

ESTIMATIVA DO PERFIL DE VENTO E POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE PARA COSTA DE CABO FRIO

Luiz Felipe Rodrigues do Carmo

l.docarmo.meteoroufrj@gmail.com

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Ana Cristina Pinto de Almeida Palmeira

anactn@gmail.com

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Carlos Felipe de Jesus Lauriano Antonio

carlosfelipejla@gmail.com

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

RESUMO

O homem é um grande consumidor de energia. Por conseguinte, estudar e melhorar os mecanismos de fornecimento de energia é de suma importância para a sociedade. Nessa temática, as energias renováveis vêm como um grande aliado ambiental em contraponto aos combustíveis fósseis. Alguns exemplos são: a energia solar, a eólica, a biomassa e a hidráulica. Nesse trabalho calculou-se a direção do vento, os perfis de velocidade do vento e potencial eólico para uma região próxima de Cabo Frio-RJ, utilizando os dados da boia de Cabo Frio (Nova) do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) e os dados da reanálise do ERA5 de temperatura, velocidade, direção do vento e altura significativa da onda, para o período entre 01/08/2016 e 31/07/2017. Os resultados preliminares mostraram que a diferença absoluta média entre a velocidade do vento do PNBOIA e do ERA5 foi de aproximadamente 1 m/s. Além disso, através da rosa dos ventos, observa-se que não houve diferença significativa percentual entre as direções do vento do PNBOIA e do ERA5. Concluiu-se que essa é uma região favorável para instalação de usinas eólicas.

Palavras-chave: perfil de vento; energia eólica; potencial eólico; ERA5; PNBOIA

1. INTRODUÇÃO

Desde a existência humana, o homem vem buscando mecanismos que facilitem as suas atividades costumeiras. Dessa forma, ao dominar a técnica do fogo, ele melhorou sua qualidade de vida (CPFL Energia, 2017). Posteriormente, mais especificamente a partir da Revolução Industrial, os combustíveis fósseis, como o carvão mineral, apresentaram significativa mudança na vida da sociedade da época, sendo a principal fonte de energia.

Com o aumento da produção e exploração, houve um aumento significativo da quantidade de área explorada e das emissões antropogênicas e, como consequência, verifica-se desequilíbrio ambiental com a intensificação do efeito estufa, do aquecimento global e do desmatamento de biomas importantes, como o da Amazônia, do Pantanal, do Cerrado e da Mata Atlântica.

Nas últimas décadas, com o aprofundamento da discussão acerca de energias renováveis, foram desenvolvidas diferentes tecnologias como opções alternativas às tradicionais, a exemplo da energia solar, da eólica, da biomassa e da energia hidráulica. Dentre estas, a energia eólica é a que vem apresentando maior crescimento nos últimos anos.

Segundo Dutra (2008), o vento foi utilizado como recurso de auxílio para o desenvolvimento de diferentes tarefas cotidianas. Na agricultura, existiam os moinhos de vento, que consistiam em uma gaiola circular na qual animais ou homens caminhavam e moviam uma haste fincada em uma coluna vertical. As rodas d'água surgiram como aperfeiçoamento desse sistema, sendo sua força motriz o curso d'água.

Com os cata-ventos, a energia eólica foi empregada na moagem de grãos e bombeamento d'água. Na Europa, o uso dos cata-ventos iniciou-se com o retorno das Cruzadas, aproximadamente no século XIII, sendo por muito tempo bastante utilizado e documentado. O moinho de vento do tipo holandês, em especial, foi difundido por vários países, influenciando fortemente a economia agrícola do continente (Dutra, 2008).

Conforme se sabe, a energia eólica é aquela que provém do vento para produzir energia mecânica. Dessa forma, para que haja um bom aproveitamento energético e rentável, é necessário implementá-la em uma região com ventos constantes, com intensidade que possa variar entre moderada e muito forte. Além disso, preferencialmente, opta-se por regiões com menor cisalhamento na direção do vento, uma vez que, com a elevada variação na sua direção, faz-se necessário a implementação de aerogeradores com capacidade maior de rotação, de modo a captar a energia do vento em todas as direções, elevando ainda mais o custo (CEPEL, 2001).

