

## ANÁLISE DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA EM CAMPOS DOS GOYTACAZES, RJ<sup>1</sup>

Elias Rocha Gonçalves Júnior<sup>a\*</sup>, Cláudio Luiz Melo de Souza<sup>a</sup>, Milton Erthal Júnior<sup>a</sup>,  
Virgínia Siqueira Gonçalves<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Centro de Pesquisa Candido Mendes  
Universidade Candido Mendes - UCAM, Campos dos Goytacazes-RJ, Brasil

Recebido 29/05/2020, aceito 15/03/2021

### RESUMO

A energia eólica tem sido significativamente aplicada na geração de energia elétrica. Neste artigo, o objetivo é determinar, a partir da função Weibull, a densidade de potência média para a cidade de Campos dos Goytacazes, RJ, com o intuito de avaliar a possibilidade de instalação de uma central geradora de energia eólica, considerando aerogeradores de 10, 50, 75 e 100 metros de altura. Os dados utilizados foram obtidos em uma estação meteorológica de observação do Instituto Nacional de Meteorologia. Os valores numéricos dos parâmetros de Weibull foram determinados para cada uma das alturas em estudo. Diante dos resultados obtidos, pode-se afirmar que o local escolhido é tecnicamente viável à instalação de um parque eólico, podendo abrigar aerogeradores de 50, 75 e 100 metros. Para o caso da altura de 10 metros, esta é classificada como não adequada a geração em larga escala, pois seu módulo está abaixo de  $100 \text{ W.m}^{-2}$ .

**Palavras-chave:** Energia eólica, Velocidade do vento, Função Weibull, Campos dos Goytacazes.

### ABSTRACT

Wind energy has been significantly applied in the generation of electricity. The objective of this paper is to determine, from the Weibull function, the mean power density for the city of Campos dos Goytacazes, RJ, in order to evaluate the possibility of installing a wind generator central, considering wind turbines of 10, 50, 75 and 100 meters high. The data used were obtained from a meteorological observation station of the National Meteorological Institute. The numerical values of the Weibull parameters were determined for each height of the study. In view of the results obtained, it can be stated that the chosen site is technically feasible to the installation of a wind farm, being able to house aerogenerators of 50, 75 and 100 meters. For the case of the height of 10 meters, this is classified as not suitable for large scale generation, since its module is below  $100 \text{ W.m}^{-2}$ .

**Keywords:** Wind energy, Wind speed, Weibull function, Campos dos Goytacazes.

---

\*Autor para correspondência. E-mail: eliasrgjunior1@gmail.com  
DOI: 10.4322/PODes.2021.011

## 1. Introdução

Devido a crescente conscientização sobre os impactos negativos da geração de energia em larga escala por combustíveis fósseis, bem como a percepção de que os recursos do planeta são finitos, governos, organizações e indivíduos estão observando com maior interesse as fontes de energia de pequena escala, descentralizadas e de baixa emissão de carbono (Weekes e Tomlin, 2013). Projetos de geração de energia por fontes de natureza renovável são classificados, geralmente, como investimentos sustentáveis e “amigos do meio ambiente” (Davidsson et al., 2012).

O Brasil ocupa uma posição de liderança no uso de recursos naturais geradores de energia renovável. Uma forma de destacar a energia eólica é o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia, incentivando a participação de fontes renováveis (Dalmaz et al., 2008). Segundo Corrêa da Silva et al. (2016), há realização de leilões e, atualmente, negociações desta natureza financiam aproximadamente cerca de 95% dos projetos existentes.

A avaliação potencial de energia eólica depende de uma modelagem clara do regime dos ventos e do comportamento da velocidade do vento, que são importantes para prever a energia de saída de um sistema de geração eólico (Pishgar-Komleh et al., 2015). Segundo Simons e Cheung (2016), as características do vento e potencial de energia de vários locais são analisadas em diversos países do mundo, com intuito de caracterizar os procedimentos matemáticos úteis para realizar verificações em locais com potencial para instalação de parques eólicos. A análise seletiva de vento em áreas urbanas está crescendo como uma ferramenta para avaliar a dispersão de poluentes (Di Gilio et al., 2017).

Medições de vento são geralmente realizadas abaixo das alturas dos cubos das turbinas eólicas, devido à inviabilidade econômica de usar várias torres anemométricas para mapear cada espaço e altura do ponto (Amarante et al., 2002). Em consequência, um modelo de corte temporal do vento se mostra necessário para extrapolar o recurso eólico observado das alturas mais baixas disponíveis para a altura da turbina (Gualtieri e Secci, 2014). As variações da velocidade do vento durante o ano podem ser caracterizadas em termos de distribuição de probabilidade (Kwon, 2010).

Existem várias distribuições de frequência probabilísticas usadas para representar dados de velocidade do vento, tais como as distribuições Gamma, Normal, Log-Normal e Weibull, sendo esta última a função comumente utilizada pela comunidade de energia eólica para modelar a distribuição de frequência de velocidade do vento em todo o mundo (Carneiro et al., 2016).

Segundo Quercia et al. (2016), a distribuição Weibull é uma das distribuições mais utilizadas para diferentes propósitos, como modelagem, análise de confiabilidade, análise de dados de tempo de vida, entre outras áreas aplicadas, como mecânica, bio-sistema, nuclear e engenharia de energia. Em diversos estudos, nota-se que a distribuição de Weibull é utilizada para a mensuração do potencial de energia eólica nas diferentes regiões do mundo (Akdag e Guler, 2015; Andrade et al., 2014).

