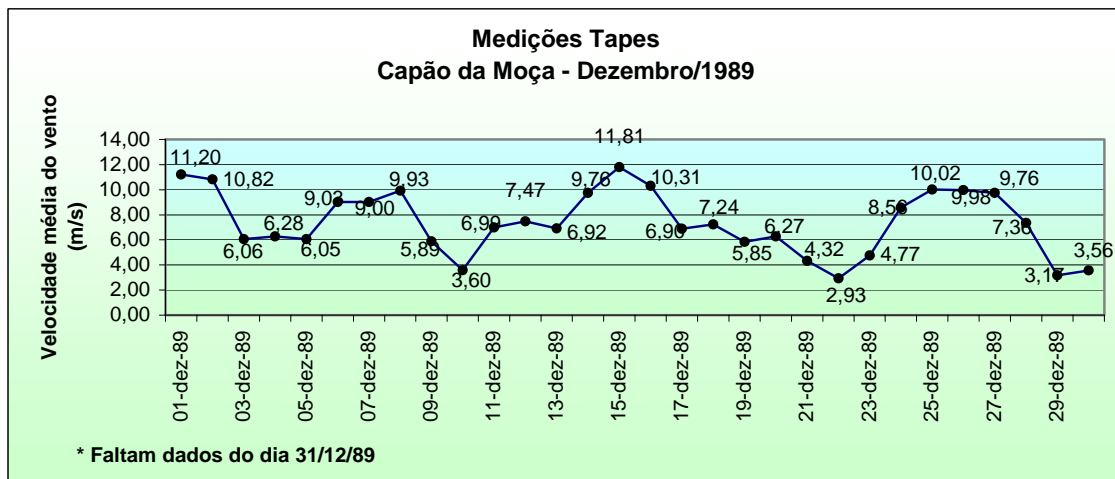
**Outubro/89**



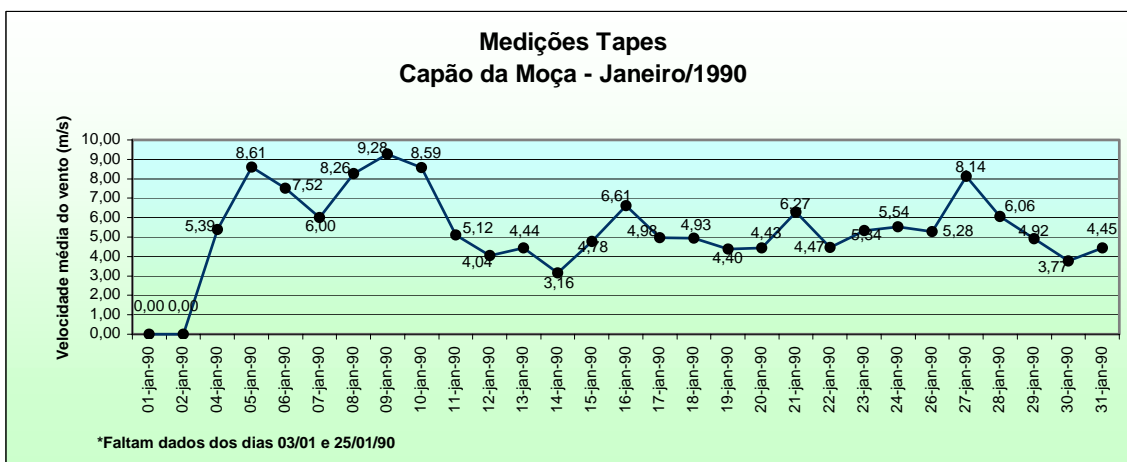
**Novembro/89**



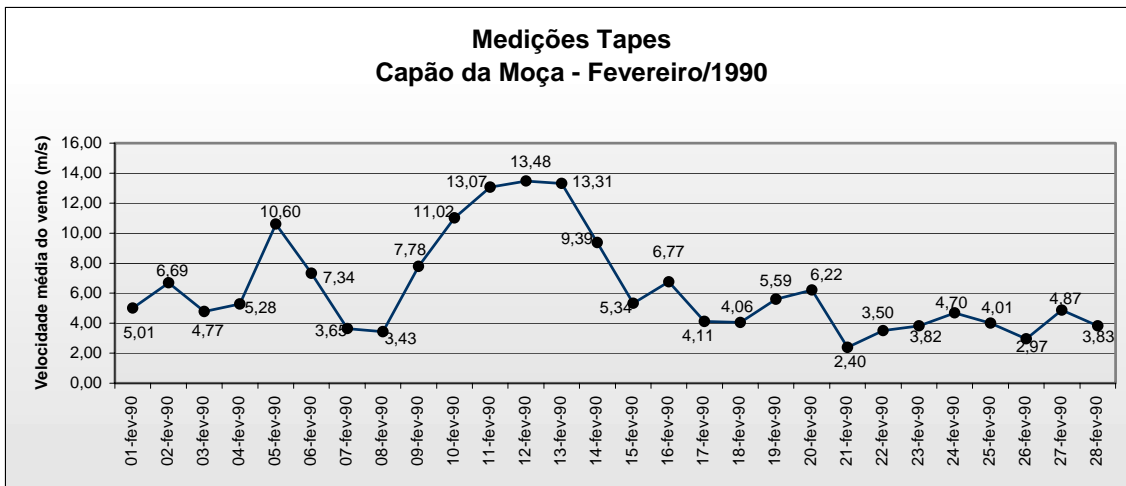
