

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA RUGOSIDADE DO OCEANO NO POTENCIAL
EÓLICO *OFFSHORE* A PARTIR DE MODELOS LINEARIZADOS**

por

Max Prezzi Weissheimer

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, fevereiro de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA RUGOSIDADE DO OCEANO NO POTENCIAL
EÓLICO OFFSHORE A PARTIR DE MODELOS LINEARIZADOS
por

Max Prezzi Weissheimer

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Roberto Chouhy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula

Coorientador: Prof. Dr. Adriane Prisco Petry

Banca examinadora:

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry – DEMEC / UFRGS

Profa. Dra. Letícia Jenish Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Eng. Me. Jahel Emmanuel Motta da Silva – DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, fevereiro de 2024.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todos que contribuíram para tornar este trabalho possível. Em primeiro lugar, desejo estender meus sinceros agradecimentos ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula, e à minha coorientadora, Profa. Dra. Adriane Prisco Petry, cuja orientação foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho. Além disso, gostaria de expressar minha gratidão à banca avaliadora, cujas contribuições foram de inestimável valor para a qualidade e clareza deste estudo.

Desejo estender meus agradecimentos àqueles que me ouviram e apoiaram durante a realização e escrita deste estudo. Em particular, gostaria de expressar minha profunda gratidão à minha namorada, cujo incentivo constante e presença foram fontes inestimáveis de alegria ao longo deste percurso. Seu apoio incansável e encorajamento foram fundamentais para que eu desse o meu melhor em cada etapa deste trabalho.

Não posso deixar de agradecer e reconhecer a importância de organizações como a BSH, cuja generosa disponibilização de dados de medição tem sido fundamental para o avanço da ciência em todo o mundo.

Também gostaria de expressar minha profunda apreciação a todos os meus colegas e amigos do Laboratório de Mecânica dos Fluidos (LMF) da UFRGS, cujo apoio foi inestimável ao longo de uma das minhas etapas acadêmicas. Agradeço igualmente aos meus colegas de curso, cuja cordialidade e amizade tornaram esta jornada de graduação muito mais significativa e gratificante.

Por último, gostaria de dedicar um agradecimento especial àqueles que estiveram ao meu lado desde o início e se tornaram verdadeiros amigos para toda a vida. Marco e Rafael, a presença e o apoio de vocês ao longo destes seis anos de graduação foram inestimáveis e deixarão saudades por muito tempo.

A todos, meu mais profundo obrigado por fazerem parte desta jornada e por seu apoio constante.

WEISSHEIMER, M. P. **Análise da Influência da Rugosidade do Oceano no Potencial Eólico *Offshore* a partir de Modelos Linearizados**. 2024. Nº 25. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

RESUMO

Uma prática comum no estudo do potencial eólico *offshore* é considerar a rugosidade do mar como constante para toda a região, frequentemente ignorando as características do mar local e os efeitos da costa. Portanto, o objetivo deste trabalho é estimar o impacto do comprimento da rugosidade aerodinâmica no recurso eólico em alto mar, a fim de permitir projetos com maior confiabilidade e rentabilidade para esse cenário. Para alcançar esse objetivo, foram utilizados os dados de medição da estação meteorológica FINO 1 para modelar a condição climática e para determinar a rugosidade a partir de métodos difundidos na literatura, como a relação de Charnock e o método analítico. Outra abordagem explorada foi a utilização da malha de dados de reanálise do ERA5 de rugosidade, resultando em zonas com valores distintos de rugosidade no mar. A partir da modelagem de vento e topografia, foi utilizado o *software* comercial WAsP para realizar as simulações e determinar o potencial eólico, comparando-se os resultados obtidos para cada caso com os dados de operação e medição do parque eólico *offshore* Alpha Ventus. As simulações foram realizadas para 3 casos: o primeiro utilizando a valor de rugosidade do mar recomendado pelo WAsP (0,2 mm), o segundo consistiu em utilizar os polígonos referentes aos dados de reanálise do ERA5 e o terceiro o valor médio calculado pelo método analítico (3,66 mm). A relação de Charnock, por sua vez, não pode ser simulada uma vez que obteve valores de rugosidade inferiores ao mínimo permitido pelo WAsP, não permitindo sua inserção. A partir dos resultados obtidos, notou-se uma variação máxima de 11,13% entre as simulações quando há uma variação grande entre a altura de medição e simulação. Por fim, constatou-se o efeito da costa sobre a região, evidenciando como os efeitos podem estar contidos no valor da rugosidade do mar.

PALAVRAS-CHAVE: Potencial Eólico *Offshore*, Rugosidade Oceânica, WAsP, Alpha Ventus

WEISSHEIMER, M. P. . Analysis of the Influence of Ocean Roughness on Offshore Wind Potential using Linearized Models. 2024. N° 25. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

ABSTRACT

A widespread practice in studying offshore wind potential is to consider sea roughness as constant throughout the region, often overlooking local sea characteristics and coastal effects. Therefore, the aim of this study is to estimate the impact of aerodynamic roughness length on offshore wind resources to enable more reliable and profitable projects in this scenario. To achieve this goal, measurement data from the FINO 1 meteorological station were used to model the climatic condition and determine roughness using methods widely used in the literature, such as the Charnock's relation and the analytical method. Another approach explored was the use of ERA5 reanalysis data mesh of roughness, resulting in zones with distinct roughness values at sea. Wind and topography modeling employed the commercial software WAsP to conduct simulations and determine wind potential, comparing the results obtained for each case with operational and measurement data from the offshore wind farm Alpha Ventus. Simulations were conducted for three cases: the first using the sea roughness value recommended by WAsP (0.2 mm), the second utilizing polygons related to ERA5 reanalysis data, and the third using the average value calculated by the analytical method (3.66 mm). The Charnock's relation, however, could not be simulated as it yielded roughness values below the minimum allowed by WAsP, preventing its insertion. From the results obtained, a maximum variation of 11.13% was noted between simulations when there was a large variation between measurement and simulation height. Finally, the effect of the coast on the region was observed, highlighting how effects may be contained in the value of sea roughness.

KEYWORDS: Offshore Wind Potential, Ocean Roughness, WAsP, Alpha Ventus

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	2
3	REFERENCIAL TEÓRICO	3
3.1	Energia eólica.....	3
3.2	Camada limite atmosférica.....	3
3.3	Equações de Navier-Stokes.....	4
3.4	Efeito esteira	5
3.5	Rugosidade.....	5
3.5.1	Método analítico.....	6
3.5.2	Relação de Charnock.....	7
3.6	WAsP	8
4	ESTUDO DE CASO	8
5	METODOLOGIA	10
5.1	Coleta e tratamento de dados	11
5.2	Determinação da rugosidade oceânica	14
5.2.1	Rugosidade pelo ERA5	14
5.2.2	Rugosidade pelo método analítico.....	16
5.2.3	Rugosidade pela relação de Charnock.....	16
5.3	Simulação pelo WAsP e determinação do erro.....	16
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	17
7	CONCLUSÕES	24
7.1	Sugestões para trabalhos futuros.....	25
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	26
	APÊNDICE A – CAPTURA DE DELTA DO PROJETO DO CASO 1 NO WASP	28

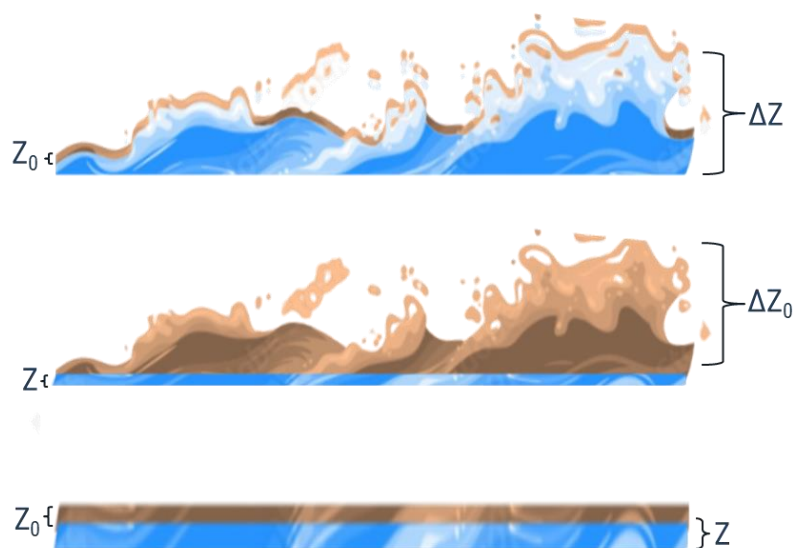
1 INTRODUÇÃO

O aquecimento global é uma preocupação mundial urgente que demanda a implementação de ações concretas para combater as emissões de gases de efeito estufa, bem como para mitigar as consequências das mudanças climáticas. Nesse contexto, o setor de energia eólica desempenha um papel fundamental na transição para fontes de energia limpa e sustentável, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e minimizando os impactos ambientais associados. A energia eólica tem se destacado como uma alternativa promissora, especialmente em cenários *offshore*, tornando-se ainda mais relevante devido à escassez de opções *onshore* em muitos países e ao seu considerável potencial energético.

Embora tenham ocorrido avanços nas pesquisas sobre energia eólica *offshore*, ainda existe uma lacuna de conhecimento em relação à influência das ondas e da distância da costa na rugosidade do oceano e consequentemente na estimativa do potencial eólico. Apesar da velocidade e da direção do vento serem fatores-chave, é igualmente crucial considerar o impacto das características do oceano, como o intensidade das ondas, principalmente nas proximidades da costa. As ondas são fenômenos complexos que afetam diretamente as características do vento, como velocidade, direção e turbulência, exercendo um impacto direto no desempenho das turbinas eólicas *offshore*. Essa falta de compreensão é ainda mais acentuada na indústria, uma vez que os *softwares* amplamente utilizados na estimativa de potencial eólico ignoram os efeitos da proximidade da costa e do padrão das ondas na rugosidade do oceano.

Ao abordar a previsão do potencial eólico de uma região com base em dados de medição de intensidade e direção do vento, é essencial ter um entendimento detalhado das características topográficas locais. Isso implica na necessidade de mapear cuidadosamente as mudanças de altitude e cobertura terrestre da área em questão. Nesse sentido, a rugosidade aerodinâmica representa um comprimento característico da influência da cobertura terrestre na variação vertical da velocidade do vento. Assim como as linhas de nível indicam mudanças de altitude, a rugosidade reflete o que está acima do solo, como florestas, áreas urbanas e campos abertos. Em contextos *offshore*, a dinâmica oceânica é variável, o que complica a caracterização da região. Para integrar as ondas oceânicas na modelagem topográfica, existem três abordagens possíveis: a primeira considera a variação de altitude da onda como uma mudança de altura, mantendo a rugosidade constante; a segunda incorpora a variação de altitude na estimativa da rugosidade, mantendo a altitude do oceano fixa; e a terceira, mais simplificada e comumente utilizada em *softwares* comerciais, trata ambas as características como constantes, atribuindo um valor predefinido de rugosidade independente da região. A Figura 1.1 ilustra esses três cenários, onde Z representa a altitude e Z_0 representa a rugosidade.

Figura 1.1 – Formas de caracterizar a topografia do oceano.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Desta forma, compreender e caracterizar fielmente o oceano e a energia eólica *offshore* é essencial para otimizar a estimativa do potencial eólico, garantindo um aproveitamento mais eficiente e confiável dessa fonte renovável. Ao levar em consideração a influência das ondas e da costa, é possível aprimorar o dimensionamento das turbinas, o *layout* dos parques eólicos e as estratégias de operação, resultando em um aumento da produção de energia eólica e uma redução nos custos associados.

Além disso, ao investir em fontes de energia limpa, como a eólica, contribui-se para a redução das emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se com os esforços globais para combater as mudanças climáticas. A transição para um modelo energético mais sustentável é fundamental para preservar o meio ambiente e construir um futuro mais seguro e saudável para as gerações futuras.

Este trabalho tem como objetivo principal analisar a relação entre a rugosidade do mar e o potencial eólico *offshore*, empregando métodos difundidos na literatura para determinação da rugosidade. Em paralelo ao melhor entendimento da rugosidade no cenário analisado, busca-se estimar o impacto que descon siderações realizadas pelos *softwares* utilizados pela indústria têm no potencial eólico.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme apresentado em Gasch e Twele (2012), a utilização de turbinas eólicas para a produção de eletricidade teve início em 1891, através do trabalho de Paul LaCour na Dinamarca. Naquela época, o primeiro modelo de aerogerador criado consistia em quatro pás de eixo horizontal, que foram amplamente utilizadas durante a Primeira Guerra Mundial. Ao longo do século seguinte, em 1991, com uma maior maturidade no entendimento sobre energia eólica, a Dinamarca deu outro salto significativo ao implementar o primeiro parque eólico *offshore*, com capacidade instalada de 4,95 MW (VAICBERG; VALIATT; PINHEIRO FERREIRA, 2021).