Muitos estudos fazem uso de dados de vento e distribuição de Weibull para caracterizar uma determinada região (Acakpovi et al., 2018; Ahmed, 2018; Al-Nassar et al., 2005; Fazelpour et al., 2015; Gabriel Filho et al., 2011; Grah et al., 2014; Mohammadi e Mostafaeipour, 2013; Rehman et al., 1994; Ulgen e Hepbasli, 2002). Nestes estudos, a função de dois parâmetros de Weibull, sendo eles “k”, o parâmetro de forma, e “c”, o parâmetro de escala, apresentou relevância e aplicabilidade na análise dos mais variados conjuntos de dados de vento (Lun e Lam, 2000).

Os principais objetivos deste trabalho são determinar os dois parâmetros, k e c, de uma função de distribuição de Weibull e calcular a densidade de energia eólica de Campos dos Goytacazes, Brasil, para prever a produção de energia e avaliar a possibilidade de instalação de um parque de geração eólica, considerando as alturas de 10, 50, 75 e 100 metros para os aerogeradores.

## 2. Material e Métodos

Campos dos Goytacazes (21° 45' 15" S, 41° 19' 28" W) é uma cidade do estado do Rio de Janeiro, no sudeste do Brasil. Segundo a classificação climática Köppen-Geiger (Kottek et al., 2006), a cidade tem uma climatologia equatorial com inverno seco (AW), com temperatura média anual em torno de 23,6 °C e altitude média de 13 m. Em 2017, a população era de 490.288 habitantes e a área é de 4037,8 km<sup>2</sup> (IBGE, 2017).

Registros de velocidade do vento foram obtidos por um anemômetro, com altura de sete metros, da estação meteorológica de observação de superfície automática, do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizada no distrito de Farol de São Tomé, em Campos dos Goytacazes. Foram utilizados dados gerados por um ano, mais especificamente no período de 01/03/2017 a 01/03/2018. Um ano de dados de velocidade do vento é aceitável para representar as variações de longo prazo no perfil do vento, apresentando um nível de precisão de 90% (Mohammadi e Mostafaeipour, 2013).

Para caracterizar o regime de velocidade do vento, os valores foram definidos em ordem decrescente e divididos em classes de 1 m.s<sup>-1</sup>, sendo o intervalo mínimo igual a 0 - 1 m.s<sup>-1</sup> e a frequência máxima varia de acordo com as alturas a serem estudadas.

Segundo Safari e Gasore (2010), para projetos que envolvam sistemas de conversão de energia eólica, é necessário estimar a velocidade do vento em várias altitudes. Portanto, os valores do regime dos ventos serão extrapolados compondo um perfil de velocidade com 4 alturas: 10, 50, 75, e 100 m. A altura de 10 metros corresponde a turbinas de pequena escala e as alturas subsequentes foram propostas segundo informações apresentadas no Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro (Amarante et al., 2002), que são geralmente utilizadas para geração de energia em larga escala.

De acordo com estudos empíricos realizados por Justus et al. (1978), Manwell et al. (2009) e Acakpovi et al. (2018), a velocidade do vento em uma altura desejada Z pode ser avaliada utilizando o modelo de lei de potência, apresentadas nas expressões (1) e (2).

$$V_w(Z) = \left(\frac{Z}{Z_{ref}}\right)^\alpha \cdot V_w(Z_{ref}) \quad (1)$$

em que:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(V_w(Z_{ref}))}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_{ref}}{10}\right)} \quad (2)$$

em que Z é a altura desejada; Z<sub>ref</sub> é a altura de referência em que os dados originais foram coletados; V<sub>w</sub>(Z) é a velocidade do vento na altura Z; e V<sub>w</sub>(Z<sub>ref</sub>) é a velocidade do vento na altura Z<sub>ref</sub>. A distribuição de Weibull com dois parâmetros será utilizada para descrever o comportamento do vento, sendo sua função densidade de probabilidade descrita na expressão (3).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

em que k é o parâmetro de forma (adimensional) e c (m.s<sup>-1</sup>) é o parâmetro de escala com a dimensão de velocidade. Para cada localização, os parâmetros de distribuição k e c terão valores diferentes e podem ser estimados por vários métodos diferentes, como apresentado por Costa Rocha et al. (2012) e Andrade et al. (2014).

Para o cálculo do parâmetro de escala c e forma k, foi aplicado o método de regressão, que consiste na linearização da função de distribuição acumulada de Weibull, dada pela expressão (4) (Manwell et al., 2009).

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (4)$$

Para estimação destes parâmetros, utilizou-se o método gráfico (Chang, 2011), a partir da linearização da expressão (4), no qual os dados de velocidade do vento são interpolados por meio de uma linha reta, usando o conceito de mínimos quadrados. A equação para este método pode ser representada por uma transformação logarítmica, conforme disposto na expressão (5), posteriormente detalhada nas expressões (6) e (7).

$$Y = kX - k \ln(c) \quad (5)$$

em que:

$$Y = \ln\{-\ln[1 - F(V_w(Z))]\} \quad (6)$$

$$X = \ln(V_w(Z)) \quad (7)$$

Da expressão (5), podemos notar que a relação entre Y e X é uma reta com inclinação a = k e coeficiente linear b = - k . ln(c), e Y e X são funções das variáveis V<sub>w</sub> e Z, como em (6) e (7), respectivamente. Isolando o parâmetro c, a partir da expressão do coeficiente linear, tem-se a expressão (8).

$$c = \exp\left(\frac{-b}{a}\right) \quad (8)$$

A caracterização do local de acordo com o regime de ventos correlacionando com velocidade média anual do vento, variância e densidade de potência média foi realizada com base nas equações (9), (10) e (11), respectivamente. Para calcular a densidade de potência média P<sub>m</sub>, foi utilizada a densidade do ar igual a 1,12 kg.m<sup>-3</sup>.