**Dezembro/89**



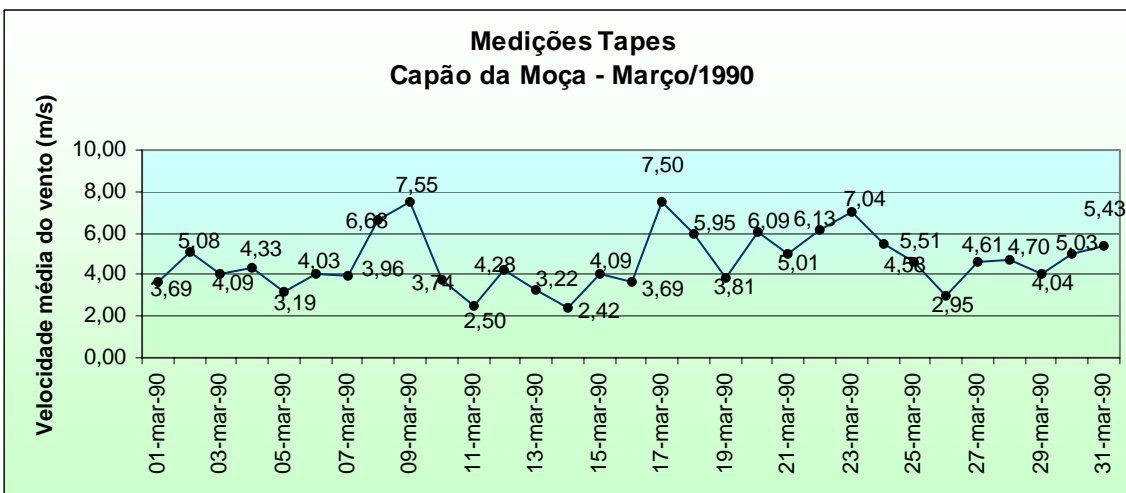
**Janeiro/90**



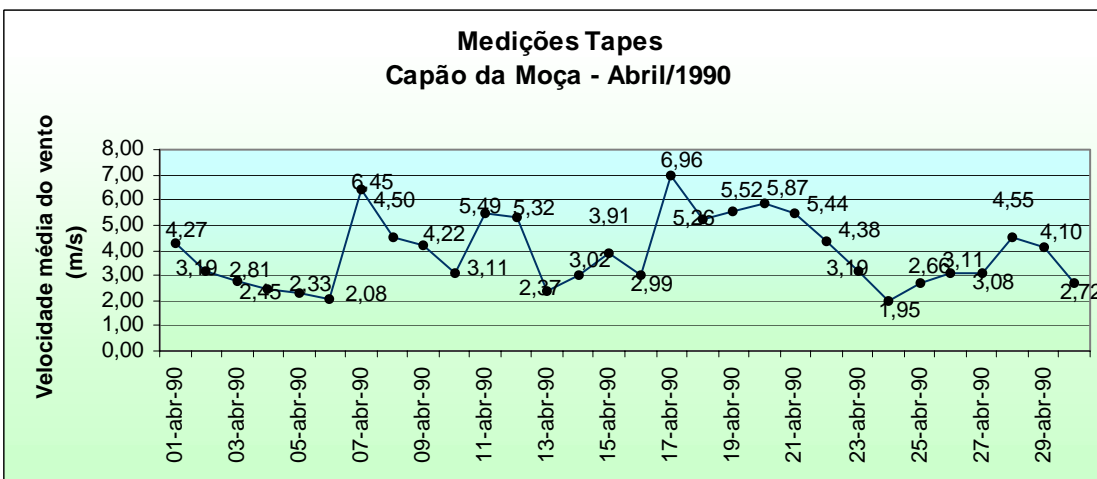
**Fevereiro/90**



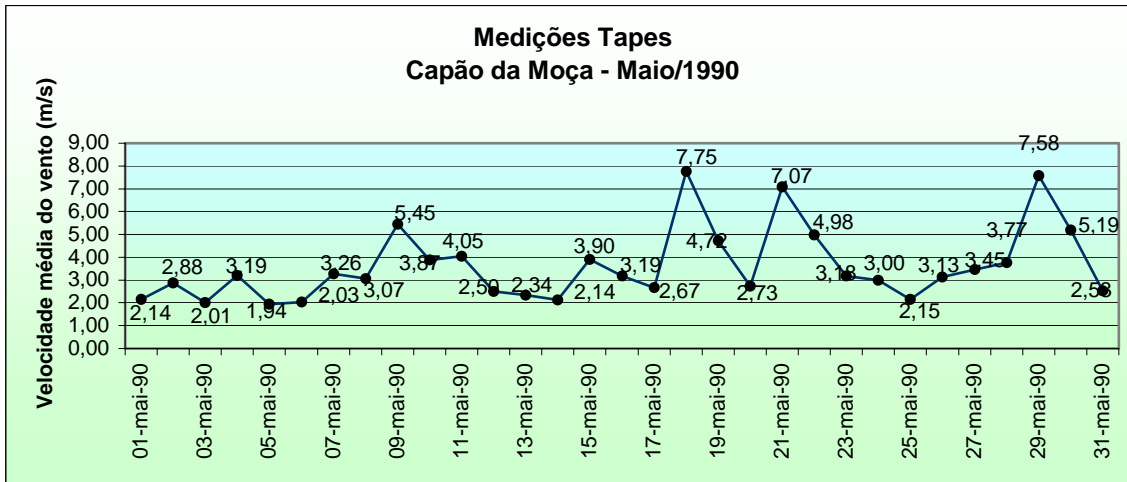
