



## AVALIAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO DA REGIÃO COSTEIRA DO EXTREMO SUL DO RIO GRANDE DO SUL

### **Cláudio Rodrigues Olinto**

Fundação Universidade Federal do Rio Grande, Av. Itália, km 8, Rio Grande, RS, e-mail:  
[dfscro@furg.br](mailto:dfscro@furg.br)

### **Waldir Terra Pinto**

Fundação Universidade Federal do Rio Grande, Av. Itália, km 8, Rio Grande, RS

### **Maurice Boulos Halal**

Fundação Universidade Federal do Rio Grande, Av. Itália, km 8, Rio Grande, RS

**Resumo:** Grande parte da energia utilizada hoje pelo homem provém de combustíveis fósseis, como petróleo, gás natural e carvão. Além de serem recursos não renováveis, causam sérios danos ao meio ambiente. A energia obtida a partir do vento é uma importante alternativa pois é renovável e não poluente. Contudo, a fim de torná-la economicamente competitiva, a tecnologia eólica ainda necessita de considerável trabalho de pesquisa a fim de reduzir os seus custos e identificar locais com ótimos potenciais para instalação de usinas. Este trabalho apresenta um estudo sobre o recurso eólico na região litorânea próxima a barra do Rio Grande, RS, em terra e sobre o mar. Aos dados de velocidade e direção do vento obtidos durante dois anos (agosto/1998 a julho/2000) é aplicado um método de transposição de velocidades do vento para obter-se o potencial eólico sobre o oceano e sobre a linha de costa, na praia do Cassino. As funções de distribuição de probabilidade de ocorrência dos ventos obtidas, são combinadas com curvas de potência de turbinas comerciais de diferentes tamanhos para determinar a quantidade de energia que pode ser gerada. Os resultados indicam a existência de um potencial eólico promissor a ser explorado para geração de energia elétrica.

**Palavras-chave:** energia eólica, potencial eólico

## 1. INTRODUÇÃO

O crescimento populacional aliado ao desenvolvimento tecnológico certamente irão causar o aumento da demanda energética no mundo nos próximos anos. Com a atual matriz de consumo, não será possível atender esse crescimento sem ameaçar as fontes energéticas disponíveis e agravar os atuais problemas ambientais. Este quadro é agravado pelo fato de a crescente demanda energética estar sendo suprida essencialmente por fontes de energia não renováveis, como gás natural, petróleo e carvão. Apesar das recentes descobertas de petróleo e gás, a humanidade já se conscientizou da necessidade de se buscar alternativas a esses combustíveis que sejam renováveis e não poluidoras.

Nesse contexto, a energia eólica desponta como uma alternativa bastante promissora, pois trata-se de uma fonte renovável e de baixo impacto ambiental. Entretanto, estudos ainda devem ser realizados para melhorar o rendimento e a vida útil dos equipamentos empregados, como forma de viabilizar o seu aproveitamento comercial tornando-a competitiva com as demais fontes hoje empregadas.

Por outro lado, o aproveitamento econômico da energia eólica só é possível onde esse recurso é disponível em abundância. Para identificar esses locais é necessário dispor de dados que

caracterizem o vento e uma metodologia adequada para tratá-los, a fim de garantir o retorno econômico do investimento.

As principais vantagens do uso de usinas eólicas para a geração de energia elétrica são:

- o tempo requerido para aprovar e construir projetos de geração eólica é muito mais curto, se comparado as tradicionais usinas térmicas e hidrelétricas, de modo que permite uma maior facilidade para acompanhar o crescimento da demanda;
- usinas eólicas não emitem resíduos na atmosfera, afetam minimamente o ecossistema ao seu redor, não produzem resíduos tóxicos ou radiativos e ainda permitem a combinação da produção de eletricidade com outras atividades econômicas, como criação de gado, agricultura, aquacultura e outras;
- não exigem água para sua operação, permitindo a instalação em regiões áridas ou semi-áridas;
- não queimam combustíveis fósseis, não ficando à mercê da flutuação do preço dos combustíveis no mercado, permitindo uma melhor previsibilidade de seus custos de operação;
- o tamanho médio de usinas eólicas é de pequeno porte, se comparado com as usinas tradicionais, permitindo uma melhor distribuição das fontes de geração pelo território nacional e uma maior rapidez para construção e reconstrução, o que pode ser encarado como uma estratégia de segurança nacional.

