



CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO STRICTO SENSO
MODELAGEM COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL

CHRISLAINE DO BOMFIM MARINHO

ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO *OFFSHORE* NO ESTADO DA BAHIA
UTILIZANDO O MODELO WRF

Salvador

2020

CHRISLAINE DO BOMFIM MARINHO

ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO *OFFSHORE* NO ESTADO DA BAHIA
UTILIZANDO O MODELO WRF

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* do Centro Universitário SENAI CIMATEC como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Davidson Martins Moreira.

Coorientador: Prof. Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento.

Salvador

2020

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

M332e Marinho, Chrislaine do Bomfim

Estudo do potencial eólico offshore no estado da Bahia utilizando o modelo WRF /
Chrislaine do Bomfim Marinho. – Salvador, 2020.

82 f.: il. color.

Orientador: Prof. Dr. Davidson Martins Moreira

Dissertação (Mestrado em modelagem computacional e Tecnologia Industrial) –
Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2020.

Inclui referências.

1.Energia eólica. 2. Potencial eólico offshore. 3. Modelo WRF. 4. Região costeira -
Bahia I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Moreira, Davidson Martins. III.
Título.

CDD: 621.41

CENTRO UNIVERSITÁRIO SENAI CIMATEC

Mestrado Acadêmico em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, aprova a Defesa de Mestrado, intitulada “ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NO ESTADO DA BAHIA UTILIZANDO O MODELO WRF” apresentada no dia 18 de março de 2020, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.



Orientador:

Prof. Dr. Davidson Martins Moreira
SENAI CIMATEC



Coorientador:

Prof. Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento
SENAI CIMATEC



Membro Interno:

Prof. Dr. Ivan Costa da Cunha Lima
SENAI CIMATEC



Membro Externo:

Prof.ª Dra. Taciana Albuquerque
UFMG

Dedico este trabalho à ciência
brasileira.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, dedico e agradeço todos os meus esforços a Deus. Sempre! Sou grata a Ti, Senhor, por mais uma etapa da minha vida concluída com sucesso.

Agradeço à minha mãe, padrasto e irmã, que tanto me apoiaram e incentivaram para esta conquista.

Ao meu orientador, Professor Dr. Davidson Martins Moreira, pela fantástica oportunidade de realizar esta pesquisa e pela confiança depositada em mim.

Ao meu coorientador, Professor Dr. Erick Giovani Sperandio Nascimento, pelo suporte e aprendizado acadêmicos.

Aos Professores Dr. Thiago Murari e ao Dr. Aloísio Nascimento pelos conhecimentos transmitidos, que tanto me ajudaram trabalhar com a parte estatística.

Aos professores do Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial (MCTI) do Centro Universitário Senai Cimatec pelo suporte e ensinamentos acadêmicos, profissionais e pessoais.

Ao Senai Cimatec e ao seu centro de supercomputação pelas infraestruturas acadêmica e computacional disponibilizadas.

Aos amigos do curso pela amizade, boa convivência, apoio, socorro e conselhos prestados, em especial: Palmira, Gislaine, Yossimar, José Vicente, Ronaldo, Jandson, Fabrício, Katty, Caroline, Melquiades, Mateus, Clara e Luciano.

Ao grupo de pesquisa GPMIC, formado pelos alunos orientados pelos professores Davidson e Erick, em especial Palmira, Vicente, Yossimar, Rafael, Lucas e Flávio.

A todos os meus amigos por estarem sempre presentes em minha vida.

À FAPESB pelo apoio financeiro.

RESUMO

O Brasil hoje possui 15,3 GW de capacidade instalada no setor *onshore*, e impulsiona cada vez mais o mercado com o seu notável potencial eólico de geração e excelente qualidade no regime dos ventos. No que tange à produção *offshore*, o país, através da Petrobras, desenvolverá uma planta piloto no Rio Grande do Norte até o ano de 2022. Isto então caracteriza o marco para o desenvolvimento do setor *offshore* no país. A Bahia, segundo maior produtor de energia eólica no país, ainda não possui projetos de P&D para o aproveitamento do seu recurso eólico marítimo, mas é uma região com forte potencial para o desenvolvimento desta matriz. O Estado apresenta um regime de ventos favoráveis, com altos índices de velocidade, tem uma forte representatividade na matriz *onshore*, é o principal polo nacional da indústria eólica e possui a maior extensão costeira do país. Neste sentido, o presente trabalho tem como objetivo estimar o potencial eólico *offshore* na costa da Bahia por meio de simulações usando o modelo de mesoescala WRF (*Weather Research and Forecasting*), com resolução horizontal de 3 km, durante os anos de 2015 e 2016. As simulações da velocidade do vento foram confrontadas com dados oriundos de boias oceanográficas (do Programa *PIRATA* da Marinha – com dados em médias diárias) e uma estação meteorológica costeira (do Inmet – com dados em médias horárias), por meio de métricas estatísticas, realizando uma análise temporal (horária, diária e mensal). O modelo WRF mostrou-se capaz de reproduzir as características de velocidade do vento na costa da Bahia e o seu campo eólico *offshore* dispõe de um perfil favorável para o desenvolvimento da matriz eólica energética, em especial a costa marítima do extremo sul do Estado (compreendida entre os municípios de Caravelas e Mucuri), onde os ventos estão com boa intensidade e próximos do continente.

Palavras-chave: Região costeira da Bahia, Potencial eólico *offshore*, Modelo WRF.

ABSTRACT

Brazil today has 15.3 GW of installed capacity in the onshore sector, and is increasingly driving the market with its remarkable wind generation potential and excellent quality in the wind regime. With regard to offshore production, the country, through Petrobras, will develop a pilot plant in Rio Grande do Norte by the year 2022. This then characterizes the landmark for the development of the offshore sector in the country. Bahia, the second largest producer of wind energy in the country, does not yet have R&D projects to take advantage of its offshore wind resource, but it is a region with strong potential for the development of this matrix. The State has a favorable wind regime, with high speed indexes, has a strong representation in the onshore matrix, is the main national pole of the wind industry and has the largest coastal extension in the country. In this sense, the present work aims to estimate the offshore wind potential on the coast of Bahia through simulations using the mesoscale model WRF (Weather Research and Forecasting), with horizontal resolution of 3 km, during the years 2015 and 2016. The wind speed simulations were compared with data from oceanographic buoys (from the PIRATA Program of the Navy - with data on daily averages) and a coastal weather station (from Inmet - with data on hourly averages), using statistical metrics, carrying out a temporal analysis (hourly, daily and monthly). The WRF model was able to reproduce the characteristics of wind speed on the coast of Bahia and its offshore wind field has a favorable profile for the development of the energy wind matrix, especially the maritime coast of the extreme south of the state (comprised between the municipalities of Caravelas and Mucuri), where the winds are with good intensity and close to the continent.

Keywords: Bahia's Coast, Offshore Wind Potential, Model WRF.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada e número de parques eólicos por estado.	5
Tabela 2 – Classes de rugosidade e seus comprimentos, de acordo com o tipo do terreno.	13
Tabela 3 – Coordenadas geográficas das medições <i>in situ</i>	30
Tabela 4 – Registros de dados faltantes das séries históricas de velocidade do vento disponibilizadas pelo Inmet e o programa PIRATA.	31
Tabela 5 – Período de coleta das medições e a quantidade de registros utilizados.	31
Tabela 6 – Configurações espaciais para as simulações considerando três e dois domínios.	32
Tabela 7 – Período de análise dos registros oriundos dos dados <i>in situ</i>	33
Tabela 8 – Especificações do aerogerador V-164 8MW.	37
Tabela 9 – Resultados das métricas estatísticas ao comparar os dados simulados e observados da velocidade do vento das boias oceanográficas (14S32W e 19S34W – ano 2016) e da estação costeira do Inmet (Abrolhos – ano 2015).	46
Tabela 10 – Dados de velocidade do vento obtidos com o resultado da simulação do WRF para os anos de 2015 e 2016.	52
Tabela 11 – Potencial eólico instalado com base na altura do aerogerador V-164 8 MW.	57

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1– Capacidade global de energia eólica offshore por continente, entre os anos de 2008 e 2018.	3
Figura 2 – Geração média mensal de energia eólica (em MW) onshore por estado, no período entre agosto de 2018 e julho de 2019.	6
Figura 3 – Projetos em licenciamento para o desenvolvimento do segmento <i>offshore</i> no Brasil.	7
Figura 4 – Gradiente de velocidade do vento em função da altura e tipo de cobertura do solo.	12
Figura 5 – Representação esquemática da estrutura da grade cartesiana usada em modelos de circulação geral de diferenças finitas.	20
Figura 6 – Níveis ETA.	22
Figura 7 – Grade Arakawa-C.	23
Figura 8 – Configurações de domínios.	23
Figura 9 – Estrutura operacional do sistema WRF.	24
Figura 10 Processos físicos e suas interações no modelo WRF.	25
Figura 11 – Ilustração dos processos de microfísica proposto pelo esquema WSM5.	26
Figura 12 – Área marítima da Bahia e a localização das fontes de medições in situ.	29
Figura 13 – Domínio de ajuste para simular as características do recurso eólico ao longo da costa marítima da Bahia.	32
Figura 14 – Curva de potência do aerogerador Vestas V-164 8 MW.	38
Figura 15 – Ilustra o confronto do comportamento médio horário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da estação costeira de Abrolhos, para cada mês do ano de 2015.	40
Figura 16 – Ilustra o confronto do comportamento médio diário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da estação costeira de Abrolhos, para cada mês do ano de 2015.	41
Figura 17 – Ilustra o confronto do comportamento médio diário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da boia oceanográfica 14S32W, para cada mês do ano de 2016.	43
Figura 18 – Ilustra o confronto do comportamento médio diário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da boia oceanográfica 19S34W, para cada mês do ano de 2016.	44

Figura 19 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à boia oceanográfica 14S32W.....	49
Figura 20 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à boia oceanográfica 19S34W.....	50
Figura 21 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à estação costeira de abrolhos.	50
Figura 22 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à estação costeira de Abrolhos.	51
Figura 23 – Campo de velocidade do vento simulado para a região oceânica que compõe o território da Bahia à uma altura de 187 m no período de 2015.	53
Figura 24 – Campo de velocidade do vento simulado para a região oceânica que compõe o território da Bahia à uma altura de 187 m no período de 2016.	55
Figura 25 – Campo de velocidade do vento <i>offshore</i> na Bahia considerando as séries resultantes das simulações dos anos de 2015 e 2016 e o local de melhor aproveitamento do recurso eólico.....	58
Figura 26 – Local de Instalação do Parque Eólico <i>offshore</i> na Bahia.....	58

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação das escalas espaciais e suas aplicações.	16
Quadro 2 – Parametrizações das físicas utilizadas como condições de contorno das simulações.	34

LISTAS DE SIGLAS

C_p	Coeficiente de potência do rotor
\overline{M}	Valor médio simulado pelo WRF
M_i	Valor simulado
\overline{O}	Valor médio observado nas boias oceanográficas;
O_i	Valor observado
v_z	Velocidade do vento (m/s)
A	Área do rotor (m ²)
ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARW	<i>Advanced Research Weather Research and Forecasting</i>
CLAM	Camada Limite Atmosférica Marinha
CLP	Camada Limite Planetária
CS	Camada Superficial
D01 (02, 03)	Domínio
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Fat2	Fator de 2
GW	Gigawatt
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
h	Hora
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IOA	<i>Index of Agreement</i> – Índice de Concordância
IRENA	International Renewable Energy Agency – Agência Internacional para as Energias Renováveis
km	Quilômetro
LSM	<i>Land Surface Models</i> – Modelos de Superfície
m	Metro
MB	<i>Mean Bias</i> – Viés Médio
ME	<i>Mean Error</i> – Erro Médio
MEA	<i>Ministry of Economic Affairs</i>
MW	Megawatt
MYJ	Mellor-Yamada- Janjic

NCAR	<i>National Center for Atmospheric Research</i>
NCAR-FNL	<i>National Centers for Environmental Prediction – Final Analysis</i>
NetCDF	<i>Network Common Data Form</i>
NMM	<i>Nonhydrostatic Mesoscale Model</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIRATA	<i>Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic</i>
r	Coeficiente de Correlação de Pearson
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RMSE	<i>Root Mean Square Error – Raiz do Erro Quadrático Médio</i>
RRTM	<i>Rapid Radiative Transfer Model</i>
SIN	Sistema interligado nacional
UTC	<i>Coordinated Universal Time – Tempo Universal Coordenado</i>
WPS	<i>WRF Preprocessing System</i>
WRF	<i>Weather Research and Forecasting</i>
WSM5	<i>WRF Single-Moment 5</i>
YSU	<i>Yonsei University</i>
ρ	massa específica do ar (kg/m^3)
n	número total de observações.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Panorama da Energia Eólica no Mundo	2
1.2	Panorama da Energia Eólica no Brasil	4
1.3	Objetivo Geral	8
1.4	Objetivos Específicos	8
1.5	Importância da Pesquisa	8
1.6	Questões e Hipóteses	8
1.7	Organização da Dissertação de Mestrado	9
2	REVISÃO DA LITERATURA	9
2.1	Recurso Eólico	10
2.2	Camada Limite Planetária	11
2.2.1	Camada limite atmosférica marinha	13
2.3	Trabalhos Correlatos	15
2.4	Modelo WRF	19
3	METODOLOGIA	29
3.1	Área de Estudo	29
3.2	Dados <i>In Situ</i>	30
3.2.1	Tratamento dos dados	31
3.3	Configuração do Modelo WRF	32
3.4	Análise Estatística	34
3.4.1	Métricas estatísticas	34
3.5	Extrapolação Dados de Saída do Modelo WRF	36
3.6	Cálculo do Potencial Eólico	36
3.6.1	Potencial	36
3.6.2	Seleção do aerogerador	37
3.6.3	Geração de energia	38
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	39
4.1	Análise Temporal Mensal da Velocidade do Vento	39
4.2	Condições Meteorológicas na Área de Estudo	44
4.3	Análise Estatística da Velocidade do Vento	45
4.4	Extrapolação dos Dados Simulados	52
4.5	Simulações de Campos de Vento	53

4.6	Potencial Eólico e Geração de Energia.....	57
4.7	Definição do Local de Instalação do Parque Eólico	57
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
	REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

Os combustíveis fósseis convencionais (*e.g.* carvão, petróleo e gás natural) têm sido fontes de energia essenciais desde a revolução industrial. No entanto, em virtude do enfrentamento de seu esgotamento e os graves efeitos nocivos ao meio ambiente, o mundo inteiro se direcionou a buscar novos recursos (PATEL, 2017; DAWN *et al.*, 2019). Portanto, a busca pelo desenvolvimento de fontes de energia renováveis e limpas (como a energia solar fotovoltaica, eólica, marés, biomassa e geotérmica) se tornou imprescindível e oportuna. (LEUNG; YANG, 2012).

Dentre os recursos renováveis, a energia eólica é a única que oferece uma técnica madura, além de perspectivas comerciais promissoras (LEUNG; YANG, 2012) – o que justifica a sua aplicação na geração de eletricidade em larga escala. Esse progresso pode ser explicado devido à disponibilidade de recursos, maturidade da tecnologia em termos de eficiência e custos (como menor custo de investimento, em comparação às usinas convencionais, de operação e manutenção, e menor tempo de instalação), redução da dependência de combustíveis fósseis e a consequente redução das emissões de gases de efeito estufa. (DAWN *et al.*, 2019).

A energia eólica é gerada através da conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica, que aciona as pás do rotor, de modo que este esforço é convertido em energia elétrica. Sua produção pode ser obtida por meio de instalações de parques eólicos no continente (*onshore*) ou no mar (*offshore*). Embora o segmento *onshore* tenha dominado o mercado há bastante tempo, nos últimos três anos o segmento *offshore* cresceu em ritmo acelerado, graças aos avanços tecnológicos, eficiência na cadeia de suprimentos, reduções de custos, os desafios com o congestionamento das linhas de transmissão e as limitações de terreno, enfrentadas pela produção *onshore* (IRENA, 2019).

Cabe ressaltar, que o forte crescimento da energia eólica levou à necessidade do desenvolvimento de métodos avançados de previsão do recurso eólico, com o intuito de reduzir os riscos de incerteza da quantidade de energia a ser produzida e permitir uma melhor integração entre a rede e o sistema de energia.

Este tipo de produção tem o potencial de uma fonte autônoma confiável de energia elétrica, mas devido à intermitência do vento, sua integração em larga escala é muito desafiadora (SHARMA; SINGH, 2018). Pesquisas voltadas à compreensão da complexidade dos efeitos positivos e negativos que essa matriz pode ter no sistema de

energia, bem como projetos viáveis, modernos e com boa relação custo-benefício surgem para racionalizar a forma de geração. As atividades na fase de planejamento do projeto incluem a seleção do local, avaliações de impacto ambiental, estudos de viabilidade técnica (incluindo avaliações costeiras, eólicas e do fundo do mar) e econômica, projeto de engenharia e desenvolvimento do projeto (IRENA, 2018).

As avaliações de recursos de energia eólica *offshore* requerem dados no local para entender como o vento se comporta em determinadas áreas. Destarte, para estimar o potencial eólico *offshore* é forçosa a realização de uma análise detalhada, por meio da combinação de fatores como: a coleta de dados oriundos de estações meteorológicas (boias oceanográficas e estações costeiras) a serem usados como ferramenta de obtenção de registros reais da área de estudo, modelagem computacional (para a previsão da velocidade do vento) e avaliação por meio de métricas estatísticas (para a validação das simulações). A previsão de vento é conhecida como uma ferramenta eficiente para superar dificuldades, como: projetos de mercado competitivos, operações de rede em tempo real, custos de serviços auxiliares, qualidade da energia, capacidade do sistema de transmissão e suas futuras atualizações, estabilidade e confiabilidade de sistema de energia (SOMAN *et al.*, 2010).

Um dos modelos frequentemente usados para a previsão de recursos eólicos *onshore* e *offshore* é o *Weather Research and Forecasting* (WRF) (CARVALHO *et al.*, 2017; ULAZIA *et al.*, 2016; CARVALHO *et al.* 2014; DE LINAJE *et al.*, 2019). Esse modelo de mesoescala permite que diferentes opções numéricas e físicas sejam aplicadas a um conjunto de escalas geográficas e atmosféricas (SKAMAROCK, 2008). E isso propicia a simulação de campos eólicos *offshore* em todo o mundo (CARVALHO *et al.*, 2017; ULAZIA *et al.*, 2016). Com efeito, tais elementos se mostram uma ferramenta útil e necessária para a realização de estudos de prospecção eólica onde os dados meteorológicos são escassos ou inexistentes.