**Março/90**



**Abril/90**



## Maio/90



## ANEXO H – HISTOGRAMA DA ROSA DOS VENTOS MENSAIS DE TAPES

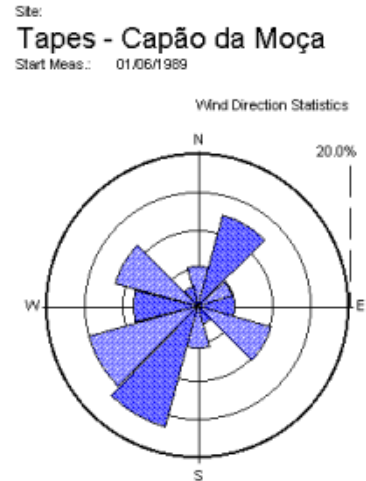
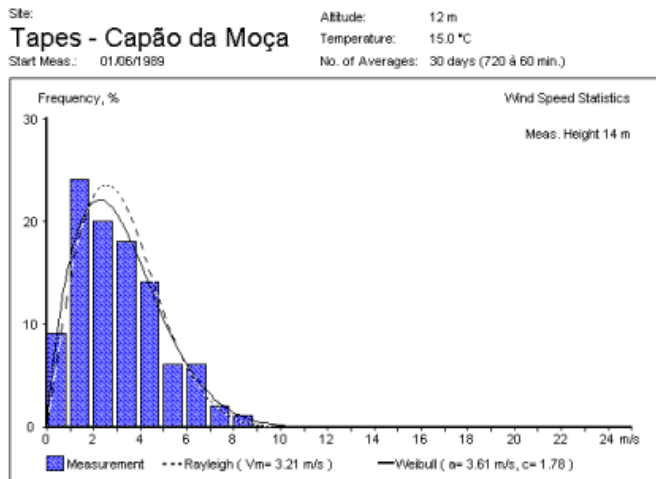