O potencial eólico disponível sobre os mares e oceanos é uma alternativa mais recente e que tem despertado um interesse muito grande de diversos países, que já iniciaram estudos visando o seu aproveitamento. Esses estudos tem demonstrado um emprego bastante promissor, oferecendo importantes vantagens como:

- velocidades médias do vento mais altas;
- velocidades mais estáveis, reduzindo a carga dinâmica de fadiga e aumentando a vida útil dos equipamentos
- perfil de distribuição de velocidades com a altura mais suave, permitindo o uso de torres mais baixas;
- eliminação de problemas ambientais como poluição visual e acústica.

Vários protótipos de usinas sobre o mar encontram-se hoje instalados, principalmente nos países do norte Europeu, com o objetivo de estudar a viabilidade técnica e econômica desses empreendimentos e que irão determinar as melhores características para fundações, turbinas, geradores, redes de distribuição e sistemas de controle.

No Brasil, vários trabalhos já foram realizados apontando para a existência de locais com bom potencial eólico, especialmente nas costas do nordeste e do sul, justificando a realização de pesquisa que os identifique e determine a capacidade de geração de energia elétrica.

Neste trabalho são analisados dados de velocidade e direção do vento medidos na região próxima da Barra do Rio Grande, RS, com a finalidade de caracterizar o seu potencial eólico e avaliar a viabilidade de aproveitamento para geração de energia elétrica. Através de um método para a transposição dos dados de vento, o potencial eólico também é avaliado para uma linha ao longo da costa da praia do Cassino e para uma região de rugosidade de terreno equivalente à superfície do mar.

## **2. CARACTERIZAÇÃO DOS DADOS**

Os dados de vento analisados neste trabalho são oriundos da Estação Meteorológica dos Práticos da Barra, localizada na margem oeste do canal de acesso ao Porto do Rio Grande, na entrada do estuário da Lagoa dos Patos, cujas coordenadas geográficas são: latitude 32°08'218" Sul e longitude 52°06'235" Oeste. O equipamento utilizado para a sua obtenção faz parte de uma estação meteorológica modelo Weather Monitor II fabricado pela Davis Instrument, instalada no começo de 1998, com início das leituras a partir de janeiro daquele ano. Os sensores responsáveis pelas leituras de velocidade e direção do vento são, respectivamente, um anemômetro de três

conchas com resolução de 0,1 m/s, escala de 0,9 a 78 m/s e incerteza de medição de 5% e um sensor de direção do tipo leme direcional com resolução de 1°, escala de 0° até 360° com 16 divisões em direções (22,5°) e incerteza de 7°. O intervalo de leituras é de 1 minuto, sendo registrados a cada hora a média das velocidades, a velocidade máxima (rajada) e a média das direções. Foram utilizados os dados registrados durante o período de julho de 1998 até junho de 2000. A Figura 1 apresenta os valores das velocidades médias mensais durante o período de aquisição.

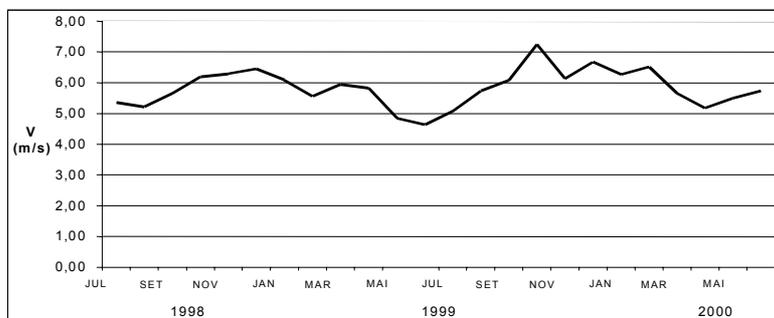


Figura 1. Variação da velocidade média do vento

### 3. MÉTODO PARA A TRANSPOSIÇÃO DOS DADOS E CÁLCULO DE POTENCIAL

A maioria das estações de medição de ventos está localizada no continente onde, em geral, os dados medidos são influenciados pela presença de obstáculos que determinam a rugosidade da área de coleta de dados. Portanto, para que seja possível a transposição de dados no sentido de avaliar o potencial eólico em outra região é necessário que se retire a influência dessa rugosidade e adicione-se a influência da rugosidade da região em que se está avaliando o potencial eólico. O método de correção de velocidades utilizado nesse trabalho baseia-se no trabalho de Wieringa (1976) que propõe a avaliação da influência da rugosidade sobre a medição de dados em anemômetros com base na diferença entre os valores médio e máximo da velocidade do vento, obtidos para um determinado período.

