

Exploração da Complementaridade Eólica *Offshore* para Redução da Variabilidade de Geração

Autor:

Italo Gusmão Fernandes

Orientadores:

Dr. Osvaldo R. Saavedra

Dr. Felipe M. Pimenta

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como
requisito parcial para obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

Instituto de Energia Elétrica
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica
DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA/PPGEE/CCET



Universidade Federal do Maranhão

São Luís - MA

Janeiro 2023

Exploração da Complementaridade Eólica *Offshore* para Redução da Variabilidade de Geração

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como
requisito parcial para obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, UFMA

Prof. Dr. Felipe Mendonça Pimenta, UFSC

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira, UFMA

Prof. Dr. Shigeaki Leite de Lima, UFMA

Prof. Dr. Ramiro Gustavo Ramirez Camacho, UNIFEI

Prof. Dr. Segen Farid Estefen , UFRJ

São Luís-MA

Janeiro 2023

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Gusmão Fernandes, Italo.

Exploração da Complementaridade Eólica Offshore para
Redução da Variabilidade de Geração / Italo Gusmão
Fernandes. - 2023.
96 f.

Coorientador(a): Felipe Mendonça Pimenta.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís-MA, 2023.

1. Algoritmo genético. 2. Eólica offshore. 3. Fontes
renováveis. 4. Otimização do grid. 5. Reanalise. I.
Mendonça Pimenta, Felipe. II. Saavedra, Osvaldo Ronald.
III. Título.

DEDICATÓRIA

À meu novo amor, Tito.

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo **a meu Deus**:

"Porque dele, e por ele, e para ele, são todas as coisas; glória, pois, a ele eternamente. Amém." Rm. 11:36

A minha esposa e filhos Lays, Vitor e Tito pelo amor e cuidado. Vocês são o motivo da minha dedicação em galgar voos cada vez mais altos e nada seria possível sem vocês. É por vocês!

Aos meus pais, Jaime e Marly e minha irmã Karen pelo acolhimento, ensinamentos e amor. Vocês tem grande parte nesta conquista.

Ao meu sogro, Romualdo, minha sogra Késia e minhas cunhadas Laryssa e Lara pela amizade e torcida e cobertura espiritual. Ao meu grande **amigo Delon**.

Ao professor Dr. Felipe Mendonça Pimenta pela enorme paciência e por me ensinar tanto sobre valor à família e também sobre o real significado de excelência e paixão em tudo que fazemos. O meu sincero obrigado pelo suporte e mentoria durante esses 3 anos juntos: você é gigante professor.

Ao professor Dr. Osvaldo Ronald Saavedra, primeiramente por acreditar que este projeto seria concluído, mesmo quando praticamente todos descreditaram diante da minha situação. De coração, obrigado pelas várias chances que me destes mesmo, quando não conseguia entregar o meu melhor. Você é um grande exemplo de profissional e homem. Uma referência que sempre tive, e sempre terei para minha vida.

Aos amigos e colegas do IEE pela amizade e companheirismo.

Aos professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, pelas bases do conhecimento fornecidos que serviram de extrema utilidade para a pesquisa e para meu desenvolvimento profissional e pessoal.

À InvestSun Energia, por ser a provisão de Deus em minha vida.

Meus agradecimentos pelo apoio do **Centro de Lançamento de Alcântara, Plataforma de Pesca Entremares, Petrobrás, Marinha do Brasil, ECMWF (European Center for Medium-Range Weather Forecast), PyGMT (interface Python para o Mapeamento GenéricoTools), Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia das Energias Oceânicas e Fluviais (INCT/INEOF) (CNPq 465672/2014-0), FAPEMA e CAPES (código financeiro 001)**. A coleta de dados do LIDAR-SC foi apoiado pelo Projeto CNPq MOVLIDAR (406801/2013-4). Os dados da TORRE-PETRO foram fornecidos pela Petrobrás. Os dados do LIDAR-MA foram fornecidos pelo Projeto **ESOLAR** (Avaliação dos Efeitos Micrometeorológicos em Diferentes Escalas Temporais e Espaciais no Planejamento e Operação de Parques Eólicos e Fotovoltaicos).

RESUMO

A energia eólica é uma poderosa fonte de geração que pode contribuir para a descarbonização da matriz energética mundial. No entanto, a penetração da energia eólica introduz incertezas sobre a disponibilidade de geração. Esta tese aborda a complementaridade eólica de regiões *offshore* no Brasil, demonstrando que a distribuição estratégica de parques eólicos pode reduzir significativamente a sazonalidade, o risco de períodos sem geração e a dependência de fontes fósseis. Observações de campo, reanálise atmosférica e métodos de otimização são combinados para demonstrar a melhoria da geração do *grid* hipotético formado por parques em fase de licenciamento ambiental e sítios ainda não considerados para exploração *offshore*. Os resultados de potência agregada demonstram que com a realocação dos aerogeradores, uma redução de 66,1% da variabilidade sazonal da rede é possível, com uma penalidade de apenas 9% da energia gerada. Isso é realizado por meio da otimização e inclusão da região norte, que apresenta correlações negativas para as séries mensais com as demais estações. Mais especificamente, o norte e nordeste do Brasil apresentam grandes amplitudes sazonais. No entanto, regimes de vento defasados com forte correlações negativas ($R < -0,6$) e altos valores de fator de capacidade (CF) durante as estações de pico, que ocorrem em jan-fev-mar no norte ($CF > 0,5$) e em ago-set-out no nordeste ($CF > 0,7$). Esses regimes complementares permitem a introdução do conceito de Plantas Eólica de Reserva (PER), parques eólicos que podem ser vistos como “fontes de reserva” para a segurança do sistema. É sugerido que os PERs podem substituir os contratos de usinas de reserva térmica, com vantagens econômicas e ambientais. A análise demonstra que os PERs podem ser de 20 a 32% mais baratas que as reservas térmicas no mercado atual.

Palavras-Chave: eólica *offshore*; fontes renováveis; reanalise; otimização do *grid*; algoritmo genético; energia eólica de reserva

ABSTRACT

Wind energy is a powerful resource contributing to the decarbonization of the electric grid. However, wind power penetration introduces uncertainty about the availability of wind energy. This work addresses the complementarity of remote offshore wind sites in Brazil, demonstrating that strategic distribution of wind farms can significantly reduce the seasonality and the risk of periods without generation and reduce dependence on fossil sources. Field observations, atmospheric reanalysis, and simplified optimization methods are combined to demonstrate generation improvement considering regions under environmental licensing and areas not yet considered for offshore development. Aggregated power results demonstrate that with the relocation of the wind turbines, a reduction of 66.1% of the variability of the network is possible, with a penalty of only 9% of the generated energy and for the results of optimization of the diurnal variability, an improvement of 12.6% is possible. This is accomplished through optimization and the inclusion of the northern region, which presents negative correlations with all other stations. More specifically, the north and northeast of Brazil have large seasonal amplitudes. However, out-of-phase wind regimes with a strong negative correlation ($R < -0.6$) and high-capacity factors (CF) during the peak seasons that occur in Jan-Feb-Mar in the north ($CF > 0.5$) and in Aug-Sep-Oct in the northeast ($CF > 0.7$). These complementary regimes allow for the introduction of the concept of Reserve Wind Power (RWP) plants, wind farms that can be viewed as “reserve sources” for energy security. These can replace the contracts of thermal reserve plants, with resulting economic and environmental advantages. Our analysis suggests that RWP plants can be 20 to 32% cheaper than thermal reserves in the current market.

Keywords: offshore wind power; renewable resources; atmospheric reanalysis; grid optimization; genetic algorithm.

LISTA DE FIGURAS

Figure 1.1	Evolução da capacidade instalada das eólicas de 2011 a 2021 [6]	3
Figure 1.2	Matriz energética brasileira ao final do ano de 2021. Destaque para a fonte eólica com a representação de 11,8% da potência instalada totalizando 21,6 GW [16]	5
Figure 2.1	Evolução Histórica do LCOE (sem subsídios) [32].	12
Figure 2.2	Parque eólico <i>offshore</i> Hornsea 2: 165 turbinas Siemens Gamesa 8MW, capacidade de mais de 1,3 GW, localizado a aproximadamente 89 km da costa de Yorkshire, no Mar do Norte <i>Hornsea 2</i> [34]	14
Figure 2.3	Custo nivelado de energia (<i>Levelized Cost of Energy</i> - LCOE) médios ponderados globais de projetos eólicos <i>offshore</i> 2000-2024 [38]	16
Figure 2.4	Evolução da potência de turbina ao longo dos anos com os principais fabricantes [41].	18
Figure 2.5	Comparação do tamanho médio das turbinas eólicas <i>offshore</i> e <i>onshore</i> de 2019 e 2035 para novos projetos [39].	19
Figure 2.6	Estruturas de fixação típicas aplicadas aos diferentes níveis de profundidade [45]	20
Figure 2.7	Potencial técnico <i>offshore</i> no Brasil [61].	25
Figure 2.8	Complexos Eólicos <i>offshore</i> , projetos com processos de licenciamento ambiental abertos com a disposição dos aerogeradores dentro do complexo [63].	28
Figure 3.1	Fluxograma de análise, incluindo fontes de dados, validação, métodos de análise, simulação uninodal de rede elétrica e otimização.	38
Figure 3.2	Equipamentos utilizados para aquisição dos dados observacionais. (a) LIDAR-SC modelo <i>Zephyr 300</i> (b) TORRE-MA com anemômetros <i>RM Young</i> modelo 86000 (c) LIDAR-MA modelo <i>WindCube V2</i> da <i>Leosphere</i>	40
Figure 3.3	Região de estudo. A barra colorida indica a elevação em metros. A linha fina representa a isóbata de 500 m. A Zona Econômica Exclusiva é delimitada por uma linha preta grossa. Mapa produzido com PyGMT [115]	45
Figure 3.4	Curva de potências da turbina Vestas V164	46
Figure 3.5	Série temporal de velocidade dos ventos comparando observações (azul) com reanálise ERA5 (laranja).	51
Figure 3.6	Distribuições mensais do fator de capacidade para <i>clusters</i> individuais de parques eólicos.	54

Figure 3.7	Correlação R entre pares de estações em função da distância geográfica d . A curva cinza representa o ajuste exponencial desses pontos, $R = \exp(-d/D)$	56
Figure 3.8	O painel à esquerda representa a série temporal de P_{grid} para 30 anos (unidades GW) no caso base.	58
Figure 3.9	Resultados das simulações do <i>grid offshore</i> . Os painéis à esquerda representam a série temporal de P_{grid} para 30 anos (unidades GW). Os painéis à direita indicam o histograma correspondente e distribuições cumulativas de P_{grid}	62
Figure 3.10	Caso base e resultados do AG para os parâmetros extremos, através do gráfico <i>box-plot</i>	63

LISTA DE TABELAS

Table 2.1	<i>Ranking</i> dos 10 países com maior capacidade eólica instalada em GW [33]	13
Table 2.2	<i>Ranking</i> de capacidade eólica <i>offshore</i> instalada por país [35]	15
Table 3.1	Estações <i>offshore</i> selecionadas para análise, numeradas de $i = 1$ a 9 (<i>cluster</i>), com os respectivos valores de $A(pu)$ representa a amplitude, ϕ a fase (rad) e $M(pu)$ o fator de capacidade médio.	46
Table 3.2	Coordenadas e estatísticas dos pontos de observações (OBS) comparadas com ERA5. A média da velocidade do vento, o desvio padrão (<i>std</i>), os valores mínimo e máximo, a raiz quadrada do erro quadrático médio (RMSE) e o coeficiente de correlação de Pearson (<i>R</i>) são listados. A coluna “altura” lista a altura original dos dados.	52
Table 3.3	Resultados para simulação e otimização do <i>grid offshore</i> . Nas colunas com os estados estão as potências alocadas em GW	61
Table 3.4	Resultados para simulação e otimização do <i>grid offshore</i> , sem AP como variável de decisão do algoritmo. Os mesmos parâmetros da Tabela 3.3 são registrados aqui, para a mesma metodologia proposta.	61
Table A.1	Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5	80
Table A.2	Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5	80
Table A.3	Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG, sem incluir AP como variável de decisão. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5	81
Table A.4	Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG, sem incluir AP como variável de decisão. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5	81

ABREVIACÕES

IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
WRF	<i>Weather Research and Forecasting Model</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
ECMWF	<i>European Center for Medium-Range Weather Forecasts</i>
CLA	Centro de Lançamento de Alcântara
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MMA	Ministério do Meio Ambiente
FC	Fator de Capacidade
GA	Algoritmo Genético
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
MERRA-2	<i>Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2</i>
JRA55	<i>Japanese 55-year Reanalysis</i>
CFSv2	<i>NCEP Climate Forecast System</i>
ERA5	<i>ECMWF Reanalysis, Fifth Generation</i>
PER	Plantas Eólicas de Reserva
NZE	<i>Net Zero Emission</i> (Emissão Líquida Nula)
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capital)
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
IEA	<i>International Energy Agency</i>
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
ACL	Ambiente de Contratação Livre
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
HVAC	<i>High Voltage AC</i> (Alta Tensão em Corrente Alternada)
HVDC	<i>High Voltage DC</i> (Alta Tensão em Corrente Contínua)
O&M	Operação e Manutenção
PNE	Plano Nacional de Energia

PL	Projeto de Lei
SIN	Sistema Interligado Nacional
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
PIS	Programa de Integração Social
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PMO	Programação Mensal da Operação
TR	Termo de Referência
PPA	<i>Power Purchase Agreemen</i> (Contrato de Compra de Energia)

SUMÁRIO

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract	vii
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Abreviações	xi
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativas do Trabalho	7
1.2 Objetivos Gerais do Trabalho	9
1.2.1 Objetivos Específicos	9
1.2.2 Contribuições do Trabalho	9
1.3 Estrutura do Trabalho	10
2 EÓLICAS OFFSHORE	11
2.1 Introdução	11
2.2 O que é a energia eólica <i>offshore</i> ?	12
2.3 Características da Tecnologia Eólica <i>offshore</i>	15
2.3.1 Evolução do custo nivelado de energia	15
2.3.2 Tecnologia de turbinas	17
2.3.3 Tecnologia de Fundações	18
2.3.4 Tecnologia de Transmissão	22
2.4 Impactos Ambientais	22
2.5 Potencial dos recursos nacionais	24
2.6 Planejamento estratégico, licenciamento ambiental e marcos legais	27
2.7 Otimização de sistemas eólicos <i>offshore</i>	31
3 EXPLORAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS SÍTIOS EÓLICOS <i>offshore</i> PARA REDUÇÃO DA VARIABILIDADE SAZONAL DE GERAÇÃO	34
3.1 Prefácio	34
3.2 Introdução	34
3.3 Metodologia	37
3.3.1 Dados Observacionais	38
3.3.2 Reanálise atmosférica ERA5	41
3.3.3 Validação ERA5	42
3.3.4 Parques <i>offshore</i> em planejamento	43
3.3.5 Problemas de Otimização envolvendo energias renováveis	46

3.3.6	Formulação de problema	47
3.3.7	Otimização Sazonal	48
3.4	Resultados	49
3.4.1	Validação ERA5	49
3.4.2	Caracterização dos ventos	50
3.4.3	Correlação entre sítios	55
3.4.4	Simulação do grid <i>offshore</i>	56
3.4.5	Otimização do grid <i>offshore</i>	58
3.4.6	Plantas Eólicas de Reserva	63
3.5	Conclusão	65
4	SUMÁRIO E CONCLUSÕES	67
4.1	Sugestões para trabalhos futuros	68
	REFERÊNCIAS	70
	APPENDICES	79
	A APÊNDICE	79
	Publicações	82

INTRODUÇÃO

Os últimos tempos têm sido marcados pela preocupação mundial acerca da emissão de poluentes na atmosfera. Após a crise do petróleo na década de 1970 foram estabelecidos acordos que impactaram o setor elétrico, a exemplo do Protocolo de Kyoto. Por meio desse acordo, foram estabelecidos mecanismos para reduzir e combater o aquecimento global. Uma dessas ações é a implantação do plano NZE (*net zero emission*) que visa zerar as emissões líquidas de gases de efeito estufa - sobretudo o dióxido de carbono (CO_2)- de processos industriais e na geração de energia até 2050, porém com a garantia de um fornecimento seguro de energia. Além disso, espera-se que a demanda mundial de eletricidade cresça 40% até 2050, atingindo o nível de $60.000 \text{ TWh ano}^{-1}$, conforme a Associação Internacional de Energia [1], reforçando os desafios que o setor de energia enfrentará nas próximas décadas.

Outro fato de impacto significativo do mercado de energia mundial no ano de 2022 foi a guerra da Rússia-Ucrânia, o maior conflito bélico ocorrido na Europa, depois da Segunda Guerra Mundial. A Rússia é um dos maiores exportadores de óleo, gás e carvão e as sanções mundiais aplicadas trouxeram à tona a vulnerabilidade da cadeia de suprimento de energia do velho mundo [2]. Além do mais, a dependência energética europeia do fornecimento de insumos russos, já vinha mostrando sinais de fraqueza desde a retomada das atividades econômicas no pós-COVID [3].

Nesse sentido, um dos principais desafios do setor energético é introduzir uma maior participação das fontes renováveis na geração de energia, a fim de diminuir a utilização de fontes fósseis, que contribuem para a emissão de gases de efeito estufa (GEE), que intensificam o aquecimento global, a acidificação dos oceanos e mudanças das condições climáticas do planeta [4]. O cenário de guerra intensificou a necessidade mundial por acelerar investimentos em fonte limpas, agilizando os processos de licenciamento ambiental e tornando os leilões de energia mais dinâmicos.

Motivados por essa problemática, os países ao redor do mundo têm se preocupado cada vez mais com este tema. Alguns países já alcançaram altas participações das renováveis em suas matrizes energéticas, tais como Paraguai (99%), Noruega (97%) e Costa Rica (93%) [5]. A capacidade instalada deste tipo de fonte, pelo quarto ano consecutivo, superou as fontes fósseis e nucleares combinadas, o que as leva ao patamar de mais de um terço da potência mundial instalada. Isso se deve, em parte, às políticas de incentivos e metas que apresentam bons indicativos para o setor, junto a diminuição dos custos e aos avanços tecnológicos. Os custos destas tecnologias, a exemplo solar e eólica, em muitos países se tornaram mais competitivas do que as tradicionais plantas a combustão, ao ponto da implantação de novos parques eólicos e fotovoltaicos inviabilizarem a operação das antigas termelétricas em termos econômicos. [6, 7]

Do ponto de vista financeiro, as fontes renováveis apresentam uma economia significativa quando comparadas às usinas termelétricas. Isso se deve principalmente ao alto preço do combustível que oneram o Custo Operacional (OPEX) das plantas convencionais. Além do mais, a necessidade global por uma matriz energética descarbonizada fez com que as instituições governamentais de todo o mundo incentivassem as renováveis com algum tipo de subsídio, no intuito de expandir os investimentos nestas fontes. No contexto brasileiro, as renováveis são incentivadas por isenções em impostos estaduais e municipais (IRPJ, ICMS, PIS, CSLL) para pessoas jurídicas e, para pessoas físicas, é possível se beneficiar de um sistema de compensação de crédito pela geração distribuída domiciliar. No caso da solar fotovoltaica, há uma forte política de isenção que vai desde o IPI para equipamentos, até incentivos da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) desta fonte em caso de geração centralizada.

A perspectiva para o cenário nacional das renováveis para os próximos anos difere das últimas duas décadas, quando se viveu uma situação de alta demanda e escassez na oferta de energia. O desafio, segundo o Plano Nacional de Energia 2050 [8], é gerenciar a abundância de recursos do país, dentre uma ampla gama de fontes.

Dentre as fontes renováveis, a energia eólica é uma das tecnologias mais desenvolvidas. Conforme os dados da *International Renewable Energy Agency* [9], em 2012 a capacidade eólica total instalada no mundo era de 266.918 MW, sendo 261.584 MW *onshore* e 5.334 MW *offshore*. Nos últimos dez anos o crescimento total médio foi de 13% ao ano. Mesmo quando as economias decaíram sob o peso dos bloqueios do Covid-19, o ano de 2021 foi o melhor da história para a indústria eólica global, com 102 GW de nova capacidade instalada, sendo 18,7

GW em parques eólicos em regiões marinhas (*offshore*). Um crescimento de 7% em relação a 2019 [9] (melhor ano histórico até então), atingindo um total de 845 GW de capacidade acumulada em todo o mundo (sendo 54 GW *offshore*) [10]. Todos os recordes foram quebrados, impulsionados por ações políticas, inovação tecnológica e a crescente urgência em combater as mudanças climáticas. Os parques eólicos *offshore*, objeto de investigação nesta tese, serão abordados em maior detalhe nas próximas seções. Considerando o crescimento percentual ano após ano, as capacidades eólicas total, *onshore* e *offshore* apresentaram aumento médio de 13,40%, 12,79% e 30,36%, respectivamente, com destaque especial para a eólica *offshore* que apresentou 62,03% de aumento entre os anos de 2020 e 2021, expandindo de 34.362 MW para 55.678 MW. A Figura 1.1 ilustra a evolução da capacidade eólica instalada desde 2011.

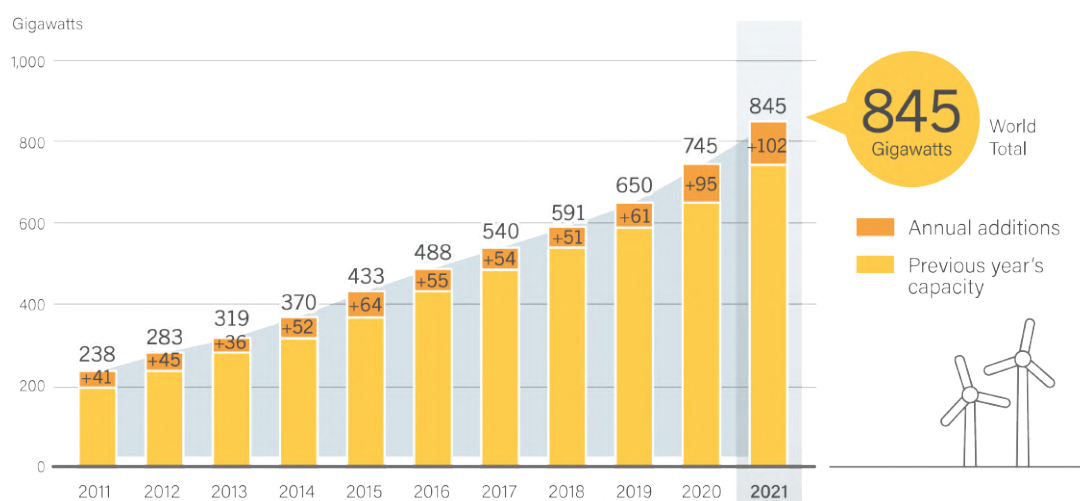


Figura 1.1: Evolução da capacidade instalada das eólicas de 2011 a 2021 [6]

A *International Energy Agency* (IEA) projeta um crescimento de cerca de 13% ao ano do mercado eólico *offshore* nas próximas duas décadas com base no cenário das políticas de incentivo de cada país. Nesse contexto, a IEA estima uma capacidade instalada em alto mar (*offshore*) de aproximadamente 560 GW até 2040, com crescimento anual de 30 GW até 2030, chegando a 40 GW em 2040 [9]. O Brasil apresenta elevado potencial para produção de energia por meio de parques eólicos *offshore* em regiões costeiras próximas à grandes cidades [11–13].

No Brasil, é possível observar o aumento das fontes renováveis na produção de energia quando se observa a geração por fonte no período de 2009 a 2021. Conforme os dados da operação do ONS [14], as fontes eólica e solar impulsionaram o aumento da oferta energética renovável no país, enquanto a participação relativa das hidrelétricas foi reduzida, dando mais espaço às fontes alternativas. Já a produção por meio das termelétricas apresentou variações no

período, motivadas, sobretudo, pela característica de despachabilidade, utilizadas principalmente nos períodos de pouca chuva, em que os reservatórios das hidrelétricas alcançam níveis críticos.

A capacidade elétrica instalada atual do país é de 182 GW (Figura 1.2), com uma contribuição significativa (83%) de fontes renováveis. A energia hidrelétrica fornece 56,4% (103 GW), seguida por 11,8% (21,6 GW) dos ventos, 8,9% (16,2 GW) da biomassa e 2,5% (4,6 GW) da solar [15][16]. Todas as turbinas eólicas estão instaladas em áreas continentais, não existindo ainda parques eólicos *offshore* em operação no Brasil.

Segundo o PNE 2050 (Plano Nacional de Energia), partindo da premissa que até 2050 a demanda nacional será o triplo do valor de 2015, as eólicas alcançarão entre 110 e 195 GW de potência instalada, o que representará 50 a 85 GW médio de energia gerada anualmente, representando de 22% a 33% da matriz elétrica brasileira. A potência instalada poderá chegar a 200 GW considerado 100% da expansão de geração renovável e 100% da frota elétrica de veículos [8].

As térmicas representam atualmente cerca de 17% da capacidade instalada do país. Elas fazem *backup* de todo o sistema elétrico. Sempre que as turbinas eólicas falham no curto prazo, ou os reservatórios hidrelétricos experimentam períodos de seca de longo prazo, as térmicas cumprem os contratos de operação em regime de reserva do sistema.

A capacidade de armazenamento hidroelétrico do país ronda os 216 TWh (cerca de 100 GW em 90 dias). Normalmente, em média, apenas 52% dessa capacidade é usada [17]. Os reservatórios às vezes atingem níveis críticos, conforme observado em 2011, 2014 e, mais recentemente, em 2021. Estas situações são frequentemente atribuídas à variabilidade climática, mas também estão presumivelmente relacionados à gestão, preços e principalmente a crescente demanda do país.

Pesquisas recentes demonstram a complementaridade entre fontes renováveis, tais como eólica-hidráulica ou eólica-solar [18, 19]. A ideia da complementaridade energética, gira em torno de entender os padrões de intermitência de recursos renováveis, e mensurar o quanto um conjunto de fontes poderá assistir uma a outra para fornecer uma potência firme mais constante. Em [12, 20] foi estudado a complementaridade hidro-eólica no Brasil, concluindo que os ventos litorâneos estão fortemente descorrelacionados ao fluxo de entrada dos rios em muitas regiões geográficas. Os ventos *offshore* do norte e especialmente nordeste mostraram-se altamente complementares com os regimes hidrológicos das bacias do São Francisco, Atlântico Oriental, Atlântico Sudeste, Paraná, Paraguai, Uruguai

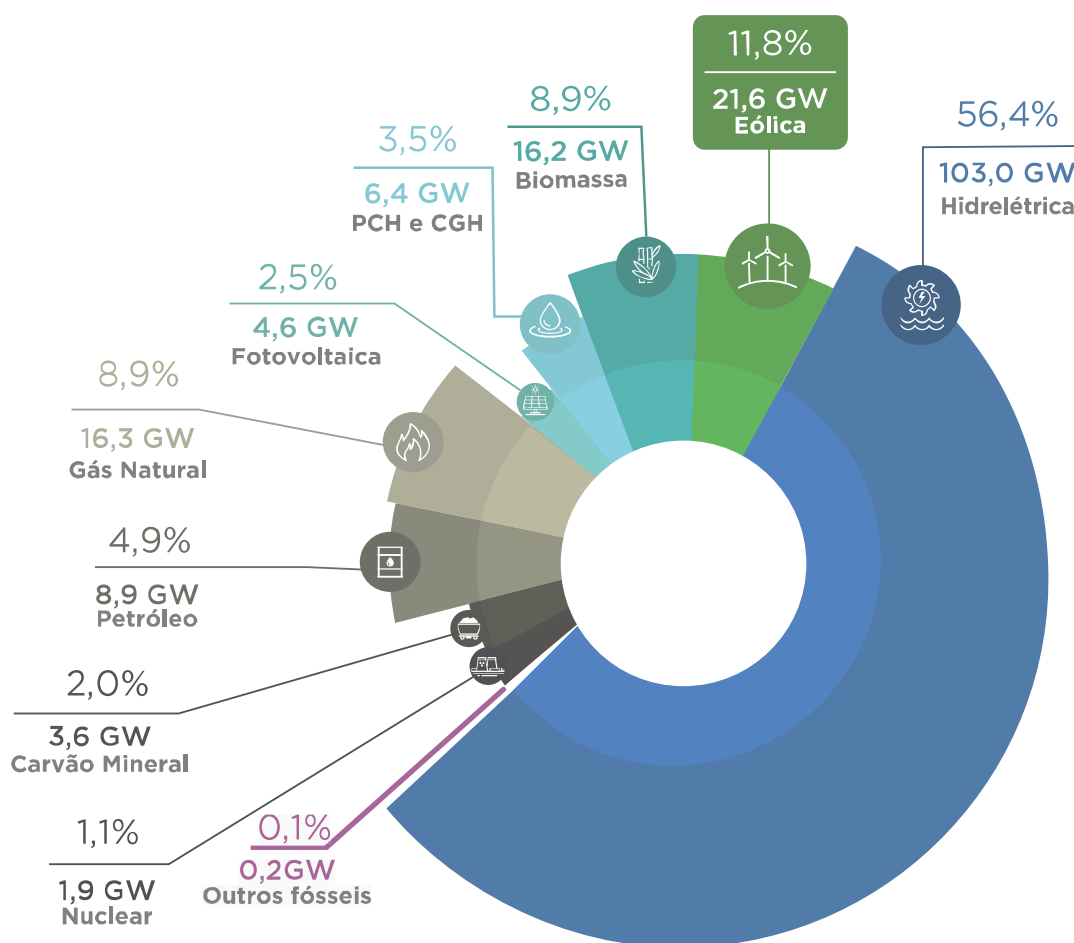


Figura 1.2: Matriz energética brasileira ao final do ano de 2021. Destaque para a fonte eólica com a representação de 11,8% da potência instalada totalizando 21,6 GW [16]

e Atlântico Sul. Entretanto, a complementaridade hidro-eólica pode não ser suficiente para preservar os reservatórios das hidrelétricas em níveis de segurança.