Ohlenforst et al. (2018), através da *Global Wind Report*, mostraram a capacidade de energia eólica instalada por vários países, entre o período de 2015 a 2018. Nesse período, o Brasil quase dobrou a sua capacidade, apesar de ainda estar muito abaixo do ideal. Tendo em vista a Região Nordeste do Brasil, há um grande potencial de geração deste tipo de energia, tanto *onshore* como *offshore* (Barcellos, 2014).

Segundo a Aneel (2020), o Nordeste é a região do Brasil com o maior potencial do território brasileiro, apresentando a maior quantidade de usinas eólicas. A região Sul também ganha destaque no painel nacional, possuindo um número considerável de parques em operação.

Apesar de possuir muitos parques eólicos, o Brasil ainda pode e precisa aumentar o número de usinas eólicas e também melhorar a sua gestão energética, uma vez que ainda há muitas áreas favoráveis a serem exploradas, e, portanto, começar a equilibrar a balança energética nacional. Também há uma grande área *offshore* na costa brasileira passível de ser explorada.

A energia eólica *offshore* vem ganhando evidência no mundo e se mostrando uma solução promissora para o futuro. Visto que a rugosidade do mar é menor que a do continente, o vento marítimo apresenta valores de intensidade superiores, o que garante ao campo *offshore* maior potencial eólico quando comparado ao *onshore*. Segundo Ohlenforst et al. (2018), há 4.496 instalações *offshore* no mundo, nenhuma delas no Brasil. Embora ainda não existam aerogeradores em operação em alto-mar, diversas empresas têm estudado a implementação de complexos eólicos pela costa brasileira.

Pelo exposto e tendo em vista a importância deste tema e do possível potencial de implementação de parques eólicos *offshore*, estudar a intensidade e direção do vento no oceano é muito importante. Contudo, analisar esses parâmetros apenas na superfície oceânica pode não ser eficiente, já que os aerogeradores normalmente são instalados em níveis superiores (por exemplo: 30, 60, 90 ou 100 metros). Além disso, quanto mais perto da camada superficial, maior é a influência da rugosidade na intensidade dos aerogeradores.

Tendo em vista essa problemática, torna-se importante estudar o perfil de vento e não apenas o vento em superfície, bem como calcular a energia e o potencial eólico para os níveis superiores. Sabendo disso, o objetivo desse trabalho é estudar este perfil de vento e calcular o perfil de potencial eólico em um ponto *offshore* localizado próximo da costa de Cabo Frio, região que corriqueiramente possui ventos em superfície de intensidade moderada à forte.

2. MÉTODOS E DADOS

Dados

Para esse estudo, foram utilizados os dados de temperatura do ar, direção, intensidade do vento e altura significativa da onda da boia do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) localizada em Cabo Frio, RJ, Brasil (Figura 1) e da reanálise do ERA5 do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), para o período entre 01/08/2016 e 31/07/2017.

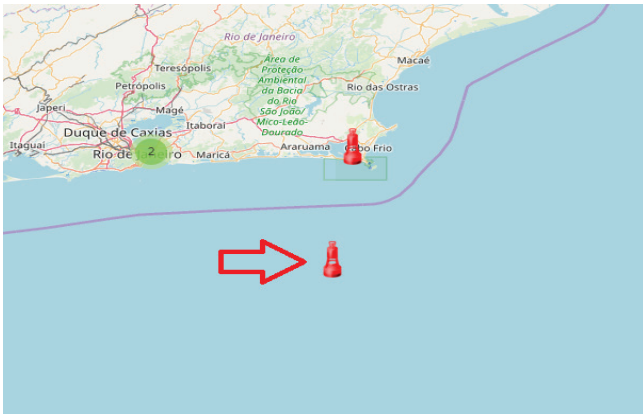


Figura 1. Localização das Boias do PNBOIA.

Fonte: Marinha do Brasil

Dentro desse período, foi selecionado um período com ventos superiores a 30 nós (15 m/s), para realizar a comparação qualitativa do vento do ERA5 em relação aos dados da boia de Cabo Frio. Para tal, calculou-se a magnitude e direção do vento entre os dias 27/11/2016 e 09/12/2016. Quantitativamente, para o período entre 01/08/2016 e 31/07/2017 (1 ano), foram calculadas também métricas estatísticas comparativas entre a reanálise e a boia.

