

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: UMA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL  
TÉCNICO DAS REGIÕES SUL E SUDESTE BRASILEIRAS A PARTIR DE  
TRÊS REANÁLISES ATMOSFÉRICAS E DO MODELO WRF

Luiz Filipe de Assis Tavares

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-graduação em Meteorologia,  
IGEO, da Universidade Federal do Rio de  
Janeiro, como parte dos requisitos necessários à  
obtenção do título de Mestre em Meteorologia.

Orientadores: Luiz Paulo de Freitas Assad  
Milad Shadman

Rio de Janeiro  
Maio de 2020

**ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: UMA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL  
TÉCNICO DAS REGIÕES SUL E SUDESTE BRASILEIRAS A PARTIR DE  
TRÊS REANÁLISES ATMOSFÉRICAS E DO MODELO WRF**

**LUIZ FILIPE DE ASSIS TAVARES**

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA DO INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DO CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (PPGM-IGEO-CCMN-UFRJ) COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA À OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (ÁREA: METEOROLOGIA).



---

PROF. DR. LUIZ PAULO DE FREITAS ASSAD (ORIENTADOR)



---

PROF. DR. MILAD SHADMAN (ORIENTADOR)



---

PROF. DR. SEGEN FARID ESTEFEN

---

DRA. VANESSA GONÇALVES GUEDES

---

PROF. DR. LUIZ CLAUDIO GOMES PIMENTEL

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MAIO DE 2020

Tavares, Luiz Filipe de Assis

Energia eólica offshore: Uma avaliação do potencial técnico das regiões sul e sudeste brasileiras a partir de três reanálises atmosféricas e do modelo WRF/Luiz Filipe de Assis Tavares. – Rio de Janeiro: UFRJ/IGEO, 2020.

XI, 54 p.: il.; 29, 7cm.

Orientadores: Luiz Paulo de Freitas Assad

Milad Shadman

Dissertação (mestrado) – UFRJ/IGEO/Programa de Pós Graduação em Meteorologia, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 46 – 53.

1. Reanálises atmosféricas. 2. Potencial técnico. 3. Recurso eólico *offshore*. 4. Aerogerador *offshore*. 5. Modelagem atmosférica. 6. WRF. I. Assad, Luiz Paulo de Freitas *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, IGEO, Programa de Pós Graduação em Meteorologia. III. Título.

Resumo da Dissertação apresentada ao PPGM/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: UMA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL  
TÉCNICO DAS REGIÕES SUL E SUDESTE BRASILEIRAS A PARTIR DE  
TRÊS REANÁLISES ATMOSFÉRICAS E DO MODELO WRF

Luiz Filipe de Assis Tavares

Maio/2020

Orientadores: Luiz Paulo de Freitas Assad

Milad Shadman

Programa: Meteorologia

A dissertação apresenta uma avaliação do potencial técnico do recurso eólico *offshore* das regiões sul e sudeste brasileiras utilizando três reanálises atmosféricas e o modelo *Weather Research & Forecasting* (WRF). Na primeira etapa, as reanálises ERA5, CFSv2 e MERRA2 são validadas com dados provenientes de boias meteorológicas advindas do programa PNBOIA. O cálculo do potencial considera duas abordagens na escolha da área oceânica utilizável. A primeira abordagem aproveita toda área oceânica até o limite da Zona Econômica Exclusiva (ZEE). Na segunda abordagem, algumas áreas são excluídas devido a restrições técnicas e ambientais que limitam o uso da energia disponível. Configurações do aerogerador NREL 6-MW são usadas na estimativa de diversos parâmetros de energia, apresentados para diferentes intervalos de batimetria. Na segunda etapa do estudo, a reanálise com maior desempenho estatístico é empregada como condição inicial e de contorno para dois diferentes experimentos do modelo WRF, focados na região *offshore* do estado do Rio de Janeiro. O desempenho das simulações é avaliado estatisticamente, e também são realizadas comparações dos parâmetros energéticos estimados pelo modelo WRF e pelas reanálises atmosféricas.

Abstract of Dissertation presented to PPGM/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

OFFSHORE WIND ENERGY: AN ASSESSMENT OF THE TECHNICAL  
POTENTIAL OF THE BRAZILIAN SOUTH AND SOUTHEAST REGIONS  
USING THREE ATMOSPHERIC REANALYSIS AND WRF MODEL

Luiz Filipe de Assis Tavares

May/2020

Advisors: Luiz Paulo de Freitas Assad  
Milad Shadman

Department: Meteorology

The dissertation presents an evaluation of the technical potential of the offshore wind resources of the Brazilian south and southeast regions using three atmospheric reanalyses and the Weather Research & Forecasting (WRF) model. In the first step, the reanalyses ERA5, CFSv2, and MERRA2 are validated with the database provided by meteo-oceanographic buoys from the PNBOIA program. The potential calculation considers two approaches to choose the usable ocean area. The first approach takes the entire ocean area up the limit of the Exclusive Economic Zone (EEZ). In the second approach, some areas are excluded due to the technical and environmental restrictions that limit the utilization of the available energy. Configurations of the NREL 6-MW turbine are used for estimating of some energy parameters, presented for different bathymetric intervals. In the second step of the study, the reanalysis with greater statistic performance is utilized as initial and boundary conditions for two different experiments of the WRF model focused on the offshore region of the Rio de Janeiro state. The simulations performance is evaluated statistically, and besides that are realized comparisons of estimated energetic parameters by WRF model and atmospheric reanalyses.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xi</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Clima de ventos do Atlântico Sudoeste . . . . .	2
1.2 Energia eólica . . . . .	3
1.3 Energia eólica offshore . . . . .	5
1.4 Metodologias no cálculo do potencial eólico . . . . .	8
1.5 Potencial eólico offshore brasileiro . . . . .	9
1.6 Aerogeradores offshore . . . . .	12
1.7 Modelo WRF . . . . .	14
1.8 Objetivos . . . . .	16
<b>2 Metodologia</b>	<b>18</b>
2.1 Área de estudo e dados de vento . . . . .	19
2.2 Extrapolação do vento pela lei logarítmica . . . . .	21
2.3 Densidade de energia do vento . . . . .	22
2.4 Distribuição de Weibull . . . . .	22
2.5 Produção do aerogerador, fator de capacidade e produção anual de energia . . . . .	23
2.6 Aerogerador NREL 6-MW . . . . .	23
2.7 Considerações na avaliação do potencial do recurso energético . . . . .	24
2.8 Configuração do modelo WRF . . . . .	25
<b>3 Resultados</b>	<b>27</b>
3.1 Avaliação do desempenho das reanálises atmosféricas . . . . .	27
3.2 Vento offshore e campos de energia . . . . .	29
3.3 Cálculo do potencial técnico . . . . .	32
3.3.1 Primeira abordagem . . . . .	32
3.3.2 Segunda abordagem . . . . .	33
3.4 Simulações WRF . . . . .	37

3.4.1	Avaliação do desempenho dos experimentos . . . . .	37
3.4.2	Campos de energia . . . . .	38
3.4.3	Comparação WRF-nudging x Reanálises atmosféricas . . . . .	40
<b>4</b>	<b>Conclusões</b>	<b>43</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>46</b>
<b>5</b>	<b>Apêndice</b>	<b>54</b>

# Lista de Figuras

1.1	Divisão por região geográfica da demanda elétrica do Brasil para o ano base de 2018. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) . . .	2
1.2	Média da velocidade do vento à 100 m para o período de 1990-2019, a partir de dados da reanálise atmosférica ERA5 . . . . .	3
1.3	Capacidade instalada em MW das fontes energéticas brasileiras para o ano de 2018. Fonte: Dados da resenha energética brasileira, exercício de 2018, edição de maio de 2019 . . . . .	4
1.4	Preço médio do MW por fonte para os novos empreendimentos leiloados em 2017 e 2018. UHE (Usinas Hidrelétricas de Energia), PCH (Pequena Central Hidrelétrica) e CGH (Central Geradora Hidrelétrica). Fonte: Dados da resenha energética brasileira, exercício de 2018, edição de maio de 2019 . . . . .	5
1.5	Evolução da capacidade acumulada global instalada de energia eólica <i>offshore</i> em MW (1991-2019). Fonte: Dados da EWEA (1991-2010) e GWEC (2011-2019) . . . . .	7
1.6	Capacidade acumulada de energia eólica <i>offshore</i> global para os anos de 2018 e 2019. Fonte: Dados da GWEC . . . . .	7
1.7	Distribuição geográfica das propriedades do vento baseado nas médias do vento de agosto de 1999 a junho de 2007 derivadas do QuikSCAT. Para todas as figuras os retângulos brancos são valores médios derivados de estações meteorológicas . . . . .	10
1.8	Densidade de energia do vento ( $W/m^2$ ) (contorno) e turbine power output (kW) (colorido) para o período de 1989–2009 . . . . .	11
1.9	Design dos aerogeradores de eixo horizontal e vertical . . . . .	13
1.10	Esquema de um aerogerador de eixo horizontal . . . . .	13
1.11	Cinco diferentes tipos de subestruturas fixas de aerogeradores <i>offshore</i>	14
1.12	Três diferentes tipos de subestruturas flutuantes de aerogeradores <i>offshore</i> . . . . .	14
1.13	Esquema representativo da arquitetura do modelo WRF . . . . .	16
2.1	Fluxograma da metodologia aplicada na primeira parte do estudo . . .	19

2.2	Fluxograma da metodologia aplicada na segunda parte do estudo . . .	19
2.3	Área de estudo e batimetria (metros) . . . . .	20
2.4	Curva de geração do aerogerador NREL 6-MW . . . . .	24
2.5	Domínio espacial da simulação . . . . .	25
3.1	Diagramas de Taylor para comparação dos resultados das reanálises e dados medidos pelo programa PNBOIA . . . . .	28
3.2	Direção e velocidade do vento (m/s) na altura de 10 m para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE . . . . .	29
3.3	Velocidade do vento (m/s) na altura de 100 m para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE . . . . .	30
3.4	DEV ( $W/m^2$ ) na altura de 100 m para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE . . . . .	30
3.5	Produção do aerogerador NREL 6-MW (MW) para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE . . . . .	31
3.6	Produção anual de energia do aerogerador NREL 6-MW (GW/ano) para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE . . . . .	31
3.7	Fator de capacidade do aerogerador NREL 6-MW (%) para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE . . . . .	32
3.8	Exclusões da área oceânica aproveitável . . . . .	34
3.9	Diagrama de Taylor para validação estatística das simulações do WRF para a localidade de Cabo Frio 2 . . . . .	38
3.10	Direção e velocidade do vento (m/s) na altura de 100 m para o domínio 3 de resolução espacial 1km da simulação do WRF-nudging (2018) . . . . .	39
3.11	Produção anual de energia para o domínio 3 de resolução espacial 1km da simulação do WRF-nudging (2018) . . . . .	39
3.12	Fator de capacidade para o domínio 3 de resolução espacial 1km da simulação do WRF-nudging (2018) . . . . .	40
3.13	Comparação da Produção Anual de Energia entre a simulação WRF-nudging e as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para configurações do aerogerador NREL 6-MW(2018) . . . . .	41

3.14	Comparação das médias mensais de Densidade de Energia (2018) entre a simulação WRF-nudging e as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para configurações do aerogerador NREL 6-MW no ponto Cabo Frio 2 . . . . .	42
------	---	----

# Lista de Tabelas

2.1	Informações geográficas, período das medições, número de observações (N) e batimetria do programa PNBOIA . . . . .	20
2.2	Características da base de dados das reanálises atmosféricas . . . . .	21
2.3	Características técnicas do aerogerador NREL 6-MW . . . . .	24
2.4	Parametrizações físicas usadas na simulação . . . . .	26
3.1	Primeira abordagem: Estimativa da área utilizável, número de aerogerador, capacidade instalada e produção de energia anual total para a ZEE das regiões Sudeste e Sul do Brasil no período de 2011-2018 para a base de dados ERA5 . . . . .	33
3.2	Segunda abordagem: Estimativa da área utilizável, número de aerogeradores, capacidade instalada e produção de energia anual total para a ZEE das regiões sudeste e sul do Brasil no período de 2011-2018 para a base de dados ERA5 . . . . .	36
3.3	Comparação da média da Produção Anual de Energia (2018) por faixas de profundidades entre a simulação WRF-nudging e as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para as configurações do aerogerador NREL 6-MW . . . . .	42

# Capítulo 1

## Introdução

As mudanças climáticas por causas antropogênicas são atribuídas ao aumento da concentração dos gases de efeito estufa, principalmente o dióxido de carbono ( $CO_2$ ) produzido pela queima de combustíveis fósseis [1]. A emissão desses gases contribui para o aumento da temperatura média global, elevação do nível médio do mar, acidificação oceânica, mudanças no ciclo da água, na cobertura de gelo dos continentes e oceanos, e ainda na frequência de extremos climáticos [1]. Assim, desde o protocolo de Kyoto firmado em 1997, consolidou-se a necessidade de um comprometimento internacional para redução das emissões e mitigação dos seus efeitos, que está incentivando o desenvolvimento das tecnologias de fontes sustentáveis de energia.

A substituição das fontes mais poluidoras e que utilizam combustíveis fósseis na matriz energética, é um compromisso estabelecido e buscado cada vez mais, principalmente pelos países desenvolvidos. A resenha energética produzida pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil [2], coloca as fontes renováveis que incluem a hidráulica, bioenergia, eólica e solar, representativas no ano de 2018 de 83,3% da matriz elétrica do Brasil, indicador muito superior ao mundial de 26,2%. Esse fato, pode ser explicado devido à grande disponibilidade do recurso fluvial, 80,0% da geração por fontes sustentáveis são através das hidrelétricas, colocando o país como uma das nações que mais usa energias renováveis para geração de eletricidade. Essa grande contribuição da matriz hidráulica causa uma dependência muito forte do setor com o regime de precipitação nas bacias hidrográficas que dispõem das usinas. As alternativas hoje mais implantadas como opção para os anos em que o volume de chuva é insuficiente para suprir a demanda são as termoeletricas, o que aumenta o custo final da energia e acaba indo em contrapartida ao objetivo de redução da emissão de gases poluidores.

A Figura 1.1 representa a divisão por região geográfica da demanda elétrica de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Brasil para o ano base de 2018 [3]. Nota-se que as regiões sul e sudeste lideram a demanda de

eletricidade, com um consumo total de 87 TWh e 239 TWh, respectivamente. Assim, um passo importante para o desenvolvimento do país seria o maior investimento em fontes alternativas de energia, contribuindo para a diminuição da dependência da matriz hidráulica e da geração termelétrica para geração de eletricidade, em todas as classes de consumo.

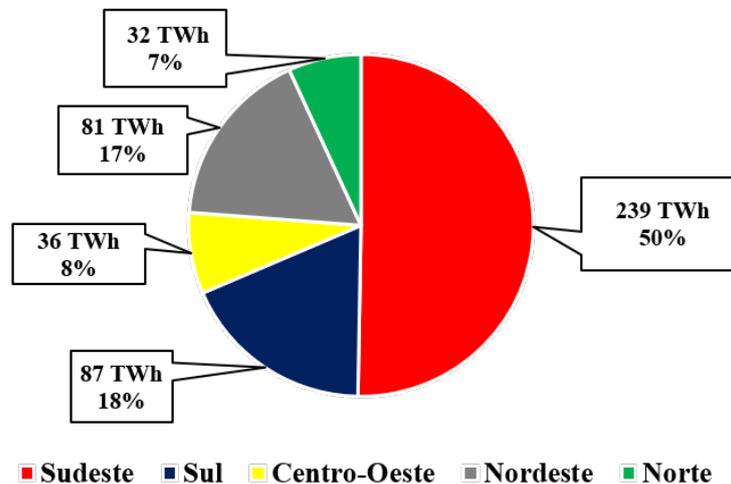


Figura 1.1: Divisão por região geográfica da demanda elétrica do Brasil para o ano base de 2018. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [3].

## 1.1 Clima de ventos do Atlântico Sudoeste

As regiões sul e sudeste brasileiras estão localizadas em uma faixa de transição latitudinal, entre a região tropical e latitudes médias, denominada região subtropical. O padrão de ventos é resultado da interação de diversos sistemas, de diferentes escalas espaciais e temporais. Esses variam da grande escala, com a Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), a sistemas de escala sinótica, como frentes frias, ciclones extratropicais, Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), linhas de instabilidade, ciclones subtropicais que se formam próximos a costa, e sistemas de mesoescala, como tempestades convectivas, e ainda o sistema de circulação de brisa costeira.

Apesar dessa interação de sistemas, pode-se afirmar que de maneira geral, o clima de ventos da região é dominado pela ASAS, definida como um sistema de alta pressão atmosférica semipermanente subtropical [4–8]. A ASAS é resultado direto do movimento subsidente da célula de circulação trópico-extratropical de Hadley, e possui sazonalidade bem definida. Além disso, promove condições estáveis, poucas nuvens, ventos de superfície de quadrante norte e leste e temperaturas amenas [4].

O posicionamento e a intensidade do centro da alta pressão subtropical apresentam oscilações sazonais, afetando a intensidade e a direção do vento sobre a

superfície do oceano, principalmente nas regiões costeiras [6]. Durante o verão, os ventos predominantes na costa da América do Sul (AS), entre as latitudes de 15°S e 35°S são de leste e nordeste, e durante o inverno os ventos de leste e nordeste ficam confinados a região compreendida entre as latitudes de 20°S e 25°S. Ao sul de 25°S predominam os ventos de oeste e sudoeste [8, 9]. Essa modificação dos ventos predominantes acontece não só pelo deslocamento da ASAS, mas pela maior influência de frentes frias oriundas de latitudes mais altas [10] que promovem uma virada do vento para quadrante sul em suas passagens [4].

A Figura 1.2 mostra o comportamento médio anual da velocidade do vento à 100 m para o período de 1990-2019 dos resultados da fifth generation ECMWF Atmospheric Reanalysis (ERA5). Os destaques de regiões com maiores médias de velocidade do vento, ainda dentro da ZEE, são para os litorais norte da região nordeste, norte do estado do Rio de Janeiro, costa sul de Santa Catarina e todo Rio Grande do Sul.