Figura 036: Histograma e Rosa dos Ventos Jun/89 – Tapes

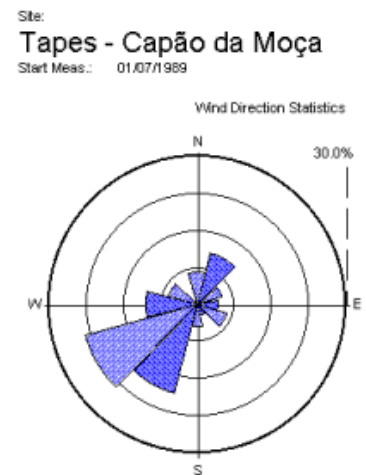
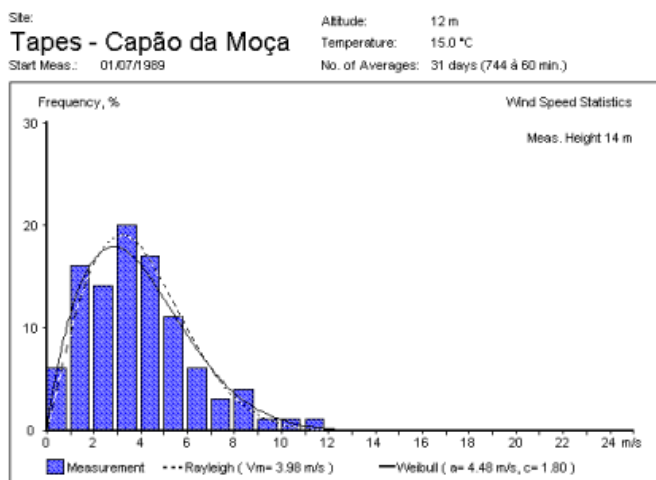


Figura 037: Histograma e Rosa dos Ventos Jul/89 – Tapes



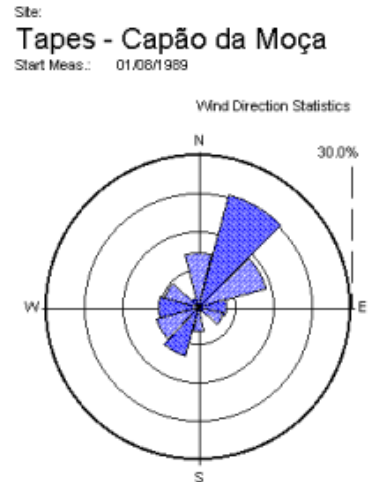
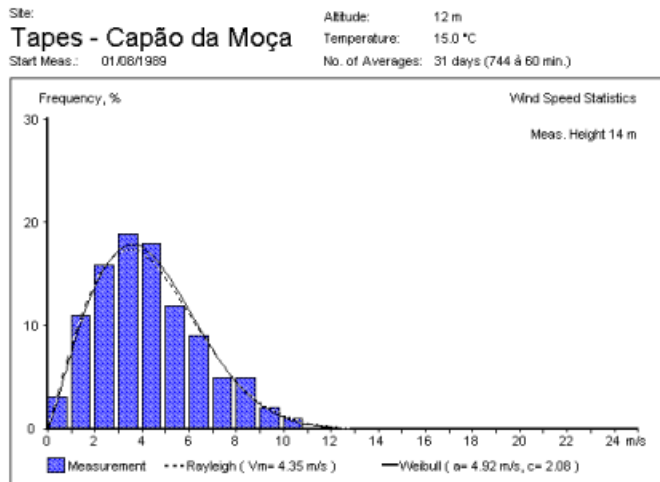