Metodologia

Para o cálculo do perfil de vento, foi utilizado o teorema de Pi-Buckingham (Kantha e Clayson, 2000) e a teoria da similaridade de Monin & Obukhov (Monin e Obukhov, 1954; Wyngaard, 1973; Sorbján, 1986; Stull, 1991). Integrando a equação 1, obtém-se a equação 2, de velocidade do vento para uma altura z .

$$\frac{kz}{u_*} \frac{\partial u}{\partial z} = \phi_M \quad (1)$$

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \psi_M \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (2)$$

Onde u é a velocidade do vento, u é a velocidade de fricção, k a constante de Von-Karman, Z_0 é a rugosidade e L o comprimento de Monin-Obukhov.

Para estimativa da rugosidade, utilizou-se o método de Donelan (1990), obtido através de experimentos de campo, provindos de uma função direta da altura significativa de ondas descrita pela equação 3.

$$z_0 = \xi \left(\frac{H_s}{4} \right) \quad (3)$$

onde: H_s é a altura significativa da onda e constante.

Existem diversos métodos de estimativa da potência mecânica extraída pelo aerogerador. Entretanto, nesse estudo foi utilizado o método de Pavinatto (2005), equação 4, que é um dos mais utilizados dentre os métodos mais recentes.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 c_p(\lambda, \beta) \quad (4)$$

onde: p é a densidade do ar, A é a área varrida pelo rotor, v_w é a velocidade incidente no rotor e c_p é o coeficiente de potência do aerogerador.

O termo $c_p(\lambda, \beta)$ depende de características específicas da turbina eólica e ele é razão da função de razão de velocidades (λ) e do ângulo de passo das pás da turbina eólica (β). Como $c_p(\lambda, \beta)$ é bidimensional, algumas aproximações numéricas são realizadas. Dessa forma, nas equações 5 e 6 e na Figura 2, encontram-se as aproximações numéricas utilizadas, bem como o gráfico característico de $c_p(\lambda, \beta)$, traçado a partir das equações 5 e 6 (Raiambal e Chellamuth, 2002; Pavinatto, 2005; Montezano, 2007).

$$c_p(\lambda, \beta) = 0,5 \left(\frac{98}{\lambda i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{16,5}{\lambda i}} \quad (5)$$

$$\lambda i = \frac{1}{\lambda + 0,089 - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (6)$$

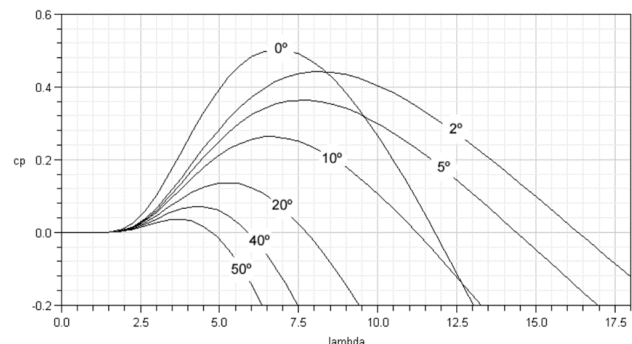


Figura 2. Gráfico de c_p em função de lambda

Fonte: Montezano, 2007

Desse modo, para calcular a potência, foram escolhidos dois aerogeradores, sendo um de menor e um de maior capacidade: Modelo ELV-H2.7 – 500 W (Potência máxima de 1000W) e ELV-H20.8 – 100 kW (Potência máxima de 100000W), respectivamente.

3. RESULTADOS

Nas Figuras 3 e 4, são apresentadas, respectivamente, a diferença entre as medições de magnitude do vento do PNBOIA e do ERA5 e o gráfico de dispersão desses dados para Cabo Frio, no período de um ano (de 01/08/2016 a 31/07/2017). Conforme pode-se notar, a diferença média absoluta entre os dois é de 1,06 m/s e sua correlação é alta ($R=0.87$). O gráfico de dispersão da Figura 4 indica que os valores de velocidade do vento monitorados pelo ERA5 são, em média, 10 metros menores que os valores do PNBOIA (respectivamente, 6,56m/s e 7,63 m/s). Ou seja, o ERA5 está subestimando a magnitude do vento em relação ao PNBOIA.