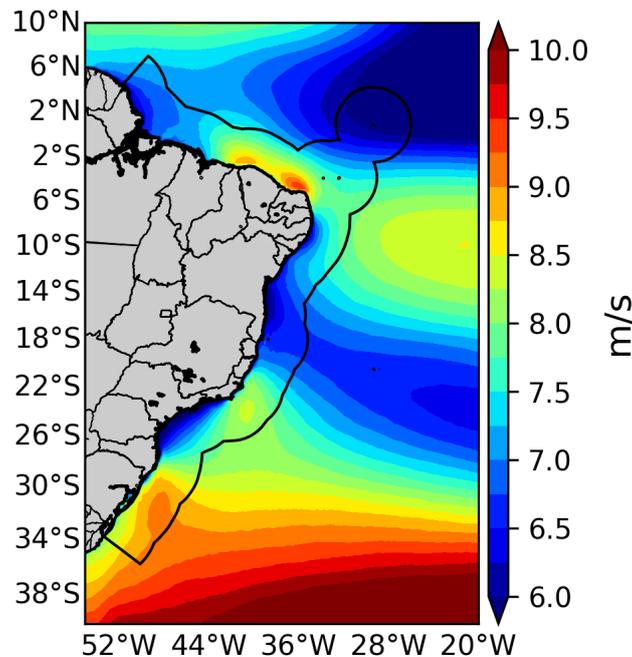


Figura 1.2: Média da velocidade do vento à 100 m para o período de 1990-2019, a partir de dados da reanálise atmosférica ERA5.

## 1.2 Energia eólica

A energia eólica foi reconhecida como uma das principais fontes de energias renováveis [11–15]. O atlas de energia elétrica do Brasil [16] a define como, simplificando, aquela proveniente da energia cinética gerada em decorrência do movimento do ar provocado pelas diferenças de temperatura, e conseqüentemente de pressão no planeta. O aproveitamento dessa energia provoca desafios decorrentes dos fenômenos

altamente complexos e acoplados que cruzam diferentes escalas físicas e temporais e compõe o sistema climático. O entendimento desse sistema é essencial, indo do nível global ao regional, passando pelos efeitos locais e mais especificamente nas respostas dos aerogeradores dentro das plantas eólicas [17]. A extração desse tipo de energia requer a existência de condições favoráveis específicas na natureza. A avaliação do potencial eólico requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre o regime de velocidade e direção dos ventos, dentre outros parâmetros.

O recurso eólico é altamente dependente da localização geográfica e do tipo do terreno local. Quando sobre o oceano, depende de um conjunto diferente de fatores incluindo o regime de brisas, a proximidade com o continente, o gradiente de temperatura água-ar e a altura das ondas [17]. Além disso, outros fatores como o ciclo diurno e sazonalidade também influenciam nos regimes de vento. Assim, duas modalidades de instalação dos parques eólicos são possíveis: o aproveitamento do vento em cima do continente, denominado onshore e os construídos em corpos d'água, geralmente no oceano sobre a plataforma continental, chamado de *offshore*. Diferentemente do uso típico do termo *offshore* na indústria naval, a energia eólica *offshore* também inclui áreas de águas costeiras como lagos e fiordes.

A figura 1.3 demonstra o total de capacidade instalada das fontes elétricas brasileiras para o ano de 2018. A matriz eólica conta com 14.390 MW de potência instalada, o que representa 8,8% do total, e ocupa o segundo lugar no ranking das matrizes elétricas. De acordo com o relatório elaborado pelo *Global Wind Energy Council* (GWEC) em 2019 [18], o Brasil ocupava o lugar de oitavo país no ranking mundial de capacidade eólica instalada. Enfatizando que no Brasil a exploração da energia do vento ainda é feita exclusivamente sobre o continente.

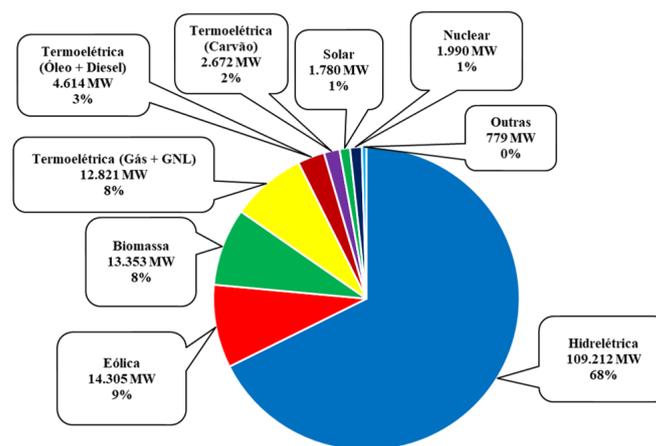


Figura 1.3: Capacidade instalada em MW das fontes elétricas brasileiras para o ano de 2018. Fonte: Dados da resenha energética brasileira, exercício de 2018, edição de maio de 2019 [2].

De acordo com dados da resenha energética brasileira da edição de maio de

2019 [2], em 2018 foram realizados dois Leilões de Energia Nova, o A-4 e o A-6, sendo contratados 3.125 MW em novos empreendimentos. As contratações envolvem investimentos próximos de R\$13 bilhões. A figura 1.4 representa o preço médio do MW por fonte, dos novos empreendimentos leiloados em 2017 e 2018. Nota-se que a energia eólica se destacou por apresentar o menor custo em ambos os anos. Além do custo, os parques eólicos possuem uma outra vantagem de ocuparem menores áreas do que outras plantas de geração de energia, como as hidrelétricas por exemplo, que necessitam de grandes áreas de reservatório, e causam grandes impactos ambientais.

Em uma atualização para o começo do ano de 2020, de acordo com Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o Brasil conta com 619 usinas instaladas de geração eólica, e a capacidade instalada já alcança o valor de 15,4 GW, com mais 2,5 GW em processo de construção, sendo 7.532 aerogeradores em 12 estados, contribuindo com uma redução de 28.000.000 Toneladas/ano de ( $CO_2$ ).

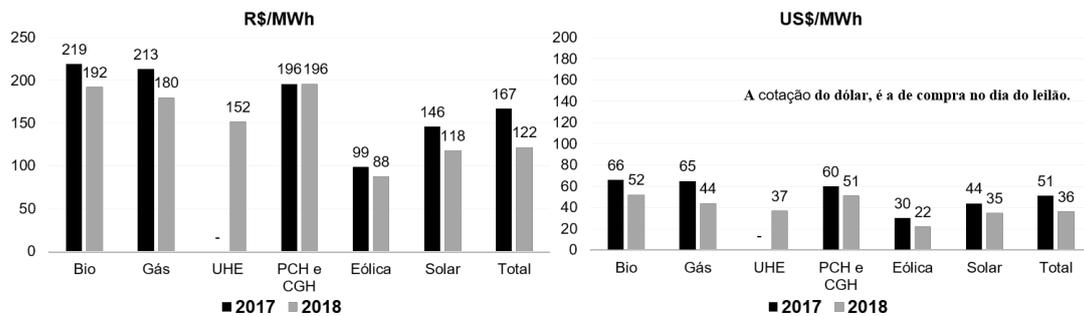


Figura 1.4: Preço médio do MW por fonte para os novos empreendimentos leiloados em 2017 e 2018. UHE (Usinas Hidrelétricas de Energia), PCH (Pequena Central Hidrelétrica) e CGH (Central Geradora Hidrelétrica). Fonte: Dados da resenha energética brasileira, exercício de 2018, edição de maio de 2019 [2].

### 1.3 Energia eólica offshore

O crescimento das plantas de energia eólica *offshore* no mundo pode ser explicado por diversos motivos, tais como, maior velocidade do vento no mar comparado à regiões continentais [13, 15, 19], menores flutuações e turbulência devido à ausência de barreiras físicas [19–23], e o maior espaço disponível no mar, permitindo a instalação de mais aerogeradores e parques eólicos [11, 15, 21, 22, 24].

A geração de energia depende diretamente da velocidade do vento, durante o mesmo período de tempo e mesma altura, diferentes perfis de velocidade geram diferentes quantidades de energia [25]. Como a energia no vento cresce proporcionalmente ao cubo da velocidade [26], um acréscimo por exemplo de 10% na velocidade, resulta em 30% de acréscimo na energia se desconsiderarmos as perdas, portanto maiores campos de energia são esperados no mar [27].

Outra vantagem do sistema *offshore* é a maior persistência desses ventos acima do limiar mínimo de funcionamento do aerogerador, chamado de *cut-in*, dentro das classes geradoras de energia [28, 29]. Isso implica em um maior tempo do aerogerador na sua faixa de funcionamento, maximizando a produção e contribuindo para dois benefícios diretos: melhor previsibilidade e maior produção de energia.

A logística de toda a operação de instalação dos aerogeradores nos parques eólicos, é parte crucial no desenvolvimento dos projetos. O transporte das imensas estruturas, muitas vezes feitos em caminhões em estradas, torna-se um importante limitante logístico para as operações onshore. Limitante esse que é minimizado quando os aerogeradores são produzidos no próprio porto marítimo, e então transportados por navios, que melhor comportam o peso e as dimensões das estruturas, até o local de instalação. Devido a todas as operações estarem sujeitas as condições do mar, podemos citar como desvantagens os maiores custos para a instalação, especialmente para a fundação, e operação dos aerogeradores, além da criação e manutenção do sistema elétrico que a conectam à rede sobre o continente [15, 27, 28].

Como descreveu Esteban et al. [15], o primeiro aerogerador eólico no mar foi montado na Suécia em 1990. Esta instalação foi formada por apenas um único aerogerador de 220 kW, localizada à 350 m da costa, e ancorada por uma estrutura de tripé a 6 m de profundidade. Entre 1991 e 1998 alguns projetos testaram diferentes modelos de aerogeradores de 450-600 kW e modos de instalação no que diz respeito às fundações. Apesar das limitações, a tecnologia já mostrava bons índices de rentabilidade e confiabilidade. Uma segunda fase experimental realizada na Suécia, denominado projeto Utgrunden, que já nos anos 2000 introduziu aerogeradores com potência de megawatts e marcou o início dos parques eólicos comerciais, e da afirmação dessa adaptação em ambiente marinho.

O relatório *Wind in Our Sails* desenvolvido pela *Europe Wind Energy Association* (EWEA) [30] coloca a Europa como líder mundial em energia eólica *offshore*. A qual teve seu primeiro parque comercial instalado na Dinamarca em 1991, a 2,5 km da costa Danish em Vindeby [31]. Desenvolvido pela *Danish Oil and Natural Gas Energy* (DONG), possuía onze aerogeradores de 450 kW para uma capacidade total de 4,95 MW. Apenas 20 anos depois, no final de 2010, a Europa já contava com 45 parques eólicos espalhados por nove países com capacidade de 2.946 MW e alimentavam cerca de 10,6 TWh de eletricidade na rede elétrica europeia. Apesar da hegemonia da Europa, a Ásia experimenta rápido crescimento. Globalmente a evolução da capacidade instalada da energia eólica *offshore* de 1991 até 2019 é exposta na Figura 1.5. Nota-se o rápida evolução nos anos 2000 do mercado *offshore*, com um crescimento exponencial de 1,46 GW/ano para o período de 2000-2019, e ao final de 2019 o total de capacidade instalada em todo o mundo já era de 29.136

MW, o que representa 4,48% de toda a capacidade energética eólica [18].

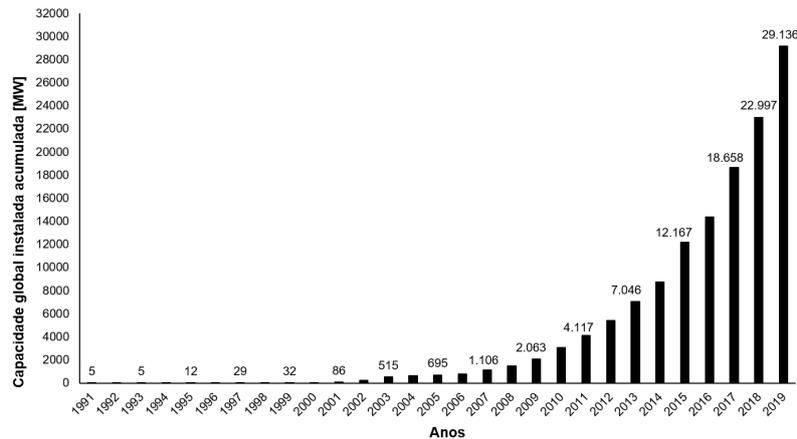


Figura 1.5: Evolução da capacidade acumulada global instalada de energia eólica *offshore* em MW (1991-2019). Fonte: Dados da EWEA (1991-2010) [30] e GWEC (2011-2019) [18].

A maioria dos parques eólicos *offshore* estão atualmente no norte da Europa. Reino Unido, Alemanha e China são nações líderes que contam com grande parte do percentual da capacidade instalada. Somente o Reino Unido e a Alemanha responderam por aproximadamente dois terços da capacidade total de energia eólica *offshore* instalada globalmente no ano de 2016. Outros países, como a China, estão expandindo rapidamente sua capacidade como se pode aferir pela Figura 1.6, que corresponde a capacidade instalada da energia eólica *offshore* para os anos de 2017 e 2018.

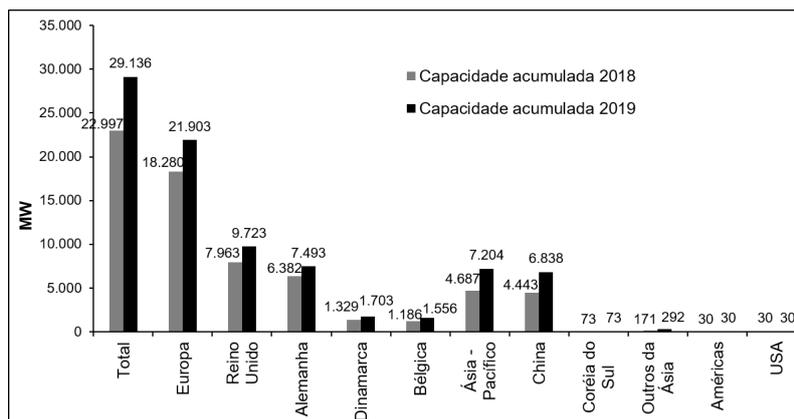


Figura 1.6: Capacidade acumulada de energia eólica *offshore* global para os anos de 2018 e 2019. Fonte: Dados da GWEC [18].

Além desse grande potencial apresentado atender parcialmente a demanda energética global [32], geralmente tem um maior fator de capacidade, consequentemente gerando mais energia que seu equivalente *onshore* [12]. Concomitantemente, diversos países não possuem espaço livre para instalações em terra como a

Holanda, ou se opõe a esse tipo de instalação como o Reino Unido e Dinamarca, o que impulsiona ainda mais a modalidade *offshore* [15]. Portanto, é esperado um contínuo aumento da capacidade *offshore* instalada globalmente [12, 15, 27, 28], não somente em países que já experimentam da tecnologia, mas como em novos sítios [15]. Além do desenvolvimento de parques eólicos com maiores capacidades e áreas aproveitadas, bem como a instalação de parques em oceano profundo, utilizando-se de estruturas flutuantes ou semi-flutuantes [12, 33].

## 1.4 Metodologias no cálculo do potencial eólico

Quantificar o potencial eólico é o primeiro passo em qualquer projeto de geração de energia através do vento. Para este cálculo, medidas do vento em regiões *offshore* ou *onshore* são necessárias. É conhecido que as medidas *in-situ* são bastante escassas e não são suficientes para uma análise criteriosa do comportamento do vento, principalmente sobre o oceano [13, 24]. Assim, os estudos podem se valer de diversas fontes de dados, resultando em diferentes metodologias e resultados finais. Investigações da viabilidade técnico-econômica de novos projetos podem ser conduzidas através de medidas de sensoriamento remoto [32, 34–37], resultados de reanálises [20, 22, 23, 38–41], modelagem atmosférica [12, 13, 21, 24, 42, 43], ou então uma combinação entre essas fontes de dados [44–48].

Reanálises atmosféricas representam uma importante ferramenta tanto na direção do cálculo direto do potencial do vento, quanto para seu uso como condição inicial e de contorno para modelos atmosféricos regionais. Assim sendo, a avaliação do comportamento ou adequação de tais reanálises na representação da climatologia do vento para uma região específica é um importante passo para o estabelecimento de novos projetos. Os modelos de previsão do tempo de área limitada vão de encontro a utilização dessas reanálises, e estão sendo amplamente utilizados em áreas com cobertura de dados inadequadas, para se estimar o potencial eólico [42]. Tais modelos são empregados quando há necessidade de capturar ou representar melhor feições atmosféricas que a resolução espacial e temporal das reanálises ou qualquer outra fonte de dados não permite.

A modelagem numérica associada ao aproveitamento da energia eólica concentrou-se nos efeitos de curta duração temporal, sem a necessidade de modelar efeitos climáticos em maior escala, separando a física do fluxo de grande escala da escala local, a nível dos parques eólicos. Simplificações como estacionariedade e semelhança da camada superficial (onde os fluxos de momento e calor são uniformes com a altura) são necessárias. Mais especificamente, a mesoescala e a microescala são modeladas de maneiras fundamentalmente diferentes, tornando assim extremamente difícil uma representação realística do escoamento e a avaliação dos efeitos

combinados dessas escalas em usinas eólicas [17].

Apesar do uso de modelos físicos simplificados tenha permitido a instalação de parques eólicos e previsões de desempenho, ainda existem grandes lacunas no conhecimento sobre fluxos de vento em terrenos complexos ou sob condições variáveis de estabilidade atmosférica, que podem mudar ao longo de um dia ou estação do ano. A energia eólica *offshore* introduz ainda uma física acoplada adicional do ambiente meteo-oceanográfico, onde permanece uma incerteza de modelagem não trivial, especialmente com ondas quebradas ou irregulares, estabilidade atmosférica e tempestades [17, 49].

Portanto, estudos que busquem o desenvolvimento da modelagem numérica, abrangendo os efeitos da mesoescala e microescala, estarão indo na direção de preencher as lacunas de conhecimento a respeito da física do escoamento, e das suas interações. Algumas ferramentas de *Computational Fluid Dynamics* (CFD) de modelagem em microescala são os modelos WAsP, WindSim, Openwind. Além do modelo acoplado meso-micro escala SOWFA [50]. A utilização dessas ferramentas já existentes, além do desenvolvimento de novas, pode resultar em um maior aproveitamento da energia do vento, maximizando a geração eólica, diminuindo os danos estruturais, e impactando positivamente nos custos de implementação e operação dos parques, contribuindo para o status de um sistema mais confiável e previsível. Para isso, as áreas da modelagem de mesoescala e microescala necessitam estar continuamente sendo desenvolvidas.

## 1.5 Potencial eólico offshore brasileiro

O Brasil tem um abundante recurso *offshore* de energia renovável do vento, situado ainda relativamente próximo à costa de grandes e populosas cidades [19, 51]. Contudo, poucos estudos foram conduzidos para mapear o potencial eólico *offshore* brasileiro [11, 19, 21, 34, 37, 45, 52, 53].