A escolha desse método se deve aos bons resultados obtidos por Lopes (2000) e Olinto (2001) na avaliação do potencial eólico para o município do Rio Grande e pelo fato do método estimar o valor corrigido das velocidades a partir de dados obtidos pela própria estação. Isto é, não existe a necessidade de uma estação de referência.

O método de Wieringa considera que a velocidade do vento apresenta um perfil logarítmico e obtém a influência da rugosidade a partir do fato de que a velocidade máxima é menos influenciada pela presença de obstáculos do que a velocidade média do vento, ou seja, quanto maior for a diferença entre a velocidade de rajada e a velocidade média medidas num intervalo de tempo, maior será a influência do obstáculo. A região de estudos é dividida em setores que definem as direções para as quais os dados de velocidade do vento foram obtidos. Para cada um desses setores é calculado um coeficiente de correção.

De acordo com a adoção de um perfil logarítmico, a velocidade do vento é dada por:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\left[ \ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right) \right]}{\left[ \ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right) \right]} \quad (1)$$

onde:

$V_2$  = velocidade do vento à altura  $z_2$

$V_1$  = velocidade do vento à altura  $z_1$

$z_2$  = altura de um ponto 2 (altura de referência)

$z_1$  = altura do ponto 1

$z_0$  = comprimento de rugosidade, definido como a distância acima do solo para a qual a velocidade do vento é teoricamente nula.

É evidente que haverá uma altura para a qual a presença de obstáculos não influi na velocidade do vento. Também é razoável admitir-se que a altura de não-influência é uma função da altura dos obstáculos. Wieringa (1976) considera que a altura de não influência é de 60 metros para elementos causadores de rugosidade de altura máxima entre 20 e 30 metros.

Com base nessas hipóteses e, considerando a altura de não influência, a velocidade corrigida é dada por:

$$V_s = V_r \frac{\ln\left(\frac{z_b}{z_{or}}\right) \ln\left(\frac{z_s}{z_{os}}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_{or}}\right) \ln\left(\frac{z_b}{z_{os}}\right)} \quad (2)$$

onde:

$V_s$  é a velocidade procurada;

$V_r$  é a velocidade conhecida;

$z_b$  é a altura de não influência (= 60 m);

$z_r$  é a altura da medição

$z_s$  é a altura para a velocidade procurada;

$z_{or}$  é o comprimento de rugosidade na estação medida;

$z_{os}$  é o comprimento de rugosidade para a velocidade procurada.

Definindo o fator de rajada,  $G$ , como a relação entre o valor máximo e o valor médio da velocidade medida num intervalo, Wieringa (1976) demonstra que para um intervalo de medição de 10 minutos, a mediana dos fatores de rajada,  $\langle G \rangle$ , registrados durante ventos fortes, pode ser dada por:

$$\langle G \rangle = 1 + \left[ 1,42 + 0,30 \ln\left(\frac{1000}{U_t} - 4\right) \right] / \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3)$$

O termo entre colchetes é a excentricidade da distribuição, quando considerada como Gaussiana<sup>1</sup> e denominada  $E$ , assim:

$$E = 1,42 + 0,30 \ln\left(\frac{1000}{U_t} - 4\right) \quad (4)$$

onde  $U_t$  é o comprimento de onda da rajada registrada no período de aquisição. É um valor que depende basicamente da capacidade de resposta do anemômetro para registrar a rajada. Para Wieringa, um valor típico que pode ser considerado para a maioria dos instrumentos de medição de vento é  $U_t = 100$  m.

Para períodos de aquisição de uma hora, o fator de rajada é empiricamente relacionado com aquele da Eq. (3) pela seguinte relação:

$$\langle G_h \rangle = f_T \langle G \rangle \quad (5)$$

Onde, de acordo com Wieringa (1976) é adotado o valor de 1,1 para  $f_T$ .