A exploração *offshore* vem ganhando força devido à sua viabilidade técnica e econômica. Algumas vantagens sobre o desenvolvimento *onshore* são: disponibilidade de grandes áreas contínuas, maiores velocidades do vento, fatores de capacidade elevados, menos turbulência, menor cisalhamento do vento, ruído reduzido e baixo impacto visual e sonoro [21–23]. Embora as turbinas *offshore* tenham maiores custos de instalação e operação, elas operam com fatores de

capacidade maiores, demonstrando períodos de retorno semelhantes para os investimentos.

A capacidade *offshore* mundial instalada é de 35 GW, lideradas pelo Reino Unido (28,9 %), China (28,3 %), Alemanha (21,9 %) e Holanda (7,4 %) [24]. Recursos excepcionais aguardam para serem explorados em muitas áreas oceânicas adjacentes a quase todos os continentes [25–28], possibilitando a geração mais próxima aos grandes centros de carga, ocasionando economias com custos de transmissão e distribuição de energia.

O recurso técnico *offshore* do Brasil é estimado em 1,3 TW para fundações de turbinas de até 100 m de profundidade [12, 13, 29–31]. Considerando toda a Zona Econômica Exclusiva, os recursos crescem para 7,2 TW. Uma grande particularidade observada no território brasileiro é a sazonalidade dos recursos renováveis. Para as plantas hidrelétricas, por exemplo, o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) mitiga os riscos hidrológicos causados pela sazonalidade anual, através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), compensando os períodos de baixa pluviosidade ocorrendo em épocas diferentes do ano nas diversas regiões com bacias hidrográficas. Pimenta *et. al* (2019) (ver Figura 9 de [30] e Figura 12 de Silva *et. al* (2016) [12]), mostraram que pode haver um forte fator sazonal entre os recursos eólicos *offshore* da região norte do Brasil e as demais localidades da costa. Esta análise abre um leque de possibilidades para exploração de recursos nesta região a fim de explorar a complementaridade da fonte no país.

No momento da redação desta tese, cerca de 169 GW de parques eólicos *offshore* estão sob licenciamento ambiental no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) (Figura 2.8). Embora o contexto seja otimista, o desenvolvimento *offshore* exigirá uma forte coordenação para o uso deste recurso abundante e intermitente.

Esta tese de doutorado irá investigar o problema da estabilização sazonal do recurso eólico *offshore* do Brasil. A diversificação regional na alocação de parques eólicos será explorada a fim de reduzir a variabilidade introduzida por esta nova fonte, a ser conectada ao sistema elétrico nacional nos próximos anos. Além do mais, serão avaliados o grau de complementaridade entre regiões pouco atrativas para investimentos *offshore* (região norte), e o conceito de plantas eólicas de reserva como uma estratégia de manutenção da segurança do sistema e descarbonização da rede.

1.1 JUSTIFICATIVAS DO TRABALHO

A implantação de parques eólicos *offshore* trará novos desafios à operação sistema interligado nacional (SIN). Tendo em vista que a capacidade eólica *offshore* em fase de licenciamento é praticamente o valor total da capacidade de plantas de geração de todas as fontes instaladas no Brasil, espera-se que nos próximos anos, a penetração de energia proveniente dos ventos oceânicos na rede será significativa. Para oferecer diretrizes aos tomadores de decisões sobre o comportamento das fontes eólicas, estudos de macroescala com o uso de modelos atmosféricos de reanálise, em conjunto com curvas de potência de turbinas podem ser utilizados para o planejamento estratégico energético de longo prazo.

A programação mensal da operação (PMO) do sistema tem como objetivo garantir a segurança do SIN através das estratégias planejadas com base nas informações das condições de geração e carga previstas para meses específicos. Para determinação deste plano, são necessários, dentre outros dados, análise das condições meteorológicas previstas nas bacias hidrográficas, estado atual dos reservatórios e a previsão de carga atualizada. Com um estudo de simulação da geração eólica *offshore* é possível entender a magnitude do impacto que a intermitência inserida na rede elétrica poderá acarretar custos extras nos serviços ancilares que visam garantir a segurança do sistema. Esta previsão terá grande peso na elaboração do PMO, tendo em vista o percentual significativo da energia do SIN proveniente desta fonte.

Além disso, está constatado que o processo de massificação das fontes renováveis em sistemas de potência pode trazer benefícios não somente financeiros, mas também contribuir para o processo de descarbonização da rede. É esperado que a energia eólica assuma um papel essencial na transição de um sistema com predominância de combustíveis fósseis para um que utilize em sua maioria as fontes renováveis.

Todas as fontes renováveis implantadas no Brasil foram potencializadas por fortes estratégias políticas de subsídios que permitiram o desenvolvimento estratégico dentro do mercado de energia. Para os consumidores especiais enquadrados no ambiente de contratação livre (ACL) há a obrigatoriedade de contratar geração de fontes renováveis, tais como pequenas centrais hidrelétricas (PCH), eólica, biomassa, solar, etc. Estas fontes possuem incentivos de descontos principalmente no uso da rede de transmissão de distribuição. Esses são alguns dos exemplos de subsídios para as fontes renováveis no mercado de energia brasileiro. Para o desenvolvimento do recurso eólico *offshore* o governo também

precisará adotar estratégias para impulsionar a fonte, seguindo o modelo de outras renováveis, diminuindo a morosidade do processo de licenciamento ambiental de modo a fazer com que o mercado se torne mais atrativo para investidores.

No estado da arte de modelagem eólica *offshore*, tanto no que se refere à pesquisa bibliográfica, bem como a exploração do recurso, constata-se entre outros, os seguintes aspectos que ainda são pouco estudados a nível nacional:

1. **Validação ERA5 com dados à altura da turbina:** Um dos grandes desafios para a elaboração de estudos energéticos nos países emergentes é a disponibilidade de séries temporais com ampla cobertura espacial e temporal na altura de turbinas a nível oceânico. Dados públicos de boias com longas durações estão disponíveis, entretanto com pobre cobertura espacial e apenas na altura de 3,7 m. O emprego de reanálises atmosféricas preenche esta lacuna observacional, possibilitando o desenvolvimento de estudos e projetos.
2. **Estabilização da rede *offshore*:** A variabilidade dos ventos *offshore*, injetará na rede uma flutuação significativa que precisará ser compensada através de artifícios, tais como fontes de reserva.
3. **Estudo da complementaridade regional ao longo da costa do Brasil:** Esse tipo de estudo permitirá a identificação dos perfis de ventos sazonais constatando o grau de complementaridade entre as regiões.
4. **Políticas de incentivo para desenvolvimento da fonte:** A fonte eólica *offshore* ainda está em fase inicial de implantação no Brasil. Portanto, é uma boa hora para se pensar em políticas de incentivos que potencializarão o desenvolvimento da implantação no cenário nacional, bem como a capilaridade regional, para distribuição dos parques no litoral brasileiro.
5. **Uso de fontes renováveis como energia de reserva:** Fontes fósseis, normalmente utilizadas como reserva de energia para garantir a segurança do sistema elétrico, são altamente poluentes e contribuem para o agravamento do efeito estufa. Entretanto, fontes renováveis podem ser utilizadas como *backup*, trazendo o benefício da redução da emissão de gases do efeito estufa.

1.2 OBJETIVOS GERAIS DO TRABALHO

Este trabalho tem como objetivo investigar a variabilidade dos ventos em alto mar do Brasil, simulando a performance de futuros parques eólicos *offshore*, para otimizar a sua geração agregada.

1.2.1 *Objetivos Específicos*

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Verificar o grau de complementaridade entre parques eólicos *offshore* em proposição e sua correlação com a distância entre sítios;
- Estudar a sazonalidade de sítios *offshore* na costa do Brasil, caracterizando os regimes eólicos de cada localidade;
- Analisar a geração de potência de diferentes regiões *offshore*, propondo modificações nos aspectos de potência instalada e locais dos parques eólicos;
- Validar o produto de reanálise ERA5 para velocidades de vento a altura do rotor da turbina através de dados observacionais;
- Avaliar a viabilidade econômica do uso de parques eólicos *offshore* como fontes de reserva de energia para mitigação da sazonalidade da geração; e
- Empregar ferramentas de inteligência artificial para otimização da alocação de potência eólica de um grid offshore hipotético.

1.2.2 *Contribuições do Trabalho*

Este trabalho apresenta contribuições à área de energia eólica, mas que irão beneficiar o sistema elétrico. São elas:

1. Demonstração de correlações negativas entre pares de estações eólicas que estão separadas por distâncias geográficas médias e grandes. Outros trabalhos apresentaram correlações próximas a zero, mas não com a significância das correlações negativas relatadas aqui.

2. Simulação de parques eólicos futuros a serem conectados no SIN. Este é o primeiro trabalho brasileiro a estudar a geração agregada da fonte em larga escala.
3. Descrever a estabilização sazonal através da diversificação geográfica da alocação de parques. Outros trabalhos da área tiveram o foco central na estabilização horária. A sazonalidade é em geral explorada através de mecanismos de compensação para as hidrelétricas no sistema brasileiro, mas aqui o estudo será para os ventos.
4. Emprego de métodos existentes para simular a geração eólica agregada, mas para um tipo de clima (tropical e subtropical). Estudos anteriores relacionados à otimização de larga escala foram realizados principalmente em latitudes mais altas.
5. Alocação ótima de parques eólicos através de inteligência artificial. Os resultados fornecem diretrizes interessantes para os tomadores de decisão.
6. Desenvolver o conceito de Parques Eólicos de Reserva. O trabalho sugere o uso de parques eólicos em substituição às plantas de energia térmica de reserva no Brasil.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado em quatro capítulos, incluindo esta introdução. O estado da arte, com os principais fatores de mercado, o atual desenvolvimento tecnológico das eólicas *offshore* e o cenário do mercado atual, são explorados no **Capítulo 2**, bem como os conceitos básicos dos vários níveis de otimização no processo de implantação de parques eólicos. No **Capítulo 3** está registrado o artigo publicado como principal produto desta tese, com os resultados em versão estendida. Por fim, as conclusões obtidas na análise dos resultados a partir das simulações computacionais, contribuições do presente trabalho e aspectos concernentes a trabalhos futuros estão contidas no **Capítulo 4**.

EÓLICAS OFFSHORE

2.1 INTRODUÇÃO

O uso final de energia elétrica hoje representa 20% do total da energia global, e com o plano NZE até 2050 esta parcela será de cerca de 50%. Com toda a preocupação pelo uso de fontes de energia limpas, a previsão é que até o ano de 2030 os investimentos no setor de eletricidade serão até 6 vezes maiores que os do setor de óleo e gás. As oportunidades de mercado para energia solar, eólica, baterias de lítio, hidrogênio verde e células de combustíveis somam cerca de US\$ 27 trilhões previstos até 2050.

Dentre as renováveis, a energia extraída dos ventos é uma das mais maduras tecnologicamente. Isto se deve ao fato de que os aerogeradores foram aperfeiçoados ao longo de mais de 130 anos de desenvolvimento. Trata-se de uma das fontes renováveis que mais recebe investimentos em todo mundo. As pesquisas voltadas ao desenvolvimento da tecnologia estão concentradas principalmente em fundações, aerodinâmica das turbinas e eficiência dos geradores.

Atualmente 55% da cadeia de suprimento de equipamento para geração de energia eólica é proveniente da China. A Figura 2.1 ilustra a evolução do custo nivelado de energia LCOE (custo nivelado de energia). As barras cinza representam a faixa de variação entre os custos mínimos e máximos por ano. A linha pontilhada representa o valor médio do LCOE. Na parte superior do gráfico, as linhas pontilhadas com os pontos nas extremidades trazem a informação da redução percentual do custo nivelado no intervalo de tempo especificado. Entre os anos de 2009 e 2021 houve um decréscimo de 72% no LCOE médio anual, que se deve principalmente ao desenvolvimento das tecnologias de aerogeradores, que agora se apresentam em alturas maiores e com maiores diâmetros de turbina do rotor [9]. Há também uma redução expressiva no desvio padrão do LCOE com os anos, de cerca de 68USD em 2009 para 24 USD em 2021.

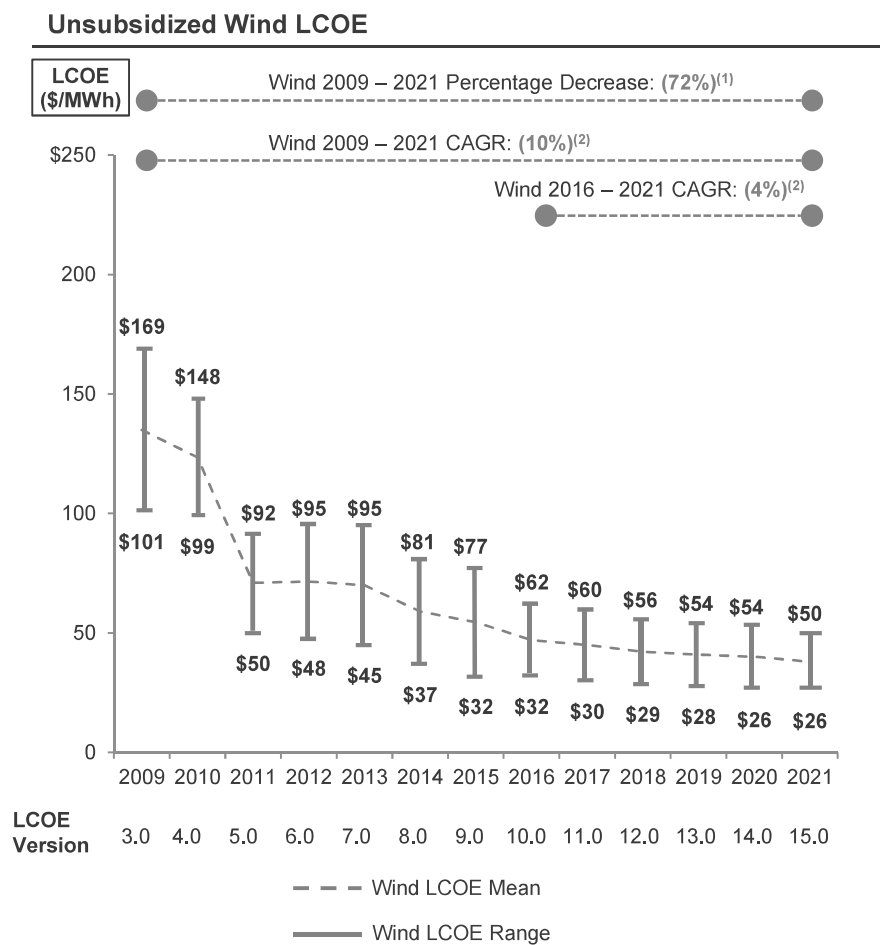


Figura 2.1: Evolução Histórica do LCOE (sem subsídios) [32].

¹ Representa a diminuição percentual média da extremidade superior e inferior da faixa LCOE

² Representa a taxa média anual composta de declínio da extremidade superior e inferior do LCOE

CAGR: *Compound Annual Growth Rate*-Taxa de Crescimento Anual Composta

A Tabela 2.1 traz os 10 países com maior capacidade eólica instalada, com destaque para China com 328,97 GW. O Brasil, apesar da grande extensão de costa litorânea, se encontra na 7ª posição do *ranking*.

2.2 O QUE É A ENERGIA EÓLICA *offshore*?

A energia eólica *offshore* refere-se ao aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica quando realizada sobre corpos aquáticos, como o oceano profundo,

Tabela 2.1: *Ranking* dos 10 países com maior capacidade eólica instalada em GW [33]

#	País	Capacidade Instalada em GW (2021)
1	China	328,973
–	União Europeia	187,497
2	USA	132,738
3	Alemanha	63,76
4	Índia	40,067
5	Espanha	27,497
6	Reino Unido	27,13
7	Brasil	21,161
8	França	18,676
9	Canadá	14,304
10	Suíça	12,08

mares costeiros, baías, lagoas e reservatórios hidroelétricos. (Figura 2.2). Neste caso problemas como preservação de reservas ambientais em áreas continentais litorâneas, poluição sonora e visual podem ser evitadas, além de apresentar diversas outras vantagens em relação às instalações continentais (*onshore*), tais como:

- Disponibilidade de grandes áreas, que possibilitam a instalação de maiores turbinas e implantação de projetos de maior escala;
- Ventos mais constantes e, portanto, maior fator de capacidade das turbinas eólicas *offshore*, que podem chegar a até 60% (para as *onshore* a média é de 30%).
- Ventos mais intensos que a *onshore*. Uma turbina que opera sob velocidade média de $6,7 \text{ ms}^{-1}$ gera o dobro de uma que opera a $5,36 \text{ m s}^{-1}$, já que a potência extraída depende do cubo da velocidade do vento. A medida que o ponto de instalação se distancia do continente, os ventos tendem a ser mais intensos.
- Menores índices de turbulência, já que a rugosidade do mar é menor se comparado ao continente, permitindo uma melhor eficiência da turbina e diminui o estresse mecânico na estrutura como um todo.

Entretanto, as eólicas *offshore* também apresentam algumas desvantagens em relação às *onshores*:



Figura 2.2: Parque eólico *offshore* Hornsea 2: 165 turbinas Siemens Gamesa 8MW, capacidade de mais de 1,3 GW, localizado a aproximadamente 89 km da costa de Yorkshire, no Mar do Norte *Hornsea 2* [34]

- Haverá um custo mais elevado com fundações oceânicas;
- Custos adicionais com cabos submarinos para interligação à rede;
- Processo de instalação mais demorado e caro, com restrições (em algumas localidades) para as condições climáticas adversas em algumas épocas do ano;
- Acesso limitado para operação e manutenção (O&M) durante o funcionamento o que resultará na redução na disponibilidade da potência entregue.

No cenário mundial, dos 845 GW de potência eólica instalados, 54 GW são *offshore*. Somente no ano de 2021 foram instalados 18,7 GW de potência no oceano, o que representou 18% das novas instalações eólicas, superando o ano de 2019 (melhor ano com 10% da representatividade da potência global instalada) [7]. Ao final do ano de 2021, 18 países (12 na Europa, 5 na Ásia e 1 na América do Norte) já possuíam capacidade eólica *offshore* em operação. A Tabela 2.2 registra o *ranking* de capacidade instalada por país ao redor do mundo (potência em operação e em construção) com clara liderança de China (35%), Reino Unido (22,5%) e Alemanha (14%).

Tabela 2.2: *Ranking* de capacidade eólica *offshore* instalada por país [35]

#	País	Em operação (MW)	Em construção (MW)
1	China	19749	7993
2	UK	12281	2990
3	Alemanha	7701	0
4	Holanda	3010	2289
5	Dinamarca	2343	0
6	Bélgica	2263	0
7	Taiwan	237	2505
8	Suécia	191	0
9	Coreia do Sul	104	0
10	Vietnã	99	0
11	Japão	85	140

2.3 CARACTERÍSTICAS DA TECNOLOGIA EÓLICA *offshore*

2.3.1 *Evolução do custo nivelado de energia*

A inovação tecnológica, o amadurecimento da indústria e os incentivos fiscais tem colaborado para o desenvolvimento das eólicas, sendo hoje uma das fontes mais competitivas do mercado. Wiser *et. al* (2021) demonstra que nos últimos cinco anos os declínios de custos foram intensificados para as eólicas *offshore* [36]. Como será mencionado nas seções posteriores, inovações de engenharia, manufatura e comerciais foram notórias, mas ainda há bastante espaço para evolução e redução dos custos.

A implantação de parques eólicos *offshore* ainda é mais cara que os *onshore*. O custo nivelado de energia (LCOE) gira em torno de 83 US\$/MWh (custo que pode variar conforme o local de implantação) comparado a 26-50 US\$/MWh na *onshore*. Entretanto, em alguns locais existe a limitação de espaço para instalação de parques *onshore* por restrições ambientais, sociais e econômicas, viabilizando assim, a implantação *offshore*, como acontece em muitos locais da Europa e Estados Unidos [37]. Segundo o relatório anual de geração eólica da GWEC de 2022, o LCOE médio ponderado global de projetos eólicos *offshore* recém-comissionados caiu de US\$ 188/MWh em 2010 para US\$ 79/MWh em 2021, uma redução de 58% [9]. A Figura 2.3 apresenta o estudo da IRENA para a evolução do LCOE das eólicas *offshore* confirmando que os resultados recentes de leilões e contrato de compra de energia (PPA) em projetos previstos para entrar em operação até o

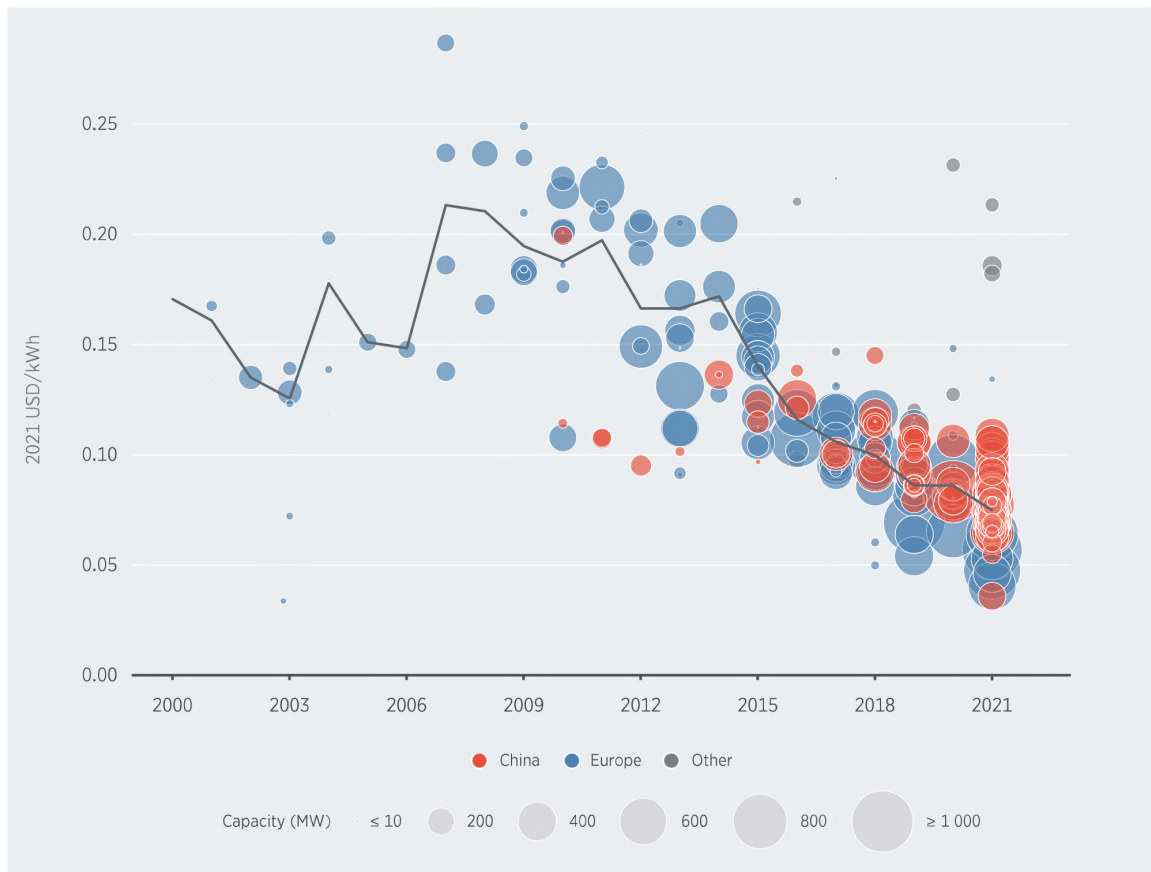


Figura 2.3: Custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE) médios ponderados globais de projetos eólicos *offshore* 2000-2024 [38]

ano de 2024 representam uma mudança radical na competitividade, com preços na faixa de US\$ 50/MWh a US\$ 100/MWh. Vale mencionar que na Europa os custos nivelados, em algumas situações, já chegam ao patamar de US\$ 51/MWh e na Ásia a US\$ 69/MWh [38].

Um grande passo dado nos últimos anos para as eólicas *offshore* (como será citado na Seção 2.3.3) foi o desenvolvimento de estruturas flutuantes que podem fazer com que os custos destinados a fundações sejam minimizados e o processo de fixação simplificado. Outro ponto importante que tem contribuído para o desenvolvimento das eólicas *offshore* e diminuição no LCOE da tecnologia é a potência das turbinas. Ao passo que as novas turbinas *onshore* utilizam de potências entre 6 e 7 MW, as novas eólicas *offshore* aparecem com potências entre 11 e 16 MW [9]. Wiser *et. al* [39] prevê que as eólicas *onshore* terão uma redução de 24% do LCOE até 2030 contra 30% das *offshore fixed-bottom* e 25% das flutuantes, com melhorias no fator de capacidade, aerodinâmica, CAPEX, OPEX e atratividade para investidores. Para o horizonte de 2050, o mesmo estudo indicou reduções no LCOE de 35% para as *onshore*, 41% para as *offshore fixed-bottom* e 38% para as

offshore flutuantes. O mesmo estudo indica ainda que até 2030 haverá melhorias no fator de capacidade e na vida útil da turbina, com aumentos de 9% para o FC e 25% para a vida útil no caso das eólicas *offshore* flutuantes.

Esses avanços serão principalmente impactados pelos seguintes fatores: rotores maiores, avanços no projeto do rotor, torres mais altas, custos de financiamento reduzidos, durabilidade/confiabilidade dos componentes, maior capacidade da turbina, projetos de fundação/estrutura de suporte, economias de escala por meio do tamanho do projeto, eficiências do processo de instalação e equipamentos de instalação/transporte. Maiores detalhes serão explorados nas seções 2.3.2 e 2.3.3

2.3.2 Tecnologia de turbinas

O aumento do diâmetro do rotor dos aerogeradores nos últimos anos foi mais agressivo se comparado ao aumento da potência nominal, o que provavelmente indica maiores esforços para o aproveitamento aerodinâmico do que nas partes de engenharia da nacele de cada turbina. A indústria seguiu o plano de que pás mais longas com melhor desempenho aerodinâmico poderiam produzir mais do que se um novo modelo com maior capacidade nominal fosse introduzido no mercado no setor de energia eólica [40]. Comparado com a primeira turbina eólica *offshore* Bonus B35/450kW instalada em 1991, o diâmetro do rotor aumentou consideravelmente nas últimas três décadas. Segundo [41] Siemens Gamesa SG8.4-167DD e DEC DF10.0-185DD representam os maiores rotores instalados na Europa e na Ásia, respectivamente em 2021, mas o modelo *offshore* Haliade X da GE Renewable Energy, com um diâmetro de rotor de 220 metros, instalado em Rotterdam em 2019 mantém o recorde mundial [41]. Segundo Enevoldsen *et. al* (2019), as medidas de diâmetro do rotor aumentaram significativamente ao longo das décadas passadas. Porém, pás com comprimento acima de 60 m requerem mais fibras de carbono, e o custo aumenta consideravelmente em relação ao ganho potencial de energia, razão pela qual pás que excedem esse comprimento são tipicamente construídos inteiramente por fibras de vidro. Os fabricantes continuam a corrida por turbinas cada vez mais potentes, com a expectativa de uma geração de geradores com potência nominal acima de 10 MW. Na Figura 2.4 está ilustrada a evolução de potência de turbina ao longo dos anos com os principais fabricantes do mercado. As linhas sólidas representam as instalações já completas e as pontilhadas, protótipos ainda não instalados. Conforme a legenda, tem-se: gráfico azul marinhos - modelo tradicional de alta velocidade, vermelho -

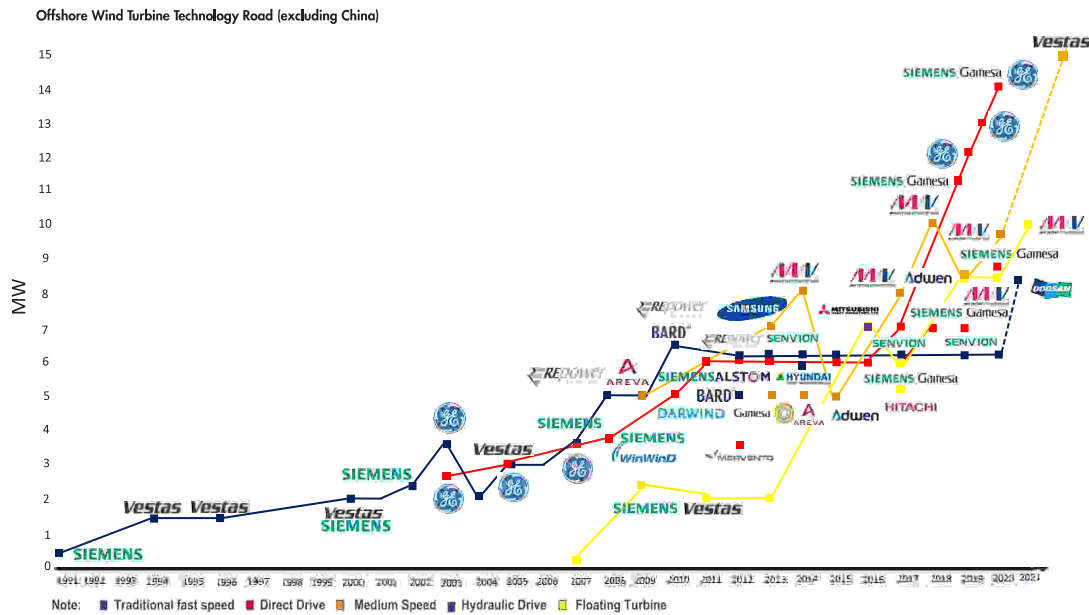


Figura 2.4: Evolução da potência de turbina ao longo dos anos com os principais fabricantes [41].

modelo de drive direto, amarelo escuro - velocidade média, roxo - drive hidráulico, amarelo claro - turbinas flutuantes.