1.1 Panorama da Energia Eólica no Mundo

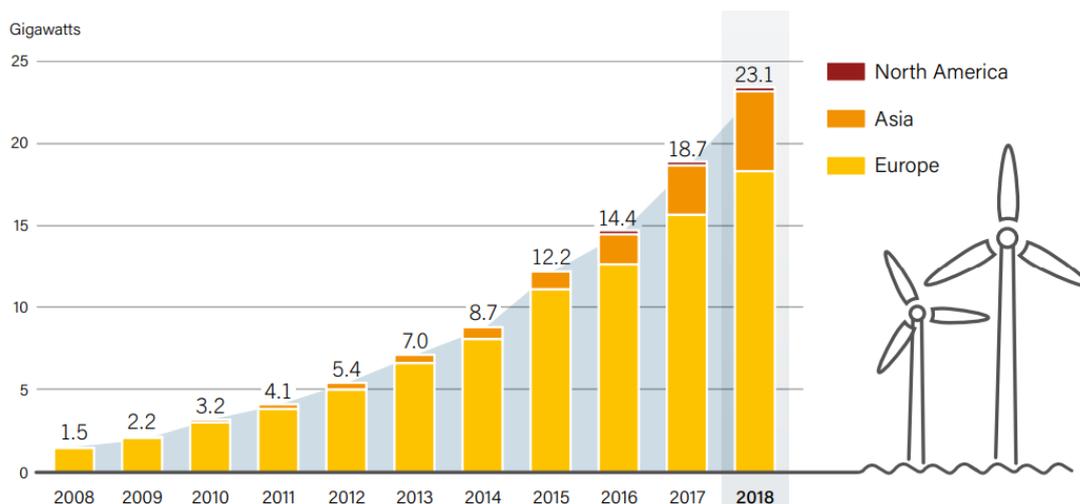
Em 2018, o mercado global de energia eólica atingiu cerca de 51 GW de capacidade instalada – incluindo quase 47 GW *onshore* e 4,5 GW *offshore*, aumentando a capacidade acumulada operacional para 591 GW (568,4 GW *onshore* e 22,6 GW *offshore*) (REN21, 2019).

Após um ano recorde de energia eólica na Europa e na Índia em 2017, ambos os

mercados se contraíram em 2018, no entanto, outras regiões exibiram um notável crescimento. Os mercados emergentes da África, Sudeste Asiático, América Latina e Oriente Médio juntos representaram quase 10% das novas instalações. No final do ano, o número de países que haviam desenvolvido algum nível de capacidade comercial de energia eólica era de pelo menos 103. Dentre estes, 33 países – representando todas as regiões – tinham mais de 1 GW em operação (REN21, 2019).

No segmento *offshore*, sete países da Europa (continente que iniciou o uso dessa tecnologia) e dois da Ásia conectaram um total de 4,5 GW em 2018 (o mesmo que em 2017), aumentando a capacidade global acumulada em 24%, para 23,1 GW. A Figura 1 mostra a capacidade global de energia eólica *offshore* por continente, entre os anos de 2008 e 2018.

Figura 1– Capacidade global de energia eólica *offshore* por continente, entre os anos de 2008 e 2018.



Fonte: REN21 (2019).

Em outro panorama, a China teve um ano recorde e liderou o setor pela primeira vez (instalou 1,7 GW, o que totalizou 4,4 GW). O país está bem à vista de sua meta nacional, que exige 5 GW de capacidade *offshore* até 2020. Pelo menos três províncias chinesas também têm metas *offshore*, dentre elas Fujian (2 GW até 2020), Guangdong (30 GW até 2030) e Jiangsu (3,5 GW até 2020). Em outra parte da Ásia, a República da Coreia comissionou aerogeradores no exterior (35 MW) durante 2018. (REN21, 2019).

O sucesso da energia eólica *offshore* na Europa despertou interesse em quase todas as outras regiões (REN21, 2019). Em decorrência deste cenário, o Grupo Banco Mundial se uniu ao GWEC para ajudar a desenvolver os próximos grupos de novos mercados *offshore* e anunciou que está a criar um fluxo de financiamento para energia

eólica *offshore* – o que será de grande valia para projetos de risco de países em desenvolvimento (GWEC, 2019).

Portanto, o GWEC (2019) prevê que o mercado *offshore* se expandirá globalmente nos próximos cinco anos. E afirma que, diante do cenário, a Ásia terá um crescimento bastante representativo. Para a América do Norte são esperadas instalações em larga escala entre os anos de 2022 e 2023.

Até 2025, a participação do mercado *offshore* global deverá exceder 10% e o total instalado poderá chegar a 100 GW: a Europa continuará adicionando 3-4 MW por ano, com base nas metas atuais e nos leilões planejados, a Ásia poderá adicionar entre 5 a 7 GW de novas instalações anualmente, se os governos permanecerem comprometidos e os investimentos forem executados (GWEC, 2019).

1.2 Panorama da Energia Eólica no Brasil

No Brasil, a diversidade da matriz energética se dá em virtude das diversas fontes utilizadas para a geração de energia elétrica e da valorização das características e potencialidades regionais e locais (GIANNINI, 2013). A matriz energética do país é predominantemente representada por usinas hidrelétricas (60,16% - 104,5 GW de capacidade instalada), o que induz a uma fragilização no suprimento de energia ao sistema interligado, decorrente de mudanças climáticas (ANEEL, 2019). Em virtude disto, o uso de outras fontes renováveis de energia é inserido de maneira complementar à matriz energética em períodos com menor produção de energia das usinas hidrelétricas.

A energia eólica tem apresentado o maior destaque dentre as fontes renováveis de energia no país. De acordo com o estudo prospectivo do mercado de energia eólica realizado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) 2013, este assume essa posição em decorrência do contínuo crescimento no segmento de grande porte, fruto de ações governamentais de estímulo ao segmento (GIANNINI, 2013). Somado a isto, o Brasil impulsiona o mercado com um notável potencial eólico de geração, por meio de investimentos em infraestrutura – que fomenta a instalação dos parques e de fabricantes de bens e serviços – e da excelente qualidade no regime dos ventos, os quais apresentam uma média anual de aproximadamente 8,5 m/s (na região Nordeste – caracterizada pela presença de ventos alísios, não muito intensos, mas constantes na direção e na velocidade) e acima de 7,0 m/s no Rio Grande do Sul (WWF-BRASIL, 2015).

O ambiente favorável para o desenvolvimento da tecnologia de energia eólica, levou o Brasil a um extenso processo de conformação do setor de energia. Em 2018, o Brasil ficou em 8º lugar na geração de energia eólica global, 4º em expansão de energia (2,7 GW) e 1º em fator de capacidade (38%), de acordo com o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2019).

A Tabela 1 mostra a capacidade instalada e número de parques eólicos por estado.

Tabela 1 – Capacidade instalada e número de parques eólicos por estado.

Estado	Capacidade Instalada (MW)	Parques Eólicos
Rio Grande do Norte	4.128,3	153
Bahia	4.034,4	161
Ceará	2.045,5	79
Rio Grande do Sul	1.831,9	80
Piauí	1.638,1	60
Pernambuco	782,0	34
Maranhão	390,9	14
Santa Catarina	238,5	14
Paraíba	157,2	15
Sergipe	34,5	1
Rio de Janeiro	28,1	1
Paraná	2,5	1

Fonte: ABEEÓLICA (2019).

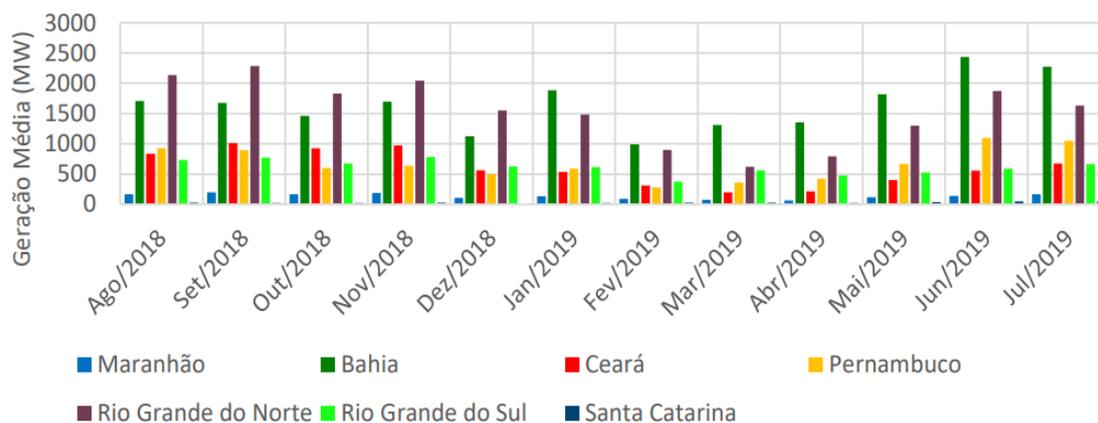
Atualmente, existem 613 parques eólicos instalados no Brasil, com capacidade superior a 15,3 GW e 7.536 aerogeradores (ABEEÓLICA, 2019). A região nordeste do país possui o maior potencial de energia eólica, com aproximadamente 517 parques eólicos, dos quais 153 estão localizados no estado do Rio Grande do Norte (4,13 GW de potência instalada) e 161 na Bahia e (4,03 GW de potência instalada). Somados a esse quantitativo, a região sul do Brasil possui 95 parques eólicos operacionais, dos quais 80 estão localizados no estado do Rio Grande do Sul (1,83 GW de potência instalada) (ABEEÓLICA, 2019).

Ainda de acordo com os dados divulgados no 13º InfoVento (ABEEÓLICA, 2019), em setembro de 2019 foram registrados os recordes de geração de carga com fatores de capacidade de 75,5% e 75,1% e geração de 10.677 MW e 8.875 MW para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a região Nordeste, respectivamente.

Tal constatação representou um consumo de energia de 88,8% no subsistema

nordestino e de 17% no SIN. Dentre os estados nordestinos, o destaque da produção eólica vai para a Bahia. A Figura 2 mostra a geração média mensal de energia eólica (em MW) *onshore* por estado, no período entre agosto de 2018 e julho de 2019.

Figura 2 – Geração média mensal de energia eólica (em MW) *onshore* por estado, no período entre agosto de 2018 e julho de 2019.



Fonte: ONS (2019).

De acordo com os registros obtidos, o Estado manteve uma geração de energia representativa ao longo de um período de 12 meses (Figura 3), o que fortalece a presença da matriz no sistema elétrico.

É perceptível o grande engajamento que o Brasil possui quando o assunto é produção eólica *onshore*. Concomitante a isto, o país demonstra um forte interesse em ampliar essa matriz, mormente em consideração ao seu potencial marítimo.

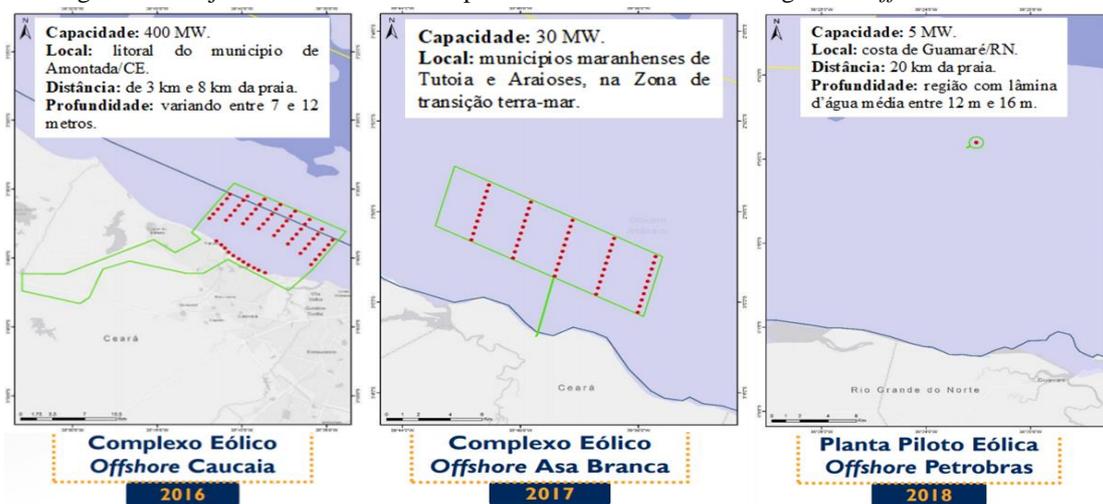
Apesar de ainda não existir um marco no segmento *offshore*, de acordo com dados do *Roadmap – EPE (2019)*, há dois complexos eólicos e uma planta piloto que já estão em processo de avaliação do licenciamento ambiental no Ibama. Neste sentido, a Figura 3 mostra os projetos em licenciamento para o desenvolvimento do segmento *offshore* no Brasil.

A planta piloto, com capacidade de 5,0 MW, a ser instalada na região de Guamaré/RN, gerida pela Petrobras, tem previsão de instalação até o ano de 2022 (CASTRO, 2018). Por meio desse projeto, a estatal pretende validar a eficácia da produção *offshore* e contribuir para o plano de redução de emissões de CO₂ (EPE, 2019).

Deveras, a energia eólica *offshore* surge como uma oportunidade para complementar a matriz elétrica brasileira predominante – a modalidade hídrica (SILVA, 2016), considerando que o período do ano em que ocorrem secas é quando há as

melhores velocidades do vento. Essa complementariedade, atuaria na redução dos prejuízos provenientes da seca no suprimento de energia do país.

Figura 3 – Projetos em licenciamento para o desenvolvimento do segmento *offshore* no Brasil.



Fonte: EPE (2019).

Inicialmente, o planejamento para a geração de energia eólica *offshore* está voltado para a região nordeste do país, cuja extensão da costa, condições climáticas (ventos constantes) e características geográficas (águas rasas sem grandes ondas) são favoráveis e elevam o seu potencial (MEA, 2014).

O estudo do guia de geração eólica do Brasil, do banco BTG Pactual, aponta que os estados do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte geram ventos constantes de alta velocidade média – condições perfeitas para capacidade eólica *offshore* adicional. Outrossim, segundo o Atlas Eólico da Bahia, o Estado dispõe de um excelente potencial de forte magnitude, apresenta velocidades médias superiores a 7,0 m/s, capacidade instalada de 77,4 GW e 87,5 GW para alturas de 100 m e 150 m, respectivamente, a qual corresponderia a uma produção energética estimada acima de 300 TWh/ano.

Não obstante, mesmo dispondo de um regime de ventos favoráveis e de um robusto polo industrial eólico – o que favorece as questões que envolvem a logística, a Bahia ainda não possui projetos de P&D para o aproveitamento do seu recurso eólico marítimo. Nesse contexto, percebe-se na Bahia uma forte aptidão para o progresso de geração de energia eólica *offshore*. Por conseguinte, o presente estudo, com o intuito de contribuir para a ciência brasileira, buscou apresentar uma metodologia para estimar o potencial eólico *offshore* na Bahia e evidenciar suas características potenciais para a

implantação de parques eólicos.

Para este trabalho foram utilizadas séries históricas de velocidade do vento de duas boias oceanográficas (do Programa *PIRATA* da Marinha – com dados em médias diárias) e uma estação meteorológica costeira (do Inmet – com dados em médias horárias) para a validação do modelo WRF. Para esse fim, realizou-se experimentos de simulações com resolução de 3 km, durante os anos de 2015 e 2016.

1.3 Objetivo Geral

Avaliar as séries de velocidade do vento a fim de estimar o potencial eólico *offshore* na costa da Bahia, através da simulação com o modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF).

1.4 Objetivos Específicos

- Avaliar as características temporais do vento na costa da Bahia;
- Confrontar a previsão do modelo WRF com os dados de medições obtidas por meio de boias oceanográficas e estações meteorológicas costeiras;
- Estimar a capacidade do potencial eólico de geração de energia elétrica com os dados simulados;
- Definir o local de melhor aproveitamento do potencial eólico de geração.

1.5 Importância da Pesquisa

Em virtude de as áreas oceânicas apresentarem altos índices de velocidades do vento, em comparação com as áreas de maior potencial eólico em terra, a busca pelo desenvolvimento de tecnologias capazes de captar a energia eólica em ambientes de águas profundas se intensificou.

1.6 Questões e Hipóteses

O modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF) é uma ferramenta viável e adequada para caracterizar o comportamento campo de velocidade do vento de uma

determinada região de interesse, a fim de prospectar o potencial *offshore*.

Qual a região de melhor aproveitamento do potencial eólico ao longo da costa da Bahia?

1.7 Organização da Dissertação de Mestrado

A dissertação está estruturada de forma que no Capítulo 1 o tema da pesquisa é apresentado numa introdução.

No Capítulo 2 tem-se uma revisão de literatura acerca de estudos que enfatizaram tanto o uso de métodos estatísticos como o uso dos modelos numéricos para avaliação do potencial eólico em várias partes do mundo.

No Capítulo 3 são apresentados os fundamentos teóricos que versam sobre temas relevantes relacionados à avaliação do potencial eólico.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento do experimento realizado.

O Capítulo 5, contém os resultados das simulações realizadas neste estudo, bem como a discussão acerca da comparação entre os dados simulados e os observados.

No Capítulo 6 é composto pelas considerações finais e os resultados esperados. E por fim, as referências.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Para facilitar o entendimento e tornar a leitura mais fluida, este capítulo apresentará conceitos relevantes relacionados à avaliação do potencial eólico: recurso eólico, modelagem numérica, métodos estatísticos, potência de geração de energia e fatores que interferem na intensidade do vento.

Nos sistemas de conversão de energia eólica o vento é o combustível/fonte para a geração de energia, e seu comportamento afeta diretamente a produção de energia e o custo total do sistema (da geração até a entrega na distribuição de energia).

A energia proveniente do vento varia de acordo com o cubo da velocidade do vento, que por sua vez varia com o tempo (escalas de segundos a anos), o que afeta as cargas médias e transitórias, o controle da potência de operação e o planejamento da concessionária; e com o espaço (localização e o espaçamento das turbinas e a

lucratividade) (SPERA, 1994).

Portanto, a identificação e o entendimento acerca das características globais e locais do recurso eólico fazem-se fundamentais para a eficácia no processo de geração de energia eólica (definição do local de instalação do parque eólico, viabilidade econômica dos projetos e efeitos nas redes de distribuição de eletricidade) (BURTON, 2001).

2.1 Recurso Eólico

O vento é definido como o movimento horizontal do ar frente às diferenças de pressão. Esse recurso auxilia a atmosfera a equilibrar a distribuição desigual de pressão e corrigir os desequilíbrios no aquecimento e resfriamento radiais que ocorrem na superfície da Terra (GABLER *et al.*, 2008).

A velocidade do vento é um parâmetro crítico na produção de energia eólica, isto porque a sua variabilidade espacial condiz com as condições climáticas que a região dispõe e a variabilidade temporal. Em grande escala, significa que a quantidade de vento pode variar de modo: (BURTON, 2001; TONG, 2010; MANWELL, 2010).

- a) Interanual: em escalas superiores a um ano. Esse tipo de variação exerce efeitos na produção de turbinas eólicas em longo prazo.
- b) Anual: variações significativas do vento sazonal ou mensal, sob influências das estações climáticas local.
- c) Diurno: ocorre em função do aquecimento diferencial durante o ciclo diário de radiação na superfície da Terra. Grandes variações são evidenciadas nas latitudes tropicais e temperadas.
- d) Curto prazo: ocorre em intervalos de 10 minutos ou menos, o que incluem as rajadas de vento e turbulência.

Esse comportamento inconstante do vento pode dificultar a realização de previsões precisas e gerar problemas nos projetos de parques eólicos (SPERA, 1994; BURTON, 2001).

2.2 Camada Limite Planetária

Em virtude dos aerogeradores operarem na região da CLP, faz-se necessário o entendimento sobre a sua dinâmica.

A camada limite planetária (CLP) compreende a porção inferior da troposfera que interage fortemente com a superfície da Terra (GARRATT, 1994; STULL, 1988). A altura da CLP oscila entre 100-3000m (STULL, 1988) em função do tempo (uma hora ou menos) e do espaço (de centenas de metros a alguns quilômetros), por influência do ciclo solar diário (OKE, 2002). Durante o dia, ocorre um processo de convecção, onde o calor disponibilizado pelo sol é transferido para a atmosfera mais fria de modo ascendente (provocando uma expansão na espessura da CLP). Em contrapartida, no período noturno, a superfície está mais fria do que a atmosfera, e o processo de transferência de calor ocorre de maneira descendente, razão pela qual a CLP sofre uma contração em sua espessura (OKE, 2002).