Pimenta et al. [19] em seu estudo pioneiro para as regiões sul e sudeste brasileiras combinou dados de satélite QuikSCAT, boias meteo-oceanográficas e dados de plataformas de petróleo para o período de agosto de 1999 a junho de 2007, mapeando o potencial eólico *offshore*, utilizando configurações dos aerogeradores GE 3.6s e REpower 5-MW. Alguns dos seus resultados são representados na Figura 1.7, os campos de vento à 10 e 80 m, densidade de energia e produção do aerogerador, demonstram um maior potencial para o litoral sul, entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, e um segundo núcleo de menor intensidade pode ser observado na costa norte do Rio de Janeiro e todo litoral do Espírito Santo. Somente para a seção entre  $28^{\circ}S$  e  $31^{\circ}S$ , no sul do Brasil, em profundidades de até 50 m, foi estimado um recurso total teórico de 102 GW à 80 m.

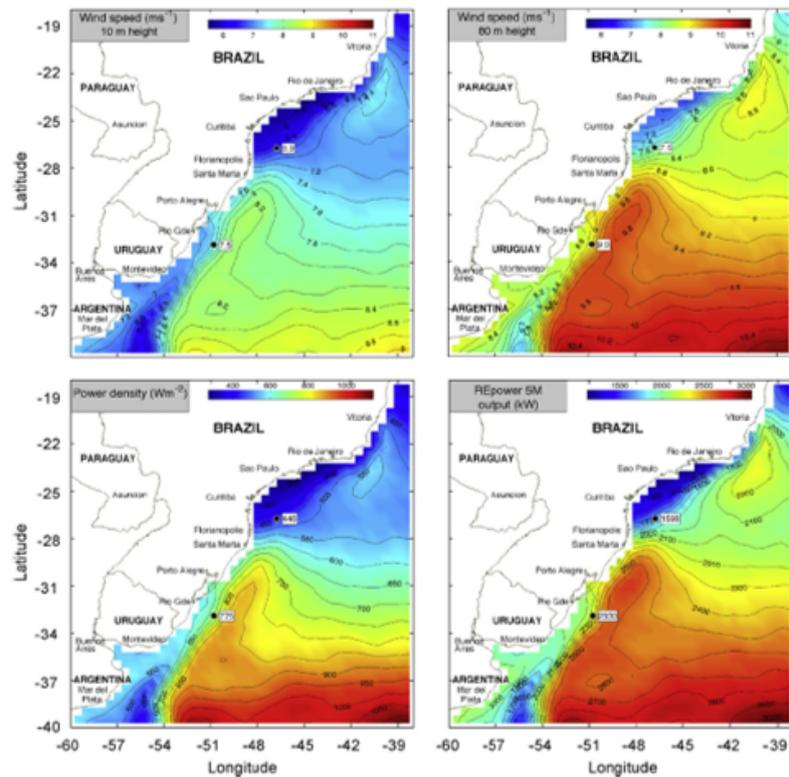


Figura 1.7: Distribuição geográfica das propriedades do vento baseado nas médias do vento de agosto de 1999 a junho de 2007 derivadas do QuikSCAT. Para todas as figuras os retângulos brancos são valores médios derivados de estações meteorológicas. Fonte: Pimenta et al. [19].

Pereira et al. [52] investigou tendências na velocidade e mudanças na densidade da energia do vento através de downscaling de cenários de mudanças climáticas para as regiões sul e nordeste brasileiras. Os resultados para o final da década indicaram um cenário favorável a exploração do vento no Brasil. Oliveira Filho et al. [53] avaliou o potencial eólico *offshore* usando dados de cartas náuticas. Eles dimensionaram um parque eólico que atenderia o pico de consumo nos meses de verão da ilha de Itamaracá do estado de Pernambuco do Brasil, e diminuiria o impacto da geração pelas fontes convencionais, demonstrando que três aerogeradores *offshore* de 3-MW cada, seriam suficientes para suprir a demanda. Lima et al. [21] usou um modelo atmosférico regional para estimar a média da velocidade, direção, densidade de energia e turbulência do vento para regiões *offshore*, levando em consideração a batimetria e as rotas de navegação ao longo da costa do estado do Ceará. Foram considerados três anos representativos de *El Niño*, *La Niña* e neutro, analisando a estação seca e chuvosa para cada período. Os resultados indicaram uma média de velocidade do vento acima de 8 m/s e densidade de energia acima de  $720W/m^2$ , não importando o período avaliado, na estação seca.

Silva et al. [37] utilizando dados de satélite e configurações do aerogerador REpower 6-MW conduziram uma climatologia (1989-2009) de todo o litoral brasileiro.

Um dos seus resultados é mostrado na Figura 1.8, a análise se deu de forma sazonal, os campos de densidade de energia e produção do aerogerador indicaram que os máximos de potencial acontecem nos meses de inverno e primavera, com maior destaque para o litoral norte do nordeste e litoral sul do Brasil. Os resultados evidenciam ainda uma concordância com os resultados encontrados pelo estudo de Pimenta et al. [19] citado anteriormente.

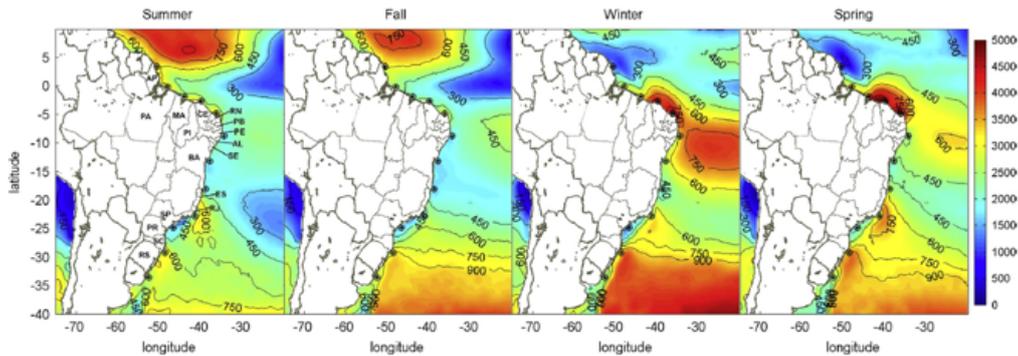


Figura 1.8: Densidade de energia do vento ( $W/m^2$ ) (contorno) e turbine power output (kW) (colorido) para o período de 1989–2009. Fonte: Silva et al. [37].

Reboita et al. [45] analisaram diferenças entre os climas presente e futuro da densidade de energia do vento, considerando todo o domínio continental e oceânico da AS através de simulação numérica do modelo RegCM4, utilizando o cenário de mudança climática RCP8.5. Os resultados apontaram um acréscimo na intensidade e densidade da energia do vento no norte da AS, centro-leste do Brasil (exceto no verão), e latitudes maiores do que  $50^\circ S$ . Tais acréscimos são mais intensos no período de 2070-2098. Em uma atualização do Atlas Eólico Brasileiro de 2001 [48] o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) estabeleceu parceria com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para desenvolver o Novo Atlas Eólico Brasileiro no ano de 2017, utilizando o modelo BRAMS em uma resolução espacial de 5 km. As simulações foram realizadas para o ano de 2013 e foram disponibilizadas velocidade e direção do vento em diversas alturas para todo território nacional continental e oceânico [46].

Gomes et al. [11] avaliou o recurso de energia *offshore* da costa sudeste do Brasil usando dados observados de boias meteo-oceanográficas. Eles dimensionaram um parque eólico *offshore* de 39 aerogeradores que atenderia o consumo das cidades de Armação de Búzios, Arraial do Cabo, Cabo Frio e São Pedro da Aldeia. Pimenta et al. [34] combinou dados de vento provenientes de medidas de satélite e dados de fluxos de calor do oceano, em uma análise da variabilidade sazonal e latitudinal do potencial eólico *offshore*. O recurso somado de toda a costa brasileira foi de 725 GW entre as profundidades de 0-35 m, 980 GW para 0-50 m, 1,3 TW para 0-100 m e 7,2 TW para a Zona Econômica Exclusiva (ZEE). Os recursos variaram de 2 a

23% de acordo com o aerogerador escolhido.

O *Global Wind Atlas* foi disponibilizado de forma online no final do ano de 2019 [44], e é fruto de uma parceria entre diversas instituições e empresas internacionais. Foram realizadas simulações no período de 10 anos através do modelo WRF utilizando a reanálise ERA5 como condição de contorno e inicial em uma resolução espacial de 3 km para todo o globo. Os parâmetros de vento e energia são disponibilizados em diversas alturas. Há possibilidade de estimativas online através de configurações de aerogeradores. Assim, resultados para a costa brasileira podem ser obtidas através do atlas. Tuchtenhagen et al. [43] realizou uma avaliação da variabilidade do vento e densidade de energia para a região *offshore* sul do Brasil através de simulações do modelo WRF para um período de cinco anos (2006-2010). Concluindo que o modelo WRF pode ser empregado como ferramenta de avaliação do potencial eólico, com uma atenção especial a regiões próximas as correntes do Brasil e Malvinas, onde um estudo mais aprofundado de parametrizações ou um acoplamento a um modelo oceânico pode ser tornar necessário.

O combustível da energia do vento é resultado do balanço global de energia e movimento atmosférico resultante, portanto também é susceptível a mudanças climáticas [54]. Alguns outros estudos indicaram que o potencial eólico do Brasil vai ser beneficiado, em geral, pelas mudanças climáticas no final desse século, por vez, variações locais devem ser levadas em consideração [52, 55]. Exemplo disso é a região costeira ao longo do estado da Bahia, que se espera uma tendência de diminuição na densidade de energia média [55].

Há atualmente 6 projetos brasileiros de energia eólica *offshore* em processo de licenciamento ambiental, totalizando 9,7 GW [18]. Assim espera-se um futuro promissor no desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil. Com isso, estudos que venham mapear o potencial eólico brasileiro contribuem para o desenvolvimento do setor elétrico do país.

## 1.6 Aerogeradores offshore

A Figura 1.9 esquematiza os dois principais tipos de aerogeradores, que podem assumir características bem distintas, com diferenças estruturais e conceituais importantes, se adaptando e resultando em um maior aproveitamento do vento para cada projeto. Grande parte dos aerogeradores comerciais possuem eixo de rotação horizontal ao chão e paralelo ao fluxo de vento. Algumas vantagens desse tipo de aerogerador são menores valores de *cut-in*, e facilidade de as pás girarem, mostrando em geral maiores coeficientes de produção. Contudo, algumas desvantagens são, por exemplo, a necessidade de orientar o aerogerador na direção do vento, e do gerador e mecanismo de engrenagem estarem sobre a torre, adicionando peso a estrutura, o

que torna o projeto mais caro e complexo [56–58].

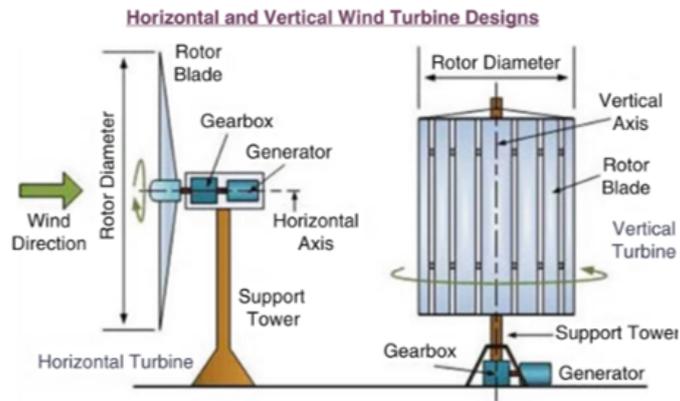


Figura 1.9: Design dos aerogeradores de eixo horizontal e vertical. Fonte: Rao [56].

Os aerogeradores de eixo horizontal podem ser classificados pela quantidade de pás, e a maior parte dos projetos possuem aerogeradores de três pás. Tais projetos almejam um equilíbrio entre custo econômico, efeitos de arrasto, equilíbrio e aceitação visual. Com base na direção de recebimento do fluxo de vento, há essencialmente duas formas: na direção (upwind) e contra (downwind) o escoamento. Os aerogeradores upwind tem seus rotores de frente para o vento, eliminando perdas de fluxo interrompido pela torre, porém necessitam de um mecanismo que coloque sempre o rotor de frente para o vento. Já os aerogeradores downwind são mais flexíveis, e podem não necessitar de mecanismo de guinada do rotor, contudo podem acontecer instabilidades nas pás, que tem o fluxo de vento interrompido quando passam pela barreira física da torre [56–58].

Os principais parâmetros físicos de um aerogerador de eixo horizontal que podem ser utilizados para o cálculo do potencial estão representados na Figura 1.10. São eles: altura em relação ao nível do solo do hub que comporta o gerador e o sistema de engrenagens, a área de varredura das pás, e o diâmetro do rotor que é formado pelo hub e pás do aerogerador.

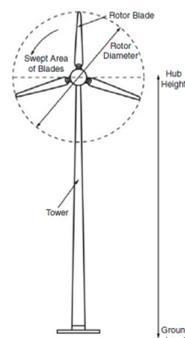


Figura 1.10: Esquema de um aerogerador de eixo horizontal. Fonte: Rao [56].

Muitos fatores podem determinar o tipo de fundação de cada projeto em regiões *offshore*. Os principais fatores incluem profundidade local, condições do leito oceânico, potência do aerogerador, peso da estrutura, velocidade do rotor, e a própria capacidade de fabricação e instalação das estruturas [59]. Oito diferentes tipos de subestruturas de fixação dentro do mar, entre fixas e flutuantes são admitidas como possíveis opções. A Figura 1.11 é uma representação gráfica dos cinco diferentes tipos de estruturas fixas. Já a Figura 1.12 demonstra os três esquemas de estruturas flutuantes.

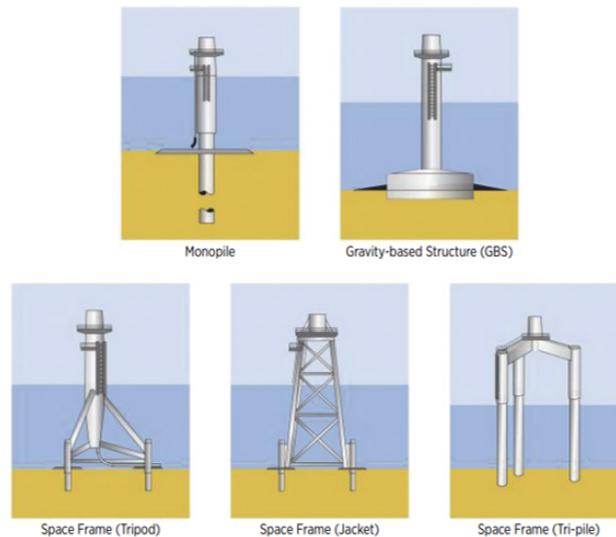


Figura 1.11: Cinco diferentes tipos de subestruturas fixas de aerogeradores *offshore*. Fonte: IRENA [59].

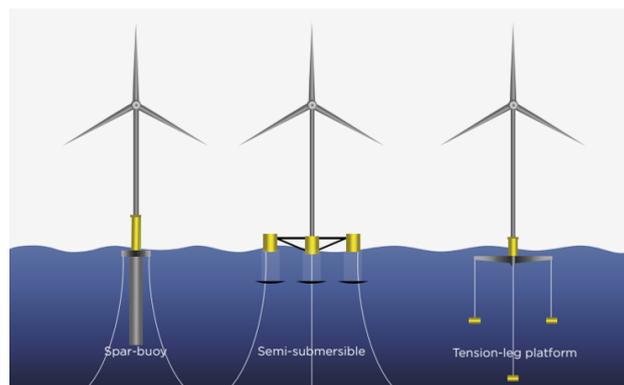


Figura 1.12: Três diferentes tipos de subestruturas flutuantes de aerogeradores *offshore*. Fonte: IRENA [59].

## 1.7 Modelo WRF

Um modelo *Numerical Weather Prediction* (NWP) se baseia em um código computacional, que utiliza um conjunto específico de equações dinâmicas e termodinâmicas,

métodos numéricos e parametrizações físicas para prever fenômenos atmosféricos. Alguns exemplos são os modelos *Weather Research & Forecast* (WRF), *Global Environmental Multi-scale* (GEM) e o *Global Forecast System* (GFS). Por ser o modelo de mesoescala mais utilizado no mundo, além do crescente desenvolvimento de módulos físicos específicos, o WRF vem sendo o modelo mais usado para aplicações em energia eólica [12].

Em uma cooperação de vários órgãos dos EUA para criar uma próxima geração de modelos NWP, na segunda metade dos anos 1990, projetaram o modelo WRF com o objetivo de criar um sistema que pudesse ser empregado tanto em pesquisas como em previsões operacionais. Por ser um modelo de código aberto, o seu uso se tornou comum entre a comunidade, com avaliações extras de desempenho que orientaram e aceleraram seu desenvolvimento. A versão 4 é a última liberada, disponível desde junho de 2018. O modelo consiste em um sistema de simulações numéricas atmosféricas no estado da arte, flexível e eficiente em plataformas de computação paralela. Adaptável para o uso em diversas aplicações, com escalas espaciais que transitam desde metros a milhares de quilômetros [60]. O WRF é compressível, não hidrostático (com a opção hidrostática). Há duas opções de coordenadas verticais: sigma (seguindo o terreno), ou híbrida de sigma-pressão hidrostática (*default* a partir da versão 3.9). A grade é do tipo Arakawa-C. O modelo usa esquemas de 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> ordem de integração no tempo, e de 2<sup>a</sup> à 6<sup>a</sup> ordem de advecção tanto na horizontal como na vertical. Usa pequenos *steps* para corte de ondas sonoras e modos de ondas gravitacionais. A dinâmica conserva grandezas escalares [60].

A Figura 1.13 ilustra a arquitetura do modelo WRF. Basicamente, pode-se dividir o uso do sistema de modelagem em três partes: A primeira, refere-se a obtenção de dados externos, incluindo dados geográficos e dados meteo-oceanográficos que servem como condições iniciais e de contorno. A segunda etapa é chamada de WPS e realiza o pré-processamento das fontes de dados externos. O módulo geogrid tem como propósito definir os domínios da simulação e interpolar os conjuntos de dados do terreno para a grade do modelo. Paralelamente o módulo ungrib lê os arquivos de dados meteo-oceanográficos, e os transforma em dados de formato chamados intermediários, que podem ser lidos pelo WRF. Após isso o módulo metgrid interpola horizontalmente os arquivos intermediários extraídos pelo ungrib nos domínios definidos pelo geogrid. A terceira etapa é denominada ARW, onde o sistema executa efetivamente as simulações. O módulo real recebe os dados interpolados horizontalmente pelo metgrid e realiza uma interpolação vertical, criando as condições iniciais e de contorno para então o módulo de integração numérica wrf dar início a simulação, resolvendo as equações prognósticas no tempo e produzindo os arquivos de saída.

