



Análise da estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull para velocidade do vento em Campo Grande-MS

Weibull distribution parameters estimate analysis for wind speed in Campo Grande-MS

Amaury de Souza¹, Soetânia Santos de Oliveira², Deniz Ozonur³

¹ Universidade Federal do Mato Grosso do Sul-UFMS, CP: 549, Campo Grande, Mato Grosso do Sul, Brasil. CEP: 79070-900. E-mail: amaury.de@uol.com.br.

² Faculdades Integradas de Patos, Departamento de Engenharia Civil, Patos, Paraíba, Brasil. E-mail: soetania@gmail.com.

³ Gazi University, Statistic Department. Turkey. E-mail: denizozonur01@gmail.com.

ARTICLE INFO

Recebido 09 Mar 2019

Aceito 02 Jul 2019

Publicado 04 Jul 2019

ABSTRACT

The Weibull distribution has been widely used for wind speed analyze and is frequently used in the evaluation of aeolian potential. The study deals with the estimation of the Weibull distribution parameters in urban area. The wind velocity measurements were extracted during the year 2015 in the city of Campo Grande, MS. This analysis was done using the Weibull probability distribution to better represent the set of measured data. In order to estimate the parameters of this distribution, three numerical methods were used: energy pattern factor method (EPFM), least squares regression method (LSRM) and moment method (MOM). The EPFM method presented the best performance. For this method the RPE was 0.1 and the RMSE was 0.339. The MOM method is following, with statistical indices relatively close to those found for the EPFM method. Moreover, the EPFM and MOM methods explain for more than 99% of the variability of the data. Therefore, these methods are applicable for a good estimation of the parameters of the Weibull distribution.

Keywords: Wind energy, Weibull distribution, numerical methods, wind speed.

RESUMO

A distribuição de Weibull tem sido bastante utilizada para análise da velocidade do vento e é frequentemente empregada na avaliação do potencial eólico. O estudo trata da estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull para velocidade do vento em área urbanizada. Medições da velocidade do vento foram realizadas ao longo do ano de 2015 na cidade de Campo Grande, MS. Essa análise foi feita usando a distribuição de probabilidades de Weibull para melhor representar o conjunto de dados medidos. Para se estimar os parâmetros desta distribuição foram utilizados três métodos numéricos: método do fator padrão de energia (EPFM), método de regressão de mínimos quadrados (LSRM) e método de momentos (MOM). O método EPFM foi o que apresentou o melhor desempenho. Para este método o RPE foi de 0,1 e o RMSE foi de 0,339. O método MOM vem em seguida, com índices estatísticos relativamente próximos aos encontrados para o método EPFM. Além disso, tanto o método EPFM quanto o MOM explicam mais de 99% da variabilidade dos dados. Portanto, esses métodos são aplicáveis para uma boa estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull.

Palavras-chave: Energia eólica, distribuição de Weibull, métodos numéricos, velocidade do vento.

Introdução

O vento é um dos elementos meteorológicos mais importantes e tem muitas aplicações em várias áreas de pesquisa, ainda

pouco estudadas, especialmente no estado de Mato Grosso do Sul, no Brasil. Entre essas várias aplicações da direção e velocidade do vento, destaca-se aqui a importante contribuição deste na

dispersão de fumaça e fuligem resultante da queima de palha de cana-de-açúcar, especialmente em regiões que possuem algumas fábricas de etanol e açúcar, mantendo a prática de queimar esta cultura, visando facilitar a colheita. Estudos sobre os ventos mostram grande aplicabilidade: na avaliação do potencial de geração de energia eólica, no transporte de poluentes atmosféricos e espalhamento de várias fontes, na medida e instalação das indústrias, na construção civil e, também, na agricultura, considerando a importância do vento no processo de polinização das flores (Munhoz & Garcia, 2008).

O vento é um dos recursos de energia renovável ilimitado que podem fornecer importantes unidades de energia para suportar os requisitos de uma nação. É reconhecido que a energia eólica se destacou como a escolha mais preciosa e promissora para a geração de eletricidade. Estudos provaram que a instalação de uma série de aerogeradores pode, efetivamente, reduzir a poluição ambiental, o consumo de combustível fóssil e os custos da geração geral de eletricidade (Bhattacharya, 2011). Embora o vento seja apenas a fonte esporádica de energia que pode representar um recurso energético confiável, a partir de uma política de energia a longo prazo. Entre os diversos recursos de energia renovável, a eólica é um dos recursos energéticos mais admirados em todo o mundo (Kumar & Gaddada, 2015).

A aplicação de análises multivariadas, de componentes principais e de agrupamento, de acordo com estudo de Sousa (2015), permite identificar as regiões mais favoráveis para a geração de energia eólica no estado de Mato Grosso do Sul, em especial Campo Grande e Ivinhema.

A energia eólica tem variações intrínsecas e, portanto, pode ser expressa por funções de distribuição. A distribuição de Weibull é uma distribuição importante, especialmente para análise de confiabilidade e manutenção. A função de distribuição de Weibull de dois parâmetros tem sido comumente usada em estudos que incluem avaliação de energia eólica, precipitação e previsão de nível de água, classificação de índice de clareza do céu, análise de vida de material e para representar a imagem de potencial de energia e viabilidade de instalação de sistemas de turbinas eólicas (Abernethy, 2002; Weibull, 1951). As transições extremas na caracterização da velocidade do vento exigem investigar a variação espacial, temporal e direcional da velocidade do vento, o que torna bastante difícil a caracterização e classificação de uma área de alto ou baixo potencial eólico na maioria dos casos (Bagiorgas et

al., 2008). Nos últimos tempos, o *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP) tornou-se uma referência em *software* de energia eólica comercial semelhante ao Programa de Análise e Aplicação do Atlas do Vento (Carta et al., 2009).

A ampliação de técnicas atualizadas e inovadoras para avaliar com precisão o potencial de energia eólica de um sítio está aumentando a importância. Isso ocorre porque o planejamento e o estabelecimento de um sistema de energia eólica dependem de fatores como variação da distribuição da velocidade do vento, velocidade média do vento, desvio padrão e velocidades operacionais características da turbina, velocidade nominal e velocidade de corte. É obrigatório conhecer as características da velocidade do vento de um determinado local para instalar as turbinas eólicas adequadas para geração de eletricidade naquele local.

