

Avaliação da Densidade de Potência em um Parque Eólico na região Nordeste do Brasil

WILLIAM DUARTE JACONDINO¹; ANA LUCIA DA SILVA NASCIMENTO²;
LEONARDO CALVETTI³

¹Programa de pós-graduação em Meteorologia (UFPEL) - williamjacondino@hotmail.com

²Programa de pós-graduação em Meteorologia (UFPEL) - analuciasne@gmail.com

³Programa de pós-graduação em Meteorologia (UFPEL) - lcavetti@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma energia limpa, sustentável e apresenta-se como uma alternativa viável para suprir a demanda por energia. Atualmente o Brasil conta com 608 parques eólicos espalhados por todo o país, que somam um total de 15,1 gigawatts (GW) em capacidade instalada, responsável por abastecer aproximadamente 25 milhões de residências por mês para cerca de 80 milhões de pessoas, sendo que cerca de 85% dessa capacidade instalada de produção de energia eólica está na região nordeste do Brasil (NEB) (ABEEólica, 2019). Entre os estados do NEB, o que agrega maior produção (com cerca de 4 GW de potência instalada) é o Rio Grande do Norte, com 151 parques eólicos distribuídos pelo estado.

Um dos motivos que levam o NEB a ser o maior produtor de energia eólica do país é sua disposição geográfica, favorecida pelo escoamento persistente de grande escala dos ventos alísios em baixos níveis, que apresenta baixa variabilidade direcional e intensidade apropriada para energia eólica (ALCÂNTARA e SOUZA, 2008). O indicador que é usualmente utilizado para avaliar o potencial eólico de uma região e a viabilidade econômica de implantação de um projeto de geração eólica é a densidade de potência, que representa a potência cinética média do vento que flui através de uma unidade de área sempre perpendicular à sua direção e independe das especificações técnicas do tipo de aerogerador. Desta forma, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a densidade de potência a 95 m de altura para o ano de 2017 em escala mensal, diária e horária em um parque eólico localizado na região NEB.

2. METODOLOGIA

Neste estudo, utilizou-se dados da velocidade do vento de uma torre anemométrica localizada em um parque eólico na cidade de Parazinho no Rio Grande do Norte. Os dados medidos da velocidade do vento foram coletados a partir de um anemômetro de copo Thies First Clas a 95 m metros de altura. Os dados da velocidade do vento correspondem à média horária das medições que são realizadas a cada segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos, compreendendo o período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2017. Por questão de confidencialidade de dados o nome do parque eólico não é mencionado.

Para avaliar o recurso eólico na região calculou-se a densidade de potência (DP) de acordo com a **Equação 1** (MERT e KARAKUS, 2015):

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

onde D_p é a densidade de potência eólica (em W.m^{-2}), ρ é a densidade do ar à pressão de 1 atm e temperatura de 15°C (com $\rho = 1,255 \text{ kg/m}^3$) e V é a velocidade do vento (em m.s^{-1}).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A **Figura 1** apresenta a densidade de potência eólica separada por mês para o ano de 2017. De acordo com a **Figura 1**, os maiores valores da DP estão compreendidos entre os meses de julho a setembro, com o pico máximo no mês de setembro apresentando potência eólica média mensal de $619,9 \text{ W.m}^{-2}$, que corresponde a uma velocidade média mensal de $9,8 \text{ m.s}^{-1}$ segundo estudo realizado por Jacondino et al. (2019) para o mesmo período e local estudado no presente trabalho. Os menores valores de DP ocorrem nos meses de março, abril e maio, com valores de 135,5, 174,2 e $166,7 \text{ W.m}^{-2}$, respectivamente. De acordo com Silva (2007) para que se tenha um aproveitamento eólico viável é necessário que o seu potencial seja $\geq 500 \text{ W.m}^{-2}$, o que é observado apenas no mês de setembro ($619,9 \text{ W.m}^{-2}$) (**Figura 1**).

