ISSN:1984-2295

Revista Brasileira de Geografia Física

Homepage: www.ufpe.br/rbgfe

Regionalização do Potencial Eólico no Estado do Ceará

José Jackson Amancio Alves[1]

[1]Professor da Universidade Estadual da Paraíba, Curso de Geografia, Centro de Humanidades, Bairro Areia Branca – PB 75 – Km 1 - CEP 58200-000 – Guarabira – Paraíba.

Artigo recebido em 18/02/2011 e aceito em 02/01/2012

R E S U M O

Neste trabalho foram utilizados dados provenientes de redes automáticas (PCDs) espalhadas por todas as Mesorregiões do estado do Ceará, com dados horários e direção dos ventos a 10 m de altura no período de 2003 a 2006. O objetivo da pesquisa foi a determinação da potência média horária da direção predominante do vento. Para tanto, identificou-se a freqüência relativa associada à velocidade média horária do vento na direção predominante, estimaram-se os parâmetros da distribuição Weibull de acordo com o método da máxima verossimilhança. Em função dos resultados apresentados neste trabalho, constatou-se que dentre as estações estudadas aquela que apresentou a menor potência eólica foi Icó (4,32 W/m²), enquanto Amontada (71,09 W/m²) registrou a maior potência eólica. Em relação às mesorregiões as maiores potências registradas foi durante a tríade outubro a novembro (freqüência de 61%). No Norte Cearense as maiores potências foram todas registradas no mês de outubro; enquanto que no Centro-Sul Cearense foi em julho; e as regiões de maior variabilidade foram as Mesorregiões do Noroeste e do Jaguaribe. Por fim, todas as áreas se conservam num ciclo semestral bem nítido, sendo as variações de máximas estão entre junho e dezembro e as de mínimas entre março e maio.

Palavras-chave: Características do Vento; Parametros de Weibull; Mesorregiões do Ceará.

Potential Wind Regionalization in the Ceará State

A B S T R A CT

In this work were used originating data of automatic nets (PCDs) spread by everybody Messoregião of the Ceará state, with given horary wind and direction to 10 m of height in the period from 2003 to 2006. The research goal was the determination of the average horary power of the predominant direction of the wind. For so much, it identified the relative frequency associated to the average horary speed of the wind in the predominant direction; they esteemed the distribution parameters Weibull according to the maxim verisimilitude method. In function of the introduced results in this work, it verified that among the studied stations that that presented for minor power wind was Icó (4.32 W/m²), while Amontada (71.09 W/m²) registered the biggest power wind. Regarding Messoregião the biggest registered powers was during the triad October by October (frequency of 61%). In the From Ceará North the biggest powers were everybody registers in October month; while at the centre From Ceará was in July; and the larger variability regions were Messoregião of the Northwest and of Jaguaribe. Finally, all the areas conserve in a half-yearly very clear cycle, being the maxims variations are between June and December and the ones of minimum between March and May.

Keywords: Wind characteristics; Weibull parameters; Messoregiões of the Ceará.

1. Introdução

Como a maioria das fontes de energia terrestre é proveniente do sol, que irradia em uma hora $1{,}74 \times 10^{17}$ W de energia, e que desse total de 1% a 2% é convertida em vento, sendo essa quantidade de 50 a 100 vezes maior do que a energia convertida em biomassa por toda a vegetação da terra (Alves, 2006). O vento é gerado pelo aquecimento das massas de ar na atmosfera terrestre, resultado da quantidade de energia proveniente do sol incidente sobre a superfície terrestre. Quando essa energia chega a terra produz um movimento em grande escala na atmosfera. Devido ao

* E-mail para correspondência: jaksonamancio@uepb.edu.br (Alves, J. J. A.).

aquecimento do ar nas regiões equatoriais, ele se torna mais leve e começa a subir, nos pólos o efeito é inverso, o ar frio começa a descer. A subida do ar no equador provoca movimentos em direção aos pólos, que cessa a cerca de 30° N e 30° S, denominadas de latitudes de cavalo, onde o ar começa a descer, retornando o fluxo do ar frio para as camadas mais baixas da atmosfera (Vianello e Alves, 1991).

O ar não é aquecido diretamente, mas a radiação solar é primeiramente absorvida pela superfície da Terra e, então, transferida de várias formas de volta às camadas da atmosfera. Como a superfície terrestre não é homogênea (terra, água, desertos, florestas, etc.), a quantidade de energia que é absorvida varia em espaço e tempo. Isto cria gradientes, tanto na temperatura, como na densidade e na pressão atmosférica, que, por seu turno, criam forças que movem o ar de um lugar para outro (Spera, 1994). Esse vento é chamado de alísios de nordeste no hemisfério norte e alísios de sudeste no hemisfério sul. Percebe-se assim, que o aquecimento solar e a rotação da Terra estabelecem certo padrão semi-permanente de circulação do ar na atmosfera.

Logo, em um estudo do comportamento dos ventos em uma determinada localidade, é fundamental uma avaliação climatológica, ou seja, é importante identificar perfeitamente o ponto a ser medido (latitude, longitude e altura da medição), velocidade e direção do vento, pressão e temperatura através de equipamentos confiáveis e, principalmente, séries históricas de medidas, para que se possa validar os dados e extrapolá-los para outros anos e outras alturas.