Figura 038: Histograma e Rosa dos Ventos Ago/89 – Tapes

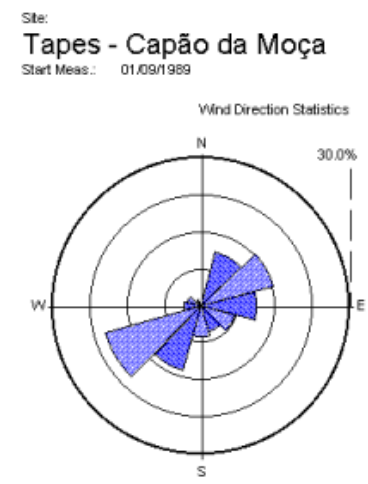
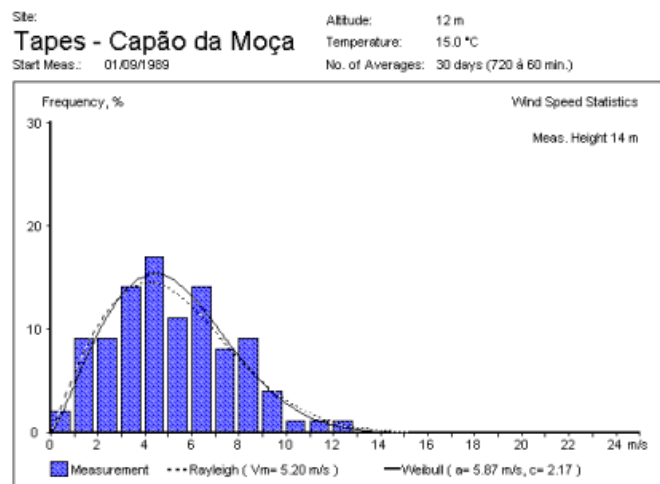


Figura 039: Histograma e Rosa dos Ventos Set/89 – Tapes

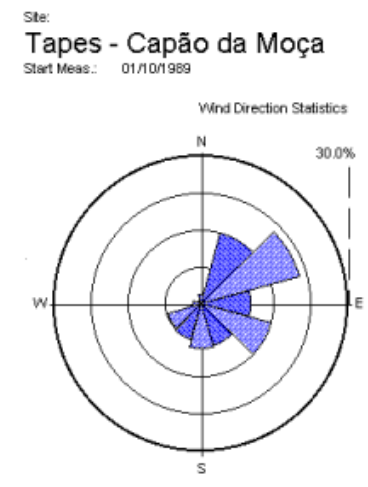
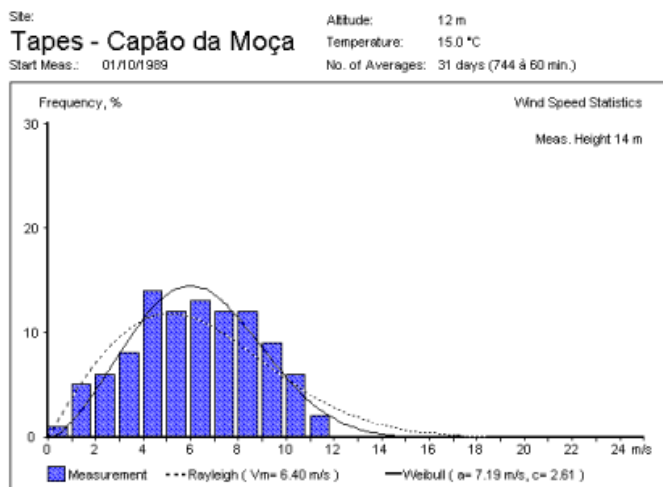