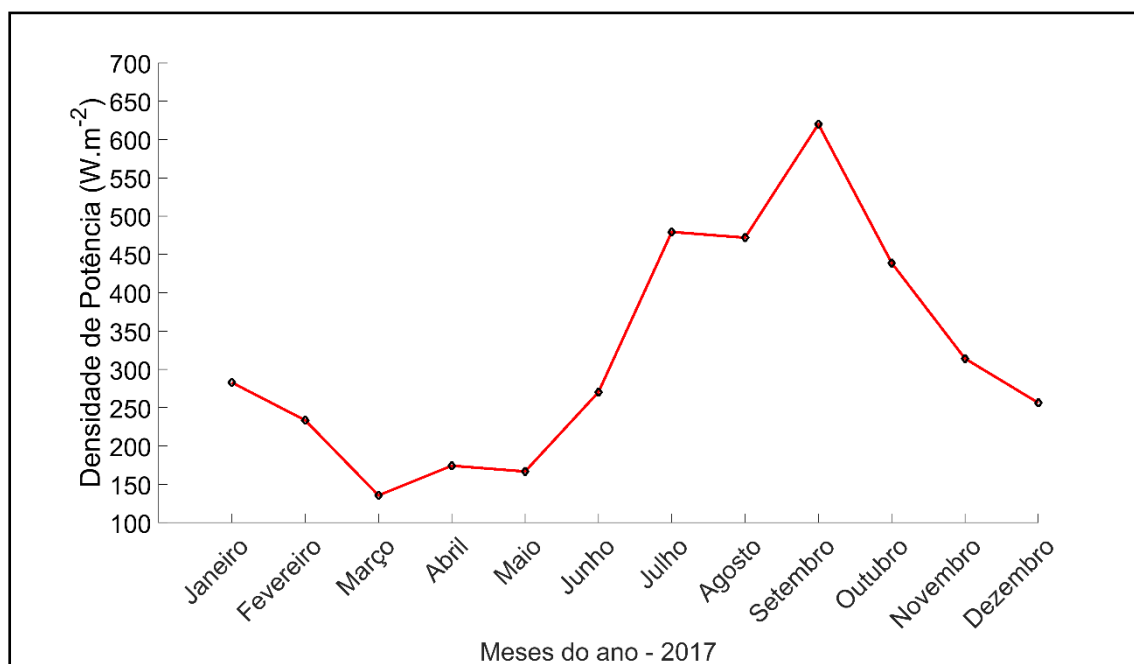


Figura 1 - Ciclo mensal da densidade de potência (W.m^{-2}) a 95 m de altura para o ano de 2017 na torre anemométrica localizada no parque eólico em Parazinho-RN.

O ciclo diário da DP (**Figura 2**) apresenta comportamento semelhante ao mensal, com os maiores valores ocorrendo no trimestre Julho-Agosto-Setembro, sendo o pico máximo observado no dia 3 de setembro (1143 W.m^{-2}), enquanto que os menores valores estão concentrados nos meses de março e abril, com pico mínimo observado no dia 11 de abril (52 W.m^{-2}).

O ciclo diurno da DP (**Figura 3**) apresenta um padrão composto por dois máximos de DP ao longo do dia: um no meio da manhã às 10:00 hora local (HL), com o maior valor mensal ocorrendo no mês de setembro (962 W.m^{-2}) e anual

com DP de $447,2 \text{ W.m}^{-2}$, seguido por um máximo secundário no fim da tarde (17:00 HL) com valores de 796 W.m^{-2} e $433,2 \text{ W.m}^{-2}$, respectivamente. Os menores valores concentram-se no período da noite e madrugada, com o pico mínimo observado no mês de abril às 00:00 HL de 110 W.m^{-2} e anual de $241,6 \text{ W.m}^{-2}$. Essas variações no ciclo mensal, diário e diurno da DP que são dependentes da intensidade da velocidade do vento conforme exposto por Alcântara e Souza (2008) e Jacondino et al. (2019) estão associadas com a interação entre o escoamento de grande escala (alísios), circulações locais causadas por variações na temperatura (forçante térmica) e efeitos locais (processos turbulentos) da camada limite planetária que varia de acordo com o ciclo da radiação ao longo das 24 horas do dia.