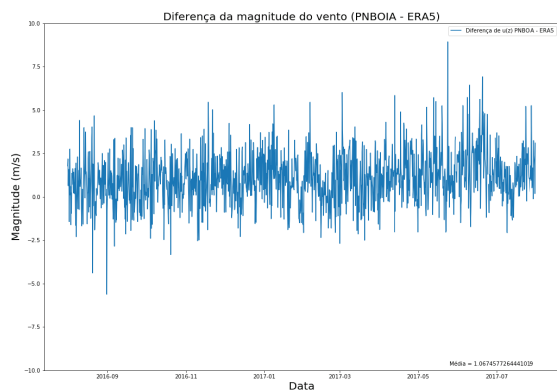


Figura 3. Diferença entre a magnitude do vento em 10 metros do PNBOIA e do ERA5

Nas Figuras 5, 6 e 7 encontram-se as variações da magnitude e da direção do vento tanto da boia de Cabo Frio, quanto do ERA5, durante o período de 27/11/2016 e 09/12/2016, e a variação da magnitude do vento de 0 a 100 metros para esse mesmo período. Nota-se que a magnitude do vento em níveis maiores do que 10 metros ultrapassou o valor de 15 m/s em vários momentos, apresentando, por conseguinte, intensidade forte (Figura 7). Além disso, o erro médio absoluto da magnitude e da direção nesse período foi de aproximadamente 1,28 m/s e 25°, respectivamente. Dessa forma, o erro da magnitude representou cerca de 13% do valor.

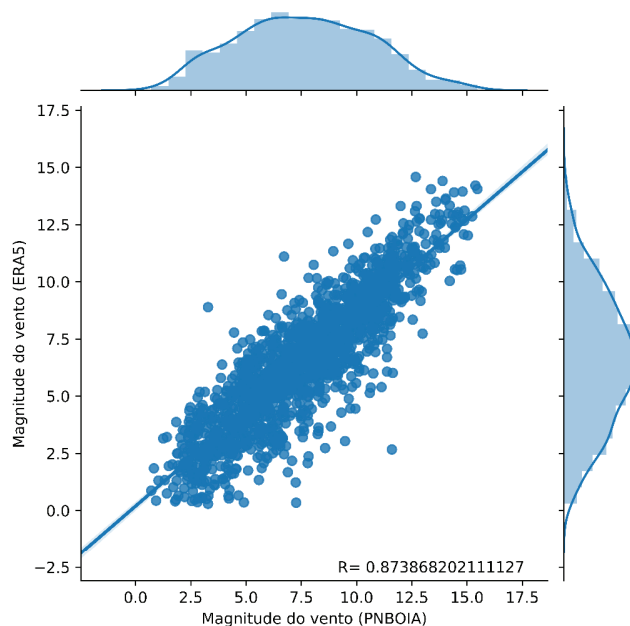


Figura 4. Dispersão da magnitude do vento em 10 metros (PNBOIA e ERA5)

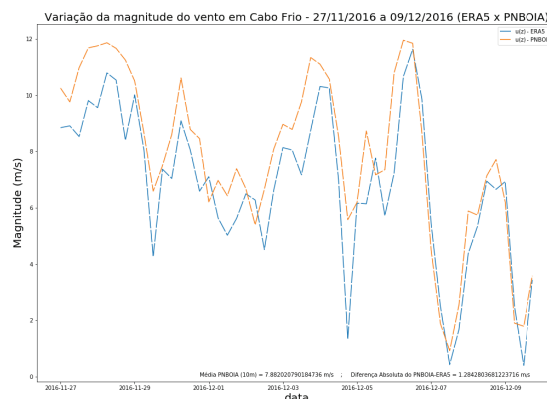


Figura 5. Variação da magnitude do vento (PNBOIA x ERA5)

Nas Figuras 8a e 8b estão apresentadas a rosa dos ventos para o PNBOIA e ERA5 (localizada aproximadamente no ponto da boia de Cabo Frio) para o período de 1 ano. Percebe-se que as direções estão aproximadamente iguais, predominando a direção nordeste (NE), com aproximadamente 30% para o PNBOIA e 32% para o ERA5. Além disso, em ambas as fontes, mais de 60% dos ventos analisados encontraram-se entre as direções norte e leste.