Um dos primeiros passos no estudo da implementação de um parque eólico é a modelagem do regime de vento da região (GASCH; TWELE, 2012). Esse processo depende da medição precisa do vento, geralmente realizada por meio de torres anemométricas, e da análise das características do terreno local. Em cenários *offshore*, onde as informações sobre o vento são limitadas e os custos de medição são elevados, estudos têm explorado a viabilidade da utilização de dados de reanálise consolidados, como o ERA5 da *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMWF), conforme evidenciado no trabalho de Hayes, Stocks e Blakers (2021) que demonstra como a utilização de medições por reanálise em cenário *offshore* tem grande precisão pela baixa influência da orografia e rugosidade.

A respeito das considerações sobre o terreno, em um cenário *offshore*, as condições orográficas são altamente favoráveis à implementação de um parque eólico, uma vez que a única variação da orografia está relacionada ao regime de ondas da região. Quanto à rugosidade do terreno, devido ao impacto do movimento das ondas, diversos estudos têm sido realizados e métodos desenvolvidos para determinar a melhor maneira de estimar a rugosidade local. Visto que a rugosidade é um parâmetro de extrema importância na capacidade de prever a velocidade do vento em diferentes alturas (GOLBAZI; ARCHER, 2019), é essencial obter um valor que aproxime o projeto o máximo possível da realidade, garantindo uma correta previsão do potencial eólico da região.

Um dos métodos amplamente utilizados como base para estimar a rugosidade em cenários *offshore* é a relação de Charnock, que está relacionada à estabilidade atmosférica do local. Esse método foi extensivamente testado em estudos como os de Golbazi e Archer (2019), Lange *et al.* (2004) e Johnson *et al.* (1998). No entanto, de acordo com Lange *et al.* (2004), ele não é recomendado para áreas costeiras. Devido à falta de consenso sobre o melhor método a ser utilizado em situações diversas, alguns pesquisadores optam por desenvolver suas próprias parametrizações muitas vezes partindo da relação de Charnock como base, como observado em Porchetta *et al.* (2019). Além disso, outros pesquisadores comparam esses métodos com alternativas menos difundidas na área, como o método analítico e estatístico discutido no trabalho de Golbazi e Archer (2019), por apresentar cenários mais realistas do que os que utilizam a relação de Charnock.

A Tabela 2.1 apresenta alguns dos trabalhos que abordam o estudo da rugosidade em cenários *offshore* e os métodos analisados.

Tabela 2.1 – Autores e métodos analisados em seus estudos.

Autores	Métodos
Golbazi e Archer (2019)	Analítico, Relação de Charnock e Estatístico
Lange <i>et al.</i> (2004)	Relação de Charnock, Modelo <i>Wave Age</i> , Modelo <i>Fetch</i>
Porchetta <i>et al.</i> (2019)	Propuseram parametrização própria a partir da relação de Charnock
Johnson <i>et al.</i> (1998)	Relação de Charnock, <i>Wind Stress</i> , Modelo de Espectro de Onda, entre outros

Fonte: Elaborado pelo autor

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Energia eólica

Em termos simplificados, as massas de ar são resultantes da heterogeneidade da irradiação solar na Terra. As regiões com maior exposição à irradiação solar geram gradientes de pressão, os quais são responsáveis pela movimentação de ar na atmosfera. A energia cinética presente no vento é conhecida como energia eólica, podendo ser captada por aerogeradores para converter seu potencial mecânico em energia elétrica. Para determinar a quantidade de energia que pode ser extraída da velocidade do vento por um aerogerador, é aplicada a expressão:

$$P_w = C_{P,m} \frac{1}{2} \rho U_\infty^3 A_D \quad (3.1)$$

em que $C_{P,m}$ é o coeficiente de potência mecânica do aerogerador, sendo limitado ao seu valor teórico de 0,5926, conhecido como limite de Betz, ρ (kg/m³) é a massa específica do ar, U_∞ (m/s) é a velocidade de escoamento livre do ar e A_D (m²) é a área de varredura do aerogerador. Como expressado pela Equação 3.1, o potencial eólico possui uma relação cúbica com a velocidade do vento, dessa forma exercendo grande impacto na análise do potencial eólico de uma região. Outro parâmetro relevante que varia no tempo é a massa específica do ar, exercendo uma relação linear com o potencial eólico.

3.2 Camada limite atmosférica

A camada limite atmosférica (CLA) é uma região localizada acima da superfície terrestre onde o perfil de velocidade do vento sofre influência da força de atrito com o solo. Esse conceito foi inicialmente descrito por Ludwig Prandtl em 1904 (FOX; PRITCHARD; MCDONALD, 2000), onde explica como o vento pode exibir comportamento viscoso ou não-viscoso, dependendo da altura em que se encontra, a denominando de camada limite, que posteriormente recebeu o nome de camada limite atmosférica. A CLA é a região onde o vento apresenta características viscosas e é essencial para entender o comportamento do vento próximo à superfície.

A CLA é estruturada em 4 camadas distintas. A primeira dessas camadas é denominada subcamada inercial, com uma extensão de alguns milímetros de altitude, na qual a interação com a viscosidade do ar assume predominância. A segunda camada é reconhecida como a camada limite superficial (CLS), onde as forças inerciais têm maior influência em comparação com as viscosas. Nessa camada, ocorrem os gradientes mais pronunciados das características atmosféricas, como temperatura, massa específica do ar e intensidade do vento. A terceira camada é identificada como a camada de mistura (CM), onde a difusão turbulenta é significativa, resultando em uma maior interpenetração das diversas camadas de ar. A quarta e última subdivisão, a camada de transição ou zona de estranhamento, representa a região onde ocorre a transição das características da CLA para as condições laminares da atmosfera livre, situada acima da CLA.

Dentro da camada limite atmosférica superficial, observa-se que o perfil de velocidade do vento segue uma relação logarítmica, conhecida como Lei Logarítmica, representada pela expressão:

$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \pm \psi \right] \quad (3.2a)$$

em que $u(z)$ (m/s) é a velocidade do vento na altura z (m), u_* (m/s) é a velocidade de atrito do vento, κ é a constante de von Kármán, z_0 (m) é a rugosidade da superfície e ψ é uma função que depende da estabilidade atmosférica, posteriormente abordado na Seção 3.5.1. Acima da camada limite atmosférica, o vento é influenciado principalmente pelo equilíbrio entre a força inercial de Coriolis, devido à rotação da Terra, e o gradiente de pressão, sendo ele conhecido como vento geostrófico. A velocidade do vento geostrófico, também conhecida como Lei do Arrasto Geostrófico (BURTON, 2011); pode ser representado por:

$$G = \frac{u_*}{\kappa} \sqrt{\left[\ln \left(\frac{u_*}{f z_0} \right) - A \right]^2 + B^2} \quad (3.3)$$

em que G (m/s) é o vento geostrófico, f (rad/s) é o coeficiente de Coriolis, e A e B são constantes que valem 1,79 e 4,50, respectivamente, para condições de atmosfera neutra.

Devido à influência da força inercial de Coriolis, não apenas o perfil de velocidade do vento é alterado acima da CLA, mas também ocorre uma variação na sua direção. Uma expressão que estima a variação da direção do vento (α) pode ser derivada da Equação 3.3 (BURTON, 2011), dada por:

$$\sin \alpha = \frac{-B}{\sqrt{\left[\ln \left(\frac{u_*}{f z_0} \right) \right]^2 + B^2}} \quad (3.4)$$

3.3 Equações de Navier-Stokes

Para descrever o escoamento de um fluido, como o ar, é essencial utilizar um conjunto de equações que explicitem a interação entre pressão, viscosidade, dissipação de energia e aceleração da gravidade. As equações de Navier-Stokes, em conjunto com a equação da continuidade, destacam-se como a ferramenta adequada para descrever o comportamento de diversos escoamentos de fluidos newtonianos incompressíveis. Em coordenadas retangulares, a equação da continuidade e as três equações fundamentais de Navier-Stokes são apresentadas respectivamente por:

$$\frac{\partial \rho u}{\partial x} + \frac{\partial \rho v}{\partial y} + \frac{\partial \rho w}{\partial z} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (3.5)$$

$$\rho \frac{Du}{Dt} = \rho g_x - \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(2 \frac{\partial u}{\partial x} - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{V} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] \quad (3.6a)$$

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = \rho g_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(2 \frac{\partial v}{\partial y} - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{V} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \right] \quad (3.6b)$$

$$\rho \frac{Dw}{Dt} = \rho g_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(2 \frac{\partial w}{\partial z} - \frac{2}{3} \nabla \cdot \vec{V} \right) \right]. \quad (3.6c)$$

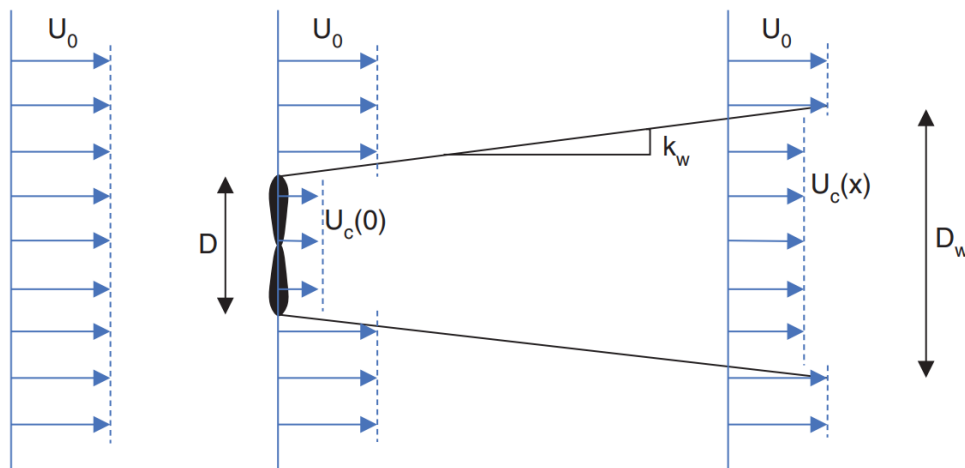
O conjunto de equações apresentado reflete a descrição do escoamento de um fluido pelas equações de Navier-Stokes em união à equação da continuidade, levando em consideração variáveis como massa específica (ρ), aceleração da gravidade (g), pressão (p), viscosidade dinâmica (μ), e vetor velocidade decomposto em u , v e w , representando suas componentes nas direções x , y e z . Cada termo nas equações

desempenha um papel distinto: a pressão exerce uma força propulsora sobre o fluido, a viscosidade desempenha um papel importante na dissipação de energia decorrente da fricção interna, e a aceleração devido à gravidade contribui para as forças externas, assim proporcionando uma descrição abrangente das interações essenciais para simular o comportamento realista de um fluido.

3.4 Efeito esteira

Ao lidar com um parque eólico composto por múltiplos aerogeradores, é essencial considerar o efeito causado pela interferência dessas estruturas na corrente de ar. Esse fenômeno, conhecido como efeito esteira, é caracterizado pela redução da velocidade do vento resultante da turbulência gerada pela passagem do escoamento de ar pelas pás do aerogerador. Além de provocar uma diminuição na eficiência dos aerogeradores subsequentes, o efeito esteira amplia a fadiga sobre os aerogeradores, ocasionando uma redução na vida útil e um aumento nos custos de manutenção do parque. A Figura 3.1 oferece uma ilustração representativa do efeito esteira.

Figura 3.1 – Efeito esteira causado por um aerogerador.



Fonte: (BURTON, 2011).

Conforme evidenciado pela Figura 3.1, a presença do aerogerador gera uma corrente de ar perturbada no sentido do escoamento. A extensão dessa esteira e, por conseguinte, a área de redução da velocidade do vento, depende de diversos fatores, como a altura do aerogerador, o diâmetro das pás, a velocidade do vento e condições atmosféricas, como o parâmetro de estabilidade. Em ambientes *offshore*, o efeito pode persistir por dezenas de quilômetros, como documentado no estudo de Schneemann *et al.* (2020), que mensuraram o impacto do efeito esteira produzido pelos parques eólicos *offshore* no Mar do Norte. De acordo com os resultados, a presença de conjuntos de parques eólicos na região ocasionou efeitos sentidos mesmo em parques mais distantes, a aproximadamente 55 km de distância.