Outro aspecto relevante desse trabalho é que diversos pesquisadores nos mais distintos estudos têm feito uso da distribuição de Weibull. Grande parte dos estudos de caracterização do vento, no entanto, tem utilizado o método gráfico na estimativa dos parâmetros do modelo de Weibull. Essa técnica proporciona resultados satisfatórios, mas há alternativas mais precisas e que proporcionam resultados mais confiáveis, sendo o *Método da Máxima Verossimilhança* uma dessas alternativas, utilizada neste trabalho para a estimativa da potência eólica nas mesorregiões do Estado do Ceará.

2. Estudos do comportamento do vento

Mediante o conhecimento do movimento do ar na atmosfera, leva-se em consideração que ele circula em muitas escalas de tempo e espaço. A escala de tempo vai de segundos até anos, e a escala espacial varia do nível do solo, onde a velocidade é praticamente nula, até milhares de quilômetros de altura. A composição dessas duas escalas é que representa os diversos movimentos de vento na atmosfera (Spera, 1994). As variações do vento à superfície são muito importantes para fins práticos. Onde a velocidade do vento na superfície é zero devido à fricção entre o ar e a superfície da Terra e aumenta com a altura mais rapidamente próximo a Terra, e menos

rapidamente nas grandes alturas. A cerca de 2 km acima do solo, ou seja, acima da camada limite planetária, a variação da velocidade em relação ao solo torna-se zero (Jarass *et al*., 1981). Também, o curso diário da velocidade do vento tem um componente fortemente ligado à chegada de radiação solar (Vianello e Alves, 1991).

Geralmente, os ventos são classificados como de ordem Planetária, Geral ou Local. Os ventos gerais são aqueles que se movem na parte superior da atmosfera, enquanto os ventos locais estão próximos da superfície da Terra. Os ventos locais fazem parte de sistemas gerais de ventos que estão associados a centros de alta ou baixa pressão que se deslocam. Os nomes típicos estão, em geral, ligados com algumas propriedades, geralmente desagradáveis, tais como excessiva secura, temperaturas muito altas ou muito baixas (Vianello e Alves, 1991).

Outro aspecto que precisa ser observado nos estudos de vento é a falta de padronização no registro dos dados meteorológicos e climáticos. Segundo o *National Service Weather* (NSW), dos EUA, sempre foi empregado um anemômetro rotativo de conchas com eixo vertical para medir a velocidade do vento. Entretanto, se utilizam outros tipos de anemômetros, como o sônico, o de fio quente, ou o de placa de pressão. Os totalizadores ou registradores *(data loggers)*, que fazem parte desses anemômetros, registram a passagem no número de milhas ou quilômetros do vento dentro de um intervalo específico de tempo, expressando a velocidade do vento em milhas ou km por hora (Km/h), ou metros por segundo (m/s). As medições de vento são feitas quase que exclusivamente com a ajuda de um anemômetro de conchas. Devido à inércia ele não registra com exatidão velocidades abaixo de 0,5 m/s. Além disso, existe um efeito chamado de sobrevelocidade, pois, devido às suas propriedades aerodinâmicas, o anemômetro reage mais rapidamente ao aumento de velocidade do vento do que à diminuição. Em alguns estudos já foram utilizados valores de velocidade média e direção para cada hora separadamente e para cada ponto de observação.

Vale salientar que existem flutuações consideráveis na velocidade do vento dentro de uma hora. Se a medição fosse feita a cada 1 ou 10 minutos ela seria mais precisa, mas mesmo assim não o suficiente para considerações sobre energia. Atualmente, utilizam-se medições com amostragens variando entre 1 e 10 segundos, que são integradas, através do *data logger,* em intervalos de 10 minutos, como no caso das 40 estações utilizadas neste trabalho. O sensor de medida da velocidade e direção do vento utiliza o principio da transmissão de ultra-som, com a vantagem de não dispor de nenhuma peça móvel, apresentando um limite de partida praticamente zero. O princípio de medida baseia - se no tempo de trânsito do sinal ultra-sônico entre as cabeças do sensor, o qual é função da velocidade do vento ao

longo da trajetória sônica. O tempo de trânsito é medido em ambas as direções, sendo a velocidade e direção estimada pela diferença entre essas duas medições de tempo (CPTEC/INPE, 2006).

A intensidade do vento no Sistema Internacional (SI) é dado em m/s. A direção e o sentido do vento são normalmente expressos conjuntamente, tendo-se como referência o ponto cardeal DE ONDE O VENTO ORIGINA-SE, ou então em graus, tendo-se com referência o ponto cardeal NORTE, girando-se no sentido horário. Assim, um vento soprando de norte para sul é denominado VENTO NORTE ou VENTO DE 0º; o vento de 90º corresponde ao vento LESTE, o de 180º ao vento SUL e o de 270º ao vento OESTE. Os pontos colaterais e subcolaterais são igualmente usados, correspondendo aos graus interpolados (Vianello e Alves, 1991).

