

MEDIÇÃO EÓLICA OFFSHORE - COMPARAÇÃO ENTRE TORRE ANEMOMÉTRICA ONSHORE, BOIA OCEANOGRÁFICA, REANÁLISE E GASP: ESTUDO DE CASO DE BOJURU/RS

Jhoseny Souza Santos¹, Lucas Germano Willrich¹, Rodrigo Antônio Pereira², Eduardo Dias¹, Sérgio Costa¹

¹ EMD BRASIL – Florianópolis/SC, Brasil ²VILCO Energias Renováveis – Florianópolis/SC, Brasil

js@emdbrazil.com, lw@emdbrazil.com, rodrigo.pereira@vilco.com.br, ed@emdbrazil.com, sac@emdbrazil.com

RESUMO

Tendo em vista o potencial eólico *offshore* da costa brasileira em meio ao avanço do uso internacional desta fonte de energia e à carência de legislação reguladora, bem como estudos norteadores para tal, esta pesquisa tem como objetivo comparar a estimativa do recurso eólico a partir dos dados de torre anemométrica (TMA), boia meteoceanográfica, reanálise ERA5(T) e ferramenta GASP. A partir da extrapolação dos dados da boia para a altura de 100 m e para o período compreendido entre 8 de Agosto de 2015 a 8 de Agosto de 2018, foi possível observar que ERA5(T), GASP e TMA captam satisfatoriamente a variação sazonal da velocidade, muito embora os dois primeiros subestimem a velocidade da boia em cerca de 12%. Embora a TMA possua o desempenho menos satisfatório em relação à velocidade (subestimando em 23%), é mais fiel à boia quanto à direção predominante. Mesmo após a extrapolação horizontal dos dados a 100 m para um ponto entre a TMA e a boia, verificou-se que TMA ainda é a fonte que mais subestima os dados da boia. Apesar do elevado custo de instalação e manutenção de sensores *offshore*, o uso de boia meteoceanográfica ou equipamentos similares como “*floating lidar*”, que farão a medição local do recurso eólico, se mostram essenciais para evitar subestimativas do recurso eólico *offshore*.

Palavras-chaves:

Recurso eólico, Medição *offshore*, Velocidade do vento

ABSTRACT

Considering the offshore wind potential of the Brazilian coast amidst the international advancement of this energy source and the lack of regulatory legislation, as well as guiding studies for it, this research aims to compare the estimative of the wind resource based on met mast (TMA), meteoceanographic buoy, ERA5(T) reanalysis, and the GASP tool. By extrapolating the buoy data to a height of 100m and for the period between August 8, 2015, and August 8, 2018, it was possible to observe that ERA5(T), GASP, and TMA adequately capture the seasonal variation of speed, although the first two underestimate the buoy speed by about 12%. While TMA has the least satisfactory performance in terms of speed (underestimating by 23%), it is more faithful to the buoy regarding the prevailing direction. Even after horizontally extrapolating the data to 100m for a point between TMA and the buoy, it was found that TMA still underestimates the buoy data. Despite the high cost of installing and maintaining offshore sensors, the use of a meteoceanographic buoy or similar equipment such as a floating lidar, which will measure the local wind, is essential to avoid underestimating the offshore wind resource.

Keywords:

Wind resource, Offshore measurement, Wind speed

1. INTRODUÇÃO

Impulsionada pela meta de zerar as emissões líquidas de gases do efeito estufa, a energia eólica *offshore* têm ganhado espaço, sobretudo, nas matrizes energéticas europeias e asiáticas – que lideraram o ranking de novas instalações nos últimos anos (GWEC, 2022). Muito embora o processo regulatório para concessão e licenciamento de usinas eólicas *offshore* seja um grande desafio para diversos países, tem papel crucial para incentivo e avanço da indústria (THOPSEN, 2014).

Os regimes de apoio à energia eólica *offshore* na Europa geralmente são estabelecidos a nível nacional e são financiados pelos consumidores de energia elétrica e pelos contribuintes de cada país. No entanto, estas políticas devem seguir e cumprir a legislação da União Europeia, *Renewable Energy Directive* e a *Internal Electricity Market Directive* (CASTRO, 2018).