3.5 Rugosidade

Ao abordar condições marítimas em estudos *offshore*, duas hipóteses possíveis são consideradas em relação à orografia e rugosidade devido à presença das ondas oceânicas. A primeira descreve o cenário como um terreno liso com uma rugosidade variável, enquanto a segunda trata de um terreno com variação de altitude e rugosidade constante. Uma análise completa desses casos envolveria o estudo detalhado de uma dessas possibilidades, utilizando uma função que descrevesse essa variação. Entretanto, é comum na indústria que os *softwares* de simulação com modelos linearizados considerem ambas as condições como constantes, resultando em um terceiro cenário em que a orografia é tratada como plana, com altitude zero,

e a rugosidade é mantida constante em um valor pré-determinado, como 0,2 mm, conforme recomendado pelo WAsP¹ (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

Apesar de um valor de rugosidade pré-determinado ser recomendado pelo WAsP para qualquer superfície de água, como esse parâmetro tem grande impacto no perfil vertical da velocidade do vento, foram propostas algumas alternativas para melhor caracterização de uma determinada região. Uma possibilidade é utilizar dados de reanálise, como o ERA5 da ECMWF (EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECASTS, 2024), para adquirir ou calcular pontos de rugosidade dentro de uma malha com base na velocidade do vento, permitindo a criação de zonas de rugosidade variada com um refinamento adequado. Outra alternativa é realizar um estudo das condições oceanográficas da região de forma a melhor caracterizá-la, utilizando métodos difundidos na literatura para determinar a rugosidade do oceano, como a relação de Charnock e o método analítico.

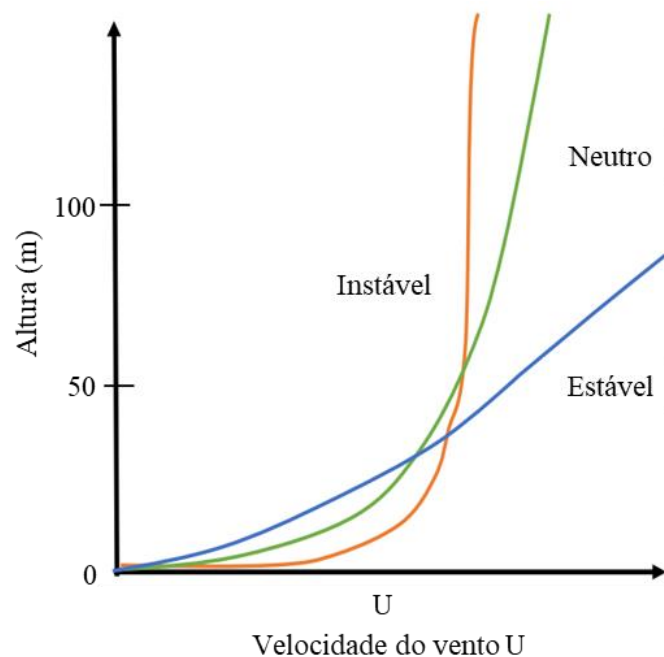
3.5.1 Método analítico

O método analítico apresentado em Golbazi e Archer (2019) é utilizado para calcular a rugosidade oceânica em cada passo do tempo empregando a Lei Logarítmica, essa inicialmente desenvolvida como expresso no artigo de Tennekes (1982). De modo a possibilitar o cálculo da rugosidade a Equação 3.2a é reescrita evidenciando a rugosidade, como segue:

$$z_0 = \frac{z}{\exp\left(\frac{\kappa}{u_*} u(z) \mp \psi\right)}. \quad (3.2b)$$

Entretanto, algumas informações e considerações específicas devem ser levadas em conta, como a característica de estabilidade atmosférica. A condição atmosférica está intimamente relacionada com a direção da parcela de vento vertical, e, por conseguinte, possui uma expressão própria para cada caso de estabilidade, podendo ser classificada como estável, instável ou neutro. A Figura 3.2 apresenta o perfil típico da velocidade do vento para os três casos mencionados.

Figura 3.2 – Perfil típico da velocidade do vento para estável, neutro e instável.



Fonte: Adaptado de (PÉREZ ALBORNOZ *et al.*, 2022).

¹ Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)

Conforme ilustrado na Figura 3.2, o perfil da velocidade do vento demonstra variações significativas dependendo da estabilidade atmosférica. O perfil instável é marcado por uma intensa mistura das camadas de ar, o que resulta em uma redução na velocidade do vento. Por outro lado, o perfil estável é definido pela baixa mistura das camadas de ar, levando a uma variação maior na velocidade do vento conforme a altitude. Já a estabilidade neutra exibe uma mistura limitada das camadas de ar e é caracterizada por um gradiente constante na velocidade do vento vertical (PÉREZ ALBORNOZ et al., 2022).

A determinação da estabilidade atmosférica é possibilitada pelo uso do comprimento de Obukhov (L), parâmetro esse associado à produção de energia cinética turbulenta na atmosfera. Entretanto, é importante ressaltar que o comprimento de Obukhov não possui uma expressão única para sua determinação, uma vez que sua formulação varia dependendo do tipo de sensor utilizado para a coleta de dados. Com base no comprimento de Obukhov, é possível calcular o parâmetro de estabilidade (ζ) e, assim, utilizá-lo na expressão para determinar a estabilidade atmosférica, na forma:

$$\psi = \begin{cases} 0, & \text{se neutro} \\ 2 \log\left(\frac{1+x}{2}\right) + \log\left(\frac{1+x^2}{2}\right) - 2 \arctan(x) + \frac{\pi}{2}, & \text{se instável} \\ -5\zeta, & \text{se estável} \end{cases} \quad (3.7)$$

em que $x = (1 - \zeta)^{0,25}$. Como descrito no estudo de Golbazi e Archer (2019), a determinação da rugosidade a partir do método analítico mostrou-se insensitivo as condições de estabilidade, dessa forma possibilitando a análise assumindo neutralidade atmosférica. Dessa forma, dependendo dos dados de medição disponíveis na região, é possível adotar diferentes abordagens para determinar a rugosidade por meio da método analítico. As abordagens mais comuns são a resolução direta da Equação 3.2b, com o auxílio da Equação 3.7, ou uma simplificação quando a velocidade do vento é medida para mais que uma altitude.

3.5.2 Relação de Charnock

A relação de Charnock é um dos métodos mais utilizados para a determinação da rugosidade no mar, tendo em vista a dependência apenas da velocidade de atrito do vento (u_*) e do parâmetro empírico de Charnock (z_{ch}). A relação de Charnock para determinação da rugosidade do mar é dada por:

$$z_0 = z_{ch} \frac{u_*^2}{g} \quad (3.8)$$

em que g (m/s^2) é a aceleração da gravidade. Em relação ao parâmetro de Charnock, diversos estudos experimentais propuseram valores, possuindo diferenciações a depender da proximidade da costa. Entretanto, como visto no estudo de Garratt (1977), o valor médio utilizado na literatura é de 0,00144. Assim como o método apresentado na seção 3.5.1, a depender dos dados disponíveis pela medição local, diferentes abordagens podem ser empregadas para utilizar a relação de Charnock. De modo a possibilitar a consideração dos efeitos da costa e do mar aberto separadamente, pode-se utilizar os parâmetros de Charnock expressos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Parâmetro empírico de Charnock para costa e mar aberto.

Local	Parâmetro de Charnock
Mar aberto	0,011
Região costeira	0,0185

Fonte: (FRANK; LARSEN; HOJSTRUP, 2000).

3.6 WAsP

O *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP) é um dos principais *softwares* comerciais utilizados pela indústria de produção de energia eólica. Ele foi desenvolvido pelo *Risø DTU (Technical University of Denmark) National Laboratory* com o objetivo de facilitar a estimativa do potencial eólico em uma região, a partir de modelos próprios linearizados a partir das equações de Navier-Stokes. Ao utilizar um mapa de orografia e rugosidade de uma região, o WAsP é capaz de extrapolar os dados de medição do vento tanto vertical como horizontalmente, gerando uma matriz completa que descreve as condições climáticas do local. Dessa forma, considera-se não apenas a intensidade do vento, mas também as particularidades da orografia, rugosidade e possíveis obstáculos presentes, como edifícios ou outras estruturas (BOWEN; MORTENSEN, 2004).

Conforme descrito por Bowen e Mortensen (2004), o modelo numérico adotado pelo WAsP é fundamentado na teoria de Jackson-Hunt. Esse método divide a atmosfera em duas camadas: uma em que os efeitos da viscosidade são relevantes e outra onde o ar pode ser tratado como um fluido não viscoso. Em cenários com terrenos com pouca inclinação as equações de movimento podem ser simplificadas, assim desconsiderando os termos de segunda ordem das equações de Navier-Stokes, levando à linearização da equação.

A partir dessa equação linearizada, o *software* utiliza a expansão de Bessel (*Bessel Expansion on a Zooming Grid*) (TROEN, 1990), resultando em uma malha radial abrangendo a área de interesse, integrando o modelo de rugosidade. Dessa forma, o modelo é capaz de simular o perfil de velocidade do ar na camada limite atmosférica, levando em conta as tensões cisalhantes, a advecção linear e os gradientes de pressão (ZHANG, 2015).

Quanto à eficácia do método numérico utilizado, é importante destacar que certas simplificações são aplicadas, como a linearização das equações de Navier-Stokes e a consideração de neutralidade atmosférica, o que pode levar a divergências em relação à realidade. No entanto, o WAsP propõe algumas condições e correções para aumentar a confiabilidade das soluções encontradas. A chave para obter resultados mais precisos começa com a similaridade entre os dados de vento fornecidos e os da área analisada. Para alcançar os melhores resultados possíveis, é essencial garantir que o local utilizado para a coleta dos dados de vento seja semelhante à zona que se deseja analisar, com grau de rugosidade, exposição a obstáculos, altitude e distância de mudanças significativas de rugosidade semelhantes.

4 ESTUDO DE CASO

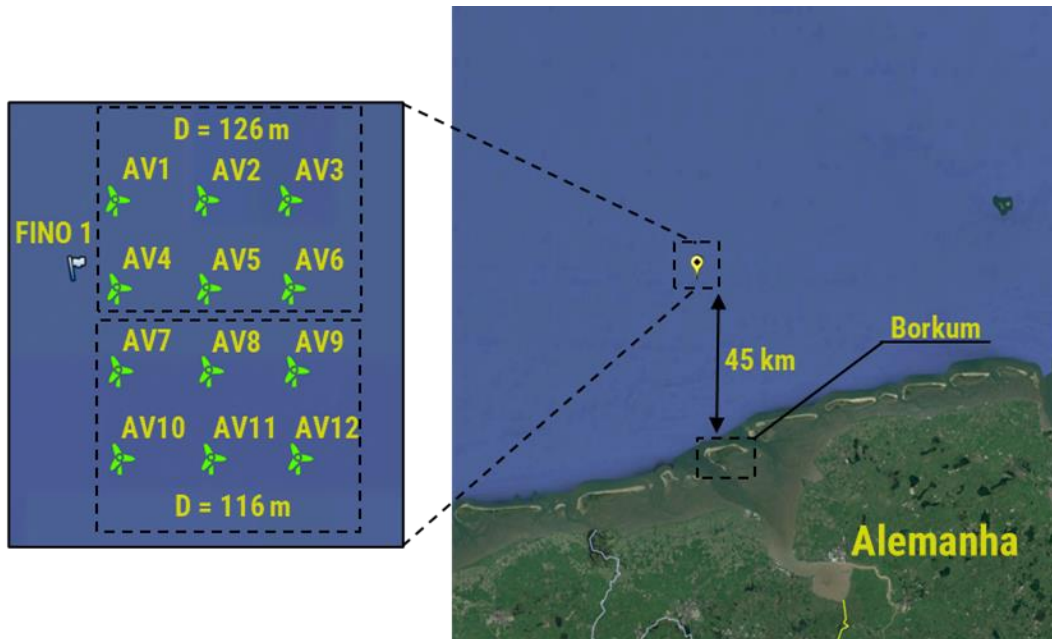
Com o objetivo de analisar o impacto da rugosidade no potencial eólico em um cenário *offshore*, optou-se por analisar a previsão de produção de energia anual (AEP da sigla em inglês) por um parque eólico real, uma vez que esse parâmetro torna o impacto mais visível para a análise. Esse parque eólico *offshore* foi escolhido baseando-se em uma região com dados disponíveis de medições meteorológicas e de desempenho do parque. Essa região está situada no mar do Norte, a 45 km da ilha de Borkum, na Alemanha, onde está localizado o parque eólico *offshore* Alpha Ventus, o pioneiro desse tipo na Alemanha, junto à estação meteorológica e oceanográfica FINO 1², atualmente administrada pelo *Research and Development Center Fachhochschule Kiel GmbH*. A Figura 4.1 ilustra a localização do parque eólico e da estação FINO 1.

O parque Alpha Ventus é composto por 12 turbinas eólicas, sendo seis do modelo REpower 5M, produzidas pela empresa Senvion S.A. e identificadas de AV1 a AV6, e as outras seis são do modelo Adwen AD 5-116, fabricadas pela empresa Adwen GmbH e identificadas de AV7 a AV12. Ambos os tipos de turbinas possuem uma potência nominal de 5 MW, totalizando uma capacidade instalada de 60 MW. As informações detalhadas sobre as coordenadas da estação FINO 1 e das turbinas eólicas, assim como os parâmetros específicos dos modelos das turbinas, estão apresentadas sequencialmente nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente.

² Forschungsplattform in Nord- und Ostsee Nr. 1 (FINO 1).