Combinando as Eq. (2) e (3), obtém-se uma expressão para os fatores de correção por setor:

$$\frac{V_s}{V_r} = F(\theta) = \left[ \frac{(\langle G(\theta) \rangle - f_T) \ln\left(\frac{z_b}{z_r}\right)}{f_T E} + 1 \right] \frac{\ln\left(\frac{z_s}{z_{os}}\right)}{\ln\left(\frac{z_b}{z_{os}}\right)} \quad (6)$$

<sup>1</sup> Hipótese válida para ventos fortes. Conforme Wieringa (1976), para ventos maiores de 6 m/s.

onde  $\langle G(\theta) \rangle$  é a mediana dos fatores de rajada por setor selecionado.

Para expressar o resultado da avaliação do potencial eólico de uma região é conveniente o emprego de expressões analíticas que caracterizem o comportamento do vento. Adota-se para isso, a expressão da distribuição de probabilidade calculada a partir dos dados medidos diretamente no local em estudo. O emprego dessa técnica oferece uma ferramenta consistente para realizar extrapolações em relação aos dados originais e permitir comparações de diversos locais. O modelo de distribuição de probabilidades de Weibull vem sendo utilizado na caracterização de potencial eólico para diversas regiões com excelentes resultados. Hennessey (1977), Justus et al. (1978), Koepl (1982), Silva (1999), Lopes (2000) e Olinto (2001), entre outros, já demonstraram a adequabilidade deste modelo para caracterizar a distribuição de velocidades de vento. O modelo é descrito através dos parâmetros de escala ( $c$ ) e de forma ( $k$ ), obtidos diretamente dos dados, conforme a expressão:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (7)$$

Finalmente o densidade de potência eólico pode ser obtida por:

$$P = \frac{1}{2} \rho E(V^3) \quad (8)$$

onde:

$\rho$  é a massa específica para o ar, adotado o valor padrão de  $1,22 \text{ kg/m}^3$  e

$E(V^3)$  é o terceiro momento da função de probabilidade  $f(V)$ , calculada a partir do modelo de Weibull.

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Potencial Eólico Calculado Diretamente dos Dados

Aplicando-se o modelo de distribuição de Weibull diretamente ao conjunto de dados originais, obtém-se os resultados apresentados na Tab.1.

Tabela 1. Resultados obtidos diretamente dos dados

mês	$V_{\text{média}}$ (m/s)	desv.pad.	$k$ (forma)	$c$ (escala) (m/s)	$E(V^3)$ Weibull
janeiro	6,18	2,47	2,71	6,95	352,51
fevereiro	6,04	2,59	2,51	6,81	347,07
março	5,82	2,42	2,60	6,55	302,12
abril	5,50	2,97	1,95	6,20	325,29
maio	5,18	3,11	1,74	5,81	307,57
junho	5,19	2,73	2,01	5,86	266,07
julho	5,22	2,97	1,84	5,88	296,45
agosto	5,47	2,89	2,00	6,17	312,09
setembro	5,87	2,68	2,35	6,62	333,81
outubro	6,72	2,69	2,70	7,56	454,63
novembro	6,22	3,06	2,16	7,02	426,25
dezembro	6,57	2,84	2,48	7,40	448,82
médias	5,83				347,72

## 4.2 Potencial Eólico Sobre o Mar

Para avaliar o potencial eólico sobre o mar, em uma região longe da costa o suficiente para que não haja influência dos elementos rugosos do continente, é utilizado o método de Wieringa, descrito na seção 3, sobre o conjunto de dados.

Aplicando-se as Eq. (4) e (6) para as características do local onde foram obtidos os dados em análise e, considerando que o comprimento de rugosidade para superfícies sobre o mar é da ordem de  $10^{-4}$  m (Mortensen, 1993), pode-se calcular a expressão para os fatores de correção que são empregados nas 16 direções azimutais obtidas para o vento:

$$\begin{aligned} z_b &= 60 \text{ m} & z_s &= 20 \text{ m} \\ z_{os} &= 10^{-4} \text{ m} & z_r &= 20 \text{ m} \\ f_T &= 1,1 & U_t &= 100 \text{ m} \\ \text{Assim,} & & & \\ E &= 1,96 \end{aligned}$$

$$F(\theta) = 0,4675 \langle G(\theta) \rangle + 0,4032 \quad (9)$$

Para o cálculo dos coeficientes de correção por setor, foi montado um arquivo em uma planilha eletrônica contendo todos os dados em análise separados por direção. Foram calculados os fatores de rajadas dos intervalos de uma hora com velocidade média superior a 6 m/s para cada direção e calculada a sua mediana (3ª linha da Tab. 2). A última linha da Tab. 2 apresenta os valores dos fatores de correção calculados para cada setor através da Eq. (9).