Nas Américas, em razão da extensa fronteira com o oceano Atlântico, os países com maiores potenciais são Estados Unidos e Brasil. Embora o Brasil tenha um potencial *offshore* reconhecido internacionalmente – estudos estimam 480 GW em turbinas fixas e 748 em turbinas flutuantes (WORLD BANK GROUP, 2020), a falta de legislação regulatória é um desafio para o desenvolvimento deste tipo de energia renovável no país (GWEC, 2022).

Como demonstrado por Santizo *et. al* (2019), o Brasil poderia se espelhar em normas regulatórias de países com a indústria eólica *offshore* já em operação, como Reino Unido, Dinamarca e Alemanha, tanto no processo de concessão de áreas quanto no modelo de transmissão de custo. Destaca-se aqui, que o processo de concessão de áreas envolve os estudos pré-operacionais de um complexo eólico, utilizando dados de características locais a fim de minimizar os valores de DEVEX, CAPEX e OPEX de um complexo eólico *offshore*.

Os dados locais de vento podem ser estimados a partir de torres anemométricas ou obtidos pelo LIDAR (*Light Detection and Ranging*). Este último por sua vez, pode representar uma parcela significativa do valor do DEVEX devido ao elevado preço de compra ou aluguel (em torno de R\$1.000.000,00). Visto isso, é necessária profunda análise em estudos preliminares a fim de minimizar os riscos relativos as medições *offshore*.

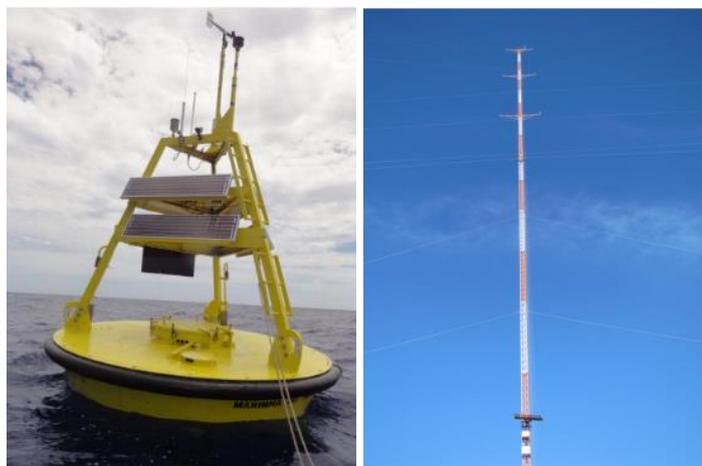
Movida pelo crescimento desta fonte de energia no cenário global e pela existência de empreendimentos *offshore* com processo de licenciamento ambiental aberto desde 2018, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elaborou o *Roadmap Eólica Offshore Brasil* com o objetivo de iniciar o debate a respeito da inserção desta fonte na matriz energética do país (EPE, 2020). Apenas recentemente, o PL 576/2021 - ainda a ser aprovado pela Câmara dos Deputados - e o Decreto 10.946/2022 iniciaram o processo de reconhecer e guiar os projetos brasileiros de eólica *offshore* (BRASIL, 2022; BRASIL, 2022, p.1).

De modo a complementar os resultados encontrados pela EPE no *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, este trabalho tem por objetivo comparar o recurso eólico estimado por quatro fontes de dados distintas: 1) boia meteoceanográfica, torre anemométrica *onshore*, reanálise atmosférica e GASP – este último sendo uma ferramenta computacional desenvolvida pela EMD *International* em parceria com a DTU (Universidade Técnica da Dinamarca) e disponibilizada no software windPRO. Em razão da disponibilidade de dados anemométricos e da existência de áreas em processo de licenciamento ambiental na região Sul (Figura 2), a área de estudo localiza-se próxima à vila de Bojuru/Rio Grande do Sul.

2. METODOLOGIA

Para a elaboração deste trabalho, foram utilizados os conjuntos de dados: TMA BOJ-02, ERA5(T), boia Rio Grande e ferramenta computacional GASP. A Figura 1 mostra uma visão geral da TMA e da boia e a Figura 2 apresenta a localização de cada conjunto de dados, além do ponto de Controle (31,510179W/50,752359S), entre a TMA e a boia, no qual os dados de velocidade foram extrapolados horizontalmente. As subseções a seguir descrevem cada um dos conjuntos utilizados. Vale destacar ainda que, todos os dados foram normalizados pela velocidade da boia.

Figura 1: Boia Rio Grande (esquerda) e TMA BOJ-02 (direita).



Fonte: CHM (2017) e Vilco Energias Renováveis (2014).