$$V_w(Z)_{anual} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (9)$$

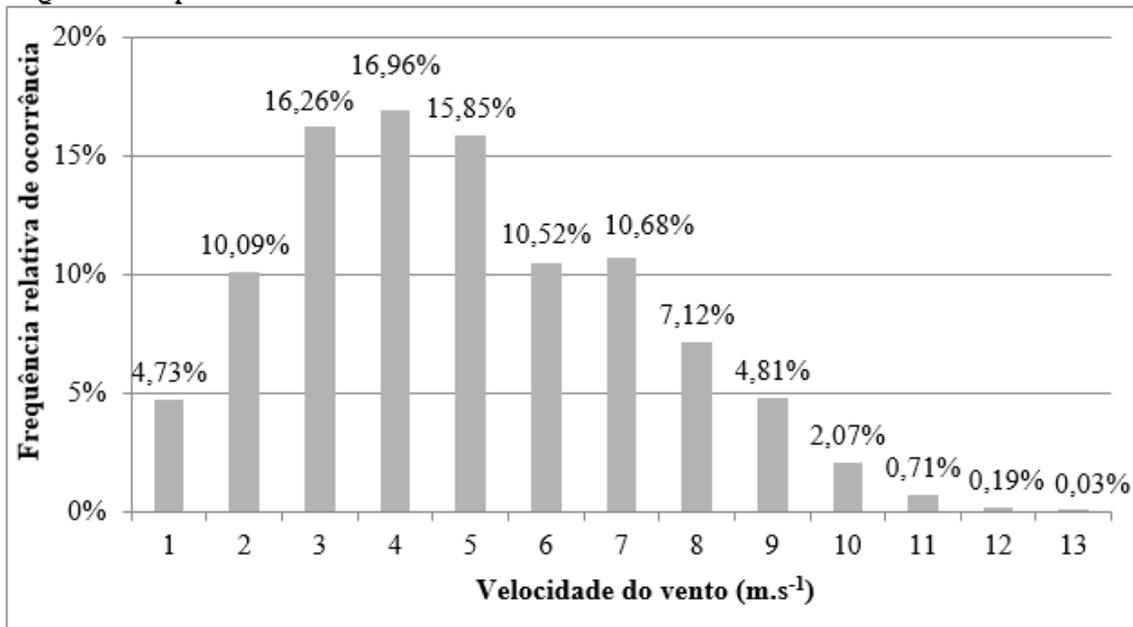
$$\sigma^2 = c^2 \cdot \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left( \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad (10)$$

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot c^3 \cdot \left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (11)$$

### 3. Resultados e Discussão

Os dados obtidos da estação meteorológica de observação de superfície automática, do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizada no distrito de Farol de São Tomé, em Campos dos Goytacazes, totalizaram 8.737 horas de registros, sendo estabelecidas classes de frequência de 1 m.s<sup>-1</sup>, correspondentes aos módulos de velocidade encontrados para cada uma das alturas estudadas. Estes dados de cada uma destas estão dispostos nas Figuras 1 a 4.

Figura 1: Frequência relativa de ocorrência anual da velocidade do vento a uma altura de 10 m.

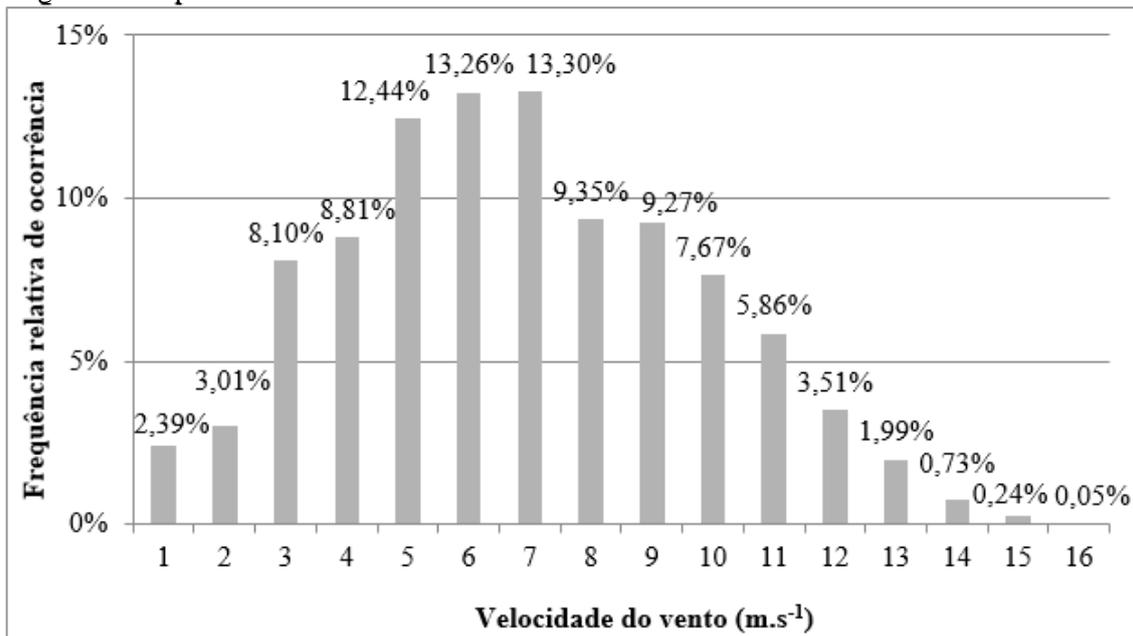


Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise da Figura 1 revela que as velocidades do vento em torno de 3-4 m.s<sup>-1</sup> foram predominantes, com um total de 16,96% da amostra, seguido de perto pela classe de 2-3 m.s<sup>-1</sup>, que representa 16,26%. Segundo Grah et al. (2014), a melhor faixa para a velocidade do vento é entre 3 e 10 m/s, sendo este o intervalo ideal para aplicações em engenharia.