O fluxo de ar existente na macroescala, mesoescala e microescalas (gerados por diferenças térmicas horizontais) sofre modificação. A primeira exerce influência sobre modelagem da velocidade do vento numa perspectiva vertical, em virtude das perturbações geradas pelo atrito do ar, conforme a rugosidade do terreno. Como resultado, os ventos na CLP geralmente enfraquecem quando estão mais próximos à superfície (SCHUBERT, 2013). A seu turno, a segunda e terceira estão presentes nos limites horizontais entre diferentes superfícies, como: brisas marítimas e terrestres; e montanha – vale (OKE, 2002).

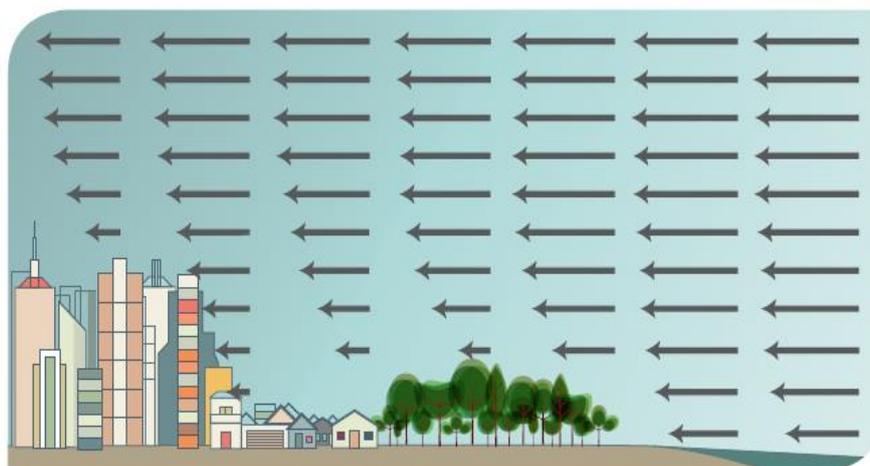
A identificação dos perfis verticais das variáveis atmosféricas auxilia na identificação da estrutura vertical. A variação da velocidade do vento em função da elevação exerce influência na avaliação do recurso eólico (ao corrigir a altura dos dados de estações meteorológicas para aquelas requeridas no *design* do aerogerador), na produtividade do equipamento e na vida útil das pás do rotor (presença de fadigas resultantes de cargas cíclicas) (MANWELL, 2010).

O perfil vertical do vento ou cisalhamento vertical do vento é uma variação da velocidade do vento horizontal ao longo da CLP. O arranjo da velocidade do vento não possui uniformidade quanto à sua direção vertical, de modo que pode sofrer variações em escala temporal – instantânea (*e.g.* na ordem de segundos) ou sazonal (*e.g.* médias mensais ou anuais); e em escala espacial (local), conforme a rugosidade do terreno

(MANWELL, 2010).

O conhecimento sobre as características topográficas da região é de suma importância no processo de desenvolvimento do potencial eólico, já que as irregularidades na cobertura do solo (*e.g.* vegetação densa, orografia e edificações) tendem a reduzir a velocidade do vento devido ao aumento do atrito com o ar. Isto é, o aumento da rugosidade implica na redução de energia do vento próximo à superfície e eleva a turbulência local, conforme é ilustrado na Figura 4. Nos casos em que a superfície é regular e homogênea (*e.g.* lagos e oceano) há pouca influência no fluxo do vento e sua velocidade torna-se constante a poucos metros da superfície (SCHUBERT, 2013).

Figura 4 – Gradiente de velocidade do vento em função da altura e tipo de cobertura do solo.



Fonte: SCHUBERT (2013).

Nas camadas inferiores da atmosfera (com maior proximidade do solo) as velocidades do vento são afetadas pelo atrito entre a massa de ar e a superfície (WAGNER, 2018). Quando o fluxo de ar transita sobre determinado tipo de superfície, este tende a se adaptar às características da superfície. Isto implica em um sistema caótico em decorrência do grau de atrito – a turbulência.

A rugosidade é um parâmetro que contribui bastante para o aumento desse fenômeno, pois a presença de uma superfície irregular, bem como obstáculos sobre o solo, provoca fluxos de ventos irregulares, como redemoinhos ou vórtices (WAGNER, 2018). Por conseguinte, durante o projeto eólico, devem-se considerar as classes de rugosidade, conforme a paisagem local mostrada na Tabela 2, a fim de evitar sobrecargas no rotor, decorrentes das instabilidades do vento.

Tabela 2 – Classes de rugosidade e seus comprimentos, de acordo com o tipo do terreno.

Classe de Rugosidade	Rugosidade (comprimento - m)	Tipo de Paisagem
0	0,0002	Superfície da água
0,5	0,0024	Terreno completamente aberto com superfície lisa, pistas de aeroporto, grama cortada
1	0,03	Terrenos agrícolas abertos, sem cercas e prédios muito dispersos, colinas suavemente arredondadas.
2	0,1	Terreno agrícola com algumas casas e sebes de 8 m de altura a uma distância de aprox. 500 m
3	0,4	Aldeias, pequenas cidades.
4	1,6	Cidades grandes, com prédios altos e arranha-céus.

Fonte: Adaptado de WAGNER (2018).

A superfície oceânica geralmente apresenta uma característica laminar, e, em decorrência disto, é possível encontrar velocidades do vento de maior intensidade (a partir de certa altura), menor efeito da turbulência e perfil da camada superficial mais rasa. Tais atributos reduzem os efeitos de cisalhamento sobre a área do rotor dos aerogeradores *offshore* (EMEIS, 2013).

O estudo será desenvolvido sobre a superfície marítima e, em virtude disso, o fator rugosidade do terreno não irá impactar fortemente na modelagem do perfil vertical de velocidade do vento, porquanto a superfície marítima apresenta rugosidade ínfima quando comparada às superfícies do continente. Isto reduz o atrito do ar com o terreno, e diminui os efeitos de turbulência ao longo da camada limite.

2.2.1 Camada limite atmosférica marinha

A camada limite atmosférica marinha (CLAM) tem a superfície do mar como zona de fronteira inferior (ROLL, 2016) e permite a troca de grandes quantidades de calor, umidade e momento, principalmente por meio do transporte turbulento, entre o oceano e a atmosfera (SIKORA e UFERMANN, 2004).

A energia solar que promove o sistema climático global, e a evapotranspiração da água na superfície, são dominados pelos oceanos. Estes possuem grande capacidade para armazenar e transportar calor, água e gases radiativamente ativos no globo, ao passo que interagem com a atmosfera. Tal interação exerce influência nos fluxos de calores latente e sensível e de radiação de ondas longas na superfície – o que controla os

sistemas de circulação da troposfera e os mecanismos de variabilidade interanual, e gera anomalias climáticas regionais (HASTENRATH, 2012).

Os fluxos controlam o estado dinâmico e a evolução do CLAM, porque determinam sua estabilidade e, conseqüentemente, a proximidade com a qual a camada da superfície marinha está conectada à atmosfera (NRC *et al.*, 1997).

Em virtude da grande capacidade que a água tem em armazenar calor, a estabilidade atmosférica e os ciclos diurnos de temperatura são quase ausentes. A estabilidade estática em direção às estratificações instáveis da CLAM é influenciada pela umidade gerada na superfície do mar (EMEIS, 2013).

Adjacente à superfície do mar, existe uma subcamada de ondas influenciada por forças atuantes de pressão. Acima da subcamada de ondas encontra-se a camada de Prandtl (ou fluxo constante) – mais rasa do que a camada sobre o continente. Esta profundidade pode ser da ordem de 10 m para estratificação estável com ventos de baixos a moderados, e o comprimento superior restante é coberto pela camada de Ekman, na qual o vento circula levemente até atingir vento geostrófico no topo da CLA (EMEIS, 2013).

A rugosidade presente nos elementos continentais é facilmente detectável e bem definida (em conteúdo e localização) – não sofrem alterações com o tempo, e nem estão sujeitos às intempéries do vento. Em contrapartida, as ondas oceânicas são de caráter preponderante para definir a rugosidade da superfície marinha, já que essas apresentam modificações contínuas e irregulares – com tamanho, forma e velocidades distintas, conforme o tempo e o espaço (ROLL, 2016).

A ondulação da superfície marinha permite um relacionamento bidirecional entre a água e o ar, de modo que a circulação do vento altera a camada superficial do mar (forma as ondas), enquanto que as ondas existentes variam o perfil vertical do fluxo de ar (EMEIS, 2010). As ondas aumentam o atrito com a massa de ar e geram turbulência. No entanto, a alguns metros acima da superfície do mar a influência direta das ondas se torna insignificante e a turbulência da camada superficial se comporta de maneira similar às superfícies terrestres homogêneas (ARYA, 2001).

2.3 Trabalhos Correlatos

Visão geral dos métodos de previsão de energia eólica

A efetividade da produção de energia eólica está relacionada ao comportamento do vento local. Em função disso, o principal desafio na introdução dessa matriz no sistema elétrico é a sua imprevisibilidade, devido à natureza intermitente da velocidade do vento, conforme a direção e localização.

A imprevisibilidade pode ser quantificada através de uma formulação probabilística, e assim melhorar a otimização da produção energética, reduzindo os riscos operacionais de sobrecarga do sistema (BREMNES, 2006). Para tanto, a fim de contornar essa problemática, um mecanismo de previsão é requerido.

A previsão da velocidade do vento pode ser feita por variados métodos. As técnicas mais comuns de previsão de vento, desenvolvidas e relatadas na literatura, usam um dos seguintes métodos:

- **Persistência:** é tida como uma ótima abordagem para previsões de período muito curto (de alguns segundos a 30 minutos) a curto (de 30 minutos a 6 horas), quando comparado aos demais métodos. No entanto, sua aplicação perde a precisão ao aumentar o tempo de análise (SOMAN *et al.*, 2010; CHANG, 2014).
- **Físico:** também chamado de método determinístico, é um método com abordagens para longo prazo que se baseia numa descrição mais detalhada da troposfera ou por previsão numérica do tempo, com ajustes de parametrizações físicas como: velocidade e direção do vento, temperatura, rugosidade etc. (WANG *et al.*, 2011; SOMAN *et al.*, 2010; CHANG, 2014).
- **Estatístico:** baseia-se na quantidade de dados medidos, ignorando as condições meteorológicas, por meio de duas abordagens (WANG *et al.*, 2011): séries temporais (aplicações em curto prazo) e rede neural artificial (aplicações em curto prazo, porém necessita de estruturas híbridas para previsões de médio e longo prazo) (SOMAN *et al.*, 2010).
- **Híbrido:** baseia-se na fusão das vantagens dos métodos estatísticos e físicos ou modelos de curto e médio prazo, a fim de elevar o desempenho da previsão (SOMAN *et al.*, 2010; WU e HONG, 2007; CHANG, 2014).

Como parte da metodologia do presente estudo, o modelo numérico será adotado.

Frente aos avanços científicos, os modelos de previsão numérica surgem como uma ferramenta viável para simular sistemas físicos de grande complexidade, como previsão de clima e tempo. Isto possibilita uma previsão com confiabilidade de 7 a 12 dias, conforme características da região e da atmosfera local (SAMPAIO e DIAS, 2014).

Um modelo atmosférico computacional codifica processos dinâmicos, físicos, químicos e radiativos da atmosfera, descrevendo-os matematicamente em equações diferenciais ordinárias (aqueles dependentes do tempo) e parciais (aqueles dependentes do tempo e espaço), as quais são convertidas em diferenças finitas ou outras aproximações. O sistema de equações integra variáveis ao longo da camada limite atmosféricas, como: vento, temperatura, umidade, entre outras, com a discretização do espaço amostral: latitude, longitude, altitude e tempo. (SAMPAIO e DIAS, 2014; JACOBSON, 2005; ARAVÉQUIA e DE QUADRO, 2003).

Os problemas atmosféricos podem ser simulados em uma variedade de escalas espaciais. O Quadro 1 resume as escalas atmosféricas em função dos fenômenos que ocorrem nela.

Quadro 1 – Classificação das escalas espaciais e suas aplicações.

Escala	Dimensão	Exemplos
Microscala	2 mm - 2 km	Redemoinhos, pequenas plumas, escapamento de carros, nuvens cumulus.
Mesoescala	2 - 2.000 km	Ondas gravitacionais, tempestades, tornados, aglomerados de nuvens, ventos locais, poluição do ar urbano.
Sinótica	500 - 10.000 km	Sistemas de alta e baixa pressão, frentes meteorológicas, tempestades tropicais, furacões, buraco na camada de ozônio antártico.
Planetária	> 10.000	Sistemas eólicos globais, ondas de Rossby (planetárias), redução estratosférica do ozônio, aquecimento global.

Fonte: Adaptada de JACOBSON (2005).

Os modelos numéricos de mesoescala são capazes de simular dinamicamente variáveis em alta resolução, ao mesmo tempo em que capturam os processos sinóticos

em grande escala, os quais impulsionam a circulação local da atmosfera.

O processo de previsão é iniciado com a análise da estimativa do estado inicial da atmosfera, por meio de observações *in situ*. Para os modelos operacionais de previsão meteorológica, essas observações são recebidas em tempo real pelos centros de processamento, e devem ser concluídas em um curto espaço de tempo para que as previsões sejam válidas. Esse arranjo da análise com a previsão é comumente chamado de execução determinística do modelo (PEREZ, 2018).

Conforme as características espaciais (regional) e temporais (1 ano) a serem analisadas, o modelo numérico escolhido para ser aplicado no presente estudo é o modelo de mesoescala *Weather Research Forecasting* (WRF), o qual será aplicado em simulações de ventos, idealizadas para investigar recurso eólico *offshore* ao longo da costa da Bahia, com a finalidade de obter o potencial eólico da região.

Visão geral da a eficácia do modelo WRF para a simulação do recurso eólico

Um dos modelos mais usados para simular os recursos eólicos *onshore* e *offshore* é o WRF. Isto porque, esse modelo de mesoescala permite que diferentes opções numéricas e físicas sejam aplicadas a um conjunto de escalas atmosféricas e geográficas, o que o torna um instrumento útil aos estudos voltados para a prospecção de recursos eólicos onde os dados meteorológicos são escassos, bem como para identificar locais das futuras instalações de parques eólicos (CARVALHO *et al.*, 2012; SHIMADA e OHSAWA, 2011; CARVALHO *et al.*, 2014; ULAZIA *et al.*, 2016).

CARVALHO *et al.*, (2012), avaliaram e compararam o desempenho do WRF ao simular o vento em superfície oceânica, na costa da Galiza e no Golfo de Cádiz (região da Península Ibérica), com condições iniciais e de contorno para diferentes conjuntos de reanálise (NCEP-R2, ERA-Interim e NCEP-CFSR), frente aos dados medidos por cinco boias espalhadas na área de estudo. Como resultado, de um modo geral, as simulações de velocidade do vento apresentaram melhores tendências para valores intermediários (entre 4 e 12 m/s), porém para velocidades do vento fracas e fortes, foram exibidos erros maiores (especialmente para velocidades baixas do vento). De acordo com os autores, a tendência global do modelo é de superestimar significativamente a velocidade do vento, particularmente em baixas velocidades do vento, enquanto que para velocidades de vento intermediárias e fortes, essa tendência de superestimação é atenuada. Outro fator,

também observado, foi a má qualidade dos resultados analisados com as boias de Peñas e Cádiz – o que está associado aos impactos da topografia orográfica e costeira dos locais. Esse comportamento pode ser justificado pela produção de circulações atmosféricas induzidas pelo terreno que não são capturadas adequadamente pelo WRF devido à sua capacidade de resolução limitada e sua representação de terreno de baixa resolução na malha de simulação.

Sobre o comportamento do WRF em superestimar ou subestimar alguns resultados, KITAGAWA *et al.* (2018) sinaliza que fatores como a localização das estações meteorológicas e o caráter convectivo, promovido pelas brisas marítimas, na Região Metropolitana de Salvador (região de interesse deste estudo) afetam a performance do WRF. Contudo, julgou-se que o modelo simulou satisfatoriamente as variáveis meteorológicas analisadas, sendo, portanto, apropriado para representar as características atmosféricas da RMS.

SHIMADA e OHSAWA (2011), investigaram a confiabilidade e a precisão do WRF ao prever as características do recurso eólico *offshore* na Baía Tanabe (Japão). A fim de validar o modelo, os autores confrontaram os dados de medições *in situ* da plataforma de pesquisa *offshore* de Shirahama e da estação Mihama da Agência Meteorológica do Japão (JMA). O resultado mostrou que o WRF foi capaz de descrever o comportamento da velocidade média horária do vento para um ciclo diurno, porém, a amplitude do ciclo diurno pelo WRF é um pouco menor que as medições. Foi pressuposto que tal fato tenha ocorrido, já que, o conjunto de dados de temperatura da superfície do mar usado no WRF não leva em consideração as variações diurnas.

O estudo com o modelo WRF realizado por ULAZIA *et al.* (2016) destacou a necessidade de usar a assimilação de dados para melhor estimar a precisão do vento *offshore*. A presença de registros históricos de medições do recurso eólico na superfície do mar com resolução de tempo e espaço suficientes, em união com a simulação do WRF, pode prover uma previsão mais realística e com certa antecedência. Por outro lado, a ausência dessas informações, considerando apenas os resultados do modelo, sem assimilação de dados, pode levar a grandes superestimações do verdadeiro potencial eólico. Tal confrontamento dos dados beneficia futuros investimentos na produção de energia eólica *offshore*, com uma avaliação econômica e técnica mais precisa dos riscos.

Em considerações finais, a obtenção de registros adicionais do vento, provenientes de sensoriamento remoto (boias e outras estações meteorológicas), bem

como a realização de testes de sensibilidade acerca das parametrizações físicas do WRF atuariam para melhorar o desempenho das simulações (MATTAR e BORVAR, 2016).

Visão geral da metodologia para validação dos dados de velocidade do vento

MATTAR e BORVAR (2016) realizou uma avaliação do potencial eólico *offshore* na costa central do Chile durante o período de 01 fevereiro de 2006 a 31 de janeiro de 2007, na qual foram feitos comparativos entre os dados observados e simulados pelo WRF para diferentes alturas (20, 30, 40 m – em relação à superfície), com a utilização de uma resolução espacial de grade de 3 km. A validação do modelo se deu por análise estatística (RMSE, viés, r^2) mensal e sazonal. Para efeitos do cálculo do potencial, uma extrapolação da altura equivalente à altura do *hub* (cubo) do aerogerador foi adotada – 140 m.

A fim de validar a robustez do WRF, métricas estatísticas, como *Root Mean Square Error* (RMSE), viés, correlação de Pearson, índice de concordância e fator de 2, são empregadas na comparação entre os dados simulados e os reais para apurar a precisão na previsão do modelo.

Além de KITAGAWA *et al.* (2018), outros trabalhos científicos como: GUNWANI e MOHAN (2017), que estudou a sensibilidade das estimativas do modelo WRF a várias parametrizações de CLP em diferentes zonas climáticas na Índia; MOHAN e SATI (2016), que analisou o desempenho do modelo WRF para um conjunto de design de simulação; e BORGE *et al.* (2008), o qual analisou a sensibilidade do modelo WRF para aplicações de qualidade do ar na Península Ibérica; são exemplos de pesquisas, cronologicamente diferentes, que aplicam a mesma metodologia para os *benchmarks* das métricas estatísticas – EMERY *et al.* (2001). Diante disso, assim como na literatura, o presente trabalho fará uso desta metodologia, adotando os seguintes *benchmarks*: $RMSE \leq 2,0$; $-0,5 \leq MB \leq 0,5$; $-1,0 \leq r \leq 1,0$; e $IOA \geq 0,6$ (EMERY *et al.*, 2001).