Entre os métodos sugeridos pelos pesquisadores, e que está levando a descobertas cruciais, o método de máxima verossimilhança tem apresentado um desempenho melhor do que o método gráfico, usado popularmente na determinação dos parâmetros de Weibull. O método empírico fornece uma previsão mais precisa da velocidade média do vento e densidade de potência do que o método gráfico (Jowder, 2009). O método qui-quadrado proporciona melhores estimativas para os parâmetros de Weibull do que o de momento e os métodos gráficos, com base na estatística de Kolmogorov-Smirnov (Dorvlo, 2002). Os desempenhos das funções de densidade de probabilidade (PDFs) derivadas do princípio da entropia máxima (MEP) na adaptação dos dados da velocidade do vento variam de local para local. Além disso, os resultados demonstram que as PDFs derivados do MEP são flexíveis e têm o potencial de capturar outros possíveis padrões de distribuição de dados de velocidade do vento (Junyi et al., 2010).

Todos os métodos geométricos mencionados são baseados no fato de que os dados de velocidade do vento seguem a distribuição de probabilidade Weibull. No entanto, os dados do vento realmente observados não são necessários com a distribuição Weibull. Para um determinado conjunto de dados, métodos estatísticos amplamente utilizados, como método de momento, método de regressão de mínimos quadrados, método de desvio padrão, método de máxima verossimilhança, método de máxima verossimilhança modificada e fator padrão de energia podem ser aplicados para estimar os parâmetros de Weibull (Lai & Lin, 2006; Zhou et

al., 2006; Ucar & Balo, 2009; Kwon, 2010; Thiaw et al., 2010).

O estudo objetivou avaliar a estimativa dos parâmetros de forma (k) e de escala (c), da função densidade de probabilidade de Weibull através da aplicação de métodos numéricos, conhecidos como Método do fator padrão de energia (EPFM), Método de regressão de mínimos quadrados (LSRM) e Método de momentos (MOM) para a velocidade dos ventos em área urbanizada.

Material e Métodos

Área de estudo

O estudo foi realizado em uma área urbanizada do município de Campo Grande, em Mato Grosso do Sul, considerando o período entre janeiro e dezembro de 2015.

Os dados utilizados neste estudo são séries temporais de velocidades média horária diária do vento, observadas na estação meteorológica automatizada do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizada nas coordenadas geográficas: 20°26'34"S, 54°38'47"W, em uma altitude de 532 metros. O clima predominante é o tropical, com duas estações muito bem definidas: quente e úmida no verão e menos chuvosa e mais amena no inverno. Nos meses de inverno, a temperatura pode cair bastante; em certas ocasiões a sensação térmica pode chegar a 0°C, com geadas ocasionais e leves. Apresenta precipitação média de 1.534 mm ao ano, com variações durante certos anos, para mais ou para menos. Os valores de velocidade do vento foram coletados dos anemogramas, de hora em hora, considerando-se os períodos de 24h (Souza et al., 2010).

O medidor da velocidade do vento é um anemômetro modelo 014A *Met One Speed Sensor* e o *datalogger*, modelo CR10X, são da *Campbell Scientific, Inc.*

Para facilitar os cálculos, foram calculadas as médias diárias dos valores encontrados para cada dia do ano. Os valores das médias diárias de janeiro a dezembro de 2015 estão listados na Tabela 1.

Distribuições de probabilidade

Para modelar os conjuntos de dados de Mato Grosso do Sul foi utilizada a distribuição de probabilidade de Weibull. Os indicadores de desempenho são determinados comparando os valores observados no monitoramento com os valores calculados pelo modelo.

Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull de dois parâmetros para a velocidade do vento é expressa

pela função de densidade de probabilidade:

$$f_v = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad \text{Eq. (1)}$$

onde a função cumulativa de probabilidade é dada por:

$$F_v = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad \text{Eq. (2)}$$

onde c = fator de escala (m.s^{-1}), k = fator de forma, adimensional e v = variável aleatória. O fator de forma k está inversamente relacionado à variância (σ^2) da velocidade do vento em torno da média. Os parâmetros c e k , conforme discutidos em Justus et al. (1978), podem ser determinados a partir da transformação da Equação (2), na forma linear (Manwell et al., 2010).

$$\ln\left(-\ln(1-F(v))\right) = -k\ln(c) + k\ln(v) \quad \text{Eq. (3)}$$

representada pela reta:

$$Y = a + bX \quad \text{Eq. (4)}$$

onde:

$$Y = \ln[-\ln(1-F(v))], X = \ln(v), \\ a = -k \ln(c) \text{ e } b = k \quad \text{Eq. (5)}$$

Assim, a determinação dos parâmetros c e k fica condicionada aos cálculos dos coeficientes a e b da reta. Esses podem ser obtidos pelo método dos mínimos quadrados aplicado ao conjunto de dados $X = \ln(v)$ e $Y = \ln[-\ln(1-F(v))]$ obtidos dos valores de v e $F(v)$ que, por sua vez, são determinados a partir das séries observadas da velocidade do vento distribuídas em n intervalos de classe com suas respectivas frequências.

Método do fator padrão de energia (EPFM)

O fator padrão de energia está conectado aos dados médios da velocidade do vento e pode ser definido como a relação entre a média da velocidade cúbica do vento ($\overline{v^3}$) e o cubo da velocidade média do vento (\bar{v}^3). O fator padrão de energia (EPF) pode ser expresso como:

$$EPF = \frac{1}{(\bar{v}^3)} \left(\frac{\sum_{i=1}^N v_i^3}{N} \right) = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \text{Eq. (6)}$$

onde v_i = velocidade do vento observado (m.s^{-1}), N = número total de observações, \bar{v} = velocidade média do vento (m.s^{-1}) e k = fator de forma. Uma

vez que o *EPF* é calculado, os fatores de forma e escala de Weibull podem ser estimados a partir das seguintes equações (Carneiro et al., 2016):

$$k = 1 + \frac{3,69}{EPF^2} \quad \text{Eq. (7)}$$

$$c = \frac{v}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \text{Eq. (8)}$$

Método de regressão de mínimos quadrados (LSRM)

A estimativa de parâmetros pelo método dos mínimos quadrados é simples para funções que podem ser linearizadas, como é o caso da maior parte das distribuições aplicadas em estudos de confiabilidade (Dillenburg, 2005).