A poluição visual causada por parques eólicos é um argumento constante para as oposições sociais. No entanto, no intuito de aproveitar a questão da alteração do cisalhamento do vento em áreas com obstáculos na superfície, os desenvolvedores podem utilizar do aumento da altura das torres. No entanto, torres mais altas implicam no aumento da espessura da base, limitando as restrições de transporte e aumentando os custos, um ponto a ser considerado pela indústria.

Wiser *et. al* (2016), prevê que até 2030 a potência nominal média das turbinas *onshore* será de 3,25 MW com 115 m de altura do rotor, e 135 m de diâmetro do rotor para as *onshore*, 11 MW de potência, 125 m de altura e 190 m de diâmetro para as *offshore fixed-bottom*, e 9 MW de potência, 125 m de altura e 190m de diâmetro para as *offshore* flutuantes. A Figura 2.5 ilustra a evolução das turbinas eólicas *offshore* em tamanho ao longo dos últimos anos e a expectativa até o ano de 2030 [39].

2.3.3 Tecnologia de Fundações

O investimento em fundações pode corresponder de 20 a 30% do custo global de um parque eólico *offshore* típico [42]. Portanto, a seleção do tipo de fundação

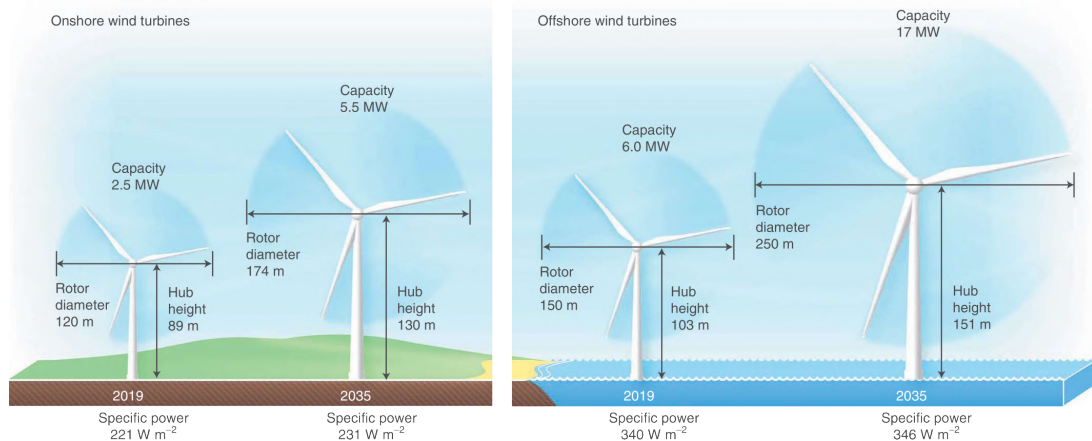


Figura 2.5: Comparação do tamanho médio das turbinas eólicas *offshore* e *onshore* de 2019 e 2035 para novos projetos [39].

adequado para turbinas eólicas *offshore* é fundamental para a exploração de energia.

A maioria dos parques *offshore* estão localizados a mais de 10 km da costa em profundidades de água superiores a 10 m. A produção eólica *offshore* é mais complexa que a *onshore* em termos de projeto do sistema de fundações e turbinas [43]. As fundações devem estar conectadas ao fundo do mar, resistindo a força das ondas e das correntes. As turbinas e rotores devem estar localizados acima do nível da crista das ondas mais altas.

A tecnologia para fundação de turbinas eólicas *offshore* divide-se em dois grandes grupos: estruturas fixas ao fundo (*fixed-bottom*) e estruturas flutuantes (*floating technologies*). Projetos com fundações *fixed-bottom* somam mais de 33 GW de projetos eólicos *offshore* globais. Este tipo de fundação é normalmente aplicado para profundidades de até 50 m. As estruturas mais comuns são (Ver Figura 2.6) :

- Fundações de base de gravidade: O projeto de fundações de base de gravidade utiliza da força gravitacional exercida pela própria turbina que deve ser suficiente para resistir a momentos extremos de capotamento, deixando as estruturas de suporte eretas no fundo do mar. Estes tipos de fundação estão normalmente situados para águas de até 10 m de profundidade.
- Fundações monopilar: É composta por uma única estaca tubular de aço com diâmetro de 3–8 m. Os monopilares geralmente estão localizadas em águas de profundidade relativamente rasas, variando entre 20 e 40 m.
- Bases de tripé: São compostas por três estacas tubulares de aço de diâmetro médio dispostas em um triângulo equilátero, cujo ápice suporta a estrutura

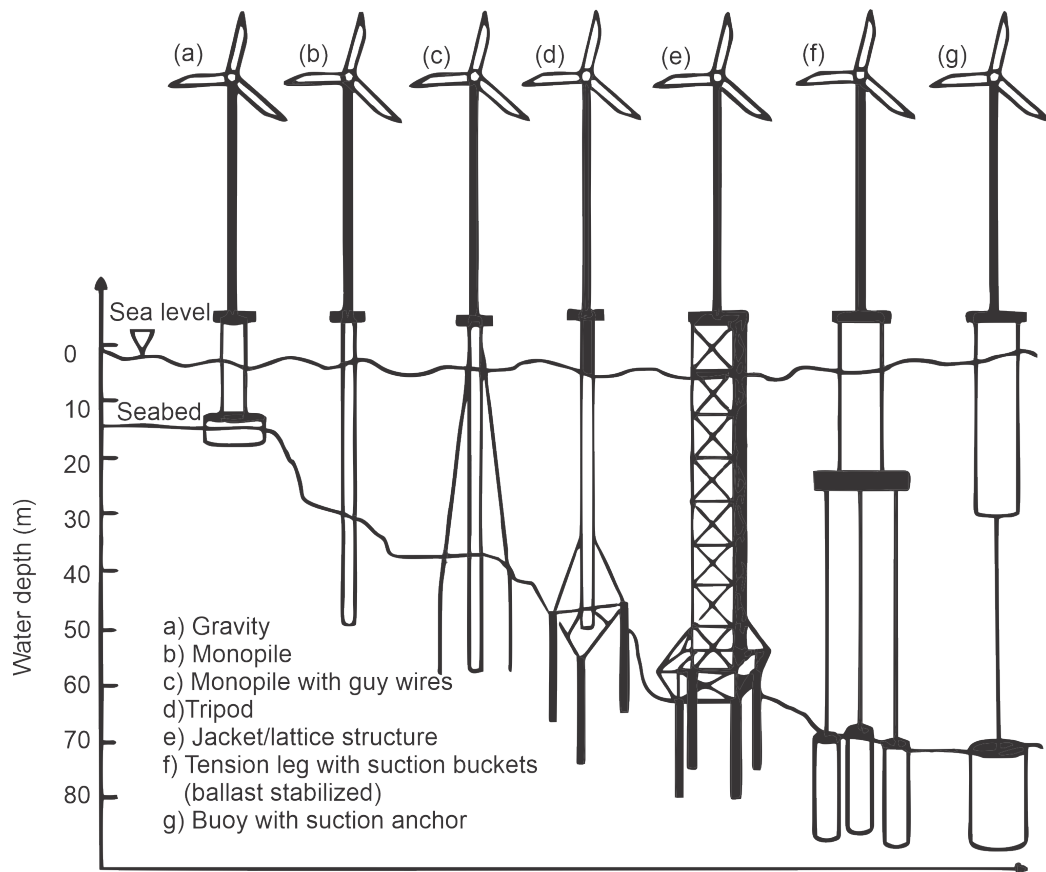


Figura 2.6: Estruturas de fixação típicas aplicadas aos diferentes níveis de profundidade [45]

treliçada superior do tripé. Como uma unidade pré-moldada, uma treliça tripé pode suportar cargas superiores aplicadas à torre e fornecer tensões e momentos às três estacas de aço. A fundação do tripé é estável, leve e adequada para aplicação em profundidades de água de 10 a 35 m.

- Fundações de jaqueta (estrutura treliçada): Compreende uma estrutura de armação especial montada a partir de membros tubulares de aço, que geralmente são fabricados antecipadamente por soldagem em terra. A jaqueta é então transportada para o local e fixada no fundo do mar. As fundações de revestimento são relativamente econômicas em termos de consumo de aço, mas o armazenamento, a logística e a instalação podem ser caras, elevando substancialmente o custo total [44]. Até o momento, as fundações tipo jaqueta têm sido amplamente utilizadas em profundidades intermediárias de até 50 m.

Potenciais inovações a serem aplicadas para este grupo de fundações no intuito de reduzir o CAPEX do parque eólico incluem: desenvolvimento de estrutura para

condições específicas por sítio, estratégias de controle avançadas para redução da fadiga e cargas extremas nos suportes das estruturas, aprimoramento de técnicas de manutenção, desenvolvimento de materiais avançados como, materiais leves, de alta resistência, resistentes à corrosão e revestimentos estruturais que demonstram maior confiabilidade ou menor custo.

Por outro lado, grande parte do potencial eólico *offshore* mundial se encontra em águas profundas (>50 m) o qual irá exigir o uso de tecnologias flutuantes. A primeira turbina eólica flutuante de teste (tipo plataforma TLP- *Tension Leg Platforms*) foi instalada pela *Blue H Technologies* na costa italiana com uma capacidade nominal de 80 kW em 2008 (Figura 2.6e). Em 2009, a primeira turbina eólica flutuante em escala de MW do mundo, Hywind com uma capacidade de 2,3 MW e uma fundação *spar*, foi instalada pela *Statoil* no Mar do Norte perto da Noruega. Em 2011, a *WindFloat* foi desenvolvida pela *Principle Power Inc.* com uma turbina Vestas de 2 MW, e instalada a 4 km da costa da Aguçadoura, Portugal, em aproximadamente 45 m de profundidade. A *WindFloat* tem uma fundação semissubmersível e é a segunda turbina eólica flutuante em escala MW. Os modelos de plataformas mais comuns se beneficiaram dos avanços nas plataformas flutuantes de petróleo e gás, tais como plataformas tension leg (TLPs), semissubmersíveis, e plataformas do tipo *spar* [46].

A fronteira de profundidade de 50 m é conhecida como limite para o uso de estruturas fixas ao fundo e 100 m como o limite atual para estruturas flutuantes. Modelos de custo mostraram que a tecnologia eólica flutuante tem o potencial de atingir o mesmo custo (ou menor) que a eólica *offshore fixed-bottom* até 2030 [47–49]. À medida que o mercado se expande, os efeitos da curva de aprendizado e as economias de escala podem contribuir para reduzir o custo da tecnologia eólica *offshore* flutuante e alcançar a paridade com a tecnologia de fundo fixo [49]. A pretensão global para empreendimentos em energia eólica *offshore* flutuante mais que dobrou em 2021. No geral, os projetos previstos utilizando este tipo de fundação em 2021 cresceu de 26.529 MW para 60.746 MW. Três projetos eólicos *offshore* flutuantes entraram em operação em 2021, totalizando 57,1 MW de nova capacidade flutuante. O maior projeto eólico *offshore* flutuante construído até hoje (50 MW), Kincardine *offshore* Wind Farm, entrou em operação na Escócia (Principle Power, Inc. 2021) [50].

2.3.4 Tecnologia de Transmissão

No que se diz respeito a transmissão da energia produzida pelos aerogeradores ao continente, é usualmente utilizada tecnologia de Alta Tensão em Corrente Alternada (HVAC), uma solução simples e econômica para entrega efetiva da produção do parque *offshore*, transmissão de energia em massa e integração confiável para sistemas renováveis de grande escala [51, 52]. Os primeiros parques eólicos *offshore* transmitiam energia via média tensão, já que a capacidade instalada de turbinas não era tão significativa e os projetos se localizavam próximos da costa. O primeiro projeto *offshore* a transmitir em HVAC foi o *Danish Horns Rev1* em 2002, com uma tensão de 150 kV, o que era necessário já que o parque estava a 17 km da costa com uma potência de 160 MW.

Os links HVAC apresentam a particularidade de perdas significativas de energia quando utilizadas em longas distâncias para transmissão, juntamente com o problema da entrega de potência reativa. Assim, a transmissão HVAC tende a ser evitada para aplicações *offshore* a grandes distâncias da costa (onde há sítios mais atrativos para geração). Para parques a uma distância superior a 50 km da costa e uma potência total acima de 100 MW a opção com melhor viabilidade financeira são os links HVDC. A tecnologia de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC) tem se mostrado uma solução atrativa para transmissão de potência *offshore*, já que apresentam menos perdas, viabilizando o investimento em uma tecnologia mais avançada, que envolverá conversores de potência [53].

2.4 IMPACTOS AMBIENTAIS

A energia eólica *offshore* é considerada uma fonte de energia limpa, pois não causa emissão de gases do efeito estufa na atmosfera¹ nem problemas com o descarte de resíduos radioativos, como as usinas nucleares. Entretanto, os impactos ao meio ambiente precisam ser considerados na implantação do parque, o que normalmente são pré-requisitos para os processos de licenciamento ambiental. Os impactos causados pelo parque poderão ocorrer em três etapas: comissionamento, operação e descomissionamento. Impactos causados no comissionamento serão basicamente os mesmos do descomissionamento [54].

Dentre os principais impactos ambientais causados por parques eólicos *offshore* estão: degradação do habitat, aumento nos níveis de ruídos, alteração da cadeia

1 no processo de operação/geração de energia, muito embora os processos de construção e fabricação envolvam emissões destes gases. Ainda assim, comparado às fontes tradicionais, as emissões são praticamente irrelevantes.

alimentar, riscos de colisões e poluição causada pelo tráfego de embarcações através da liberação de sedimentos contaminantes do fundo do mar [55]. A instalação dos aerogeradores comumente não traz perdas significativas de habitat, muito embora locais inapropriados possam causar efeitos danosos para certos táxons [56].

Os casos de colisões na implantação de parques eólicos no oceano acontecem normalmente em duas ocasiões: colisões de aves, com a incidência direta na torre ou na turbina, e colisões de vertebrados marinhos (cetáceos) no ambiente sub-aquático. Embora as colisões possam ocorrer, o impacto causado por estas instalações se dará principalmente pela redução da abundância de aves no local, que seguirão a tendência de evitar o local. Alguns estudos apontam que os impactos são pouco contundentes e que as aves podem se adaptar ao novo ambiente, desviando-se das turbinas ou dos parques eólicos [57].

Outro impacto causado é a ação dos campos magnéticos gerados por cabos de transmissão submarinos. Por mais que estes campos magnéticos tenham intensidades semelhantes aos das linhas de transmissão terrestres, os cabos poderão afetar espécies marinhas sensíveis a estes efeitos, tais como mamíferos marinhos, peixes ósseos, tartarugas marinhas e algumas espécies de peixes [58].

Alguns estudos abordaram o tema ambiental para o caso das eólicas *offshore* no Brasil. Hernandez *et. al* (2021) traz uma ampla revisão bibliográfica sobre os impactos ambientais causados pela fonte desde a instalação até o descomissionamento do parque, concluindo que os impactos mais severos estão na fase de instalação, mas impactos consideráveis ao ecossistema na fase de O&M podem ser significativos. Um estudo de caso para a costa brasileira foi realizada por estes autores, incluindo na análise os recursos biológicos, áreas de proteção ambiental, a presença de plataformas de óleo e gás *offshore*, e *hotspots* de ventos nas regiões oceânicas da ZEE.

A revisão dos recursos biológicos revelou a existência de uma enorme variedade de espécies endêmicas e migrantes no ecossistema. Outro ponto crítico abordado neste trabalho é o conflito de interesses entre sítios *offshore* para exploração de óleo e gás que pode ocorrer entre as duas indústrias. Os autores sugerem uma padronização nos parâmetros ambientais, com unidades de medições, e campanhas de coleta sustentáveis em campo durante a fase de planejamento do projeto, visando a análise específica do estresse causado pela implantação no sítio em questão [59].

Gonzales *et. al* (2020), direcionou os estudos para a parte regulatório no cenário nacional, tomando por base os procedimentos do mercado de óleo e gás

offshore no país, e cases de países em fases mais avançadas de amadurecimento da implantação de parques eólicos *offshore*, como Reino Unido, Dinamarca e Alemanha. O trabalho propõe um marco regulatório para desenvolvimento da fonte no Brasil, sugerindo opções de tarifas diferenciadas para a venda da energia proveniente deste recurso, modelos de licença ambiental simplificados e a inclusão do processo de descomissionamento ao fim da vida útil da planta [60].

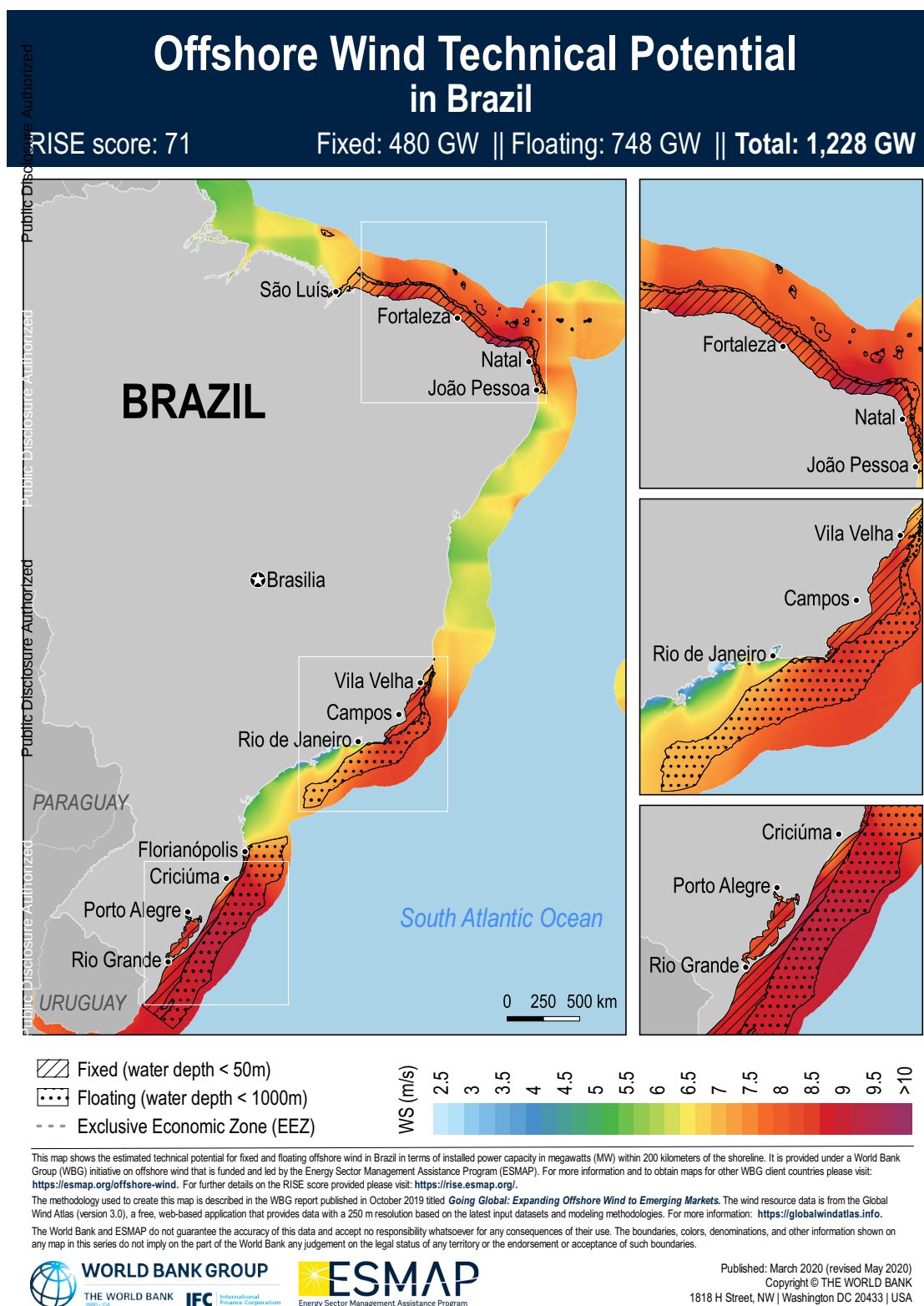
2.5 POTENCIAL DOS RECURSOS NACIONAIS

O Brasil possui recursos eólicos *offshore* abundantes e tem atraído a atenção de investidores para este mercado. O *Roadmap Eólica offshore Brasil* da EPE [13] utilizou de uma metodologia com três bases de dados (Wind Atlas, CEPEL e ERA5) para estimar o potencial de ventos oceânicos. No estudo foi adotada uma área aproveitável de $3,75\text{MW}/\text{km}^2$ para as regiões do norte e nordeste e $2,6\text{MW}/\text{km}^2$ para regiões do sul e sudeste. A turbina DTU (Universidade Técnica da Dinamarca) de 10 MW foi adotada para simulação de potência extraída. Os resultados indicaram que, em áreas consideradas atrativas para exploração de geração de energia (acima de 7m s^{-1}), o potencial eólico *offshore* é estimado em 697 GW para profundidades de até 50 m.

O *Global Wind Atlas* também traz informações sobre o potencial eólico *offshore* no Brasil, estimando um potencial técnico total de 1228 GW, sendo 480 GW para profundidades de até 50m e 748 GW em profundidades de até 1000 m. O documento faz destaque a pontos de maior atratividade na disponibilidade de energia para as regiões costeiras do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba, no nordeste, Rio de Janeiro e Espírito Santo no Sudeste, e Santa Catarina e Rio Grande do Sul na região Sul [61]. A Figura 2.7 ilustra o potencial eólico *offshore* no Brasil com dados extraídos do *Global Wind Atlas* que utiliza um modelo de *downscaling* partindo de um *grid* de 30 km (ERA5) para 3 km de resolução espacial. As áreas destacadas representam zonas de alto potencial de ventos, discriminando as zonas de exploração para tecnologias de fundo fixo (<50 m) e flutuantes (>50m).

Recentemente Pimenta *et. al* (2019), estudou a estabilidade da camada atmosférica e os recursos eólicos *offshore* do Brasil, através de dados satelitários do *Blended Sea Winds* da NOAA [30]. O estudo descreve bem o comportamento sazonal dos ventos oceânicos na costa do país:

"A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) é identificada por um trecho zonal de ventos horizontais de baixa velocidade que migra de 0° em janeiro a 5°N em julho. Com a ZCIT posicionada ao sul, os alísios de nordeste geram



fortes ventos de $8,5 \text{ m s}^{-1}$ nas costas do AP e PA em janeiro. Os alísios de sudeste criam ventos ainda mais fortes nas costas de PB, RN, CE, PI e MA em julho (10 m s^{-1}), quando a ZCIT migra para norte. O Anticiclone do Atlântico Sul (AAS) está localizado perto de 30°S e 20°O em janeiro, quando os ventos médios de leste a leste dominam as costas sudeste e sul do Brasil. Os ventos do nordeste são especialmente fortes sobre RJ (9 m s^{-1}), SC e RS ($8,5 \text{ m s}^{-1}$). Em julho, o AAS migra para o norte para 28°S e os de oeste tornam-se mais dominantes na costa do RS. A região sul do Brasil experimenta mudanças sinópticas nas condições de vento. As frentes frias atingem a região com frequência ao longo do ano, mas com mais força no outono-inverno. As velocidades médias dos ventos em julho estão em torno de 10 m s^{-1} nas costas de SC, RS e RN e CE.” Tradução do inglês de [30].

Pimenta *et. al* (2019), conclui o estudo descrevendo o potencial eólico na costa brasileira em 725 GW entre 0–35 m de profundidade, 980 GW para 0–50 m, 1,3 TW para 0–100 m e 7,2 TW para a Zona Econômica Exclusiva (ZEE).

Apesar de recursos excepcionais, a energia eólica *offshore* ainda é explorada no Brasil. Entretanto, até o momento da escrita deste trabalho os projetos *offshore* em fase de licenciamento já somam cerca de 169 GW de potência, distribuídos em 66 projetos, com mais de 11 mil aerogeradores ao longo da costa (ver Figura 2.8).

O corredor norte-nordeste do país é onde se apresentam os sítios mais interessantes para instalação de parques *offshore* devido aos ventos alísios que apresentam velocidades com variância reduzida e duração permanente. Além do mais, os grandes centros populacionais destes estados se concentram justamente na costa norte [29], o que possibilita que a geração e o consumo de energia estejam próximos, minimizando assim os investimentos em sistemas de transmissão de energia.

Indiscutivelmente, a região nordeste é a mais favorecida no que se diz respeito aos futuros investimentos em energia eólica *offshore*. Isso se deve a intensidade dos ventos nesta região. Dos empreendimentos em fase de licenciamento ilustrados na Figura 2.8, 43% dos parques são no nordeste, 19% no sudeste e 36% no sul. O maior parque está localizado no Rio Grande do Sul com 482 aerogeradores NGT236 de 13,5 MW totalizando 6,5 GW de capacidade instalada. Vale ressaltar, que não há parques na região norte, embora os estudos (Figura 9 de [30]) apontem para a disponibilidade dos recursos e complementaridade nesta localidade.

Alguns outros estudos também avaliaram o potencial eólico para o cenário nacional, seja a nível local ou para toda a costa do país. Vinhoza *et. al* (2021) faz uma análise completa do potencial eólico *offshore* brasileiro através de uma

metodologia de decisão multi-critério. A metodologia inédita inclui restrições ambientais, sociais, técnicas e econômica no levantamento do potencial nacional. Os resultados indicam 10 regiões com melhor atratividade para investimento na energia dos ventos, totalizando um potencial teórico de 125,9 GW, com destaque para Maranhão, Piauí e Ceará.

O potencial eólico nacional, considerando a metodologia proposta, é de 1064 GW [62]. No que se diz respeito a estimativa de potencial eólico local, Tavares *et. al* 2020 utiliza três bancos de dados (CFSv2, ERA5 e MERRA2, os quais foram comparados em termos de performance) para avaliação do potencial eólico *offshore* da região sul e sudeste do Brasil. Para este trabalho foi estimado um potencial técnico, considerando áreas de restrições ambientais, de 344 GW, sendo 86% desta capacidade para águas com profundidades maiores que 50 m [31].

Pimenta *et. al* (2008) utilizou dados meteorológicos satelitais (QuikSCAT) e medições para avaliar a disponibilidade do recurso eólico *offshore*, desenvolvendo mapas de vento da região sul e sudeste. Com a metodologia adotada foi mensurado um recurso de produção eólico de 102 GW para o sul de Santa Catarina e o Rio Grande do Sul [29].

Gomes *et. al* 2019, utilizou uma metodologia simplificada com dados de boias oceânicas, curvas aproximadas de potência de turbina para determinar as funções de densidade de probabilidade dos locais das estações meteorológicas e suas produções anuais [64]. Lima *et. al* 2015 utilizou o modelo atmosférico de mesoescala da *Regional Atmospheric Modeling System* (RAMS) para estimar o potencial eólico *offshore* do estado do Ceará. No estudo foram considerados três períodos de análise: La Niña, El Niño e ano neutro. Os resultados indicaram velocidades médias de ventos acima de 8 m s^{-1} e densidade de potência acima de 720 W m^{-2} , concluindo que a batimetria do estado do Ceará é rasa e a rota dos grandes navios está muito além da costa, não oferecendo perigo a empreendimentos futuros na região [65].