A Figura 9 apresenta o perfil de vento anual médio (0 a 100 metros) do PNBOIA (vermelho) e do ERA5 (azul). Observa-se que, em razão da diferença de aproximadamente 1 m/s entre a magnitude do vento a 10 metros, os valores dos níveis acima também se apresentaram diferentes e, portan-

to, o ERA5 também subestima o vento em relação ao PN-BOIA em níveis mais altos.

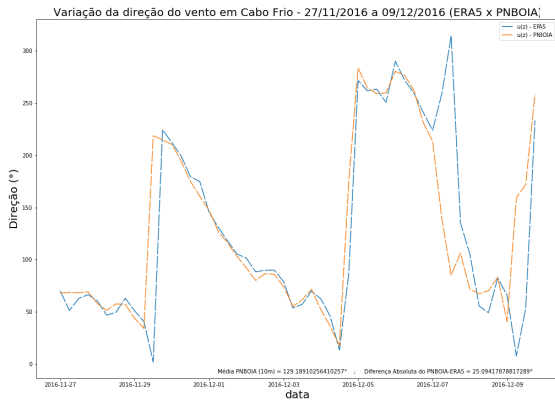


Figura 6. Variação da direção do vento (PNBOIA x ERA5)

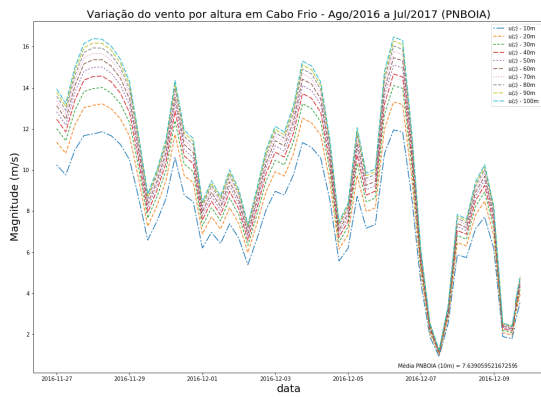
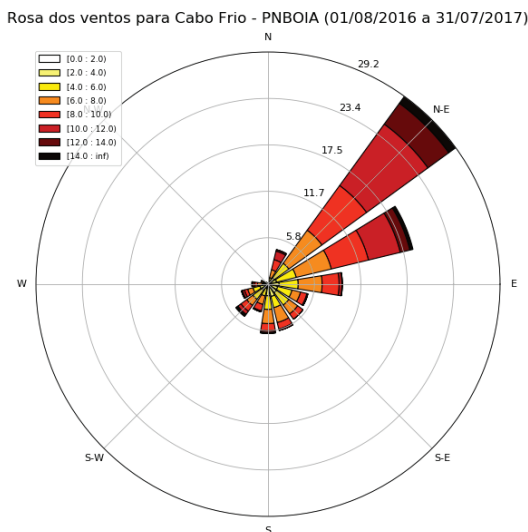


Figura 7. Variação da magnitude do vento de 0 a 100 metros (PNBOIA)



Rosa dos ventos para Cabo Frio - ERA5 (01/08/2016 a 31/07/2017)

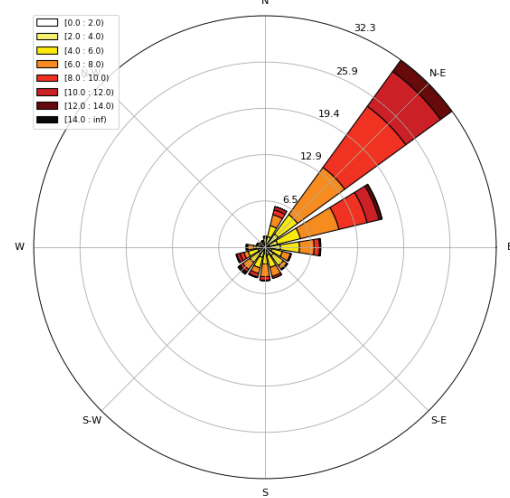


Figura 8. Rosa dos ventos para Cabo Frio do (a)PNBOIA e (b)ERA5.