Figura 2: Localização da TMA BOJ-02, ERA5(T), boia Rio Grande e ponto de controle. Os polígonos brancos representam as áreas dos projetos RS-18 (Farol de Mostardas Geração Eólica Offshore), RS-15 (Península Wind Offshore), RS-16 (Tecnoluft Wind Offshore) que estão em processo de licenciamento ambiental pelo IBAMA.



Fonte: Google Earth (2023) e IBAMA (2023).

2.1. Boia Rio Grande

O Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil (CHM) é responsável pelo funcionamento de 22 boias – atualmente todas em manutenção – meteoceanográficas do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) e que estão espalhadas na costa brasileira (GOOS, 2023). No Rio Grande do Sul, foram verificadas duas boias: Rio Grande e Minuano, no entanto, o período de funcionamento da segunda foi apenas entre 2002 e 2004. A boia Rio Grande (31°33,74'S/49°50,24'W), por sua vez, operou de 29 de abril de 2009 a 04 de fevereiro de 2019 e foi escolhida para ser a referência deste trabalho.

Apesar da boia Rio Grande possuir sensores de pressão, vento (direção, velocidade e rajada), umidade relativa, temperatura do ar, temperatura do ponto de orvalho, radiação solar, temperatura da superfície do mar e correntes oceânicas, para este trabalho somente serão avaliados os dados horários de velocidade e direção do vento. É importante salientar que, embora a boia tenha dois anemômetros, um ultrassônico (3,7 m) e um mecânico (4,7 m), os dados de velocidade foram extrapolados para 10 m a partir do método de Bulk, descrito por Liu *et al.* (1979) (BRASIL, 2017).

Posteriormente os dados a 10 m da boia foram extrapolados verticalmente para a altura de medição de 100 m e horizontalmente para o ponto de controle, usando o modelo linear WAsP. Este modelo, desenvolvido pela DTU (ĐURIĆ; MIKULOVIĆ, 2012), realiza a extrapolação vertical da velocidade do vento usando como base a lei logarítmica e o comprimento de rugosidade local (PETERSEN *et al.*, 1997). Sendo essa última modelada no *software* windPRO com o comprimento de rugosidade igual a 0,0 (zero). Ressalta-se que, o uso do modelo linear WAsP limita-se apenas a velocidade do vento, de modo que a direção da altura extrapolada é a mesma dos dados medidos a 10 m.

Foram verificados diversos dados faltantes, sobretudo no período anterior à 2015 - provavelmente excluídos durante o processo de controle de qualidade do CHM (BRASIL, 2023). Sabendo disto e objetivando a mitigação de tendências sazonais, a série temporal dos dados de velocidade e direção do vento compreendem o período 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos e com taxa de recuperação média dos dados foi superior a 90% (Tabela 1).

Tabela 1: Taxa de recuperação dos dados do par direção e velocidade da boia Rio Grande.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Taxa de Recuperação dos dados (%)	99,9	99,9	99,9	99,8	100,0	75,1	66,6	65,5	82,6	99,9	99,9	99,9	90,7

Fonte: Autores (2023).

2.2. TMA Bojuru

A TMA utilizada neste estudo pertence ao complexo de geração eólica Bojuru, localizado no município de São José do Norte – RS, que por sua vez situa-se entre a Lagoa dos Patos e o oceano Atlântico (Figura 2), a 175 km de Porto Alegre. O relevo da região é majoritariamente simples, típica do bioma pampa, e a vegetação característica da região é rasteira, com formações de dunas junto ao oceano e pântanos próximos a lagoa (BRASIL, 2023).

A torre BOJ-02 possui uma altura de 120 m e nela foram instalados 4 anemômetros (120 m, 100 m, 80 m e 60 m), 2 *wind vanes* (110 m e 80 m), 1 termo-higrômetro (90 m) e 1 barômetro (90 m), sendo utilizado o anemômetro e *wind vane* a 100 m como referência. Assim como os dados da boia Rio Grande, a TMA compreende o intervalo de 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos e também teve seus dados extrapolados horizontalmente, usando o modelo WASP, para o ponto de controle. Salienta-se que, mesmo após os dados de medição sofrerem um processo de tratamento criterioso com a utilização do software windPRO, a fim de extrair uma melhor qualidade e confiabilidade dos dados, a taxa de recuperação dos sensores ficou em 100% (Tabela 2).