O LSRM é conhecido como um método gráfico utilizado para verificar a adequação de modelos estatísticos aos dados. Utilizando o LSRM é possível plotar um gráfico de tal forma que a distribuição cumulativa de Weibull se torna uma linha reta. A equação da PDF, após a transformação e levando em consideração os logaritmos naturais de ambos os lados, a expressão pode ser escrita como (Johnson e Kotz, 1970):

$$\ln[-\ln(1 - F(v))] = k \ln v - k \ln c \quad \text{Eq. (9)}$$

A Equação (9) é linear e pode ser ajustada usando o seguinte método de regressão quadrada:

$$y = ax + b \quad \text{Eq. (10)}$$

com: $y = \ln[-\ln(1 - F(v))]$; $x = \ln(v)$; $a = k$; $b = -k \ln(c)$, seguindo:

$$k = aec = e^{-\left(\frac{b}{k}\right)} \quad \text{Eq. (11)}$$

A função de distribuição cumulativa $F(v)$ pode ser estimada facilmente, usando um estimador, que é a posição mediana, de acordo com a aproximação de Benard & Bos-Levenbach (1953):

$$F(v) = \frac{i - 0,3}{N + 0,4} \quad \text{Eq. (12)}$$

onde i = número das medidas da velocidade do vento e N = número total de observações.

A relação entre $\ln(v)$ contra $\ln[-\ln(1 - F(v))]$ representa uma linha reta com inclinação k e o ponto de interseção com o eixo das abcissas dá o valor do parâmetro de escala c em metros por segundo.

Método de momentos (MOM)

Este método consiste simplesmente em igualar os momentos populacionais aos momentos amostrais. Os momentos populacionais são funções dos parâmetros a estimar (às vezes dão os próprios parâmetros) e os momentos amostrais são média e desvio padrão. De acordo com Calgaro (2006), consideram-se tantos momentos quantos são os parâmetros a estimar e resolve-se um sistema de n equações com n incógnitas, sendo n o número de parâmetros a estimar.

O MOM é uma das técnicas de campo para avaliação dos parâmetros de Weibull. De acordo com Fawzan (2000) o coeficiente de variação (CV), que depende somente de k , pode ser calculado a partir dos dois primeiros momentos da distribuição de Weibull (Dillenburg, 2005):

$$CV = \sqrt{\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)^2} - 1} \quad \text{Eq. (13)}$$

onde Γ é a função gama, definida como:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy \quad \text{Eq. (14)}$$

onde:

$$y = \left(\frac{v}{c}\right)^k e^{-\frac{v}{c}} = y^{x-1}; x = 1 + \frac{1}{k}. \quad \text{Eq. (15)}$$

O parâmetro de forma k da distribuição de Weibull pode ser calculado da seguinte forma:

$$k = \left(\frac{0,9874}{\frac{\varphi}{v}}\right)^{1,0893} \quad \text{Eq. (16)}$$

onde φ = desvio padrão e v = momento calculado:

$$v = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad \text{Eq. (17)}$$

Depois da transformação:

$$v = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = 0,8525 + 0,0135k + e^{-(2+3(k-1))} \quad \text{Eq. (18)}$$

A estimativa para o parâmetro de escala c pode ser determinada a partir de:

$$c = \left[\frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \right]^k \quad \text{Eq. (19)}$$

onde \bar{v} = velocidade média do vento.

Índices estatísticos

Para encontrar o melhor método de análise, foram utilizadas várias ferramentas estatísticas aplicadas anteriormente por Mohammadi & Mostafaiepour (2013), Costa Rocha et al. (2012) e Justus & Mikhail (1976). Estas ferramentas estão representadas pelas equações a seguir:

A) Erro percentual relativo (RPE)

$$\text{RPE} = \left(\frac{x_{i,w} - y_{i,m}}{y_{i,m}} \right) \times 100\% \quad \text{Eq. (20)}$$

B) Erro quadrático médio (RMSE)

$$\text{RMSE} = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (y_{i,m} - x_{i,w})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Eq. (21)}$$

C) Erro percentual médio (MPE)

$$\text{MPE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_{i,w} - y_{i,m}}{y_{i,m}} \right) \times 100\% \quad \text{Eq. (22)}$$

D) Erro percentual médio absoluto (AMPE)

$$\text{AMPE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n \left| \frac{x_{i,w} - y_{i,m}}{y_{i,m}} \right| \times 100\% \quad \text{Eq. (23)}$$

E) Teste qui-quadrado

$$\chi^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_{i,m} - x_{i,w})^2}{x_{i,w}} \quad \text{Eq. (24)}$$

F) Teste de Kolmogorov-Smirnov

$$Q_{95} = \frac{1,36}{\sqrt{N}} \quad \text{Eq. (25)}$$

G) Análise de variância (ou) coeficiente de regressão

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_{i,m} - z_{i,\bar{v}})^2 - \sum_{i=1}^n (y_{i,m} - x_{i,w})^2}{\sum_{i=1}^n (y_{i,m} - z_{i,\bar{v}})^2} \quad \text{Eq. (26)}$$

onde N = número de observações da velocidade do vento, $y_{i,m}$ = frequência da observação ou o valor calculado a partir dos dados medidos, $x_{i,w}$ = frequência de Weibull, i_w = valor calculado da distribuição Weibull, $z_{i,\bar{v}}$ = média de i_w , valor calculado a partir de dados medidos.

Em geral, RPE mostra o desvio percentual entre os valores calculados da distribuição Weibull e os valores calculados dos dados medidos. Da mesma forma, o MPE mostra a média de desvio percentual entre os valores calculados da distribuição Weibull e os valores calculados dos dados medidos. A AMPE mostra a média absoluta do desvio percentual entre os valores calculados da distribuição de Weibull e os valores calculados dos dados medidos. O coeficiente de regressão determina a relação linear entre os valores calculados da distribuição de Weibull e os dados medidos. O valor ideal do coeficiente de regressão é igual a 1.

Na análise estatística, para a validação dos métodos estatísticos e para um diagnóstico mais preciso quanto à eficiência dos métodos, foram utilizados seis índices estatísticos: o erro percentual relativo, o erro quadrático médio, o erro percentual médio, o erro percentual médio absoluto, o erro qui-quadrado e a análise de variância ou eficiência do método. Muitos pesquisadores utilizaram os métodos em diferentes locais geográficos para a estimativa de energia eólica (Lun & Lam, 2000). A qualidade é medida, isto é, de acordo com a proximidade ou “aderência” entre o desenho da distribuição teórica e aquele referente aos dados coletados. Quanto menor a diferença entre eles, melhor a aderência entre os dados e a determinada distribuição.