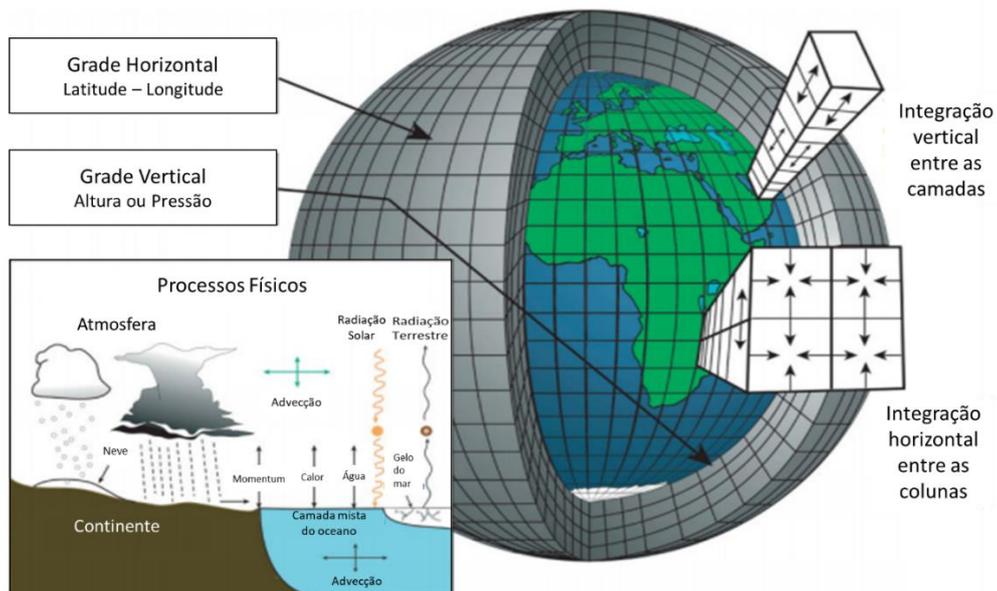
2.4 Modelo WRF

Desenvolvido por parcerias entre institutos de pesquisa, universidades e agências governamentais, o WRF é um sistema de mesoescala voltado para a previsão numérica

do tempo com foco em aplicações operacionais e de pesquisa (SKAMAROCK *et al.*, 2008). O modelo é de domínio público, sua configuração é de fácil entendimento e manuseio, e é uma ferramenta eficiente em atividades de previsão de sistemas terrestres envolvendo processos físicos da atmosfera (como química do ar, hidrologia, incêndios florestais, furacões e clima regional) (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

A estrutura do WRF é composta por dois núcleos que integram os processos físicos, dinâmicos e termodinâmicos: o *Advanced Research Weather Research and Forecasting* (ARW) e o *Nonhydrostatic Mesoscale Model* (NMM). O primeiro será aplicado no desenvolvimento deste estudo. O ARW é usado para derivar variáveis meteorológicas com alta resolução espacial (de 1 km) e temporal (de 1 hora), com o objetivo de resolver equações de dinâmicas não hidrostáticas e compressíveis de Euler (com opção hidrostática) em escalas que variam de alguns metros a milhares de quilômetros. Para sua performance, as equações utilizam um ajuste de coordenadas verticais de pressão hidrostática, traçadas a partir da fronteira do terreno (região do domínio, resolução horizontal, domínios de nidificação interativos) e com várias opções de esquemas físicos de parametrização – convecção, camada limite planetária, processos explícitos de umidade, radiação e solo (SKAMAROCK *et al.*, 2008), conforme mostra a representação esquemática da Figura 5.

Figura 5 – Representação esquemática da estrutura da grade cartesiana usada em modelos de circulação geral de diferenças finitas.



Fonte: Adaptado de EDWARDS (2010).

As equações governantes são moldadas em forma de fluxo usando variáveis que possuem propriedades de conservação e são formuladas usando uma coordenada vertical de massa que acompanha o terreno (SKAMAROCK *et al.* 2008). A integração do modelo WRF é realizada por meio de um processo de discretização em pontos distribuídos nos limites da grade do domínio (ajustada para a região de interesse) e nos níveis verticais, ao longo de um espaço de tempo pré-definido.

A seguir são descritas as equações utilizadas pelo modelo.

a) Equação de estado

$$p = p_0 \left(\frac{R_d \cdot \theta}{p_0 \alpha} \right)^\gamma \quad (1)$$

b) Equação de conservação de massa

$$\partial_t \mu + (\nabla V) = 0 \quad (2)$$

c) Equações de conservação do momento

$$\partial_t U + (\nabla V_u) - \partial_x (p \phi_x) + \partial_\eta (p \phi_x) = F_U \quad (3)$$

$$\partial_t V + (\nabla V_v) - \partial_y (p \phi_y) + \partial_\eta (p \phi_y) = F_V \quad (4)$$

$$\partial_t W + (\nabla V_w) - g(\partial_\eta p - \mu) = F_W \quad (5)$$

d) Equações de conservação de energia termodinâmica

$$\partial_t \Theta + (\nabla \Theta) = F_\Theta \quad (6)$$

e) Equações geopotencial

$$\partial_t \phi + \mu^{-1} [(\nabla V_\phi) - gW] = 0 \quad (7)$$

Onde:

$V = \mu v = (U, V, W)$

$v = (u, v, w)$

$\mu(x, y)$ representa a massa por unidade de área dentro da coluna no domínio do modelo em (x, y) .

$\Theta = \mu \theta$

θ – a temperatura potencial

$\phi = gz$ é o geopotencial

p – a pressão

p_0 – pressão ao nível do mar (usualmente 105 Pa)

$\alpha = 1/\rho$ (inverso da densidade)

$\gamma = c_p/c_v = 1,4$

R_d – constante do gás para o ar seco

F_Θ, F_V, F_U e F_W – correspondem às forçantes por efeito da física do modelo, projeções esféricas, mistura turbulenta e a rotação da Terra.

A equação do geopotencial é a derivada material da definição do geopotencial e as equações de 2 a 6 são apresentadas na forma conservativa. Ademais, essas equações (1-7) consideram o ar seco, no entanto, na prática, o WRF pondera a umidade do ar, o efeito da força de Coriolis e a projeção cartográfica sobre a região a ser analisada.

Nos níveis verticais (ETA), as equações de Euler no WRF são formuladas em coordenadas sigma (σ) geométricas de altura. Este sistema emprega a pressão hidrostática sobre o contorno do terreno (η – expresso matematicamente pela Equação 8) como variável independente, o que favorece a simulação dos campos de advecção da massa de ar ao longo da coluna atmosférica em superfícies com maior ou menor rugosidade (ver Figura 6) (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

$$\eta = \frac{p_h - p_{ht}}{\mu} \quad (8)$$

onde:

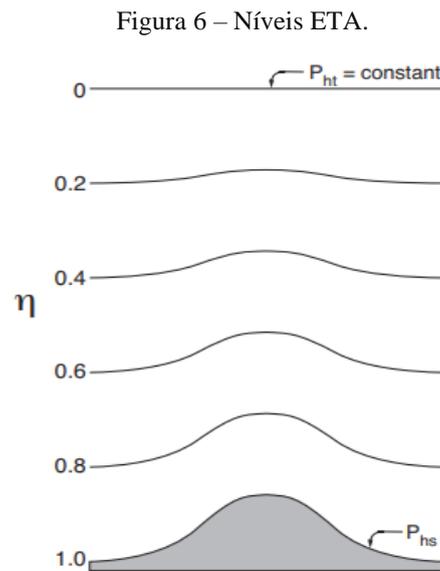
$$\mu = p_{h_s} - p_{h_t};$$

η – varia de 0 a 1 (sendo 1 na superfície e 0 no topo CLP) (Figura 14);

p_h – pressão em cada nível da atmosfera;

p_{h_t} – pressão no topo da atmosfera (pressão constante);

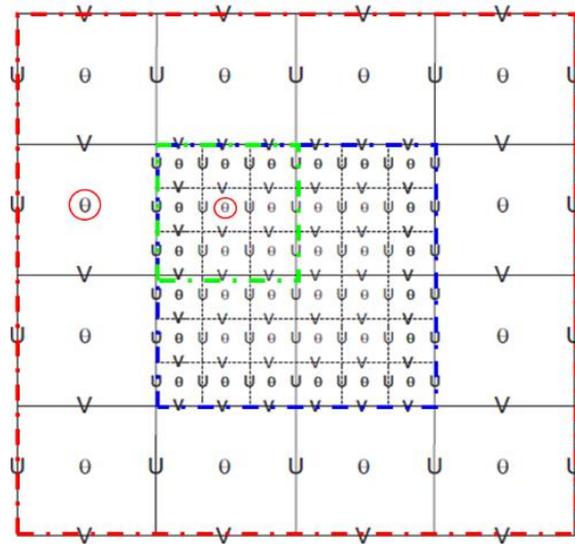
p_{h_s} – pressão na superfície.



Fonte: SKAMAROCK *et al.* (2008).

A performance horizontal do WRF é fundamentada na grade Arakawa-C (ver Figura 7). Os vetores de velocidade do vento horizontal (u e v) são perpendiculares ao centro (θ) das faces das células que compõem a grade, e as variáveis termodinâmica, escalar, mássica e química estão fixadas no centro da célula. Durante a simulação, as malhas desses componentes são interpoladas ao longo das camadas verticais da célula (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

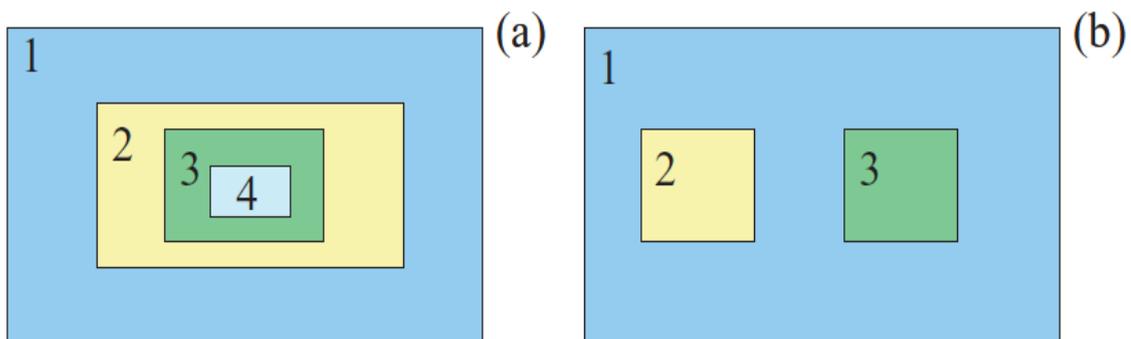
Figura 7 – Grade Arakawa-C.



Fonte: Adaptado de SKAMAROCK *et al.* (2008).

A nidificação é uma forma de refinamento de malha, em que as grades são retangulares e alinhadas à grade mais externa (denominada domínio pai – grade grossa), conforme representado na Figura 8, permitindo que o cálculo de resolução espacial mais alta seja focado em uma região de interesse (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

Figura 8 – Configurações de domínios.



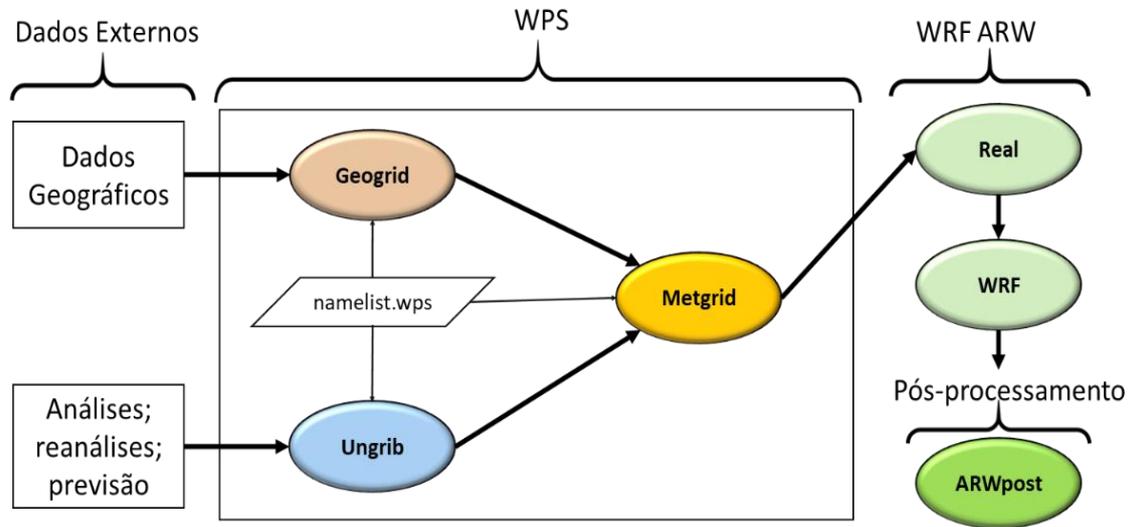
Fonte: SKAMAROCK *et al.* (2008).

O modo de interação entre os ninhos pode ser unidirecional (*one-way*) e bidirecional (*two-way*), com uma razão de aninhamento (*grid ratio*) de 1:3. Sempre da grade grossa para a fina, sendo as características da primeira usadas como condições de contorno da segunda (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

A estrutura operacional do WRF representada na Figura 9 está dividida em pré-processamento (WPS), compilação (real) e execução do WRF (WRF) e o pós-

processamento (*ARWpost*).

Figura 9 – Estrutura operacional do sistema WRF.



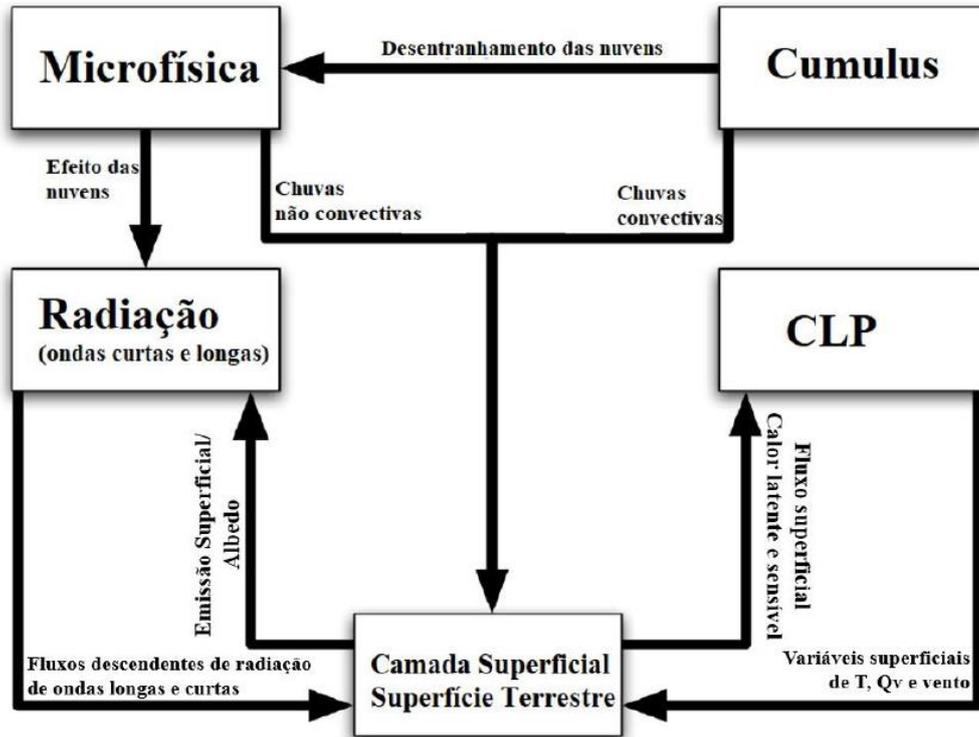
Fonte: Adaptado de NCAR (2017).

O esquema WPS está subdividido em três sistemas, que combinados atuam como entrada para a simulação do real. São eles: *geogrid* – define os domínios do modelo e interpola os dados geográficos; *ungrib* – extrai sítios meteorológicos de dados sinóticos no formato GRIB; *metgrid* – realiza o cruzamento horizontalmente dos dados meteorológicos (*ungrib*) e geográficos (*geogrid*).

Concluída a etapa de pré-processamento, o *real* realiza a interpolação e o equilíbrio dinâmico vertical dos dados, e encaminha as informações para o WRF, onde o modelo é executado. Por fim, na etapa do pós-processamento o *ARWpost* gera um arquivo (formato NetCDF) que converte as saídas do modelo (NCAR, 2017).

Os esquemas de parametrização física interagem entre si de maneira não linear com o núcleo dinâmico do modelo, conforme o esquema representado na Figura 10. Esta conexão complexa torna a interpretação das deficiências do modelo muito desafiadora (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

Figura 10 Processos físicos e suas interações no modelo WRF.

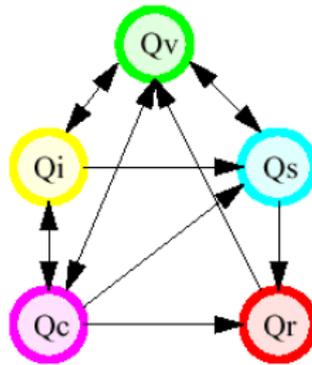


Fonte: Adaptado de Dudhia (2010).

A **parametrização de microfísica** inclui a resolução explícita dos processos de precipitação, nuvens e vapor d'água. O modelo acomoda quaisquer variáveis de mistura de massa e outras de quantidades, como concentrações numéricas, e é aplicado como um processo de ajuste que garante a precisão do balanço final da saturação para a umidade e a temperatura (SKAMAROCK *et al.*, 2008). Os principais modelos fornecidos pela microfísica são: *Kessler*, *Purdue Lin*, *WRF Single-Moment 3-class (WSM3)*, *WRF Single-Moment 5-class (WSM5)*, *WRF Single-Moment 6-class (WSM6)*, *Eta Grid-scale Cloud and Precipitation*, *Thompson et al.*, *Goddard Cumulus Ensemble Model*, *Morrison et al. 2-Moment*.

O esquema utilizado nas simulações deste estudo foi WSM5 (Figura 11) (*mp_physics=4*). Este permite que os processos ocorram em fase mista, mantendo as propriedades de vapor (Q_v), chuva (Q_r), gelo (Q_i), neve (Q_s) e água da nuvem (Q_c) em matrizes distintas (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

Figura 11 – Ilustração dos processos de microfísica proposto pelo esquema WSM5.



Fonte: Dudhia (2010).

A **parametrização de cumulus** atua nos efeitos de escala das nuvens convectivas e rasas. Este esquema descreve os fluxos ascendentes e descendentes não resolvidos fora das nuvens e fornece perfis verticais de umidade e temperatura. A parametrização é teoricamente válida somente para tamanho de grade superior a 10 km, onde pode atuar no ajuste correto para a liberação de calor latente nas colunas convectivas, de modo que não é aplicável em grades com resolução espacial menor que 5 km (SKAMAROCK et al., 2008). Os principais modelos fornecidos por *cumulus* são: *Kain-Fritsch*, *Betts-Miller-Janjic*, *Grell-Devenyi ensemble*, *Grell-3*

A parametrização de *cumulus* utilizada neste trabalho foi *Kain-Fritsch scheme* (*cu_physics=1*) – modelo de fluxo de massa. Este utiliza o método de parcelas Lagrangianas e pode ser agrupado em: função de acionamento convectivo; formulação do fluxo de massa (dinâmica vertical); e premissas de fechamento. O esquema de nuvem simples que utiliza correntes úmidas e os efeitos de arrasto, desentranhamento e microfísica simples (KAIN, 2004; SKAMAROCK et al., 2008).