Tabela 2 – Fatores de correção pelo método de Wieringa

DIREÇÃO	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSO	SO	OSO	O	ONO	NO	NNO
<b>graus</b>	0	22,5	45	67,5	90	112,5	135	157,5	180	202,5	225	247,5	270	292,5	315	337,5
$\langle G(\theta) \rangle$	1,28	1,29	1,33	1,29	1,29	1,27	1,32	1,29	1,47	1,58	1,55	1,53	1,53	1,57	1,69	2,04
<b>F(θ)</b>	1,00	1,01	1,03	1,00	1,00	1,00	1,02	1,01	1,09	1,14	1,13	1,12	1,12	1,13	1,19	1,36

Aplicando-se os fatores de correção da Tab.(2) ao conjunto original de dados e, aplicando-se novamente o modelo de distribuição de probabilidades de Weibull, obtém-se a característica do vento em uma região com comprimento de rugosidade equivalente ao da superfície do mar, conforme Tab.(3).

Tabela 3 - Resultados obtidos após aplicação dos fatores de correção

mês	$V_{média}$ (m/s)	desv.pad.	k	c (m/s)	$E(V^3)$ Weibull
janeiro	6,31	2,49	2,74	7,09	372,00
fevereiro	6,18	2,69	2,47	6,97	376,34
março	5,98	2,45	2,64	6,73	325,28
abril	5,75	3,08	1,97	6,48	368,00
maio	5,56	3,35	1,73	6,24	381,33
junho	5,45	2,92	1,97	6,15	313,67
julho	5,50	3,09	1,87	6,19	340,01
agosto	5,75	2,99	2,03	6,49	357,68
setembro	6,14	2,74	2,40	6,93	376,46
outubro	6,93	2,85	2,62	7,81	508,63
novembro	6,39	3,10	2,19	7,22	457,00
dezembro	6,81	2,98	2,46	7,68	505,13
médias	6,06				390,13

### 4.3 Potencial Eólico Sobre a Linha de Praia

Uma importante alternativa para a instalação de turbinas eólicas na região em estudo é ao longo da linha de costa. A seguir, é apresentada uma transposição dos dados calculados sobre o mar, válida para a zona compreendida ao sul do Balneário Cassino do ponto onde acaba a zona urbana (cerca de 5 km do centro) e estendendo-se por 30 km ao Sul. Essa região foi escolhida pois não há grande variação na orientação da linha de costa (em torno de 40° em relação ao Norte) nem do relevo presente, permitindo o uso de um único conjunto de comprimento de rugosidades. A transposição é feita utilizando o método de Wieringa. Para isso são calculados fatores de correção que devem ser aplicados ao conjunto completo dos dados de direção e velocidade para todo o ano.

A Fig.(2) apresenta um estudo para a adoção dos comprimentos de rugosidade, onde a linha grossa representa a linha de costa. Considerando que não há variação no relevo de terra na região em estudo, são adotados apenas dois comprimentos de rugosidade, um para os setores de 3 a 10, igual a 0,0001 m (mar) e outro para os setores de 11 a 16, 1 e 2, igual a 0,05 (terreno para cultivo com aparência de aberto), conforme Mortensen (1993).