2.6 PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO, LICENCIAMENTO AMBIENTAL E MARCOS LEGAIS

Um marco importante para o início do desenvolvimento das eólicas *offshore* no Brasil foi a elaboração do *Roadmap Eólica offshore* Brasil por parte da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), com o principal objetivo de identificar os desafios que serão enfrentados para o desenvolvimento desta tecnologia no cenário nacional, fazendo-se entender alguns aspectos particulares importantes sobre esta fonte,

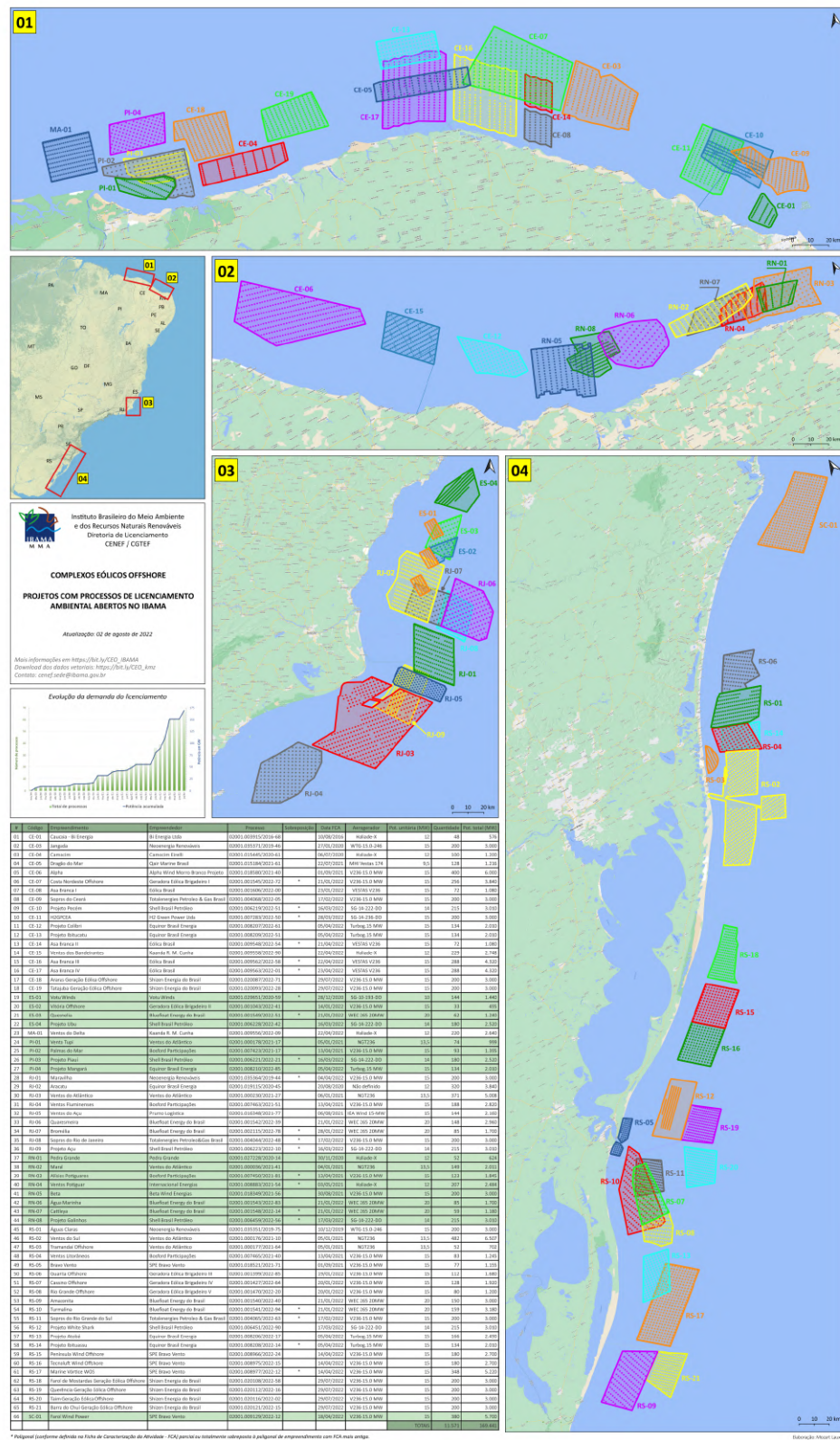


Figura 2.8: Complexos Eólicos *offshore*, projetos com processos de licenciamento ambiental abertos com a disposição dos aerogeradores dentro do complexo [63].

e por fim, trazendo recomendações para o planejamento estratégico nacional [66]. O estudo tomou por base referências bibliográficas e relatórios públicos internacionais, interagindo diretamente com outros órgãos nacionais. Além do mais, o intuito do *roadmap* teve como uma das principais expectativas assistir na identificação de oportunidades e contribuir para a modernização do setor elétrico nacional. O documento ressalta alguns desafios a serem enfrentados no desenvolvimento da fonte. Alguns deles são:

- Adequação do sistema portuário brasileiro para atender à demanda da indústria eólica *offshore*, em local próximo à implantação dos projetos.
- Adaptação necessária da atual indústria eólica nacional (hoje direcionada ao mercado *onshore*) para atender às demandas de projetos *offshore*.
- Disponibilidade de navios e outras embarcações adequadas ao transporte, instalação e manutenção das estruturas.
- Necessidade de especialização dos profissionais envolvidos, tanto da esfera governamental quanto da iniciativa privada *offshore*.
- Identificação de reforços na infraestrutura de transmissão necessários ao pleno escoamento da geração eólica *offshore*.
- Competitividade frente a outras fontes renováveis atualmente disponíveis no SIN.

Entretanto, o aspecto regulatório tem sido um entrave para o desenvolvimento desta fonte no Brasil. Ao contrário do que acontece nas eólicas *onshore*, solar e outras fontes renováveis de geração (propriedade dos estados e municípios) o ambiente oceânico que cobre a ZEE nacional é de propriedade da União. Assim, até o final do ano de 2021 ainda não existia uma regulamentação para cessão destas áreas para investidores com interesse na exploração de geração de energia eólica no ambiente marítimo. Além do mais a falta de um procedimento para licenciamento ambiental dos sítios intencionados à exploração de energia agregava aos imbróglis da situação do novo mercado nacional de eólicas *offshore*, até que no final do ano de 2020 o IBAMA lançou o Termo de Referência (TR) padrão para complexos eólicos *offshore*. O TR tem objetivo trazer fundamentação para elaboração de estudos de impacto ambiental com diretrizes e critérios para o processo de licenciamento ambiental, para os empreendimentos de geração eólica em alto mar [67].

O enorme apetite dos investidores nesta tecnologia fez com que diversas solicitações de licenciamento ambiental fossem abertas no IBAMA para instalação de parques eólicos *offshore*, nos últimos dois anos, contabilizando até o momento da escrita desta tese um total de 66 empreendimentos de geração de energia, como ilustrado na Figura 2.8. Porém, é perceptível a concentração dos futuros parques em zonas com recursos energéticos mais favorecidos, trazendo sobreposição de boa parte dos parques em fase de licenciamento.

Assim, no mês de janeiro de 2022, o decreto N° 10.946 que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*, foi sancionado pelo poder executivo, apontando para o início do marco regulatório deste mercado. O decreto estabelece que a cessão dos prismas² pode ocorrer de forma planejada ou independente, sendo não onerosa para atividades de P&D. Segundo o texto original do decreto no Art. 9º primeiro e segundo paragrafo:

"A cessão planejada consiste na oferta de prismas previamente delimitados pelo Ministério de Minas e Energia a eventuais interessados, mediante processo de licitação, e em conformidade com o planejamento espacial da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar - CIRM, de que trata o Decreto nº 9.858, de 25 de junho de 2019, quando houver.

A cessão independente consiste na cessão de prismas requeridos por iniciativa dos interessados em explorá-los." [68]

O decreto terá importância crucial para o problema das sobreposições dos sítios *offshore* de interesse dos empreendedores. A cessão dos sítios será feita por parte do MME.

Em paralelo, o PL 576/2021 foi aprovado pela Comissão de Infraestrutura (CI) do Senado Federal em agosto de 2022, mais um avanço para o marco regulatório das eólicas *offshore*, com pontos cruciais que assegurarão os investimentos na tecnologia, tais como redução dos royalties de 5% para 1,5% e menor tarifa de energia elétrica ao consumidor do mercado regulado.

2 Área vertical de profundidade coincidente com o leito submarino, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde poderão ser desenvolvidas atividades de geração de energia elétrica [68]

2.7 OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS EÓLICOS *offshore*

Problemas de otimização são extremamente comuns em sistemas de potência. Estas aplicações reais buscam aprimorar o processo de planejamento, operação, manutenção e expansão da rede, podendo ocorrer desde a geração, passando pela transmissão e distribuição, até chegar no controle das cargas conectadas. Na exploração de recursos naturais também é muito comum a utilização de processos de otimização, como na alocação de parques eólicos (melhores sítios de acordo com critérios técnicos, sócio-ambientais e econômicos), disposição de usinas solares (estudo de benefícios de conexão a rede, mapeamento de *hotspots* considerando variáveis técnicas que influenciarão na performance da planta, etc.), otimização da posição dos aerogeradores em uma fazenda eólica para minimização dos efeitos de esteira, dentre outros.

A exploração em larga escala de recursos *offshore* requer planejamento e aprimoramento dos sistemas eólicos em diferentes níveis de otimização [69]. No nível primário (macro-escala), a otimização diz respeito à alocação de parques eólicos em grandes distâncias geográficas. Circulação atmosférica, variabilidade sazonal/interanual, regimes climáticos e complementaridade regional podem ser considerados. Estudos anteriores utilizaram estações terrestres, boias meteorológicas e torres oceânicas combinadas com curvas de potência de turbinas para simulação de redes elétricas [70–72].

Mais recentemente, produtos de reanálise atmosférica vem fornecendo informações sobre as velocidades do vento na altura do rotor das turbinas. Olauson *et al.* (2018) empregou a reanálise ERA5 e MERRA-2 enquanto estudava a energia eólica agregada de cinco países diferentes e a geração de turbinas eólicas individuais na Suécia [73]. Berger *et al.* (2022) propôs um método de otimização para a localização de parques eólicos na Europa com base em dados de reanálise [74]. Radu *et al.* (2022) avaliou o impacto de parques eólicos *offshore* no projeto do Sistema Elétrico Europeu, a fim de maximizar a potência agregada e sua complementaridade espaço-temporal [75]. Cazzarro *et al.* (2022) desenvolveu uma abordagem de otimização multiescala que emprega reanálise atmosférica ERA5 [69].

No nível secundário (meso-escala), a otimização normalmente se concentra na forma e no posicionamento ideal do parque eólico em relação aos detalhes dos campos de vento, esteiras de outros parques, batimetria, áreas de exclusão e custos de instalação [69]. Prior *et al.* (2022) investigou esteiras dentro e entre vastas

matrizes *offshore* na costa leste dos EUA usando o modelo WRF (Weather Research and Forecasting) [69, 76].

O terceiro nível (microescala) de otimização enfatiza o posicionamento exato (*micro-sitting*) das turbinas dentro do parque, incluindo aspectos técnicos, esteiras de turbinas individuais e o desempenho do parque eólico como um todo. Shakoore *et al.* (2016) desenvolveu um método de otimização baseado na esteira de turbinas e na forma de parques eólicos [77]. Barthelmie *et al.* (2009) empregou *Computational Fluid Dynamics* (CFD) para modelar as esteiras do parque eólico *offshore* Horns Rev [78].

Enquanto o primeiro nível de otimização pode ser realizado com torres meteorológicas ou produtos derivados de reanálises atmosféricas, os níveis de otimização secundário e terciário costumam empregar métodos computacionais de alto desempenho. Estudos de meso-escala, em particular, empregam modelos numéricos de previsão meteorológica e aninhamento de grade para refinamento espacial dos ventos, que são particularmente importantes em regiões continentais ou próximas a áreas costeiras com topografia complexa [79, 80]. A reanálise atmosférica demonstra um bom desempenho em comparação com as observações *offshore* [81]. A reanálise pode demonstrar desempenho semelhante ou superior em comparação com modelos de meso-escala para aplicações *offshore* em regiões distantes de influências topográficas [82, 83].

Pesquisas nacionais, endereçam à aplicação de otimização em macroescala para estudo da complementaridade no Brasil. Nascimento *et. al* 2022, traz um estudo sobre a complementaridade eólica-solar na região *offshore* do Brasil, através do modelo atmosférico ERA5, com dados históricos de 30 anos. Os resultados afirmam que os recursos eólico-solares se complementam de 40% a 50% na região nordeste no litoral dos estados do RN, CE, PI e MA, até 60%, para o norte do RN, e até 40% para o sul, exceto estados de BA, SP, PR e norte do ES. O trabalho conclui que a produção mensal de energia de um parque eólico *offshore* localizado na região Nordeste pode chegar a até 300% a mais que a geração hidrelétrica [84]. Silva *et. al* (2016) fez uma análise da complementaridade hidro-eólica para o caso do Brasil, usando os dados mensais de precipitação da Unidade de Pesquisa Climática (CRU-TS 3.1) e dados de ventos de satélite da NOAA. Os resultados apresentaram correlações baixas e até negativas entre as bacias hidrológicas e ventos dos sítios *offshore*, afirmando que os ventos podem ajudar no planejamento hidrotérmico nacional [12].

Outra aplicação para otimização em primeiro nível, utilizando o Brasil como *case*, são os estudos de viabilidade econômica para parques eólicos *offshore*. Reis *et.*

al 2021 realizou uma análise econômica para a energia eólica *offshore* de projetos no mar brasileiro por meio dos indicadores *CAPEX* e *LCOE*, destacando as regiões preferenciais em termos de economia e potencial energético. Os resultados indicam que a região Nordeste do Brasil, especialmente entre os estados do Maranhão e Rio Grande do Norte, tem um Custo Nivelado de Energia mais baixo, em torno de US\$69,9/MWh, e Despesas de Capital em torno de MM US\$ 2,34/MW, mas regiões entre Espírito Santo e Rio de Janeiro, e Santa Catarina e Rio Grande do Sul também são potenciais áreas de investimentos com custos interessantes [85].

EXPLORAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS SÍTIOS EÓLICOS *OFFSHORE* PARA REDUÇÃO DA VARIABILIDADE SAZONAL DE GERAÇÃO

3.1 PRÉFACIO

Neste capítulo será apresentado o escopo principal do artigo publicado na revista *MDPI Energies* (ISSN: 1996-1073), *Section A3: Wind, Wave and Tidal Energy*, intitulado:

Exploring the Complementarity of Offshore Wind Sites to Reduce the Seasonal Variability of Generation [86]

Os resultados e metodologia foram atualizados para os números mais recentes de potência de parques em fase de licenciamento ambiental no Brasil, que no momento da escrita do artigo somavam 80 GW, e na escrita desta tese 169 GW. Dados adicionais, que não constam no artigo, foram incluídos nesta seção.

3.2 INTRODUÇÃO

A energia eólica é um dos recursos renováveis mais abundantes para exploração [26], com um potencial geofísico superior a 400 TW para a tecnologia atual [87]. A atual capacidade instalada mundial é de 743 GW, dos quais 35 GW são de energia eólica *offshore* [10]. Espera-se que, com melhorias tecnológicas e preços mais competitivos, 469 GW de nova capacidade sejam adicionados até 2025 [39, 88]. À medida que a energia eólica aumenta a sua contribuição, novos desafios tem sido enfrentados pelos operadores de sistemas de energia [89]. Problemas como custos extras para segurança de sistemas [90], estabilidade de tensão e frequência,

controle de potência ativa e regulação de frequência, controle de potência reativa e regulação de tensão [91] estão se tornando cada vez mais complexos de lidar [92].

No Brasil, a atual capacidade instalada elétrica total é de 182 GW, com uma contribuição significativa (83%) de fontes renováveis. A energia hidrelétrica fornece 60%, seguida por 11,7% da eólica, 8,7% da biomassa e 2,6% da solar. Fontes intermitentes já impactam a operação da rede elétrica brasileira, normalmente exigindo compensação com o despacho de usinas hidrelétricas e termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) [17].

Ainda não existem parques eólicos *offshore* no Brasil, e todos os aerogeradores atuais estão instalados em áreas continentais. O recurso *offshore* técnico do país, no entanto, é abundante, em cerca de 1,3 TW para fundações de turbinas de até 100 m de profundidade [12, 30].

No presente momento, cerca de 81 GW¹ de parques eólicos *offshore* estão sob licenciamento ambiental no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) (Figura 2.8). Como os recursos hídricos possuem restrições ambientais para expansão, o crescimento esperado da eólica provavelmente exigirá o aumento de termelétricas para equilibrar a potência e complementar os serviços auxiliares.

A exploração em larga escala de recursos *offshore* requer planejamento e melhoria dos sistemas eólicos em diferentes níveis de otimização [69]. No nível primário (macroescala), a otimização se preocupa com a alocação de parques eólicos em grandes distâncias geográficas. Aspectos da circulação geral atmosférica, da variabilidade sazonal a interanual, regimes climáticos e complementaridade regional podem ser considerados. Estudos anteriores utilizaram estações terrestres, boias meteorológicas e torres oceânicas; combinadas com as curvas de potência das turbinas, para a simulação de redes elétricas [70–72]. Mais recentemente, reanálises atmosféricas tem sido utilizadas como fonte de velocidades do vento na altura do cubo das turbinas.

Olauson *et al.* (2018) empregou a reanálise ERA5 e MERRA-2 no estudo da energia eólica agregada de cinco países diferentes e a geração de turbinas eólicas individuais na Suécia [73]. Berger *et al.* (2022) propôs um método de otimização para distribuição de parques eólicos na Europa com base em dados de reanálise [74]. Radu *et al.* (2022) analisou o impacto de parques eólicos *offshore* no projeto do Sistema Elétrico Europeu, a fim de maximizar a produção de energia agregada e sua complementaridade espaço-temporal [75]. Cazzarro *et al.* (2022)

1 dados atualizados para 169 GW

desenvolveu uma abordagem de otimização multiescala que emprega a reanálise atmosférica ERA5 [69].

No nível secundário (mesoescala), a otimização normalmente se concentra na forma e posicionamento do parque eólico em relação aos detalhes dos campos eólicos, esteiras de outros parques, batimetria, áreas de exclusão e custos de instalação [69]. Pryor *et al.* (2022) investigou esteiras dentro e entre parques eólicos *offshore* na costa leste dos EUA usando o modelo WRF (Weather Research and Forecasting) [76].

O terceiro nível (microescala) de otimização enfatiza o posicionamento exato (micro-sitting) das turbinas dentro do parque, incluindo aspectos técnicos, esteiras de turbinas individuais e o desempenho do parque eólico como um todo. Shakoor *et al.* (2016) desenvolveu um método de otimização baseado nas esteiras das turbinas e na forma dos parques eólicos [77]. Barthelmie *et al.* (2009) empregou a Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) para modelar as esteiras do parque eólico *offshore* Horns Rev [78].

Enquanto o primeiro nível de otimização pode ser realizado com altas torres meteorológicas ou produtos derivados de reanálises atmosféricas, os níveis de otimização secundário e terciário geralmente empregam métodos computacionais de alto desempenho. Estudos de mesoescala, em particular, empregam modelos numéricos de previsão do tempo e aninhamento de grades para refinamento espacial dos ventos, que são particularmente importantes em regiões continentais ou próximas a áreas costeiras com topografia complexa [79, 80]. A reanálise atmosférica demonstra bom desempenho em comparação com observações *offshore* [81, 93]. A reanálise pode demonstrar desempenho semelhante ou superior em comparação com modelos de mesoescala para aplicações *offshore* em regiões distantes de influências topográficas [82, 83].

Este estudo aborda o primeiro nível de otimização (macroescala) e investiga o desempenho agregado de futuros parques eólicos *offshore* hipotéticos no Brasil. A reanálise atmosférica global ERA5, produzida pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF), é usada como fonte primária de informações [94, 95]. O ERA5 fornece ventos a 100 m de altura com resolução espacial de 31 km, resolução temporal de 1 h e excelente cobertura temporal, o que é adequado para este tipo de análise. Embora o ERA5 tenha sido validado anteriormente com torres [96], perfiladores de vento LIDAR [81] e diferentes locais em todo o mundo [93], aqui comparamos este produto com bóias meteorológicas e ventos de altura de cubo medidos nas localidades oceânicas e costeiras do Brasil.

Estações do ERA5 são analisadas por um período de 30 anos (1990-2020) para caracterizar a sazonalidade dos parques eólicos *offshore* planejados e sua correlação regional. Uma curva de potência de turbina moderna é empregada para a simulação da geração de energia eólica. As turbinas eólicas são distribuídas entre locais planejados e outros locais não considerados anteriormente para exploração *offshore*. Um algoritmo genético (AG) é desenvolvido e utilizado para otimizar a rede elétrica. É mostrado que uma rede especialmente projetada pode minimizar a amplitude das flutuações sazonais enquanto maximiza a geração total (agregada) de energia.

Os resultados da otimização do grid introduzem o conceito de Plantas Eólicas de Reserva (PER), em analogia com a utilização de centrais térmicas de reserva. Sites *offshore* fora do cronograma de implantação (devido a baixos fatores de capacidade anual) apresentam altos rendimentos durante períodos críticos, quando outros parques eólicos fornecem baixa produção. Nesses períodos, o Operador Nacional do Sistema (ONS) normalmente complementa a demanda com energia termelétrica. O PER representa uma alternativa emergente para substituir esta geração, contribuindo para a redução de custos e redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE). Os PERs podem fornecer energia a preços mais baixos do que as típicas usinas térmicas de reserva.

O restante deste capítulo está organizado em três partes: A seção 3.3 descreve os bancos de dados usados para validação e implementação da metodologia, as ferramentas usadas para provar a qualidade dos dados e a descrição e formulação do problema; A seção 3.4 apresenta os resultados junto com os dispositivos e parâmetros usados para aplicar o método; por fim, na Seção 3.5, são feitas as considerações finais sobre as contribuições deste trabalho.

3.3 METODOLOGIA

A metodologia geral está ilustrada de forma resumida na Figura 3.1. Primeiramente, são tratados os dados das estações observacionais selecionadas para comparação com a reanálise atmosférica ERA5, através do pareamento das séries para o período específico de medição. Em segundo lugar, os dados são confrontados com ERA5 para validação do produto² através do comparativo dos parâmetros das observações com os do ERA5. Isto é necessário para comprovar que de fato há confiabilidade nos dados do modelo para as simulações de campos

² O modelo ERA5 não foi computado neste trabalho, apenas extraído via download no site do ECMWF

de ventos na região de estudo. Em terceiro lugar, é apresentada uma descrição dos 36 parques eólicos *offshore* em fase de licenciamento ambiental. Esses parques são reduzidos a sítios equivalentes *offshore* ou *clusters* de parques eólicos. As séries de vento dos *clusters* selecionadas são analisadas quanto à sua variabilidade mensal, amplitude de sinal sazonal e correlação. Quarto, um problema de otimização multiobjetivo baseado computado por algoritmo genético (AG) é desenvolvido para a simulação de diferentes cenários de distribuição de turbinas eólicas. O método maximiza a potência agregada enquanto minimiza a flutuação sazonal.

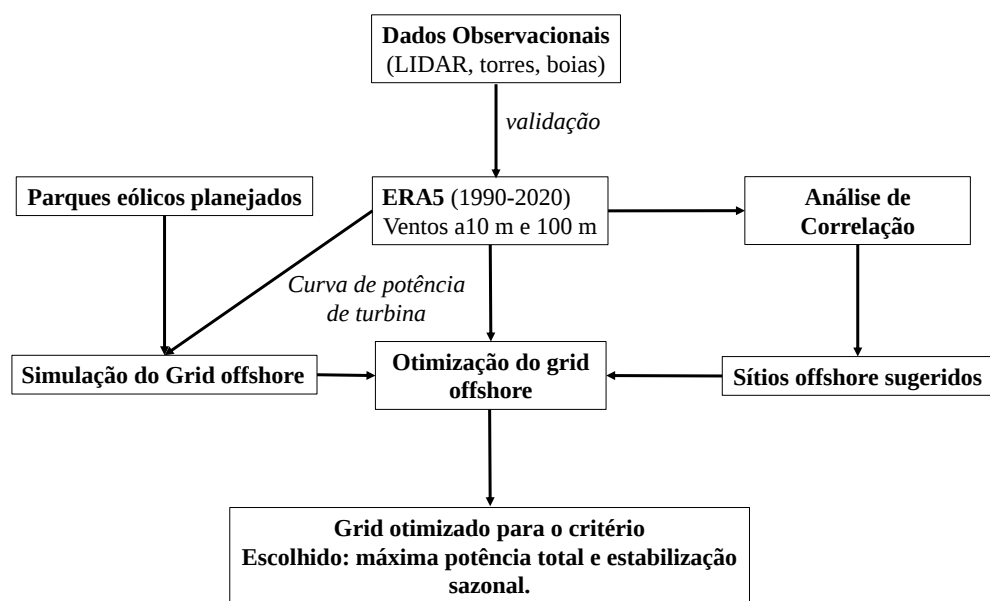


Figura 3.1: Fluxograma de análise, incluindo fontes de dados, validação, métodos de análise, simulação unidodal de rede elétrica e otimização.

3.3.1 Dados Observacionais

A área de estudo compreende toda a plataforma brasileira, que se estende por 7.000 km desde seu limite norte no Amapá (4,5° N) até o Rio Grande do Sul (33,7° S). A rede observacional sobre esta região é esparsa, composta por algumas boias meteorológicas. Informações de vento na altura das turbinas eólicas, 100 m acima do nível do mar, são raras.

Ventos de diferentes fontes foram combinados para validar o produto ERA5. O conjunto de dados selecionado é composto por três boias meteorológicas da Marinha do Brasil, uma torre meteorológica oceânica da Petrobrás, uma torre

meteorológica costeira do Centro de Lançamento de Alcântara (CLA) e duas estações litorâneas LIDARs nos estados de Santa Catarina (SC) e Maranhão (MA) (Figura 3.3). As imagens dos equipamentos utilizados para aquisição dos dados observacionais estão ilustradas na Figura 3.2

As boias meteorológicas fazem parte do programa PNBOIA realizado pela Marinha do Brasil³. As medições de três boias para o período entre janeiro de 2009 e dezembro de 2019 foram selecionadas para análise. Sua localização é indicada na Figura 3.3 pelos pontos amarelos. As boias foram projetadas pela *Axys Technologies Inc.* para medições *offshore* e possuem diâmetro de 3,4 m. Uma estação meteorológica com dois anemômetros instalados a 3,7 e 4,7 m acima da superfície do oceano registra as velocidades do vento na superfície. A cobertura de dados para as três boias foi de 51,89% em Santa Catarina (BOIA-SC), 44,01% em Santos (BOIA-SP) e 59,76% no Rio Grande do Sul (BOIA-RS).

Também foi utilizada uma torre meteorológica da Petrobrás (TOWER-PETRO) na Baía de Santos (Figura 3.3). Foram usadas medições ao longo de 90 dias do inverno de 1998 com uma resolução horária para ventos na altura de referência de 78 m [29].

Foi selecionada uma estação LIDAR (*Light Detection and Ranging*) instalada sobre um píer costeiro no sul de Santa Catarina (LIDAR-SC), ver Figura 3.2a. O modelo LIDAR é um *Zephir 300*, e o período de medição abrangeu 20 de dezembro de 2016 a 19 de outubro de 2020. Os registros de vento referem-se a médias de 10 min a 110 m acima do nível médio do mar. Os dados foram reduzidos a médias horárias e uma descrição do conjunto de dados está disponível em [97, 98].

Uma torre anemométrica localizada no estado do Maranhão no CLA (Figura 3.2b), Força Aérea Brasileira (TORRE-MA) forneceu dados de ventos a 72 m acima do nível do solo. Os dados foram registrados por um anemômetro *RM Young* modelo 86000. A torre CLA está localizada a 300 m de uma falésia oceânica de 40 m de altura, tornando a altura de referência 112 m acima do nível médio do mar. O período de medição foi entre abril de 2017 e dezembro de 2019 com resolução de 10 minutos com cobertura de dados de 24,44%. Para comparações ERA5, os dados foram reduzidos para séries temporais horárias. Este conjunto de dados foi descrito anteriormente em [99–102].

Uma segunda estação LIDAR, localizada na cidade de Barreirinhas no litoral leste do estado do Maranhão (LIDAR-MA), também foi utilizada para comparações ERA5 (Figura 3.2c). Este LIDAR é um *WindCube V2* da *Leosphere*, fornecendo medições de ventos a 100 m cobrindo os meses de setembro a outubro

3 <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-goos-brasil/pnboia-mapa>



Figura 3.2: Equipamentos utilizados para aquisição dos dados observacionais. **(a)** LIDAR-SC modelo *Zephir 300* **(b)** TORRE-MA com anemômetros *RM Young* modelo 86000 **(c)** LIDAR-MA modelo *WindCube V2* da *Leosphere*

de 2021 com resolução temporal de 10 min. Tal como acontece com os outros

conjuntos de dados, a série temporal foi reduzida para médias horárias para comparação com ERA5.