A **parametrização da camada superficial** (CS) calcula velocidades de atrito e coeficientes de troca, que permitem a integração com os esquemas da CLP (com o cálculo da tensão superficial) e da superfície do solo (com o cálculo de calor e umidade da superfície). Em superfícies aquáticas, os fluxos e o reconhecimento do campo da superfície são integrados pelo próprio esquema (SKAMAROCK et al., 2008). Os principais modelos fornecidos pela parametrização da Camada Superficial são: *Similarity theory (MM5)*, *Similarity theory (Eta)* e *Similarity theory (PX)*.

O esquema utilizado nas simulações deste estudo foi o *Eta similarity* (*sf_sfclay_physics=2*). Este foi selecionado com base na escolha do esquema da camada

limite planetária – o *Mellor-Yamada-Janjic*. Fundamentado na teoria da similaridade (MONIN E OBUKHOV, 1954), o esquema inclui parametrizações de uma sub-camada viscosa: em superfícies aquosas a viscosidade é parametrizada conforme Janjic (1994); e sobre superfícies terrestres segue a proposta de Zilitinkevich (1995) – considerando as variações no comprimento de rugosidade para temperatura e umidade. Além disto, a fim de evitar peculiaridades em situações de instabilidade da CS e na velocidade do vento que mingua, é adotada a correção de Beljaars (1994) (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

A **parametrização da superfície do solo** reúne os dados atmosféricos obtidos pelo esquema CS, de precipitação pelos esquemas microfísicos e convectivos, e de radiação pelo esquema de radiação. Tais informações são agregadas internamente às variáveis de estado e propriedades de superfície da terra e fornecem ondas de calor e umidade de pontos sobre superfícies terrestres e cobertas por gelo (SKAMAROCK *et al.*, 2008). Os principais modelos fornecidos pela parametrização da superfície do solo são: *5-layer thermal diffusion*, *Noah LSM*, *Rapid Update Cycle (RUC) Model LSM*, *Pleim-Xiu LSM*, *Urban Canopy Model* e *Ocean Mixed-Layer Model*.

O esquema utilizado nas simulações deste estudo foi o *Unified Noah Land Surface Model (sf_surface_physics=2)*. Este é um modelo de umidade e temperatura do solo em 4 camadas (com espessura de 10, 30, 60 e 100 cm – adicionando 2 metros – para o interior do solo), que antevê a umidade e cobertura de neve no dossel (região das copas de árvores e outros organismos biológicos). Além disso, o modelo e provê informações de fluxos de calores sensível e latente ao esquema da CLP e engloba: evapotranspiração, escoamento, drenagem do solo e zona de raiz, bem como as categorias e fração mensal de vegetação, textura do solo, cobertura de gelo e neve, propriedades de emissividade da superfície e um tratamento urbano aprimorado (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

A **parametrização da camada limite planetária** determina os perfis de fluxo dentro da camada limite convectiva e na camada estável, bem como fornecem tendências atmosféricas de temperatura, umidade e momento em toda a coluna atmosférica (SKAMAROCK *et al.*, 2008). Os principais modelos fornecidos pela parametrização da camada limite planetária são: *Medium Range Forecast Model (MRF)*, *Yonsei University (YSU)*, *Mellor-Yamada-Janjic (MYJ)*, *Asymmetrical Convective Model version 2 (ACM2)*.

O esquema utilizado nas simulações deste estudo foi o *Mellor-Yamada-Janjic*

(*bl_pbl_physics* = 2). Este é fundamentado nos modelos 2.5-ordem de Mellor & Yamada (1982) e 2ª ordem de Janjić (1994), os quais utilizam uma escala de comprimento revisada, onde é definido um limite superior (LS) (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

O LS depende do TKE (do inglês: *Turbulent Kinetic Energy* – Energia Cinética Turbulenta), bem como da flutuabilidade e cisalhamento do fluxo de acionamento. Em condições instáveis, o LS está condicionado a uma produção não singular da energia cinética turbulenta, em casos de intensificação da turbulência. Em condições estáveis, o LS está sob a condição de que a divisão entre a variância do desvio de velocidade vertical e a energia cinética turbulenta não seja menor do que a razão correspondente ao regime com ausência de turbulência (JANJIĆ, 1994; SKAMAROCK *et al.*, 2008).

A **parametrização de radiação** fornece os perfis de aquecimento atmosférico, devido ao fluxo radiativo divergente, e uma estimativa da radiação líquida para o orçamento do calor do solo – radiação de ondas longas (radiação infravermelha ou térmica absorvida e emitida por gases e superfícies) e curtas (comprimentos de onda visíveis e circundantes que compõem o espectro solar) (SKAMAROCK *et al.*, 2008).

Os principais modelos fornecidos pela parametrização de radiação de ondas longas são: *RRTM*, *Eta Geophysical Fluid Dynamics Laboratory Longwave (GFDL LW)* e *Community Atmosphere Model Longwave (CAM3 LW)*; e de ondas curtas: *Eta Geophysical Fluid Dynamics Laboratory Shortwave (GFDL SW)*, *Mesoscale Model Version 5 (MM5, Dudhia 1989) Shortwave*, *Goddard e Community Atmosphere Model Shortwave (CAM3 SW)*.

O esquema utilizado nas simulações deste estudo foi: Radiação de ondas longas – o *Rapid Radiative Transfer Model (RRTM)* (*ra_lw_physics=1*). Este calcula fluxos e taxas de resfriamento para a região espectral de ondas longas (10–3000 cm^{-1}) e computa a profundidade óptica da nuvem. As espécies moleculares tratadas no modelo são vapor de água, dióxido de carbono, ozônio e, se presentes, traços de gases (e.g. metano, óxido nitroso e halocarbonos comuns) (MLAWER *et al.*, 1997; SKAMAROCK *et al.*, 2008). Radiação de ondas curtas – o *Dudhia scheme* (*ra_sw_physics=1*). Este compõe uma integração do fluxo solar que descende a atmosfera e encarragado pela dispersão ao ar livre e absorção de albedo, vapor d'água e nuvens, em céu claro (DUDHIA, 1989; SKAMAROCK *et al.*, 2008)

É possível encontrar uma descrição mais detalhada sobre o modelo WRF em

SKAMAROCK *et al.* (2008).

3 METODOLOGIA

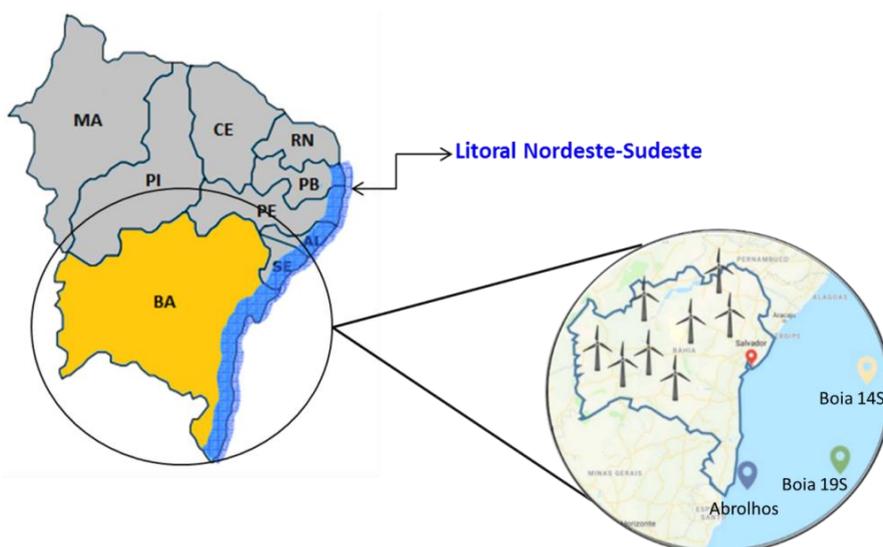
A abordagem aqui realizada combina a modelagem computacional atmosférica do modelo de mesoescala WRF, com os registros observados em estações meteorológicas, bem como a área de estudo. Um processo de validação da robustez na previsão do modelo e a definição do potencial de geração de energia eólica *offshore*, bem como uma proposta de localização do parque eólico.

3.1 Área de Estudo

Situado ao sul da região Nordeste (Figura 12), entre os paralelos $-08^{\circ}31'58''$ N e $-18^{\circ}20'55''$ S e os meridianos $-46^{\circ}37'02''$ O e $-37^{\circ}20'28''$ L (IBGE, 2017), o Estado da Bahia (vide Figura 12) possui uma área de 564.733 km^2 . Sua faixa litorânea (1.183 km) (SCHUBERT, 2013) é banhada pelo Oceano Atlântico, que contempla uma extensão de 1.075,85 km da linha divisória com o estado (IBGE, 2017).

De clima predominantemente tropical e altas médias anuais de temperatura, os regimes dos ventos no Estado sofrem influências do Anticiclone Subtropical do Atlântico, ao sul, e os ventos alísios, ao norte (SCHUBERT, 2013).

Figura 12 – Área marítima da Bahia e a localização das fontes de medições in situ.



Fonte: O autor (2019).

3.2 Dados *In Situ*

Outrora, as medições e pesquisas do comportamento dos ventos eram voltadas para a previsão do tempo, com a maior parte dos dados existentes coletados para fins de aviação e, hodiernamente, estudos ambientais.

Com efeito, um número maior de bases de dados existentes encontra-se em aeroportos e em áreas urbanas, longe de possíveis locais para a instalação de parques eólicos (SPERA, 1994). A se considerar que este estudo visa determinar o potencial eólico em área marítima, foram coletadas informações de estações meteorológicas que estivessem ao longo da costa da Bahia, com a possibilidade de se tornarem locais viáveis para produção *offshore*.

As medições de ventos oceânicos geralmente são realizadas por instrumentos em estações meteorológicas costeiras, boias e navios. Para esse estudo, as informações reais a serem utilizadas como fonte de comparação com os dados simulados têm origem em boias fixas do Programa PIRATA (*Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic*) e de uma estação costeira do Inmet.

Nesta seção definiu-se os pontos de coleta dos dados em campo, os quais serão utilizados para fins de análise do potencial *offshore*. Os dados coletados devem atender aos critérios que garantem a qualidade e quantidade de informações suficientes para determinar precisamente as características do vento local e assim definir o desempenho da potência de um aerogerador.

Portanto, realizou-se um mapeamento sobre as estações meteorológicas que estariam nos limites da área de estudo e que apresentassem relevância e robustez em seus dados. Destarte, as fontes utilizadas para a análise do recurso eólico estão apresentadas na Tabela 3 e representadas na Figura 12.

Tabela 3 – Coordenadas geográficas das medições *in situ*.

Estações meteorológicas		Latitude	Longitude
INMET	Abrolhos	-17,58°	38,42°
Boias Oceanográficas	14S32W	-13,531°	32,738°
PIRATA	19S34W	-18,87°	34,00°

Fonte: O autor (2019).

3.2.1 Tratamento dos dados

Os dados obtidos do programa PIRATA e do INMET foram transportados para o *Microsoft Excel*, a fim de serem organizados e tratados. O período escolhido para análise foi influenciado pela consistência dos dados observacionais, isto é, a presença de um número menor de lacunas (Tabela 4).

Tabela 4 – Registros de dados faltantes das séries históricas de velocidade do vento disponibilizadas pelo Inmet e o programa PIRATA.

Ano	Registros horários (%)		Registros diários (%)	
	Abrolhos	14S32W	19S34W	
2014	41,29	67,12	36,71	
2015	10,63	0,00	100,00	
2016	75,60	0,55	6,01	
2017	18,09	39,45	42,74	
2018	34,94	2,84	0,32	

Fonte: O autor (2019).

Por conseguinte, para a estação meteorológica costeira de Abrolhos e as boias oceanográficas 14S32W e 19S34W, os dados utilizados foram dos anos 2015 e 2016, respectivamente (Tabela 5). Os registros de velocidade do vento com campos igual a 9999, 0 ou vazio (as lacunas) foram desconsiderados na análise.

Tabela 5 – Período de coleta das medições e a quantidade de registros utilizados.

Fontes <i>in-situ</i>	Início da coleta	Fim da coleta	Número de registros
14S32W	01/01/2016	31/12/2016	364
19S34W	01/01/2016	31/12/2016	343
Abrolhos	26/08/2018	26/08/2019	7829

Fonte: O autor (2019).

As observações das boias e da estação costeira foram mantidas segregadas para avaliar a qualidade relativa dos registros *in situ*.

No processo de validação do modelo, a análise para o mês de novembro de 2015 (referente aos dados observados de Abrolhos) foi considerada apenas até o dia 23, às 05h UTC. Pois, a partir deste horário, até o dia 31 de dezembro de 2015 não há registro de dados. E na análise do mês de janeiro de 2016 (referente aos dados observados da

boia 19S34W), o intervalo do dia 01 ao dia 22 foi desconsiderado. Visto que também não havia informações.

Findando o processo do tratamento de dados, seguiu-se para a etapa de validação do modelo.

3.3 Configuração do Modelo WRF

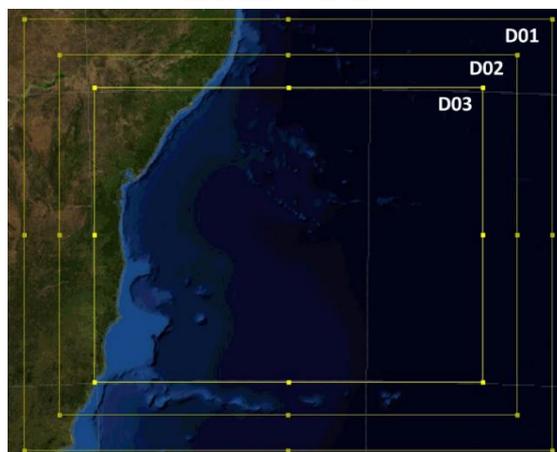
Para desenvolver as simulações, utilizou-se a versão 3.9 do modelo WRF. As configurações espaciais dos domínios, centralizados na Costa da Bahia, estão descritas na Tabela 6, e a representação dos domínios aninhados pode ser visualizada na Figura 13.

Tabela 6 – Configurações espaciais para as simulações considerando três e dois domínios.

Resolução	Nº. de Células	Latitude	Longitude
D01 (27 km)	77 x 62	-15,012°	-32,948°
D02 (9 km)	199 x 154	-14,96728°	-32,94804°
D03 (3 km)	505 x 376	-	-

Fonte: O autor (2019).

Figura 13 – Domínio de ajuste para simular as características do recurso eólico ao longo da costa marítima da Bahia.



Fonte: O autor (2019).

O distanciamento entre as grades dos domínios, desenhados na Figura 13, é de 1° geodésico, que representa, aproximadamente, 111 km.

Como parte da configuração do modelo, em todos os domínios o aninhamento tem interação bidirecional, nos quais o domínio externo fornece condições de contorno lateral para o domínio interno e os valores do domínio interno se misturam ao domínio

externo por meio de um suavizador, e 21 níveis verticais organizados de acordo com as coordenadas verticais de pressão hidrostática após o terreno.

O espaço de tempo aplicado nas simulações está descrito na Tabela 7.

Tabela 7 – Período de análise dos registros oriundos dos dados in situ.

Dados <i>In Situ</i>	Início	Final
Abrolhos	31/12/2014 às 00 UTC	01/01/2016 às 00 UTC
14S32W	31/12/2015 às 00 UTC	01/01/2017 às 00 UTC
19S34W	31/12/2015 às 00 UTC	01/01/2017 às 00 UTC

Fonte: O autor (2019).

O conjunto de dados do *National Centers for Environmental Prediction – Final Analysis* (NCEP-FNL) foi usado para fornecer condições iniciais e de contorno. As condições de contorno lateral e a temperatura da superfície do mar foram atualizadas a cada 6 horas, com resolução espacial de 1° (para o período de 01 de janeiro a 31 de julho de 2015) e 0,25° (para o período a partir de 01 de agosto de 2015). O desenvolvimento deste trabalho contou com dois tipos de resoluções porque, exatamente no dia 08 de agosto de 2015, o NCEP atualizou a resolução de captura das informações sinóticas para 0,25°.

As simulações foram fracionadas e realizadas a cada mês. O dia anterior ao início de cada mês foi considerado como *spin-up* do modelo para o mês seguinte. Esse *approach* de 24 h serve para garantir que o WRF atinja o equilíbrio físico, frente às inconsistências do modelo e das condições iniciais (tanto do terreno quanto da atmosfera). Contudo, para efeitos de análise, esse dia é descartado.

Na maioria dos modelos atmosféricos, os processos de subgrade que não são resolvidos explicitamente, são representados por esquemas de parametrização. Os esquemas físicos de parametrização foram selecionados de acordo com as conclusões do estudo de KITAGAWA *et al.* (2018) para aplicações de previsão meteorológica realizada para a região de Salvador/BA (Quadro 2).

Quadro 2 – Parametrizações das físicas utilizadas como condições de contorno das simulações.

Físicas	Parametrização	Referências
Microfísica da nuvem	WSM5	HONG <i>et al.</i> (2004)
Radiação de ondas longas	RRTM	MLAWER <i>et al.</i> (1997)
Radiação de ondas curtas	DUDHIA	DUDHIA (1989)
Cumulus	KAIN FRITSCH	KAIN (2004).
Camada limite	MYJ	JANJÍĆ (1994)
Camada superficial	ETA	MONIN-Obukhov (1954) e JANJÍĆ (1994)
Superfície da terra	Noah-MP	TEWARI (2004)

Fonte: O autor (2019).

As soluções numéricas desenvolvidas na modelagem foram geradas usando um supercomputador – o Yemoja (localizado no Centro de Supercomputação e Inovação Industrial do Senai Cimatec em Salvador, BA).

Para a leitura destes arquivos, bem como as demais rotinas computacionais de processamento dos dados, utilizou-se a linguagem de programação Python versão 2.7. Em seguida, foi realizada a sincronização entre os dados de saída do WRF e os dados observados, e extraíram-se todas as variáveis de superfície.

3.4 Análise Estatística

As mudanças das médias de velocidade do vento de longo prazo, em função da altura, estão relacionadas à estabilidade atmosférica e, em decorrência disto, a análise da variável deve ter uma abordagem empírica – neste caso, uma validação por meio de indicadores estatísticos (MANWELL, 2010).

3.4.1 Métricas estatísticas

Existem várias metodologias para avaliação de modelos que se complementam em conjunto. Uma abordagem acerca da comparação de medições *in situ* com os resultados do modelo, por intermédio de um tratamento estatístico determinístico, foi aplicada para avaliar a variável velocidade do vento.