Resultados e Discussão

Para examinar o desempenho dos métodos estatísticos, anteriormente mencionados na estimativa dos parâmetros de Weibull, foi utilizado um modelo de verificação cruzada. A Tabela 1 mostra as estatísticas descritivas da velocidade do vento; estas revelam variações evidentes para os diferentes períodos analisados. O intervalo de velocidade pode ser representado como a discrepância entre a velocidade máxima e mínima do vento. A velocidade média do vento para o período analisado variou entre 3,91 (outubro) e 2,38 m.s⁻¹ (dezembro), com uma média de 3,15 m.s⁻¹.

Da mesma forma, os desvios padrão variam de 1,46 a 0,81. Os valores críticos, a 95% de nível confiável no teste de Kolmogorov-Smirnov (Q_{95}), são 0,0248, 0,0246 e 0,0238 para meses com 31, 30 e 28 dias, respectivamente. No final, o erro máximo na Função de Distribuição

Cumulativa (CDF) nunca excedeu os valores significativos correspondentes. Isto implica que a técnica proposta é aplicável para gerar as variáveis necessárias na seleção do sítio viável para a geração de energia eólica por meio de aerogeradores.

A variação da amplitude observada na velocidade média do vento ($1,53 \text{ m.s}^{-1}$) pode ser atribuída ao fato desta relacionar-se ao solstício de inverno. Nesta época, a região em estudo apresenta

constantes penetrações de frentes frias vindas do sul do continente americano. Essas frentes frias alteram os campos de pressões atmosféricas, podendo influenciar diretamente na direção e na velocidade do vento (Rodrigues et al., 2004). Os ventos de noroeste-leste, noroeste-nordeste, noroeste-norte, norte-leste e norte-nordeste ocorrem em todos os meses do ano. Nestas direções, o sentido noroeste é o que mais predomina na região.

Tabela 1. Estatísticas para dados de velocidade de vento, observados ao longo do ano de 2015, em Campo Grande-MS.

Meses	Vel. média (m.s^{-1})	Desvio padrão	Variância	Coef. de Variação (CV)	Mediana	Mínimo	Máximo	Assimetria	Parâmetros de Weibull (MOM)	
									k	c
Jan	2,89	1,27	43,82	0,44	2,90	0,80	5,20	0,21	2,49	3,26
Fev	2,89	1,27	43,82	0,44	2,90	0,80	5,20	0,21	2,35	3,16
Mar	2,54	1,10	43,15	0,43	2,50	0,70	5,30	0,68	2,54	2,86
Abr	2,69	0,99	36,71	0,37	2,55	0,80	4,70	0,08	3,02	3,01
Mai	2,76	1,16	41,93	0,42	2,70	1,00	7,60	2,37	2,62	3,11
Jun	3,27	1,20	36,64	0,37	3,30	0,80	6,10	0,10	3,03	3,66
Jul	3,67	1,34	36,37	0,37	3,60	1,60	6,60	0,47	3,05	4,12
Ago	3,35	1,46	43,56	0,44	3,10	0,80	7,00	0,86	2,51	3,77
Set	2,96	1,05	35,37	0,35	2,90	1,40	4,80	0,15	3,15	3,31
Out	3,91	1,15	29,51	0,29	3,80	1,50	7,10	0,72	3,83	4,33
Nov	2,93	1,30	44,21	0,44	2,75	0,50	5,10	-0,12	2,47	3,31
Dez	2,38	0,81	33,89	0,34	2,50	0,80	4,00	0,02	3,30	2,65

Com a entrada da frente fria, ocorre uma diminuição da pressão, fazendo com que o vento recue e aumente sua velocidade. Durante a sua passagem, ocorre elevação da pressão atmosférica, ocasionando mudanças súbitas na direção do vento, que geralmente é acompanhado de rajadas. Conforme o afastamento da frente, a pressão eleva-se lenta e continuamente, podendo apresentar rajadas com posterior estabilidade (Ayoade, 2007).

Sabe-se que o clima da região e de todo o Estado está sob a influência de diversos fatores, como a infiltração das massas de ar frio, especialmente durante os meses do inverno, dentre as quais a Massa Polar Atlântica. A Massa Polar Atlântica, com deslocamento continental, origina-se no Atlântico Sul, nas proximidades da Patagônia, penetra no estado por Oeste e Sudoeste e predomina no outono e inverno. É seca e não adquire umidade ao longo do trajeto. A Massa Polar Atlântica com deslocamento marítimo também se origina ao sul do continente sul-americano, predominando durante o inverno e a primavera. É seca na origem e absorve umidade do oceano, principalmente da corrente quente do Brasil (Wons, 1982). Outro mecanismo que vem alterando o clima da região nos últimos anos são os fenômenos “El Niño” e “La Niña” (Cruz, 2007).

Estudos realizados por Leite & Virgens Filho (2007), no município de Ponta Grossa para uma série de 26 anos de registros diários, evidenciam que as maiores oscilações de velocidades médias do vento ocorreram no período do inverno, revelando a maior amplitude total no mês de julho ($9,22 \text{ m.s}^{-1}$) e confirmando a interferência direta de fenômenos climáticos na região, capazes de alterar o comportamento dos ventos.

Para a região sudeste do Brasil, mais precisamente no município de Ituverava-SP, outro estudo verificou que as maiores velocidades médias do vento se encontravam na primavera, atingindo um valor máximo no mês de setembro (Munhoz & Garcia, 2008). Desta mesma forma, estudos realizados no Rio Grande do Sul demonstraram que na primavera ocorrem os maiores valores de velocidade média dos ventos (Silva et al., 1997; 2000; Silva & Burgueño, 2001).

A Figura 1ab mostra, respectivamente, as variações mensais das distribuições de Weibull geradas por três abordagens estatísticas consideradas para os parâmetros de escala e de forma de Weibull. Pode-se ver que a divergência entre os parâmetros de forma obtido a partir dos dados medidos (k_w) e os estimados com os métodos

MOM, EPFM e LSRM (Figura 1b) é mais significativa do que a verificada para os parâmetros de escala medido (c_w) e estimados (Figura 1a). Para os parâmetros de forma (Figura 1b) os valores menos significativos foram obtidos com o EPFM e o LSRM. Para os parâmetros de escala (Figura 1a),

tanto o MOM como o EPFM apresentaram resultados compatíveis com o medido. De modo geral, a consistência é alcançada com o MOM, que apresentou uma gama comparável de parâmetros de escala e de forma.