Ao analisar a Figura 2, a seguir, nota-se que há uma predominância das velocidades do vento nas categorias 5-6 e 6-7 m.s<sup>-1</sup>, com 13,26% e 13,30%, respectivamente. Devido à proximidade de suas frequências, pode-se afirmar que a maioria dos módulos de velocidade verificados estão entre 5 e 7 m.s<sup>-1</sup>.

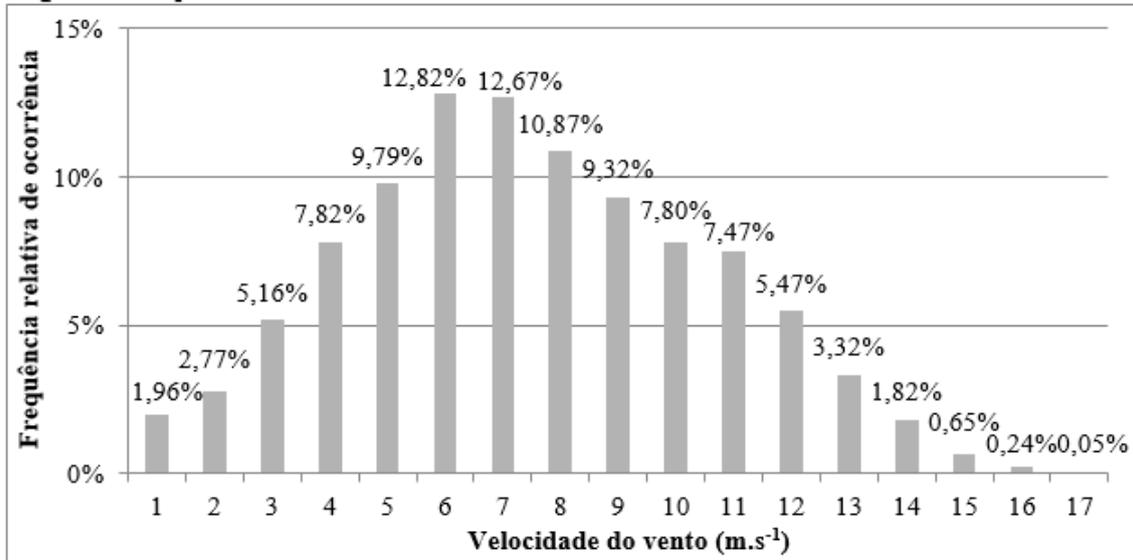
Figura 2: Frequência relativa de ocorrência anual da velocidade do vento a uma altura de 50 m.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No caso da frequência relativa de ocorrência para a altura de 75 m, verifica-se a mesma situação da (Figura 2), nas velocidades do vento nas categorias 5-6 e 6-7 m.s<sup>-1</sup> destacam-se, porém com porcentagens ligeiramente menores, 12,82% e 12,67%, na devida ordem (Figura 3).

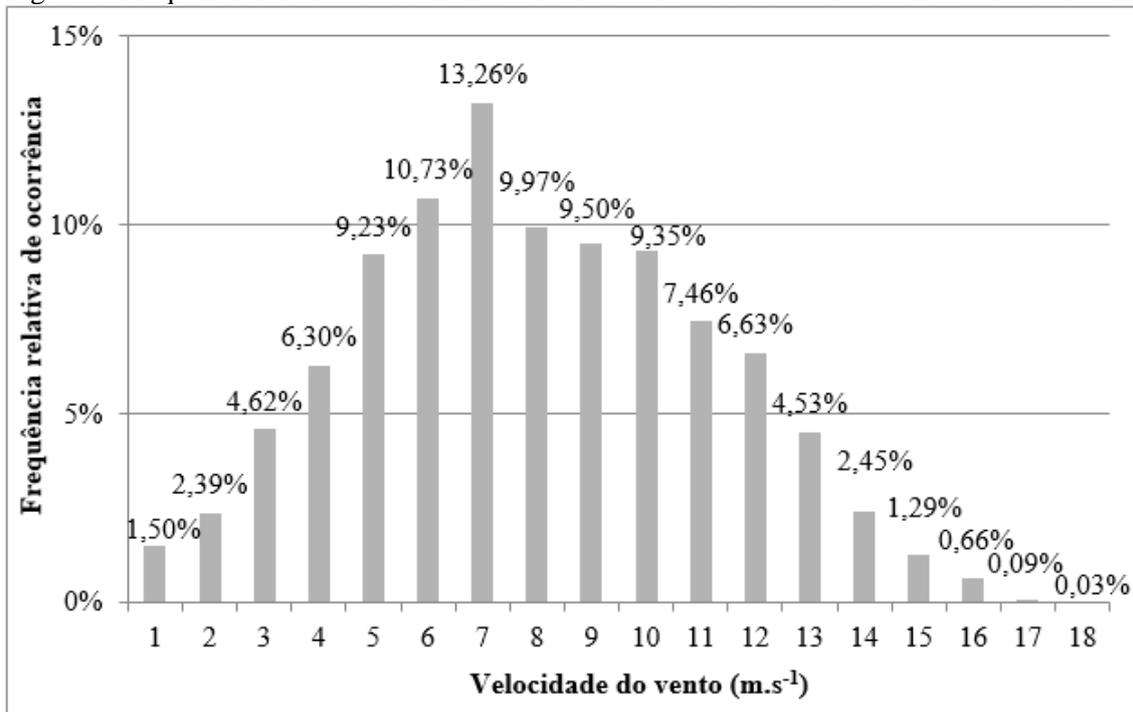
Figura 3: Frequência relativa de ocorrência anual da velocidade do vento a uma altura de 75 m.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim ao observar-se a frequência relativa de ocorrência anual a 100 metros de altura (Figura 4), há uma situação similar às Figuras 2 e 3, porém deve-se salientar que a porcentagem de frequência da chamada velocidade predominante é praticamente a mesma da encontrada na altura de 50 metros. Este fato denota certa homogeneidade nas velocidades dos ventos de maior periodicidade, apesar de haver uma maior dispersão de módulos no caso dos 100 metros de altura.