Tabela 2: Taxa de recuperação dos dados do par direção e velocidade da TMA Bojuru.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Taxa de Recuperação dos dados (%)	100	100	100	99,9	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Autores (2023)

2.3. Reanálise ERA5(T)

Em virtude da falta de dados observacionais em diversas regiões do planeta, o uso dos dados de reanálise se tornou bastante comum para pesquisas no âmbito acadêmico e industrial, uma vez que é oriunda da assimilação de dados modelados e dados observados – sendo este último proveniente de estações meteorológicas, boias oceanográficas, satélites, navios, aviões, radiossondas, entre outros (HERBACH *et al.*, 2020). Em razão da sua melhor resolução espacial e melhor correlação, em geral, com dados medidos (SANTOS *et al.*, 2019), o ERA5 está entre as reanálises mais utilizadas no setor eólico.

Este conjunto de dados fornecidos pelo European Centre for Medium-Range Weather Forecast (ECMWF) é disponibilizado a cada 1 hora com resolução espacial de 0,25° (aproximadamente 31 km) na versão com grade retangular ERA5(T) (HERBACH *et al.*, 2020). Neste trabalho, foi utilizado o ponto de grade mais próximo (31,50S/49,75W) da boia Rio Grande, cujos dados foram extrapolados horizontalmente, com o modelo WASP, para o ponto de controle. A fim de comparação adequada, a série temporal da reanálise também compreende o período de 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos.

2.4. GASP

O GASP (*Global Atlas of Siting Parameter*) desenvolvido em parceria da EMD International A/S & DTU (Technical University of Denmark), agrega uma série de modelos computacionais em um sistema de modelagem complexo, com dados globais de reanálise atualizados, podendo assim, criar mapas globais de recursos eólicos *onshore* e até 200 km *offshore* com uma resolução espacial de 275 m (LARSÉN, *et al.* 2022).

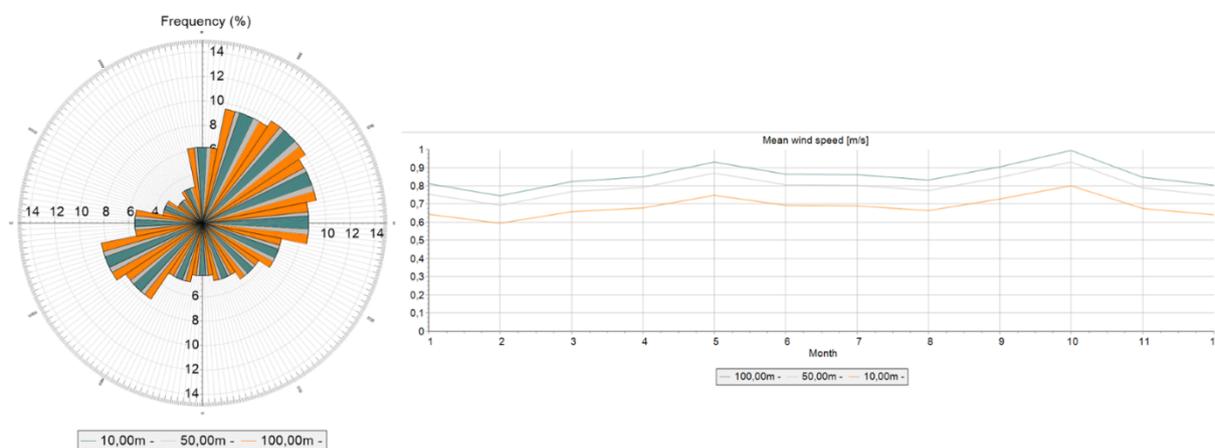
Os resultados do GASP trazem baixos erros em velocidade média do vento quando comparados a TMA e LIDARs na Europa (THØGERSEN; SVENNINGSE; SØRENSEN, 2021) e possibilita uma perspectiva animadora para a utilização do mesmo como ferramenta de prospecção eólica em terra ou no mar no território brasileiro. Atualmente o GASP é uma ferramenta disponível no software windPRO, para versões iguais ou acima da v.3.5, e online no Wind Prospecting (ambos desenvolvidos pela empresa EMD *International S/A*). O mapa de recurso eólico de uma região de interesse é disponibilizado para as alturas de 50 m, 100 m e 150 m.

3. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

3.1. Caracterização dos dados da boia Rio Grande

A variabilidade sazonal do vento na região *offshore* de Bojuru pode ser verificada na Figura 3. É possível visualizar também que, conforme o esperado, as médias mensais dos dados a 100 m são ligeiramente maiores que àqueles medidos a 10 m, uma vez que, independentemente da estabilidade atmosférica, há um ganho de velocidade com respeito à altura. Com relação à direção, tem-se a predominância do quadrante N-E, seguida pelos setores S-O, L-S e O-N.

Figura 3: Rosa dos ventos (esquerda) e velocidade média mensal normalizadas para os dados da boia Rio Grande e extrapoladas para o ponto de controle (direita).



Fonte: Autores (2023).

3.2. Comparação de velocidade e direção entre boia, TMA, ERA5(T) e GASP: extrapolação vertical

A Tabela 3 apresenta a velocidade média normalizada do período compreendido entre 08 de agosto de 2015 a 08 de agosto de 2018 para os quatro conjuntos de dados na altura de 100 m. Comparando a velocidade do GASP e reanálise ERA5(T) com a da boia Rio Grande com, tem-se que os dois primeiros a subestimaram em cerca de 12%, enquanto a TMA em 23% (Tabela 3). Esta subestimativa

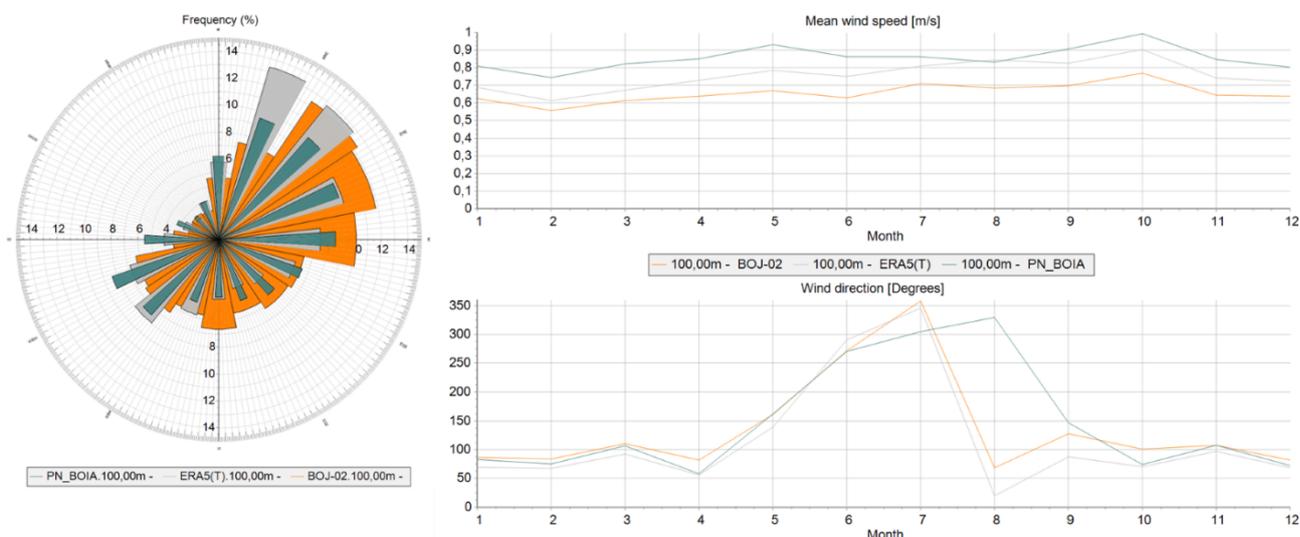
também pode ser vista nas médias mensais (Figura 4), muito embora ambos os conjuntos de dados tenham seu ciclo sazonal de velocidade semelhante ao da boia Rio Grande.

Tabela 3: Comparação das velocidades e frequências de direções médias.

Dados	Velocidade Média Normalizada a 100 m	Direção Predominante e Frequência (%)
BOIA RIO GRANDE	0,86	NE – 10,1
GASP	0,76	—*
ERA5(T)	0,76	NNE – 13,4
TMA	0,66	NE – 12,4

Fonte: Autores (2023).

Figura 4: Rosa dos ventos (esquerda), velocidade média (direita superior) e direção média (direita inferior) mensais normalizadas para os dados da boia (verde), ERA5(T) (cinza) e TMA (laranja).



Fonte: Autores (2023).