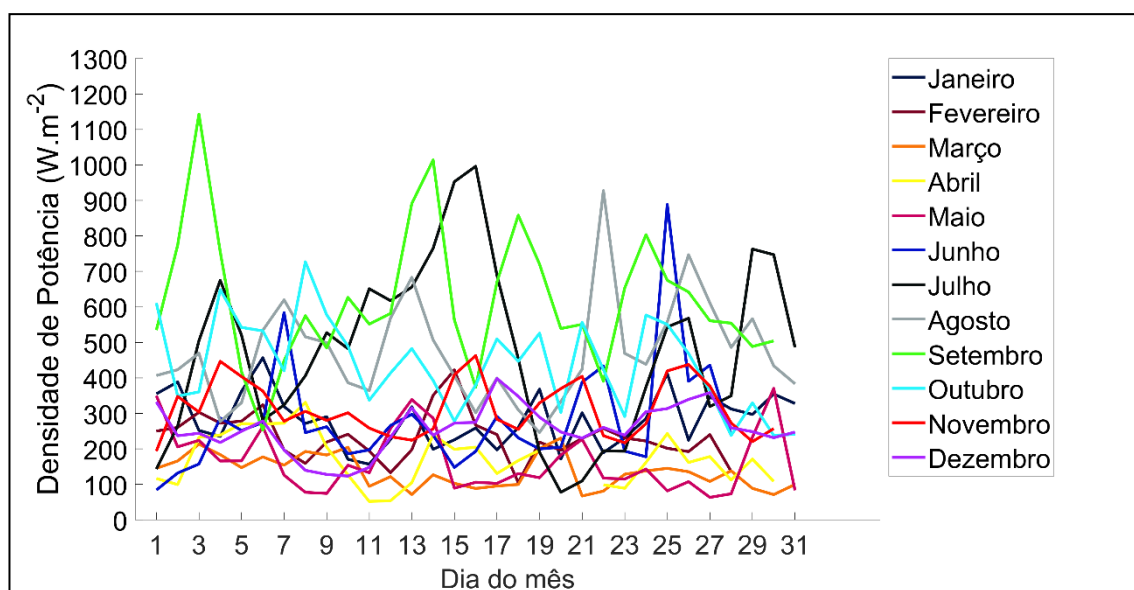


Figura 2 - Ciclo diário da densidade de potência (W.m^{-2}) a 95 m de altura para o ano de 2017 na torre anemométrica localizada no parque eólico em Parazinho-RN.