Figura 040: Histograma e Rosa dos Ventos Out/89 – Tapes

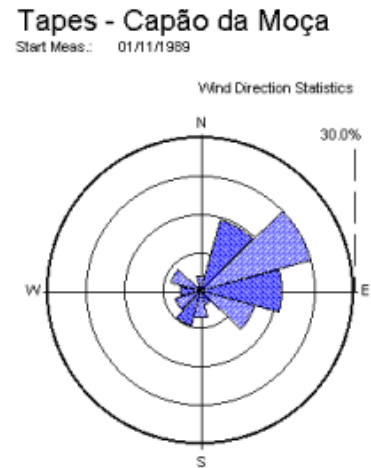
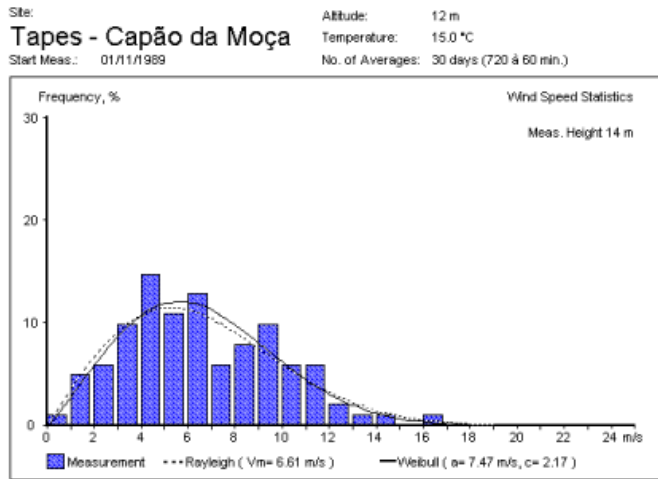


Figura 041: Histograma e Rosa dos Ventos Nov/89– Tapes

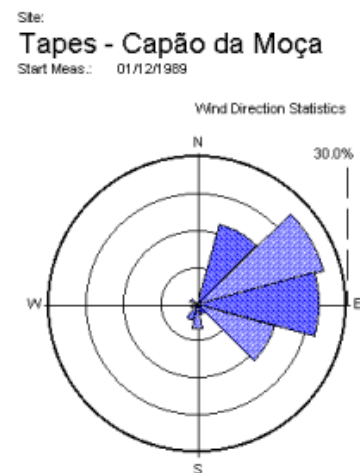
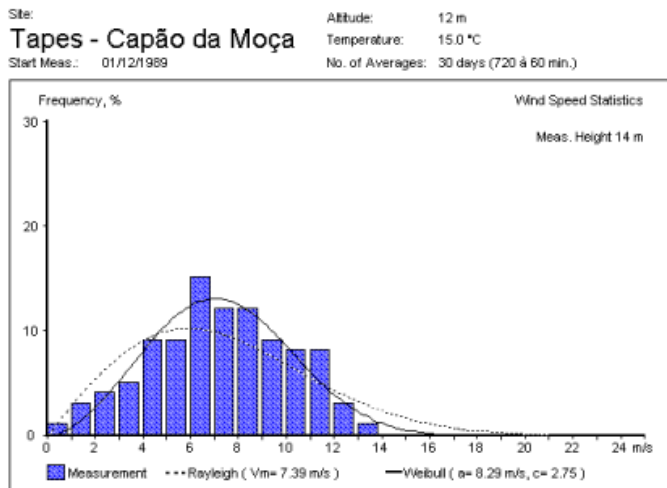