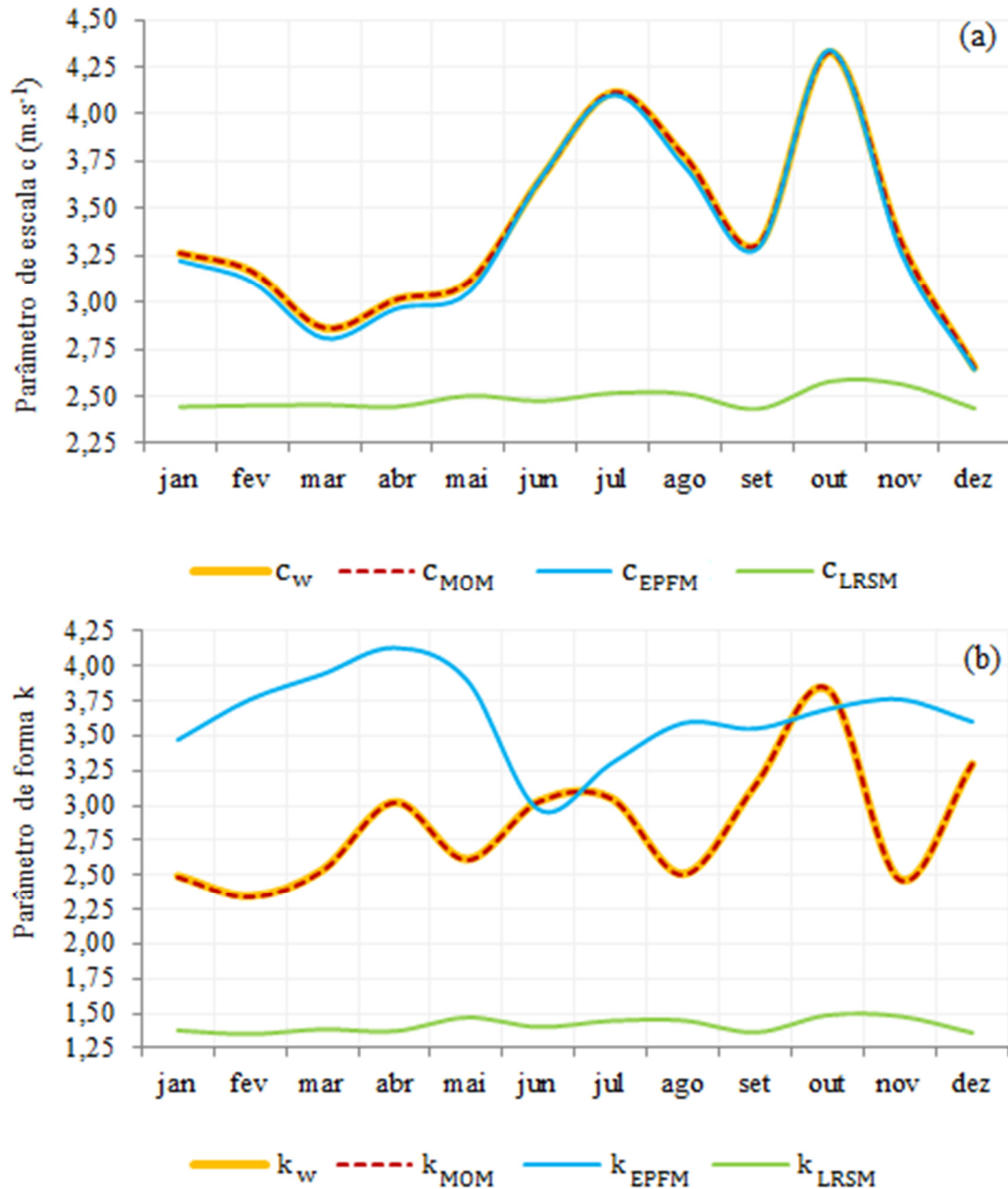


Figura 1. Distribuições de Weibull geradas por três abordagens estatísticas durante o ano de 2015. (a). Fator de escala (c); (b). fator de forma (k) da distribuição de Weibull obtidos por abordagens estatísticas em Campo Grande-MS. O índice w faz referência aos valores obtidos a partir de dados medidos, e os índices MOM, EPFM e LSRM fazem referência aos valores estimados, respectivamente, com o Método de momentos (MOM), o Método do fator padrão de energia (EPFM) e Método de regressão de mínimos quadrados (LSRM).

A Figura 2 apresenta a comparação das funções de probabilidade da velocidade média mensal do vento. Os dados do vento são caracterizados de forma robusta pela função de densidade de probabilidade (PDF) e pela função de

distribuição cumulativa (CDF). Os erros máximos de CDF são inferiores ou próximos aos valores críticos de nível de confiança de 95% no teste de Kolmogorov-Smirnov. Observou-se um comportamento semelhante e o método de

regressão de mínimos quadrados não satisfaz mais precisamente do que todos os outros métodos.

Verificou-se que, para a distribuição de Weibull, o parâmetro de forma k oscilou de forma considerável na comparação entre os meses, variando desde 3,83 até 2,35, ocorrendo o valor mais baixo no mês de fevereiro e o mais elevado no mês de outubro. Justus et al. (1978) observaram que o valor de k está inversamente relacionado com a variância da velocidade do vento em torno da velocidade média, o que implica baixas variâncias

se k for alto e vice-versa. Neste sentido, os valores de k obtidos para Campo Grande concordaram plenamente com a afirmação anterior, onde os valores mais elevados de k estiveram relacionados às menores variâncias mostradas na Tabela 1. O parâmetro de escala c variou também no intervalo de 4,33 a 2,65 $m.s^{-1}$, com valores mínimos correspondentes ao mês de dezembro, sugerindo, para este período, uma maior probabilidade de ocorrência de ventos com velocidades mais baixas.