O desvio-padrão da velocidade do vento dá uma idéia geral da regularidade da potência do vento. Quanto maior for o desvio-padrão menos regular é a potência do vento. Para que os valores absolutos dos desvios-padrão individuais possam ser comparados entre si eles devem ser sempre referenciados ao mesmo tipo de média temporal da velocidade do vento (diária, mensal ou anual).

Um estudo preliminar das classes de energia eólicas no mundo foi publicado como o Mapa de Projeção de Molleweide, que mostra a distribuição estimada de energia eólica dividida em sete classes de potência de vento (Spera, 1994). Um sistema de Classe de Ventos é mostrado no Quadro 1.

Quadro 1. Sistema de classificação de velocidade de ventos e potência.

	10 m de Altura		**50 m de Altura**	
Classe	**Densidade de potência W/m^2**	**Velocidade m/s**	**Densidade de Potência W/m^2**	**Velocidade m/s**
1	100	4,4	200	5,6
2	150	5,1	300	6,4
3	200	5,6	400	7,0
4	250	6,0	500	7,5
5	300	6,4	600	8,0
6	400	7,0	800	8,8
7	1.000	9,4	2.000	11,9

Fonte: Spera (1994)

Os diversos mapas de fontes de energia eólica existente geralmente estimam o potencial para conversão de energia eólica em termos de classes de potência de vento. As classes acima de 3 (velocidade do vento superior a 5,1 m/s) são as preferíveis para

aplicações em turbinas eólicas de médio e grande porte. Para gerar energia, pela conversão de energia eólica, é necessária, inicialmente, uma série de medições de velocidade de vento, que pode ser integrada em uma série de potência em pequenos intervalos de tempo sobre um período específico. Dependendo da velocidade do vento local, a turbina irá produzir uma potência média que é proporcional a sua taxa máxima de potência, tipicamente de 30%. Considerando que a turbina irá operar em 95% do tempo, o fator de carga ou fator de capacidade será de 28,5% (Alves, 2005).

3. Material e Métodos

Foi desenvolvido um programa computacional em linguagem Fortran 90 para gerar a distribuição de frequências associada a cada uma das direções considerada no Quadro 2. Assim, foi possível identificar a direção predominante de cada localidade e mês, bem como a frequência relativa associada a tal direção. Uma vez identificada à direção predominante de cada estação climatológica, passou-se à fase de análise da distribuição de frequências das velocidades correspondentes apenas àquela direção predominante. Nessa etapa foram determinados os parâmetros da distribuição de Weibull K(a) e C(b), através do método da máxima verossimilhança, cujos procedimentos metodológicos são descritos a seguir. Neste trabalho, para fins de identificação da direção horária predominante, foram consideradas oito faixas. Cada faixa corresponde a 45° e assim a direção Norte compreende os ventos com direções entre 337,5° a 360° e de 0° a 22,5°, como pode ser observado no Quadro 2.

Quadro 2. Codificação usada na classificação da direção horária do vento predominante.

Faixas	Denominação	Direção	Faixas	Denominação	Direção
1	Norte	337,5° - 22,5°	**5**	Sul	157,5° - 202,5°
2	Nordeste	22,5° – 67,5°	**6**	Sudoeste	202,5° - 247,5°
3	Leste	67,5° - 112,5°	**7**	Oeste	247,5° -292,5°
4	Sudeste	112,5° - 157,5°	**8**	Noroeste	292,5° - 337,5°

Fonte: Alves (2005).

3.1 Modelo de Weibull

A distribuição de Weibull tem sido utilizada em inúmeros estudos destinados à análise de freqüência da velocidade do vento, bem como na identificação do potencial eólico em várias partes do mundo (Hennessey, 1977, 1978; Justus e*t al.*, 1976, 1978; Bandeira, 1990; Souza e Granja, 1997; Torres e*t al.*, 1999; Silva e*t al.*, 2001, 2002; Alves, 2001, 2005, 2006; Silva e*t al.*, 2004). De um modo geral, uma variável aleatória *x*, contínua e independente, é distribuída segundo o modelo de Weibull, se a função de densidade de probabilidade for do tipo:

$$f(x) = \left(\frac{a}{b}\right).\left(\frac{x}{b}\right)^{a-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{b}\right)^{a}\right] \quad \textbf{(1)}$$

em que *a(K)* é o parâmetro de forma (adimensional) e *b(C)* é o fator de escala (dimensão de velocidade), ambos positivos. Por definição, a função de distribuição *F(x)*, associada a um modelo probabilístico cuja variável aleatória seja positiva, esteja definida no intervalo [*0 – ∞*] e tenha *fdp* igual a *f(v)*, é dada por:

$$F(x) = \int_0^x f(v)dv \quad (2)$$

Isso corresponde à probabilidade de ocorrência de valores inferiores ou iguais a *x*. Portanto, para a distribuição de Weibull, a função de distribuição correspondente é obtida ao se integrar a Eq. 1 através da substituição de *x/b* por *u*, resultando em:

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{b}\right)^{a}\right] \quad \textbf{(3)}$$

Nesta pesquisa estimou-se o parâmetro do modelo Weibull segundo o Método da Máxima Verossimilhança.