Figura 4: Frequência relativa de ocorrência anual da velocidade do vento a uma altura de 100 m.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Um resumo dos dados coletados incluindo a velocidade do vento extrapolada para 10, 50, 75 e 100 metros, é apresentado na Tabela 1, seguido pela exibição da função de distribuição de probabilidade desenvolvida usando a velocidade do vento coletada no distrito de Farol de São Tomé. Deve-se salientar que as médias e os desvios padrões a seguir foram obtidos a partir das medições reais.

Tabela 1: Parâmetros estatísticos da velocidade do vento para diferentes alturas.

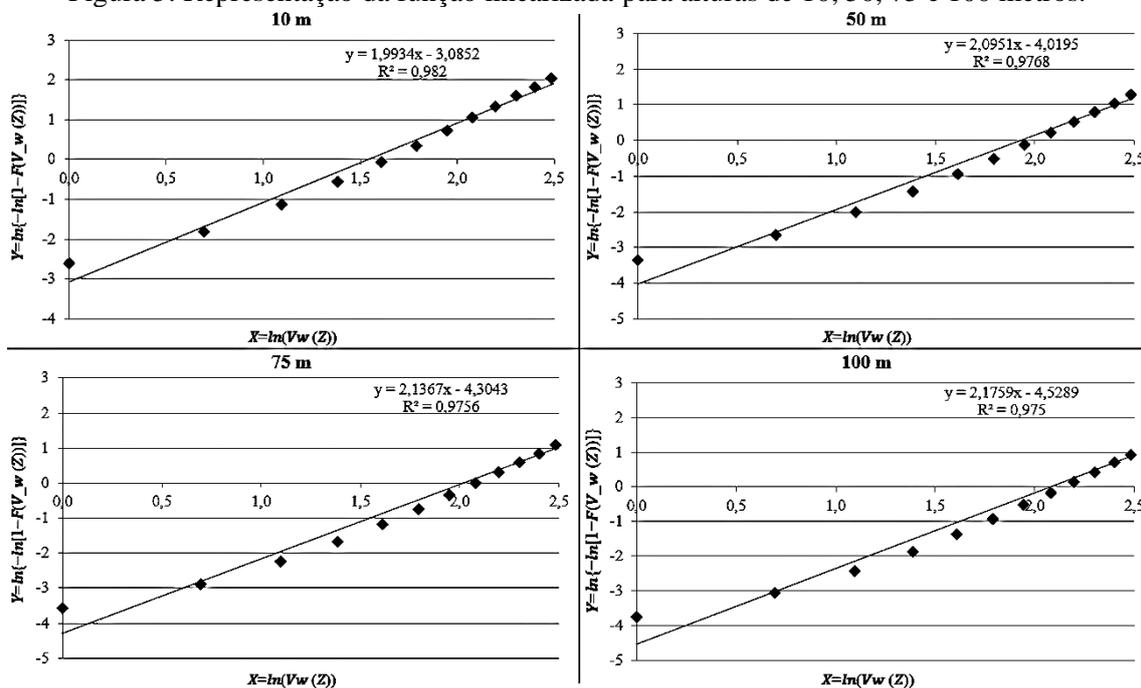
Parâmetros	Altura (m)			
	10	50	75	100
Velocidade média (m.s <sup>-1</sup> )	4,40	6,35	6,97	7,45
Desvio padrão	2,30	2,93	3,11	3,23

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que há uma proporcionalidade direta entre o crescimento em módulo de desvio padrão e o aumento da altura estudada. Um alto desvio padrão indica que os pontos dos dados estão espalhados por uma ampla gama de valores (Cornillon e Matzner-Lober, 2007).

A partir dos dados apresentados nas Figuras 1 a 4, determinou-se os valores da função linear  $Y = AX + B$ , a partir do software Matlab®, para cada uma das alturas em estudo, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5: Representação da função linearizada para alturas de 10, 50, 75 e 100 metros.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir das funções linearizadas representadas na Figura 5, estimou-se os parâmetros  $k$  e  $c$  para cada uma das alturas, a fim de determinação suas funções de probabilidade de Weibull para mensuração do potencial de energia eólica. Os valores encontrados estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2: Valores de  $k$  e  $c$  da distribuição de Weibull para as alturas estudadas.

Parâmetros	Altura (m)			
	10	50	75	100
$k$	1,99	2,10	2,14	2,18
$c$ (m.s <sup>-1</sup> )	4,70	6,81	7,50	8,02

Fonte: Elaborado pelo autor.