Figura 042: Histograma e Rosa dos Ventos Dez/89 – Tapes

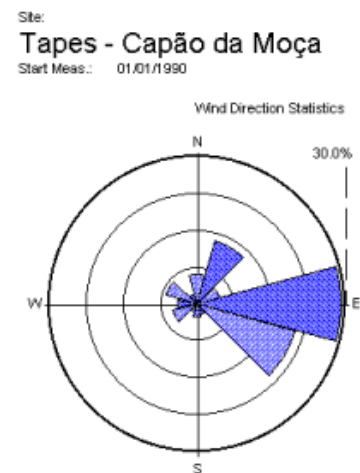
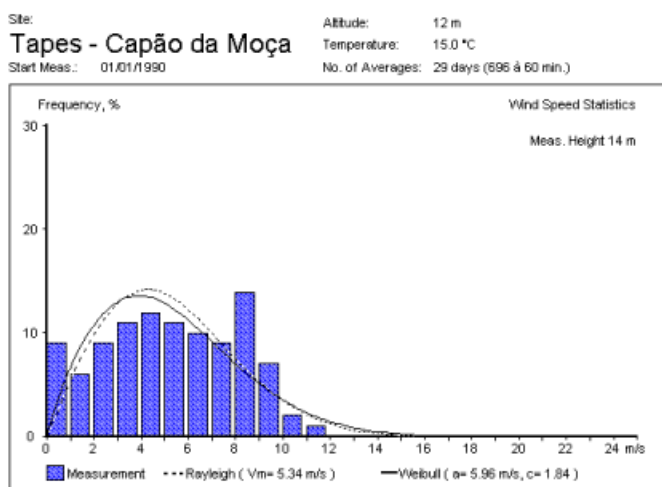


Figura 043: Histograma e Rosa dos Ventos Jan/90– Tapes

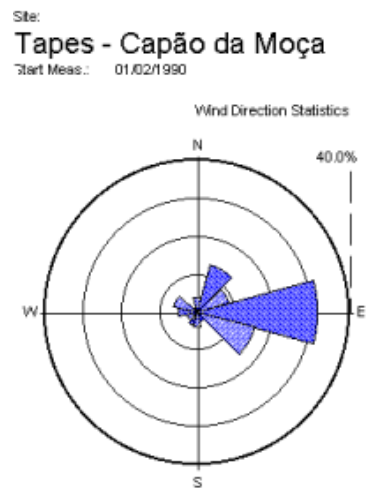
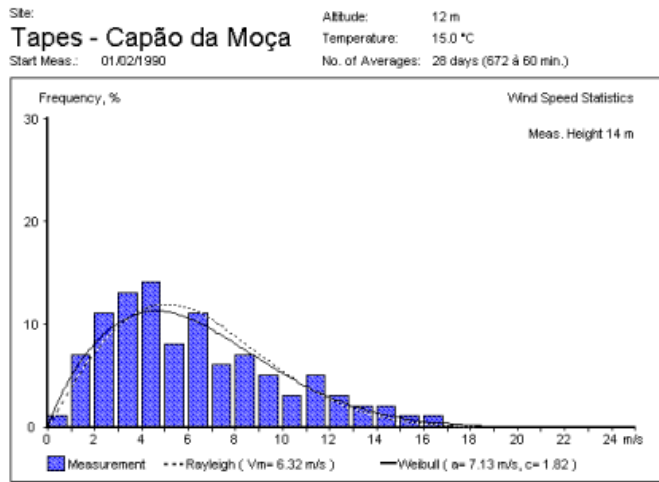


Figura 044: Histograma e Rosa dos Ventos Fev/90 – Tapes

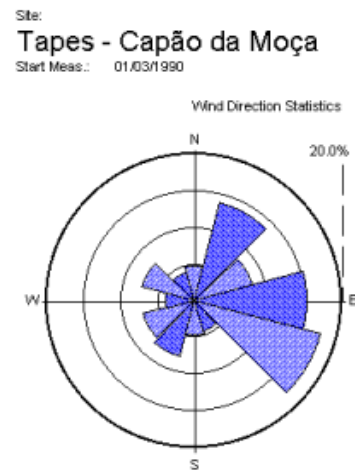
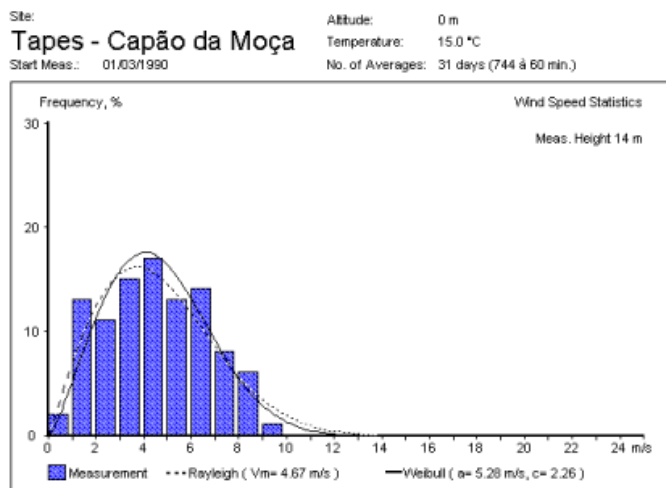