3.3.2 Reanálise atmosférica ERA5

O ERA5 é a quinta geração de reanálise atmosférica global gerada pelo ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecast*) [94, 95]. Este produto é baseado no *Integrated Forecasting System* (IFS) Cy41r2, que inclui um modelo de superfície terrestre e um modelo de ondas oceânicas.

A assimilação de dados ERA5 é construída em um sistema variacional híbrido incremental quadridimensional (4D-Var) com uma janela de 12 horas [103]. O 4D-Var usa observações de mais de 200 satélites ou tipos de dados convencionais, extraindo informações de observações *in situ* de ventos a 10 m de altura do nível do mar, 2 m de umidade sobre a terra e pressão sobre a terra e o mar. As observações do vento oceânico incluem boias meteorológicas ancoradas, navios e plataformas de satélite. As observações do vento, temperatura e umidade do ar superior são obtidas a partir de radiossonda, dropsonde, perfis de vento, medições de aeronaves e satélites, como por exemplo, vetores de movimento atmosférico. Como o número de observações assimiladas cresceu substancialmente ao longo dos anos, a confiabilidade do ERA5 continua a melhorar ao longo do tempo [95].

O ERA5 apresenta melhorias significativas na resolução espacial e temporal em comparação com o ERA-interim, o produto de reanálise anterior do ECMWF [94]. A resolução da grade horizontal foi alterada de 79 km para 31 km, e o número de níveis verticais foi aumentado de 60 para 137 níveis. A frequência de saída do modelo foi alterada de 6 h para 1 h. ERA5 abrange o período de 1950 até o presente. Todas essas modificações permitiram uma melhor representação espacial e temporal dos campos de vento tanto no nível da superfície quanto a 100 m altura [94, 95, 104].

O ERA5 foi comparado a outros produtos de reanálise e validado com base em diferentes conjuntos de observações, incluindo as de boias meteorológicas, torres, perfiladores de vento LIDAR e séries de geração de energia, por exemplo, [73, 81, 93, 96].

Olauson *et al.* (2018) demonstrou melhor desempenho com ERA5 do que com a reanálise MERRA-2 [105] ao estudar dados agregados de energia eólica de cinco países e gerações diferentes de turbinas eólicas individuais na Suécia [73]. As correlações foram maiores, e os erros médios absolutos e quadráticos médios foram 20% menores em média, enquanto as distribuições e mudanças nos dados horários

foram mais semelhantes às observações. Ramón *et al.* (2019a) [96] avaliou o desempenho de cinco conjuntos de dados de reanálise, a saber, ERA5, ERA-Interim, MERRA-2, JRA55 (*Japanese 55-year Reanalysis* [106]) e R1 (*National Centers for Environmental Prediction (NCEP)/National Center for Atmospheric Research (NCAR) Reanalysis 1*) [107]), usando um banco de dados global de 77 torres altas [108]. O ERA5 demonstrou as melhores correlações e desvios padrão.

Tavares *et al.* (2020a) comparou três conjuntos de dados de reanálise atmosférica com cinco boias meteorológicas do Brasil [109]. Em geral, eles encontraram o melhor desempenho para o ERA5, seguido por CFSv2 (NCEP Climate Forecast System [110]) e MERRA-2.

Gualtieri 2022 [93] analisou as incertezas de seis conjuntos de dados de reanálise regionais e nove globais, incluindo ERA5 (Reanálise regional: NARR, COSMO-REA6, COSMO-REA2, HARMONIEv1, UM, MÉRA; reanálise global: ERA5, R1, R2, ERA40, ERA-Interim, CFSR, MERRA, CFSv2, MERRA-2), com seus resultados relatados na Tabela 1 de [93]. Os resultados de 322 estações em todo o mundo foram analisados quanto à sua localização (*offshore*, costeira, interior e montanhosa) e altura acima do solo (10-300 m). Gualtieri (2022) concluiu que os dados globais de reanálise, particularmente o ERA5, são suficientemente confiáveis para locais *offshore* e *onshore*. As melhores pontuações foram alcançadas em locais *offshore*, com velocidades do vento ligeiramente subestimadas (viés mediano = $0,10 \text{ m s}^{-1}$) e variação temporal bem reproduzida (correlação mediana $R = 0,89$).

A aplicação de produtos de reanálise evoluiu para estudos na área de energia, e diferentes estudos empregaram o ERA5 como fonte primária de informação para simulações de parques eólicos [69, 74, 75, 111, 112].

3.3.3 Validação ERA5

Os dados observacionais utilizados para comparação foram derivados de três boias, duas torres e dois LIDARs, conforme descrito na seção 3.3.1. As velocidades de vento observadas foram pareadas com informações do ERA5 derivadas dos pontos de grade *offshore* mais próximos à coordenada da observação. Os ventos ERA5 foram selecionados apenas para informações válidas presentes na série temporal observacional. As lacunas (*gaps*) não foram interpoladas.

Como as séries de ventos do ERA5 estão disponíveis para alturas de 10 e 100 m, foi necessário ajustar as observações para corresponder à altura do produto ERA5.

Os dados das boias foram extrapolados para uma altura de 10 m, e os dados da torre foram ajustados para 100 m. A velocidade no nível z pode ser calculada como:

$$V = V_r \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)}, \quad (3.1)$$

Em que z_r representa a altura de referência das medidas, z é a altura desejada (10 m para boias, 100 m para torres e LIDAR), e o coeficiente de rugosidade é $z_0 = 0,2 \text{ mm}$. Embora a rugosidade da superfície da água não seja constante e dependa do campo de ondas, que por sua vez depende da velocidade do vento, alcance, etc., a suposição de uma rugosidade constante da superfície do mar é usada devido à sua simplicidade (por exemplo, Lange *et al.*, 2004) [113].

3.3.4 Parques offshore em planejamento

Com 1,3 TW de potencial energético, o Brasil tornou-se um forte aspirante ao desenvolvimento *offshore*. Um marco relevante para o setor energético foi a realização de *workshops* pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério da Energia, e pelo IBAMA, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente (MMA).

O desenvolvimento de planos e diretrizes para o processo de licenciamento ambiental tem fomentado diferentes propostas de projetos eólicos *offshore*. A primeira proposta foi submetida ao IBAMA em agosto de 2016 para o estado do Ceará (CE), com capacidade instalada total de 576 MW (Figura 2.8). Em janeiro de 2022, cerca de 80 GW estavam em fase de licenciamento ambiental no IBAMA [63]. O maior parque eólico planejado tem a capacidade de 6 GW e será instalado no litoral do Rio Grande do Sul (RS).

Os parques eólicos *offshore* planejados estão agrupados ao longo da costa do Ceará, Rio Grande do Norte, Espírito Santo e Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul em um total de 66 projetos. Como pode ser visto nos mapas regionais da Figura 2.8, vários estados já estão vivenciando conflitos espaciais, pois as localizações das turbinas se sobrepõem entre as fazendas propostas (ver PI, RN, RJ e RS).

O objetivo deste trabalho não é avaliar os detalhes do desempenho futuro de parques eólicos individuais levando em consideração os efeitos de esteira de turbina ou especificações detalhadas. Em vez disso, nosso objetivo é avaliar o desempenho geral de conjuntos de parques eólicos planejados, modelando a geração de energia usando o conjunto de dados históricos ERA5.

Para simplificar a análise, as observações de vento do ERA5 são amostradas para o centro desses *clusters* regionais de desenvolvimento de parques eólicos, conforme indicado pelos números no mapa da Figura 2.8. Este agrupamento considera que os parques eólicos estão localizados relativamente próximos e possuem características sazonais semelhantes. Isso é apoiado por uma análise anterior que usou o método hierárquico aglomerativo de Ward para identificar semelhanças regionais para estações ao longo da costa (ver Figura 9 em Silva *et al.* (2016) [12]).

Seis séries temporais de vento foram extraídas do ERA5 como uma representação de ventos de 100 m para avaliar o desempenho desses parques eólicos planejados. As localidades selecionadas são indicadas na Figura 3.3 por quadrados magenta, identificados como Piauí (PI), Ceará (CE), Rio Grande do Norte (RN), Rio de Janeiro (RJ) e Rio Grande do Sul (RS-N e RS-S). Além disso, três novos locais são sugeridos neste trabalho para melhorar a geração agregada. Esses parques eólicos sugeridos, identificados por quadrados magenta na Figura 3.3, são AP (Amapá), MA (Maranhão) e SC (Santa Catarina). As coordenadas das estações estão listadas na Tabela 3.1.

A curva de potência da turbina eólica Vestas V164 foi selecionada para simular a geração dos parques eólicos planejados (Figura 3.4), por se tratar de uma turbina de grande porte, com velocidades de partida e corte compatíveis com o ambiente *onshore* e acesso disponível gratuito. Esta turbina tem um diâmetro de rotor de 164 m e uma capacidade nominal de $P_{nom} = 8$ MW. A velocidade de partida da turbina é 4 m s^{-1} e a velocidade de corte é 25 m s^{-1} , com uma velocidade nominal de 13 m s^{-1} . Uma curva de potência foi empregada para calcular a potência da turbina $P = f(V)$ em função da velocidade do vento V . O fator de capacidade foi calculado com $FC = P(t)/P_{nom}$, onde $P(t)$ representa a turbina em função do tempo t .

Para caracterizar o sinal sazonal das estações, um harmônico simples foi ajustado para cada série temporal de FC usando a técnica dos mínimos quadrados [114], conforme descrito na Equação (3.2).

$$P_{harm} = M + A \cos(\omega t + \phi), \quad (3.2)$$

Em que P_{harm} refere-se ao fator de capacidade modelado, M é o fator de capacidade médio, A é a amplitude sazonal, $\omega = 2\pi/T$ é a frequência angular, t é o tempo em dias, ϕ é a fase e T é 365 dias.

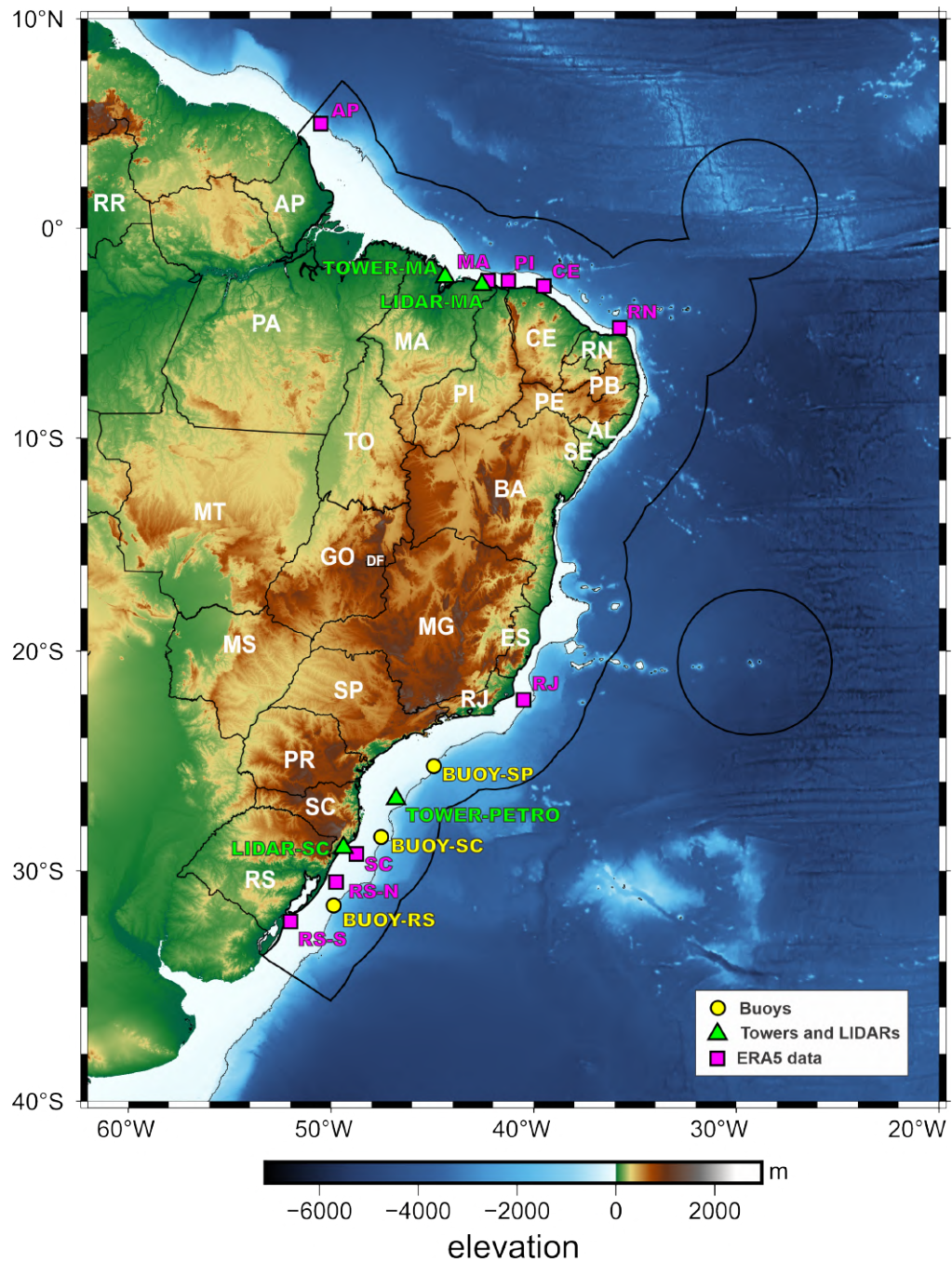


Figura 3.3: Região de estudo. A barra colorida indica a elevação em metros. A linha fina representa a isóbata de 500 m. A Zona Econômica Exclusiva é delimitada por uma linha preta grossa. Mapa produzido com PyGMT [115].

Tabela 3.1: Estações *offshore* selecionadas para análise, numeradas de $i = 1$ a 9 (*cluster*), com os respectivos valores de $A(pu)$ representa a amplitude, ϕ a fase (rad) e $M(pu)$ o fator de capacidade médio.

Cluster (i)	Station	Latitude, Longitude	A	ϕ	M
1	AP *	5.00, -50.50	0.24	2.79	0.30
2	MA	-2.50, -42.25	0.29	0.32	0.47
4	CE	-2.75, -39.50	0.33	-0.05	0.52
5	RN	-4.75, -35.75	0.26	-0.04	0.60
6	RJ	-22.25, -40.50	0.14	0.84	0.44
7	SC	-29.25, -48.75	0.10	-0.12	0.49
8	RS-N	-30.50, -49.75	0.08	0.11	0.50
9	RS-S	-32.25, -52.00	0.06	0.15	0.43

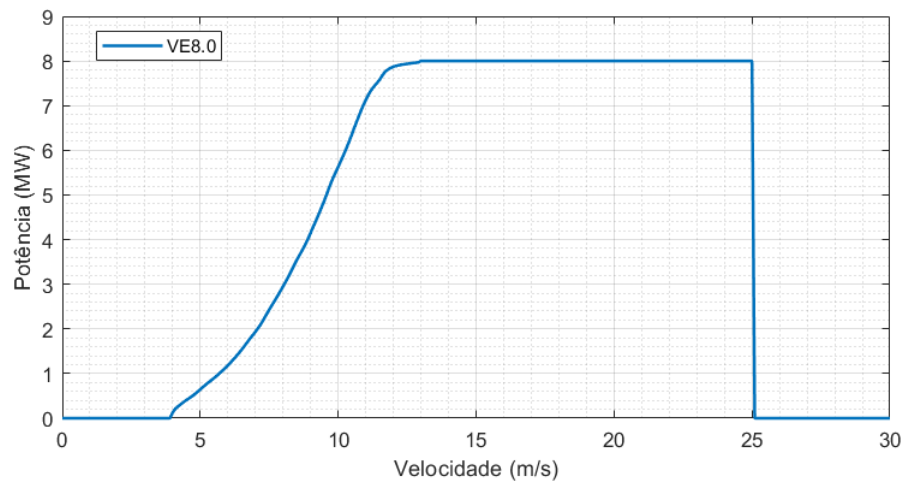


Figura 3.4: Curva de potências da turbina Vestas V164

3.3.5 Problemas de Otimização envolvendo energias renováveis

A aplicação de métodos de otimização é uma prática bastante difundida em pesquisas de sistemas elétricos de potência, para problemas como despacho econômico, coordenação hidrotérmica, alocação de suporte reativo, fluxo de potência ótimo, etc. Rodrigues *et al.* (2021) usou uma abordagem de otimização para parques eólicos combinando métodos evolutivos com CFD para dimensionamento e *layout* de plantas em um paralelogramo [116]. Brennenstuhl

et al. (2021) propôs uma metodologia para potencializar fontes renováveis em microrredes com controle do lado da demanda usando um AG, aplicando a um caso real de uma microrrede [117]. Em 2018, Neto *et al.* (2018) utilizou otimização para melhorar o ciclo de vida de bancos de baterias chumbo-ácido em microrredes com predominância de fontes renováveis [118].

Problemas de otimização multi-objetivo (Equação (3.3)) podem ser formulados da seguinte forma: encontrar uma variável de decisão $\mathbf{x}$ que satisfaça um conjunto de restrições Ω e otimize uma função $f(\mathbf{x})$ conforme o seu objetivo [119].

$$\max \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots) \\ f_2(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots) \\ \dots \\ f_n(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots) \end{bmatrix} \text{ subject to } \Omega \quad (3.3)$$

Um problema de otimização multiobjetivo pode ser transformado em uma solução de objetivo único usando fronteiras de Pareto no método de soma ponderada, formalmente descrito pela Equação (3.4):

$$g(\mathbf{x}) = c^T f(\mathbf{x}) \quad (3.4)$$

onde cada um dos pesos contidos no vetor c fornece a importância de cada função objetivo para o problema.

3.3.6 Formulação de problema

A metodologia adotada visa utilizar um AG para reduzir as flutuações sazonais da rede elétrica, mantendo altos níveis de geração de energia no longo prazo. Especificamente, o problema reside em encontrar o número adequado de turbinas α_i distribuídas entre diferentes conjuntos de parques eólicos i sujeitos a metas específicas para uma rede elétrica P_{grid} . Aqui, o grid é simulado conforme expresso na Equação (3.5):

$$P_{grid}(t) = \sum_{i=1}^9 \alpha_i P_i(t) \quad (3.5)$$

em que P_i representa a série temporal da potência da turbina simulada para cada *cluster* i listado na Tabela 3.1 com base em um registro de 30 anos (1990-2020) de velocidades do vento a 100 m de altura com resolução horária. A capacidade total

da rede em qualquer simulação é preservada de tal forma que $\sum \alpha_i P_{max} = 169$ GW ou $\sum \alpha_i = N = 21.125$ turbinas (não necessariamente um número inteiro).

3.3.7 Otimização Sazonal

Para cada simulação do grid e distribuição α_i , uma análise de mínimos quadrados é aplicada a P_{grid} , calculado conforme expresso na Equação (3.6):

$$P_{grid}^{harm} = M_{grid} + A_{grid} \cos(\omega t + \phi_{grid}). \quad (3.6)$$

Isso fornece a amplitude do sinal sazonal A_{grid} , a potência média M_{grid} e a fase ϕ_{grid} ⁴. Aqui, $\omega = 2\pi/(365 \text{ dias})$. O problema de otimização multiobjetivo⁵ pode então ser formulado como:

$$\max [\delta_1 M_{grid}(\alpha) - \delta_2 A_{grid}(\alpha)] \quad \text{subject to } 0 \leq \alpha \leq 0.2N. \quad (3.7)$$

O objetivo é maximizar a potência média M_{grid} enquanto reduz a amplitude sazonal A_{grid} , com a restrição de que a máxima quantidade de turbinas em cada cluster não pode ultrapassar 20% do total N de turbinas. A variável de decisão para o problema de otimização é a potência α alocada em cada cluster. Aqui, δ_1 e δ_2 são as condições de pareto, que ponderam cada um dos objetivos. A análise do AG retorna a melhor combinação α_i (otimizada) para cada combinação de δ_1 e δ_2 .

Os parâmetros do AG utilizados para este problema foram os seguintes: critério de parada ao atingir a rodada de 50 gerações, população elite composta por 50 indivíduos, população composta por 1000 indivíduos, taxa de cruzamento de 50% e taxa de mutação de 5%. Cada indivíduo representa a distribuição de energia dentro dos nove *clusters* de parques eólicos, compostos por um conjunto binário de nove pesos que podem variar de 0 a 2 em passos de 2×10^{-3} . Com cada peso convertido em um número binário de 10 bits, cada indivíduo é um conjunto de 90 bits. Para criação da população inicial foi utilizada uma função randômica, em que os resultados atendam as restrições do problema.

O critério de cruzamento foi feito pelo método da roleta. O resultado do operador são dois novos indivíduos que herdam aleatoriamente: (i) para o primeiro indivíduo, um número aleatório de bits dos primeiros n bits do “pai” e os $90-n$ últimos bits da “mãe”, sendo n o fator inteiro aleatório, e (ii) para o

⁴ A referência para a fase da formulação ($\phi = 0$) corresponde ao primeiro dado da série ERA5

⁵ As funções objetivo são contraditórias, já que uma maximização da energia gerada provavelmente gerará uma amplitude sazonal maior, pois mais potência será alocada no nordeste.

segundo indivíduo, um número aleatório de bits dos primeiros m bits da “mãe” e os últimos $90-m$ bits do “pai”, onde m é o fator inteiro aleatório. O novo indivíduo é eliminado se a soma dos pesos exceder $\pm 5\%$. Para o operador de mutação, um bit aleatório do indivíduo escolhido é selecionado e alternado. Se este bit for 0, ele é convertido para 1 e vice-versa.

O algoritmo implementado seguiu um código próprio desenvolvido em MATLAB.

3.4 RESULTADOS

3.4.1 Validação ERA5

As coordenadas da estação observacional e as estatísticas de velocidade do vento estão listadas na Tabela 3.2 junto com suas estatísticas dos pontos ERA5 correspondentes. A resolução do grid horizontal de reanálise é de aproximadamente 31 km, e as distâncias de observação para os pontos ERA5 são inferiores a 22 km. As estatísticas na Tabela 3.2 incluem os valores médio, mínimo e máximo, desvio padrão, erro quadrático médio e correlação entre as séries ERA5 e de observações.

Os resultados demonstram que o ERA5 representa bem as velocidades do vento. Os valores de média das séries são semelhantes, com diferenças relativas entre 0,3 e 10%. O desvio padrão e os valores mínimo e máximo apresentam boa concordância (Tabela 3.2).

A Figura 3.5 apresenta uma comparação gráfica da série temporal da velocidade do vento com o ERA5. Todas as sete estações são mostradas com 30 dias de dados. As principais características dos ventos são bem reproduzidas, principalmente para variabilidades de frequências mais baixas (diária e semanal). As correlações de bóias e torres oceânicas variam de $R = 0,70$ a $0,88$, enquanto as correlações de estações costeiras variam de $R = 0,57$ a $0,78$ (Tabela 3.2). Todas as estações ERA5 usadas para comparação estão situadas no oceano. No entanto, alguns pontos observacionais estão localizados no oceano e outros (TORRE-MA, LIDAR-MA e LIDAR-SC) em áreas costeiras (Tabela 3.2). Esses pontos costeiros, no entanto, apresentam observações próximas à altura do rotor, úteis para validar o ERA5.

Embora os ventos possam interagir com os elementos de rugosidade modificando suas características devido aos processos de troca de calor com a superfície terrestre, foi verificado que em termos estatísticos o desempenho dos pontos de observações continentais foi semelhante ao das bóias e torres oceânicas.

Isso provavelmente pode ser atribuído à sua proximidade com o oceano, já que os ventos nesses locais continuam seguindo as características dos ventos *offshore*. A TORRE-MA está a cerca de 300 m do oceano, e o LIDAR-MA está localizado a 2 km do oceano em uma planície costeira arenosa; ambos os locais experimentam ventos do quadrante *offshore* e demonstram uma boa coerência com o ERA5 para correlação ($R = 0,57$ a $0,78$) e erros médios quadráticos ($RMSE = 1,51$ a $1,80 \text{ m s}^{-1}$) (ver Tabela 3.2). O LIDAR-SC está localizado sobre uma plataforma de pesca a 250 m da costa. Nesta região, os ventos tendem a soprar paralelos à costa [98]; no entanto, as estatísticas do LIDAR-SC são satisfatórias ($R = 0,72$ e $RMSE = 2,74 \text{ m s}^{-1}$) se comparados a BUOY-RS.

Os resultados da Tabela 3.2 são comparáveis aos de outros estudos. Gualtieri (2022) descreveu valores medianos de $R = 0,86$ e $RMSE = 2,04 \text{ m s}^{-1}$ para estações *offshore* [93]. Tavares *et al.* (2022) encontraram correlações de $R = 0,50$ a $0,57$ e $RMSE = 1,05$ a $1,91 \text{ m s}^{-1}$ para boias do Rio de Janeiro e $R = 0,95$ e $RMSE = 0,88 \text{ m s}^{-1}$ para uma torre de 35 m localizada em um navio de produção de petróleo [83]. A comparação dos dados observacionais com o ERA5 confirma a robustez do modelo atmosférico para representar ventos oceânicos brasileiros.

3.4.2 Caracterização dos ventos

O Brasil possui uma longa plataforma continental que se estende por mais de 7.000 km desde seu limite norte no Amapá ($4,5^\circ \text{ N}$) até o Rio Grande do Sul ($33,7^\circ \text{ S}$). A região é influenciada por grandes sistemas atmosféricos, como o Centro de Alta Pressão do Atlântico, a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), os ventos alísios e sistemas climáticos sinóticos [30, 120–122]. As estações eólicas refletem assim a influência desses diferentes sistemas atmosféricos.

A Figura 3.6 apresenta as distribuições mensais do fator de capacidade para as seis regiões onde o desenvolvimento *offshore* já está planejado (PI, CE, RN, RJ, RS-N e RS-S) juntamente com outras três estações incluídas neste trabalho (AP, MA e SC)⁶. Todos os *box-plots* são baseados em 30 anos de dados de velocidade de vento convertidos em séries de fator de capacidade com base na curva de potência de uma turbina eólica Vestas V164. As estações mostradas na Figura 3.6 são organizadas de AP na parte superior (norte) até RS na parte inferior (sul).

Os maiores fatores de capacidade ocorrem no Nordeste, incluindo as regiões MA, PI, CE e RN. A mediana FC atinge picos acima de 0,75 de agosto a novembro

6 até o momento da escrita do artigo ainda não havia parques nestas regiões

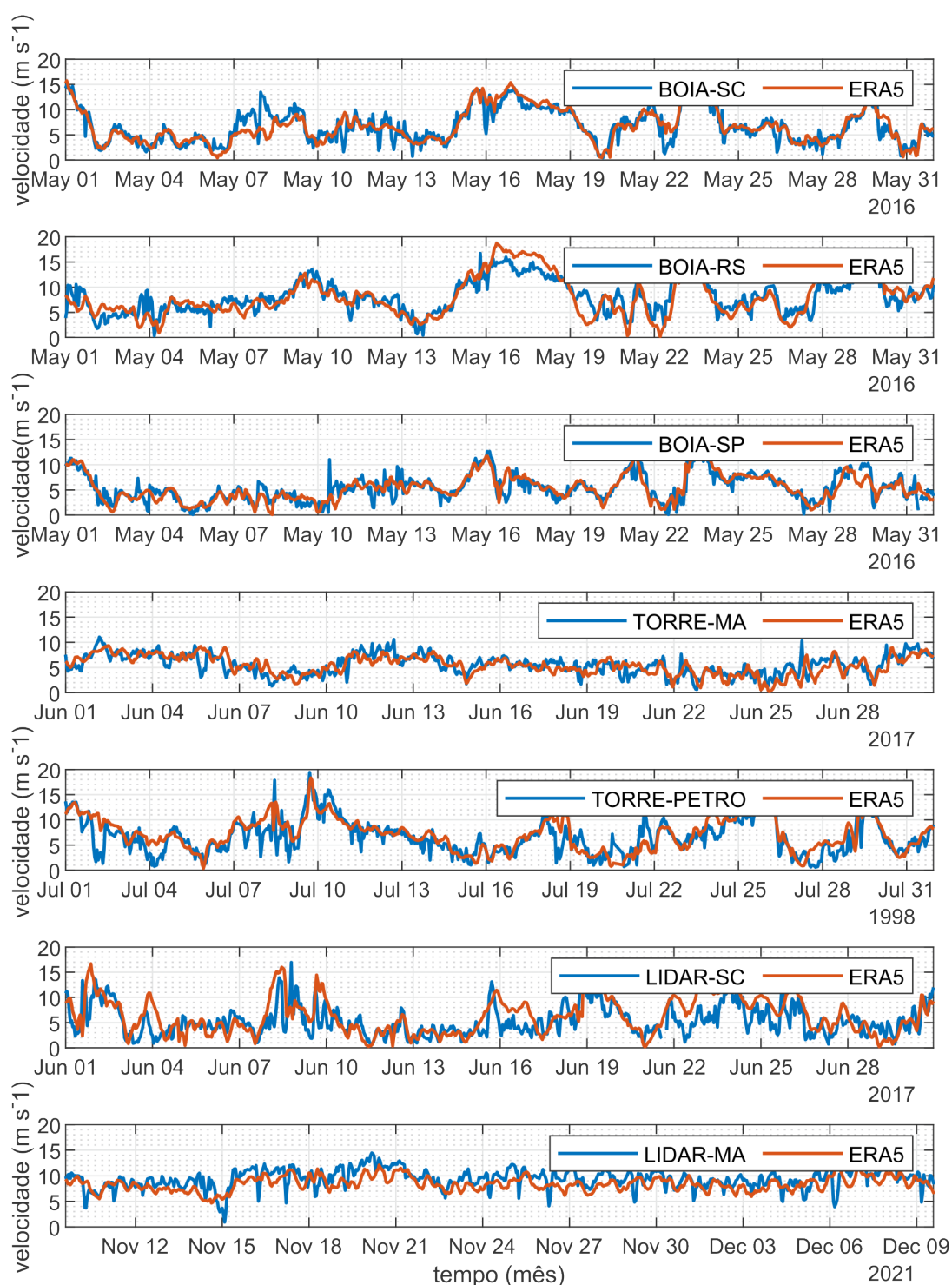


Figura 3.5: Série temporal de velocidade dos ventos comparando observações (azul) com reanálise ERA5 (laranja).