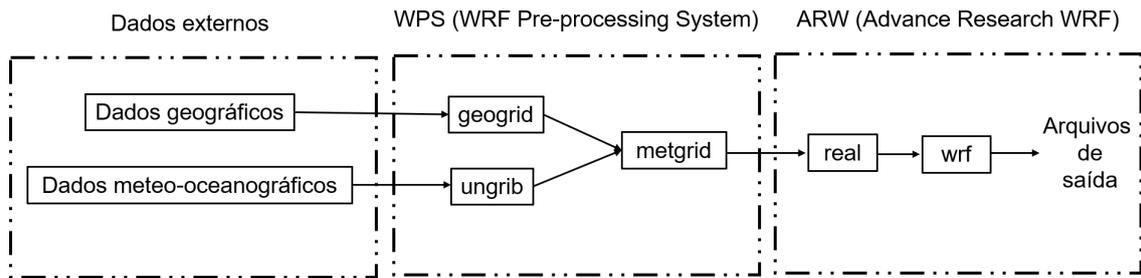


Figura 1.13: Esquema representativo da arquitetura do modelo WRF.

## 1.8 Objetivos

Os estudos para o Brasil citados na seção 1.5 se concentraram em apresentar o potencial teórico *offshore* do recurso do vento, nos quais a produção de energia bruta é calculada sem levar em consideração restrições tecnológicas e ambientais, outros usos do mar como áreas de pesca, rotas de navio e etc. Por outro lado, um potencial técnico representa a produção de energia desse recurso, excluindo áreas devido a essas restrições, resultando em uma abordagem mais realista da estimativa da energia. Nesse contexto, o principal objetivo desta dissertação é fazer uma estimativa e avaliação do potencial eólico *offshore* das regiões sul e sudeste brasileiras, aplicando restrições técnicas e usando a ferramenta da modelagem atmosférica regional.

Para isso, o trabalho é dividido em duas etapas. Na primeira etapa os objetivos específicos são:

- Avaliação do desempenho da representação do vento das reanálises atmosféricas.
- Cálculo de parâmetros de energia utilizando configurações de um aerogerador de referência.
- Definição das áreas excluídas devido a restrições técnicas.
- Cálculo do potencial eólico *offshore* das regiões sul e sudeste brasileiras por duas diferentes abordagens, com e sem restrições técnicas.
- Discussão do impacto da adoção das restrições na estimativa do potencial.

Já na segunda etapa do estudo:

- Definição da área de interesse para as simulações e da reanálise utilizada como condição inicial e de contorno a partir dos resultados da primeira etapa.
- Configuração dos experimentos a serem realizados pelo modelo WRF.

- Avaliação do desempenho estatístico dos experimentos.
- Cálculo dos parâmetros de energia pelos resultados do experimento com maior desempenho.
- Discussão acerca da aplicação da modelagem regional na estimativa dos parâmetros de energia.

# Capítulo 2

## Metodologia

A Figura 2.1 mostra o fluxograma da metodologia da primeira etapa do estudo. Essa primeira parte consiste na estimativa do potencial técnico eólico *offshore* ao longo da ZEE das costas sul e sudeste brasileiras. Depois da definição da região de interesse, são escolhidos três reanálises atmosféricas globais: NCEP Climate Forecast System Version 2 (CFSv2), ERA5 e The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications version 2 (MERRA2) que apresentam resolução temporal horária. As reanálises são então validadas estaticamente com dados de boias meteorológicas no âmbito do Programa Nacional de Boias (PNBOIA), e o modelo com a melhor performance é selecionado para a avaliação do recurso. Em sequência, os parâmetros de energia são calculados considerando que a velocidade do vento é extrapolada para a altura do hub do aerogerador. A energia é calculada considerando as configurações do aerogerador teórico NREL 6-MW [61]. Nesse momento duas abordagens são aplicadas: o cálculo da energia sem restrições técnicas, em contraste do cálculo considerando todas as restrições técnicas. Assim, os resultados podem ser melhor comparados e discutidos.

A Figura 2.2 representa o fluxograma referente a metodologia da segunda parte da pesquisa. Através da avaliação estatística realizada previamente, a reanálise atmosférica ERA5 é escolhida como fonte de condições de contorno e inicial. O ano mais recente (2018) foi adotado entre a série analisada (2011-2018), assim dois experimentos foram realizados: Utilizando-se a técnica de nudging e sem a aplicação do nudging (essa técnica será explicitada na seção 2.8). Os experimentos foram divididos em simulações mensais, utilizando um período de aquecimento (spin-up) de dois dias para o modelo entrar em equilíbrio, seguindo a metodologia apresentada por Draxl et al. [62]. Afim de se obter a resolução horizontal desejada de 1 km, três grades são aninhadas a grade da reanálise ERA5, seguindo a proporção 1:3 de downscaling, como recomendada por Shamarock et al. [60]. Os resultados da grade mais refinada são então validados com dados do programa PNBOIA. Os parâmetros de energia podem então ser calculados para a região oceânica da grade

3. Diferentemente da primeira análise, não foi necessário extrapolar o vento para a altura do hub do aerogerador, mediante a escolha dos níveis nativos do modelo de forma a coincidir o segundo nível com a altura de 100 m. As estimativas através do modelo WRF são então comparadas as realizadas pelas reanálises, em uma análise por faixas de batimetria.

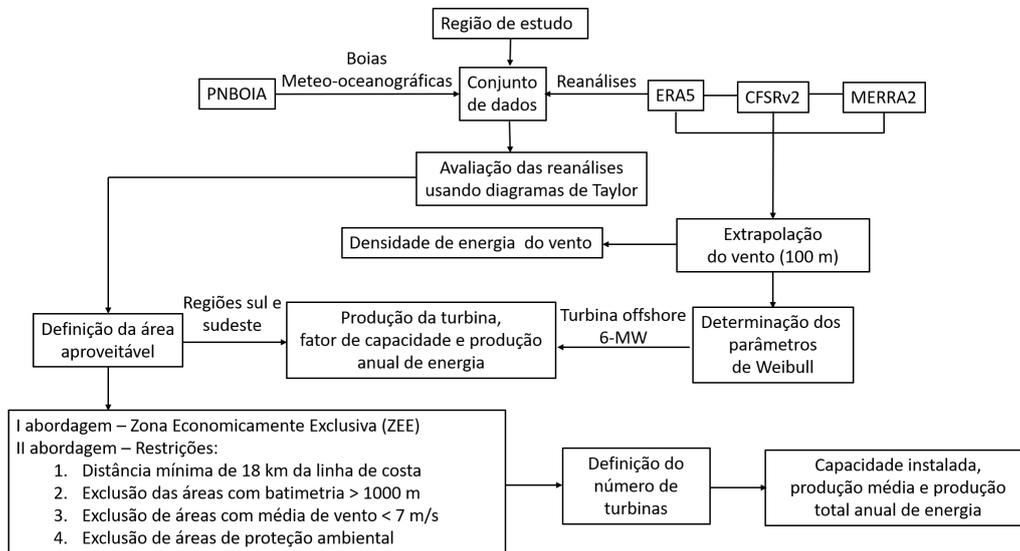


Figura 2.1: Fluxograma da metodologia aplicada na primeira parte do estudo.

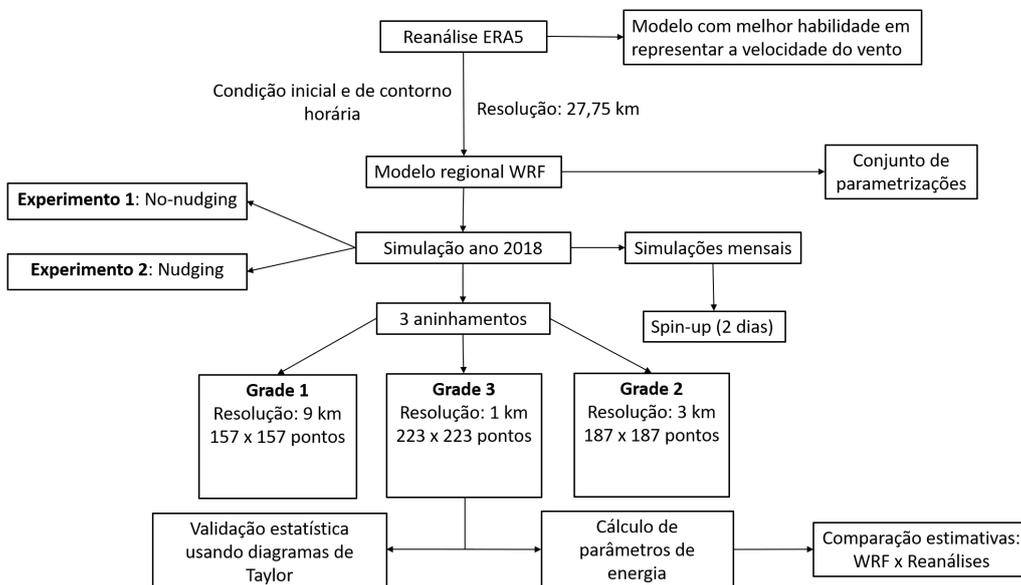


Figura 2.2: Fluxograma da metodologia aplicada na segunda parte do estudo.

## 2.1 Área de estudo e dados de vento

Como demonstra a Figura 2.3, a área de estudo está localizada no sudoeste do Atlântico Sul ( $18^{\circ}S-34^{\circ}S$ ;  $36^{\circ}W-55^{\circ}W$ ) e compreende as costas das regiões sul e su-

deste brasileiras. A região sul contempla a costa dos estados do Paraná (PR), Santa Catarina (SC) e Rio Grande do Sul (RS), entre as latitudes de  $25^{\circ}18'$  e  $33^{\circ}44'S$ . A região sudeste inclui as costas dos estados do Espírito Santo (ES), Rio de Janeiro (RJ) e São Paulo (SP), entre as latitudes de  $18^{\circ}20'S$  e  $25^{\circ}18'S$ . Essas duas regiões brasileiras contêm alguns dos maiores e mais populosos centros urbanos próximos a costa, com elevada importância socioeconômica e demanda de energia. Medidas in-situ de vento são derivadas de cinco boias meteo-oceanográficas no âmbito do PNBOIA. O PNBOIA foi implementado com o objetivo de monitoramento e previsão do tempo de sistemas meteorológicos e oceanográficos e dos regimes climáticos observados no Brasil. Tabela 2.1 mostra as localizações geográficas, período de medidas, número de observações e os valores de batimetria associados.

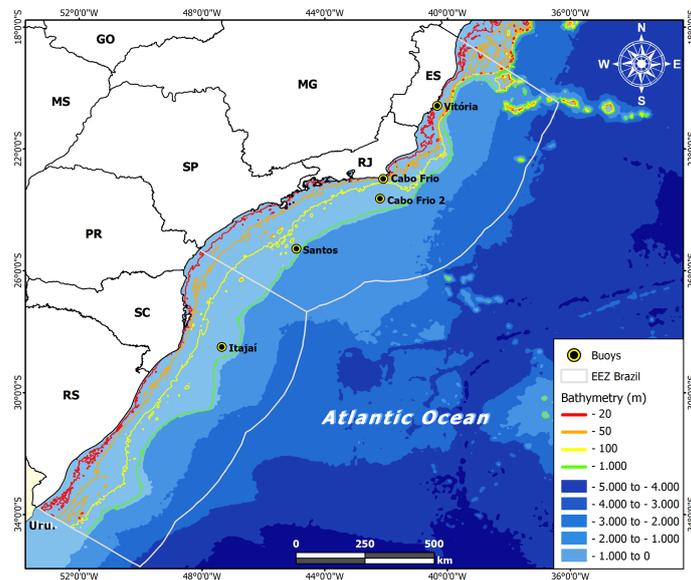


Figura 2.3: Área de estudo e batimetria (metros).

Tabela 2.1: Informações geográficas, período das medições, número de observações (N) e batimetria do programa PNBOIA.

Boia	Latitude	Longitude	Período	N	Batimetria
Itajaí	$28,50^{\circ}S$	$47,36^{\circ}W$	17/02/2011 a 25/10/2018	41.299	202 m
Santos	$25,28^{\circ}S$	$44,93^{\circ}W$	12/04/2011 a 30/09/2018	58.528	244 m
Cabo Frio 2	$23,63^{\circ}S$	$42,20^{\circ}W$	20/07/2016 a 30/09/2018	8.639	307 m
Cabo Frio	$22,98^{\circ}S$	$42,10^{\circ}W$	13/03/2012 a 23/05/2013	2.528	54 m
Vitória	$20,58^{\circ}S$	$40,34^{\circ}W$	13/10/2015 a 23/07/2017	15.561	15 m

Para inicialização de qualquer modelo atmosférico são necessárias as chamadas análises, que consistem no conjunto de dados observados pelas redes de medições espalhadas por todo o planeta. Os dados são tratados estatisticamente e uniformizados, sendo essas fontes compostas por medidas de estações meteorológicas de

superfície convencionais e automáticas, estações de altitude, radiossondagens, radares, satélites em órbita polar e geostacionária, medições de aviões, navios, boias meteo-oceanográficas e etc. Contudo, reunir e tratar esses dados provenientes de todo o globo é uma tarefa bastante desafiadora. As análises usadas nos modelos de previsão de tempo, muitas vezes não aproveitam todos os dados que são medidos, seja pela impossibilidade devido ao atraso do envio e recepção, seja pelos critérios estatísticos para o uso. Assim sendo, criou-se as chamadas reanálises atmosféricas, uma reconstrução das análises para se obter uma consistência física maior nos dados e para utilização de observações que acabaram não sendo usadas pelos motivos explicitados. As reanálises recriam a série temporal climática através de métodos de interpolação, assimilação de dados e uso das equações físicas resultando em um conjunto de variáveis mais consistente fisicamente, eliminando falhas e buracos em toda a troposfera e parte da estratosfera. Portanto, representam uma importante ferramenta em pesquisas que requerem grandes conjuntos de dados completos por um longo período de tempo.

A Tabela 2.2 mostra as informações de três reanálises atmosféricas consideradas nesse estudo para o período de 2011-2018. CFSv2 [63] tem a maior resolução horizontal, aproximadamente 22,75 km, seguida por ERA5 [64] com 27,75 km, e MERRA2 [65] com uma resolução horizontal irregular de 55,5 km x 69,37 km. ERA5 com 137 níveis, tem a resolução vertical mais refinada comparada com os outros dois modelos.

Tabela 2.2: Características da base de dados das reanálises atmosféricas.

Reanálises	Período	Resolução horizontal	Resolução vertical	Resolução temporal
CFSv2	2011 a 2018	0,205° x 0,204°	64 níveis	Horária
ERA5	2011 a 2018	0,25° x 0,25°	137 níveis	Horária
MERRA2	2011 a 2018	0,5° x 0,625°	72 níveis	Horária

## 2.2 Extrapolação do vento pela lei logarítmica

Os dados de vento são coletados e disponibilizados próximos a superfície. Contudo, em aplicações em energia eólica, as propriedades do vento na altura do hub dos aerogeradores são de interesse, os quais estão usualmente entre 70 e 140 m de acordo com a configuração do aerogerador. A variação da velocidade do vento pode ser estimada usando a Equação 2.1, a qual é chamada de lei do perfil logarítmico [57, 66], considerando algumas suposições como a estabilidade neutra da atmosfera e um coeficiente de rugosidade da superfície com um valor médio para regiões rasas ou próximas a costa, calmas e de mar aberto de  $Z_* = 0,2$  mm [11, 12, 19, 20, 22, 23, 37, 40]

$$v(Z) = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_*}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_*}\right)} \quad (2.1)$$

onde  $v(Z)$  representa a velocidade do vento na altura desejada e  $v_{ref}$  é a velocidade do vento na altura de referência  $Z_{ref}$ . Uma atmosfera neutra significa que o gradiente térmico da atmosfera está próximo ao gradiente adiabático seco, portanto a temperatura potencial não varia com a altura, implicando na inexistência de tendência de uma parcela de ar ganhar ou perder flutuação. Sobre o oceano a estabilidade térmica neutra vertical se mostra uma boa aproximação devido aos constantes e intensos ventos que promovem a mistura na camada limite planetária.

## 2.3 Densidade de energia do vento

O cálculo da Densidade de Energia do Vento (DEV) fornece uma medida teórica simples para análise da capacidade de geração de uma dada região. Como uma abordagem preliminar, é muito útil para identificar regiões de maior potencial e de interesse em estudos mais profundos. DEV representa o fluxo de energia cinética do vento por unidade de área, o qual pode ser expresso usando a Equação 2.2, e é amplamente usada em análises de energia eólica. O valor de densidade do ar ( $\rho$ ) pode ser aproximado para  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , uma consideração que já tem sido feita por diversos estudos anteriores [11, 19, 37].

$$DEV = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \quad (2.2)$$

onde  $\bar{v}$  se refere a média da velocidade do vento.

## 2.4 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é um caso especial da distribuição de Pierson classe III, é um modelo estatístico representado por uma função biparamétrica denominada como função de densidade de probabilidade  $f(v)$ , a qual indica a probabilidade de ocorrência de um dado valor de velocidade do vento [57, 66]. Para calcular a distribuição de Weibull, os parâmetros de forma ( $k$ ) e escala ( $c$ ) devem ser determinados. O parâmetro  $k$  define a forma da distribuição de Weibull e está relacionado ao desvio padrão da distribuição, e pode ser expresso como uma boa aproximação pela Equação 2.3 [67]. Parâmetro  $c$  é uma medida da característica da velocidade do vento na distribuição e é relacionada a velocidade média, e pode ser calculada usando a Equação 2.4 [67]

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (2.3)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.4)$$

onde  $\sigma$  representa o desvio padrão,  $\bar{v}$  a velocidade média e  $\Gamma$  a função gama. O valor -1,086 foi apresentado por Justus et al. [67] baseado em estudos empíricos/analíticos.

Com isso, depois de obter os parâmetros de forma e escala, podemos definir a função de densidade de probabilidade de Weibull, expressa na Equação 2.5

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.5)$$

onde  $f(v)$  refere-se à probabilidade de ocorrência de uma velocidade de vento  $v$ .