3.2 Método da máxima verossimilhança

O método da máxima verossimilhança também tem sido amplamente utilizado, em face de confiabilidade dos resultados quando aplicados ao modelo de Weibull para o cálculo da potência eólica. Esse método de probabilidade é sugerido por Stevens e Smulders (1979), que considera as seguintes equações para o cálculo de *a(K)* e *b(C)* do método de Weibull:

$$K = \left(\frac{\sum_i^n = 1.v_{11}^{\ k} \ln(vi)}{\sum_i^n = 1.v_i^k} - \frac{\sum_i^n = 1.\ln(vi)}{n}\right)^{-1} \quad (4)$$

$$C = \left(\frac{1}{n}\sum_i^n 1.vi^k\right)^{\frac{1}{k}} \quad (5)$$

em que *vı* é a velocidade do vento e *n* é número de dados de velocidade do vento diferente de zero. Para resolver a Eq. (4) usa-se o procedimento de iteração iniciando com o valor de *K* = 2, e proporcionar no máximo 20 iterações. Já a Eq. (5) é resolvida explicitamente. É muito importante observar que no conjunto de dados não pode apresentar nenhum valor igual à zero ou menor que zero. Quando ocorrer tais dados na série amostral, eles automaticamente são excluídos da amostra.

3.3 Cálculo da potência eólica

Para o cálculo da densidade de potência eólica média foram considerados os parâmetros da distribuição de Weibull, obtidos pelos métodos já descritos e a frequência relativa correspondente à direção predominante do vento da matriz de dados (2003/2006) selecionada para o estudo. Com tais informações, calculou-se a densidade de potência média horária em W/m², segundo a expressão:

$$P = \frac{1}{2}.\rho.E(x^3).fr(d) \quad \textbf{(6)}$$

em que ρ é a massa específica do ar úmido (1,15 kg.m^{-3}), *fr(d)* é a frequência relativa correspondente à direção predominante do

vento e $E\ (x^3)$ é o terceiro momento centrado na origem, que para a distribuição de Weibull é igual a:

$$E(x^3) = b^3.\Gamma(1+3/a) \qquad \textbf{(7)}$$

em que *a(K)* e *b(C)* são os parâmetros de Weibull e Γ é a função matemática gama.

4. Resultados

O estado do Ceará é localizado na região Nordeste do Brasil e tem por limites o Oceano Atlântico ao norte e nordeste, o Rio Grande do Norte e a Paraíba a leste, Pernambuco ao sul e o Piauí à oeste. Sua área total é de 146.348,30 km², ou 9,37% da área do Nordeste e 1,7% da superfície do Brasil. Apresenta formações de relevo bastante irregular: a oeste é delimitada pela Costa da Ibiapaba, a leste, pela Chapada do Apodi, a sul pela Chapada do Araripe e a Norte pelo Oceano Atlântico. O clima predominante no Ceará é o semi-árido, onde em pelo menos 9 meses do ano não chove e a temperatura média alcança 28°C em quase todas as mesorregiões. O estado está imerso na contínua circulação atmosférica subequatorial dos ventos alísios, intensificados pelas brisas marinhas ao longo de 640 km de seu perímetro litorâneo com o Oceano Atlântico. Superpondo-se a estes fatores, a movimentação da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) induz uma pronunciada sazonalidade nos regimes de vento. Os dados a serem utilizados no estudo são provenientes de redes automáticas (PCDs) espalhadas por todas as mesorregiões do estado do Ceará, com dados horários e direção dos ventos a 10 m de altura no período de 2003 a 2006. A Figura 1 exibe a distribuição regional da área de abrangência do estudo de caso e sua distribuição espacial por todo o estado do Ceará.