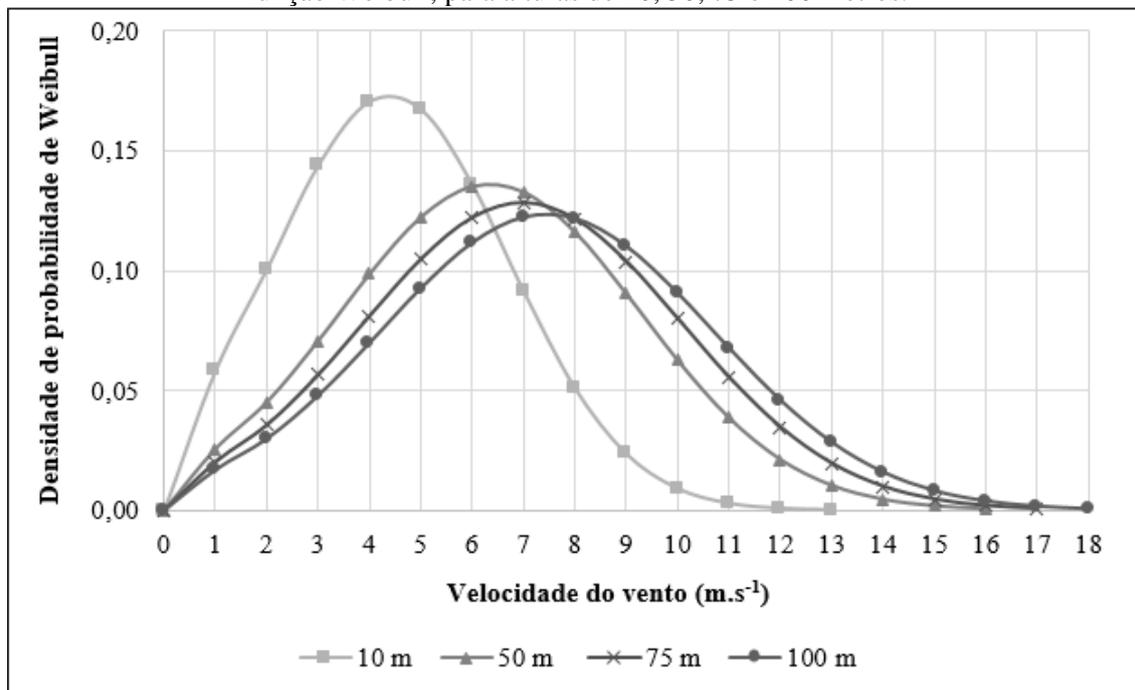
O parâmetro de forma  $k$  está relacionado com a taxa de assimetria da curva de Weibull. Valores de  $k$  mais altos (entre 2 e 3) significam que a curva é mais inclinada para velocidades de vento mais altas, como no caso de alturas 50, 75 e 100 metros, e valores mais baixos (entre 1 e 2) significam que a curva é mais inclinada para velocidades de vento mais baixas, indicando que velocidades de vento mais baixas são mais prováveis acontecer (Grah et al., 2014), sendo esta circunstância na qual a altura de 10 metros está alocada (vide Figura 6)

O parâmetro de escala  $c$  mostra o valor de pico da curva de Weibull. De fato, maiores módulos de  $c$  significam que a frequência de velocidades do vento é distribuída por um intervalo mais amplo (Mostafaeipour et al., 2011). Além disso, a densidade de potência média do vento, devido ao parâmetro cúbico na expressão (11), é fortemente dependente do parâmetro  $c$  (Gabriel Filho et al., 2011).

Examinando-se os parâmetros de escala apresentados, observa-se um aumento relativo de módulo conforme a altura em estudo também aumenta, indicando que não há uniformidade na dispersão dos valões, fato também observado na Tabela 2, com a altura de 100 metros apresentando o maior valor de  $c$  ( $8,02 \text{ m.s}^{-1}$ ).

Com estes parâmetros, foi possível determinar a função de distribuição de Weibull para cada uma das alturas estudadas. A Figura 6 expressa as curvas das funções correspondentes.

Figura 6: Distribuições de probabilidade anuais da velocidade do vento calculadas a partir da função Weibull, para alturas de 10, 50, 75 e 100 metros.

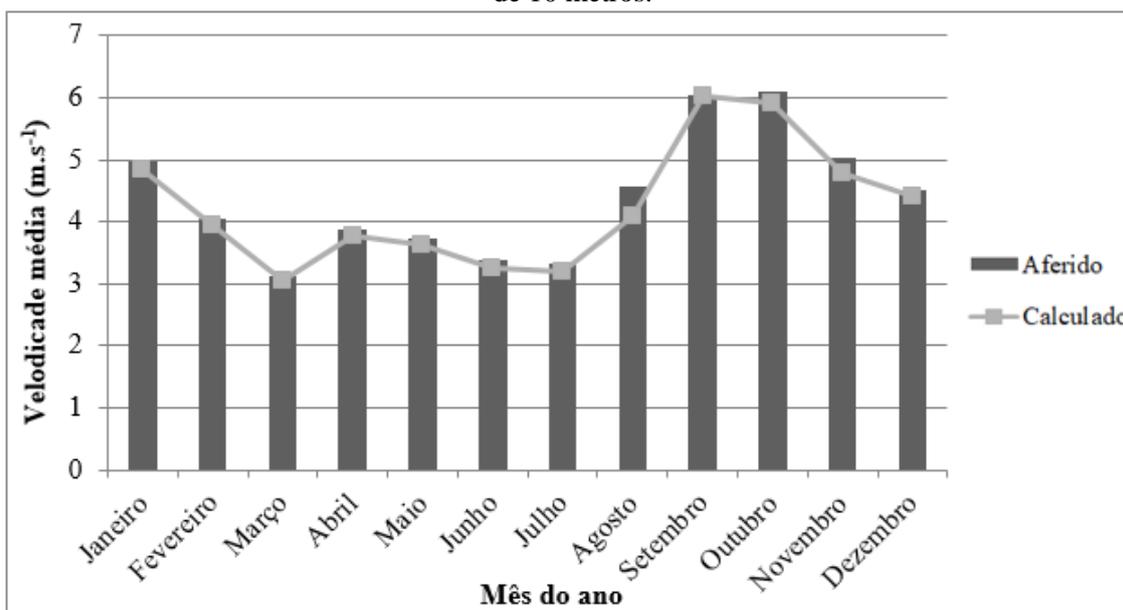


Fonte: Elaborado pelo autor.