## 2.5 Produção do aerogerador, fator de capacidade e produção anual de energia

A Produção do Aerogerador ( $P_t$ ), Produção Anual de Energia (PAE) e Fator de Capacidade (FC) para um aerogerador de referência podem ser estimadas pelas Equações 2.6, 2.7, 2.8, respectivamente.  $P(v)$  representa a potência em função da velocidade, ou seja, é a curva de potência do aerogerador. O fator de capacidade reporta a relação entre a energia produzida e o máximo de energia que poderia ser produzida pelo mesmo período pela Potência Nominal do aerogerador ( $P_n$ ). É um importante parâmetro que pode ser usado para avaliar a viabilidade econômica de uma usina eólica [40]

$$P_t = \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv \quad (2.6)$$

$$EAG = P_t T \quad (2.7)$$

$$FC = \frac{PAE}{P_n T} \quad (2.8)$$

onde  $T$  representa o número de horas do ano (8.760 horas).

## 2.6 Aerogerador NREL 6-MW

O National Renewable Energy Laboratory (NREL) que faz parte do U.S. Department of Energy (DOE) através do National Wind Technology Center (NWTC) pa-

trocinou estudos para a criação de especificações padronizadas de um aerogerador conceitual denominada "NREL *offshore* 6-MW" que auxiliasse nas pesquisas voltadas a avaliação eólica *offshore* em águas rasas e profundas. O modelo é baseado na tecnologia dos aerogeradores *offshore* de 2015, e é usado entre outras aplicações para o cálculo da produção de energia [61]. É um modelo de eixo horizontal de três pás, e suas principais características e curva de potência são exibidas nas Tabelas 2.3 e Figura 2.4, respectivamente.

Tabela 2.3: Características técnicas do aerogerador NREL 6-MW.

Configuração	Valores dos parâmetros
Rated power [MW]	6
Diâmetro do rotor [m]	155
Altura do hub [m]	100
Cut-in, rated speed, Cut-out [m/s]	3; 11,4; 25

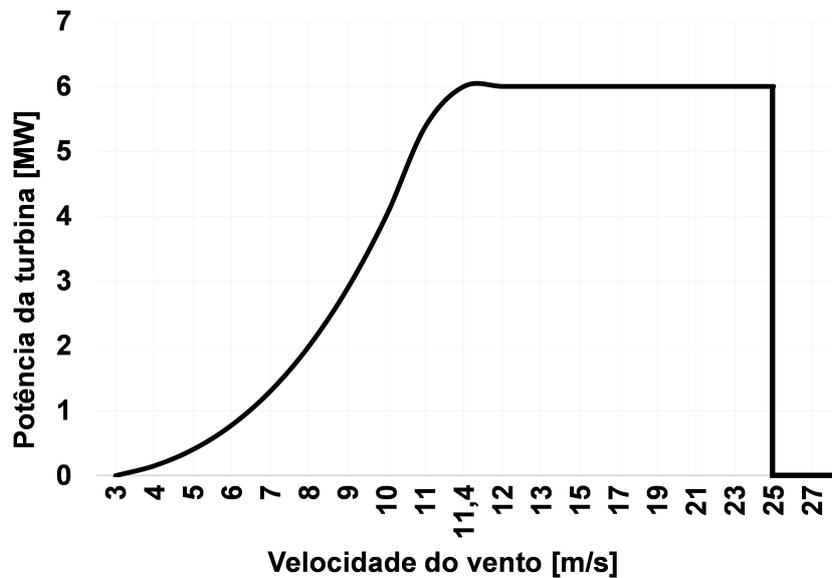


Figura 2.4: Curva de geração do aerogerador NREL 6-MW.

## 2.7 Considerações na avaliação do potencial do recurso energético

As restrições aplicadas nesse estudo estão relacionadas com problemas técnicos e ambientais. Tais considerações resultam em áreas que devem ser evitadas, devido a inviabilidade de exploração do recurso em tais locais, resultando em um potencial mais próximo da realidade. Essas áreas são denominadas no estudo como "áreas

excluídas” quando se calcula a produção de energia. Para evitar as perdas devido ao efeito de esteira, é considerado que cada aerogerador ocupa uma área de  $2 \text{ km}^2$  na superfície do mar, resultando em um arranjo de  $3 \text{ MW/km}^2$  [61]. Duas abordagens, são aplicadas para apresentar o potencial técnico eólico *offshore* das costas sul e sudeste brasileiras.

## 2.8 Configuração do modelo WRF

O domínio espacial da simulação realizada com o modelo WRF é exposto na Figura 2.5. A grade de maior resolução (grade 3 - 1km) está configurada de forma a abranger grande parte do estado do RJ, com ênfase na área litorânea do estado, com ponto central em  $24^\circ\text{S}; 43,5^\circ\text{W}$ . Afim de se diminuir o tempo de processamento, foi seguida a proporção de 2:3 no número de pontos entre as grades, como explicitado no fluxograma metodológico na Figura 2.2. As condições de contorno e iniciais foram horárias, obtidas a partir da base de resultados do ERA5, essa com melhor desempenho na representação do comportamento do vento, como é demonstrado na Seção 3.1.

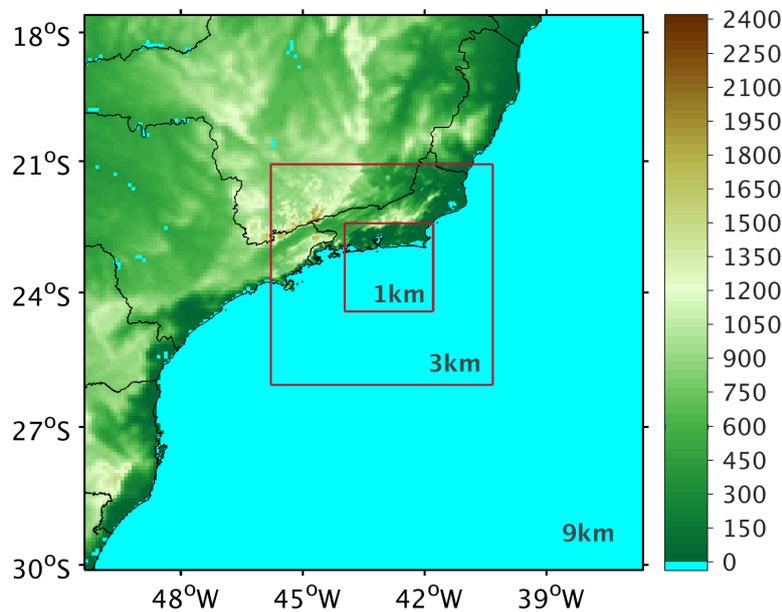


Figura 2.5: Domínio espacial da simulação.

Depois que o modelo é iniciado, é natural que a solução numérica comece a se distanciar da solução real com o tempo. Para atenuar esse efeito, realizou-se dois experimentos: Com e sem a utilização da técnica de nudging. Nudging (ou relaxação Newtoniana) consiste na aplicação contínua de termos de relaxação nas equações dinâmicas. É o equivalente a adicionar forças ao sistema direcionando-o em certa

direção [68, 69]. Os termos de nudging são menores em magnitude do que qualquer outro termo da equação, portanto não controlam a tendência. Esses termos são aplicados nas variáveis horizontais de vento, temperatura potencial, taxa de mistura do vapor d’água e/ou geopotencial. Essa técnica é extremamente conveniente em simulações longas, a fim de se evitar um desvio acentuado da solução real, mantendo os padrões sinóticos advindos do modelo global.

Aqui, neste trabalho, as soluções são relaxadas em direção ao modelo global (Analysis nudging) [70, 71] nas três grades, somente acima da camada limite planetária, para o vento, temperatura e vapor. Esse tipo de configuração já foi analisado em estudos anteriores, e mostrou bons resultados para o vento próximo a superfície [68, 72]. Há outras opções como aplicação somente no domínio de menor resolução, em alguns níveis atmosféricos, limitando a troposfera, spectral nudging e etc. Portanto, estudos de sensibilidade são extremamente bem-vindos no campo da modelagem. Além disso, os experimentos foram divididos em doze simulações mensais, com os dois últimos dias do mês anterior como período de spin-up, o que também auxilia rodadas longas.

Algumas particularidades na configuração dos dois experimentos são: a atualização da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) a cada hora no domínio da simulação (assimilação), opção de feedback ativo (two-way) que permite um fluxo de informações nas duas direções entre as grades, 50 níveis verticais com topo no nível de 50 hpa, dispostos de forma que o segundo nível nativo do modelo coincida com a altura de 100 m, disposição conveniente para o cálculo dos parâmetros de energia, livrando da necessidade da utilização de um método de extrapolação do vento que traz incertezas. Os dados de terreno são provenientes da base de dados MODIS-15s com lagos, onde a temperatura da superfície dos lagos são calculadas como uma média diária da temperatura do ar à 2m. A Tabela 2.4 expõe as parametrizações físicas que foram usadas para cada grade, com as suas respectivas opções no namelist: Camada limite planetária [73], camada superficial [74], microfísica [75], cumulus [76], radiação de onda longa [77], radiação de onda curta [77], superfície terrestre [78, 79].

Tabela 2.4: Parametrizações físicas usadas na simulação.

Módulo	Grade 1	Grade 2	Grade 3	Esquema
Camada limite planetária	1	1	1	Yonsei University Scheme (YSU)
Camada superficial	1	1	1	Revised MM5 Scheme
Microfísica	6	6	6	WRF Single-moment 6-class Scheme
Cumulus	1	off	off	Kain-Fritsch Scheme
Radiação de onda longa	4	4	4	RRTMG Shortwave and Longwave Schemes
Radiação de onda curta	4	4	4	RRTMG Shortwave and Longwave Schemes
Superfície terrestre	4	4	4	Noah-MP Land Surface Model

# Capítulo 3

## Resultados

### 3.1 Avaliação do desempenho das reanálises atmosféricas

Tipicamente, o primeiro passo para avaliação de modelos de fenômenos naturais é comparar eles com dados observados *in-situ*. O diagrama de Taylor é uma ferramenta gráfica que permite resumir um padrão ou um conjunto de grandezas estatísticas, os quais são usados para mensurar a habilidade do modelo em reproduzir a realidade [80]. A Figura 3.1 ilustra os diagramas de Taylor para uma avaliação da velocidade do vento à 10 m considerando o período e os pontos descritos na Tabela 2.1. As linhas pretas cheias representam a correlação de Pearson no diagrama, o desvio padrão é marcado pelos semicírculos pretos pontilhados e a raiz quadrática média da diferença centrada é mostrada pelos semicírculos vermelhos pontilhados. O diagrama é usado para quantificar o grau de correspondência entre o comportamento de diferentes modelos e medidas observadas. A menor distância entre as medidas observadas e as previsões do modelo é uma medida gráfica direta de qual reanálise tem a melhor performance estatística.

Uma análise dos diagramas revela que a reanálise ERA5 possui a melhor habilidade em representar a velocidade do vento em todas as regiões, seguida pela CFSv2, exceto para a localização (Itajaí), onde a reanálise MERRA2 possui a segunda melhor performance. No ponto de Cabo Frio 2, a reanálise ERA5 apresenta a maior correlação e menor erro, e CFSv2 o desvio padrão mais próximo do desvio da boia. Para a localidade de Cabo Frio, ERA5 detém todas as melhores métricas estatísticas. Para Itajaí, CFSv2 exibe o melhor desvio padrão, contudo ERA5 obtém o menor erro e maior correlação. Já na boia de Santos, onde de maneira geral as reanálises apresentam as piores métricas com relação aos outros pontos, ERA5 também obtém todos os melhores parâmetros estatísticos. A localidade de Vitória segue o padrão, e ERA5 demonstra os melhores valores de desvio padrão, correlação e erro.

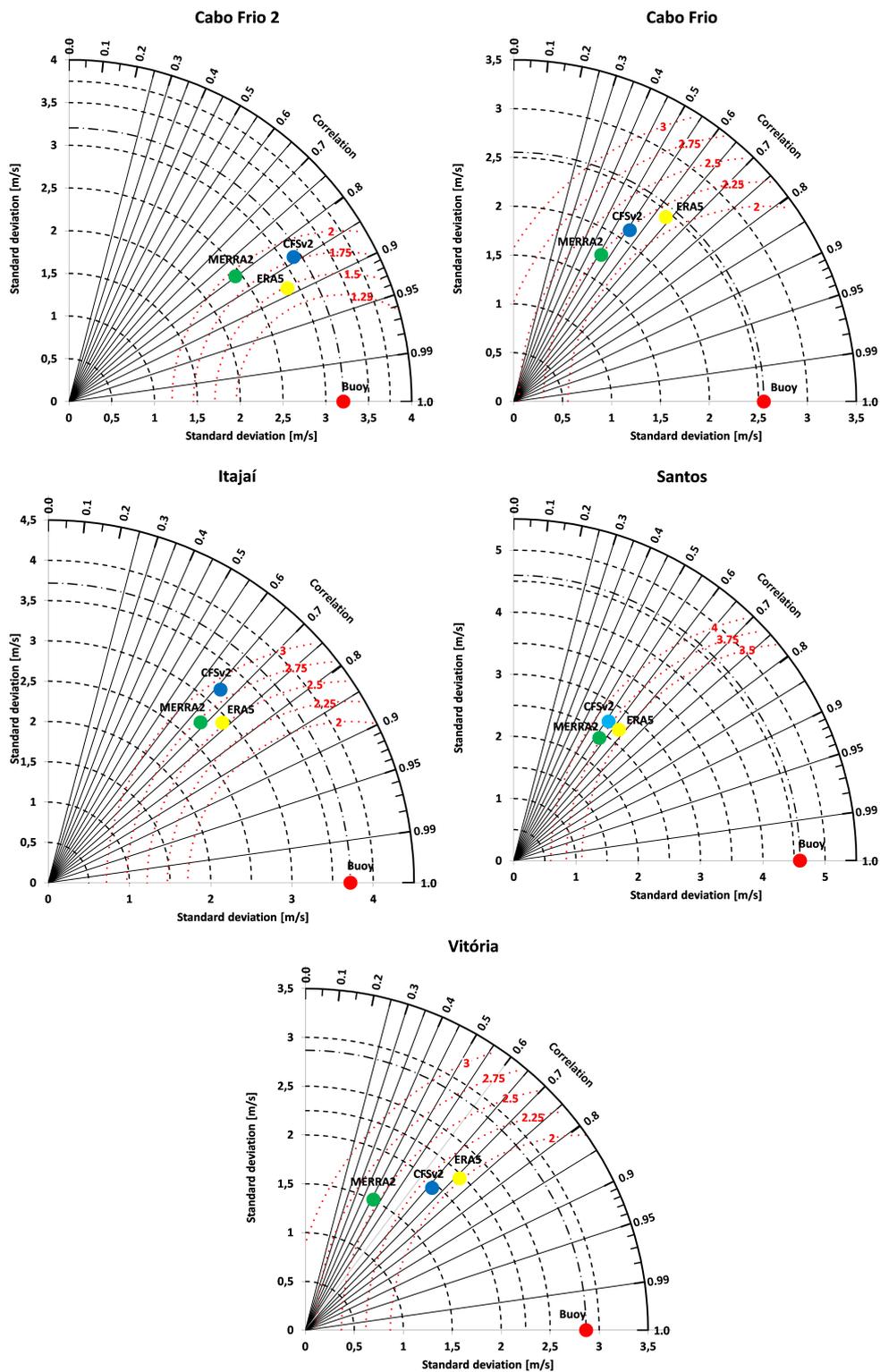


Figura 3.1: Diagramas de Taylor para comparação dos resultados das reanálises e dados medidos pelo programa PNBOIA.

## 3.2 Vento offshore e campos de energia

Para avaliar o vento e os campos de energia, reanálises atmosféricas podem ser usadas devido sua cobertura espacial e continuidade temporal. Contudo, deve-se levar em consideração sua limitação espacial e temporal na representação de fenômenos atmosféricos, principalmente os de menores escalas, e em regiões críticas como em regiões costeiras e de terrenos complexos. Os campos são uma média dos resultados horários das reanálises no período de 2011 a 2018. A Figura 3.2 ilustra a velocidade do vento e direção na altura de 10 m. Observa-se que há uma clara similaridade dos padrões espaciais das três bases de dados. Os ventos de Nordeste dominam a circulação sobre o oceano, o qual é um padrão intrinsecamente associado com a circulação da ASAS, a feição atmosférica de grande escala que domina a climatologia de vento da região. A Figura 3.3 mostra a magnitude da velocidade do vento a 100 m indicando duas regiões de alta velocidade dentro do domínio da ZEE. O primeiro é o núcleo *offshore* do estado do Rio de Janeiro ( $21^{\circ}$ - $26^{\circ}$ S;  $40^{\circ}$ - $44^{\circ}$ W), o qual alcança valores de velocidade do vento de 9,25, 9 e 8,75 m/s apresentados por CFSv2, ERA5 e MERRA2, respectivamente. Essa área é localizada em profundidades de 100 e 1.500 m. O segundo núcleo está localizado ao longo da costa dos estados de SC e RS ( $28^{\circ}$ - $34^{\circ}$ S;  $48^{\circ}$ - $52^{\circ}$ W) e se estende através do Oceano Atlântico Sul, com velocidades de vento alcançando 9,5 m/s para CFSv2, 9,5 para ERA5 e 9 m/s para MERRA2. São valores ligeiramente maiores comparados com a costa do sudeste. Essa área está localizada em profundidades entre 50 e 3.000 m dentro do domínio da ZEE.

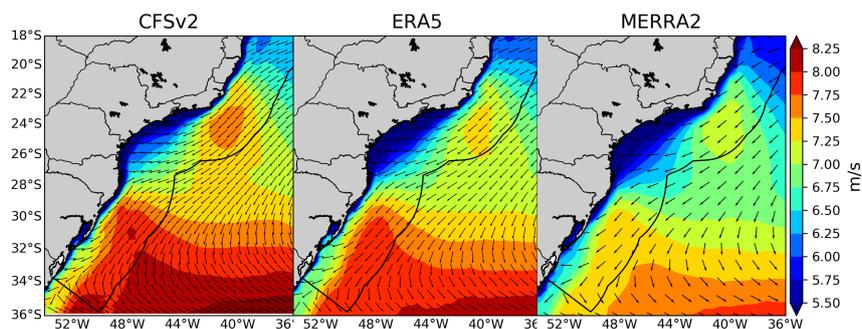


Figura 3.2: Direção e velocidade do vento (m/s) na altura de 10 m para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE.