Perfil de Vento Médio em Cabo Frio (PNBOIA e ERA5)

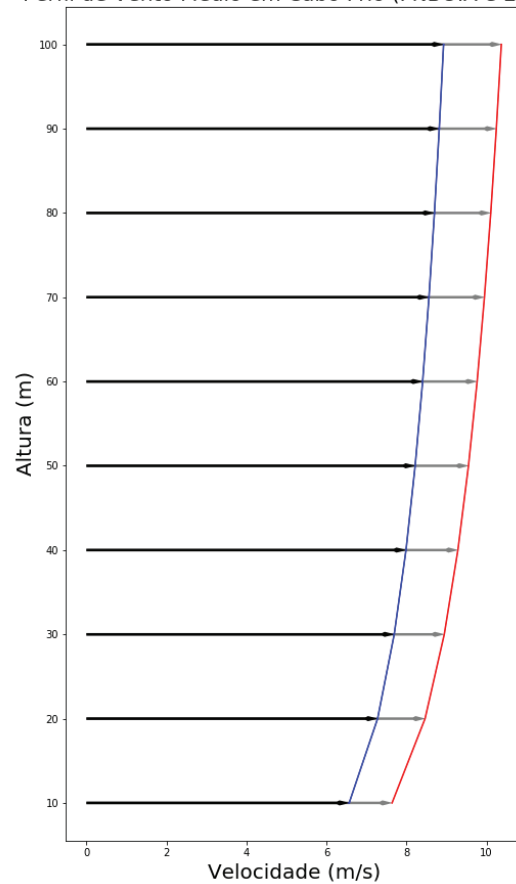


Figura 9. Perfil de vento para Cabo Frio [ERA5 (AZUL) + PNBOIA(VERMELHO)]

Com os perfis de vento já definidos, nas Figuras 10 e 11, pôde-se calcular os perfis de potencial eólico próximo a Cabo Frio do PNBOIA e ERA5 para os aerogeradores ELV-H2.7

– 500 W e ELV-H20.8 – 100 kW. Devido ao fato da potência ser proporcional ao cubo da velocidade, ocorre proporcionalmente uma subestimativa da potência no ERA5. Portanto, no caso do aerogerador de menor potência (ELV-H2.7 – 500W), a altura na qual é atingida a sua potência máxima seria de aproximadamente 18 metros para o PNBOIA e de 60 metros para o ERA5. Já para o ELV-H20.8 – 100 kW seria de 85 metros para o PNBOIA, enquanto para o ERA5 não se atingiu o valor médio de 100kW até o nível de 100 metros.

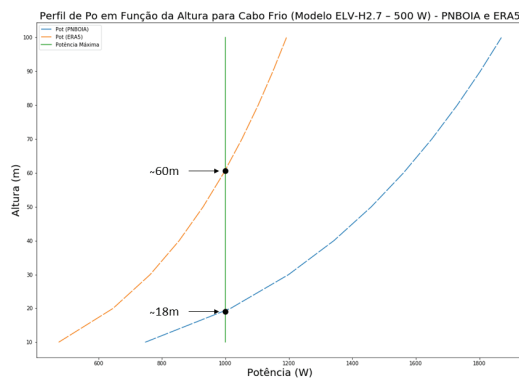


Figura 10. Perfil de potencial eólico próximo a Cabo Frio (ELV-H2.7 – 500 W)

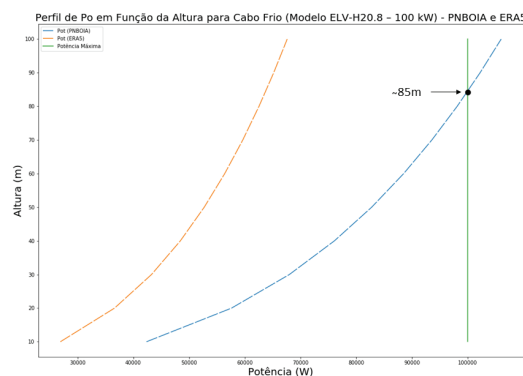


Figura 11. Perfil de potencial eólico próximo a Cabo Frio (ELV-H20.8 – 100 kW)

4. CONCLUSÕES

Os resultados mostraram que apesar do ERA5 ser uma reanálise, em termos direcionais das rosas dos ventos, a região de implantação do parque eólico, assim como da direção de instalação do aerogerador, seriam similares segundo o ERA5 e o PNBOIA. Entretanto, quando se olha do ponto de vista da magnitude, a subestimativa do ERA5 poderia implicar na determinação da altura de instalação do aerogerador.