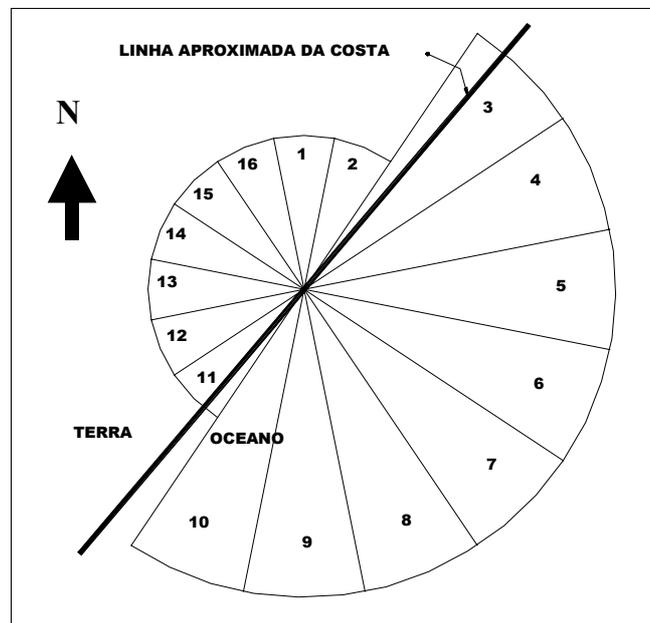


Figura 2. Setores para cálculo do potencial eólico sobre a costa

Aplicando-se a Eq.(6) para os seguintes valores:

$$z_b = 60 \text{ m}$$

$$z_s = 20 \text{ m}$$

$$z_r = 20 \text{ m}$$

$$z_{or} = 0,0001 \text{ m}$$

$$z_{os} = 0,05 \text{ m ou } 0,0001 \text{ m, conforme o caso}$$

Encontra-se os valores de fatores de correção de:

$$F_{log}(\theta) = 1,00 \text{ para os setores de 3 a 10 e}$$

$$F_{log}(\theta) = 0,92 \text{ para os setores de 11 a 16, 1 e 2.}$$

Os ventos oriundos dos setores 3 a 10, não são afetados pela rugosidade do terreno, pois está sendo considerado que a região em estudo acompanha a linha de costa, assim, é bastante coerente

que o fator de correção seja igual a unidade. Para os demais setores, os ventos sofrem influência das rugosidades, assim devem ser corrigidos pelo fator encontrado.

Aplicando-se os fatores de correção ao conjunto de dados e calculando-se os valores que caracterizam o potencial eólico disponível, obtém-se a Tab.(4).

Tabela 4 – Resultados para o potencial sobre a costa

Mês	Vmédia (m/s)	desv.pad. (m/s)	k	c (m/s)	$E(V^3)$ Weibull
Janeiro	6,24	2,50	2,70	7,02	363,61
Fevereiro	6,10	2,67	2,45	6,87	362,61
Março	5,88	2,44	2,60	6,62	312,33
Abril	5,54	3,01	1,94	6,25	334,30
Mai	5,31	3,21	1,72	5,95	334,15
Junho	5,15	2,75	1,98	5,81	263,50
Julho	5,25	2,96	1,86	5,91	296,59
Agosto	5,53	2,87	2,04	6,24	315,81
Setembro	5,81	2,85	2,17	6,56	346,57
Outubro	6,85	2,85	2,60	7,71	493,44
Novembro	6,29	3,09	2,16	7,10	441,13
Dezembro	6,66	2,94	2,43	7,51	476,21
Médias	5,88				361,69

#### 4.4 Avaliação dos Potenciais Calculados

Aplicando-se os valores de  $E(V^3)$  calculados nas três diferentes situações na Eq. (8), obtém-se o valor da potência média anual disponível no vento por metro quadrado. A Tab.(5) mostra esses valores:

Tabela 5. Potencial eólico calculado

<b>diretamente dos dados</b>	212 W/m <sup>2</sup>
<b>sobre a linha de costa</b>	221 W/m <sup>2</sup>
<b>sobre o mar</b>	238 W/m <sup>2</sup>

Contudo, a melhor avaliação é feita, combinando-se as curvas de distribuição de velocidades do vento característica da região em estudo, com a curva de potência da turbina escolhida para ser instalada. Com isso, é possível determinar a quantidade de energia possível de ser gerada ao longo do ano (total ou distribuída) e o fator de capacidade, que relaciona a potência efetivamente produzida em função da distribuição de velocidades do vento com a potência total calculada como se a turbina produzisse a sua potência nominal ao longo de todo o ano.