A fim de validar o conjunto de dados gerados pelo WRF, utilizou-se uma avaliação estatística em função dos registros de velocidade do vento oriundos de estações meteorológicas. Deveras, as métricas selecionadas foram:

- **Fator de dois (Fat2):** calcula a confiabilidade do modelo. A razão entre os dados simulados (V_p) e observados (V_o) indica o percentual de dados que deve estar no range de $0,5 \leq \frac{V_p}{V_o} \leq 2,0$, sendo que, quanto mais próximo o valor estiver de 1, maior é o limite de confiança.
- **Erro Quadrático Médio (RMSE – Root Mean Square Error):** representa o desvio entre a velocidade do vento simulada e a observada no mesmo local (Equação 9). Seu *benchmark* é de 0 a 2,0 (EMERY *et al.*, 2001).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (M_i - O_i)^2} \quad (9)$$

- **Coefficiente de Correlação de Pearson (r):** mede o grau de dependência linear das velocidades do vento simuladas e as observadas, fornecendo valores entre -1 e +1 (Equação 10). A correlação é descrita como perfeita quanto mais próximo de ± 1 o resultado tiver, ou ausente quando for zero.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(M_i - \bar{M})(O_i - \bar{O})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (M_i - \bar{M})^2 \sum_{i=1}^n (O_i - \bar{O})^2}} \quad (10)$$

- **Viés ou Erro Médio (MB – Mean Bias ou ME – Mean Error):** permite avaliar a tendência dos dados (Equação 11). Se negativo, tende a superestimar os valores reais, bem como subestima, caso seja positivo. A pontuação perfeita é zero, o que sugere que o valor previsto é igual ao valor observado. Seu *benchmark* está entre -0,5 a 0,5 (EMERY *et al.*, 2001).

$$MB = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (M_i - O_i) \quad (11)$$

- **Índice de Concordância (IOA – Index of Agreement):** normaliza o grau de erro gerado pelo modelo simulado (Equação 12). Seu *benchmark* é de 0 a 1,0, considerando os melhores resultados maior igual que 0,6 (EMERY *et al.*, 2001).

$$IOA = 1 - \left[\frac{\sum_{i=1}^n (M_i - O_i)^2}{\sum_{i=1}^n (|M_i - \bar{O}| + |O_i - \bar{O}|)^2} \right] \quad (12)$$

Sendo:

O_i – o valor observado

M_i – o valor simulado

\bar{O} – o valor médio observado nas boias

\bar{M} – o valor médio simulado pelo WRF

oceanográficas;

n – o número total de observações. Para as boias, n será igual à 29 (ano de 2016) (para o mês de fevereiro), 30 (para os meses de abril, junho, setembro e novembro) e 31 (para os meses de janeiro, março, maio, julho, agosto, outubro e dezembro). Para a estação de abrolhos, n será igual à 672 (para o mês de fevereiro), 720 (para os meses de abril, junho, setembro e novembro) e 744 (para os meses de janeiro, março, maio, julho, agosto, outubro e dezembro).

3.5 Extrapolação Dados de Saída do Modelo WRF

Os sensores de coleta das boias oceanográficas e da estação do Inmet coletam os dados de vento a uma altura de 10 m em relação à superfície (GOOS-BRASIL, 2018). Para tanto, no processo de validação do modelo WRF, utilizou-se a comparação dados simulados na mesma altura. Visto que, para obter um resultado satisfatório na produção de energia eólica, a velocidade do vento deve ser considerada com base na altura do *hub*, extraíram-se do modelo os dados de velocidade do vento que estão a 100, 150 e 187 m da superfície (alturas estas selecionadas conforme as alturas do *hub* de aerogeradores comerciais). A extrapolação dos dados simulados será obtida em função do perfil vertical do WRF, baseado na pressão hidrostática (níveis ETA).

3.6 Cálculo do Potencial Eólico

3.6.1 Potencial

A quantidade de energia cinética a ser captada vai depender principalmente de três fatores: a densidade do ar, da área de varredura do rotor e a velocidade do vento (WAGNER, 2018). Como a energia a ser produzida varia em função da velocidade do vento que atinge o rotor, o que fornece, portanto, uma avaliação inicial importante dos recursos disponíveis. Esta se torna um parâmetro fundamental para calcular a potência do aerogerador (TONG, 2010).

Para a velocidade média do vento na altura do rotor v_z (m/s), a potência do vento ($P_{(v_z)}$) disponível é dada pela Equação 13:

$$P_{(v_z)} = \frac{1}{2} \rho A v_z^3 C_p \quad (13)$$

onde: ρ é a massa específica do ar (1,225 kg/m³), A é a área de varredura do rotor (m²) e C_p é o coeficiente de potência do rotor (com valor máximo teórico de 0,59; seu limite prático pode ser 0,50 – sendo considerado bom um C_p acima de 0,40) (PATEL, 2017).

As faixas de velocidades aqui trabalhadas estão no intervalo das velocidades de *cut in* e *cut out* do aerogerador V-164 8MW (4 a 25 m/s).

3.6.2 Seleção do aerogerador

O conhecimento das características da entrada de vento é fundamental para entender o desempenho, a dinâmica e as cargas estruturais impostas ao aerogerador (SPERA, 1994).

Muitos aerogeradores *offshore* têm o mesmo padrão que os aerogeradores *onshore*, acrescidos de medidas anticorrosivas adicionais e capacidade de desumidificação (JAMIESON e HASSAN, 2011). A fim de estimar o potencial eólico *offshore*, usou-se como referência as especificações do modelo Vestas V-164 8MW (Tabela 8).

Tabela 8 – Especificações do aerogerador V-164 8MW.

Potência nominal	8 MW
Diâmetro do rotor	164 m
Comprimento da pá	80 m
Área varrida pelo rotor	21.124 m ²
Altura total	187 m
Velocidade de <i>cut-in</i>	4 m/s
Velocidade nominal	13 m/s
Velocidade de <i>cut-out</i>	25 m/s

Fonte: o autor (2019).

Curva de potência

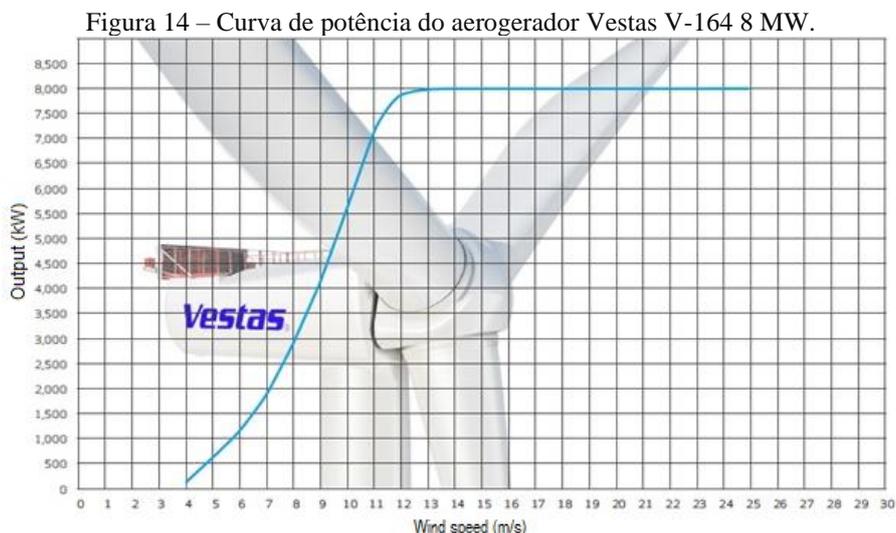
A curva de potência de um aerogerador representa a correlação entre quantidade

de energia elétrica produzida e velocidade do vento na altura do rotor (GASCH e TWELE, 2011). A curva de potência está relacionada a três características na escala de velocidade como estratégia do controle: *cut-in* (velocidade mínima de corte); *rated* (velocidade nominal); e *cut-out* (velocidade máxima de corte).

O ponto de *cut-in* é o limite inferior (tipicamente 3 m/s) para o equipamento gerar energia útil, ou seja, a velocidade do vento deve ser minimamente igual ou superior a esse valor para que o aerogerador produza energia elétrica. A seu turno, a velocidade nominal (*rated*) compreende o intervalo em que o aerogerador opera com capacidade máxima ou nominal (aquela fornecida pelo fabricante). Por fim, o ponto de *cut-out* é o limite máximo de segurança operacional para evitar danos ao equipamento (*e.g.* carga excessiva). Nesta fase, quando é atingida a velocidade de *cut-out* (em torno de 25 m/s), a geração de energia é interrompida (MANWELL, 2010; JAMIESON, 2011).

De modo geral, para o projeto de parques eólicos, a curva de potência utilizada é aquela fornecida pelo fabricante, obtida com base nas condições meteorológicas e topográficas ideais – oriundas de testes de campo (MANWELL, 2010).

A Figura 14 exhibe a curva de potência do aerogerador Vestas V-164 8 MW, delimitando as velocidades de *cut-in*, *cut-out* e nominal.



Fonte: Vestas (2011).

3.6.3 Geração de energia

Ao observar o cálculo da geração de energia é possível avaliar se o projeto

apresentado nesta dissertação possui viabilidade de produção eólica na costa do Estado da Bahia. Deste modo, a quantidade de energia a ser gerada, no intervalo de 1 ano, foi obtida matematicamente através da Equação 14.

$$E = P_{(v_z)} \cdot T \quad (14)$$

onde:

T – Total de horas de 1 ano (8760 h)

Para um melhor desempenho no processo de geração de eletricidade deve haver a união entre o rotor e o gerador do sistema elétrico. O desafio está na variabilidade do vento e na especificação de um aerogerador – a escolha o equipamento adequado de acordo com a região de interesse. (JAMIESON e HASSAN, 2011).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise Temporal Mensal da Velocidade do Vento

Foram avaliados dois diferentes aspectos do desempenho do modelo na representação das características da velocidade do vento nas estações meteorológicas: ciclos diurno e diário. Embora a direção do vento também possa ser importante do ponto de vista da energia eólica, este estudo terá um enfoque apenas na velocidade do vento e sua variabilidade, tendo vista que os regimes de vento na Costa da Bahia são dominados por regimes persistentes e com direção de leste, sendo raros e fracos os ventos em direção oposta.

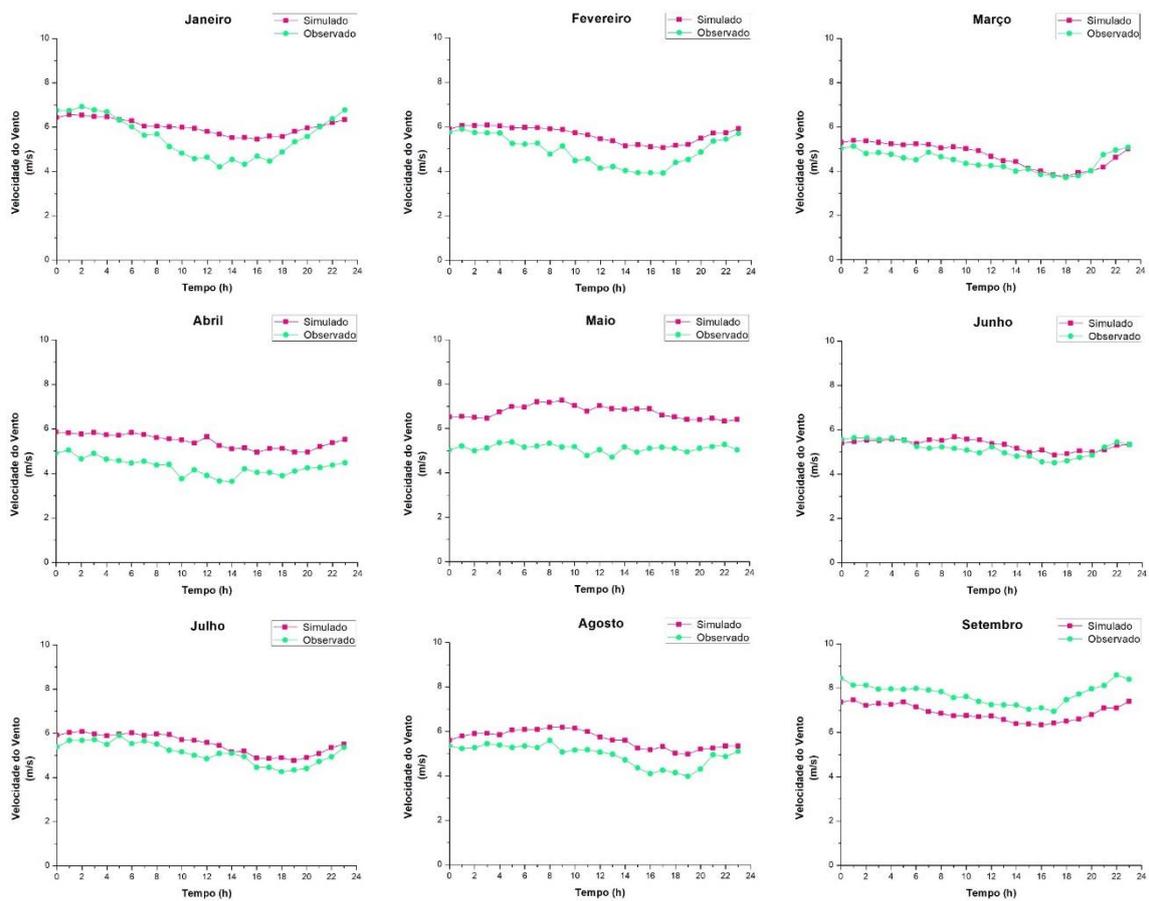
As Figuras 15, 16, 17 e 18 mostram a evolução temporal (horária e diária) observada e modelada do vento a 10 m da superfície oceânica, para os locais onde estão posicionadas as boias e a estação costeira do Inmet, durante todo o período do estudo (2015 Abrolhos e 2016 Boias 14S32W e 19S34W). Os três experimentos mostraram tendência globalmente semelhante, apontando que o modelo foi capaz de capturar o comportamento geral da velocidade do vento, apesar das diferenças em termos de tempo e magnitude.

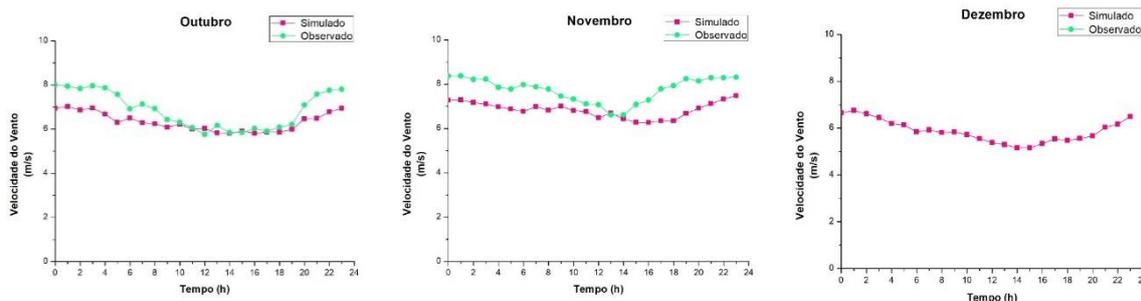
As diferenças entre os ciclos (diurnos e diários) modelados e observados são consistentes.

Ciclo Diurno

Em Abrolhos, a distribuição diurna simulada, para a maioria dos meses, é substancialmente deslocada para valores mais altos do que a distribuição observada, refletindo em uma superestimação da maioria de dados da série. Por conseguinte, o WRF subestima a velocidade do vento ao longo do dia, para os meses que registraram as maiores médias horárias (setembro, outubro e novembro), combinando muito bem os valores observados no intervalo de 10h às 17h no mês de novembro. A análise diurna comprova, em tese, que a característica média horária da velocidade do vento é constante e persistente, com registros em torno de 6 a 7 m/s.

Figura 15 – Ilustra o confrontamento do comportamento médio horário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da estação costeira de Abrolhos, para cada mês do ano de 2015.





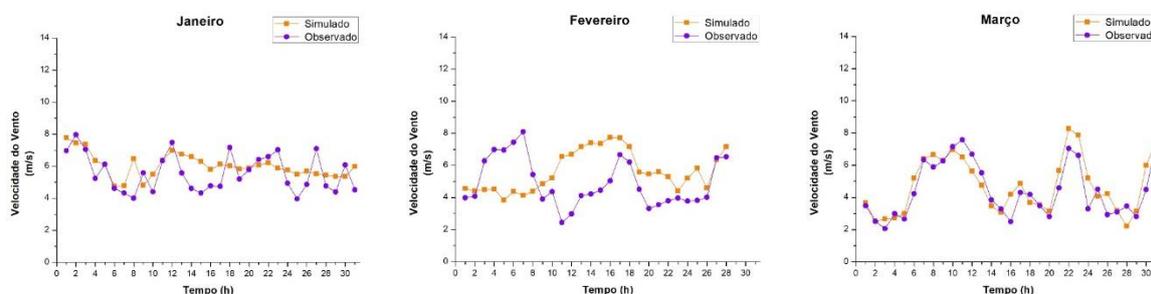
Fonte: o autor (2019).

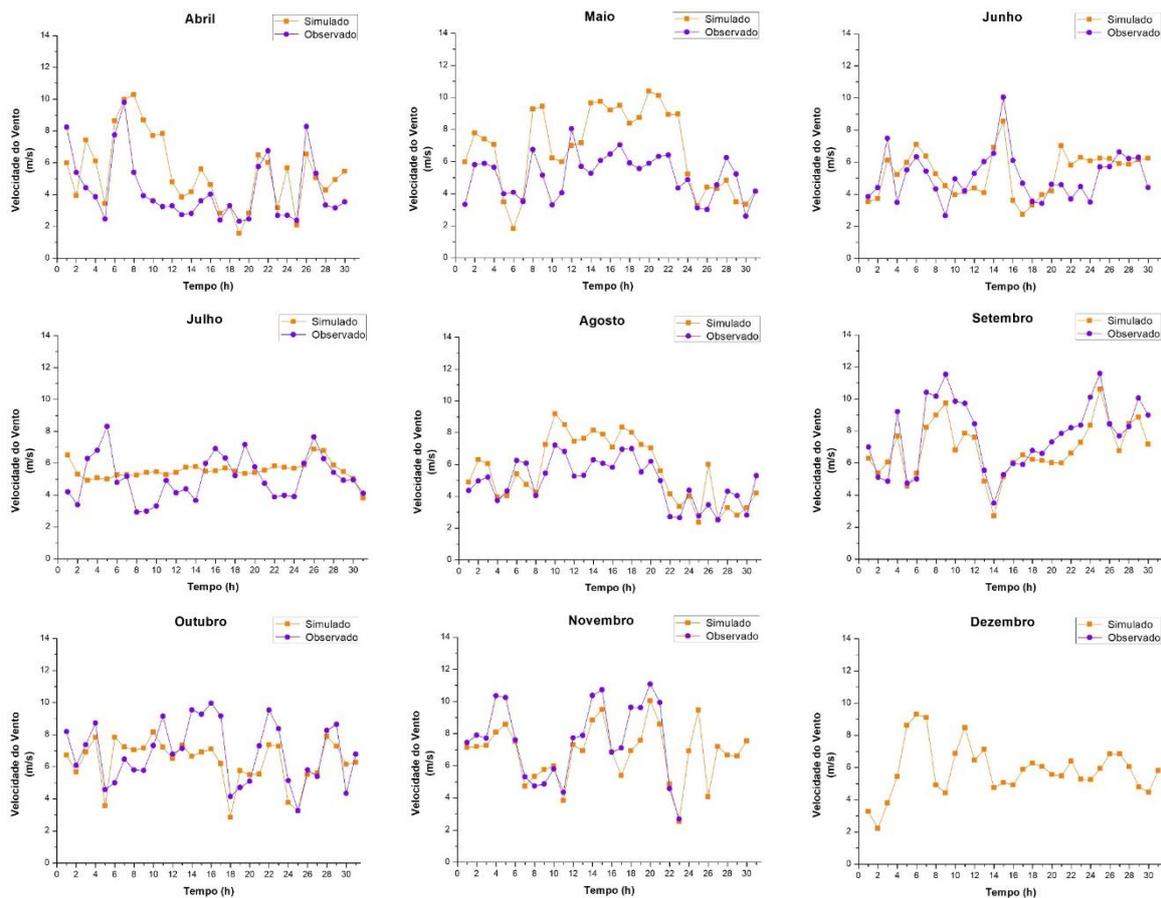
Ciclo Diário

Inicialmente, a série histórica de Abrolhos foi convertida para série de médias diárias a fim de confrontar de maneira equiparada os resultados obtidos com as boias oceanográficas.