Plataforma de Pesquisa nos Mares do Norte e Báltico N° 1 (em português)

Figura 4.1 – Localização do parque eólico *offshore* Alpha Ventus e da estação FINO 1.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* Google Earth (2024).

Tabela 4.1 – Coordenadas do parque eólico *offshore* Alpha Ventus e da estação FINO 1.

Componente	Coordenadas		Componente	Coordenadas	
	Latitude (°)	Longitude (°)		Latitude (°)	Longitude (°)
AV1	54,021660	6,593498	AV7	54,007505	6,594158
AV2	54,021685	6,606343	AV8	54,007503	6,607110
AV3	54,021681	6,618342	AV9	54,007498	6,619318
AV4	54,014325	6,593843	AV10	54,000337	6,594488
AV5	54,014328	6,606728	AV11	54,000338	6,607492
AV6	54,014325	6,618852	AV12	54,000340	6,619840
FINO 1	54,014983	6,587661			

Fonte: Elaborado pelo autor.

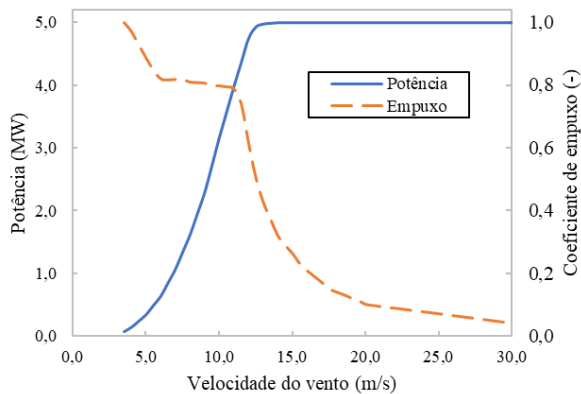
No intuito de simular de forma efetiva o comportamento real de uma turbina eólica, é crucial ter acesso não apenas aos parâmetros físicos e de controle, mas também à sua potência e empuxo para diferentes velocidades de vento. Devido a restrições de acesso a informações confidenciais das empresas, a relação entre empuxo e velocidade do vento não pôde ser obtida, levando à decisão de adotar a curva da turbina NREL 5 MW. Os estudos de Larsén e Fischereit (2021) e Beck *et al.* (2015) indicam que o comportamento de ambas as turbinas se aproxima da turbina NREL 5 MW, tornando-a uma representação eficaz para a relação entre empuxo e velocidade. Assim, a curva proposta por Beck *et al.* (2015), adaptada a partir de simulações aeroelásticas da turbina NREL 5 MW, foi utilizada. As Figuras 4.2 e 4.3 ilustram a relação entre potência e empuxo e velocidade do vento utilizada na simulação para as turbinas REpower 5M e Adwen AD 5-116, respectivamente.

Tabela 4.2 – Características das turbinas eólicas.

Característica	REpower 5M	Adwen AD 5-116
Potência nominal	5 MW	5 MW
Velocidade nominal	13 m/s	12,5 m/s
Velocidade de partida	3,5 m/s	3,5 m/s
Velocidade de parada	30 m/s	25 m/s
Diâmetro do rotor	126 m	116 m
Velocidade de ponta de pá	80 m/s	90 m/s
Altura do <i>hub</i>	92 m	90 m
Número de pás	3	3
Sistema de controle	<i>Pitch</i>	<i>Pitch</i>

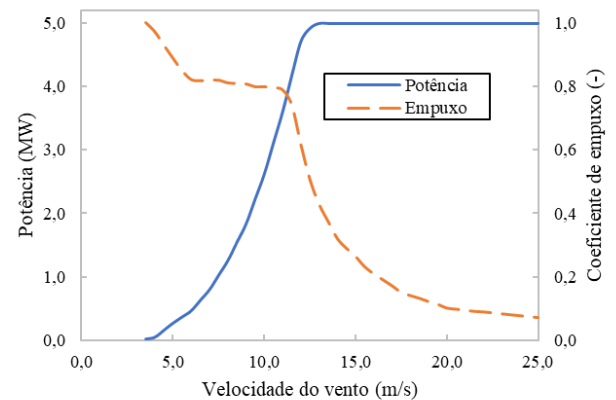
Fonte: Elaborado a partir de informações disponíveis em ALPHA VENTUS (2024) e WIND ENERGY DATABASE (2023).

Figura 4.2 – Relação potência e empuxo com velocidade do vento para REpower 5M.



Fonte: Elaborado a partir de WIND ENERGY DATABASE (2024) e BECK *et al.* (2015).

Figura 4.3 – Relação potência e empuxo com velocidade do vento para Adwen AD 5-116.



Fonte: Elaborado a partir de WIND ENERGY DATABASE (2024) e Beck *et al.* (2015).

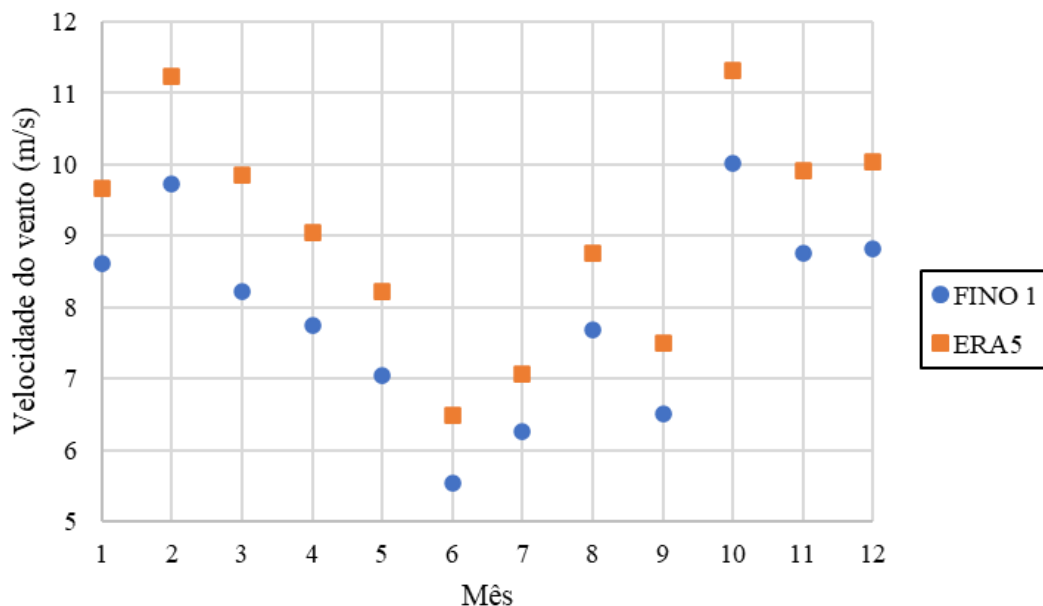
5 METODOLOGIA

O propósito deste estudo consiste em avaliar o impacto da rugosidade oceânica nas simulações do potencial eólico *offshore*. A pesquisa inicia-se com a delimitação do local de estudo, onde são obtidos dados relacionados à topografia local, incluindo informações sobre as características orográficas e a rugosidade das ilhas e da costa nas proximidades. Além disso, são considerados dados mensurados do regime de vento, acompanhados das características e medições de potência provenientes de um parque eólico *offshore* real. Utilizando esses dados coletados, é empregado o *software* WAsP para calcular a estimativa da produção de energia anual pelo parque e, a partir desse resultado, avalia-se o erro do método utilizado em relação as medições reais. Por último, utiliza-se os resultados de densidade de potência média simulados na área do parque de modo a possibilitar inferir a variação do resultado em relação a altitude de simulação com a alteração do valor da rugosidade do oceano. O fluxograma que detalha a metodologia aplicada neste trabalho está apresentado na Figura 5.1.

parte-se a identificar o ano que oferece a maior qualidade de informações necessárias para a análise proposta. Após uma verificação minuciosa do banco de medições disponíveis, constata-se que o ano de 2021 destaca-se como o período com medições mais abrangentes e completas, dispondo de 100% de dados válidos de velocidade e direção do vento a 90 m e 99,65% de dados válidos de potência ativa do parque.

Em seguida, foi realizada uma avaliação para determinar qual conjunto de medições de intensidade e direção do vento seria mais apropriado para a análise proposta. A estação FINO 1 está equipada com anemômetros de copo em diversas alturas, incluindo 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 e 100 m, sendo essas medições ainda disponíveis com os efeitos de sombreamento do mastro de medição minimizados, bem como cata-ventos do modelo biruta a 30, 50, 70 e 90 m de altura. Além desses instrumentos, a estação conta ainda com anemômetros ultrassônicos posicionados a 40, 60 e 80 m de altura. Adicionalmente, as medições de reanálise fornecidas pelo ERA5 estão disponíveis, permitindo, se necessário, o preenchimento de lacunas nas medições da estação FINO 1. Dessa maneira, buscou-se avaliar a similaridade da intensidade do vento na altura de 100 m medida pelo anemômetro de copos após a correção do efeito do mastro, em comparação com o banco de dados de reanálise do ERA5. A Figura 5.2 apresenta as médias mensais de velocidade do vento entre a estação FINO 1 e o ponto mais próximo disponível do ERA5.

Figura 5.2 – Comparação de velocidade do vento entre FINO 1 e ERA5.



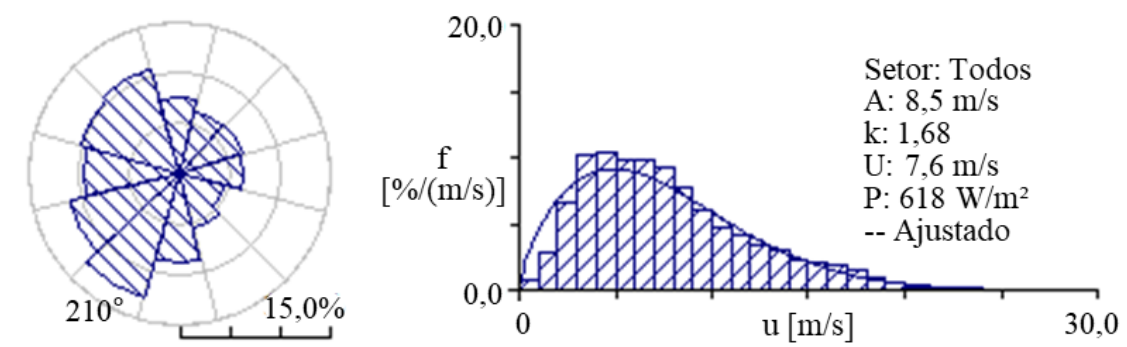
Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme evidenciado na Figura 5.2, as medições do ERA5 revelam valores consistentemente superiores em comparação com as medidas efetuadas pela estação ao longo de todos os meses do ano de 2021, resultando numa superestimação média da velocidade do vento em 1,18 m/s. Por mais que hipóteses possam ser elencadas da razão da superestimação presente no ERA5, como a presença de outros parques próximos e por questões do modelo de reanálise utilizado, a verdadeira razão é um assunto que deve ser analisado a parte. Dessa forma, esta disparidade inviabiliza a utilização da velocidade do vento medida para a caracterização das condições meteorológicas da região. Diante desse cenário, a opção foi direcionar-se para o conjunto de medições na altura mais próxima das turbinas do parque Alpha Ventus. Dessa forma, o conjunto de equipamentos utilizados para caracterizar a velocidade e direção do vento foram os anemômetros dispostos a 90 m. A escolha de empregar medições de velocidade provenientes do anemômetro de copos em detrimento do anemômetro ultrassônico é justificada pelo fato de que as medições do anemômetro de copos possuem versão com mitigação do efeito de sombreamento da torre anemométrica e pelo menor valor de dados válidos do anemômetro ultrassônico.

Em sequência, após definir o período de medições válidas e os equipamentos utilizados, pode-se utilizar o *software* WAsP *Climate Analyst* para produzir a matriz do regime de vento do local de medição,

com dados agrupados de velocidade e direção do vento. Esse arquivo é conhecido como *Observed Mean Wind Climates* (OMCW), sendo ele um dos dados de entrada do WASP. A partir do OMCW pode-se apresentar a distribuição de Weibull e a rosa dos ventos da região de estudo, como ilustrado na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Rosa dos ventos e distribuição de Weibull da estação FINO 1 a 90m.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WASP *Climate Analyst*.

Conforme ilustrado na Figura 5.3, a região em questão destaca-se por ventos predominantemente direcionados a 210°, pela convenção meteorológica, com velocidade atingindo 7,6 m/s e densidade de potência de 618 W/m². A análise desses dados revela um potencial eólico relativamente baixo quando comparado a outros parques *offshore*. Essa constatação encontra respaldo na considerável quantidade de parques eólicos *offshore* já estabelecidos na região, o que ocasiona um efeito de desaceleração do vento devido à formação de esteiras aerodinâmicas. A disposição dos parques eólicos no Mar do Norte próximo a Alpha Ventus é apresentada na Figura 5.4.