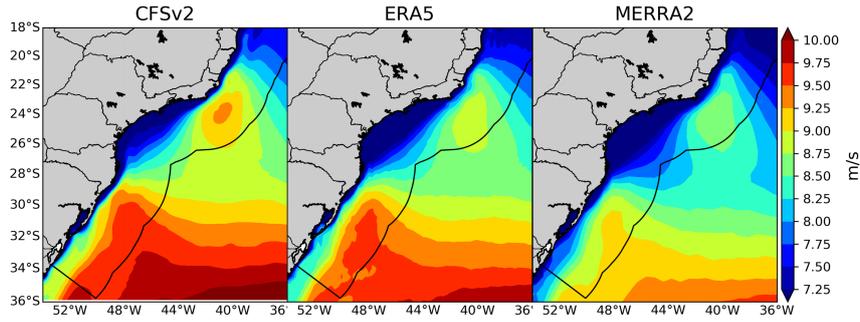


Figura 3.3: Velocidade do vento (m/s) na altura de 100 m para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE.

Como mostrado na Equação 2.3, a energia do vento é uma função cúbica da velocidade. Consequentemente, o mapa de densidade de energia do vento é esperado seguir o mesmo padrão espacial da velocidade. Como ilustrado na Figura 3.4, a reanálise CFSv2 apresenta característica mais energética, com um valor máximo de DEV de  $475 \text{ W/m}^2$  no núcleo do sudeste, e valores próximos a  $550 \text{ W/m}^2$  para o núcleo que se estende pela região sul. As reanálises ERA5 e MERRA2 mostram um intermediário e menor padrão energético, respectivamente, com máximos valores de  $450 \text{ W/m}^2$  e  $400 \text{ W/m}^2$ , para o núcleo sudeste e  $525 \text{ W/m}^2$  e  $425 \text{ W/m}^2$  para o núcleo sul. Entre as latitudes de  $23^\circ\text{S}$  e  $28^\circ\text{S}$  e as longitudes de  $49^\circ\text{W}$  e  $43^\circ\text{W}$ , há a presença de menores valores de DEV que se estendem da linha de costa ao limite ZEE. Essa região de baixa energia pode estar associada com o formato da costa, onde há uma mudança na orientação norte-sul para leste-oeste, a qual desacelera os ventos predominantes de nordeste associados ao padrão de grande escala da ASAS, apresentados na Figura 3.2, à medida que penetram o estado do Rio de Janeiro e Espírito Santo (ver Figura 3.4). Essa desaceleração se dá pela mudança brusca do coeficiente de rugosidade entre o oceano e o continente. Assim os estados representam uma "barreira física", atenuando e mudando o escoamento na região de menor energia para leste na média.

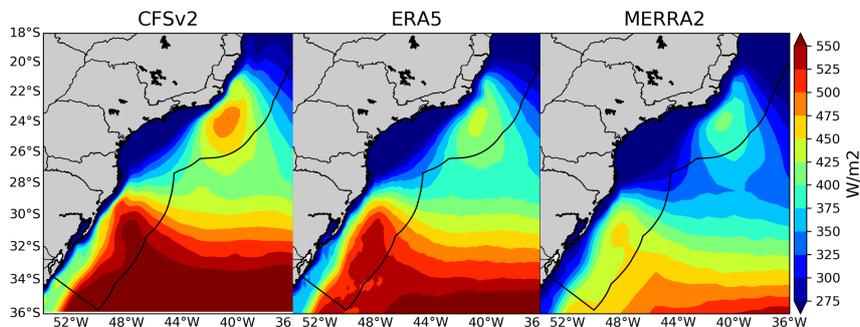


Figura 3.4: DEV ( $\text{W/m}^2$ ) na altura de 100 m para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE.

A Figura 3.5 mostra os resultados de produção do aerogerador, os quais são calculados considerando o aerogerador NREL 6-MW (ver seção 2.6) para uma dada distribuição de vento no tempo. Para o núcleo da costa sudeste, os máximos valores são 3,3; 3,0; e 2,9 MW para as reanálises CFSv2, ERA5 e MERRA2, respectivamente. Aproximadamente os mesmos valores são observados para o núcleo sul, o qual se estende a uma área mais larga comparada ao sudeste.

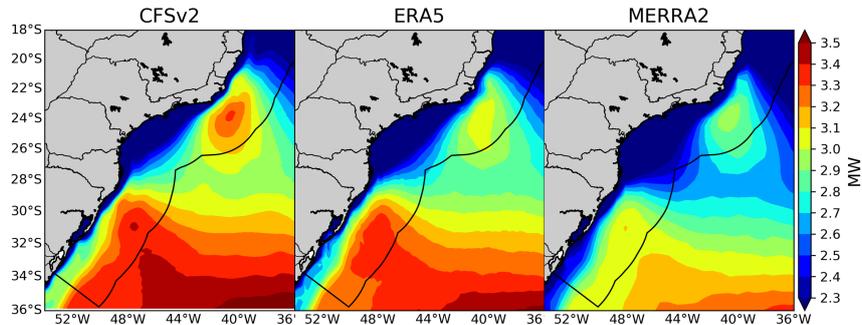


Figura 3.5: Produção do aerogerador NREL 6-MW (MW) para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE.

A Figura 3.6 ilustra a produção anual de energia calculada para a área de estudo. Os resultados da CFSv2 mostram um máximo valor de PAE por volta de 30 GW/ano para os núcleos do sudeste e sul. Contudo, no caso do núcleo sul, ERA5 e MERRA2 apresentam máximos valores de 26 GW/ano e 25 GW/ano, respectivamente. Os máximos valores para a região Sul chegam a 30 GW/ano e 27 GW/ano, apresentados por ERA5 e MERRA2, respectivamente. Como esperado CFSv2 representa a mais energética reanálise comparada as outras duas bases de dados e essa diferença é mais evidente na região do núcleo sudeste. A Figura 3.7 mostra os valores de fator de capacidade. Os resultados demonstram valores em uma faixa entre 48% e 56% para o núcleo sudeste e 50% a 56% para o núcleo sul.

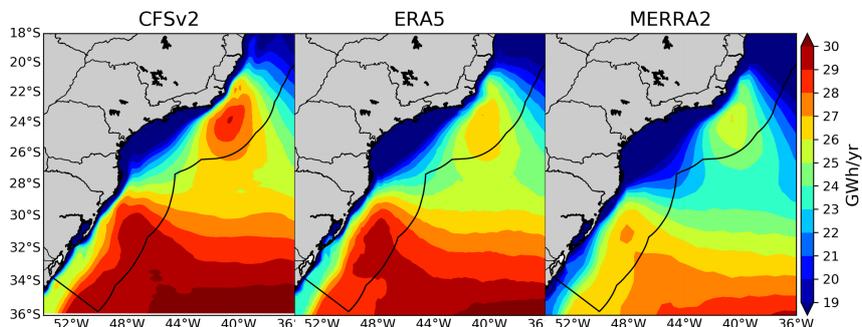


Figura 3.6: Produção anual de energia do aerogerador NREL 6-MW (GW/ano) para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE.

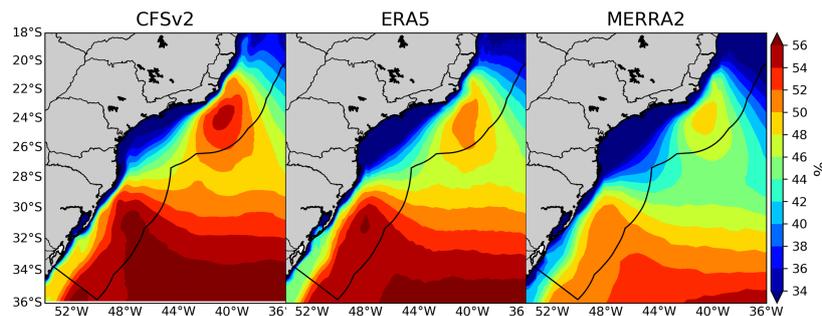


Figura 3.7: Fator de capacidade do aerogerador NREL 6-MW (%) para as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para o período de 2011–2018. A linha sólida preta representa a ZEE.

### 3.3 Cálculo do potencial técnico

Foi apresentado na seção 3.1 que a reanálise ERA5 possui a melhor performance na representação do vento na região de estudo. Assim sendo, essa base de dados é escolhida para o cálculo do potencial técnico do recurso *offshore* ao longo da linha de costa brasileira.

#### 3.3.1 Primeira abordagem

A primeira abordagem considera que não há áreas de exclusão e o espaço aproveitável do oceano inclui toda a ZEE com área total de  $899.264 \text{ km}^2$ . Essa área é inteiramente explorada pra alocar um total de 449.632 aerogeradores NREL 6-MW, cada qual ocupando um espaço de  $2 \text{ km}^2$ , como apresentado na seção 2.6. A Tabela 3.1 mostra que a área utilizável da região sul é 14% menor do que da região sudeste, conduzindo para um número menor de aerogeradores e capacidade total instalada. Contudo, a média da produção dos aerogeradores e, conseqüentemente, o total PAE da região sul é 2,43% maior em relação ao sudeste. Essa maior produção está ligada a maior quantidade de energia associada aos ventos mais intensos na região sul. Como pode ser observado, um total de PAE de 10.249 TWh/ano é estimado para as regiões sudeste e sul da costa brasileira. Para entender melhor a importância de cada recurso energético disponível, uma comparação é feita entre o potencial eólico *offshore* calculado e o consumo anual elétrico das regiões, apresentado como a relação produção-demanda como mostrado na Tabela 3.1. A EPE do Brasil constatou um consumo total de eletricidade de 233 TWh e 85 TWh em 2018 para as regiões sul e sudeste brasileiras, respectivamente [81]. Pode ser observado que, considerando a primeira abordagem, a PAE estimada das regiões costeiras do sudeste e sul são aproximadamente 22 e 61 vezes maiores do que a demanda elétrica das regiões, respectivamente.

Tabela 3.1: Primeira abordagem: Estimativa da área utilizável, número de aerogeradores, capacidade instalada e produção de energia anual total para a ZEE das regiões Sudeste e Sul do Brasil no período de 2011-2018 para a base de dados ERA5.

Abordagem I			
	Sudeste	Sul	Total
Área [ $km^2$ ]	483.776	415.489	899.265
Número de aerogeraodres	241.888	207.745	449.633
Capacidade instalada [GW]	1.451	1.246	2.698
Produção média [GW]	578	592	1.170
PAE [TWh/yr]	5.063	5.186	10.249
Relação produção-demanda [%]	2.173	6.101	3.223

### 3.3.2 Segunda abordagem

#### -Definição das áreas excluídas

A segunda abordagem leva em consideração quatro tipos de restrições técnicas e ambientais, as quais resultam em algumas áreas excluídas dentro da região de estudo. A Figura 3.8 ilustra as áreas excluídas usadas no cálculo do potencial técnico. O primeiro critério é uma distância mínima da linha de costa de 18 km, o qual minimiza o impacto visual causado pelos aerogerador, e pode ser considerado uma distância realística para os projetos de parques eólicos [82]. O segundo critério é excluir áreas com mais de 1.000 m de profundidade, refletindo as limitações tecnológicas das estruturas de fixação dos aerogeradores [61, 83], usando um conjunto de dados batimétricos de alta resolução [84]. Pode ser observado que a costa do estado do Espírito Santo é mais afetada por essa limitação devido a inclinação da sua plataforma continental. O terceiro critério é excluir áreas com velocidades de vento na altura de 100 m acima do nível do mar menores do que 7 m/s, onde a tecnologia *offshore* dificilmente seria viável [61, 83]. Essa restrição afeta os resultados finais significativamente para as áreas com águas em profundidades maiores que 100 m (ver Figura 2.3) nos estados do RJ, SP, PR e SC como ilustrado na Figura 3.8. Essa região de baixa energia pode ser explicada pela forma da costa da região e direção dos ventos predominantes, como explicado na seção 3.2. O último critério exclui as áreas de proteção ambiental que não podem ser usadas para instalações de parques eólicos no mar. O litoral brasileiro abriga um conjunto áreas de proteção natural que podem ser classificadas em unidades de conservação totalmente protegidas (permitindo somente o uso direto de seus recursos naturais) e o uso sustentável de unidade de conservação (compatibilidade entre a conservação da natureza e o uso sustentável dos recursos). As áreas de proteção ambiental são na maioria das

vezes localizadas na região sudeste, com um total de área de  $15.177,8 \text{ km}^2$ , devido à maior geodiversidade dos ambientes, associados com fatores biológicos, geológicos, meteorológicos e oceanográficos. Elas incluem 86 unidades, mais concentradas em águas de profundidades até 50 m, localizadas na maioria das vezes no estado de São Paulo. Na costa da região sul, existem menos áreas de proteção ambiental com 26 unidades e  $1.551,9 \text{ km}^2$ , concentradas próximas a costa, na faixa até 50 m de batimetria.

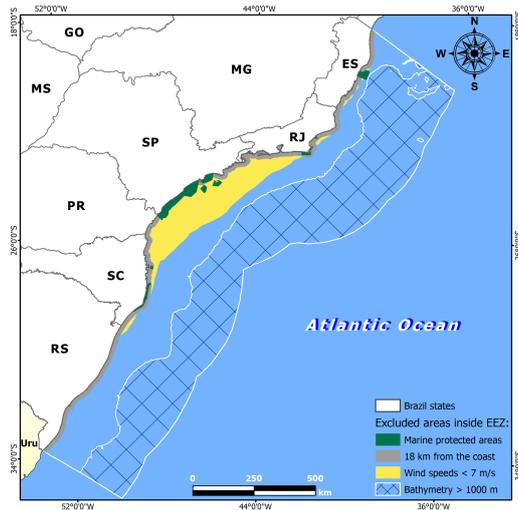


Figura 3.8: Exclusões da área oceânica aproveitável.

### -Cálculo potencial técnico

A Tabela 3.2 mostra os resultados do cálculo do potencial técnico considerando as áreas excluídas. O potencial é apresentado dentro de intervalos de batimetria de até 20 m, 20–50 m, 50-100 m e 100-1000 m para auxiliar na decisão sobre o tipo de fundação do aerogerador, se de fundo fixo ou flutuante para uma certa região, a qual vai eventualmente impactar na viabilidade técnico-econômica de parque eólico *offshore*.

É observado que o total de área utilizável para profundidades até 50 m na região sudeste é 4% maior do que na região sul. Contudo, a PAE para o sudeste é 12% menor do que para a região sul. Concomitantemente, pode ser visto que o recurso da região sul está localizado em águas relativamente rasas (até 50 m), onde fundações fixas são praticáveis [85], e são capazes de atender a demanda elétrica total da região. Outra vantagem da região sul é que ela tem maior área utilizável dentro de águas até 20 m de profundidade, facilitando a instalação de aerogeradores com estruturas de suporte “monopile” ou “gravity-base”, além da menor distância da costa favorecer a conexão à rede. Considerando águas intermediárias e profundas, a região sul possui a maior área usável nas faixas de profundidades de 50-100 m e 100-1000 m, providenciando um total de PAE por volta de 88% maior comparado a região sudeste.

Adicionalmente, os resultados demonstram que 86% do recurso técnico *offshore* de vento das regiões sul e sudeste estão localizados em águas além de 50 m, onde a implementação de fundações de aerogeradores de fundo fixo começa a ser inviável tecnicamente e economicamente. Isso implica na importância do desenvolvimento de sistemas flutuantes para tirar proveito do recurso eólico *offshore* de ambas as regiões.

A comparação dos resultados das primeira e segunda abordagens mostram que a imposição de restrições técnicas e ambientais reduzem drasticamente o recurso *offshore* de vento aproveitável das regiões estudadas. O total de PAE para as regiões sudeste e sul com restrições são reduzidos em 78% e 63%, respectivamente. Pode ser observado que o PAE da energia eólica *offshore* para a área estudada (3.013 TWh) é 88% maior do que a produção de óleo & gás equivalente brasileira de 944,1 MBOE (milhões de barris de óleo equivalente) em 2018 [86].

Tabela 3.2: Segunda abordagem: Estimativa da área utilizável, número de aerogeradores, capacidade instalada e produção de energia anual total para a ZEE das regiões Sudeste e Sul do Brasil no período de 2011-2018 para a base de dados ERA5.

		Abordagem II					
		Área [ $km^2$ ]	Número de aerogeradores	Capacidade instalada [GW]	Produção média [GW]	PAE [TWh/ano]	Relação produção-demanda [%]
Até 20 m	Sudeste	1.979	990	6	2	18	8
	Sul	3.413	1.707	10	4	35	41
20–50 m	Sudeste	18.900	9.450	57	20	175	75
	Sul	16.612	8.306	50	21	184	216
50–100 m	Sudeste	16.481	8.241	49	20	175	75
	Sul	45.440	22.720	136	61	534	628
100–1,000 m	Sudeste	74.836	37.418	225	83	727	312
	Sul	93.851	46.926	282	133	1.165	1.371
Até 1,000 m	Sudeste	112.196	56.098	337	125	1.095	470
	Sul	159.316	79.658	478	219	1.918	2.256

## 3.4 Simulações WRF

### 3.4.1 Avaliação do desempenho dos experimentos

A validação estatística dos resultados é uma importante etapa na modelagem atmosférica. Para esse estudo, os dois experimentos são confrontados com resultados das próprias reanálises atmosféricas, e com dados de referência da boia meteorológica do programa PNBOIA na localidade de Cabo Frio 2 do ano de 2018, boia essa, a única com dados disponíveis dentro da grade 3 de interesse. A Tabela 2.1 traz as informações pertinentes a respeito dessa boia. A Figura 3.9 representa o diagrama de Taylor da avaliação dos experimentos. O diagrama aponta que o experimento WRF-nudging possui o melhor desempenho estatístico da análise. As métricas estatísticas desse experimento ficaram superiores às reanálises CFSv2 e ERA5, que possuem uma maior resolução espacial horizontal e vertical comparadas a MERRA2. Além disso, a utilização da técnica de nudging foi crucial no aumento da habilidade do modelo em representar o comportamento médio do vento na região em um período longo de simulação.

Para o experimento WRF-nudging o coeficiente de correlação ficou próximo a 0,80, o desvio padrão em 2,56 m/s (2,66 m/s para a boia) e a raiz quadrática média do erro centrado ficou aproximadamente em 1,7 m/s. Vale salientar, que devido aos dados observados no oceano serem escassos, e o único ponto validado se encontrar em uma região relativamente longe da costa em uma profundidade intermediária, é natural que as reanálises se aproximem da solução do modelo regional. Enquanto que a região próxima a linha de costa se torna crítica para as reanálises globais devido as suas resoluções espaciais, sendo os modelos regionais em alta resolução mais capazes de representar os efeitos de mesoescala presentes na fronteira oceano-continente.