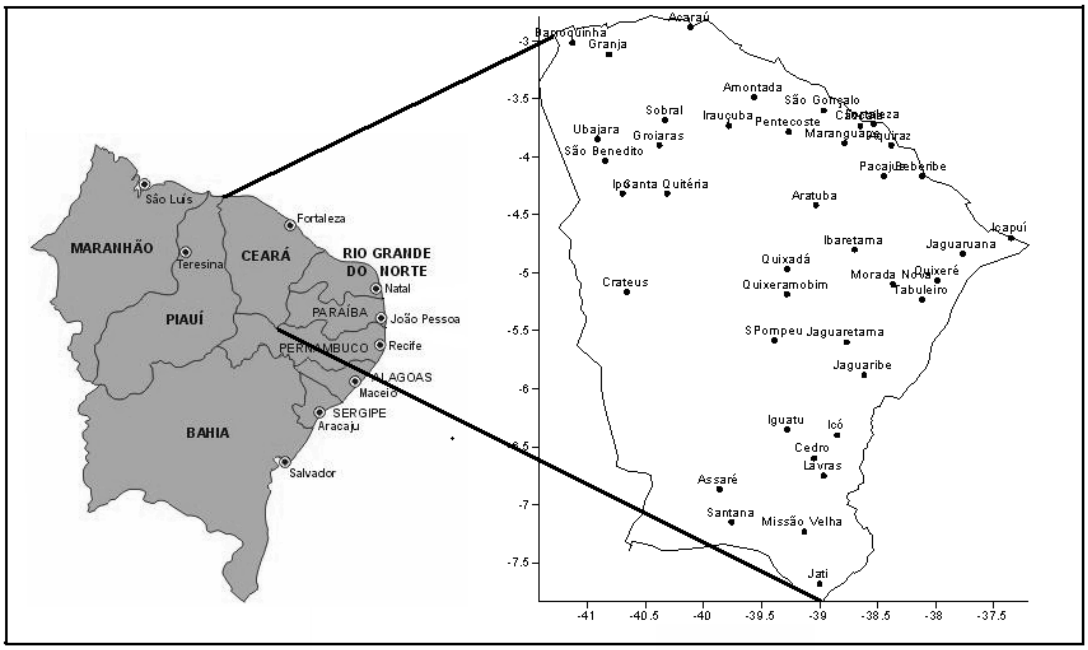


Figura 1. Mapa do estado do Ceará e distribuição espacial das estações utilizadas no estudo. Fonte: Elaboração própria, 2008.

4.1 Análise da potência eólica

Segundo Alves (2006) um primeiro aspecto a considerar nesse trabalho é que a sazonalidade dos ventos no Estado do Ceará é complementar ao regime hídrico.

Tabela 1. Síntese Eólica das Mesorregiões no Estado do Ceará

Área Geográfica / Mesorregião	Valores Médios do Quatriênio (2003/2006)						
Sul Cearense	VDPrev (m/s)	DPv	VDPred (m/s)	A(K)	B(C)	FR (%)	∑ POT (W/m²)
Assaré	2,16	DP2	2,54	2,35	3,45	43	163,75
Jati	2,81	DP4	4,12	2,88	4,13	44	269,99
Santana do Cariri	1,82	DP5	2,40	2,03	2,74	38	105,25
Missão Velha	2,18	DP5	2,74	2,77	3,06	22	85,51
Norte Cearense							
Amontada	3,76	DP3	5,29	4,95	5,82	62	853,16
Aratuba	2,38	DP4	2,54	4,31	3,54	73	95,52
Beberibe	2,61	DP3	4,66	2,81	5,22	47	530,31
Pentecoste	2,56	DP8	3,69	2,80	4,07	24	194,45
São Gonçalo	3,56	DP6	3,55	2,43	4,29	34	259,35
Centro-Sul Cearense							
Cedro	1,79	DP2	1,76	1,90	2,83	44	125,09
Icó	1,82	DP2	2,32	2,22	2,54	34	51,86
Iguatu	2,11	DP4	2,69	2,22	3,03	26	76,21
Lavras de Mangabeira	2,44	DP3	2,92	2,72	3,39	38	156,26
Fortaleza							
Aquiraz	3,18	DP3	3,49	2,11	3,62	26	114,67
Caucaia	2,56	DP3	3,94	2,32	3,84	56	296,05
Fortaleza	3,18	DP3	3,98	3,39	4,14	41	206,3
Maranguape	2,82	DP3	3,65	2,63	4,33	57	393,47
Pacajús	1,91	DP3	3,62	1,79	3,13	35	133,59
Noroeste Cearense							
Acaraú	3,60	DP3	5,28	3,45	5,23	64	752,01
Barroquinha	3,58	DP3	3,74	2,26	4,36	48	386,64
Granja	3,45	DP3	3,67	2,62	3,93	49	262,03
Ubajara	4,93	DP3	6,44	2,87	6,15	47	794,91
Groiaras	1,51	DP3	2,29	1,59	2,33	32	58,92

continuação							
Ipu	1,93	DP2	2,71	2,09	2,66	35	85,3
Irauçuba	3,48	DP4	3,97	3,21	4,54	54	388,57
Santa Quitéria	1,64	DP3	2,94	1,86	3,03	0,52	184,13
São Benedito	3,72	DP3	4,53	3,29	4,92	76	665,52
Sobral	2,02	DP2	3,47	1,95	3,20	41	173,14
Jaguaribe							
Icapuí	4,46	DP4	5,47	4,95	5,89	47	658,7
Jaguaribe	2,10	DP2	2,59	2,44	2,99	34	92,29
Jaguaretana	2,39	DP1	2,50	2,58	2,72	85	147,47
Jaguaruana	3,19	DP3	4,59	2,66	4,64	46	410,11
Morada Nova	1,88	DP3	2,94	2,44	3,29	45	153,92
Quixeré	3,12	DP3	3,87	3,50	4,30	36	194,45
Tabuleiro	2,37	DP4	3,39	2,26	3,46	42	154,96
Sertões Cearenses							
Ibaretama	2,79	DP2	3,81	2,94	4,07	41	225,79
Crateús	2,65	DP4	3,48	2,74	3,94	37	168,53
Quixadá	2,40	DP4	3,48	2,36	3,36	38	136,08
Quixeramobim	2,38	DP3	2,71	2,24	2,84	39	194,45
Senador Pompeu	1,52	DP3	2,95	1,81	2,72	37	85,82

Legenda: Valores médios mensais da velocidade do vento direção predominante (VDPrev), velocidade do vento na direção predominante (VDPred), parâmetros de Weilbull (A e B), somatório da potência eólica para o quatriênio (POT) e freqüência relativa do vento (FR) para a direção predominante do vento (DPv). Fonte: Elaboração própria, 2008.