Observando-se a Figura 6, nota-se que, para a altura de 10 m, o ponto máximo da distribuição é atingido entre 4 e 5  $\text{m.s}^{-1}$ , fato que corrobora o módulo da velocidade média aferido, que foi de  $4,40 \text{ m.s}^{-1}$  (Tabela 1). O mesmo fato se repete para as demais alturas, nas quais os pontos máximos de suas respectivas distribuições são correspondentes às velocidades máximas reais (Tabela 1).

A partir da determinação da velocidade média aferida para cada uma das alturas, foi realizada uma comparação entre os valores reais e os valores calculados a partir de (9), que baseiam-se nos parâmetros dispostos na Tabela 2. A comparação está descrita na Figura 7. Foram utilizados os valores das velocidades média mensais correspondentes à altura de 10 metros para verificação.

Figura 7: Comparação entre os valores de velocidade média, aferidos e calculados, para a altura de 10 metros.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 7, pode-se observar que há uma baixa variação entre os valores aferidos e calculados, o que demonstra que o método utilizado é adequado a projeções pela relativa proximidade dos módulos obtidos e os reais. A maior variação ocorreu no mês de agosto, no qual o valor real da velocidade média foi de  $4,57 \text{ m.s}^{-1}$ , enquanto o módulo obtido na equação (9) foi de  $4,10 \text{ m.s}^{-1}$ .

Verificou-se que o mês de setembro apresentou o maior módulo de velocidade do vento dentre todos os meses do ano, e identificou-se a menor variação entre os valores calculados (6,02) e aferidos (6,05), com uma diferença de 0,03 entre estes, apresentando um pequeno erro residual (5%).

A distribuição da velocidade do vento determina o desempenho dos sistemas de energia eólica. Uma vez conhecida a distribuição da velocidade, a potência média dos ventos e, portanto, a viabilidade econômica podem ser facilmente obtidas (Zhou et al., 2006). A densidade de potência média da energia eólica é geralmente considerada um melhor indicador do recurso eólico do que a velocidade do vento (Al-Nassar et al., 2005). Os valores calculados da densidade de potência (expressão (11)) podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3: Valores calculados de densidade de potência média para as alturas estudadas.

Parâmetro	Altura (m)			
	10	50	75	100
Densidade de potência média ( $\text{W.m}^{-2}$ )	84,49	245,53	321,44	386,51

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser observado, os valores da densidade média anual da energia eólica estão acima de  $200 \text{ W.m}^{-2}$ , exceto a densidade de potência correspondente à altura de 10 metros, que obteve um módulo de  $84,89 \text{ W.m}^{-2}$ . Quando densidade de potência média anual atinge valores abaixo de  $100 \text{ W.m}^{-2}$ , este pode ser adequado para aplicações elétricas e mecânicas não conectadas à rede distribuição, como o carregamento de baterias e o bombeamento de água (Celik, 2004).

Os valores obtidos para altura de 50 metros quando comparados a outros estudos, tais como Grah et al. (2014), o qual obteve um valor de densidade de potência igual a  $5,07 \text{ W.m}^{-2}$ , e Chandel et al. (2014), com módulos entre  $52,67\text{--}82,79 \text{ W.m}^{-2}$ , apresentados em um faixa de valores pois foram estudadas as condições dos ventos no local por um período de cinco anos, indicam que a região é deveras favorável a exploração desse meio de geração de energia.

#### 4. Conclusão

Este artigo tratou sobre a previsão de produção e avaliação da possibilidade de instalação de um parque de geração eólica, considerando as alturas de 10, 50, 75 e 100 metros para os aerogeradores. Para tal, foram estimados os dois parâmetros,  $k$  e  $c$ , de uma distribuição de Weibull e calculada a densidade de energia eólica para cada uma das alturas.

A distribuição de Weibull mostrou-se adequada para determinação da distribuição de densidade de Campos dos Goytacazes. Além disso, o método de linearização mostrou-se eficiente para determinação dos valores de  $k$  e  $c$ , que caracterizaram o regime dos ventos.

Diante dos resultados expostos, a partir da análise das densidades de potência para cada uma das alturas, pode-se afirmar que o local escolhido é tecnicamente viável à instalação de um parque eólico, podendo abrigar aerogeradores de 50, 75 e 100 metros de altura.

Para o caso da densidade de potência correspondente à altura de 10 m, esta não é classificada como adequada a geração de energia em larga escala, pois seu módulo está abaixo de  $100 \text{ W.m}^{-2}$ . No entanto, ainda há a possibilidade de utilizar a energia gerada a esta altura para empreendimentos de pequena escala e não conectadas à rede de distribuição.

**Agradecimentos.** Os autores agradecem a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro para realização deste trabalho.

#### Referências

Acakpovi, A., Isaah, M. B., Fifatin, F. X. e Michael, M. B. Wind velocity extrapolation in Ghana by Weibull probability density function. *Wind Engineering*, v. 42, n. 1, p. 38–50, 2018.

Akdag, S. A. e Güler, Ö. A novel energy pattern factor method for wind speed distribution parameter estimation. *Energy Conversion and Management*, v. 106, p. 1124–1133, 2015.

Al-Nassar, W., Alhajraf, S., Al-Enizi, A. e Al-Awadhi, L. Potential wind power generation in the State of Kuwait. *Renewable Energy*, v. 30, n. 14, p. 2149–2161, 2005.

Amarante, O. A. C., Silva, F. J. L. e Rios Filho, L. G. *Atlas Eólico do Estado do Rio de Janeiro*. Governo do Estado do Rio de Janeiro. 2002. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/AtlasEolicoRJ.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/AtlasEolicoRJ.pdf). Acesso em: 29/04/2018.