No que tange a direção média do período, a rosa dos ventos da Figura 4 mostra que o comportamento do ERA5(T) e da TMA se assemelham mais ao da boia Rio Grande nos quadrantes E-S e S-O. Mensalmente, nota-se que o ciclo sazonal da direção do vento da reanálise e da TMA é similar ao da boia, exceto nos meses de julho, agosto e setembro. No entanto, esta diferença pode estar atrelada à baixa taxa de recuperação dos dados nestes meses, conforme Tabela 1. Em termos de frequência da direção predominante (Tabela 3), a TMA se mostra mais satisfatória quando comparada com o ERA5(T), superestimando a frequência da boia em 23%, enquanto que a reanálise em 33%.

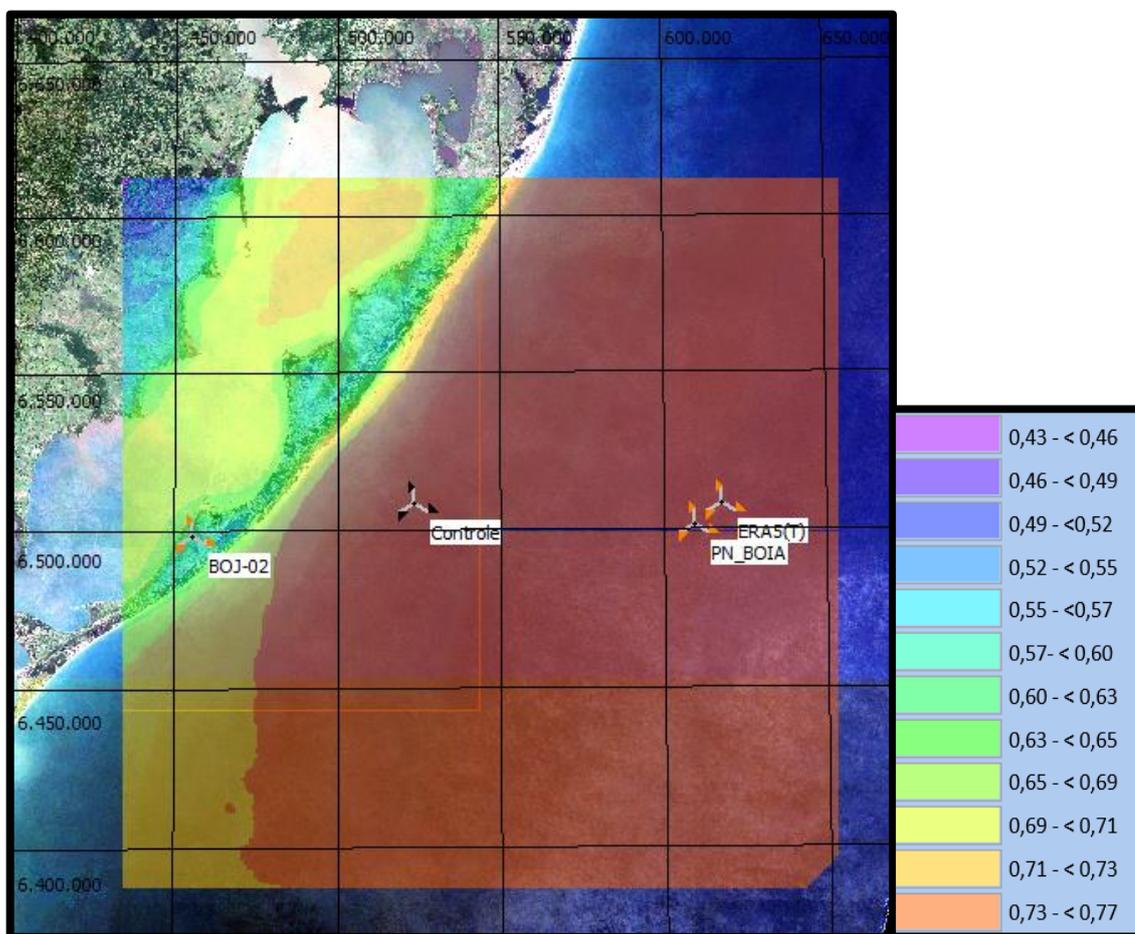
Embora a ferramenta computacional GASP não forneça a direção predominante em termos de rosa dos ventos, é disponibilizado um mapa com a velocidade média da região em análise para cada setor da rosa dos ventos (Tabela 4) – além da média de todos eles (como mostra a Figura 5) permitindo assim inferir a direção com ventos médios mais intensos. Aliado à boia, podem ser promissores na estimativa do recurso eólico.