Neste trabalho são selecionadas quatro turbinas de importantes fabricantes, com diferentes potências para avaliar sua adaptabilidade ao potencial característico da região. Na Tab.(6) são mostradas as principais características das turbinas escolhidas e na Fig.(3) as curvas de potência das referidas turbinas obtida de catálogos de seus fabricantes.

Tabela 6 – Principais características das turbinas empregadas

fabricante	Modelo	potência nom. (kW)	diâmetro rotor (m)	altura do cubo (m)	veloc. nominal (m/s)
NORDEX	N80/80	2.500	80	80	14
NEG MICON	NM 1500/64	1.500	64	68	16
NEG MICON	NM 600/48	600	48	51	15
ENERCON	E30	200	30	36	12

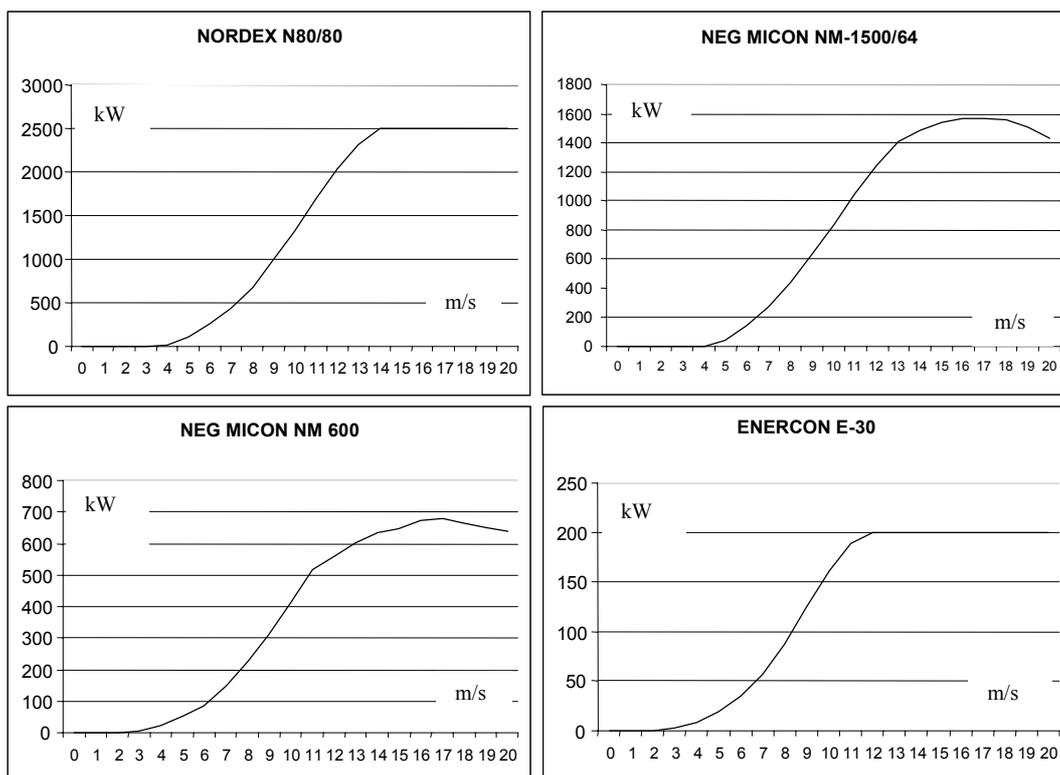


Figura 3– Curvas de potência das turbinas

As curvas de distribuição de probabilidade de Weibull (Eq. 7) descritas nas Tab. (3) e (4), são combinadas com as curvas de potência de cada uma das turbinas (Fig.3), obtendo-se os resultados mostrados nas Tab.7 e 8. Neste trabalho não é avaliado o potencial eólico obtido diretamente dos dados (Tab.1), pois a estação de medição está localizada em um local que não permite a instalação de turbinas eólicas.