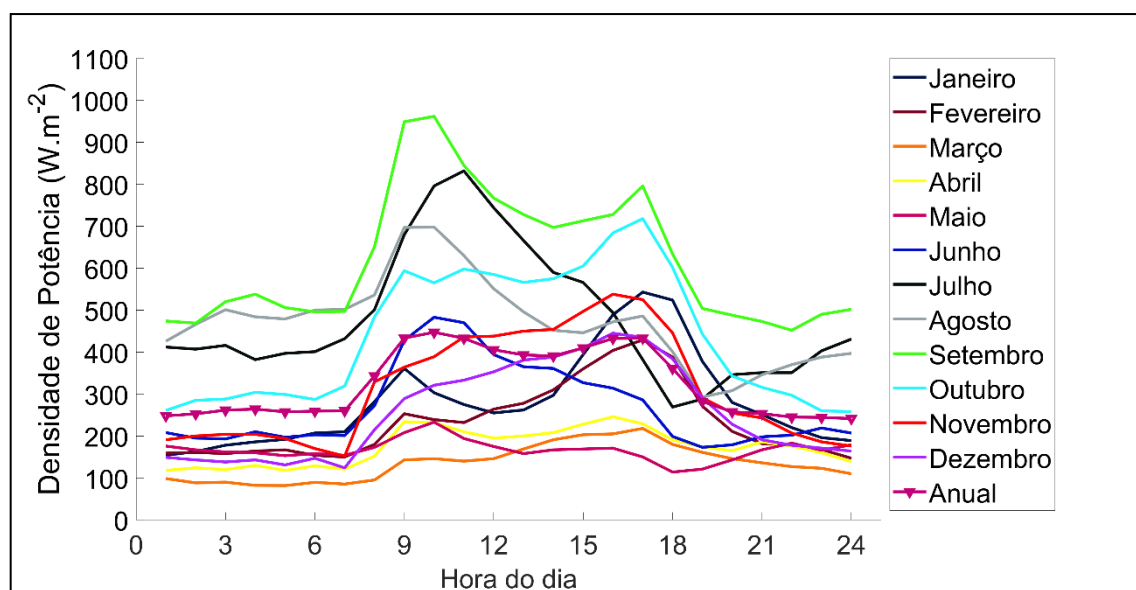


Figura 3 - Ciclo diurno (hora local) da densidade de potência (W.m^{-2}) a 95 m de altura para o ano de 2017 na torre anemométrica localizada no parque eólico em Parazinho-RN.

4. CONCLUSÕES

No presente trabalho a densidade de potência a 95 m de altura foi analisada em escala mensal, diária e horária para o ano de 2017 em um parque eólico localizado na cidade de Parazinho no estado do Rio Grande do Norte. Os resultados mostraram que os meses de julho ($479,3 \text{ W.m}^{-2}$), agosto ($471,8 \text{ W.m}^{-2}$) e setembro ($619,9 \text{ W.m}^{-2}$) foram os que apresentaram maior potencial eólico no ano de 2017, enquanto que os meses de março ($135,5 \text{ W.m}^{-2}$), abril ($174,2 \text{ W.m}^{-2}$) e maio ($166,7 \text{ W.m}^{-2}$) foram os que apresentaram menor potencial. Para o ciclo diário o padrão com os maiores valores de DP são igualmente observados durante o trimestre Julho-Agosto-Setembro, com o pico máximo ocorrendo no dia 3 de setembro (1143 W.m^{-2}) e mínimo no mês de abril (dia 11 com 52 W.m^{-2}). Para o ciclo diurno, os períodos do dia que apresentaram maior potencial para aproveitamento eólico encontram-se entre às 10:00 e 17:00 HL, enquanto que os de menor potencial concentram-se no período noturno, com o pico mínimo ocorrendo às 00:00 HL. Conhecer o comportamento sazonal, diário e horário da DP pode fornecer informações importantes para os tomadores de decisão que trabalham no setor elétrico, que vão desde avaliar se um determinado local é apropriado para instalação de aerogeradores, até a escolha do ponto de vista econômico de quais períodos do dia são melhores para realização da manutenção do aerogeradores, por exemplo, quando a produção eólica for baixa. Sendo assim, os resultados apresentados no presente trabalho podem servir como ferramenta de apoio aos tomadores de decisão que trabalham no planejamento e gestão de um parque eólico.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica. **Infovento 12**. Associação Brasileira de Energia Eólica. Acessado em: 4 abr. 2019. Online. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/08/Infovento_PT-comp.pdf>.

ALCÂNTARA, C.R.; SOUZA, E.P. 2008. Uma teoria termodinâmica para brisas: testes utilizando simulações numéricas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 1, p. 1-11, 2008.

JACONDINO, W.D.; CALVETTI, L.; NASCIMENTO, A.L.S.; BENETI, C.A.S.; PAZ, S.R.; JADALLA, O.M. Análise Estatística do Vento em Dois Parques Eólicos no Rio Grande do Norte. **Anuário do Instituto de Geociências**, v. 42, n. 2, p. 230-244, 2019.

MERT, İ.; KARAKUS, C. A Statistical Analysis of Wind Speed Data using Burr, Generalized Gamma, and Weibull Distributions in Antakya, Turkey. **Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences**. v. 23, n. 6, p. 1571-1586, 2015.

SILVA, J.K.A. **Caracterização do vento e estimativa do potencial eólico da região de tabuleiros costeiros**. 2007. 83 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, Universidade Federal de Alagoas.