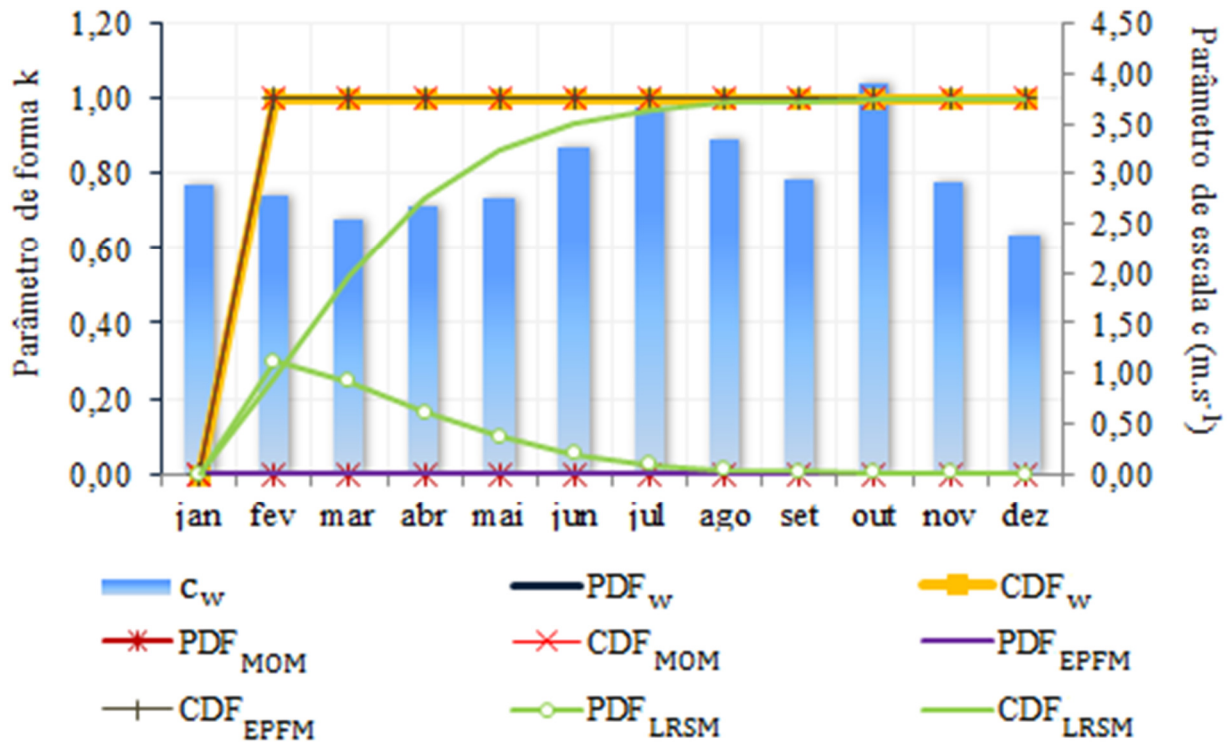


Figura 2. Comparação da função de densidade de probabilidade (PDF) e da função de distribuição cumulativa (CDF) da velocidade média mensal do vento observado em 2015, em área urbanizada em Campo Grande-MS. O índice w faz referência aos valores obtidos a partir de dados medidos, e os índices MOM, EPFM e LSRM fazem referência aos valores estimados, respectivamente, com o Método de momentos (MOM), o Método do fator padrão de energia (EPFM) e Método de regressão de mínimos quadrados (LSRM).

Foram utilizados os três métodos acima mencionados, para estimar os dois parâmetros de Weibull, isto é, os parâmetros de escala c e de forma k . Estes valores são calculados em média e apresentados nas Tabelas 2 e 3. Pode-se ver claramente que há uma relação linear forte entre os parâmetros de escala mensais (médias dos três métodos, retirados das Tabelas 2 e 3) e a velocidade média mensal do vento observado.

Na Figura 3 é mostrada a relação linear entre o parâmetro de escala e os valores médios mensais observados em Campo Grande, a correlação entre o parâmetro de escala mensal c e a velocidade média mensal do vento medida aponta uma relação linear, com uma inclinação diretamente proporcional à média dos parâmetros mensais da escala c .

A velocidade do vento pode ser demonstrada pelo coeficiente de variação/intensidade da turbulência, que pode ser definido como a razão entre o desvio padrão e a velocidade do vento. É um indicador de turbulência e não um valor absoluto, sendo este um indicador muito útil na operação e no projeto da turbina eólica. Os valores médios mensais do Coeficiente de Variação (CV) são apresentados na Tabela 1.

Tabela 2. Média mensal do fator de escala, em $m.s^{-1}$, calculado com dados medidos (c), e pelos Método de momentos (MOM), Método do fator padrão de energia (EPFM) e Método de regressão de mínimos quadrados (LSRM).

Meses	Fator de escala c ($m.s^{-1}$)			
	c	MOM	EPFM	LSRM

Jan	3,26	3,26	3,22	2,44
Fev	3,16	3,16	3,11	2,45
Mar	2,86	2,86	2,81	2,45
Abr	3,01	3,01	2,97	2,44
Mai	3,11	3,11	3,06	2,50
Jun	3,66	3,66	3,66	2,47
Jul	4,11	4,12	4,10	2,52
Ago	3,77	3,77	3,72	2,51
Set	3,31	3,31	3,29	2,43
Out	4,33	4,33	4,34	2,58
Nov	3,31	3,31	3,25	2,56
Dez	2,65	2,65	2,64	2,44

Abr	3,02	3,02	4,13	1,37
Mai	2,62	2,61	3,90	1,47
Jun	3,03	3,03	2,97	1,40
Jul	3,05	3,05	3,30	1,45
Ago	2,51	2,50	3,59	1,45
Set	3,15	3,15	3,55	1,36
Out	3,83	3,84	3,69	1,49
Nov	2,47	2,46	3,76	1,48
Dez	3,30	3,30	3,60	1,36

Tabela 3. Média mensal do parâmetro de forma calculado com dados medidos (k), e pelos Método de momentos (MOM), Método do fator padrão de energia (EPFM) e Método de regressão de mínimos quadrados (LSRM).

Meses	Fator de forma k			
	k	MOM	EPFM	LSRM
Jan	2,49	2,48	3,47	1,38
Fev	2,35	2,34	3,76	1,35
Mar	2,54	2,53	3,94	1,39

Pode-se ver que o coeficiente de variação está variando entre 44,21 e 29,51% e a maior porcentagem de variação são referentes aos meses de janeiro, fevereiro, março e agosto. Em geral, o CV é menor quando a velocidade do vento é máxima, ou vice-versa. No entanto, por causa da avaliação completa do potencial de energia eólica, operação de conversão de energia eólica ou integração de grade, é necessária alguma informação suplementar sobre periodicidade e, em geral, variabilidade do tempo da velocidade do vento para uma determinada escala de tempo.