Figura 5.4 – Parques eólicos no mar do norte.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* Google Earth (2024).

Conforme representado na Figura 5.4, é notável a presença significativa de parques eólicos *offshore* nas imediações de Alpha Ventus, sendo o mais próximo localizado a aproximadamente 1,5 km de distância. Essa configuração destaca a exposição do parque a uma região onde os ventos são intensamente influenciados pelos parques circundantes, o que pode resultar em uma potencial redução na AEP do parque.

Após a caracterização meteorológica da região, o foco se direciona à descrição da topografia costeira e das ilhas nas proximidades. Os dados relativos à orografia foram obtidos a partir do banco de mapas do *Global Wind Atlas* (GLOBAL WIND ATLAS, 2024), acessível por meio do *software Map Editor*, integrante do pacote do WASP. O mapa possui uma resolução de 90 m, sendo utilizada uma resolução de 5 m para as linhas de nível, cruciais para a realização da simulação. A Figura 5.5 ilustra as linhas de nível resultantes na região de estudo.

Figura 5.5 – Linhas de níveis na região de estudo.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* QGIS (2024).

A zona costeira e as ilhas vizinhas situam-se a uma distância de 45 km do parque, não exercendo, portanto, influência significativa na estimativa do potencial eólico, conforme indicado pela recomendações WASP, que definem que o impacto da orografia se estende pela distância de 150 vezes a altura da simulação. Dessa forma, para simulações a 100 m de altitude, a orografia deve ser mapeada por 15 km ao redor da região de simulação. A orografia da região é notavelmente simples, caracterizada pela ausência de elevações acentuadas ou vales próximos, com linha de nível mais alta e mais baixa a 35 m e -35 m, respectivamente.

Finalmente, para concluir os dados de entrada essenciais à simulação do caso base, o qual segue as diretrizes preconizadas pelo WASP para a rugosidade da água, é necessário criar o mapa de polígonos de rugosidade. Novamente, utilizando o banco de dados integrado no *software*, o *Map Editor* foi empregado para produzir o mapa de rugosidade da região com base nos dados de cobertura terrestre CORINE do *Global Wind Atlas* (COPERNICUS, 2018). Este banco de dados, disponível para a Europa e países circunvizinhos, oferece uma resolução de 100 m e caracteriza a cobertura terrestre em 44 categorias, cada uma atribuída a um valor específico de rugosidade pelo *software*. A Figura 5.6 ilustra o mapa de polígonos de rugosidade derivado dos dados do CORINE.

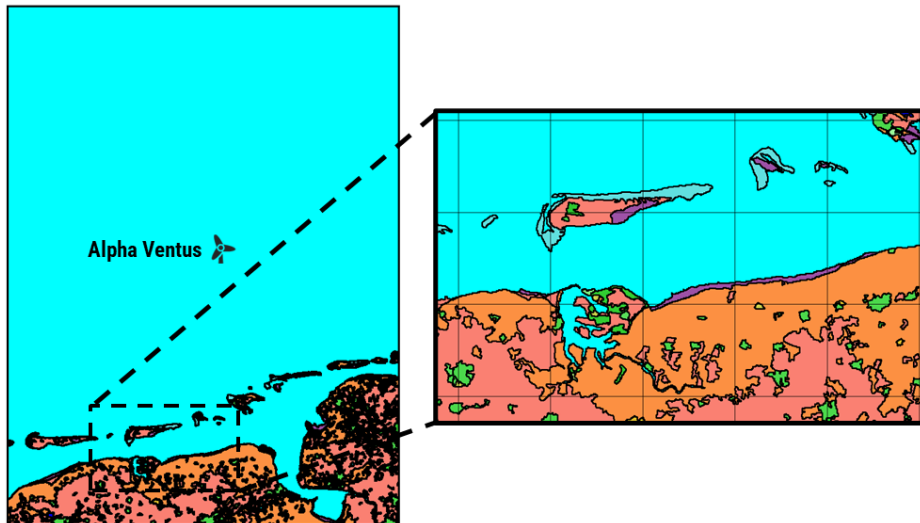
5.2 Determinação da rugosidade oceânica

A definição da variação da rugosidade do mar é limitada pelo WASP uma vez que os parâmetros de entrada referentes a rugosidade se dão por um mapa de polígonos, contendo regiões fixas com determinado valor de rugosidade. Dessa forma, uma vez calculada a variação da rugosidade do mar no tempo, deve-se analisar os valores obtidos a fim de utilizar um valor de rugosidade médio representativo.

5.2.1 Rugosidade pelo ERA5

A primeira tentativa de representar a variação de rugosidade no oceano de maneira constante no tempo foi utilizando os valores de rugosidade disponíveis na base de dados do ERA5 (EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECASTS, 2024). A partir dos valores obtidos para a malha de coordenadas disponíveis em resolução de $0,25^\circ$ para latitude e longitude, pôde-se calcular um valor médio de rugosidade no tempo para cada coordenada disponível, resultando em uma rede de valores de rugosidade média do ano de 2021. Essa abordagem mostra-se própria uma vez que permite criar polígonos de rugosida-

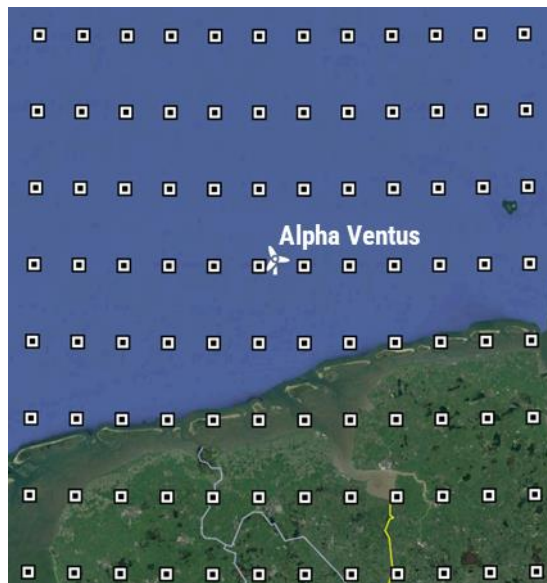
Figura 5.6 – Mapa de rugosidade base.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software Map Editor*.

de variados no mar, compreendendo o efeito da proximidade da costa no valor da rugosidade. A Figura 5.7 apresenta os pontos com medição disponíveis do ERA5 para a região de estudo.

Figura 5.7 – Mapeamento dos pontos disponíveis do ERA5.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software Google Earth (2024)*.

A partir dos valores médios de rugosidade calculados, procedeu-se à filtragem e ao refinamento da malha de pontos para viabilizar a criação de polígonos com valores específicos. Esse processo de filtragem e refinamento é necessário para possibilitar a criação de polígonos com valores contantes. Dessa forma, o processo consistiu em aumentar o número de pontos utilizando uma curva *spline* como método de interpolação seguido pela filtragem dos valores para classificá-los dentro de valores pré-determinados, como intervalos de 0,1 mm. Vale ressaltar que o processo de refinamento pressupôs uma distribuição igualmente espaçada dos pontos no mapa, o que, na verdade, não reflete a realidade. Devido à curvatura da Terra, um incremento em graus nas coordenadas não representa a mesma distância em metros para todos os pontos no planeta. Portanto, é relevante destacar que, caso se identifiquem valores elevados de rugosidade nas proximidades do parque, o processo de refinamento deve levar em consideração a verdadeira distância entre os pontos de medição.

5.2.2 Rugosidade pelo método analítico

Posteriormente, foi empreendida uma tentativa de calcular a rugosidade por meio da Equação 3.2b assumindo estabilidade atmosférica neutra, como defendido em (GOLBAZI; ARCHER, 2019), utilizando medições de velocidade do vento em múltiplas altitudes para determinar a rugosidade em intervalos de 10 min. No entanto, ao examinar os valores de velocidade do vento, constatou-se que as médias em intervalos de 10 min resultavam em valores incongruentes de rugosidade, devido ao surgimento de velocidades de vento crescentes com a diminuição da altitude. Diante dessa constatação, a abordagem foi adaptada para calcular a rugosidade considerando a média anual. Nesse novo método, calculou-se o valor de rugosidade para cada duas alturas de medição disponíveis e, por fim, obteve-se a média dos valores encontrados. A Tabela 5.1 apresenta o valor médio da velocidade do vento no ano de 2021 na estação FINO 1 para as alturas de medição disponíveis.

Tabela 5.1 – Velocidade média do vento em 2021 em relação à altura de medição.

Altura do sensor	Velocidade do vento média (m/s)
40	7,38
50	7,51
60	7,55
70	7,68
80	7,71
90	7,80
100	7,90

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.3 Rugosidade pela relação de Charnock

O último método empregado para o cálculo da rugosidade baseou-se na relação de Charnock. Esse método foi aplicado utilizando a Equação 3.8 e considerando o valor médio da velocidade de atrito do vento na região do parque, determinado a partir dos valores de rugosidade calculados. Contudo, ao calcular a rugosidade utilizando os parâmetros de Charnock expressos na Tabela 3.1, observou-se que os valores resultantes ficaram abaixo das recomendações estabelecidas pelo WASP, não sendo possível incluí-los no *software*. Em virtude disso, os resultados obtidos pela relação de Charnock não foram simulados.

5.3 Simulação pelo WASP e determinação do erro

Com os dados de regime de vento, contidos no arquivo OMCW, e mapas topográficos para cada método de rugosidade aplicado, parte-se para a modelagem da região de estudo pelo WASP. No Apêndice A é apresentada uma captura de tela de um dos projetos no WASP.

Por uma questão de praticidade, o estudo foi dividido em três casos. O primeiro caso fundamenta-se na simulação seguindo as recomendações do WASP para o valor de rugosidade da água. O segundo caso envolve a modificação do caso base considerando regiões com valores distintos de rugosidade no oceano vistos pelo ERA5. Por fim, o terceiro caso promove a alteração de toda a rugosidade da água para o valor médio identificado no caso analítico. A Tabela 5.2 apresenta cada um dos casos simulados.

Por fim, para viabilizar o cálculo do erro associado a cada método, bem como realizar comparações com o caso de rugosidade constante preconizado pelo WASP, procedeu-se ao cálculo da AEP do parque real por meio de medições da potência média, a partir da equação:

$$AEP = \sum_{i=1}^{N_{Medições}} P_{Medida,i} \frac{10}{60} \quad (5.1)$$

Tabela 5.2 – Denominação dos casos de estudo.

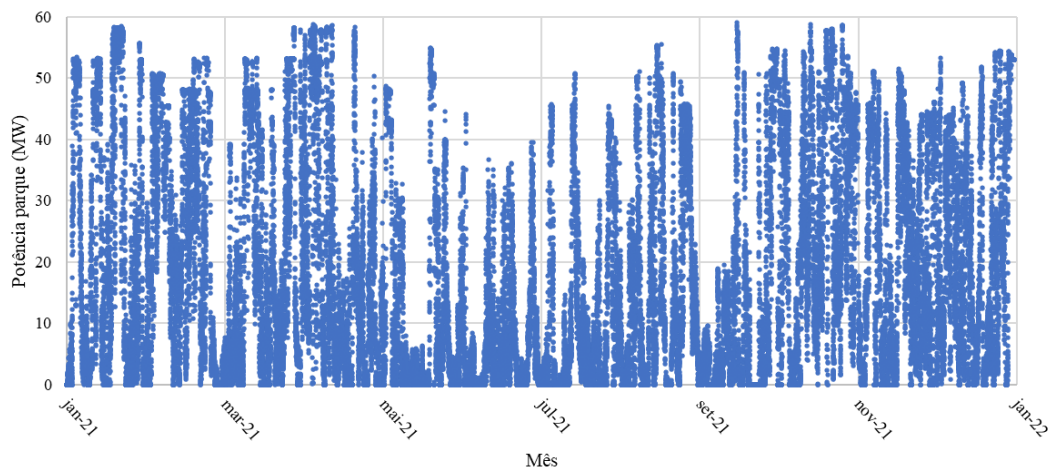
Caso	Descrição
1	Simulação utilizando o valor recomendado pelo WASP de 0,2 mm para rugosidade da água.
2	Simulação inserindo os polígonos com valores de rugosidade diferentes de 0,2 mm encontrados pelo ERA5.
3	Simulação alterando o valor de rugosidade do oceano para o valor encontrado pelo método analítico.

Fonte: Elaborado pelo autor.

em que P_{Medida} (W) é a potência medida do parque em intervalos de 10 min. A Figura 5.9 exibe as médias horárias de produção de potência do parque ao longo do ano de 2021.

Ao analisar a Figura 5.9, observa-se que o parque nunca opera em sua potência nominal, devido ao efeito de esteira na região. A partir das medições, calculou-se a AEP, excluindo a potência injetada no parque devido à iniciação dos aerogeradores. Após a filtragem dos valores medidos, obteve-se o total de 154,3 GWh entregues no ano de 2021. Dessa forma, com base nos resultados obtidos na simulação pelo WASP e nas medições reais do parque, calculou-se o erro percentual de cada método, visando estimar o impacto do parâmetro de rugosidade do mar na previsão do potencial eólico *offshore*.