Como mais de 90°/o da produção de energia elétrica brasileira é proveniente de usinas hidrelétricas, o potencial eólico do Estado do Ceará é máximo justamente no período de níveis mínimos de reservatórios, onde os custos associados de geração e os riscos de déficit são máximos. Uma participação de usinas eólicas no sistema elétrico poderá contribuir para a estabilização sazonal da oferta de energia.

Neste trabalho foi utilizada a forma de avaliação de ventos trabalhada por Alves (2006), que considera os ventos com velocidades menores que 3,0 m/s como fracos; entre 3,0 e 5,0 m/s como moderados e aqueles com velocidade maior do que 5,0 m/s como fortes. Assim, com base nesses valores e nos dados expostos no Quadro 1, foi estabelecida os seguintes parâmetros: ventos menores que 3,0 m/s não são bons para a produção de energia eólica, os ventos entre 3,0 e 4,4 m/s respondem positivamente às necessidades na implantação de pequenos projetos eólicos e acima de 4,4 m/s são

aproveitáveis para grandes projetos eólicos. Outras informações relevantes do resultado desse estudo estão relacionadas a seguir, com base na Tabela 1.

Os resultados em forma de síntese expostos na Tabela 1 dos dados da regionalização do potencial eólico no Ceará proporcionaram a seguinte discussão:

1) A estação de Jati, localizada na mesorregião do Sul Cearense, distinguiu-se das demais, pois apresentou viabilidade para exploração eólica de grandes projetos.

2) A mesorregião do Centro-Sul Cearense não apresentou vocação para pequenos projetos, em face das estações terem apresentadas velocidades do vento na direção predominante abaixo de 3,0 m/s.

3) A mesorregião dos Sertões Cearense apresenta velocidade de vento apropriada para pequenos projetos. Nessa região, os ganhos de potência entre o período úmido e seco não foram superiores a 100%, demonstrando relativa distribuição de capacidade eólica ao longo do ano.

4) A Mesorregião de Jaguaribe apresenta vocação para pequenos projetos, porém, Icapuí e Jaguaruana apresentaram potenciais para exploração eólica de grandes projetos.

5) Na Mesorregião do Noroeste Cearense, as estações de Acaraú, São Benedito e Ubajara, apresentam condições para grandes projetos, enquanto os demais apresentam condições apenas para pequenos projetos, exceto Santa Quitéria e Groiaras.

6) A mesorregião do Norte Cearense apresenta vocação para pequenos projetos, porém, a estações de Amontada e Beberibe apresentaram viabilidades para exploração eólica em grandes projetos.

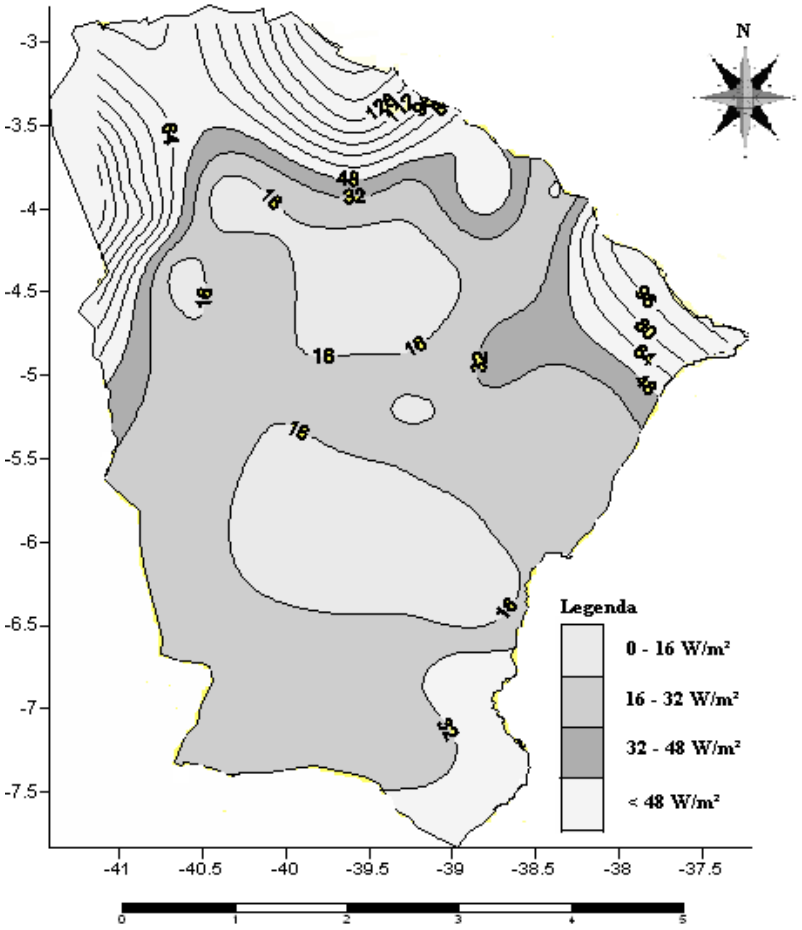
7) A Mesorregião Metropolitana de Fortaleza é adequada para pequenos projetos eólicos. Nessa Mesorregião vento flui 100% da direção Leste.