Tabela 3.2: Coordenadas e estatísticas dos pontos de observações (OBS) comparadas com ERA5. A média da velocidade do vento, o desvio padrão (*std*), os valores mínimo e máximo, a raiz quadrada do erro quadrático médio (*RMSE*) e o coeficiente de correlação de Pearson (*R*) são listados. A coluna “altura” lista a altura original dos dados.

Estação	dado	lat, long	média (ms^{-1})	std (ms^{-1})	min (ms^{-1})	max (ms^{-1})	altura (m)	RMSE (ms^{-1})	<i>R</i>
BOIA–SC	ERA5	−28.5, −47.5	7.43	3.13	0.00	20.70	10.0	1.93	0.80
	OBS	−28.48, −47.52	7.19	2.94	0.02	20.07	3.7		
BOIA–RS	ERA5	−32.5, −49.75	7.85	3.81	0.00	24.20	10.0	2.81	0.70
	OBS	−31.539, −49.86	7.88	3.34	0.08	24.31	3.7		
BOIA–SP	ERA5	−25.25, −45	6.53	2.91	0.00	17.50	10.0	1.56	0.88
	OBS	−25.281, −44.92	5.82	2.59	0.03	16.61	3.7		
TORRE–PETRO	ERA5	−26.75, −46.75	6.61	3.46	0.55	19.42	100.0	2.29	0.80
	OBS	−26.76, −46.78	7.18	3.54	0.20	18.65	78.0		
TORRE–MA	ERA5	−2.25, −44.25	6.85	2.30	0.33	14.25	100.0	1.51	0.78
	OBS	−2.31, −44.36	6.65	2.26	0.20	13.51	72.00		
LIDAR–SC	ERA5	−29, −49.25	5.98	3.60	0.67	21.13	100.0	2.74	0.72
	OBS	−28,96, −49.38	6.45	3.63	0.02	20.24	110.0		
LIDAR–MA	ERA5	−2.50, −42.50	9.66	1.91	0.94	14.45	100.0	1.80	0.57
	OBS	−2.69, −42.554	8.84	1.54	2.26	13.48	100.0		

nessas regiões. Em média, essas estações possuem fatores de capacidade anuais variando de 0,47 a 0,60 (Tabela 3.1).

Os *box-plots* demonstram a presença de ventos mais constantes no nordeste. Os percentis 25 e 75 estão concentrados em uma faixa mais estreita de 0,60 a 0,95. Isso explica parcialmente porque os investimentos em energia eólica do Brasil estão focados nessa região. Os parques eólicos do Nordeste não enfrentam tempestades devastadoras e apresentam meses com excelente produção e respeitáveis fatores de capacidade anuais.

O nordeste, no entanto, é caracterizado por significativas amplitudes sazonais. A análise harmônica de FC resulta em amplitudes de $A = 0,26$ a $0,33$ para MA, PI, CE e RN (Tabela 3.1). Com amplitudes tão grandes, um período de ventos mais fracos no nordeste pode ser esperado. Isso ocorre de janeiro a maio, conforme mostrado na Figura 3.6, durante a estação chuvosa, quando os fatores de capacidade podem cair para valores tão baixos quanto $FC = 0,15$.

As estações do sul apresentam menor variabilidade sazonal. A amplitude harmônica decai para $A = 0,14$ no RJ, e é surpreendentemente baixa para RS-S, $A = 0,06$ (Tabela 3.1). Os *box-plots*, no entanto, geralmente são largos. Os percentis 25 e 75 têm um alcance muito maior durante todo o ano (0,25 a 0,75). Isso é resultado da passagem frequente de sistemas sinóticos, como ciclones e anticiclones [121, 122]. Dependendo da posição das estações em relação a esses sistemas atmosféricos, eles podem esperar ventos baixos ou fortes variações em questão de dias, ou mesmo horas.

Os ciclones normalmente viajam ao longo da costa e se deslocam para o oceano, raramente migrando para além da latitude do Rio de Janeiro. Como resultado, a altura dos *box-plots* (diferenças percentis 25 e 75) para o sul (SC, RS-N e RS-S) e sudeste (RJ) são tipicamente maiores do que para o nordeste (MA, PI, CE, RN) e norte (AP). Tomando como exemplo RS-S e PI em outubro, em RS-S a variação é de 0,1 a 0,9, enquanto em PI a variação é de 0,75 a 1. Isso se deve à forte variabilidade sinótica presente no sul do país, enquanto o regime de ventos alísios está ativo no nordeste.

Em termos gerais, as estações nordeste e sul apresentam fatores de capacidade menores no primeiro semestre do ano e fatores de capacidade mais elevados no segundo semestre. Uma exceção marcante é o Amapá (AP), localizado no extremo norte do Brasil (Figura 3.1). No AP, os ventos apresentam comportamento inverso em termos de variabilidade sazonal. Ao contrário de outras estações, os primeiros meses do ano no AP apresentam alta intensidade de vento. Os fatores

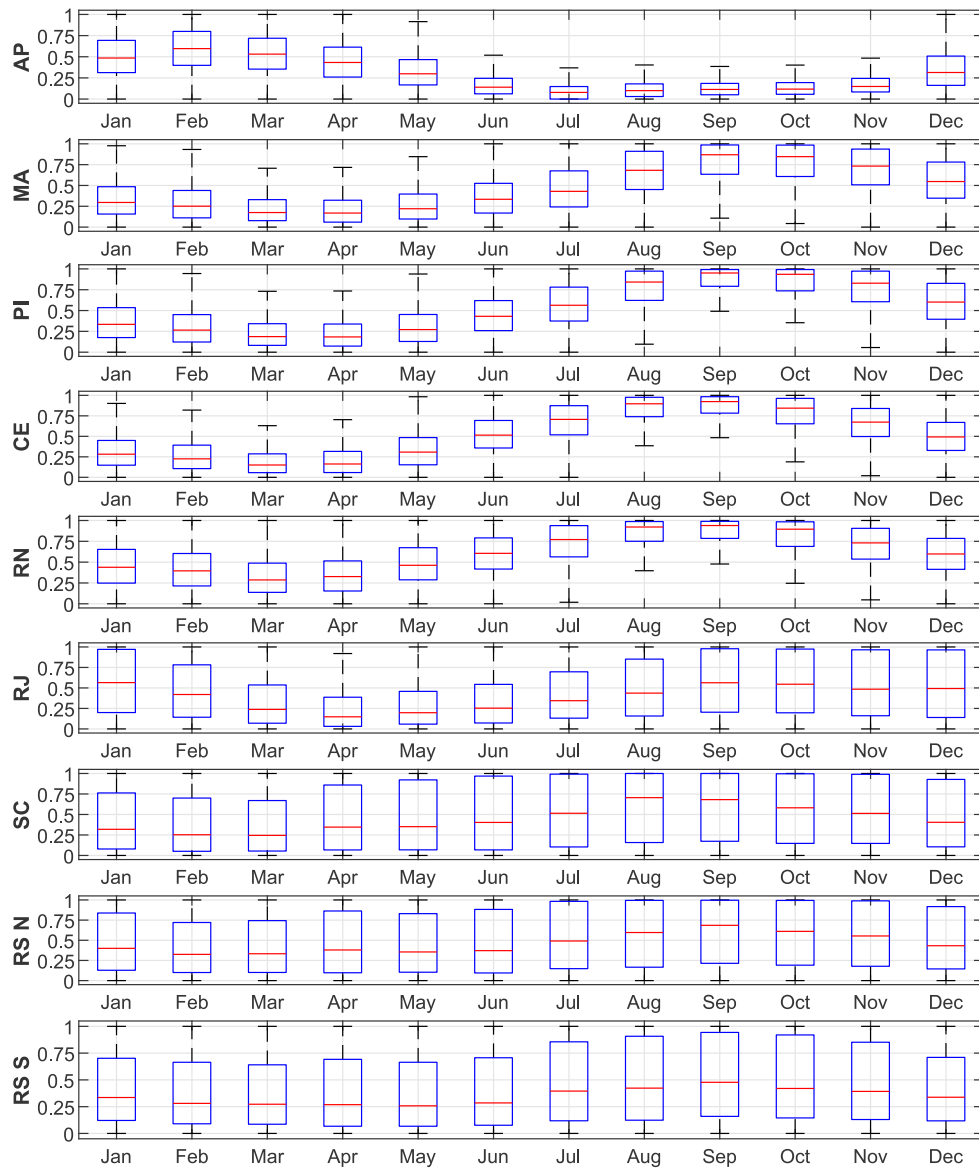


Figura 3.6: Distribuições mensais do fator de capacidade para *clusters* individuais de parques eólicos.

de capacidade medianos atingem 0,5 de janeiro a março, com distribuições no *box-plot* mais curtas, superiores a MA, CE e PI para os mesmos meses.

No segundo período, porém, a produção começa a cair no AP, atingindo baixos níveis de junho a novembro. AP tem um sinal sazonal de amplitude considerável, com $A = 0,24$, porém está quase a 160° fora de fase com as estações do nordeste (Tabela 3.1). Esses padrões contrastantes podem ser atribuídos às posições dessas estações em relação à Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) [30]. Quando a ZCIT está localizada ao norte, próximo a AP, os alísios de sudeste atingem seu pico no nordeste em RN, CE, PI e MA. Quando a ZCIT se move para o sul, os alísios de

nordeste tornam-se mais fortes em AP e os ventos em RN, CE, PI e MA são baixos. Isso representa um fenômeno sincronizado, com implicações importantes para a estabilização sazonal da rede.

3.4.3 Correlação entre sítios

Um *grid offshore*, do ponto de vista de parques eólicos conectados, pode melhorar as flutuações de geração de curto prazo. A interligação de parques distantes pode reduzir significativamente as rampas horárias. Kempton *et al.* (2011) investigaram observações de vento na costa leste dos EUA, estabelecendo uma escala espacial de decorrelação, onde as estações eólicas começam a se complementar [71]. Martin *et al.* (2015) estudaram a diversidade geográfica dos ventos no sudeste da Austrália, Canadá e noroeste dos EUA [123]. Solbrekke *et al.* (2020) investigaram a mitigação da intermitência de energia eólica na interconexão de sites *offshore* noruegueses [72]. Todos esses estudos demonstram que as flutuações de potência de curto prazo são efetivamente suavizadas pela agregação de usinas eólicas em áreas distantes. Eles descobriram que as correlações de vento entre as estações caem significativamente para distâncias de 400 a 600 km, comprimento comparável à escala de sistemas atmosféricos sinóticos [120].

Neste trabalho foi explorada a correlação entre pares de estações eólicas para a região *offshore* brasileira usando o conjunto de dados ERA5. As correlações foram calculadas usando a série temporal em termos de fator de capacidade. Apesar disso, os resultados das correlações usando a série de velocidade do vento são muito semelhantes. Aqui, todas as nove estações listadas na Tabela 3.1 são consideradas para análise (Figura 3.7). Os pontos cinza identificam correlações dentro dos seis *clusters* de parques eólicos já em análise ambiental pelo IBAMA. Os pontos magenta envolvem emparelhamentos com uma das estações sugeridas neste trabalho (AP, MA ou SC). Os três painéis diferentes na Figura 3.7 ilustram gráficos de dispersão das correlações calculadas a partir de séries temporais horárias, mensais e anuais.

A análise dos pontos cinzas calculados a partir de séries temporais ilustra um comportamento semelhante ao descrito em trabalhos anteriores [71, 72, 123] (Figura 3.7, painel da esquerda). Os pontos em 0 de distância e 1 de correlação representam todas as nove estações, cada uma correlacionada consigo mesma. A correlação cai relativamente rápido à medida que as estações eólicas são comparadas com locais vizinhos. Uma linha cinza ilustra o ajuste exponencial da função $R = \exp(-d/D)$, onde D representa uma escala espacial de decaimento.

Como a curva demonstra, as correlações caem a perto de zero para distâncias além de 2.000 km. Isso sugere que a agregação de turbinas eólicas distantes pode suavizar as rampas horárias, melhorando significativamente a geração da rede.

Os pontos magenta em Figura 3.7 ilustram correlações com a estação AP. Destacam-se devido às suas correlações negativas $-0,5 < R < -0,2$ em distâncias entre $1000 < d < 2000$ km. Esse comportamento corresponde à complementaridade sazonal das estações AP e MA, PI, CE e RN descritas na seção anterior. Também ocorrem correlações ligeiramente negativas para os pares RJ, SC e RS com AP.

Surpreendentemente, ao explorar as correlações empregando séries temporais mensais ou anuais, as correlações negativas são válidas para os pares de AP. De fato, as correlações com AP chegam a $R = -0,8$ para CE, $R < -0,6$ para MA, PI e RN, e $R < -0,4$ para SC e RS na escala de tempo mensal (Figura 3.7, painel central). As séries temporais anuais apresentam correlações negativas, sugerindo que AP pode ser complementar às estações do nordeste e do sul em uma base interanual.

Essas distribuições de dispersão apresentam informações relevantes para a tomada de decisão, levando ao conceito de *plantas eólicas de reserva* (PER). O papel das usinas de reserva é atribuído às fontes de energia despacháveis, como as térmicas. Neste caso, será mostrado que ao dispor uma quantidade significativa de turbinas como PER no AP, o problema das flutuações sazonais na rede pode ser amenizado.

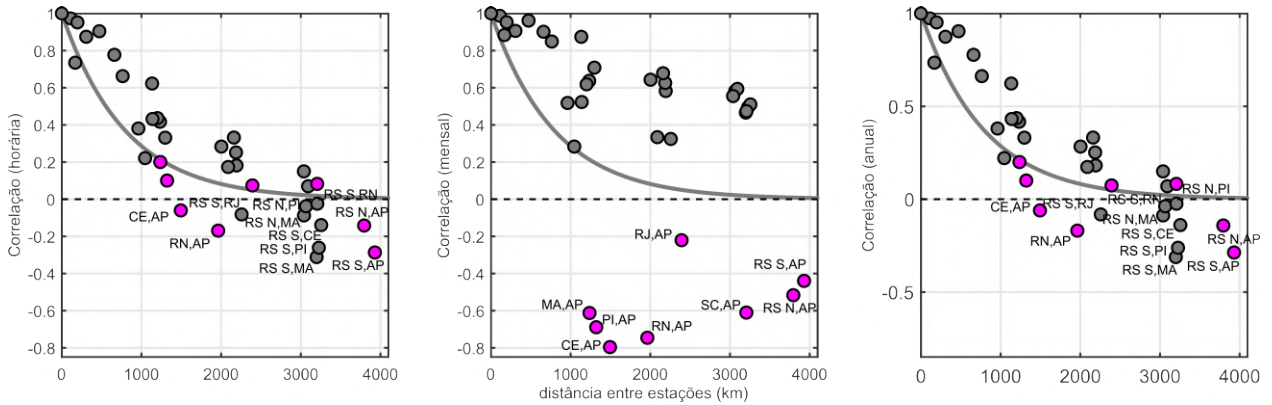


Figura 3.7: Correlação R entre pares de estações em função da distância geográfica d . A curva cinza representa o ajuste exponencial desses pontos, $R = \exp(-d/D)$.

3.4.4 Simulação do grid offshore

Para a simulação do grid *offshore*, foi inicialmente computado o desempenho dos parques *offshore* atualmente em análise no IBAMA. Estes são os agrupamentos

de vento MA, PI, CE, RN, RJ, SC, RS-N e RS-S listados na Tabela 3.1 e Figura 3.3. A curva de potência Vestas V164 foi selecionada como referência para cálculo de potência, embora outros modelos sejam considerados nos projetos originais dos parques [63]. Aqui, a distribuição das turbinas é calculada com base na capacidade somada de cada *cluster* de parques *offshore*.

A distribuição de potência agregada por *cluster* está listada na Tabela 3.3, identificada como a simulação de “caso base”. Isso representa 2,64 GW de aerogeradores no litoral do MA, 6,92 GW no PI, 48,41 GW no CE, 15,85 GW no RN, 33,19 GW no RJ, 5,7 em SC 23,58 GW no RS-N e 33,43 GW no RS-S, totalizando 169,74 GW. O *cluster* AP recebeu 0 GW nesta simulação inicial, pois o sítio não é considerado pelo IBAMA (conforme apresentado em novembro de 2022).

A potência da turbina $P_i(t)$ foi calculada para cada *cluster* a partir de dados do ERA5. O número de turbinas α_i pode ser calculado dividindo a capacidade instalada local por 8 MW, potência nominal da Vestas V164 (Tabela 3.3). O cálculo de P_{grid} segue a Equação (3.5).

Os painéis na Figura 3.8 ilustram a série temporal P_{grid} (painel esquerdo) e a distribuição do histograma (painel direito). Uma linha laranja fina apresenta as médias diárias do grid (computadas a partir de dados horários) e uma linha marrom mais escura apresenta as médias mensais. Rampas diárias a sazonais podem ser identificadas. A produção de pico é superior a 150 GW, enquanto a produção mais baixa é, por vezes, inferior a 20 GW. A rede, no entanto, nunca atinge 0 GW. Um forte sinal sazonal é identificado nesta simulação do grid, pois grandes parques eólicos são considerados para o nordeste e RJ.

A tabela 3.3 resume o desempenho da simulação para o caso base. O fator de capacidade total da rede é $FC = 0,49$, com potência média de $M_{grid} = 82,99$ GW. A energia total durante o período simulado de 30 anos é de 20371 TWh. A amplitude da flutuação sazonal é $A_{grid} = 30,99$ GW, o que representa 37% da potência média da rede (Tabela 3.3).

Esses resultados demonstram uma melhora em relação ao desempenho de parques eólicos isolados. Ao agregar parques eólicos (não correlacionados), períodos sem geração se tornam ausentes e períodos abaixo de 10% FC (16,9 GW) ocorrem em 1,48% do tempo. A distribuição do histograma demonstra que esta malha hipotética opera entre 24 e 144 GW na maioria dos dias, com distribuição modal em torno de 88 GW (Figura 3.8, painel direito). Esse tipo de análise é altamente simplificado, pois não inclui distribuições de turbinas eólicas ao redor dos *clusters*, perdas por esteira, falhas, períodos de manutenção ou perdas de transmissão.

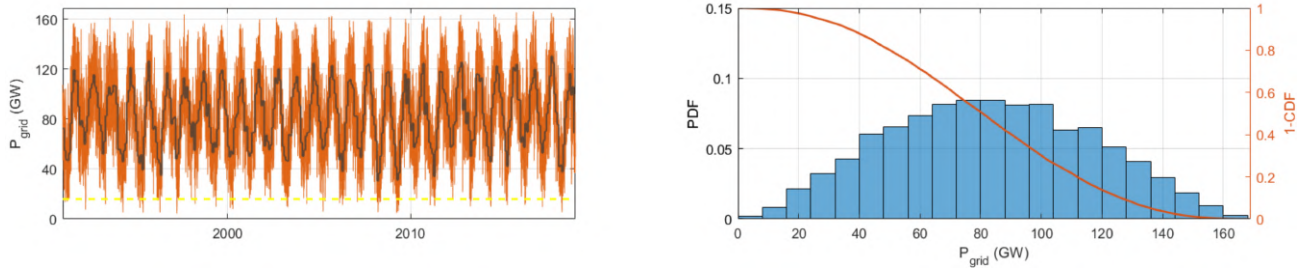


Figura 3.8: O painel à esquerda representa a série temporal de P_{grid} para 30 anos (unidades GW) no caso base.

3.4.5 Otimização do grid offshore

O desempenho do grid para o caso base explorado na seção anterior abre espaço para otimização. Os principais pontos a serem observados são: (i) a produção de energia mais significativa que pode ser alcançada; (ii) a variabilidade sazonal mínima que pode ser reproduzida; e (iii) a existência de uma distribuição ótima da geração máxima de energia e amplitude mínima de energia sazonal.

O problema formulado na Seção 3.3.7 permite a investigação dessas questões com base na escolha dos parâmetros δ_1 , δ_2 e no histórico de P_i nesses locais. Todos os *clusters* de parques eólicos listados na Tabela 3.1 são considerados para esta análise, incluindo AP.

A tabela 3.3 descreve os resultados para seis rodadas de simulação após a otimização do GA, variando o valor de Pareto de $\delta_1 = 1$, $\delta_2 = 0$ a $\delta_1 = 0$, $\delta_2 = 1$ em incrementos de 0,2. Para cada simulação, a soma de Pareto é sempre unidade. A Equação (3.7) estabelece os pesos δ_1 para a geração total de energia (potência média), enquanto δ_2 minimiza a amplitude sazonal de P_{grid} .

Os resultados para as seis simulações de otimização da metodologia, estão ilustrados na Figura 3.9. Novamente, a linha laranja representa P_{grid} em termos de variabilidade diária de energia (média dos dados horários) e a linha marrom representa as médias mensais. Comparando o primeiro caso com o “caso base”, percebe-se que os resultados são semelhantes.

Para otimização com integralidade para o pareto de otimização da energia, a potência média é $M_{grid} = 86,5$ GW, em comparação com $M_{grid} = 83$ GW na simulação do caso base. Em termos de energia gerada ao longo dos 30 anos, os valores são $E_{30} = 21230$ TWh e 20371 TWh, respectivamente. Os fatores de capacidade são $FC = 0,51$ e 0,49, respectivamente, para os dois casos (Tabela 3.3). Isso sugere que o AG melhora ligeiramente o desempenho de geração de energia (4 %), indicando que os atuais parques eólicos *offshore* propostos no IBAMA são quase

otimizados para geração máxima de energia com pouco espaço para melhorias. Isso pode ser interpretado como resultado do investimento em locais com grandes FC anuais, o que garante um rendimento energético substancial. Ambos os *grids*, no entanto, sofrem de grandes amplitudes sazonais: $A_{grid} = 31$ GW para o caso base contra $A_{grid} = 31,85$ GW para o $\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$ simulação. Os resultados do AG para esta fronteira de Pareto contam com a vantagem de fazendas mais distribuídas ao longo da costa. No caso base, a capacidade instalada apenas no *cluster* CE é de 48,41 GW.

A busca pela flutuação sazonal mínima pode ser explorada definindo $\delta_1 = 0$ e $\delta_2 = 1$ (Tabela 3.3). Os resultados da otimização por AG estão ilustrados nos painéis da última linha na Figura 3.9 para este par de Pareto. Comparando este caso com a simulação de máxima geração, fica claro que as amplitudes sazonais de P_{grid} são significativamente reduzidas. A amplitude sazonal do grid cai para $A_{grid} = 10,80$ GW, cerca de um terço da simulação anterior (Tabela 3.3). A potência média do grid M_{grid} é de 77,08 GW e o FC é de 0,46, representando uma redução de 10,9% em termos de energia em comparação com uma redução benéfica de 66,1% em termos de amplitude sazonal de potência da rede.

Uma diferença importante é a maior variabilidade diária observada nos painéis da primeira linha da Figura 3.9 em comparação com os painéis da última linha. Esse fenômeno é proveniente da maior alocação de turbinas nas regiões do sul, onde há substancial atividade sinótica. Uma distribuição incremental desses parques eólicos em torno de seus clusters ao longo das costas do RS e SC deve reduzir as rampas de potência horária para diária, conforme sugerido por trabalhos anteriores [71, 72, 123]. Este problema, no entanto, não foi aprofundado neste trabalho.

Para situações intermediárias, podem ser sugeridos a escolha de Pareto δ_1 e δ_2 resumidos na Tabela 3.3. Quando o foco é a geração máxima de energia ($\delta_1 = 1$ e $\delta_2 = 0$), a otimização reserva menos de 1 GW para AP, embora distribua turbinas eólicas de forma mais justa entre PI e SC. AP não é um sítio competitivo com parques eólicos de alto fator de capacidade anual, pois seu $FC = 0,3$.

Por outro lado, à medida que o Pareto δ_2 cresce, segue-se uma redução significativa na amplitude sazonal A_{grid} , com uma penalidade aceitável para a energia. Como exemplo, para a condição de Pareto $\delta_1 = 0,6$ e $\delta_2 = 0,4$, a amplitude sazonal é minimizada em 65,9% em comparação com o pareto de máxima energia, com uma penalidade de apenas 11,1% à potência média. Para esta condição, a potência alocada ao AP é substancial (33,23 GW).

Para uma série eólica de 30 anos, a otimização da energia significaria potência abaixo de 10% da capacidade instalada (16,9 GW) 1,52% do tempo, enquanto com a otimização sazonal esse percentual é de 0,57%.

A distribuição da potência na PDF demonstra que a primeira solução se estende aos valores mínimo e máximo de capacidade do grid. Por outro lado, uma distribuição mais centralizada com menos períodos de baixa e alta potência faz com que δ_2 ganhe importância. À medida que a amplitude sazonal da série temporal decai, os histogramas revelam que a variabilidade de potência ocorre dentro de um envelope muito mais estreito (40 a 120 GW) em comparação com a simulação de caso base.

Vale ressaltar que a função objetivo do problema de otimização é um problema multivariável não linear, o que significa que os resultados finais podem ser soluções ótimas locais que dependem das condições iniciais do método iterativo. No Apêndice A estão registrados resultados de novas rodadas do AG. Vale ressaltar que os resultados são coerentemente preservados no que se diz respeito a amplitude (alcança o máximo de 40 GW e mínimo de 8,45 GW) e média (com máximo de 87 GW e mínimo de 72 GW). A otimização da fronteira de pareto que maximiza a energia em relação à que minimiza a sazonalidade é de 79% penalizando até 16,5% da energia.

A Figura 3.10 ilustra os resultados da variação de todas as condições de paretos através do gráfico de *box-plot*. Nesta análise fica ainda mais perceptível que as variações sazonais são maiores quando o AG otimiza a produção de energia. Nesta condição, mesmo comparando com o caso base, é possível notar as medianas (linhas vermelhas centrais) apresentam variações consideráveis, com quase 60 GW de flutuação entre os meses de março e setembro. Assim, as caixas apresentam altura menor, porém com os quartis concentrados em potências mais elevadas. Para o conjunto de paretos de otimização da flutuação sazonal, os valores de flutuação entre os meses críticos diminuem em praticamente 50%. A medida em que uma importância maior é dada ao pareto δ_2 as caixas ficam mais altas, pois os valores estarão mais concentrados em quartis mais centralizados na potência média total instalada, o que comprova o bom desempenho do AG em estabilizar o *grid*.

Tabela 3.3: Resultados para simulação e otimização do *grid offshore*. Nas colunas com os estados estão as potências alocadas em GW

Simulação	A_{grid} (GW)	E_{30} (TWh)	FC	M_{grid} (GW)	AP	MA	PI	CE	RN	RJ	SC	$RS - N$	$RS - S$
caso base	31,00	20371,82	0,49	83,00	0,00	2,64	6,92	48,41	15,85	33,19	5,70	23,59	33,43
$\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$	31,85	21230,14	0,51	86,50	0,40	2,61	22,53	20,46	35,91	28,62	24,01	29,24	5,22
$\delta_1 = 0,8, \delta_2 = 0,2$	11,87	19143,22	0,46	77,99	34,68	0,15	4,79	5,08	29,60	12,91	24,92	33,77	23,11
$\delta_1 = 0,6, \delta_2 = 0,4$	10,87	18864,91	0,45	76,86	33,23	1,63	7,94	1,05	21,15	9,98	29,42	31,85	32,76
$\delta_1 = 0,4, \delta_2 = 0,6$	11,38	18730,54	0,45	76,31	37,33	5,15	3,80	0,22	30,33	22,92	8,32	28,25	32,70
$\delta_1 = 0,2, \delta_2 = 0,8$	10,57	18587,58	0,45	75,73	37,47	7,07	4,21	4,03	19,30	11,61	28,94	26,45	29,92
$\delta_1 = 0, \delta_2 = 1$	10,80	18919,50	0,46	77,08	37,59	2,46	0,15	9,81	29,36	4,41	13,12	36,82	35,28

Tabela 3.4: Resultados para simulação e otimização do *grid offshore*, sem AP como variável de decisão do algoritmo. Os mesmos parâmetros da Tabela 3.3 são registrados aqui, para a mesma metodologia proposta.