Figura 5.9 – Potência horária do parque para o ano de 2021.



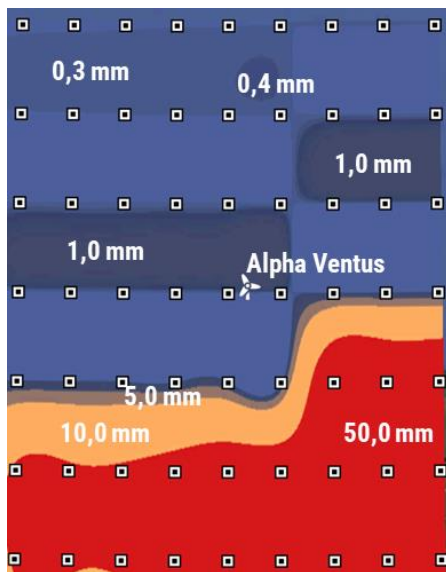
Fonte: Elaborado pelo autor.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inicia-se a apresentação dos resultados indicando os valores de rugosidade do mar encontrados pelo ERA5 e método analítico. A Figura 6.1 apresenta os polígonos encontrados pela análise das rugosidades medidas pelo ERA5, indicando os valores de rugosidade de cada cor.

Como observado na Figura 6.1, os valores médios de rugosidade do ano de 2021 se diferem bastante ao valor recomendado pelo WASP de 0,2 mm. Nota-se a existência de zonas com valores acima do valor usual mesmo distante dos efeitos da costa. Esses resultados podem indicar o efeito dos parques eólicos na região e a característica severa do regime de ondas do Mar do Norte na rugosidade do mar. Outro fator importante é a proximidade do parque eólico de uma zona de rugosidade 5 vezes superior a recomendada pelo WASP, indicando um impacto maior no perfil vertical da velocidade do vento. A partir da Figura 6.1, utilizou-se o *Map Editor* para desenhar os polígonos que estavam na região do mar utilizando como base o mapa obtido pelo CORINE. A Figura 6.2 apresenta o mapa de polígonos de rugosidade utilizado na simulação do caso 2.

Figura 6.1 – Resultado dos valores de rugosidade para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 6.2 – Mapa de polígonos de rugosidade para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O método analítico, por sua vez obteve os seguintes resultados quando calculado a rugosidade a partir de duas medições médias de velocidade do vento. O Quadro 6.1 apresenta o valor de rugosidade, em milímetros, utilizando cada par de alturas de medição para solução da Equação 3.2b.

Quadro 6.1 – Rugosidade calcula pelo método analítico.

Rugosidade (mm)						
Altura (m)	90	80	70	60	50	40
100	50,9204	13,9966	0,3697	1,0922	0,0720	0,1044
90	-	2,9563	0,0039	0,2087	0,0061	0,0227
80	-	-	1,34 E-12	0,0477	0,0004	0,0065
70	-	-	-	6,7540	0,0082	0,0430
60	-	-	-	-	1,43 E-13	0,0012
50	-	-	-	-	-	0,2753

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser visto, mesmo utilizando valores médios para velocidade do vento, a solução analítica ainda resulta em valores incoerentes de rugosidade, uma vez que uma rugosidade de 50 mm representaria uma cobertura terrestre semelhante a uma fazenda de aparência aberta, enquanto valores inferiores a 0,1 mm estão abaixo do valor mínimo classificado pelo WASP. Esse resultado está relacionado a baixa variação da velocidade média do vento calculada entre algumas das alturas de medição, como entre a 70 e 80 m e a 50 e 60 m. Outro fator que pode ter corroborado é a suposição de neutralidade atmosférica. Como o parâmetro de estabilidade atmosférica pode variar com a altitude, por mais que em média pode-se assumir uma condição neutra, essa afirmação não se mostra aplicável para todas as altitudes no caso analisado. Esse fator pode ainda justificar a incoerência dos resultados encontrada na análise a partir das medições em

intervalos de 10 min, demonstrando a sensibilidade da análise na escala do tempo e na da altitude. Dessa forma, optou-se por utilizar o valor médio entre os calculados, em razão da necessidade imposta pelo *software* de utilizar um valor constante, resultando em um valor de rugosidade de 3,66 mm. Com isso, adaptou-se o mapa do Caso 1, apresentado na Figura 5.6, substituindo o valor da rugosidade do oceano para o valor encontrado, resultando no terceiro e último mapa de polígonos de rugosidade, ilustrado na Figura 6.3.

Figura 6.3 – Mapa de polígonos de rugosidade para o Caso 3.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software Map Editor*.

A partir da definição dos 3 mapas, seguiu-se para as simulações a fim de determinar a energia anual produzida bruta e líquida, valor que leva em consideração as perdas pelo efeito esteira, do parque para o ano de 2021. Com o intuito de mensurar o impacto das alterações no valor da rugosidade do oceano, optou-se por calcular o erro percentual absoluto entre as simulações e a medição, bem como a variação do resultado do Caso 1 em relação aos Casos 2 e 3. A Tabela 6.1 apresenta os resultados obtidos de AEP bruta e líquida para os 3 casos analisados, o erro percentual absoluto entre os casos e a medição e a variação da AEP entre o Caso 1 em relação aos Casos 2 e 3.

Tabela 6.1 – Resultados do parque para os 3 casos.

Variável	Caso 1	Caso 2	Caso 3
AEP bruta	179,489 GWh	179,074 GWh	176,386 GWh
AEP líquida	168,805 GWh	168,402 GWh	165,746 GWh
Calculado pela medições	154,3 GWh		
Diferença entre os casos e as medições	9,40%	9,14%	7,42%
Diferença entre os casos 2 e 3 em relação ao caso 1	-	0,24%	1,81%

Fonte: Elaborado pelo autor.

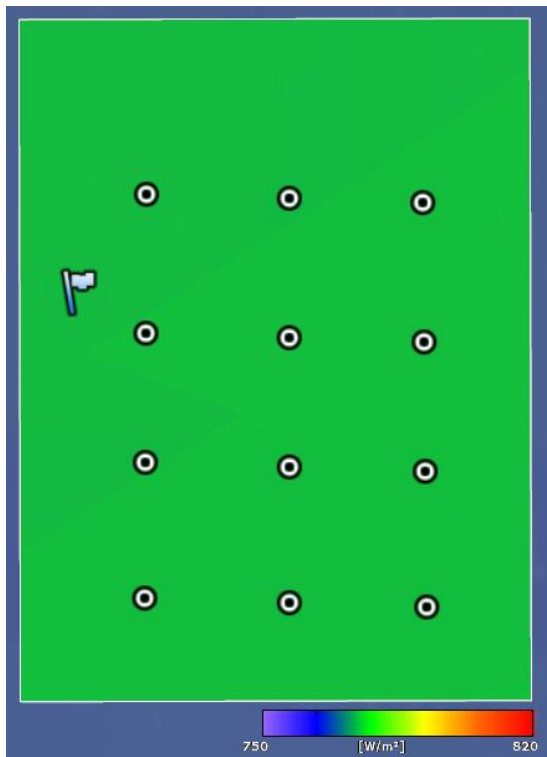
Conforme evidenciado nos resultados da Tabela 6.1, a AEP líquida do parque, que considera a perda de energia devido ao efeito esteira do parque, apresentou valores superiores aos calculados pelas medições nos três casos analisados. Diante disso, é possível considerar alguns fatores que podem contribuir para essa

discrepância. O primeiro fator não considerado na simulação é a distância entre o parque Alpha Ventus e outros parques nas proximidades, o que resulta em uma redução da velocidade do vento. Essa redução é incorporada devido ao modelo levar em consideração as medições do vento nas imediações do parque, contudo não é capaz de prever a diminuição na qualidade do vento devido à turbulência inerente causada pela passagem do escoamento de ar pelos aerogeradores dos demais parques próximos. Outros dois fatores que contribuem para a diminuição da AEP do parque são as perdas devido à transmissão da eletricidade entre os aerogeradores e a subestação, onde é medida a potência entregue pelo parque utilizada no cálculo da AEP, e a vida útil dos aerogeradores. Como o parque foi inaugurado em 2009, é esperada uma redução na eficiência das turbinas e, conseqüentemente, na AEP.

Ainda segundo a Tabela 6.1, os resultados das simulações apresentaram variações modestas entre si, sendo que o valor mais próximo do resultado real do parque variou apenas em 1,81% em relação à simulação com parâmetros recomendados pelo WAsP. Um aspecto relevante ao analisar esses resultados é compreender o impacto que o valor de rugosidade exerce sobre o desempenho do parque. Dado que a altura de medição da velocidade do vento e a altura das turbinas são muito próximas, com metade das turbinas com o *hub* na mesma altura de medição, não deveria ocorrer grandes alterações no perfil vertical da velocidade do vento.

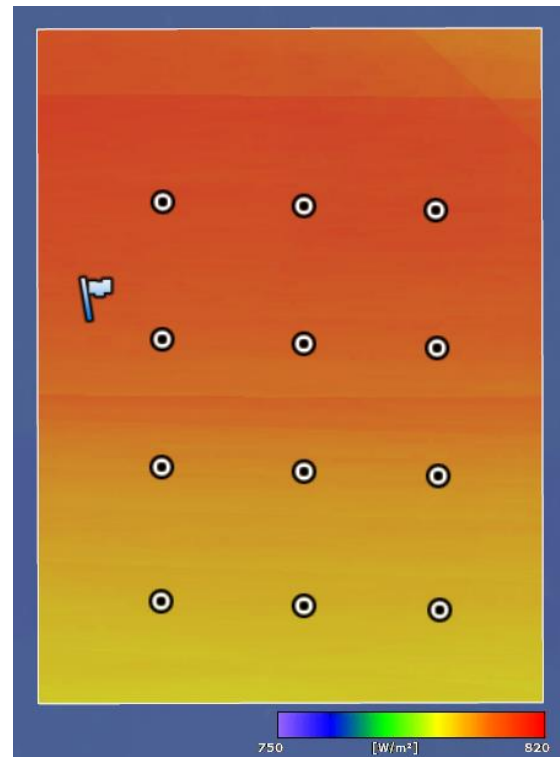
Entretanto, ao elevar o valor da rugosidade para cerca de 18 vezes o valor recomendado pelo WAsP, a variação resultante foi de 1,81%. Dessa forma, expõem-se como realizar as medições na altura de interesse aumenta a confiabilidade da resposta, uma vez que é necessário um aumento substancial do valor da rugosidade para impactar a AEP. Assim, para mensurar o impacto da rugosidade do oceano no potencial eólico com a variação entre altura de medição e de simulação, foi simulada uma malha de pontos com resolução de 10 m a 50, 75, 90, 125 e 150 m de altitude. As Figuras 6.4a, 6.4b e 6.4c apresentam os resultados obtidos para a densidade de potência a 150 m de altura para os 3 casos analisados.

Figura 6.4a – Malha de densidade de potência a 150 m para o Caso 1.