O resultado da análise da regionalização expressa na Tabela 1 da potencialidade eólica a 10 m de altura no estado do Ceará identificou apenas duas (02) mesorregiões onde é possível a exploração para pequenos projetos eólicos de acordo com a escala de velocidade utilizada neste trabalho, ocorrendo em média um aumento da ordem de 32,48% na velocidade média do vento quando levando em conta a direção predominante do vento.

Com relação à potência eólica identificada, com base nos dados de velocidade horária média medidas a 10 m de altura, exposta na Tabela 1, extraímos as informações que nos permitiram elaborar a distribuição espacial da potência eólica média com relação à direção predominante usando os recursos do Surfe 7.0. Onde genericamente, as isolinhas de potência eólica disponível foram denominadas de isodinas (Alves, 2006). Para a potência eólica disponível, Figura 2 escolheu-se 16 W/m² como incremento básico entre as isodinas, pois foi esta a que melhor delineou as características da região em função do valor da potência eólica média da região dada pela direção predominante do vento.

Os valores da potência existentes como pode ser observado na Tabela 1, não chegaram a ser expressivas, e entende-se que no cômputo da potência a variação e os valores dos parâmetros de forma e escala de Weibull representam oscilações significativas; é importante observar que a variação da potência não obedece à dinâmica da evolução dos valores de *a(K)* e *b(C)* determinado por esse trabalho, ou seja, se fosse obedecida essa mesma dinâmica os valores da potência seriam crescentes e decrescentes de acordo com a variação dos valores de *a(K)* e *b(C)*. O que sucede, é que no cômputo da potência eólica apresentada neste trabalho, à frequência da ocorrência de vento naquela determinada direção estabelecida para o cálculo desse potencial é que vai influenciar na distribuição desses valores de potência.

Dentre as estações estudadas aquela que apresentou a menor potência eólica do período estudado foi Icó (4,32 W/m²), e por sua vez, Amontada registrou a maior potência (71,09 W/m²); e com ênfase a potência eólica mensal das estações estudadas aquela que apresentou a menor potência máxima foi Icó (8,06 W/m²), no mês de julho, e Amontada que registrou a maior potência eólica mensal da potência máxima (129,56 W/m²), no mês de outubro.



Fonte: Elaboração prória, 2008

Figura 2. Densidade de potência eólica média em W/m² a partir de dados de vento a 10 m para o estado do Ceará

Com o propósito de oferecer uma visão ampla e espacial do potencial eólico do Ceará, calculou-se a densidade de potência média que resultou na Figura 2, cuja análise possibilitou as seguintes observações: (i) no Norte Cearense as maiores potências foram todas registradas no mês de outubro; (ii) no Centro-Sul Cearense foi em julho; (iii) enquanto que as regiões de maior variabilidade foram as Mesorregiões do Noroeste e do Jaguaribe; porém, a tendência de ocorrência das maiores potências foi durante a tríade setembro a novembro (freqüência de 61%).

Em termos gerais, pode-se dizer que essas áreas se conservam num ciclo semestral bem nítido, sendo as variações de máximas estão entre junho e dezembro e as de mínimas entre março e maio.

5. Conclusões

O suprimento de energia vinda do vento é verdadeiramente enorme. Dentre as fontes derivadas da luz do sol incidente sobre a Terra, o vento constitui uma fonte de energia natural, a partir da qual é possível produzir grandes quantidades de energia. O Ceará e muitas outras localidades do Nordeste possui uma grande quantidade de pequenas e médias comunidades, que estão longe dos grandes centros urbanos, e não conectados à rede elétrica convencional, buscando na queima de combustível a sua produção de energia elétrica. Muitos desses locais apresentam evidências para a penetração de turbinas eólicas para produção de eletricidade, irrigação, entre outros usos. Devido às características individuais de cada local, em termos da disponibilidade dos recursos eólicos e da demanda de energia elétrica, faz-se necessário analisar cada caso em particular. Assim, neste trabalho apontou-se a regionalização do potencial eólico do Estado do Ceará, com base nos dados de velocidade horária média das PCDs medidas a 10 m de altura, e a partir da avaliação do comportamento do vento e do seu potencial eólico nas mesorregiões do Ceará com a presente pesquisa foram extraídas as seguintes conclusões:

a) A direção predominante do vento no Ceará como um todo é de Leste, com as maiores médias de velocidade de vento ocorrendo entre primavera e verão e as menores médias entre outono e inverno;

b) A distribuição da potência eólica no Ceará evolui de zonas de baixas potencialidades, como Icó, com valores da ordem de 4,32 a 8,06 W/m², até zonas de máximas potencialidades, como Amontada, com valores da ordem de 71,09 a 129,56 W/m^2.