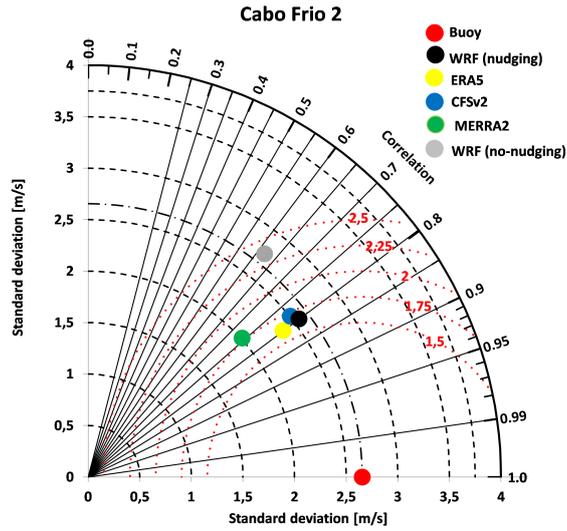


Figura 3.9: Diagrama de Taylor para validação estatística das simulações do WRF para a localidade de Cabo Frio 2.

### 3.4.2 Campos de energia

Neste capítulo serão apresentados os campos de velocidade do vento e energia do ano de 2018 calculados a partir do experimento que apresentou maior desempenho estatístico na avaliação anterior (WRF-nudging). A Figura 3.10 ilustra o campo de velocidade e direção do vento na altura de 100 m. Observa-se que o modelo conseguiu representar o padrão de circulação de grande escala associado a ASAS, com ventos de nordeste e leste em parte do domínio oceânico. A maior resolução espacial do modelo, permite consequentemente, um padrão mais intenso de velocidades próximos à costa sudeste do estado (23°S; 42°W), em comparação aos resultados das reanálises utilizadas. Valores de velocidade do vento acima de 7 m/s, considerado um limiar de viabilidade técnico-econômica, são encontrados relativamente próximos a linha costeira, em profundidades menores que 100 m.

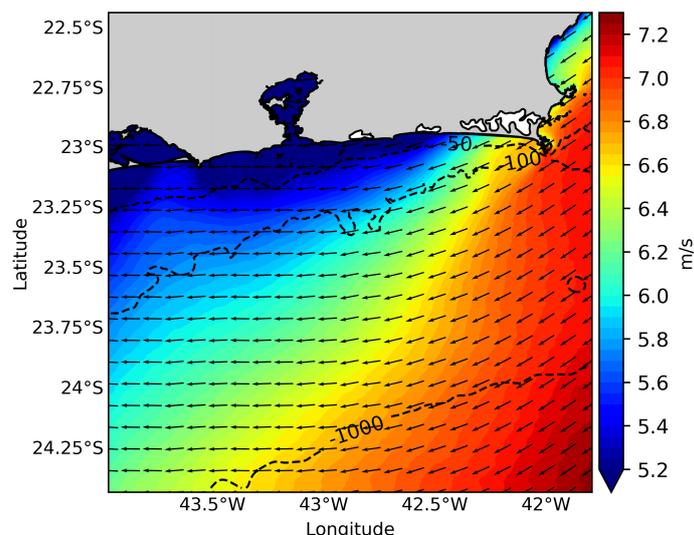


Figura 3.10: Direção e velocidade do vento (m/s) na altura de 100 m para o domínio 3 de resolução espacial 1km da simulação do WRF-nudging (2018).

A partir das configurações do aerogerador NREL 6-MW, a Produção Anual de Energia foi calculada e é representada na Figura 3.11. Nota-se que para a costa sudeste do estado do RJ (23°S; 42°W), os valores médios de PAE ficam acima dos 15 GWh/ano em profundidades menores que 100 m. Os ventos de nordeste conseguem atravessar parte do continente sem sofrer grande desaceleração, em parte pela própria altura, e em parte pela forma da costa da região, com pequena extensão de terra. Esta configuração favorece os parâmetros de energia, beneficiando inclusive regiões onshore próximas a linha de costa.

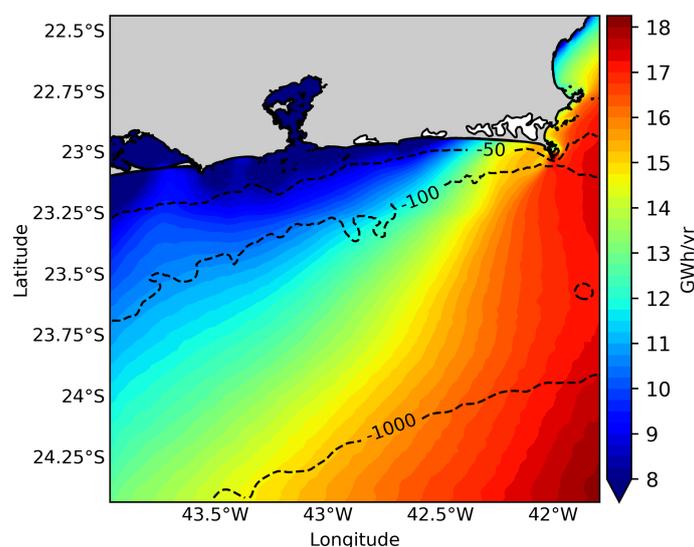


Figura 3.11: Produção anual de energia para o domínio 3 de resolução espacial 1km da simulação do WRF-nudging (2018) para as configurações do aerogerador NREL 6-MW.

A Figura 3.12 mostra o campo de Fator de Capacidade. Os resultados demons-

tram que para a área mais energética do domínio, o FC fica acima da faixa de 30% para o aerogerador considerada, inclusive em profundidades menores que 100 m. Contudo, para a parte metropolitana costeira do estado do RJ, apresenta valores abaixo dos 20%. Vale a observação que aerogeradores mais recentes, eficientes e de maior potência podem elevar os valores de FC de uma região, principalmente quando esta possui baixa velocidade média do vento.

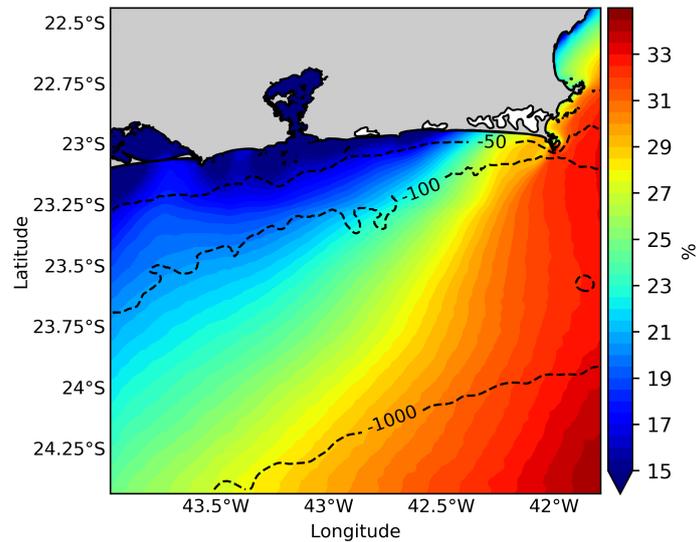


Figura 3.12: Fator de capacidade na altura de 100 m para o domínio de resolução espacial 1km da simulação do WRF-nudging (2018) para as configurações do aerogerador NREL 6-MW.

### 3.4.3 Comparação WRF-nudging x Reanálises atmosféricas

A figura 3.13 apresenta uma comparação entre o campo de PAE do modelo WRF e das reanálises atmosféricas. Com relação ao padrão espacial, há uma diferença na orientação do gradiente, que se coloca mais horizontal em relação as reanálises. Outra diferença importante é próximo à linha de costa, onde a resolução espacial de 1 km e o uso do nível vertical nativo em 100 m no modelo, implica em um maior detalhamento das características da fronteira oceano-continente, e conseqüentemente, valores mais elevados são encontrados em profundidades menores que 50 m.

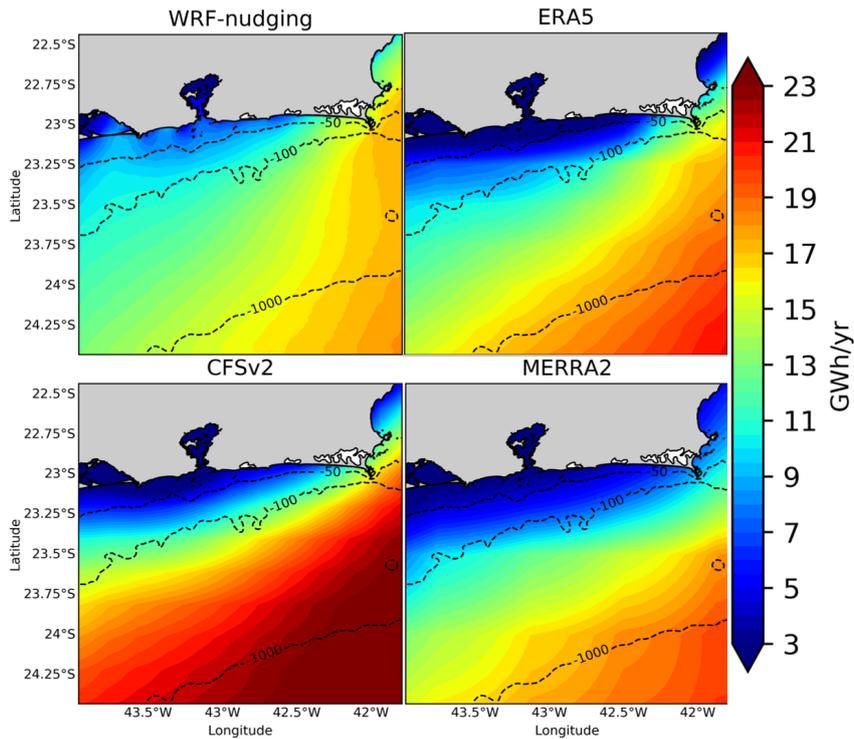


Figura 3.13: Comparação da Produção Anual de Energia entre a simulação WRF-nudging e as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para configurações do aerogerador NREL 6-MW(2018).

Calculou-se a média da PAE para faixas de batimetria, representados na Tabela 3.3. De maneira geral, as reanálises em profundidades menores que 50 m subestimam em 40%, 54% e 54%, para CFSv2, ERA5 e MERRA2, respectivamente em comparação ao WRF. Já para a faixa de batimetria intermediária, entre 50 e 100 m, há uma subestimação de 6%, 23% e 36%, para CFSv2, ERA5 e MERRA2 respectivamente. Em águas mais profundas, entre 100 e 1000 m, há uma superestimação de 37%, 5%, 2%, para CFSv2, ERA5 e MERRA2. Como já foi discutido, essa característica mais energética próximo a costa do modelo WRF, está associada a melhor representação das feições de interface continente-mar. De maneira geral, CFSv2 por ser uma reanálise mais energética se aproxima do WRF em águas rasas e intermediárias, contudo em águas profundas tende a superestimar. Já as reanálises ERA5 e MERRA2, por possuírem uma característica menos energética tendem a subestimar em águas rasas e intermediárias e se aproximarem do WRF em águas profundas.

Tabela 3.3: Comparação da média da Produção Anual de Energia (2018) por faixas de profundidades entre a simulação WRF-nudging e as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para as configurações do aerogerador NREL 6-MW.

Produção Anual de Energia [GWh/yr]				
	WRF-nudging	CFSv2	ERA5	MERRA2
Até 50 m	9,44	5,68	4,35	4,37
50-100 m	10,85	10,22	8,31	6,94
100 - 1000 m	14,11	19,28	14,82	14,35

A Figura 3.14 representa as médias mensais de Densidade de Energia do Vento na altura de 100 m para a localidade de Cabo Frio 2. Nota-se que há uma concordância entre o comportamento intranual dos modelos. O máximo de DEV se dá no período de máxima passagens de sistemas frontais na primavera [87], e com o alinhamento das linhas de pressão da ASAS com a costa, quando seu domínio de influência retrai nos meses de primavera e verão [6]. A sinergia entre essas duas características eleva a média de velocidade do vento na região, e contribui para o máximo de energia.

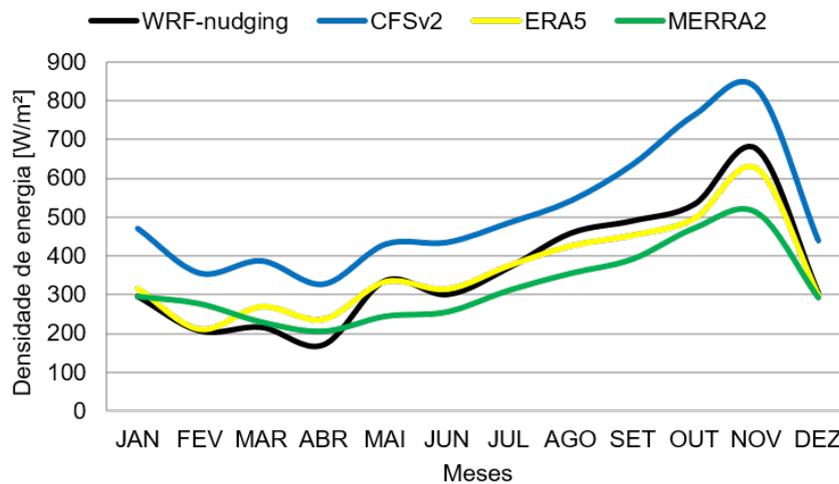


Figura 3.14: Comparação das médias mensais de Densidade de Energia (2018) entre a simulação WRF-nudging e as reanálises atmosféricas CFSv2, ERA5 e MERRA2 para configurações do aerogerador NREL 6-MW no ponto Cabo Frio 2.

# Capítulo 4

## Conclusões

O trabalho tem como objetivo apresentar o potencial técnico do recurso eólico *offshore* das regiões sudeste e sul brasileiras. Em uma primeira etapa, três reanálises atmosféricas são empregadas para representar a velocidade do vento das regiões. Os resultados são então validados através de medidas disponíveis do programa PN-BOIA. Os potenciais técnicos da área de estudo são calculados aplicando duas abordagens, assumindo o aerogerador NREL 6-MW que possui uma densidade de capacidade de  $3 \text{ MW}/\text{km}^2$ . A primeira abordagem considera que a área utilizável inclui todo o espaço oceânico da linha de costa até o limite da ZEE. A segunda abordagem restringe a área utilizável, aplicando os critérios de mínima distância de 18 km da linha de costa, velocidade média mínima de 7 m/s, profundidades oceânicas de até 1.000 m e exclusões das áreas de proteção ambiental.

Os resultados mostram que, apesar da área utilizável da região sul ser menor do que do sudeste, apresenta um maior potencial. Há também mais área aproveitável em profundidades até 50 m na região sul comparado a região sudeste, representando menos custos devido ao uso de fundações do tipo fixa. Uma área energética é observada na região sudeste próxima ao estado do Rio de Janeiro ( $21^\circ\text{-}26^\circ\text{S}$ ,  $40^\circ\text{-}44^\circ\text{W}$ ), onde a média da velocidade do vento alcança 9 m/s. Essa área é localizada no intervalo de profundidades de 100 a 1.500 m. Uma segunda área energética é identificada na região sul ao longo da costa dos estados de SC e RS ( $28^\circ\text{-}34^\circ\text{S}$ ;  $48^\circ\text{-}52^\circ\text{W}$ ) e se estende através do Oceano Atlântico Sul, com médias de velocidade do vento chegando a 9,5 m/s. Essa área está localizada em profundidades entre 50 e 3.000 m dentro do domínio da ZEE. Um total de potencial técnico de 344 GW é estimado para as regiões de estudo considerando as áreas excluídas. Deve-se notar que por volta de 86% (297 GW) desse potencial técnico é localizado em águas além de 50 m de batimetria.

O cálculo do potencial técnico considerando as áreas excluídas leva a uma significativa redução de aproximadamente 71% do recurso eólico *offshore* utilizável das costas sudeste e sul brasileiras. Contudo, esse potencial técnico disponível é ainda

capaz de suprir a demanda elétrica inteira das regiões de estudo. O potencial técnico calculado nesse estudo não considera algumas restrições adicionais devido as rotas de navios, atividades de pesca, plataformas de extração de óleo e gás, bem como desafios elétricos, os quais implicariam em reduções adicionais no potencial eólico técnico aproveitável. Por exemplo, sistemas de armazenamento devem ser usados para suavizar flutuações de energia induzidas pela intermitência do vento para garantir a estabilidade da rede. Adicionalmente, a capacidade da rede local poderia limitar a quantidade de energia eólica extraída no mar. Estes desafios podem levar a custos mais elevados, afetando o desempenho do projeto e sua viabilidade econômica.

Na segunda etapa do trabalho, a reanálise ERA5 que apresentou o melhor desempenho estatístico entre as analisadas, é utilizada como condição inicial e de contorno para duas simulações do modelo atmosférico WRF para o ano de 2018. Duas configurações do WRF são validadas, e o experimento com maior habilidade é selecionado para o cálculo de parâmetros de energia com as configurações do mesmo aerogerador empregada na primeira etapa.

Os resultados indicaram que a técnica de nudging é crucial para o bom desempenho de uma rodada longa, preservando os padrões sinóticos advindos do modelo global. O experimento WRF-nudging apresentou melhores métricas estatísticas em comparação ao WRF-non nudging e as reanálises ERA5, CFSv2 e MERRA2. Além disso, foi possível identificar a partir do maior detalhamento espacial, velocidades médias de vento superiores aquelas apresentadas pelos modelos globais próximos a costa sudeste do estado do Rio de Janeiro. Os valores de Produção Anual de Energia e Fator de Capacidade ficaram para a área costeira mais energética, acima dos 15 GWh/ano e 30%, respectivamente em profundidades menores que 100 m. Em uma comparação por faixas de batimetria com as reanálises atmosféricas, os modelos globais apresentaram uma tendência de subestimação em profundidades menores que 50 m, e de superestimação entre 50 e 1000 m. A resolução do WRF que chega a 1 km, implica em um maior detalhamento espacial, principalmente na região crítica de interface continente-oceano, apresentando uma característica mais energética próxima a costa.

Assim, estudos posteriores mais profundos que busquem aumentar ainda mais o desempenho do modelo WRF para a região, com testes de sensibilidade e a utilização de configurações de aerogeradores mais eficientes, podem revelar viabilidade técnica de futuros projetos *offshore* para o estado do Rio de Janeiro em pontos onde haja possibilidade de conexão à rede, para viabilidade econômica do projeto. Além disso, a disposição do formato da linha de costa favorece a penetração dos ventos de nordeste em regiões *onshore* do estado, sem sofrer grande desaceleração, o que desperta também interesse em estudos para projetos no continente, que já possuem

tecnologia amadurecida no Brasil e podem se apresentar como boas opções.