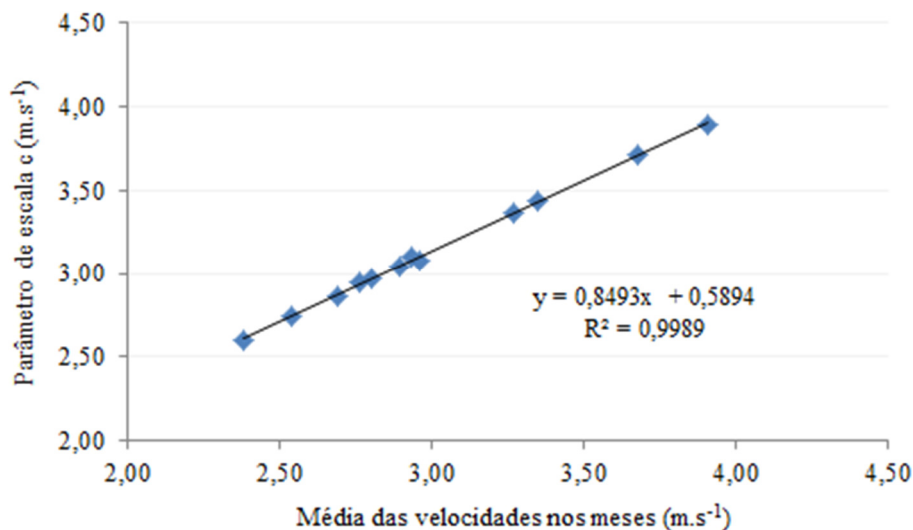


Figura 3. Relação entre os parâmetros da escala mensal de Weibull c (médias dos quatro métodos) e as médias das médias de velocidade do vento.

Os resultados do teste dos três métodos estatísticos e classificações dos métodos de acordo com seu desempenho e eficiência na avaliação dos dados do vento estão resumidos na Tabela 4. As classificações foram realizadas considerando o erro mínimo e a eficiência máxima, de acordo com as primeiras três posições, respectivamente. Nas classificações de posição, quatro casas decimais foram consideradas em cada valor por métodos de iteração numérica. Verificou-se que o LSRM alcançou a última posição e ambos, EPFM e MOM, assumiram a primeira posição.

Na Tabela 4, os índices estatísticos revelaram o coeficiente de regressão máximo

observado. Pode-se ver claramente que os métodos EPFM e MOM dão resultados muito próximos e apresentaram melhor desempenho em comparação com o método LSRM. Destes três métodos, os valores mais significativos, especialmente no que diz respeito ao erro do qui-quadrado, $\chi^2 = 4,49$, e a eficiência do método, $R^2 = 0,999$, foram encontrados com o método MOM.

De modo geral, podemos dizer que o coeficiente de determinação R^2 encontrado para os métodos EPFM e MOM explicam mais de 99% da variabilidade dos dados, ao passo que o valor encontrado para o método LSRM explica apenas 49% da variabilidade dos dados.

Tabela 4. Índices estatísticos utilizados para validação e diagnóstico da eficiência dos métodos estatísticos: erro percentual relativo (RPE), erro quadrático médio (RMSE), erro percentual médio (MPE), erro qui-quadrado (χ^2) e coeficiente de regressão (R^2).

Método	k	c (m.s ⁻¹)	RPE	RMSE	MPE	χ^2	R^2
EPFM	3,64	3,35	0,100	0,339	0,025	3,714	0,993
LSRM	1,41	2,48	0,163	0,582	0,047	5,038	0,494
MOM	2,86	3,38	0,122	0,370	0,022	4,494	0,999

O potencial eólico de Campo Grande e Dourado, em Mato Grosso, foi investigado por Souza & Granja (1997), a partir do registro de seis anos de dados do INMET, ocasião em que obtiveram os parâmetros de Weibull, para períodos semanais e mensais, baseados na velocidade e direção do vento medidos a 10 m. Concluíram que as densidades de potência média anual em Campo Grande e Dourado foram, respectivamente, de 40,2 e 49,8 Wm⁻² e que o Método Gráfico foi o que proporcionou a melhor estimativa dos parâmetros de Weibull, pois resultou nos menores erros dentre os métodos apresentados por Justus et al. (1978).

Tais resultados comprovam a necessidade de efetuar estudos regionalizados testando-se um maior número de modelos probabilísticos para o ajuste desta variável climática, uma vez que peculiaridades do espaço físico e a interferência de fenômenos climáticos na região, em escala mensal, diária e até mesmo horária, são capazes de alterar o comportamento do vento de forma significativa. Conforme mostrado na Tabela 2 e discutido anteriormente, os dados de velocidade média do vento ajustam-se adequadamente à distribuição Weibull. Este resultado extremamente importante só pôde ser verificado pela investigação de um modelo probabilístico menos utilizado em outros estudos e regiões.

Conclusões

O método estatístico mais eficiente para representar o conjunto de velocidade dos ventos medido é a distribuição de Weibull. Dentre os métodos analisados nesse estudo, EPFM e MOM apresentaram a menor taxa de erro para calcular os parâmetros desta distribuição. Além disso, os métodos EPFM e MOM explicam mais de 99% da variabilidade dos dados, ao passo que o método LSRM explica apenas 49% da variabilidade dos dados. Portanto, os índices estatísticos apontam os métodos EPFM e MOM como sendo os mais eficientes para ajustar as curvas de distribuição de Weibull para a avaliação de dados de velocidade do vento.

Agradecimentos

Os autores agradecem às Universidades pelo apoio através da disponibilização de suas instalações.

Declaração do banco de dados/ Disponibilidade de dados

A base de dados meteorológica é de domínio público e está disponível no Centro de Monitoramento de Clima e Recursos Hídricos do Mato Grosso do Sul (Cemtec/MS), órgão ligado à Secretaria do Meio Ambiente, Desenvolvimento Econômico, Produção e Agricultura Familiar (Semagro), <http://www.cemtec.ms.gov.br>.

Referências

- ABERNETHY, R. B. 2002. The new Weibull handbook (4th ed.), North Palm Beach, Florida.
- AYOADE, J. O. 2007. Introdução à climatologia para os trópicos. 12 ed. Rio de Janeiro: ed. Bertrand Brasil, 332p.
- BAGIORGAS, H. S.; MIHALAKAKOU, G.; MATTHOPOULOS, D. 2008. A statistical analysis of wind speed distributions in the area of western Greece. International Journal of Green Energy, v. 5, n. 1, p. 120-137.
- BENARD, A.; BOS-LEVENBACH, E. C. 1953. Het uitzetten van waarnemingen op waarschijnlijkheidspapier (the plotting of observations on probability paper). Statistica Neerlandica, v. 7, p. 163-173.
- BHATTACHARYA, P. 2011. Weibull distribution for estimating the parameters. Wind Energy Management, publication with In Tech., ISBN: 978-953-307-336-1.
- CALGARO, M. 2006. Análise da Variação Espaço-Temporal dos Parâmetros Para a Modelagem Estocástica da Precipitação Pluvial Diária do Rio Grande do Sul. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil.
- CARNEIRO, T. C.; MELO, S. P.; CARVALHO, P. C. M.; BRAGA, A. P. S. 2016. Particle Swarm Optimization method for estimation of Weibull parameters: A case study for the Brazilian northeast region. Renewable Energy, v. 86, p. 751-759.