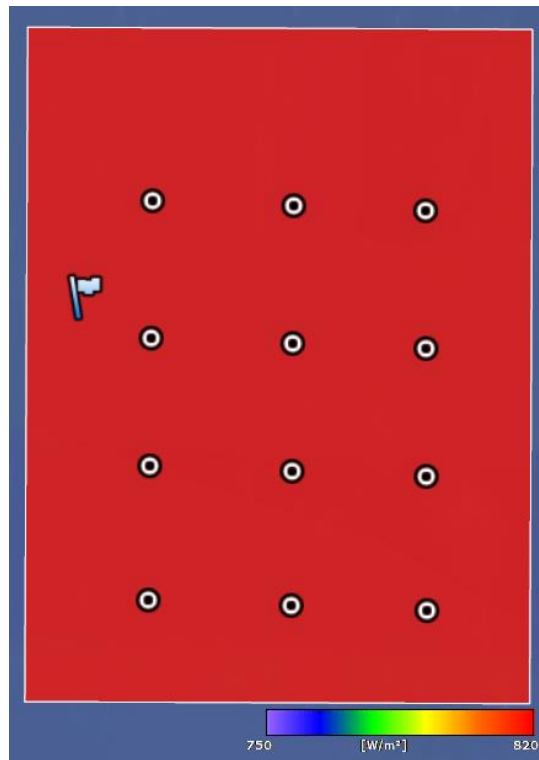
Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WAsP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

Figura 6.4b – Malha de densidade de potência a 150 m para o Caso 2.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WAsP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

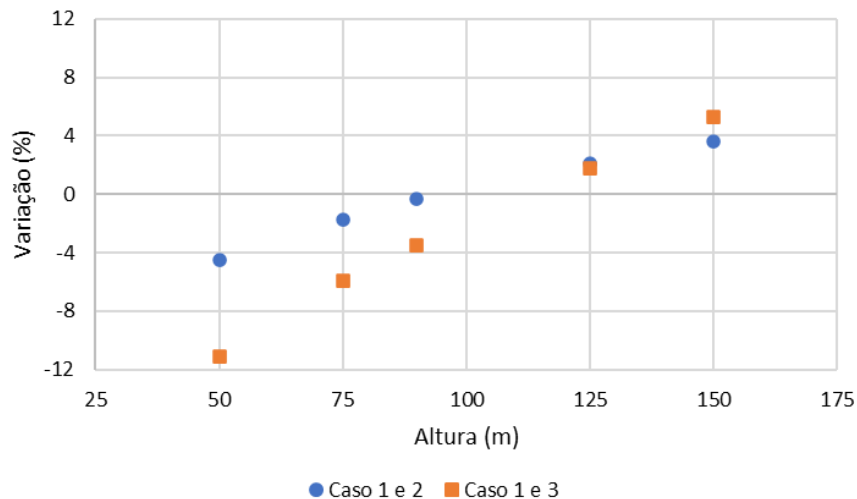
Figura 6.4c – Malha de densidade de potência a 150 m para o Caso 3.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WASP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

Como evidenciado pelas Figuras 6.4a e 6.4c, os Casos 1 e 3 não apresentam variações significativas na densidade de potência nas imediações do parque. Essa observação decorre da inexistência de variações de rugosidade e orografia no local, resultando em um potencial horizontal uniforme. Esse resultado demonstra a incapacidade do *software* em interpretar a desaceleração gradual da velocidade do vento com

Figura 6.5 – Variação percentual de densidade de potência entre os casos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

a aproximação da costa, fato esse relacionado ao modelo do WASP ser em microescala, dessa forma não considerando efeitos em mesoescala. Por outro lado, para o Caso 2 na Figura 6.4b, a presença de polígonos de rugosidade com valores distintos na região do parque evidencia claramente o impacto dessas variações na densidade de potência do local. Os resultados expostos demonstram como os casos impactam de forma diferente a estimativa de potencial eólico de uma região, indicando uma alteração no valor médio na área de estudo e uma variação espacial visto no Caso 2, o

que tem impacto direto na otimização realizada para os *layouts* de parques. A Tabela 6.2 apresentam os valores de velocidade do vento e densidade de potência média para a região do parque nas 5 altitudes simuladas. Já, a Figura 6.5 ilustra a variação entre os Casos 2 e 3 em relação ao Caso 1.

Tabela 6.2 – Resultados da densidade de potência para a malha nas altitudes simuladas para os 3 casos.

Altitude	Variável	Caso 1	Caso 2	Caso 3
150 m	Velocidade média do vento (m/s)	7,94	8,12	8,25
	Densidade de potência média (W/m ²)	776	804	817
125 m	Velocidade média do vento (m/s)	7,81	7,91	7,95
	Densidade de potência média (W/m ²)	717	732	730
90 m	Velocidade média do vento (m/s)	7,58	7,56	7,49
	Densidade de potência média (W/m ²)	625	623	603
75 m	Velocidade média do vento (m/s)	7,45	7,39	7,25
	Densidade de potência média (W/m ²)	588	578	553
50 m	Velocidade média do vento (m/s)	7,19	7,02	6,75
	Densidade de potência média (W/m ²)	512	489	455

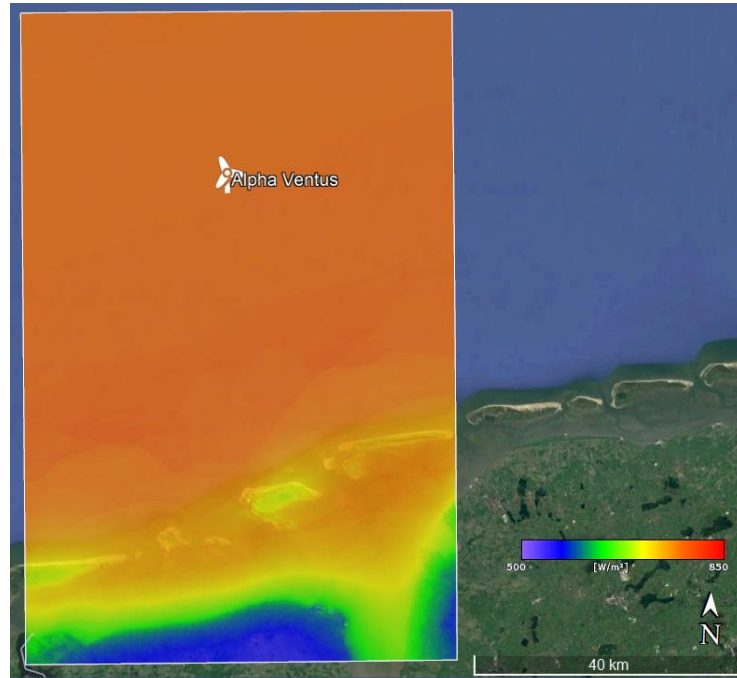
Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme evidenciado na Tabela 6.2, a alteração da rugosidade do oceano influencia de forma distinta a previsão de velocidade do vento, e conseqüentemente, tem um efeito mais marcante na densidade de potência, dependendo da variação de altitude. Em simulações realizadas em altitudes superiores à altura de medição, nota-se um aumento nas previsões, ao passo que em altitudes inferiores, há uma diminuição. No entanto, essa relação não é linear, como ilustrado pela Figura 6.5. No cenário mais crítico, identificado como Caso 3, caracterizado por um considerável aumento na rugosidade do oceano, verifica-se um erro de 5,3% com um acréscimo de 60 m entre a altura de medição e a altitude simulada. Em contraste, uma redução menos significativa de 40 m resultou em uma variação de -11% nos resultados. Este padrão evidencia como a extrapolação do perfil de velocidade do vento empregado pelo *software* impacta de forma relevante em altitudes menores, mesmo em casos com variações menos acentuadas na rugosidade marítima, como exemplificado no Caso 2, onde a variação máxima foi de -4,5%.

Os resultados apresentados sugerem a possível necessidade de realizar medições além da velocidade do vento, como a temperatura do ar em diferentes alturas, possibilitando a determinação da estabilidade atmosférica, para estimar adequadamente o valor da rugosidade local em cenários que não são realizadas as medições de velocidade e direção do vento na altura de interesse. Por fim, objetivando visualizar o impacto da variação da rugosidade com a proximidade da costa, foi simulada uma malha mais extensa para

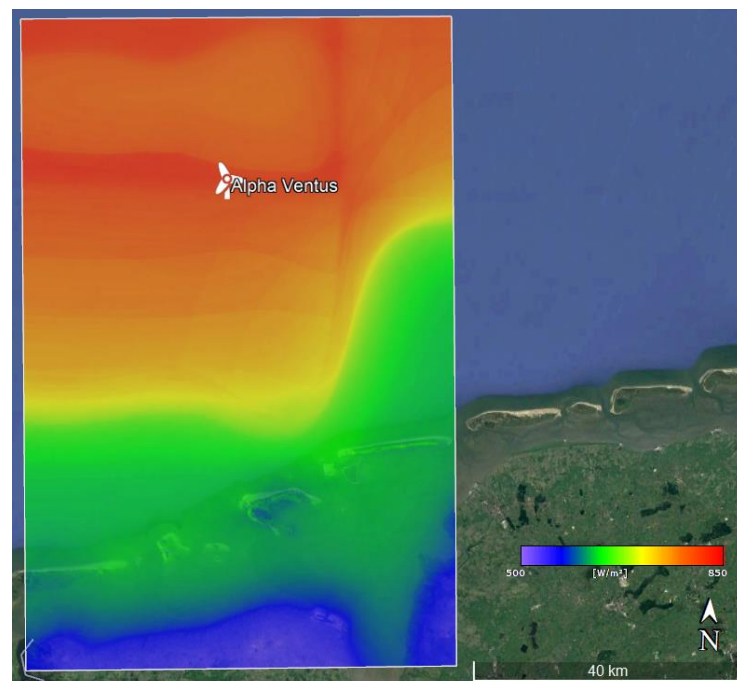
permitir a análise do impacto do recurso eólico. As Figuras 6.6a, 6.6b e 6.6c apresentam os resultados obtidos para os Casos 1, 2 e 3, respectivamente.

Figura 6.6a – Malha de densidade de potência a 150 m próximo a costa para o Caso 1.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WAsP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

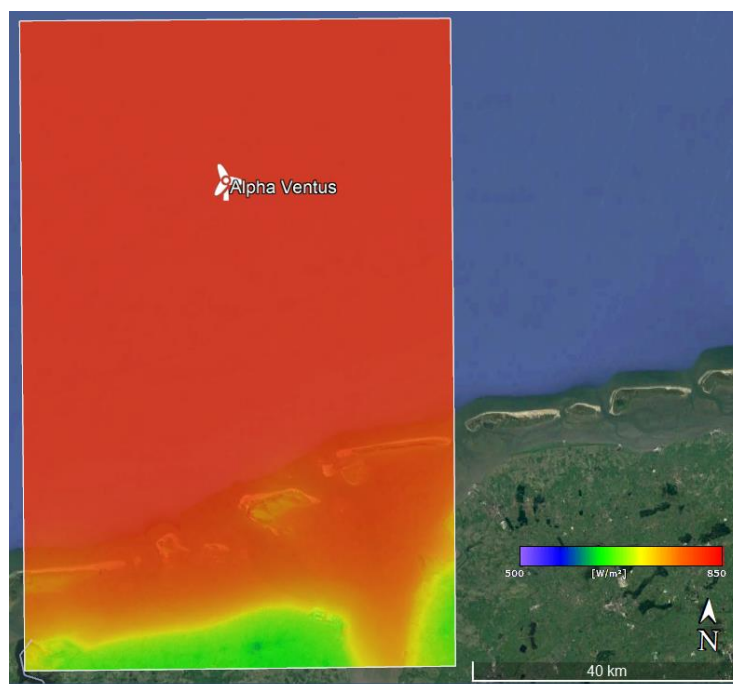
Figura 6.6b – Malha de densidade de potência a 150 m próximo a costa para o Caso 2.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WAsP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

Conforme demonstrado pelas Figuras 6.6a, 6.6b e 6.6c, as distintas abordagens de cada caso resultam em previsões bastante discrepantes do recurso eólico. Entre os Casos 1 e 3, é evidente como a simples alteração do valor predefinido de rugosidade do mar causa um impacto substancial ao se aproximar

Figura 6.6c – Malha de densidade de potência a 150 m próximo a costa para o Caso 3.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no *software* WAsP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).

da costa. A ausência de uma variação abrupta de rugosidade no ponto de contato entre água e terra resulta na inexistência da desaceleração prevista do escoamento de ar. Por outro lado, o Caso 2, ao considerar uma variação mais gradual da rugosidade do mar, apresentou o mesmo comportamento para o escoamento de ar, demonstrando uma caracterização mais fiel da desaceleração próxima à costa. Em relação à distância do parque em relação aos efeitos da costa, o resultado apresentado no Caso 2 indica uma influência limitada da costa no recurso eólico no parque Alpha Ventus, situado a 45 km da ilha mais próxima. Contudo, como ilustrado pela Figura 6.6b, parques eólicos *offshore* mais próximos da costa podem sofrer uma influência mascarada no valor da rugosidade do mar. Esse resultado aponta como a influência da costa em simulações no cenário *offshore* podem requerer um mapeamento e considerações além das atualmente recomendados pelo WAsP, uma vez que relaciona o tamanho do mapa requerido apenas com a altitude de interesse, não incorporando o efeito prolongado da costa sobre a rugosidade do oceano.

7 CONCLUSÕES

O objetivo deste estudo foi avaliar o impacto da rugosidade do mar nas simulações de modelo linearizado do recurso eólico *offshore*. Diversos métodos foram empregados para determinar a rugosidade do mar, incluindo medições do ERA5 e a solução analítica com dados de medição. Para estimar a variação dos resultados com dados reais, foi utilizada a estação meteorológica e oceanográfica FINO 1 e os dados operacionais do parque eólico *offshore* Alpha Ventus. Considerando as características topográficas, o regime de vento local, as especificações dos aerogeradores e sua disposição no parque, a operação foi simulada para o ano de 2021 usando o *software* WAsP, a fim de avaliar a variação dos resultados em cada caso de estudo.

O primeiro caso analisado adotou o valor de 0,2 mm recomendado pelo WAsP para a rugosidade do mar. No segundo caso, foram utilizados os valores obtidos a partir de dados de reanálise do ERA5 de reanálise do ERA5 para criar uma malha de pontos com valores de rugosidade, posteriormente tratados e refinados para criar o mapa de rugosidade na simulação. Os resultados indicaram zonas com rugosidade acima do valor recomendado pelo WAsP, mesmo a grandes distâncias da costa, possivelmente devido à severidade do regime de ondas do Mar do Norte e à perturbação causada por outros parques eólicos na região.