Isso é um fator importante, uma vez que, sobre o oceano, a logística para instalação e operação dessas estruturas é muito mais complexa e cara.

Pode-se constatar, de acordo com os dados estudados, que a região de Cabo Frio, RJ parece ser região propícia para instauração desse tipo de malha energética, posto que a direção do vento não sofre variação tão grande e a sua magnitude é elevada, atingindo a potência máxima dos aerogeradores simulados. Entretanto, apesar dos resultados promissores, é necessário que outros estudos sejam realizados com um conjunto maior de dados, com novas metodologias de estimativa dos perfis e com um maior número de tipos de aerogeradores, para que se aumente ainda mais o conhecimento da região e das ferramentas utilizadas.

Um outro aspecto relevante é a interferência danosa da energia eólica *offshore* para o meio ambiente. Não se pode esquecer que é necessário um maior equilíbrio entre as malhas energéticas nacionais e a diminuição emergencial de combustíveis fósseis. Para tal, a energia eólica emerge como um aliado.

O instrumento capaz de resolver esse imbróglio e melhorar a gestão de recursos ambientais é o licenciamento ambiental, pois, durante o pedido de licença prévia de instalação e de operação, cabe ao órgão ambiental (no caso desse tipo de licenciamento, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama), determinar se o princípio da sustentabilidade (dentre outros) será preservado e se haverá benefícios para a sociedade.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2020. Localização dos Parques Eólicos do Brasil. <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/webmap/viewer.html?useExisting=1>
- Barcellos, S.N. 2014. Avaliação de potencial eólico para aerogeradores de pequeno porte – Região de Estudo: Espírito Santo. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, Brasil.
- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Rio de Janeiro: CEPEL. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf
- CPFL Energia. 2017. História da energia elétrica. <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/historia-da-energia/Paginas/default.aspx>
- Donelan, M.A. 1990. Air-Sea Interaction, from The Sea: Ocean Engineering Science, Vol. 9 (two volume set), John Wiley & Sons.

- Dutra, R. (Org.). 2008. Energia Eólica: Princípios e Tecnologias. Rio de Janeiro: Centro de Referência de Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf
- Kantha, L.H., Clayson, C.A. 2000. Small Scale Processes in Geophysical Fluid Flows, Academic Press, San Diego.
- Monin, A.S.; Obukhov, A.M. 1954. Basic Laws of turbulent mixing in the atmosphere near the ground. Tr. Akad. Nauk. SSSR Geophys. Inst. 24, 163-187.
- Montezano, B.E.M. 2007. Modelo Dinâmico de Visualização de um Aerogerador com Velocidade de Rotação Variável e Controle de Passo em VRML. Projeto de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- Ohlenforst, K., Sawyer, S., Dutton, A., Backwell, B., Fiestas, R., Lee, J., Qiao, L., Zhao, F., Balachandran, N. 2018. Global Wind Report. Global Wind Energy Council.
- Pavinatto, E. F. 2005. Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica. Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- Raiambal, K., Chellamuth, C. 2002. Modeling and Simulation of Grid Connected Wind Electric Generating System, In: Proceedings of IEEE TENCON'02, pp. 1847-1852.
- Sorbjan, Z. 1986. On Similarity in the atmospheric boundary layer. Bound. Layer Meteor. 43, 377-397.
- Stull, R.B. 1991. An Introduction to Boundary Layer Meteorology. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- Wyngaard, J. C. 1973. On Surface Layer Turbulence. Workshop on Micrometeorology, D.A. Haugen. American Meteorological Society, Boston, Mass, USA, pp. 101-148.

Recebido: 13 fev. 2020

Aprovado: 06 mar. 2020

DOI: 10.20985/1980-5160.2020.v15n1.1614

Como citar: Carmo, L.F.R., Palmeira, A.C.P.A., Antonio, C.F.J.L. (2020), Estimativa do perfil de vento e potencial eólico offshore para costa de Cabo Frio, Revista S&G 15, No. 1, 46-52. <https://revistasg.emnuvens.com.br/sg/article/view/1614>