Tabela 7 – Resultados com potencial sobre o mar

	<b>N80</b>	<b>NM1500</b>	<b>NM600</b>	<b>E30</b>
<b>total ano(kWh)</b>	5.146.246,67	3.073.038,64	1.477.167,90	523.606,00
<b>fator de capacidade (%)</b>	23,50	23,39	28,10	29,89

Tabela 8 – Resultados com potencial para a linha de costa

	<b>N80</b>	<b>NM1500</b>	<b>NM600</b>	<b>E30</b>
<b>total ano (kWh)</b>	4.814.612,09	2.869.544,95	1.388.330,56	492.905,29
<b>fator de capacidade (%)</b>	21,98	21,84	26,41	28,13

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho aplicou uma metodologia para correção de velocidades do vento que considera os diferentes comprimentos de rugosidade do terreno ao redor da estação de medição para estimar as distribuições de velocidade do vento em regiões com outras composições de terreno. Também estimou o potencial eólico em pontos da região costeira do extremo sul do Rio Grande do Sul, diretamente dos dados medidos, na linha de costa e sobre o mar.

Os resultados mostraram que o potencial eólico estimado para o mar é cerca de 12% superior ao potencial obtido diretamente dos dados e o potencial sobre a linha de praia é 4% maior. Este resultado aponta para um pequeno aumento do potencial eólico sobre o mar, contudo, pode ser

explicado pelo fato de a estação de origem dos dados estar localizada numa região muito próxima ao mar e com relevo plano, com rugosidades de terreno muito baixas na maioria das direções.

Aplicando-se as curvas de distribuição de probabilidade das velocidades do vento encontradas às curvas de potência de algumas turbinas comerciais encontrou-se valores de fatores de capacidade na faixa de 22% a 30 %, valores estes, que encontram-se na faixa de utilização de grande parte das turbinas eólicas hoje instaladas no mundo, levando-se a concluir que o potencial eólico da região em estudo apresenta uma real possibilidade de aproveitamento.

## 6. AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Associação dos Práticos da Barra do Rio pela cessão dos dados de vento aqui utilizados.

## 7. REFERÊNCIAS

- Hennessey Jr, J. P., 1977, *Some aspects of Wind Power Statistics*. J. Appl. Meteorology, pp.119-128.
- Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A. e Graber, D., 1977, *Methods for estimating wind speed frequency distributions*. Journal of Applied Meteorology, vol 17, pp.350-353.
- Krohn, S., 1999, *Offshore wind energy: Full speed ahead*. Danish Wind Turbine Manufacturers Association, Dinamarca. ([www.windpower.dk](http://www.windpower.dk))
- Lopes, T. M. de F., 2000, *Fatores de correção para a velocidade do vento, parâmetros de Weibull e potência eólica na cidade do Rio Grande*. Dissertação de Mestrado. P.P.G. Engenharia Oceânica, Fundação Universidade Federal do Rio Grande.
- Olinto, C. R., 2001, *Um estudo sobre métodos e técnicas para aproveitamento de energia do vento e uma avaliação de potencial eólico da região costeira do extremo sul do Rio Grande do Sul*. Dissertação de Mestrado. P.P.G. Engenharia Oceânica, Fundação Universidade Federal do Rio Grande.
- Shadu, D. P., 1981, *Estudos sobre energia eólica*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Silva, P. de C., 1999, *Sistema para tratamento, armazenamento e disseminação dos dados de vento*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ.
- Wieringa, J., 1973, *Gust factor over water and built-up country*. Boudary Layer Meteorology, 3, pp. 424-441.
- Wieringa, J., 1976, *An objective exposure correction method for average wind speeds measured at a sheltered location*. Quart. J. R. Met. Soc., 102, pp. 241-253.

## WIND ENERGY SOURCE ON THE COAST REGION OF RIO GRANDE BAR

**Abstract.** *Today, most of energy production comes from non-renewable sources, such as oil, natural gas and coal, which may cause severe damage to the environment. The energy obtained from the wind emerges as an alternative source, since it is renewable and not harmful to the nature. However, wind energy still require a considerable research work to improve efficiency and to reduce costs as well as to identify regions which present higher potential for installation of wind power plant facilities. This work presents an analysis in wind energy source on the coast region of Rio Grande bar (land and ocean). A wind velocity transposition method is applied to the wind direction and velocity data obtained during two years (from August/1998 to July/2000), in order to obtain the wind potential over the ocean as well as on the coast line, on Cassino Beach. The obtained probability ditribution functions of wind occurrence are combined with available commercial wind turbines of different size in order to determine the amount of energy generation. Results sugest that the region presents a good potential to generate power from the wind.*

**Key-words:** *wind energy, wind potential.*