O terceiro caso envolveu a obtenção do valor de rugosidade a partir da resolução direta da Lei Logarítmica, a partir de distintas alturas de medição. Esse método resultou em valores não realísticos em vários casos, principalmente entre as alturas 70 e 80 m e 50 e 60 m, com um valor médio de 3,66 mm. Os valores encontrados justificam-se uma vez que se assumiu a neutralidade atmosférica para todo o período de medição e para toda altitude. Esse resultado evidenciou a sensibilidade da análise em escalas menores de tempo, onde o efeito da estabilidade atmosférica foi mais evidente. Finalmente, a rugosidade foi calculada pela relação de Charnock usando valores distintos do parâmetro para costa e alto mar. O valor encontrado nesse cenário foi abaixo do recomendado pelo WAsP, não sendo possível introduzi-lo no software.

Em relação aos resultados da produção de energia anual do parque eólico, observou-se uma variação mínima na região devido à proximidade entre a altura de medição do regime de vento e a altura do hub das turbinas, sugerindo que este cenário é aconselhável para reduzir a incerteza da análise. Entretanto, ao examinar a relação entre previsão e a diferença entre a altitude de medição e a altitude simulada, constatou-se que mesmo pequenas variações no valor da rugosidade, conforme observado no Caso 2, resultaram em variações que chegaram a -4,5% em comparação com o Caso 1. Esse achado destaca o impacto da rugosidade do oceano quando existe uma discrepância entre a altura de medição e a altura de simulação, especialmente quando a medição é realizada acima da altura de simulação.

Quanto ao efeito da costa, constatou-se uma influência limitada devido à distância de 45 km entre o parque eólico e a ilha mais próxima. No entanto, no Caso 2, os efeitos da costa se manifestaram no parque, pois a densidade de potência apresentou variação horizontal, com uma queda na estimativa à medida que a costa se aproximava. Em distâncias menores, observou-se como a costa pode exercer efeitos mesmo a distâncias superiores às recomendadas para a extensão do mapeamento necessário para a simulação, o que sugere que o efeito da costa pode estar integrado à variação da rugosidade do oceano.

Por fim, é importante ressaltar que o caso estudado ocorre em uma região incomum, devido à presença significativa de parques eólicos nas proximidades. A presença desses parques cria perturbações no escoamento de ar que se estendem por dezenas de quilômetros, levando a previsões em simulações que subestimam a realidade. Vale destacar também o processo de refinamento utilizado na criação dos polígonos de rugosidade com base nos dados do ERA5. Esta abordagem é pouco explorada para caracterização da rugosidade do mar, permitindo diferentes métodos e níveis de refinamento para melhor representar os valores medidos. Por exemplo, considerar a distância real em metros entre os pontos, já que essa distância não é capturada pelas variações de longitude e latitude em graus. Outra possibilidade é realizar o refinamento e interpolação utilizando o mapeamento já existente da região *onshore*, o que poderia gerar cenários mais realistas da extensão da influência da costa na rugosidade do oceano.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

Com o propósito de aprofundar os conhecimentos na área de estudo, algumas abordagens que poderiam enriquecer a análise merecem destaque. Em relação aos métodos de determinação da rugosidade, é importante ressaltar a existência de várias abordagens além das exploradas neste trabalho, incluindo métodos que consideram o regime de ondas da região, como a altura e os intervalos das ondas. Da mesma forma, uma investigação mais aprofundada sobre a influência da estabilidade atmosférica no cálculo da rugosidade pela Lei Logarítmica pode resultar em valores mais realistas para a análise, esses especialmente úteis uma vez que este método requer apenas de medições de velocidade do vento em duas altitudes distintas, não necessitando um estudo aprofundado da condição marítima da região.

No que diz respeito à influência da rugosidade no perfil vertical da velocidade do vento, determinar com maior precisão, aferindo qual método de cálculo da rugosidade melhor caracteriza a região, a velocidade do vento em diferentes altitudes pode aumentar a confiabilidade do modelo utilizado. Por fim, em regiões com vários parques eólicos relativamente próximos, avaliar a extensão da influência que um parque pode ter sobre os outros, especialmente em termos de produção de energia anual, pode melhorar a confiabilidade das simulações. Esse cenário pode ser explorado realizando simulações com mapas de maior extensão que incluam os demais parques nas proximidades do parque em estudo, assim compreendendo o efeito esteira não apenas dos aerogeradores do parque analisado, mas também dos demais nas proximidades. Explorar como os softwares utilizados pela indústria, como o WAsP se comportam nesse cenário também pode adicionar a confiabilidade dos resultados obtidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALPHA VENTUS. **Alpha Ventus** [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.alpha-ventus.de/english>. Acesso em: jan. 2024.
- BECK, H. *et al.* **D5.10 Mesoscale effects on wind farm energy yield reported**. [s. l.], 2015.
- BOWEN, A.; MORTENSEN, N. G. **WAsP prediction errors due to site orography**. [s. l.], 2004.
- BSH. **Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie** [S. l.], 2024. Disponível em: <https://login.bsh.de/fachverfahren/?lang=en>. Acesso em: jan. 2024.
- BURTON, T. **Wind energy handbook**. Chichester, West Sussex: Wiley, 2011-.
- COPERNICUS. **Global Land Cover**. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://lcviewer.vito.be/2015>. Acesso em: jan. 2024.
- DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS. **Wind energy industry-standard software - WAsP**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.wasp.dk/>. Acesso em: jan. 2024.
- EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECASTS. **Copernicus Climate Data**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#>. Acesso em: jan. 2024.
- FOX, R. W.; PRITCHARD, P. J.; MCDONALD, A. T. **Introdução à mecânica dos fluidos (7a. ed.)**. [S. l.]: Grupo Gen - LTC, 2000-.
- FRANK, H. P.; LARSEN, S. E.; HOJSTRUP, J. Simulated wind power off-shore using different parametrizations for the sea surface roughness. **Wind Energy**, [s. l.], v. 3, n. 2, p. 67–79, 2000.
- GARRATT, J. R. Review of Drag Coefficients over Oceans and Continents. **Monthly Weather Review**, [s. l.], v. 105, n. 7, p. 915–929, 1977.
- GASCH, R.; TWELE, J. **Wind power plants fundamentals, design, construction and operation**. [S. l.]: Berlin Heidelberg Springer, 2012-.
- GLOBAL WIND ATLAS. **Global Wind Atlas**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en>. Acesso em: jan. 2024.
- GOLBAZI, M.; ARCHER, C. L. Methods to Estimate Surface Roughness Length for Offshore Wind Energy. **Advances in Meteorology**, [s. l.], v. 2019, p. 1–15, 2019.
- GOOGLE EARTH. **Google Earth**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://earth.google.com/web/>. Acesso em: jan. 2024.
- HAYES, L.; STOCKS, M.; BLAKERS, A. Accurate long-term power generation model for offshore wind farms in Europe using ERA5 reanalysis. **Energy**, [s. l.], v. 229, p. 120603, 2021.
- IB TROEN. **A high resolution spectral model for flow in complex terrain**. [s. l.], p. 417–420, 1990.

JOHNSON, H. D. *et al.* On the Dependence of Sea Surface Roughness on Wind Waves. **JOURNAL OF PHYSICAL OCEANOGRAPHY**, [s. l.], v. 28, n. 9, p. 1702–1716, 1998.

LANGE, B. *et al.* Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, [s. l.], v. 92, n. 11, p. 959–988, 2004.

LARSÉN, X. G.; FISCHEREIT, J. A case study of wind farm effects using two wake parameterizations in the Weather Research and Forecasting (WRF) model (V3.7.1) in the presence of low-level jets. **Geoscientific Model Development**, [s. l.], v. 14, n. 6, p. 3141–3158, 2021.

PÉREZ ALBORNOZ, C. *et al.* Review of atmospheric stability estimations for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 163, p. 112505, 2022.

PORCHETTA, S. *et al.* A new roughness length parameterization accounting for wind–wave (mis)alignment. **Atmospheric Chemistry and Physics**, [s. l.], v. 19, n. 10, p. 6681–6700, 2019.

QGIS. **Welcome to the QGIS project!** [S. l.], 2024. Disponível em: <https://qgis.org/en/site/>.

SCHNEEMANN, J. *et al.* Cluster wakes impact on a far-distant offshore wind farm’s power. **Wind Energy Science**, [s. l.], v. 5, n. 1, p. 29–49, 2020.

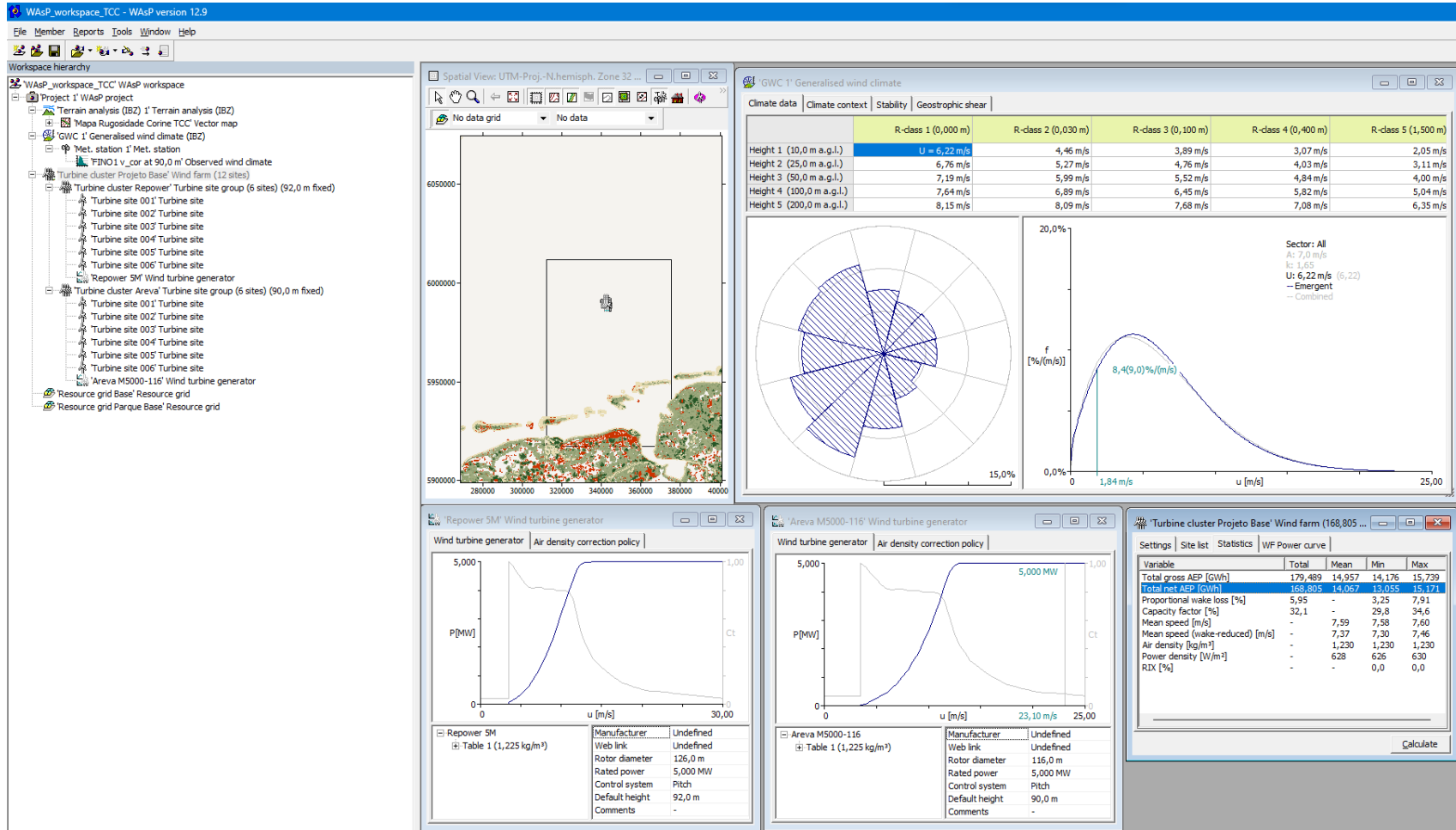
VAICBERG, H.; VALIATT, G.; PINHEIRO FERREIRA, M. Energia eólica offshore: Um overview do cenário global e o contexto brasileiro. **Revista Brasileira de Energia Eólica**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 114–143, 2021.

WIND ENERGY DATABASE. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.thewindpower.net/index.php>. Acesso em: jan. 2024.

ZHANG, M. H. **Wind Resource Assessment and Micro-Siting**. [S. l.: s. n.], 2015-.

APÊNDICE A – CAPTURA DE DELTA DO PROJETO DO CASO 1 NO WASP

Figura A1 – Captura de tela do projeto no WASP.



Fonte: Elaborado e adaptado pelo autor no software WASP (DTU WIND AND ENERGY SYSTEMS, 2024).