# Referências Bibliográficas

- [1] STOCKER, T. F., QIN, D., PLATTNER, G.-K., et al. “Climate change 2013: The physical science basis”. 2013.
- [2] DE MINAS E ENERGIA, M. “Resenha energética brasileira: Exercício 2018, edição de maio de 2019”. MME Brasília, 2019.
- [3] “Statistical yearbook of electricity”. <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica-interativo>, 2019. Accessad:2020-02-20.
- [4] PEREIRA DEREZYNSKI, C., DOS REIS LOPES, T., DE CARVALHO, N. O., et al. “Climatology of Espírito Santo and the Northern Campos Basin, Offshore Southeast Brazil.” *Anuario do Instituto de Geociencias*, v. 42, n. 1, 2019.
- [5] GILLILAND, J. M., KEIM, B. D. “Position of the South Atlantic anticyclone and its impact on surface conditions across Brazil”, *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 57, n. 3, pp. 535–553, 2018.
- [6] SUN, X., COOK, K. H., VIZY, E. K. “The South Atlantic subtropical high: Climatology and interannual variability”, *Journal of Climate*, v. 30, n. 9, pp. 3279–3296, 2017.
- [7] REBOITA, M. S., KRUSCHE, N., AMBRIZZI, T., et al. “Entendendo o Tempo e o Clima na América do Sul”, 2012.
- [8] PETERSON, R. G., STRAMMA, L. “Upper-level circulation in the South Atlantic Ocean”, *Progress in oceanography*, v. 26, n. 1, pp. 1–73, 1991.
- [9] CASTRO, B. D., MIRANDA, L. D. “Physical oceanography of the western Atlantic continental shelf located between 4 N and 34 S”, *The sea*, v. 11, n. 1, pp. 209–251, 1998.
- [10] NEHME, D. M., TOSTE, R., ASSAD, L. P. D. F. “Comparação Climatológica do Vento na Superfície do Mar entre Duas Reanálises Atmosféricas Glo-

bais para a Margem Continental Leste/Sudeste Brasileira”, *Anuário do Instituto de Geociências*, v. 42, n. 1, pp. 117–126, 2019.

- [11] DE SOUSA GOMES, M. S., DE PAIVA, J. M. F., DA SILVA MORIS, V. A., et al. “Proposal of a methodology to use offshore wind energy on the southeast coast of Brazil”, *Energy*, v. 185, pp. 327–336, 2019.
- [12] MATTAR, C., BORVARÁN, D. “Offshore wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile”, *Renewable energy*, v. 94, pp. 22–31, 2016.
- [13] CARVALHO, D., ROCHA, A., GÓMEZ-GESTEIRA, M., et al. “WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different re-analyses: Comparison with observed data for Portugal”, *Applied Energy*, v. 117, pp. 116–126, 2014.
- [14] HOLT, E., WANG, J. “Trends in wind speed at wind turbine height of 80 m over the contiguous United States using the North American Regional Reanalysis (NARR)”, *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 51, n. 12, pp. 2188–2202, 2012.
- [15] ESTEBAN, M. D., DIEZ, J. J., LÓPEZ, J. S., et al. “Why offshore wind energy?” *Renewable Energy*, v. 36, n. 2, pp. 444–450, 2011.
- [16] DO BRASIL, A. N. D. E. E. A. “3ª edição do atlas de energia elétrica do Brasil”. 2008.
- [17] VEERS, P., DYKES, K., LANTZ, E., et al. “Grand challenges in the science of wind energy”, *Science*, v. 366, n. 6464, pp. eaau2027, 2019.
- [18] COUNCIL, G. W. E. “Global wind report 2019”. 2019.
- [19] PIMENTA, F., KEMPTON, W., GARVINE, R. “Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil”, *Renewable Energy*, v. 33, n. 11, pp. 2375–2387, 2008.
- [20] NAGABABU, G., KACHHWAHA, S. S., NAIDU, N. K., et al. “Application of reanalysis data to estimate offshore wind potential in EEZ of India based on marine ecosystem considerations”, *Energy*, v. 118, pp. 622–631, 2017.
- [21] LIMA, D. K., LEÃO, R. P., DOS SANTOS, A. C., et al. “Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil”, *Renewable energy*, v. 83, pp. 203–221, 2015.

- [22] NAGABABU, G., BAVISHI, D., KACHHWAHA, S. S., et al. “Evaluation of wind resource in selected locations in Gujarat”, *Energy Procedia*, v. 79, pp. 212–219, 2015.
- [23] MATTAR, C., GUZMÁN-IBARRA, M. C. “A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile”, *Energy*, v. 133, pp. 191–205, 2017.
- [24] CARVALHO, D., ROCHA, A., GÓMEZ-GESTEIRA, M., et al. “Offshore wind energy resource simulation forced by different reanalyses: comparison with observed data in the Iberian Peninsula”, *Applied energy*, v. 134, pp. 57–64, 2014.
- [25] WHARTON, S., LUNDQUIST, J. K. “Atmospheric stability affects wind turbine power collection”, *Environmental Research Letters*, v. 7, n. 1, pp. 014005, 2012.
- [26] CHRISTIANSEN, M. B., KOCH, W., HORSTMANN, J., et al. “Wind resource assessment from C-band SAR”, *Remote Sensing of Environment*, v. 105, n. 1, pp. 68–81, 2006.
- [27] ACKERMANN, T., LEUTZ, R., HOBOHM, J. “World-wide offshore wind potential and European projects”. In: *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262)*, v. 1, pp. 4–9. IEEE, 2001.
- [28] SEMPREVIVA, A. M., BARTHELMIE, R. J., PRYOR, S. “Review of methodologies for offshore wind resource assessment in European seas”, *Surveys in Geophysics*, v. 29, n. 6, pp. 471–497, 2008.
- [29] PRYOR, S. C., BARTHELMIE, R. J. “Comparison of potential power production at on-and offshore sites”, *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, v. 4, n. 4, pp. 173–181, 2001.
- [30] ASSOCIATION, E. W. E. “Wind in our sails”. 2011.
- [31] HASAGER, C. B., PEÑA, A., CHRISTIANSEN, M. B., et al. “Remote sensing observation used in offshore wind energy”, *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, v. 1, n. 1, pp. 67–79, 2008.
- [32] HASAGER, C. B., MOUCHE, A., BADGER, M., et al. “Offshore wind climatology based on synergetic use of Envisat ASAR, ASCAT and QuikSCAT”, *Remote Sensing of Environment*, v. 156, pp. 247–263, 2015.

- [33] RODRIGUES, S., RESTREPO, C., KONTOS, E., et al. “Trends of offshore wind projects”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 49, pp. 1114–1135, 2015.
- [34] PIMENTA, F. M., SILVA, A. R., ASSIREU, A. T., et al. “Brazil Offshore Wind Resources and Atmospheric Surface Layer Stability”, *Energies*, v. 12, n. 21, pp. 4195, 2019.
- [35] KARAGALI, I., PEÑA, A., BADGER, M., et al. “Wind characteristics in the North and Baltic Seas from the QuikSCAT satellite”, *Wind Energy*, v. 17, n. 1, pp. 123–140, 2014.
- [36] CHANG, R., ZHU, R., BADGER, M., et al. “Applicability of Synthetic Aperture Radar wind retrievals on offshore wind resources assessment in Hangzhou Bay, China”, *Energies*, v. 7, n. 5, pp. 3339–3354, 2014.
- [37] SILVA, A. R., PIMENTA, F. M., ASSIREU, A. T., et al. “Complementarity of Brazil hydro and offshore wind power”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, pp. 413–427, 2016.
- [38] SHARP, E., DODDS, P., BARRETT, M., et al. “Evaluating the accuracy of CFSR reanalysis hourly wind speed forecasts for the UK, using in situ measurements and geographical information”, *Renewable Energy*, v. 77, pp. 527–538, 2015.
- [39] SOUKISSIAN, T. H., DENAXA, D., KARATHANASI, F., et al. “Marine renewable energy in the Mediterranean Sea: status and perspectives”, *Energies*, v. 10, n. 10, pp. 1512, 2017.
- [40] NAGABABU, G., KACHHWAHA, S. S., SAVSANI, V. “Estimation of technical and economic potential of offshore wind along the coast of India”, *Energy*, v. 138, pp. 79–91, 2017.
- [41] KIM, H.-G., KIM, J.-Y., KANG, Y.-H. “Comparative Evaluation of the Third-Generation Reanalysis Data for Wind Resource Assessment of the Southwestern Offshore in South Korea”, *Atmosphere*, v. 9, n. 2, pp. 73, 2018.
- [42] HAHMANN, A. N., VINCENT, C. L., PEÑA, A., et al. “Wind climate estimation using WRF model output: method and model sensitivities over the sea”, *International Journal of Climatology*, v. 35, n. 12, pp. 3422–3439, 2015.

- [43] TUCHTENHAGEN, P., DE CARVALHO, G. G., MARTINS, G., et al. “WRF model assessment for wind intensity and power density simulation in the southern coast of Brazil”, *Energy*, v. 190, pp. 116341, 2020.
- [44] BADGER, J., BAUWENS, I., CASSO, P., et al. “Global Wind Atlas”. <https://globalwindatlas.info/>, 2017.
- [45] REBOITA, M. S., AMARO, T. R., DE SOUZA, M. R. “Winds: intensity and power density simulated by RegCM4 over South America in present and future climate”, *Climate dynamics*, v. 51, n. 1-2, pp. 187–205, 2018.
- [46] NEIVA, A. C. D. B., DUTRA, R. M., DE MELO, S. R. F. C., et al. “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013”. <http://novoatlas.cepel.br/>, 2017.
- [47] CHANG, R., ZHU, R., BADGER, M., et al. “Offshore wind resources assessment from multiple satellite data and WRF modeling over South China Sea”, *Remote Sensing*, v. 7, n. 1, pp. 467–487, 2015.
- [48] DO AMARANTE, O. A. C., BROWER, M., ZACK, J., et al. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. 2001.
- [49] LEE, J. A., HACKER, J. P., DELLE MONACHE, L., et al. “Improving Wind Predictions in the Marine Atmospheric Boundary Layer through Parameter Estimation in a Single-Column Model”, *Monthly Weather Review*, v. 145, n. 1, pp. 5–24, 2017.
- [50] “Wind Turbine Modeling and Simulation”. <https://www.nrel.gov/wind/modeling-simulation.html>. Acessado: 2020-05-15.
- [51] SHADMAN, M., SILVA, C., FALLER, D., et al. “Ocean Renewable Energy Potential, Technology, and Deployments: A Case Study of Brazil”, *Energies*, v. 12, n. 19, pp. 3658, 2019.
- [52] PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., PES, M. P., et al. “The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil”, *Renewable Energy*, v. 49, pp. 107–110, 2013.
- [53] DE OLIVEIRA FILHO, O. D., ARAÚJO, A. M., ASIBOR, A. I., et al. “Meeting peak load demand by an offshore wind farm in Brazil”, *Wind Engineering*, v. 37, n. 5, pp. 549–556, 2013.

- [54] PRYOR, S. C., BARTHELMIE, R. “Climate change impacts on wind energy: A review”, *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 14, n. 1, pp. 430–437, 2010.
- [55] DE LUCENA, A. F. P., SZKLO, A. S., SCHAEFFER, R., et al. “The vulnerability of wind power to climate change in Brazil”, *Renewable Energy*, v. 35, n. 5, pp. 904–912, 2010.
- [56] RAO, K. R. *Wind energy for power generation: Meeting the challenge of practical implementation*. Springer, 2019.
- [57] MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G., ROGERS, A. L. *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons, 2010.
- [58] MATHEW, S. *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*, v. 1. Springer, 2006.
- [59] AGENCY, I. R. E. “Innovation Outlook: Offshore Wind”, 2016.
- [60] SKAMAROCK, W. C., KLEMP, J. B., DUDHIA, J., et al. *A Description of the Advanced Research WRF Model Version 4*. Relatório técnico, National Center for Atmospheric Research (NCAR), Boulder, Colorado, USA, 2019.
- [61] MUSIAL, W., HEIMILLER, D., BEITER, P., et al. *2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States*. Relatório técnico, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [62] DRAXL, C., CLIFTON, A., HODGE, B.-M., et al. “The wind integration national dataset (wind) toolkit”, *Applied Energy*, v. 151, pp. 355–366, 2015.
- [63] SAHA, S., MOORTHY, S., PAN, H.-L., et al. “The NCEP climate forecast system reanalysis”, *Bulletin of the American Meteorological Society*, v. 91, n. 8, pp. 1015–1058, 2010.
- [64] HERBACH, H., BELL, B., BERRISFORD, P., et al. “The ERA5 global reanalysis”, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 2020.
- [65] GELARO, R., MCCARTY, W., SUÁREZ, M. J., et al. “The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2)”, *Journal of Climate*, v. 30, n. 14, pp. 5419–5454, 2017.
- [66] EMEIS, S. *Wind energy meteorology: atmospheric physics for wind power generation*. Springer, 2018.

- [67] JUSTUS, C., HARGRAVES, W., MIKHAIL, A., et al. “Methods for estimating wind speed frequency distributions”, *Journal of applied meteorology*, v. 17, n. 3, pp. 350–353, 1978.
- [68] SPERO, T. L., NOLTE, C. G., MALLARD, M. S., et al. “A maieutic exploration of nudging strategies for regional climate applications using the WRF model”, *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 57, n. 8, pp. 1883–1906, 2018.
- [69] DENG, A., STAUFFER, D. R., DUDHIA, J., et al. “Update on analysis nudging FDDA in WRF-ARW”. In: *Proceedings of the 8th WRF Users’ Workshop*, p. 35, 2007.
- [70] STAUFFER, D. R., SEAMAN, N. L. “Multiscale four-dimensional data assimilation”, *Journal of applied meteorology*, v. 33, n. 3, pp. 416–434, 1994.
- [71] LIU, Y., WARNER, T. T., BOWERS, J. F., et al. “The operational mesogamma-scale analysis and forecast system of the US Army Test and Evaluation Command. Part I: Overview of the modeling system, the forecast products, and how the products are used”, *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 47, n. 4, pp. 1077–1092, 2008.
- [72] DZEBRE, D. E., ACHEAMPONG, A. A., AMPOFO, J., et al. “A sensitivity study of Surface Wind simulations over Coastal Ghana to selected Time Control and Nudging options in the Weather Research and Forecasting Model”, *Heliyon*, v. 5, n. 3, pp. e01385, 2019.
- [73] HONG, S.-Y., NOH, Y., DUDHIA, J. “A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes”, *Monthly weather review*, v. 134, n. 9, pp. 2318–2341, 2006.
- [74] JIMÉNEZ, P. A., DUDHIA, J., GONZÁLEZ-ROUCO, J. F., et al. “A revised scheme for the WRF surface layer formulation”, *Monthly Weather Review*, v. 140, n. 3, pp. 898–918, 2012.
- [75] HONG, S.-Y., LIM, J.-O. J. “The WRF single-moment 6-class microphysics scheme (WSM6)”, *Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences*, v. 42, n. 2, pp. 129–151, 2006.
- [76] KAIN, J. S. “The Kain–Fritsch convective parameterization: an update”, *Journal of applied meteorology*, v. 43, n. 1, pp. 170–181, 2004.
- [77] IACONO, M. J., DELAMERE, J. S., MLAWER, E. J., et al. “Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: Calculations with the AER radiative

- transfer models”, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 113, n. D13, 2008.
- [78] NIU, G.-Y., YANG, Z.-L., MITCHELL, K. E., et al. “The community Noah land surface model with multiparameterization options (Noah-MP): 1. Model description and evaluation with local-scale measurements”, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 116, n. D12, 2011.
- [79] YANG, Z.-L., NIU, G.-Y., MITCHELL, K. E., et al. “The community Noah land surface model with multiparameterization options (Noah-MP): 2. Evaluation over global river basins”, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 116, n. D12, 2011.
- [80] TAYLOR, K. E. “Summarizing multiple aspects of model performance in a single diagram”, *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 106, n. D7, pp. 7183–7192, 2001.
- [81] “Statistical yearbook of electricity”. <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anoario-estatistico-de-energia-eletrica-interativo>, 2018. Acessado:2019-11-14.
- [82] LADENBURG, J., DUBGAARD, A. “Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark”, *Energy Policy*, v. 35, n. 8, pp. 4059–4071, 2007.
- [83] EUROPE, W. “Unleashing Europe offshore wind potential: A new resource assessment”, 2017.
- [84] AMANTE, C., EAKINS, B. “ETOPO1 1 arc-minute global relief model: Procedures, data sources and analysis. NOAA Technical Memorandum NESDIS NGDC-24”, *National Geophysical Data Center, NOAA*, v. 10, pp. V5C8276M, 2009.
- [85] WU, X., HU, Y., LI, Y., et al. “Foundations of offshore wind turbines: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 104, pp. 379–393, 2019.
- [86] “Petroleum production in Brazil”. <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/5028-producao-de-petroleo-no-brasil-sobe-4-8-em-dezembro>. Acessado: 2019-11-14.
- [87] CAVALCANTI, I. F. *Tempo e clima no Brasil*. Oficina de textos, 2016.

# Capítulo 5

## Apêndice

Journal Article No.1 (Status: Published Online)

Energy (2020), Volume 196, 117097. DOI  
10.1016/j.energy.2020.117097

### Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions

Luiz Filipe de Assis Tavares, Milad Shadman, Luiz Paulo de Freitas  
Assad, Corbiniano Silva, Luiz Landau, Segen F. Estefen

#### Abstract

The paper presents an assessment of the technical potential of the offshore wind resources of the Southeast and South regions along the Brazilian coastline using atmospheric reanalysis databases. At first, three atmospheric reanalysis databases, CFSv2, ERA5 and MERRA2, are validated using measured data provided by the PNBOIA program. Afterwards, to estimate the technical potential, two approaches are considered for calculating the usable area on the sea surface. The first approach considers the entire area from the shoreline to the limit of the Exclusive Economic Zone (EEZ) along the coastline. In the second approach, some areas are excluded due to technical and environmental restrictions. The NREL 6-MW wind turbine with a capacity density of  $3 \text{ MW}/m^2$  is used for the energy production calculation. The results include the spatial distribution of the wind speed, wind power density, annual energy production and capacity factor, and other important parameters, presented for different water depth intervals.