Simulação	A_{grid} (GW)	E_{30} (TWh)	FC	M_{grid} (GW)	AP	MA	PI	CE	RN	RJ	SC	$RS - N$	$RS - S$
$\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$	40,23	21892,02	0,53	89,19	0,00	11,53	36,68	32,64	40,87	5,58	4,61	35,09	2,00
$\delta_1 = 0,8, \delta_2 = 0,2$	21,57	20449,43	0,49	83,31	0,00	2,36	3,06	2,40	28,65	29,79	41,12	35,74	25,88
$\delta_1 = 0,6, \delta_2 = 0,4$	20,59	19843,07	0,48	80,84	0,00	13,16	3,30	0,37	13,73	32,03	29,91	40,96	35,54
$\delta_1 = 0,4, \delta_2 = 0,6$	18,42	19398,32	0,47	79,03	0,00	3,18	1,39	9,75	0,82	41,00	32,76	39,69	40,42
$\delta_1 = 0,2, \delta_2 = 0,8$	19,57	19654,08	0,47	80,07	0,00	11,02	0,63	1,34	12,14	36,80	32,88	34,13	40,06
$\delta_1 = 0, \delta_2 = 1$	22,69	19419,19	0,47	79,12	0,00	33,02	1,79	1,95	2,41	26,82	39,46	25,20	38,34

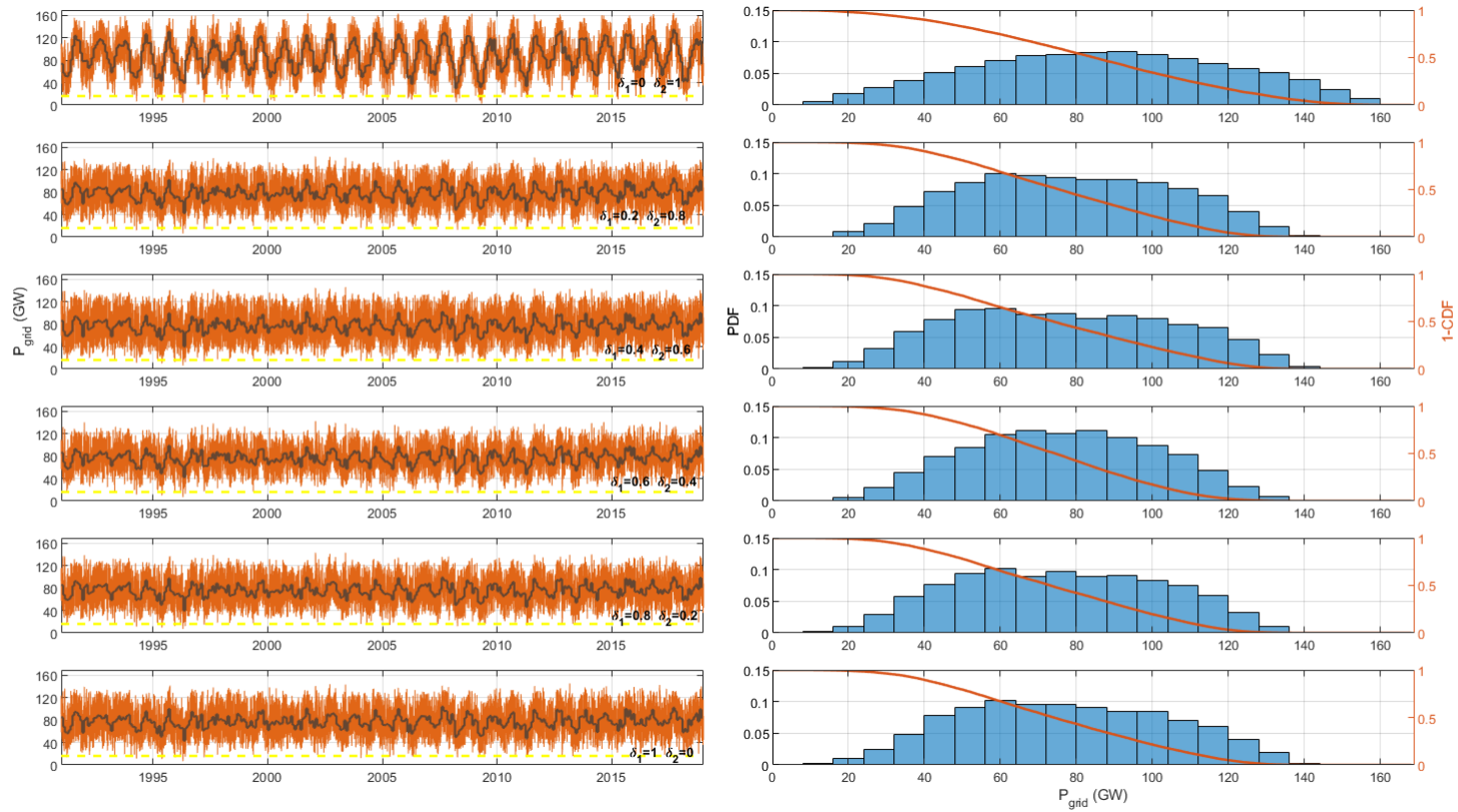


Figura 3.9: Resultados das simulações do *grid offshore*. Os painéis à esquerda representam a série temporal de P_{grid} para 30 anos (unidades GW). Os painéis à direita indicam o histograma correspondente e distribuições cumulativas de P_{grid} .

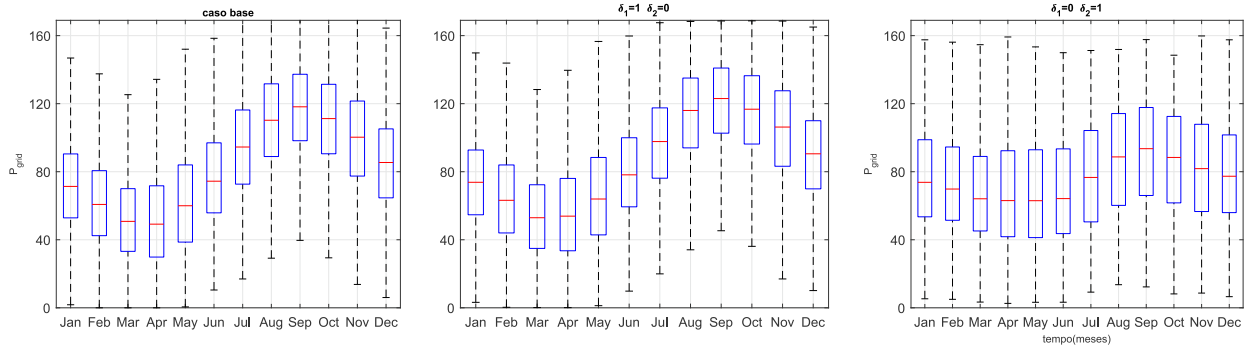


Figura 3.10: Caso base e resultados do AG para os paretos extremos, através do gráfico *box-plot*

A Tabela 3.4 registra os valores de seis novas rodadas com variação dos paretos δ_1 e δ_2 em degraus de 0,2, porém sem incluir o AP como variável de decisão para o AG. Para todas as situações é significativa a diferença dos resultados de minimização da amplitude sazonal com a formulação que inclui o AP. Neste caso a amplitude sazonal é minimizada para no máximo 22,69 GW contra 10,8 GW para o problema que inclui o AP (uma perda de 47%), muito embora essa redução em relação ao caso base seja significativa (26%). Além do mais, na otimização via AG o grid alcança FC de 0,53, um ganho de 7,46% de energia em relação ao caso base.

No Apêndice A também estão registradas outras rodadas de simulações da metodologia sem inclusão do AP.

3.4.6 Plantas Eólicas de Reserva

O balanço de potência é um dos princípios mais básicos que garantem a segurança do sistema. Todos os sistemas de energia são suscetíveis a eventos que podem colocar em risco o equilíbrio entre carga e geração [124]. Embora certos sistemas permitam o corte de carga em determinados momentos ou até mesmo o incorporem em contratos de energia com receita prevista para esse tipo de ocorrência, uma alternativa mais inteligente são fontes de reserva. Essas fontes aumentam a confiabilidade do sistema e garantem sua segurança, já que o operador do sistema pode ativá-la nos casos em que houver alguma perturbação na rede. No entanto, os sistemas de energia vêm sendo modernizados e alternativas como os bancos de baterias e hidrogênio verde estão sendo cada vez mais estudados.

Por enquanto, as usinas termelétricas são a base dos contratos de energia de reserva. Elas podem ser despachadas a qualquer momento para compensar perturbações causados na rede por aumento de carga ou variabilidade de

geração. Estas usinas são utilizadas para oferecer potência firme ao sistema, e são normalmente utilizadas em períodos de baixa pluviosidade, evitando que os reservatórios das hidrelétricas atinjam níveis críticos. Os contratos, em sua maioria, são feitos por disponibilidade de potências, o que significa que a planta precisa estar em prontidão para o despacho centralizado a qualquer momento, e será remunerada independente do seu uso no planejamento do SIN.

Por outro lado, há uma necessidade urgente de reduzir o uso dessas fontes, pois são grandes emissoras de gases do efeito estufa (GEE) e as opções de baixa emissão são atualmente ineficazes do ponto de vista econômico. Com base nesses fatos e nos resultados apresentados nas seções anteriores, pode-se introduzir o conceito de Plantas Eólicas de Reserva (PER).

As PER são análogas ao uso de usinas termelétricas para este fim. Sob este conceito, as instalações eólicas *offshore* seriam avaliadas não apenas pelo seu fator de capacidade anual e amplitudes de potência, mas também com base na possibilidade de fornecer energia durante meses críticos, quando outros parques eólicos experimentam regimes de ventos baixos. Isso pode ser feito com a instalação de aerogeradores em áreas estratégicas caracterizadas por correlações negativas. A Figura 3.6 ilustra claramente o conceito de uma possível PER na região AP; enquanto nos primeiros quatro meses do ano o FC é substancialmente reduzido em outros sites no Brasil, em AP apresenta um desempenho muito melhor.

É útil quantificar a viabilidade das PER usando os valores atuais do mercado de energia. O custo nivelado de energia (LCOE) para uma térmica a gás (geralmente usado como fornecedor de energia de reserva) no Brasil varia entre 208 e 246 USD/MWh [32]. Os preços das usinas eólicas *onshore* variam de 30 a 49 USD/MWh. Como mencionado anteriormente, o mercado de energia eólica *offshore* está em estágio inicial no Brasil, o que significa que os preços dessas fontes são desconhecidos. No entanto, os valores mundiais são de 66 a 100 USD/MWh, com valores médios em torno de 83 USD/MWh [32].

Entre todos os sites considerados em questão, o AP é o pior em termos de fator de capacidade anual ($FC = 0,30$), o que o torna pouco atraente para os investidores do ponto de vista de receita anual. No entanto, ao considerar o conceito PER, AP tem metade do fator de capacidade do RN simulado para 30 anos (ver Tabela 3.1). Considerando custos semelhantes ao longo do período de funcionamento, AP forneceria metade da geração anual esperada de RN, implicando um LCOE de

166 USD/MWh⁷. Isso tornaria AP aproximadamente 20 a 32% mais barato que as usinas de reserva térmica, com a vantagem adicional de ser uma fonte que contribui para as metas de descarbonização.

Deste ponto de vista, é evidente que o *FC* anual não é o único parâmetro que deve ser considerado na avaliação do investimento em energia eólica *offshore*; a comparação com fontes térmicas torna essas usinas muito mais interessantes do ponto de vista de desenvolvimento. Em termos de custo, Wiser *et al.* (2021) [36] antecipam que os custos *offshore* devem diminuir em 17–35% em 2035 e 37–49% em 2050. Valores médios de LCOE de 60 USD/MWh são esperados para 2025 e 50 USD/MWh para 2030 (veja a Figura 4 em Wiser *et al.*, (2021) [36]). Dentro desses cenários otimistas, as PERs fazem ainda mais sentido do ponto de vista econômico e ambiental.

3.5 CONCLUSÃO

Nesta trabalho, foi investigado o desempenho de parques eólicos *offshore* hipotéticos com base em 30 anos de velocidades do vento provenientes do modelo de reanálise ERA5. Os ventos foram usados para calcular a geração agregada de turbinas previstas para projetos sob licenciamento ambiental no Brasil. Um total de nove estações, do estado do Amapá (AP) no norte ao estado do Rio Grande do Sul (RS) no sul, foram selecionadas para análise, incluindo áreas ainda não consideradas para desenvolvimento *offshore*.

As estações apresentaram diversidade meteorológica substancial. Sítios do norte e nordeste estão sob influência da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e do regime de ventos alísios; eles exibem grandes amplitudes sazonais, com picos sazonais dos ventos centrados em janeiro-fevereiro-março no norte e agosto-setembro-outubro no nordeste. As estações sudeste e sul são dominadas pelo Centro de Alta Pressão do Atlântico, com a passagem frequente de sistemas meteorológicos sinóticos. Como resultado, o conjunto apresenta uma variabilidade sazonal mais leve e uma variabilidade diária a semanal significativa.

A complementaridade regional de diferentes regimes eólicos foi explorada calculando a correlação de estações eólicas vizinhas e remotas. Um resultado marcante foram as fortes correlações negativas ($R = -0,8$) encontradas entre a estação norte do Amapá (AP) e as estações do Rio Grande do Norte (RN). Este resultado é devido à variabilidade dos ventos alísios e migração da ZCIT [12, 30].

⁷ É importante ressaltar que esta é uma análise preliminar e não foram considerados fatores de mercado que podem influenciar no custo e viabilidade das PERs, tais como infraestrutura em transmissão, demanda de eletricidade regional, logística e etc.

As correlações negativas também são válidas para as estações norte (AP) com o sudeste e sul.

A simulação do grid *offshore* foi realizada para um cenário de caso base (com base nas propostas atuais), geração máxima e para otimização sazonal do sistema. Os resultados demonstram que a realocação de aerogeradores pode reduzir a amplitude sazonal em até 66,1% enquanto incorre em uma penalidade de apenas 10,9% na geração média de energia. Isso é feito pela inclusão da região norte e redistribuição de parques eólicos com base em um algoritmo genético.

Outros estudos abordaram a importância da implantação em larga escala para aprimoramento do perfil de geração. Kempton *et al.* (2011) demonstraram que a interconexão de parques eólicos na costa leste dos EUA deve reduzir a variação e as rampas de potência, eliminando horas de produções nulas [71]. Grams *et al.* (2017) demonstraram como a exploração de regiões periféricas da Europa no norte da Escandinávia, Península Ibérica e Balcãs tem alto potencial para geração de eletricidade durante períodos de calma severa no mar do Norte [125]. Ambos os estudos, no entanto, foram focados em regimes climáticos de latitudes médias e estratégias empregadas para equilibrar a variabilidade horária a multidiária dos ventos.

Os resultados aqui apresentados demonstram que a exploração de recursos eólicos ao longo das regiões tropicais e subtropicais do Brasil pode ajudar a estabilizar a geração eólica em escala sazonal. Um método simples baseado em correlações pareadas ajudou a identificar regimes fortemente complementares.

Essas descobertas são importantes, pois há tempo para estabelecer políticas que incentivem o investimento e a diversificação *offshore*. O alto nível de complementaridade da estação norte com outras regiões leva ao conceito de centrais de plantas eólicas de reserva (PER). Essas fazendas podem ser vistas como “fontes de reserva” de segurança energética, podendo substituir contratos com usinas de reserva térmica, com vantagens econômicas e ambientais. A análise sugere que as PERs podem ser 20 a 32% mais baratas que as reservas térmicas usando os valores atuais de mercado.

SUMÁRIO E CONCLUSÕES

Esta tese apresentou a importância de diversificar a alocação de investimentos em energia eólica offshore ao longo da costa brasileira com o objetivo de estabilizar o perfil de geração por meio desta fonte. A utilização de regiões com baixa atratividade para investimentos em geração de energia merece maior atenção do ponto de vista do planejamento e operação do sistema interligado. Esse tipo de visão é extremamente importante, principalmente pelo atual momento de desenvolvimento dessa fonte no país, já que ainda há tempo de estabelecer políticas que estimulem o desenvolvimento de padrões que tragam benefícios para a rede e minimizem a necessidade de investimentos em usinas térmicas de reserva.

Além disso, a região nordeste não é a única com bom potencial para geração eólica, visto que existem diversas outras localidades com padrões eólicos interessantes que trarão desenvolvimento econômico para todo o país através da diversidade meteorológica. Vale ressaltar a importância de se debater a questão da energia eólica offshore antes que esse tipo de fonte tome proporções no sistema, tendo em vista que um mercado desregulado pode trazer diversas desvantagens ao sistema, e fazer com que as fontes de geração se concentrem em apenas dois ou três estados.

O conceito de energia de reserva também pode ser discutido utilizando fontes intermitentes para esse fim, do ponto de vista sazonal. O grande exemplo que nos permite validar este tipo de aplicação é a geração de energia eólica no estado da AP, que traz uma melhora considerável na sazonalidade da geração eólica offshore aqui simulada. Portanto, da mesma forma que no sistema elétrico brasileiro existe um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos de forma a compensar a sazonalidade dos afluentes, um conceito semelhante pode ser adotado para compartilhamento dos riscos decorrentes da sazonalidade dos parques eólicos, dividindo a responsabilidade que hoje cabe apenas ao ONS com os demais agentes do mercado de energia. Além disso, o modelo ERA5 mais uma vez se mostrou uma ferramenta essencial para analisar e simular os efeitos da

exploração de ventos em larga escala aplicada a sistemas elétricos de potência, que podem ser aplicados em diferentes partes do mundo.

4.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Embora a estabilização sazonal da rede tenha sido um resultado claro desta análise, os resultados das simulações devem ser aprimorados. A distribuição espacial dos aerogeradores ao redor das estações selecionadas (clusters) não foi considerada, o que significa que a variabilidade agregada em escalas horárias a diárias provavelmente está superestimada neste estudo. A parametrização das esteiras das turbinas e a consideração de outros aspectos econômicos, como custos de fundação e linhas de transmissão, devem ser consideradas futuramente. Os resultados aqui apresentados representam uma simulação preliminar em larga escala de parques eólicos com base em dados de reanálise, e os detalhes mais precisos de campos eólicos próximos à costa não foram considerados. O refinamento dinâmico (*downscaling*) do ERA5 com modelos de previsão do tempo poderia fornecer uma melhor descrição dos ventos, resolver os efeitos orográficos e permitir o estudo de esteiras de turbinas eólicas individuais ou parques eólicos inteiros. A validação de modelos regionais depende de observações de vento na altura das turbinas, que atualmente são escassas para toda a costa brasileira. Estudos relacionados se beneficiariam de programas de campo mais extensos para medir perfis de vento em áreas costeiras e oceânicas do Brasil.

Os atuais parques eólicos atingem sua menor produção esperada na estação chuvosa. Como as termelétricas são reguladas pelo preço, elas normalmente não são acionadas na estação chuvosa, especialmente se a hidrelétrica estiver disponível. Assim, o problema de armazenamento se agrava antes do início da estação seca. O aumento do consumo se traduz em menos água armazenada ao longo do tempo. Embora a temporada de ventos seja tipicamente na estação seca [12, 126], a dependência da hidrelétrica continua, e o balanço hídrico neutro a negativo geralmente prevalece [17]. As eólicas do norte poderiam ajudar na regulação dos reservatórios em períodos secos, já que exatamente nesta estação os ventos do corredor norte são mais intensos. Estudos podem ser direcionados para mensurar esta complementaridade analisando estratégias de coordenações hidrotérmicas com a variável vento. A fonte solar, assim como a eólica, também cresce agressivamente no Brasil e no mundo. A complementaridade desta fonte com as eólicas offshore também poderiam ser objetos reais de estudo, já que se

trata de um cenário futuro praticamente consolidado. A análise aqui feita, poderia ser mais abrangente se envolvesse a fonte solar fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

- [1] 'World Energy Outlook 2021,' International Energy Agency, Tech. Rep., 2021, pp. 1–386. [Online]. Available: www.iea.org/weo.
- [2] M. Umar, Y. Riaz and I. Yousaf, 'Impact of russian-ukraine war on clean energy, conventional energy, and metal markets: Evidence from event study approach,' *Resources Policy*, vol. 79, p. 102966, 2022, issn: 0301-4207. doi: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.102966>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301420722004093>.
- [3] V. Santos and d. C. Nivaldo, 'Guerra da Ucrânia e Crise Energética Europeia: Medidas extraordinárias adotadas para mitigar os impactos econômicos e sociais,' GESEL, Tech. Rep., 2022.
- [4] K. O. Yoro and M. O. Daramola, 'Chapter 1 - CO₂ emission sources, greenhouse gases, and the global warming effect,' in *Advances in Carbon Capture*, M. R. Rahimpour, M. Farsi and M. A. Makarem, Eds., Woodhead Publishing, 2020, pp. 3–28, isbn: 978-0-12-819657-1. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819657-1.00001-3>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128196571000013>.
- [5] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge and B. Hannegan, 'Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy,' *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017. doi: [10.1109/MPE.2016.2637122](https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122).
- [6] 'Renewables Global Status Report 2022,' REN21, Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: [https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html).
- [7] IRENA, 'Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050,' Tech. Rep., 2019, 52 (10–23). [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>.
- [8] MME and EPE, 'Plano Nacional de Energia - PNE 2050,' Tech. Rep. 9, 2020, pp. 1689–1699. arXiv: [arXiv: 1011.1669v3](https://arxiv.org/abs/1011.1669v3). [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>.
- [9] GWEC, 'Annual Wind Report,' Tech. Rep., 2022.
- [10] GWEC, 'Global Wind Report | Gwec,' Tech. Rep., 2021, p. 75. [Online]. Available: <http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/>.
- [11] M. Shadman, C. Silva, D. Faller, Z. Wu, L. P. de Freitas Assad, L. Landau, C. Levi and S. F. Estefen, 'Ocean renewable energy potential, technology, and deployments: A case study of brazil,' *Energies*, vol. 12, no. 19, 2019, issn: 1996-1073. doi: [10.3390/en12193658](https://doi.org/10.3390/en12193658). [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/19/3658>.
- [12] A. R. Silva, F. M. Pimenta, A. T. Assireu and M. H. C. Spyrides, 'Complementarity of brazil's hydro and offshore wind power,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 413–427, 2016, issn: 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013106>.
- [13] EPE, 'Roadmap eólica offshore brasil. perspectivas para a energia eólica marítima,' Empresa de Pesquisa Energética, Tech. Rep., 2020.

- [14] ONS, *Histórico da operação: Geração de energia*, Acessado em 25 de abril de 2022, 2022. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-energia.aspx>.
- [15] *Sistema de informações de geração (siga)*. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/siga>.
- [16] ABEEólica, 'Boletim anual 2021,' Tech. Rep., 2022.
- [17] F. M. Pimenta and A. T. Assireu, 'Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system,' *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 757–767, 2015, issn: 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.047>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114007629>.
- [18] J. C. McVeigh, *Sun power: an introduction to the applications of solar energy*. Elsevier, 2013.
- [19] P. Kruangpradit and W. Tayati, 'Hybrid renewable energy system development in thailand,' *Renewable Energy*, vol. 8, no. 1-4, pp. 514–517, 1996.
- [20] O. A. do Amarante, D. J. Schultz, R. M. Bittencourt and N. A. Rocha, 'Wind/hydro complementary seasonal regimes in brazil,' 2000.
- [21] R. W. Garvine and W. Kempton, 'Assessing the wind field over the continental shelf as a resource for electric power,' *jmr*, vol. 66, pp. 751–773, 2008.
- [22] M. Bilgili, A. Yasar and E. Simsek, 'Offshore wind power development in europe and its comparison with onshore counterpart,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 2, pp. 905–915, 2011, issn: 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.006>.
- [23] S. Rodrigues, C. Restrepo, E. Kontos, R. Teixeira Pinto and P. Bauer, 'Trends of offshore wind projects,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 1114–1135, 2015, issn: 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.092>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115003627>.
- [24] GWEC, 'Global offshore wind report 2021,' Tech. Rep., 2021.
- [25] W. T. Liu, W. Tang and X. Xie, 'Wind power distribution over the ocean,' *Geophysical Research Letters*, vol. 35, no. 13, 2008. doi: <https://doi.org/10.1029/2008GL034172>.
- [26] X. Lu, M. B. McElroy and J. Kiviluoma, 'Global potential for wind-generated electricity,' *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 106, no. 27, pp. 10 933–10 938, 2009. doi: [10.1073/pnas.0904101106](https://doi.org/10.1073/pnas.0904101106).
- [27] A. Possner and K. Caldeira, 'Geophysical potential for wind energy over the open oceans,' *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 114, no. 43, pp. 11 338–11 343, 2017, issn: 0027-8424. doi: [10.1073/pnas.1705710114](https://doi.org/10.1073/pnas.1705710114). eprint: <https://www.pnas.org/content/114/43/11338.full.pdf>. [Online]. Available: <https://www.pnas.org/content/114/43/11338>.
- [28] J. Bosch, I. Staffell and A. D. Hawkes, 'Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials,' *Energy*, vol. 163, pp. 766–781, 2018, issn: 0360-5442. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.153>.
- [29] F. M. Pimenta, W. Kempton and R. Garvine, 'Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil,' *Renewable Energy*, vol. 33, no. 11, pp. 2375–2387, 2008, issn: 09601481. doi: [10.1016/j.renene.2008.01.012](https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.01.012).
- [30] F. M. Pimenta, A. R. Silva, A. T. Assireu, V. d. S. e. Almeida and O. R. Saavedra, 'Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability,' *Energies*, vol. 12, no. 21, 2019, issn: 1996-1073. doi: [10.3390/en12214195](https://doi.org/10.3390/en12214195). [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/21/4195>.
- [31] L. F. de Assis Tavares, M. Shadman, L. P. de Freitas Assad, C. Silva, L. Landau and S. F. Estefen, 'Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions,' *Energy*, vol. 196, p. 117 097, 2020, issn: 03605442. doi: [10.1016/j.energy.2020.117097](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097>.

- [32] 'Lazard's levelized cost of energy analysis—version 15.0,' Tech. Rep., 2021, pp. 0–20. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>.
- [33] 'Estadísticas de capacidad renovable 2022,' International Renewable Energy Agency, Tech. Rep., 2022, pp. 20–22. [Online]. Available: www.irena.org.
- [34] *Hornsea two*. [Online]. Available: <https://hornseaprojects.co.uk/hornsea-project-two>.
- [35] M. Jaganmohan, *Offshore wind power capacity by country 2021*, Mar. 2022. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/264264/capacity-of-offshore-wind-power-plants-worldwide-2010/>.
- [36] R. Wiser, J. Rand, J. Seel, P. Beiter, E. Baker, E. Lantz and P. Gilman, 'Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050,' *Nature Energy*, vol. 6, no. 5, pp. 555–565, 2021, issn: 20587546. doi: [10.1038/s41560-021-00810-z](https://doi.org/10.1038/s41560-021-00810-z). [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1038/s41560-021-00810-z>.
- [37] H. K. Jacobsen, P. Hevia-Koch and C. Wolter, 'Nearshore and offshore wind development: Costs and competitive advantage exemplified by nearshore wind in denmark,' *Energy for Sustainable Development*, vol. 50, pp. 91–100, 2019.
- [38] 'Renewable power generation costs in 2021,' International Renewable Energy Agency, Tech. Rep., 2022. [Online]. Available: www.irena.org.
- [39] R. Wiser, K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz and A. Smith, 'Expert elicitation survey on future wind energy costs,' *Nature Energy*, vol. 1, no. 10, pp. 1–8, 2016.
- [40] P. Enevoldsen and G. Xydis, 'Examining the trends of 35 years growth of key wind turbine components,' *Energy for sustainable development*, vol. 50, pp. 18–26, 2019.
- [41] G. Herzig, 'Global Offshore Wind Report 2021,' *Global Wind Energy Council*, no. February, pp. 1–8, 2022. [Online]. Available: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf>.
- [42] R. Gasch and J. Twele, *Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [43] M. D. Esteban, J. J. Diez, J. S. López and V. Negro, 'Why offshore wind energy?' *Renewable energy*, vol. 36, no. 2, pp. 444–450, 2011.
- [44] K. Thomsen, *Offshore wind: a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation*. Academic Press, 2014.
- [45] X. Wu, Y. Hu, Y. Li, J. Yang, L. Duan, T. Wang, T. Adcock, Z. Jiang, Z. Gao, Z. Lin *et al.*, 'Foundations of offshore wind turbines: A review,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 379–393, 2019.
- [46] L. Castro-Santos and V. Diaz-Casas, *Floating offshore wind farms*. Springer, 2016.
- [47] US Department of Energy, 'National offshore wind strategy - facilitating the development of the offshore wind industry in the US,' Tech. Rep., 2016, pp. 1–22.
- [48] P. Beiter, W. Musial, L. Kilcher, M. Maness and A. Smith, 'An Assessment of the Economic Potential of Offshore Wind in the United States from 2015 to 2030,' Tech. Rep. March, 2017, p. 77. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [49] P. Beiter *et al.*, 'A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030,' Tech. Rep. September, 2016, p. 214. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [50] R. Wiser, M. Bolinger and B. Hoen, 'Offshore Wind Market Report: 2022 Edition,' Tech. Rep., 2022.
- [51] D. Kong, 'Advanced hvdc systems for renewable energy integration and power transmission: Modelling and control for power system transient stability,' Ph.D. dissertation, University of Birmingham, 2013.