Tabela 4: Velocidade média do GASP por 12 setores para a altura de 100 m no ponto da boia Rio Grande.

Setor (°)	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Velocidade	0,77	0,97	0,80	0,67	0,59	0,60	0,57	0,69	0,79	0,77	0,69	0,58

Fonte: Autores (2023)

Figura 5: Velocidade média da ferramenta GASP.



Fonte: Software windPRO (grade 50 x 50 km UTM SIRGAS 2000 Z22).

3.3. Comparação de velocidade e direção entre boia, TMA, ERA5(T) e GASP: extrapolação vertical e horizontal

De modo a verificar o desempenho das fontes de dados com a extrapolação vertical num ponto dentro de uma área já em processo de licenciamento ambiental, os dados de velocidade foram também extrapolados horizontalmente, com o modelo WAsP, para o ponto de controle. Neste cenário, a velocidade do GASP não se altera, a da boia aumenta em 2%, do ERA5(T) em 1% e da TMA em 11%. Destaca-se ainda que, embora seja possível observar um ganho significativo de velocidade da TMA, esta ainda não se mostra satisfatória na estimativa do recurso eólico quando comparada com a velocidade da boia.

Tabela 5: Comparação das velocidades médias normalizadas a 100 m de altura no ponto de controle.

Dados	Velocidade Média Normalizada a 100 m
BOIA RIO GRANDE	0,88
GASP	0,76
ERA5(T)	0,77
TMA	0,73

Fonte: Autores (2023)

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Visto o cenário internacional de expansão da energia eólica *offshore*, do potencial da costa brasileira em abrigar esta fonte de energia e da iminência da elaboração de legislação regulatória, este trabalho objetivou comparar quatro conjuntos de dados anemométricos distintos de modo a nortear às futuras regras de certificação eólica *offshore*. Em razão da disponibilidade de dados anemométricos, foi escolhida a cidade de Bojuru/Rio Grande do Sul para a estimativa do recurso eólico considerando o período de 8 de agosto de 2015 a 8 de agosto de 2018, ou seja, 03 (três) anos completos.

Como referência, foram tomados os dados de velocidade e direção medidos na boia Rio Grande (instalada a cerca de 130 km da costa), pertencente ao PNBOIA do CHM. A velocidade média da boia extrapolada a 100 m foi comparada com a reanálise ERA5(T), a TMA *onshore* de Bojuru e a ferramenta computacional GASP (EMD/DTU). As comparações mostraram que os três últimos conjuntos de dados subestimaram o valor de referência (boia Rio Grande), sendo o resultado menos satisfatório da TMA *onshore*, que subestimou a velocidade média do período em 23% (Tabela 3) – embora esta se mostre mais eficiente em capturar a direção e frequência do vento predominante. Vale destacar ainda que, mesmo após a extrapolação horizontal para um ponto mais próximo da costa (cerca de 30 km) a TMA ainda subestima a velocidade da boia em 16% (Tabela 5), mostrando uma deficiência na extrapolação da medição *onshore* para um ponto *offshore*.

Apesar do elevado custo de instalação e manutenção de medições *offshore*, seja utilizando boias convencionais ou *floating lidar*, a medição local apresenta-se como necessária para uma assertiva avaliação do recurso *offshore*, visto que a utilização de medições alternativas, como torres de medição *onshore* ou dados de reanálise acabaram por subestimar o recurso eólico *offshore*.

Como sugestões de trabalhos futuros, análises em outras localidades poderão reforçar esta conclusão. No momento, a necessidade de uma medição *offshore* local apresenta-se imprescindível e recomenda ser considerada na regulação eólica offshore brasileira.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a empresa Vilco Energias Renováveis pela disponibilização dos dados anemométricos, ao Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil pela manutenção e operação das boias meteoceanográficas e a equipe EMD Brasil pela colaboração para a elaboração deste trabalho.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Lei nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore. **Diário Oficial da União**: seção 1 – Extra B, Brasília, DF, n. 17, p. 1, 25 jan. 2022.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Hidrografia e Navegação. **Boia Rio Grande**. 2017. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/chm/sites/www.marinha.mil.br.chm/files/u1947/riogrande_new.pdf. Acesso em: 04 jul. 2023.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Hidrografia e Navegação. **Boia Rio Grande**. 2023. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-pnboiaboias-19>. Acesso em: 04 jul. 2023.