Em quase todos os meses de Abrolhos, a série de distribuição simulada acompanhou significativamente o comportamento da distribuição observada. Os meses de janeiro, fevereiro e julho mostraram uma tendência atípica: ora superestimava, ora subestimava as velocidades do vento. O primeiro mostrou uma série com baixa oscilação entre os dias 22 e 30 e o último praticamente constante entre os dias 3 e 24 do mês. Em todo o período analisado, encontrou-se ventos com velocidades superiores a 8 m/s, exceto o mês de julho, com registros médios entre 4 e 6 m/s. Contudo, apesar do mês de dezembro ter uma boa resposta no desempenho da simulação, não foi possível confrontar tal resultado em virtude da falta de dados observados.

Figura 16 – Ilustra o confrontamento do comportamento médio diário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da estação costeira de Abrolhos, para cada mês do ano de 2015.

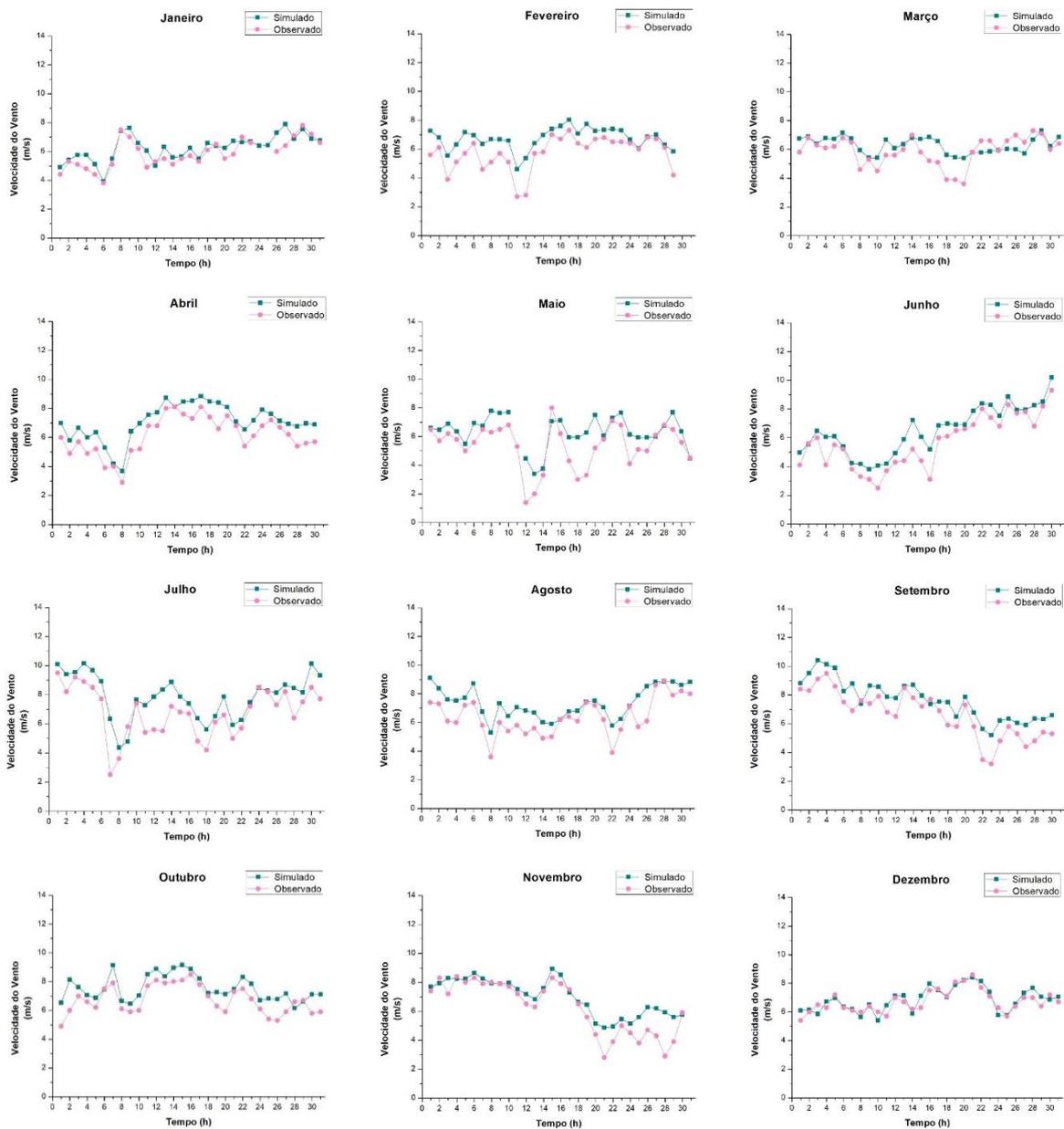




Fonte: o autor (2019).

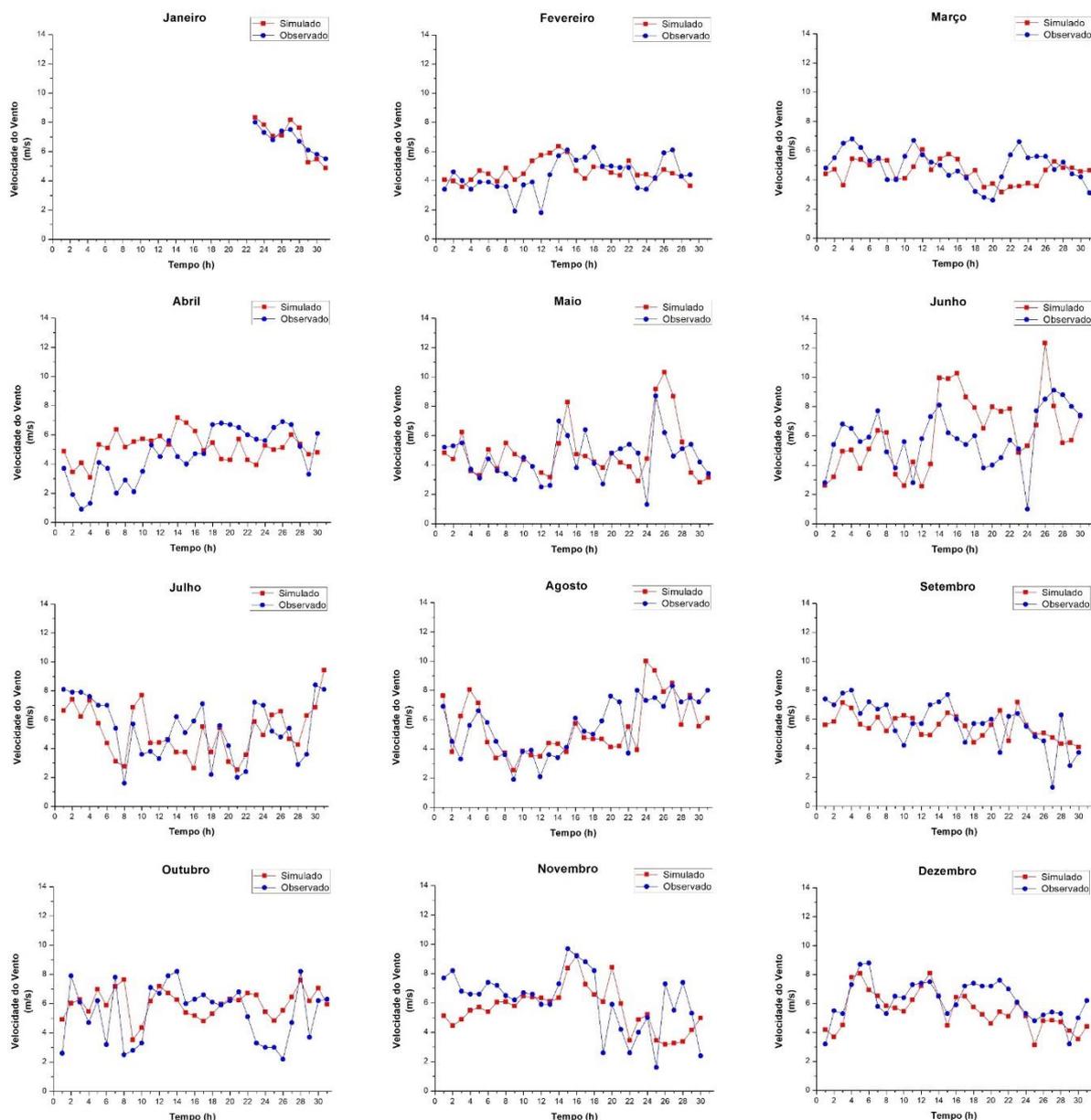
Nas boias, a distribuição diária simulada, para todos os meses acompanha consideravelmente os valores da distribuição observada, exibindo uma leve superestimação na série de dados. A análise diária exibe, em tese, o comportamento da velocidade do vento conforme as características sazonais da região. O período chamado de “safra dos ventos” (junho a novembro) e o mês de dezembro são encontrados ventos com velocidades superiores a 9 m/s, com registros médios acima de 6 m/s. em contrapartida, para a boia 19S34W, apenas os meses de novembro e dezembro apresentaram médias acima de 6 m/s. Visto que, no geral, apesar do mês de janeiro ter um bom registro, não foi possível atestar tal resultado em virtude da falta de dados observados.

Figura 17 – Ilustra o confrontamento do comportamento médio diário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da boia oceanográfica 14S32W, para cada mês do ano de 2016.



Fonte: o autor (2019).

Figura 18 – Ilustra o confrontamento do comportamento médio diário das velocidades do vento simuladas e observadas, sobre a coordenada geográfica da boia oceanográfica 19S34W, para cada mês do ano de 2016.



Fonte: o autor (2019).

4.2 Condições Meteorológicas na Área de Estudo

Foi constatado que os anos de 2015 e 2016 sofreram influência de um fenômeno climatológico – o *el niño* (INMET, 2016). O evento surge devido às interações oceano-atmosfera, associado às anomalias positivas da temperatura da superfície do mar no Oceano Pacífico Tropical (YU *et al.*, 2019) nas quais podem influenciar significativamente os padrões climáticos e nas condições do oceano em todo o mundo

(NOAA, 2016).

Os episódios anômalos do gradiente de temperatura da superfície do mar repercutiram nas desconformidades percebidas sobre o clima (interanual) no Brasil, principalmente na região Nordeste, onde se percebeu uma redução pluviométrica, que refletiu em secas severas, provenientes do deslocamento latitudinal da zona de convergência intertropical (DE ASSIS, 2018).

Durante todo o ano de 2015 observou-se um progresso do *el niño*, apresentando anomalias positivas da temperatura da superfície do mar com valores maiores a partir do mês de agosto, e desvios mais acentuados nos meses de outubro a dezembro (INMET, 2016).

Nos primeiros meses do ano de 2016 (verão e o outono), o *el niño* apresentou uma anomalia negativa e reduziu paulatinamente sua intensidade, o que refletiu em temperaturas mais amenas na superfície do mar do Pacífico Equatorial Central. Mantendo um estado neutro nos demais meses (junho a dezembro). Entre a primavera de 2015 e o inverno de 2016, o fenômeno se configurou com a presença de um calor histórico e chuvas na região Sul do Brasil, reduzindo o volume das chuvas entre as estações do verão e outono de 2016, interferindo nas demais regiões do país (INMET, 2017).

4.3 Análise Estatística da Velocidade do Vento

Vale evidenciar que no processo de validação do modelo, o resultado da simulação para o dia 11 de maio de 2016 (referente aos dados observados das boias 14S32W e 19S34W) não foi incluso na análise. A justificativa é atribuída às alterações na resolução dos níveis verticais da estratosfera dos dados sinóticos para este dia – de 27 para 32 níveis.

A validação por meio da estatística auxilia na identificação da qualidade do modelo WRF na tentativa de alcançar a máxima precisão da previsão. Nesta seção, as métricas estatísticas (RMSE, MB, IOA, r e Fat2) serão analisadas com o intuito de verificar a discrepância entre os dados de velocidade do vento simulados e observados.

Velocidade do Vento Mensal

A Tabela 9 mostra os resultados das métricas estatísticas ao comparar os dados simulados e observados da velocidade do vento das boias oceanográficas (14S32W e 19S34W – ano 2016) e da estação costeira do Inmet (Abrolhos – ano 2015).

Tabela 9 – Resultados das métricas estatísticas ao comparar os dados simulados e observados da velocidade do vento das boias oceanográficas (14S32W e 19S34W – ano 2016) e da estação costeira do Inmet (Abrolhos – ano 2015).

Pontos de Análise	Meses	Observado	Simulado	RMSE	MB	IOA	r	Fat2
Abrolhos	Jan	5,57	6,02	1,82	0,45	0,56	0,39	90%
	Fev	4,91	5,64	2,57	0,74	0,38	0,00	80%
	Mar	4,44	4,71	1,68	0,27	0,82	0,68	88%
	Abr	4,30	5,44	2,67	1,14	0,70	0,53	73%
	Mai	5,11	6,74	3,03	1,63	0,62	0,49	78%
	Jun	5,14	5,31	1,99	0,17	0,68	0,47	88%
	Jul	5,12	5,52	2,01	0,41	0,42	0,18	88%
	Ago	4,93	5,64	1,87	0,71	0,79	0,66	90%
	Set	7,75	6,89	1,83	-0,86	0,84	0,79	98%
	Out	6,87	6,32	2,20	-0,55	0,72	0,57	90%
	Nov	7,75	6,84	1,78	-0,79	0,84	0,79	98%
Boia 14S32W	Jan	5,84	6,25	0,62	0,89	0,89	0,87	100%
	Fev	5,74	6,74	1,18	1,00	0,71	0,87	100%
	Mar	5,88	6,29	0,88	0,40	0,66	0,58	100%
	Abr	6,13	7,07	1,03	0,94	0,86	0,95	100%
	Mai	5,36	6,34	1,35	0,97	0,77	0,79	97%
	Jun	5,69	6,52	1,01	0,83	0,92	0,95	100%
	Jul	6,79	7,87	1,41	1,09	0,82	0,84	97%
	Ago	6,39	7,37	1,17	0,98	0,79	0,86	100%
	Set	6,66	7,64	1,14	0,98	0,86	0,87	100%
	Out	6,73	7,53	0,97	0,80	0,77	0,83	100%
	Nov	6,28	6,96	1,03	0,68	0,88	0,93	97%
Dez	6,73	6,85	0,42	0,12	0,93	0,87	100%	
Boia 19S34W	Jan	6,79	6,85	0,59	0,06	0,92	0,93	100%
	Fev	4,37	4,63	1,19	0,26	0,51	0,25	93%
	Mar	4,94	4,58	1,30	-0,36	0,50	0,14	100%
	Abr	4,60	5,16	1,92	0,56	0,44	0,16	87%
	Mai	4,51	4,89	1,63	0,36	0,72	0,57	97%
	Jun	5,87	6,22	2,52	0,35	0,58	0,36	90%
	Jul	5,38	5,18	1,71	-0,20	0,76	0,59	94%
	Ago	5,55	5,44	1,67	-0,12	0,78	0,60	97%
	Set	5,77	5,53	1,45	-0,24	0,59	0,40	97%
	Out	5,37	6,00	1,82	0,63	0,59	0,43	94%
	Nov	6,18	5,61	1,94	-0,57	0,67	0,46	83%
Dez	6,22	5,52	1,21	-0,70	0,79	0,71	100%	

Fonte: O autor (2019).

Para todas as simulações, o MB geral da velocidade do vento é positivo, indicando uma tendência a superestimar a velocidade do vento, com exceção dos meses de outubro, novembro e dezembro para Abrolhos e março, julho, agosto, setembro, novembro e dezembro para a boia 19S32W que apresentaram MB negativo. A presença do MB positivo pode ser explicada pelo fato de que a parametrização do WRF sobre o oceano considera os menores comprimentos de rugosidade durante a simulação na região, desconsiderando a influência das ondas e o ciclo da maré, prevendo ventos mais altos, decorrentes do menor atrito entre a atmosfera e a superfície. Por outro lado, o MB negativo pode ter sido influenciado pela má integração do solo que compõe a região de Abrolhos, desconsiderando as informações de rugosidade (*e.g.* áreas arbóreas ou outros obstáculos existentes nas proximidades do anemômetro) que tenham gerado uma redução na intensidade do vento naquele espaço de tempo. Essa má integração pode estar atrelada à resolução do domínio de interesse (3 km), que nessas condições pode ser considerada grosseira e, portanto, não inclui todas as informações contidas no solo em análise.

O RMSE das boias expressara boa acurácia nos resultados, permanecendo quase todos dentro do *benchmark* recomendado por EMERY *et al.* (2001), com exceção do mês de junho da boia 19S34W. No geral, os resultados exibidos em Abrolhos estão no dentro desse limite, tendo os piores resultados para os meses de fevereiro, abril, maio e outubro. Este erro levemente acentuado pode ser justificado por episódios repentinos de mudança meteorológica, como a presença de fortes chuvas – o que acaba interferindo no desempenho dos processos de microfísica e convecção do WRF. Contudo, isto não invalida o modelo. Em tese, os resultados estatísticos permaneceram em torno dos limites recomendados e melhores daqueles exibidos por KITAGAWA *et al.* (2018). Mostrando que, no geral, a configuração definida no WRF atuou dentro das expectativas de previsão para as características da velocidade do vento na costa da Bahia.

O IOA para a boia 14S32W se mostrou mais próximos de 1,0, indicando que o ajuste entre as velocidades observadas e a previstas é perfeito. Para a boia 19S34W apenas os meses de janeiro, maio, julho, agosto, novembro e dezembro apresentaram uma correlação perfeita – acima de 0,6 – os demais meses resultaram numa baixa concordância. Para Abrolhos, a maioria dos meses indicaram um bom ajuste para o IOA, exceto janeiro (0,56), fevereiro (0,38), julho (0,42).

No que diz respeito ao coeficiente de correlação, a boia 14S32W apresentou forte correlação entre as velocidades do vento simulada e observada, com uma excelente correlação em todos os meses, com exceção do mês de março que apresentou 58% de correlação entre os dados. A boia 19S34W mostrou fraca correlação entre os pontos para a maioria dos meses, tendo os meses de janeiro (93%), agosto (60%) e dezembro (71%) fortemente correlacionados. Concomitante a este resultado, a análise acerca de Abrolhos exibiu uma correlação de 53% a 79% para a maior parte dos meses, com o pior resultado observado no mês de fevereiro, no qual não houve correlação entre os dados.

Sistematicamente, os valores obtidos nas simulações da velocidade do vento foram semelhantes quando comparados a estudos similares. As fracas correlações e concordâncias entre os dados de velocidade do vento, evidenciadas principalmente para a estação de Abrolhos, ocorrem em função não somente da discrepância entre os registros observados e simulados, mas também da presença de lacunas na série de dados medidos, bem como possíveis erros humanos ou de leitura do equipamento ao realizar os registros meteorológicos da região. Além disso, diferentes desvios sistemáticos das estimativas de velocidade do vento pelo WRF, a partir de observações em locais diferentes em uma área delimitada, são possivelmente causados por fatores que interferem no fluxo do vento em escalas locais. Prováveis origens dos erros podem estar relacionadas à parametrização da CLP ou à suposição da isenção de rugosidade (em virtude de o WRF assumir que a superfície oceânica é lisa) usada para calcular a velocidade do vento em diferentes alturas.