- [52] Y. Xue and V. Akhmatov, 'Grid-connection of large offshore windfarms utilizing vsc-hvdc: Modeling and grid impact,' *Wind Engineering*, vol. 33, no. 5, pp. 417–432, 2009. doi: [10.1260/030952409790291172](https://doi.org/10.1260/030952409790291172). eprint: <https://doi.org/10.1260/030952409790291172>. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1260/030952409790291172>.
- [53] A. Korompili, Q. Wu and H. Zhao, 'Review of VSC HVDC connection for offshore wind power integration,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1405–1414, 2016, issn: 18790690. doi: [10.1016/j.rser.2016.01.064](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.064). [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.064>.
- [54] A. B. Gill, 'Offshore renewable energy: Ecological implications of generating electricity in the coastal zone,' *Journal of applied ecology*, pp. 605–615, 2005.
- [55] H. Bailey, K. Brookes and P. Thompson, *Assessing environmental impacts of offshore wind farms: Lessons learned and recommendations for the future. aquatic biosystems* 10 (8), 2014.
- [56] R. Inger, M. J. Attrill, S. Bearhop, A. C. Broderick, W. James Grecian, D. J. Hodgson, C. Mills, E. Sheehan, S. C. Votier, M. J. Witt *et al.*, 'Marine renewable energy: Potential benefits to biodiversity? an urgent call for research,' *Journal of applied ecology*, vol. 46, no. 6, pp. 1145–1153, 2009.
- [57] J. Madsen and D. Boertmann, 'Animal behavioral adaptation to changing landscapes: Spring-staging geese habituate to wind farms,' *Landscape ecology*, vol. 23, no. 9, pp. 1007–1011, 2008.
- [58] W. Wiltschko and R. Wiltschko, 'Magnetic orientation and magnetoreception in birds and other animals,' *Journal of comparative physiology A*, vol. 191, no. 8, pp. 675–693, 2005.
- [59] M. Shadman, M. M. Amiri, C. Silva, S. F. Estefen, E. La Rovere *et al.*, 'Environmental impacts of offshore wind installation, operation and maintenance, and decommissioning activities: A case study of brazil,' vol. 144, p. 110 994, 2021.
- [60] M. O. A. González, A. M. Santiso, D. C. de Melo and R. M. de Vasconcelos, 'Regulation for offshore wind power development in brazil,' *Energy Policy*, vol. 145, p. 111 756, 2020.
- [61] *Offshore wind technical potential in brazil*. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/902341586847107376/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Brazil-Map.pdf>.
- [62] A. Vinhoza and R. Schaeffer, 'Brazil ' s offshore wind energy potential assessment based on a Spatial Multi-Criteria Decision Analysis,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, no. May, p. 111 185, 2021, issn: 1364-0321. doi: [10.1016/j.rser.2021.111185](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111185). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111185>.
- [63] IBAMA, *Mapa situa projetos de complexos eólicos offshore licenciados pelo ibama*. [Online]. Available: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2021/mapa-situa-projetos-de-complexos-eolicos-offshore-licenciados-pel>.
- [64] M. S. de Sousa Gomes, J. M. F. de Paiva, V. A. da Silva Moris and A. O. Nunes, 'Proposal of a methodology to use offshore wind energy on the southeast coast of brazil,' *Energy*, vol. 185, pp. 327–336, 2019.
- [65] D. K. Lima, R. P. Leão, A. C. dos Santos, F. D. de Melo, V. M. Couto, A. W. de Noronha and D. S. Oliveira Jr, 'Estimating the offshore wind resources of the state of ceará in brazil,' *Renewable Energy*, vol. 83, pp. 203–221, 2015.
- [66] EPE, 'Roadmap eólica offshore brasil. perspectivas para a energia eólica marítima.,' Empresa de Pesquisa Energética, Tech. Rep., 2020.
- [67] 'TERMO DE REFERÊNCIA Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental EIA / Rima Tipologia : COMPLEXOS EÓLICOS MARÍTIMOS (OFFSHORE),' IBAMA, Tech. Rep., 2020.
- [68] 'Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022,' DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, Tech. Rep., 2022.

- [69] D. Cazzaro, A. Trivella, F. Corman and D. Pisinger, 'Multi-scale optimization of the design of offshore wind farms,' *Applied Energy*, vol. 314, no. January, p. 118 830, 2022, issn: 03062619. doi: [10.1016/j.apenergy.2022.118830](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118830). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118830>.
- [70] G. Sinden, 'Characteristics of the uk wind resource: Long-term patterns and relationship to electricity demand,' *Energy Policy*, vol. 35, no. 1, pp. 112–127, 2007, issn: 0301-4215. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.10.003>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421505002752>.
- [71] W. Kempton, F. M. Pimenta, D. E. Veron and B. A. Colle, 'Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection,' *Proceedings of the National Academy of Sciences*, vol. 107, no. 16, pp. 7240–7245, 2010, issn: 0027-8424. doi: [10.1073/pnas.0909075107](https://doi.org/10.1073/pnas.0909075107).
- [72] I. M. Solbrekke, N. G. Kvamstø and A. Sorteberg, 'Mitigation of offshore wind power intermittency by interconnection of production sites,' *Wind Energy Science*, vol. 5, no. 4, pp. 1663–1678, 2020. doi: [10.5194/wes-5-1663-2020](https://doi.org/10.5194/wes-5-1663-2020). [Online]. Available: <https://wes.copernicus.org/articles/5/1663/2020/>.
- [73] J. Olauson, 'Era5: The new champion of wind power modelling?' *Renewable Energy*, vol. 126, pp. 322–331, 2018, issn: 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.056>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118303677>.
- [74] M. Berger, D. Radu, A. Dubois, H. Pandžić, Y. Dvorkin, Q. Louveaux and D. Ernst, 'Siting renewable power generation assets with combinatorial optimisation,' *Optimization Letters*, vol. 16, no. 3, pp. 877–907, 2022, issn: 18624480. doi: [10.1007/s11590-021-01795-0](https://doi.org/10.1007/s11590-021-01795-0).
- [75] D. Radu, M. Berger, A. Dubois, R. Fonteneau, H. Pandžić, Y. Dvorkin, Q. Louveaux and D. Ernst, 'Assessing the impact of offshore wind siting strategies on the design of the European power system,' *Applied Energy*, vol. 305, no. September 2021, p. 117 700, 2022, issn: 03062619. doi: [10.1016/j.apenergy.2021.117700](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117700). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117700>.
- [76] S. Pryor, R. Barthelmie, T. Shepherd, A. Hahmann and O. Garcia Santiago, 'Wakes in and between very large offshore arrays,' *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2265, no. 2, p. 022 037, 2022, issn: 1742-6588. doi: [10.1088/1742-6596/2265/2/022037](https://doi.org/10.1088/1742-6596/2265/2/022037).
- [77] R. Shakoob, M. Y. Hassan, A. Raheem and N. Rasheed, 'Wind farm layout optimization using area dimensions and definite point selection techniques,' *Renewable Energy*, vol. 88, pp. 154–163, 2016, issn: 18790682. doi: [10.1016/j.renene.2015.11.021](https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.021). [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.021>.
- [78] R. J. Barthelmie *et al.*, 'Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore,' *Wind Energy*, vol. 12, no. 5, pp. 431–444, 2009, issn: 10991824. doi: [10.1002/we.348](https://doi.org/10.1002/we.348).
- [79] C. Draxl, A. Clifton, B.-M. Hodge and J. McCaa, 'The wind integration national dataset (wind) toolkit,' *Applied Energy*, vol. 151, pp. 355–366, 2015.
- [80] A. N. Hahmann, T. Sile, B. Witha, N. N. Davis, M. Dörenkämper, Y. Ezber, E. Garcia-Bustamante, J. F. González-Rouco, J. Navarro, B. T. Olsen *et al.*, 'The making of the new european wind atlas—part 1: Model sensitivity,' *Geoscientific model development*, vol. 13, no. 10, pp. 5053–5078, 2020.
- [81] L. M. Sheridan, R. Krishnamurthy, A. M. Gorton, W. J. Shaw and R. K. Newsom, 'Validation of reanalysis-based offshore wind resource characterization using lidar buoy observations,' *Marine Technology Society Journal*, vol. 54, no. 6, pp. 44–61, 2020.
- [82] V. Pronk, N. Bodini, M. Optis, J. K. Lundquist, P. Moriarty, C. Draxl, A. Purkayastha and E. Young, 'Can reanalysis products outperform mesoscale numerical weather prediction models in modeling the wind resource in simple terrain?' *Wind Energy Science*, vol. 7, no. 2, pp. 487–504, 2022.

- [83] L. F. de Assis Tavares, M. Shadman, L. P. de Freitas Assad and S. F. Estefen, 'Influence of the wrf model and atmospheric reanalysis on the offshore wind resource potential and cost estimation: A case study for rio de janeiro state,' *Energy*, vol. 240, p. 122767, 2022.
- [84] M. M. de Souza Nascimento, M. Shadman, C. Silva, L. P. de Freitas Assad, S. F. Estefen and L. Landau, 'Offshore wind and solar complementarity in brazil: A theoretical and technical potential assessment,' *Energy Conversion and Management*, vol. 270, p. 116194, 2022.
- [85] M. M. L. dos Reis, B. M. Mazetto and E. C. M. da Silva, 'Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the brazilian coast,' *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 43, p. 100955, 2021.
- [86] I. Fernandes, F. M. Pimenta, O. R. Saavedra and A. T. Assireu, 'Exploring the complementarity of offshore wind sites to reduce the seasonal variability of generation,' *Energies*, vol. 15, no. 19, p. 7182, 2022.
- [87] K. Marvel, B. Kravitz and K. Caldeira, 'Geophysical limits to global wind power,' *Nature Climate Change*, vol. 3, no. 2, pp. 118–121, 2013.
- [88] P. Beiter, J. T. Rand, J. Seel, E. Lantz, P. Gilman and R. Wiser, 'Expert perspectives on the wind plant of the future,' *Wind Energy*, 2022.
- [89] S. Islam, 'Challenges and opportunities in grid connected commercial scale PV and wind farms,' *Proceedings of 9th International Conference on Electrical and Computer Engineering, ICECE 2016*, pp. 1–7, 2017. doi: [10.1109/ICECE.2016.7853843](https://doi.org/10.1109/ICECE.2016.7853843).
- [90] R. Gross, T. Green, M. Leach, J. Skea, P. Heptonstall and D. Anderson, 'The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network,' *UK Energy Research Centre*, p. 112, 2006, ISSN: 03014215.
- [91] E. Rahimi, A. Rabiee, J. Aghaei, K. M. Muttaqi and A. Esmaeel Nezhad, 'On the management of wind power intermittency,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, no. x, pp. 643–653, 2013, ISSN: 13640321. doi: [10.1016/j.rser.2013.08.034](https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.034). [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.034>.
- [92] S. Pfenninger, A. Hawkes and J. Keirstead, 'Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 74–86, 2014, ISSN: 13640321. doi: [10.1016/j.rser.2014.02.003](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003). [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>.
- [93] G. Gualtieri, 'Analysing the uncertainties of reanalysis data used for wind resource assessment: A critical review,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 167, p. 112741, 2022.
- [94] H. Hersbach, B. Bell, P. Berrisford, A. Horányi, J. M. Sabater, J. Nicolas, R. Radu, D. Schepers, A. Simmons, C. Soci *et al.*, 'Global reanalysis: Goodbye era-interim, hello era5,' *ECMWF newsletter*, vol. 159, pp. 17–24, 2019.
- [95] H. Hersbach *et al.*, 'The era5 global reanalysis,' *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 146, no. 730, pp. 1999–2049, 2020. doi: <https://doi.org/10.1002/qj.3803>.
- [96] J. Ramon, L. Lledó, V. Torralba, A. Soret and F. J. Doblas-Reyes, 'What global reanalysis best represents near-surface winds?' *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 145, no. 724, pp. 3236–3251, 2019. doi: <https://doi.org/10.1002/qj.3616>. eprint: <https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/qj.3616>. [Online]. Available: <https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/qj.3616>.
- [97] F. B. Nassif, F. M. Pimenta, C. d. A. D'aquino, A. T. Assireu, L. H. P. Garbossa and J. C. Passos, 'Coastal wind measurements and power assessment using a lidar on a pier,' *Revista Brasileira de Meteorologia*, vol. 35, no. 2, pp. 255–268, 2020, ISSN: 19824351. doi: [10.1590/0102-7786351007](https://doi.org/10.1590/0102-7786351007).

- [98] C. H. M. Pires, F. M. Pimenta, C. A. D'Aquino, O. R. Saavedra, X. Mao and A. T. Assireu, 'Coastal wind power in southern santa catarina, Brazil,' *Energies*, vol. 13, no. 19, 2020, issn: 19961073. doi: [10.3390/en13195197](https://doi.org/10.3390/en13195197).
- [99] C. A. F. Gisler, G. Fisch and C. d. S. Correa, 'Análise estatística do perfil de vento na camada limite superficial no centro de lançamento de alcântara,' *Journal of Aerospace Technology and Management*, vol. 3, no. 2, pp. 193–201, 2011, issn: 19849648. doi: [10.5028/jatm.2011.03022411](https://doi.org/10.5028/jatm.2011.03022411).
- [100] E. R. Marciotto, G. Fisch and L. E. Medeiros, 'Characterization of surface level wind in the centro de Lançamento de Alcântara for use in rocket structure loading and dispersion studies,' *Journal of Aerospace Technology and Management*, vol. 4, no. 1, pp. 69–80, 2012, issn: 19849648. doi: [10.5028/jatm.2012.04014911](https://doi.org/10.5028/jatm.2012.04014911).
- [101] E. Marciotto and G. Fisch, 'Investigation of approaching ocean flow and its interaction with land internal boundary layer,' *American Journal of Environmental Engineering*, vol. 3, pp. 18–23, Mar. 2013. doi: [10.5923/j.ajee.20130301.04](https://doi.org/10.5923/j.ajee.20130301.04).
- [102] L. E. Medeiros, R. d. O. Magnago, G. Fisch and E. R. Marciotto, 'Observational study of the surface layer at an ocean-land transition region,' *Journal of Aerospace Technology and Management*, vol. 5, no. 4, pp. 449–458, 2013, issn: 21759146. doi: [10.5028/jatm.v5i4.244](https://doi.org/10.5028/jatm.v5i4.244).
- [103] M. Bonavita, E. Hólm, L. Isaksen and M. Fisher, 'The evolution of the ecmwf hybrid data assimilation system,' *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 142, no. 694, pp. 287–303, 2016.
- [104] D. P. Dee *et al.*, 'The era-interim reanalysis: Configuration and performance of the data assimilation system,' *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, vol. 137, no. 656, pp. 553–597, 2011. doi: <https://doi.org/10.1002/qj.828>.
- [105] R. Gelaro, W. McCarty, M. J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C. A. Randles, A. Darmenov, M. G. Bosilovich, R. Reichle *et al.*, 'The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (merra-2),' *Journal of climate*, vol. 30, no. 14, pp. 5419–5454, 2017.
- [106] S. Kobayashi, Y. Ota, Y. Harada, A. Ebita, M. Moriya, H. Onoda, K. Onogi, H. Kamahori, C. Kobayashi, H. Endo *et al.*, 'The jra-55 reanalysis: General specifications and basic characteristics,' *Journal of the Meteorological Society of Japan. Ser. II*, vol. 93, no. 1, pp. 5–48, 2015.
- [107] E. Kalnay, M. Kanamitsu, R. Kistler, W. Collins, D. Deaven, L. Gandin, M. Iredell, S. Saha, G. White, J. Woollen *et al.*, 'The ncep/ncar 40-year reanalysis project,' *Bulletin of the American meteorological Society*, vol. 77, no. 3, pp. 437–472, 1996.
- [108] J. Ramon, L. Lledó, N. Pérez-Zanón, A. Soret and F. J. Doblas-Reyes, 'The tall tower dataset: A unique initiative to boost wind energy research,' *Earth System Science Data*, vol. 12, no. 1, pp. 429–439, 2020.
- [109] L. F. de Assis Tavares, M. Shadman, L. P. de Freitas Assad, C. Silva, L. Landau and S. F. Estefen, 'Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions,' *Energy*, vol. 196, p. 117097, 2020, issn: 03605442. doi: [10.1016/j.energy.2020.117097](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097>.
- [110] S. Saha, S. Moorthi, X. Wu, J. Wang, S. Nadiga, P. Tripp, D. Behringer, Y.-T. Hou, H.-y. Chuang, M. Iredell *et al.*, 'The ncep climate forecast system version 2,' *Journal of climate*, vol. 27, no. 6, pp. 2185–2208, 2014.
- [111] L. Hayes, M. Stocks and A. Blakers, 'Accurate long-term power generation model for offshore wind farms in Europe using ERA5 reanalysis,' *Energy*, vol. 229, p. 120603, 2021, issn: 03605442. doi: [10.1016/j.energy.2021.120603](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120603). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120603>.

- [112] R. P. Patel, G. Nagababu, S. S. Kachhwaha and V. V. K. Surisetty, 'A revised offshore wind resource assessment and site selection along the Indian coast using ERA5 near-hub-height wind products,' *Ocean Engineering*, vol. 254, no. May, p. 111341, 2022, issn: 00298018. doi: [10.1016/j.oceaneng.2022.111341](https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.111341). [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.111341>.
- [113] B. Lange, S. Larsen, J. Højstrup and R. Barthelmie, 'Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment,' *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 92, no. 11, pp. 959–988, 2004, issn: 0167-6105. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2004.05.005>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610504000819>.
- [114] R. E. Thomson and W. J. Emery, *Data Analysis in Physical Oceanography. 3rd ed.* (Wiley Series in Discrete Mathematics and Optimization). Amsterdam: Elsevier, 2014, isbn: 9780123877833.
- [115] L. Uieda *et al.*, 'Pygmt: A python interface for the generic mapping tools,' version v0.7.0, 2022. doi: [10.5281/zenodo.6702566](https://doi.org/10.5281/zenodo.6702566). [Online]. Available: <https://doi.org/10.5281/zenodo.6702566>.
- [116] A. G. Gonzalez-Rodriguez, J. Serrano-González, M. Burgos-Payán and J. M. Riquelme-Santos, 'Realistic optimization of parallelogram-shaped offshore wind farms considering continuously distributed wind resources,' *Energies*, vol. 14, no. 10, 2021, issn: 1996-1073. doi: [10.3390/en14102895](https://doi.org/10.3390/en14102895). [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2895>.
- [117] M. Brennenstuhl, D. Lust, D. Pietruschka and D. Schneider, 'Demand side management based power-to-heat and power-to-gas optimization strategies for pv and wind self-consumption in a residential building cluster,' *Energies*, vol. 14, no. 20, 2021, issn: 1996-1073. doi: [10.3390/en14206712](https://doi.org/10.3390/en14206712). [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/20/6712>.
- [118] P. B. L. Neto, O. R. Saavedra and L. A. de Souza Ribeiro, 'A dual-battery storage bank configuration for isolated microgrids based on renewable sources,' *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1618–1626, 2018.
- [119] E. Chong and S. Zak, *An Introduction to Optimization* (Wiley Series in Discrete Mathematics and Optimization). Wiley, 2013, isbn: 9781118515150.
- [120] J. M. Wallace and P. V. Hobbs, *Atmospheric science: an introductory survey*. Elsevier, 2006, vol. 92.
- [121] E. M. de Jesus, R. P. da Rocha, N. M. Crespo, M. S. Reboita and L. F. Gozzo, 'Multi-model climate projections of the main cyclogenesis hot-spots and associated winds over the eastern coast of south america,' *Climate Dynamics*, vol. 56, no. 1, pp. 537–557, 2021.
- [122] N. M. Crespo, R. P. da Rocha, M. Sprenger and H. Wernli, 'A potential vorticity perspective on cyclogenesis over centre-eastern south america,' *International Journal of Climatology*, vol. 41, no. 1, pp. 663–678, 2021.
- [123] J. K. L. Clara M St. Martin and M. A. Handschy, 'Variability of interconnected wind plants: Correlation length and its dependence on variability time scale,' *Environmental Research Letters*, vol. 10, no. 4, 2015, issn: 17489326. doi: [10.1088/1748-9326/10/4/044004](https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/4/044004).
- [124] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Sheblé, *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [125] C. M. Grams, R. Beerli, S. Pfenninger, I. Staffell and H. Wernli, 'Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes,' *Nature Climate Change*, vol. 7, no. 8, pp. 557–562, 2017, issn: 17586798. doi: [10.1038/NCLIMATE3338](https://doi.org/10.1038/NCLIMATE3338).

- [126] M. P. Cantão, M. R. Bessa, R. Bettega, D. H. Detzel and J. M. Lima, 'Evaluation of hydro-wind complementarity in the brazilian territory by means of correlation maps,' *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 1215–1225, 2017, issn: 0960-1481. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.012>. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630876X>.

APÊNDICE

Nesta Apêndice estão registrados alguns resultados de simulações adicionais do algoritmo genético. Ambos os problemas de otimização formulados aqui, envolvem funções não-lineares, multivariáveis e de difícil solução. A meta-heurística é um grupo de métodos de otimização que simplifica o processo computacional de resolução dos problemas. Desta forma, por se tratar de uma heurística que simula um processo evolutivo, os resultados dependerão da randomicidade dos operadores genéticos. Outro forte fator que influenciará diretamente na solução são as condições iniciais definidas para o problema. Neste trabalho, as condições atuais também são aleatórias dentro de um critério pré-estabelecido (restrições do problema de otimização).

Nas Tabelas [A.1](#) e [A.2](#) estão duas rodadas de simulações para o problema multiobjetivo da sazonalidade e energia, envolvendo a potência alocada no sítio de AP como variável independente da função. As Tabelas [A.3](#) e [A.4](#) registram os resultados do mesmo problema, porém excluindo AP como variável independente (não permite alocação de potência neste sítio). Os comentários e análises referentes a estes casos estão registrados na Seção [3.4.5](#). Os resultados estão em coerência com aqueles apresentados na seção principal.

Tabela A.1: Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5

Simulação	A_{grid} (GW)	E_{30} (TWh)	FC	M_{grid} (GW)	AP	MA	PI	CE	RN	RJ	SC	$RS - N$	$RS - S$
$\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$	36,58	21280,18	0,51	86,70	0,87	11,17	31,16	28,15	34,21	17,67	16,03	18,79	10,95
$\delta_1 = 0,8, \delta_2 = 0,2$	10,85	18752,99	0,45	76,40	33,70	0,76	6,82	1,89	19,19	20,35	31,30	28,69	26,30
$\delta_1 = 0,6, \delta_2 = 0,4$	10,67	18769,08	0,45	76,47	36,49	2,00	2,03	3,37	27,86	18,57	26,33	21,80	30,54
$\delta_1 = 0,4, \delta_2 = 0,6$	11,84	18225,76	0,44	74,26	37,49	7,07	12,02	12,24	3,99	12,13	26,02	24,04	34,01
$\delta_1 = 0,2, \delta_2 = 0,8$	9,82	18390,63	0,44	74,93	37,41	6,58	0,37	2,74	18,87	21,54	20,22	28,16	33,10
$\delta_1 = 0, \delta_2 = 1$	9,48	18130,96	0,44	73,87	36,06	1,31	5,20	4,33	6,55	29,47	32,85	23,54	29,69

Tabela A.2: Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5

Simulação	A_{grid} (GW)	E_{30} (TWh)	FC	M_{grid} (GW)	AP	MA	PI	CE	RN	RJ	SC	$RS - N$	$RS - S$
$\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$	40,62	21433,22	0,52	87,32	0,29	36,60	30,11	23,54	35,22	9,43	14,65	18,93	0,22
$\delta_1 = 0,8, \delta_2 = 0,2$	11,81	18510,16	0,45	75,41	36,09	5,30	0,22	8,23	22,20	29,38	25,39	12,99	29,20
$\delta_1 = 0,6, \delta_2 = 0,4$	8,98	18255,15	0,44	74,37	34,79	5,84	1,78	1,52	7,98	21,37	31,27	33,34	31,12
$\delta_1 = 0,4, \delta_2 = 0,6$	10,18	18265,94	0,44	74,42	29,53	3,26	0,54	7,33	3,23	29,31	36,89	25,75	33,15
$\delta_1 = 0,2, \delta_2 = 0,8$	10,65	17937,53	0,43	73,08	37,34	15,55	2,52	1,68	1,35	30,19	18,76	37,34	24,27
$\delta_1 = 0, \delta_2 = 1$	8,46	17906,43	0,43	72,95	37,78	0,07	5,65	2,51	5,06	28,33	30,80	21,27	37,52

Tabela A.3: Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG, sem incluir AP como variável de decisão. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5

Simulação	A_{grid} (GW)	E_{30} (TWh)	FC	M_{grid} (GW)	AP	MA	PI	CE	RN	RJ	SC	$RS - N$	$RS - S$
$\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$	37,94	21811,63	0,53	88,86	0,00	3,87	32,24	33,79	40,72	5,58	10,64	35,18	6,97
$\delta_1 = 0,8, \delta_2 = 0,2$	23,32	20648,26	0,50	84,12	0,00	2,53	12,18	1,47	32,19	10,03	32,32	37,45	40,83
$\delta_1 = 0,6, \delta_2 = 0,4$	22,49	20718,06	0,50	84,41	0,00	0,00	8,15	0,33	36,23	16,26	33,17	38,43	36,43
$\delta_1 = 0,4, \delta_2 = 0,6$	20,31	20223,46	0,49	82,39	0,00	8,91	0,16	0,25	23,90	16,10	40,78	39,51	39,39
$\delta_1 = 0,2, \delta_2 = 0,8$	22,13	19753,53	0,48	80,48	0,00	15,82	8,64	5,43	5,76	24,51	35,70	36,74	36,41
$\delta_1 = 0, \delta_2 = 1$	20,82	19502,02	0,47	79,45	0,00	13,24	6,48	6,10	2,05	35,68	26,07	40,48	38,90

Tabela A.4: Resultados alternativos para solução do problema de otimização da variabilidade sazonal com AG, sem incluir AP como variável de decisão. Os resultados principais estão expressos na Seção 3.4.5

Simulação	A_{grid} (GW)	E_{30} (TWh)	FC	M_{grid} (GW)	AP	MA	PI	CE	RN	RJ	SC	$RS - N$	$RS - S$
$\delta_1 = 1, \delta_2 = 0$	38,23	21764,49	0,52	88,67	0,00	3,59	35,98	33,17	37,13	5,79	20,58	28,93	3,83
$\delta_1 = 0,8, \delta_2 = 0,2$	21,90	20270,33	0,49	82,59	0,00	2,77	6,93	2,20	26,82	27,43	39,04	26,04	37,78
$\delta_1 = 0,6, \delta_2 = 0,4$	20,28	19913,55	0,48	81,13	0,00	3,59	6,85	2,28	16,30	29,59	37,78	31,09	41,53
$\delta_1 = 0,4, \delta_2 = 0,6$	20,53	19629,55	0,47	79,97	0,00	2,66	5,49	11,23	6,93	38,25	31,04	32,76	40,63
$\delta_1 = 0,2, \delta_2 = 0,8$	21,09	20115,36	0,48	81,95	0,00	2,00	7,98	2,99	19,54	34,02	28,03	40,75	33,58
$\delta_1 = 0, \delta_2 = 1$	19,40	19647,09	0,47	80,05	0,00	9,38	1,29	3,17	10,17	32,97	35,68	34,84	41,51

PUBLICAÇÕES

Durante o desenvolvimento do doutorado, alguns trabalhos foram publicados em Congressos e periódicos como forma de evidenciar e divulgar as contribuições da pesquisa. Abaixo são listados os trabalhos desenvolvidos que possuem relação direta ou indireta com o tema desta tese de doutorado:

- **I. G. Fernandes, Pimenta FM, Saavedra OR, Assireu AT. Exploring the Complementarity of Offshore Wind Sites to Reduce the Seasonal Variability of Generation.** Energies. 2022; 15(19):7182. <https://doi.org/10.3390/en15197182>
- **I. G. Fernandes, Pimenta, F. M., Saavedra, O. R., & Silva, A. R.** (2021, September). **Offshore validation of ERA5 reanalysis with hub height wind observations of Brazil.** In 2021 IEEE PES innovative smart grid technologies conference-Latin America (ISGT Latin America) (pp. 1-5). IEEE.
- **I. G. Fernandes, F. B. Pereira, T. L. Gomes and B. F. Sá, "An Optimal Power Flow Approach Including Wind and Tidal Generation,"** 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6.
- **A. S. Lima, I. G. Fernandes and S. Cerqueira, "A Fuzzy-based Controller for Interconnected Systems voltage regulation through FACTS devices,"** 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6.
- **I. G. Fernandes, V. Leonardo Paucar and O. R. Saavedra, "Impacts of Synchronous Generator Capability Curve in Power System Analyses trough a Convex Optimal Power Flow,"** 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Gramado, Brazil, 2019, pp. 1-6.