BRASIL. Marinha do Brasil. Diretoria de Hidrografia e Navegação. **Programa Nacional de Boias**. Disponível em: <http://www.goosbrasil.org/pnboia/>. Acesso em: 04 jul. 2023.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Pampa**. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/biomas/pampa.html>. Acesso em: 07 jul. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 576, de 2021**. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793>. Acesso em: 05 jul. 2023.

CASTRO, Nivalde *et al.* **Perspectivas da Energia Eólica offshore**. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2018. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro184.pdf>. Acesso em: 04 jul. 2023.

ĐURIČIĆ, Željko; MIKULOVIĆ, Jovan. A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 41, p. 407-411, maio 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.016>. Acesso em: 05 jul. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Roadmap Eólica Offshore Brasil**: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. Brasília/DF, p. 1-140, 30 abr. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em: 04 jul. 2023.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global Wind Report 2022**. Bruxelas/Bélgica, p. 1-158, 4 abr. 2022. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/03/GWEC-GLOBAL-WIND-REPORT-2022.pdf>. Acesso em: 05 jul. 2023.

HERSBACH, Hans *et al.* The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal Of The Royal Meteorological Society**, [S.L.], v. 146, n. 730, p. 1999-2049, 15 jun. 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1002/qj.3803>. Acesso em: 05 jul. 2023.

IBAMA. **Complexos Eólicos Offshore**: Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/20230328_Usinas_Eolicas_Offshore_reduzido.pdf. Acesso em: 07 jul. 2023.

LARSÉN, Xiaoli Guo *et al.* The Global Atlas for Siting Parameters project: extreme wind, turbulence, and turbine classes. **Wind Energy**, [S.L.], v. 25, n. 11, p. 1841-1859, 15 ago. 2022. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1002/we.2771>. Acesso em: 28 jun. 2023.

LIU, W. Timothy *et al.* Bulk Parameterization of Air-Sea Exchanges of Heat and Water Vapor Including the Molecular Constraints at the Interface. **Journal Of The Atmospheric Sciences**, [S.L.], v. 36, n. 9, p. 1722-1735, set. 1979. Disponível em: [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469\(1979\)036<1722:0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0469(1979)036<1722:0.CO;2). Acesso em: 05 jul. 2023.

PETERSEN, Erik L. *et al.* **Wind Power Meteorology**. Risø National Laboratory, Roskilde/Dinamarca, p. 1-45, dez. 1997. Disponível em: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/105708549/Ris_I_1206.pdf. Acesso em: 05 jul. 2023.

SANTISO, Andresa *et al.* **REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL**: lições aprendidas a partir da experiência do Reino Unido e Dinamarca. In: BRAZIL WIND POWER, 2019. Disponível em: <https://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/07/ID-121-1551464865-Artigo-Regula%C3%83%C2%A7%C3%83%C2%A3o-do-mercado-e%C3%83%C2%B3lico-offshore-no-Brasil-li%C3%83%C2%A7%C3%83%C2%B5es-aprendidas-a-partir-da-experi%C3%83%C2%AAncia-do-Reino-Unido-e-Dinamarca.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2023.

SANTOS, Jhoseny S. *et al.* Wind Speed Evaluation of MERRA-2, ERA-Interim and ERA-5 Reanalysis Data at a Wind Farm Located in Brazil. In: **Proceedings Of The ISES Solar World Congress 2019**, Santiago/Chile, p. 1-10, nov. 2019. International Solar Energy Society. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.18086/swc.2019.45.10>. Acesso em: 05 jul. 2023.

THØGERSEN, Morten L.; SVENNINGSEN, Lasse; SØRENSEN, Thomas. **Accuracy of Wind Speeds in GASP - Global Atlas of Siting Parameters**. Disponível em: https://help.emd.dk/mediawiki/images/f/fc/20210903_AccuracyGASPWindSpeeds.pdf. Acesso em: 04 jul. 2023.

THOMSEN, Kurt E. **Offshore Wind**: a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation. 2. ed. Tranbjerg/Dinamarca: Academic Press, 2014. 404 p.

WORLD BANK GROUP (WBG). **Offshore Wind Technical Potential in Brazil**. Washington DC/EUA, mai. 2020. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/902341586847107376/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Brazil-Map.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2023.