- CARTA, J. A.; RAMIREZ, P.; VELAZQUEZ, S. 2009. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis case studies in the Canary Islands. *Ren. Sust. Energy Reviews*, v. 13, p. 933-955.
- COSTA ROCHA, P. A.; DE SOUSA, R. C.; DE ANDRADE, C. F.; SILVA, M. E. V. 2012. Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. *Applied Energy*, v. 89, p. 395-400.
- CRUZ, G. C. F. 2007. Alguns aspectos do clima dos Campos Gerais. In: Melo, M. S.; Moro, R. S.; Guimarães, G. B. (Ed.). *Patrimônio Natural dos Campos Gerais do Paraná*. Ponta Grossa: Editora UEPG, Cap. 5, pp. 59-72.
- DILLENBURG, M. R. 2005. Estimativas de confiabilidade de produto a partir das contagens mensais de vendas e falhas ao longo do período de garantia. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil, 93f.
- DORVLO, A. S. S. 2002. Estimating wind speed distribution. *Energy Conversion Management*, v. 43, p. 2311-2318.
- FAWZAN, M. A. 2000. Methods for Estimating the Parameters of the Weibull Distribution. King Abdulaziz City for Science and Technology, Arábia Saudita, pp. 1-11.
- JOWDER, F. A. L. 2009. Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in Kingdom of Bahrain. *Applied Energy*, v. 86, p. 538-545.
- JOHNSON, N. L.; KOTZ, S. 1970. Continuous univariate distributions, vol. 2. Houghton Mifflin.
- JUNYI, Z.; ERGIN, E.; GONG, L.; JING, S. 2010. Comprehensive evaluation of wind speed distribution models: a case study for North Dakota sites. *Energy Conversion and Management*, v. 51, n. 7, p. 1449-1458.
- JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D. 1978. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Meteorology*, v. 17, n. 3, p. 350-353.
- JUSTUS, C.; MIKHAIL, A. 1976. Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, v. 3, p. 261-264.
- KUMAR, K. S. P.; GADDADA, S. 2015. Statistical scrutiny of Weibull parameters for wind energy potential appraisal in the area of northern Ethiopia. *Renewables: Wind, Water, and Solar*, v. 2, n.14, 15p.
- KWON, S. D. 2010. Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*, v. 87, p. 856-865.
- LAI, C. M.; LIN, T. H. 2006. Technical assessment of the use of a small-scale wind power system to meet the demand for electricity in a land aquafarm in Taiwan. *Renewable Energy*, v. 31, p. 877-892.
- LEITE, M. L.; VIRGENS FILHO, J. S. 2007. Avaliação da distribuição Beta com modelo probabilístico para análise de dados de velocidade do vento para Ponta Grossa – publ UEPG, Ciências exatas e da terra, Ciências Agrárias e Engenharias, v. 23, n. 1, p. 51-57.
- LUN, I. Y. F.; LAM, J. C. 2000. A study of Weibull parameters using long-term Wind observations. *Renewable Energy*, v. 20, p. 145-153.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. 2010. *Wind energy explained: theory, design and application* (2nd ed.). Wiltshire: Wiley.
- MOHAMMADI, K.; MOSTAFAEIPOUR, A. 2013. Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in Zarrineh, Iran. *Energy Conversion Management*, v. 65, p. 463-470.
- MUNHOZ, F. C.; GARCIA, A. 2008. Caracterização da velocidade e direção predominante dos ventos para a localidade de Ituverava-SP. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 23, n. 1, p. 30-34.
- RODRIGUES, M. L. G.; FRANCO, D.; SUGAHARA, S. 2004. Climatologia de frentes frias no litoral de Santa Catarina. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 22, n. 2, p. 135-151.
- SILVA, J. B.; BURGUEÑO, L. E. T. 2001. Estimativa do potencial eólico a partir de tabelas de probabilidades da velocidade média pentadal do

vento, na cascata, em Pelotas-RS. Rev. Bras. de Agrometeorologia, v. 9, n. 2, p. 333-338.

SILVA, J. B.; LARROZA, E. G.; BURGUEÑO, L. E. T. 2000. Estimativa do potencial eólico no campus da Universidade Federal de Pelotas, em Pelotas, RS. Rev. Bras. de Agrometeorologia, v. 8, n. 1, p. 111-119.

SILVA, J. B.; SCHONS, R. L.; LARROZA, E. G. 1997. Probabilidade de ocorrência de rajadas máximas de vento em Pelotas, RS. Rev. Bras. de Agrometeorologia, v. 5, n. 2, p. 237-240.

SOUZA, A.; PAVAO, H.; LASTORIA, G.; GABAS, S. G.; CAVAZZANA, G. H. 2010. Modelo de Thom para o zoneamento bioclimático de Mato Grosso do Sul. Revista de Geografia Norte Grande, v. 46, p. 137-147.

SOUZA, A. 2015. Análises Multivariadas, análises de Componente Principal (ACP) e de Agrupamento (AA), para identificar futuros sítios de geração de energia eólica. Interfaces Científicas - Saúde e Ambiente, v. 3, n. 3, p. 9-24.

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, v. 5, n. 1, p. 109-114.

THIAW, L.; SOW, G.; FALL, S. S.; KASSE, M.; SYLLA, E.; THIOYE, S. 2010. A neural network based approach for wind resource and wind generators production assessment. Applied Energy, v. 87, p. 1744-1748.

UCAR, A.; BALO, F. 2009. Investigation of wind characteristics and assessment of wind generation potentiality in Uludag-Bursa, Turkey. Applied Energy, v. 86, p. 333-339.

WEIBULL, W. 1951. A statistical distribution functions of wide applicability. Journal of Applied Mechanics, v. 18, p. 292-297.

WONS, I. 1982. Geografia do Paraná. Curitiba: Ensino Renovado, 172p.

ZHOU, W.; YANG, H. X.; FANG, Z. H. 2006. Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China. Renewable Energy, v. 31, n. 6, p. 739-753.