Considerando estes resultados recomenda-se que:

- estudo mais preciso do regime de vento com sensores em vários níveis, prioritariamente em 30, 50 e 100 metros;
- instalação de sensores no litoral oriental nas proximidades do oceano. Isso é fundamental para a análise da potência eólica dessa faixa

do litoral, pois os dados obtidos por esse e outros trabalhos sobre a potência eólica, apresentam baixa potencialidade como característica nessa região, o que contradiz a experiência local já que nesses locais os ventos são de alísios, ocorrendo isso, porque a localização das estações de medição do vento sofre influências geomorfológicas, que funciona como barreiras, se encontrando praticamente em toda área da planície litorânea (orla marítima) do litoral oriental (pesquisa in loco), o que poderá vir a enfraquecer esses ventos produzindo medições muito baixas, diminuindo a potência eólica dessa região;

- avaliar a potência eólica por direção prevalecente de cada mês. As medidas obtidas com esse critério poderão ser sensivelmente maiores em todas as regiões energéticas do Ceará, em particular na região litorânea;
- analisar a energia produzida por diversos tipos de aerogeradores fixos a partir da potência eólica encontrada, para identificar o que melhor se adapta as condições de regime de vento e da real potencialidade de energia eólica.

6. Agradecimentos

Agradeço a Universidade Estadual da Paraíba pelo apoio ao desenvolvimento deste estudo.

7. Referências

Alves, Jose Jakson Amancio. (2006). Estimativa da Potência, Perspectiva e Sustentabilidade da Energia Eólica no Estado do Ceará. Campina Grande. Universidade Federal de Campina Grande. Centro de Tecnologia e Recursos Naturais. Pós-Graduação em Recursos Naturais. Tese (Doutorado em Recursos Naturais) 163p.

Alves, J. J. A. (2005). XI Simpósio Brasileiro de Geografia Física Aplicada., Geografia, Tecnociência, Sociedade e Natureza. 2005, São Paulo/SP, Anais... São Paulo/SP: USP, 2005, 5 a 9 de setembro, pp. 1842 - 1852. ISBN: 85-904082-9-9.

Alves, Jose Jakson Amancio. (2001). Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste do Brasil. Campina Grande. Departamento de Ciências Atmosféricas, Universidade Federal da Paraíba, Dissertação (Mestrado em Meteorologia), 125 pp.

Bandeira, M. M. (1990). Regionalização do regime eólico no Nordeste do Brasil. Campina Grande. Departamento de Ciências Atmosféricas, Universidade Federal da Paraíba, Dissertação (Mestrado em Meteorologia), 62pp.

CPTEC/INPE. Disponível em: http://tempo.cptec.inpe.br:9080/PCD/pcd. Acesso em: fevereiro de 2006.

Henessey, Jr. JP. (1978). A comparison of the Weibull and Rayleigh distributions for estimating wind power potential. Wind Engineering. USA. V. 2, n. 3, pp. 156 – 163.

Henessey, Jr. JP. (1977). Some aspects of wind power statistic. Journal Applied Meteorology. USA. V. 16, n. 2, pp. 119 – 128.

Jarass, L.; Hoffmann, L.; Jarass E Obermair, G. (1981). Wind Energy An Assessment of the Techinal and Economic Potential (International Energy Agency), Library of Congress Cataloging in Publication Data, Springer-Verlang Berlin, Heindelberg.

Justus, C. G; Hargraves, W. R; Mikail, A; Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. Journal Applied Meteorology. USA, v. 17, n. 3, pp. 350 – 353.

Justus, C. G; Mikail, A. (1976). Heigh variation of wind speed and wind distribution. Geophys. Res. Lett. USA, v. 3, pp. 261 – 264.

Silva, B. B. da; Alves, J. J. A; Azevedo, F. G. B. de. (2001). Congresso Brasileiro de Agrometeorologia, 12 / Reunião latino-americana de Agrometeorologia, 3, 2001, Fortaleza/CE, Anais... Fortaleza/CE: Funcene, v. 2, pp. 577 – 578.

Silva, B. B. da; Alves, J. J. A; Cavalcanti, E. P.; Dantas, R. T. (2002). Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro. Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental. Vol. 6, pp. 431 – 439.

Silva, B. B. da; Alves, J. J. A; Cavalcanti, E. P.; Ventura, E. D. (2004). Variabilidade espacial e temporal do potencial eólico da direção predominante do vento no Nordeste do Brasil. Revista Brasileira de Meteorologia. Vol. 19, pp. 189 – 202.

Souza, A; Granja, S. C. (1997). Estimativa dos parâmetros “C” e “K” do modelo de Weibull e da direção dos ventos para Campo Grande e Dourados/MS, Brasil. Revista Brasileira de Agrometeorologia, Santa Maria, v. 5, n.1, pp. 109 – 114.

Spera, D. A. (1994). Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering. U.S. Department of Energy.

Steven, M. J. M; Smulders, P. T. (1979). The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. Wind Engineering, v. 3, n. 2, pp. 132 – 145.

Torres, J. L; García, A; Prieto, E; Francisco, A. (1999). Characterization of wind speed data according to wind direction. Solar Energy, v.66, n.1, pp.57 – 64.

Vianello, R. L; Alves, A. R. (1991). Meteorologia básica e aplicações. Viçosa: Imprensa Universitária – UFV, 449pp.