Figura 045: Histograma e Rosa dos Ventos Mar/90 – Tapes

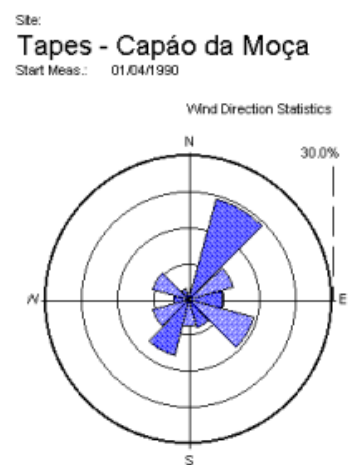
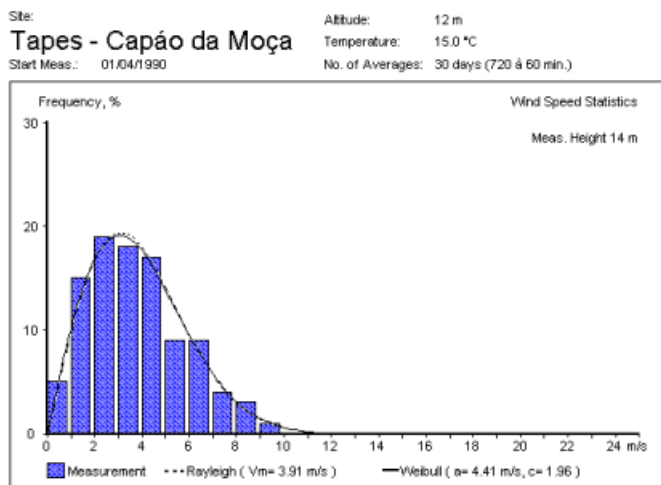


Figura 046: Histograma e Rosa dos Ventos Abr/90 – Tapes

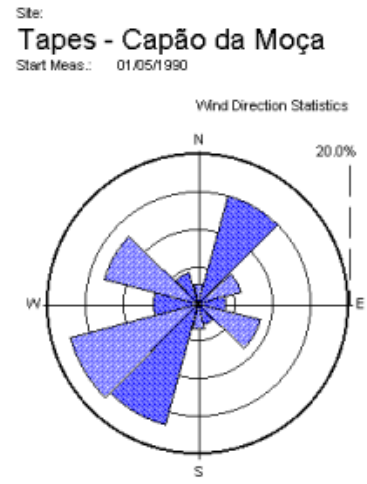
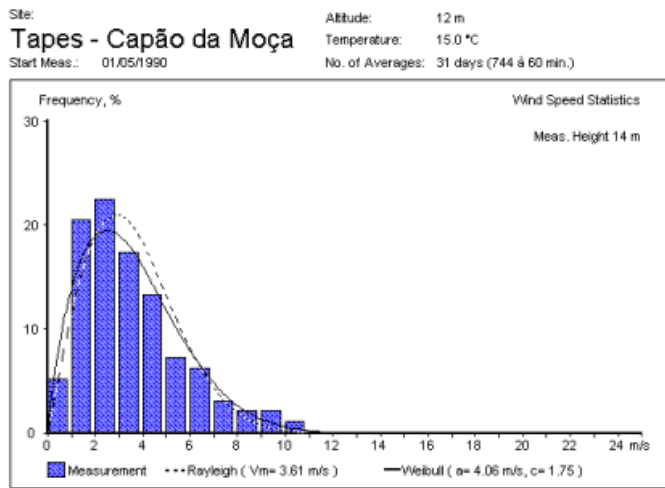


Figura 047: Histograma e Rosa dos Ventos Mai/90 – Tapes