Ahmed, A. S. Wind energy characteristics and wind park installation in Shark El-Ouinat, Egypt. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 734–742, 2018.

Andrade, C. F. de, Maia Neto, H. F., Rocha, P. A. C. e Silva, M. E. V. An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil. *Energy Conversion and Management*, v. 86, p. 801–808, 2014.

Carneiro, T. C., Melo, S. P., Carvalho, P. C. M. e Braga, A. P. S. Particle Swarm Optimization method for estimation of Weibull parameters: A case study for the Brazilian northeast region. *Renewable Energy*, v. 86, p. 751–759, 2016.

Celik, A. N. A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable Energy*, v. 29, n. 4, p. 593–604, 2004.

- Chandel, S. S., Ramasamy, P. e Murthy, K. S. R. Wind power potential assessment of 12 locations in western Himalayan region of India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, p. 530–545, 2014.
- Chang, T. P. Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy*, v. 88, n. 1, p. 272–282, 2011.
- Cornillon, P. A. e MATZNER-LOBER, E. *Régression: Théorie et applications*. Paris: Springer-Verlag France, 2007. 304p
- Corrêa da Silva, R., de Marchi Neto, I. e Silva Seifert, S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p. 328–341, 2016.
- Costa Rocha, P. A., de Sousa, R. C., Andrade, C. F. de e da Silva, M. E. V. Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. *Applied Energy*, v. 89, n. 1, p. 395–400, 2012.
- Dalmaz, A., Passos, J. C. e Colle, S. Energia eólica para geração de eletricidade e a importância da previsão. *Revista ABCM–Engenharia*, v. 13, n. 1, p. 27–32, 2008.
- Davidsson, S., Höök, M. e Wall, G. A review of life cycle assessments on wind energy systems. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 17, n. 6, p. 729–742, 2012.
- Di Gilio, A., Ventrella, G., Giungato, P., Tutino, M., Giua, R., Assennato, G. et al. An intensive monitoring campaign of PAHs for assessing the impact of a steel plant. *Chemosphere*, v. 168, p. 171–182, 2017.
- Fazelpour, F., Soltani, N. e Rosen, M. A. Wind resource assessment and wind power potential for the city of Ardabil, Iran. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, v. 6, n. 4, p. 431–438, 2015.
- Gabriel Filho, L. R. A., Cremasco, C. P., Seraphim, O. J. e Caneppele, F. L. Caracterização analítica e geométrica da metodologia geral de determinação de distribuições de Weibull para o regime eólico e suas aplicações. *Engenharia Agrícola*, v. 31, n. 1, p. 56–66, 2011.
- Grah, V. F., Ponciano, I. M. e Botrel, T. A. Potential for wind energy generation in Piracicaba, SP, Brazil. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, v. 18, n. 5, p. 559–564, 2014.
- Gualtieri, G. e Secci, S. Extrapolating wind speed time series vs. Weibull distribution to assess wind resource to the turbine hub height: A case study on coastal location in Southern Italy. *Renewable Energy*, v. 62, p. 164–276, 2014.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Estimativas da população residente no Brasil e unidades da Federação com data de referência em 1º de julho de 2017*. 2017. Disponível em: [ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas\\_de\\_Populacao/Estimativas\\_2017/estimativa\\_dou\\_2017.pdf](ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas_de_Populacao/Estimativas_2017/estimativa_dou_2017.pdf). Acesso em: 29/04/2018.
- Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A. e Graber, D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 17, n. 3, p. 350–353, 1978.
- Kottek, M., Grieser, J., Beck, C., Rudolf, B. e Rubel, F. World map of the Köppen-Geiger climate classification updated. *Meteorologische Zeitschrift*, v. 15, n. 3, p. 259–263, 2006.

- Kwon, S.-D. Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*, v. 87, n. 3, p. 856–865, 2010.
- Lun, I. Y. F. e Lam, J. C. A study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy*, v. 20, n. 2, p. 145–153, 2000.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G. e Rogers, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, design and application*. Chichester: John Wiley and Sons, 2009.
- Mohammadi, K. e Mostafaeipour, A. Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in Zarrineh, Iran. *Energy Conversion and Management*, v. 65, p. 463–470, 2013.
- Mostafaeipour, A., Sedaghat, A., Dehghan-Niri, A. A. e Kalantar, V. Wind energy feasibility study for city of Shahrabak in Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 6, p. 2545–2556, 2011.
- Pishgar-Komleh, S. H., Keyhani, A. e Sefeedpari, P. Wind speed and power density analysis based on Weibull and Rayleigh distributions (a case study: Firouzkooch county of Iran). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 313–322, 2015.
- Quercia, G., Chan, D. e Luke, K. Weibull statistics applied to tensile testing for oil well cement compositions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 146, p. 536–544, 2016.
- Rehman, S., Halawani, T. O. e Husain, T. Weibull parameters for wind speed distribution in Saudi Arabia. *Solar Energy*, v. 53, n. 6, p. 473–479, 1994.
- Safari, B. e Gasore, J. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renewable Energy*, v. 35, n. 12, p. 2874–2880, 2010.
- Simons, P. J. e Cheung, W. M. Development of a quantitative analysis system for greener and economically sustainable wind farms. *Journal of Cleaner Production*, v. 133, p. 886–898, 2016.
- Ulgen, K. e Hepbasli, A. Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey. *International Journal of Energy Research*, v. 26, n. 6, p. 495–506, 2002.
- Weekes, S. M. e Tomlin, A. S. Evaluation of a semi-empirical model for predicting the wind energy resource relevant to small-scale wind turbines. *Renewable Energy*, v. 50, p. 280–288, 2013.
- Zhou, W., Yang, H. e Fang, Z. Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China. *Renewable Energy*, v. 31, n. 6, p. 739–753, 2006.