Outra justificativa apresentada no estudo realizado por ARGÜESO e BUSINGER (2018) seria a distorção na integração da topografia (orografia e costa), variações acentuadas nas características aerodinâmicas (ou seja, comprimento da rugosidade) devido às heterogeneidades do uso e estado do solo (temperatura e umidade) e temperatura da superfície oceânica. Contudo, a influência desses fatores é menos pronunciada nas alturas típicas do rotor do aerogerador (a partir de 80 m) do que nas alturas padrão de medição da velocidade do vento (6,1 e 10 m, que no caso das boias PIRATA e da estação do Inmet a altura é de 10 m), já que, acima dos 10 m (altura em que o vento tende a estar sob estresse, provocado pela relação bidirecional com a superfície oceânica) o vento tende a desenvolver um perfil mais constante.

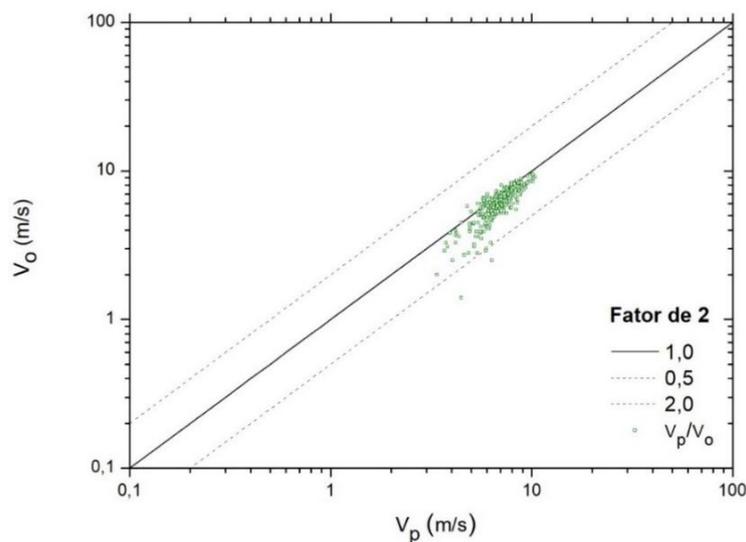
Esses resultados sugerem a utilidade do WRF em gerar informações abrangentes que auxiliam na identificação e caracterização de potenciais locais para a instalação de parques eólicos. Bem como, elucidam os alertas que precisam ser considerados ao interpretar as estimativas do recurso eólico das saídas do modelo para a região de interesse, como aquelas associadas aos vieses sistemáticos na velocidade do vento. Essas incertezas podem ser substancialmente reduzidas por uma escolha diferente do conjunto de esquemas físicos de parametrização, particularmente a CLP, a qual possibilitaria uma melhoria para a descrição da cobertura do solo, tal qual uma maior resolução espacial do modelo para resolver as questões relacionadas à topografia.

Velocidade do Vento Diária

Para analisar o comportamento diário do vento ao longo do ano de 2016 foram utilizadas 364 (14S32W) e 343 (19S34W) amostras, e para o ano de 2015 (Abrolhos), 326 amostras. As Figuras 19 a 22 representam a razão entre as amostras das velocidades observadas e simuladas (V_p/V_o) das boias 14S32W e 19S34W e da estação de abrolhos, indicando o percentual de dados que deve estar no range de $0,5 \leq \frac{V_p}{V_o} \leq 2,0$.

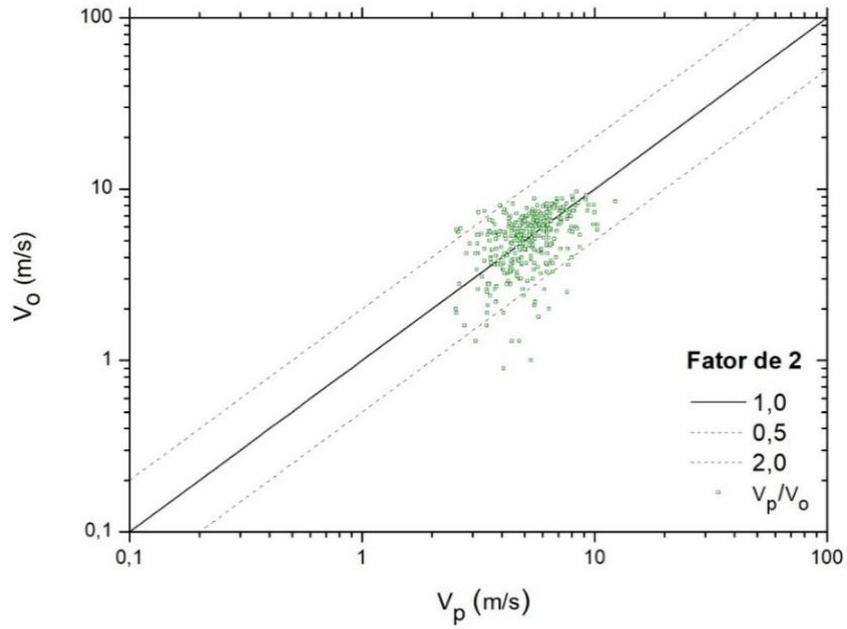
As Figuras de 19 e 21 atestam a confiabilidade dos resultados gerados pelo WRF, afirmando que 98,90%, 93,60% e 97,55% das medidas de dispersão simuladas para as boias (14S32W e 19S34W) e a estação de Abrolhos, respectivamente, têm boa precisão.

Figura 19 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à boia oceanográfica 14S32W.



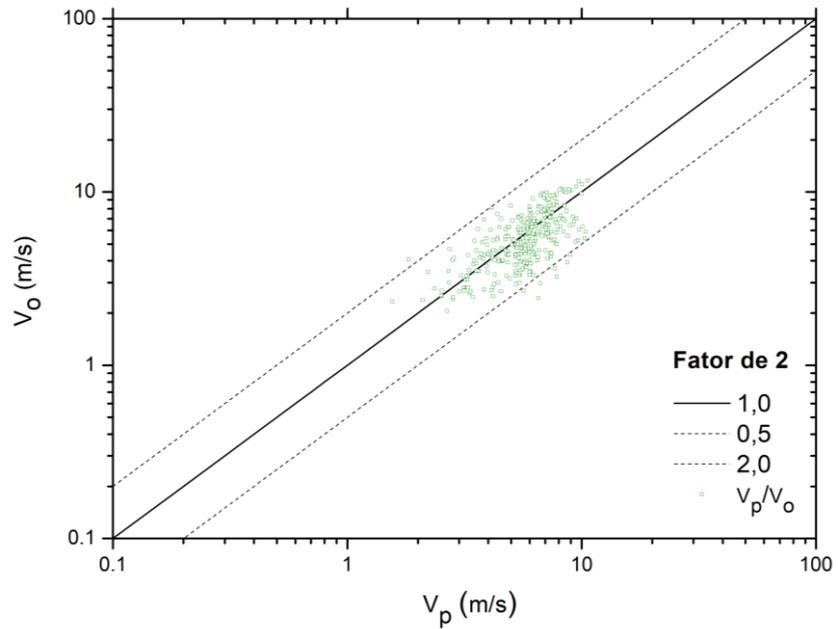
Fonte: O autor (2019).

Figura 20 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à boia oceanográfica 19S34W.



Fonte: O autor (2019).

Figura 21 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à estação costeira de abrolhos.

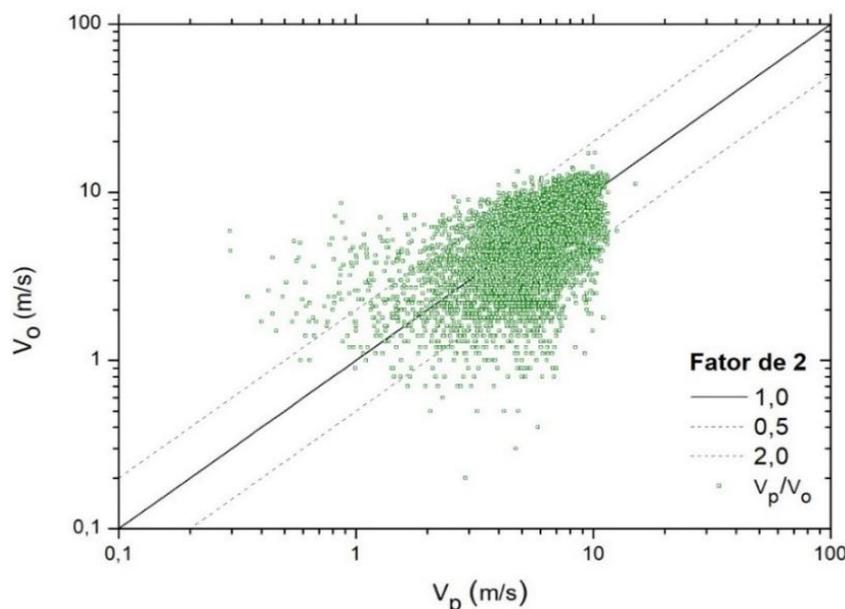


Fonte: O autor (2019).

Velocidade do Vento Horária

A fim de analisar o comportamento horário do vento ao longo do ano de 2015 foram utilizadas 7829 amostras. A Figura 22 representa a razão entre as amostras de dados observados e simulados (V_p/V_o) em Abrolhos, que se encontram num intervalo entre 0,5 e 2,0.

Figura 22 – Fator de 2 resultante da comparação entre os dados simulados e observados da velocidade do vento referente à estação costeira de Abrolhos.



O resultado do Fat2 observado na Figura 22 ratifica a confiabilidade do modelo WRF, afirmando que 87,24% das medidas de dispersão simuladas, para o ano de 2015, têm boa precisão.

ULAZIA *et al.* (2016) e KUMAR *et al.* (2019) justificam que o quantitativo de registros históricos de medições do recurso eólico na região de interesse, com resolução de tempo e espaço suficientes, provém uma previsão mais realística. E como foi percebido, os registros horários de Abrolhos (série que possui um número maior de amostras) permitiu uma análise com melhor precisão estatística do que os registros diários.

No caso da análise em função das médias diárias, há uma omissão de informações sobre a variação na intensidade do vento ao longo do dia, no intervalo de um ano. A

ausência dessas informações tende a produzir grandes superestimações no comportamento do recurso eólico.

4.4 Extrapolação dos Dados Simulados

Neste capítulo, são apresentados os resultados extraídos do WRF ao extrapolar os dados verticais através dos níveis ETA, conforme descritos nas Tabela 10. O sítio usado na extrapolação está sob as coordenadas geográficas do centro do domínio D03, configurado neste estudo.

Tabela 10 – Dados de velocidade do vento obtidos com o resultado da simulação do WRF para os anos de 2015 e 2016.

Velocidade média (m/s) por altura						
Meses	2015			2016		
	100 m	150 m	187 m	100 m	150 m	187 m
Janeiro	7,44	7,61	7,82	7,15	7,35	7,76
Fevereiro	6,69	6,86	7,08	6,45	6,60	6,87
Março	5,85	6,00	6,15	6,53	6,67	6,90
Abril	5,32	5,44	5,54	6,74	6,88	7,06
Maiο	6,95	7,10	7,26	6,23	6,35	6,33
Junho	8,39	8,59	8,77	7,04	7,20	7,38
Julho	9,16	9,36	9,57	7,73	7,90	8,08
Agosto	7,91	8,08	8,24	7,51	7,68	7,88
Setembro	7,22	7,39	7,66	7,75	7,93	8,16
Outubro	6,79	6,95	7,26	7,64	7,84	8,23
Novembro	7,01	7,23	7,71	7,44	7,63	8,00
Dezembro	6,72	6,92	7,33	7,46	7,65	8,04

Fonte: O autor (2020).

Além de elucidar números mais completos (mensais) em relação às altitudes apresentadas no Atlas Eólico da Bahia, foi proposto aqui uma avaliação da velocidade do vento em alturas maiores. Neste caso, a velocidade do vento média anual na altura do rotor (187 m), que é de aproximadamente 7,5 m/s.

No ano de 2015, durante o outono (meses de março a maio) é possível encontrar velocidades do vento com valores ascendentes (com exceção do mês de abril, que apresentou o menor valor no ano), enquanto que no inverno (meses de junho a agosto) foram encontradas velocidades de vento com desvios mais acentuados, em relação as demais estações. Na primavera (meses de setembro a novembro) e em dezembro a média da velocidade apresentou uma redução. Esses fatos podem ser justificados pela

oscilação na intensidade do *el niño*.

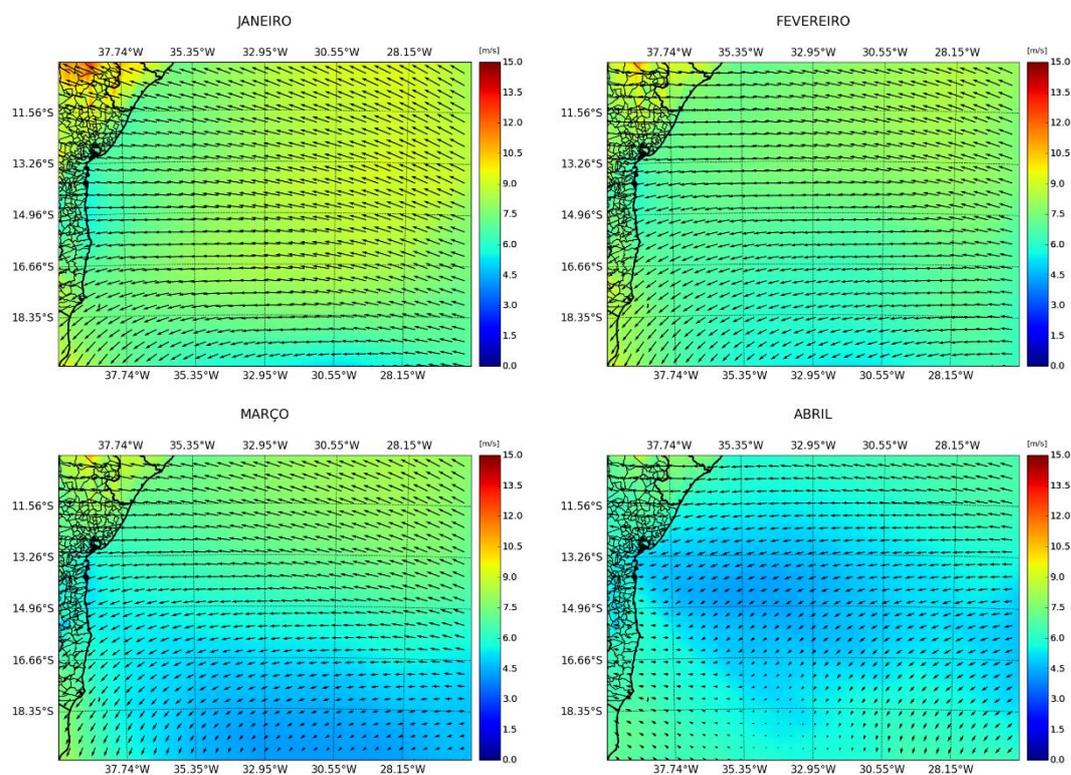
No ano de 2016, justamente em virtude do enfraquecimento do fenômeno, são observados uma condição praticamente constante na velocidade do vento no período de junho a dezembro.

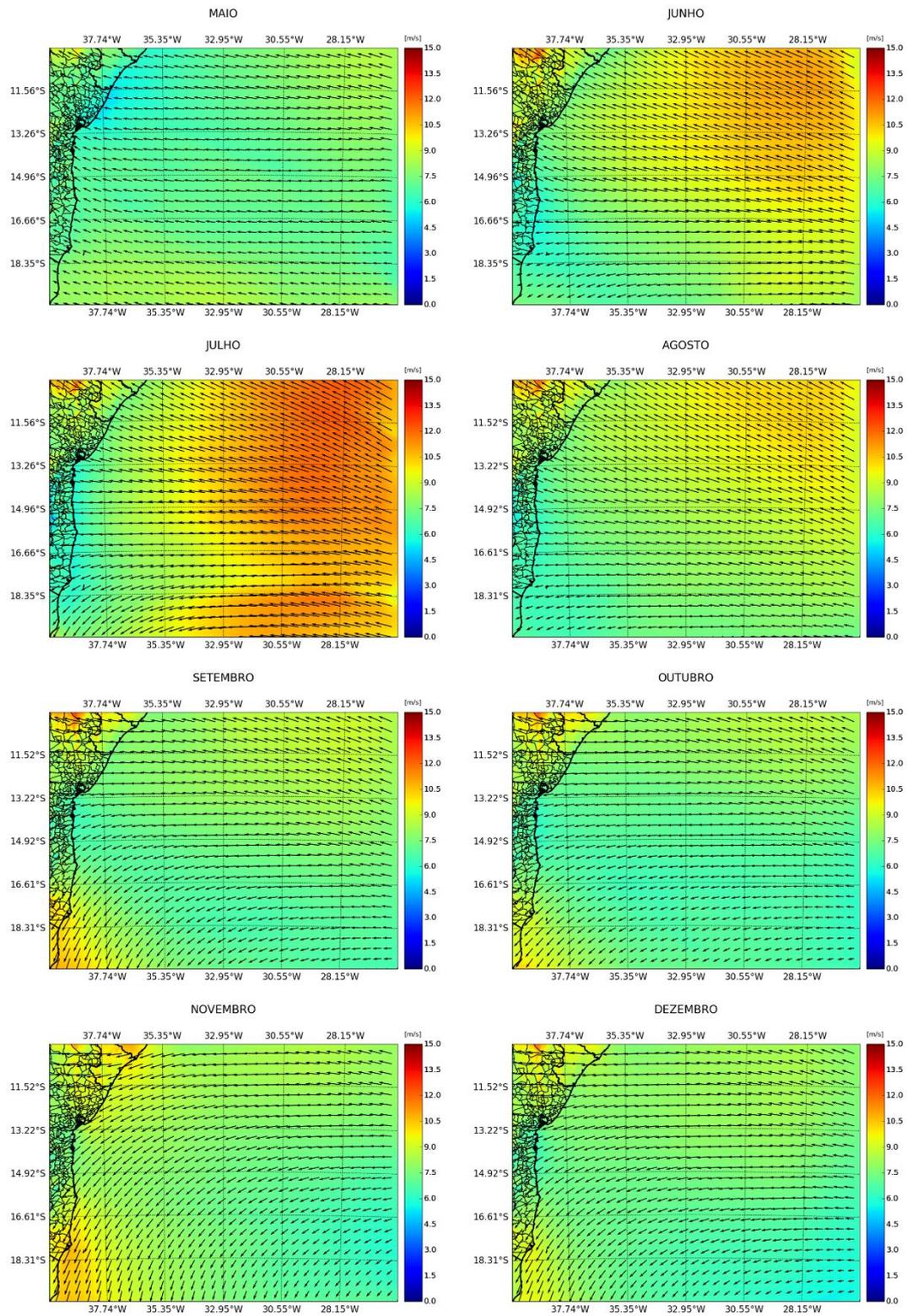
4.5 Simulações de Campos de Vento

A simulação mensal média do campo eólico para a área de estudo a 187 m pode ser encontrada nas Figuras 23 e 24. Pode-se observar que para grande parte da área *offshore*, existem velocidades médias anuais em torno de 7 m/s, mostrando que as velocidades do vento são constantes ao longo do oceano.

Grandes diferenças foram observadas nos meses de março e abril do ano de 2015 e março, abril e maio do ano de 2016. Em geral, os meses simulados com velocidades de vento mais altas foram janeiro, junho e julho de 2015, e julho e dezembro de 2016 que atingiram valores entre 8 e 10 m/s na zona *offshore*, enquanto que em abril de 2015 exibiu a menor velocidade de vento, atingindo uma média de 5 m/s.

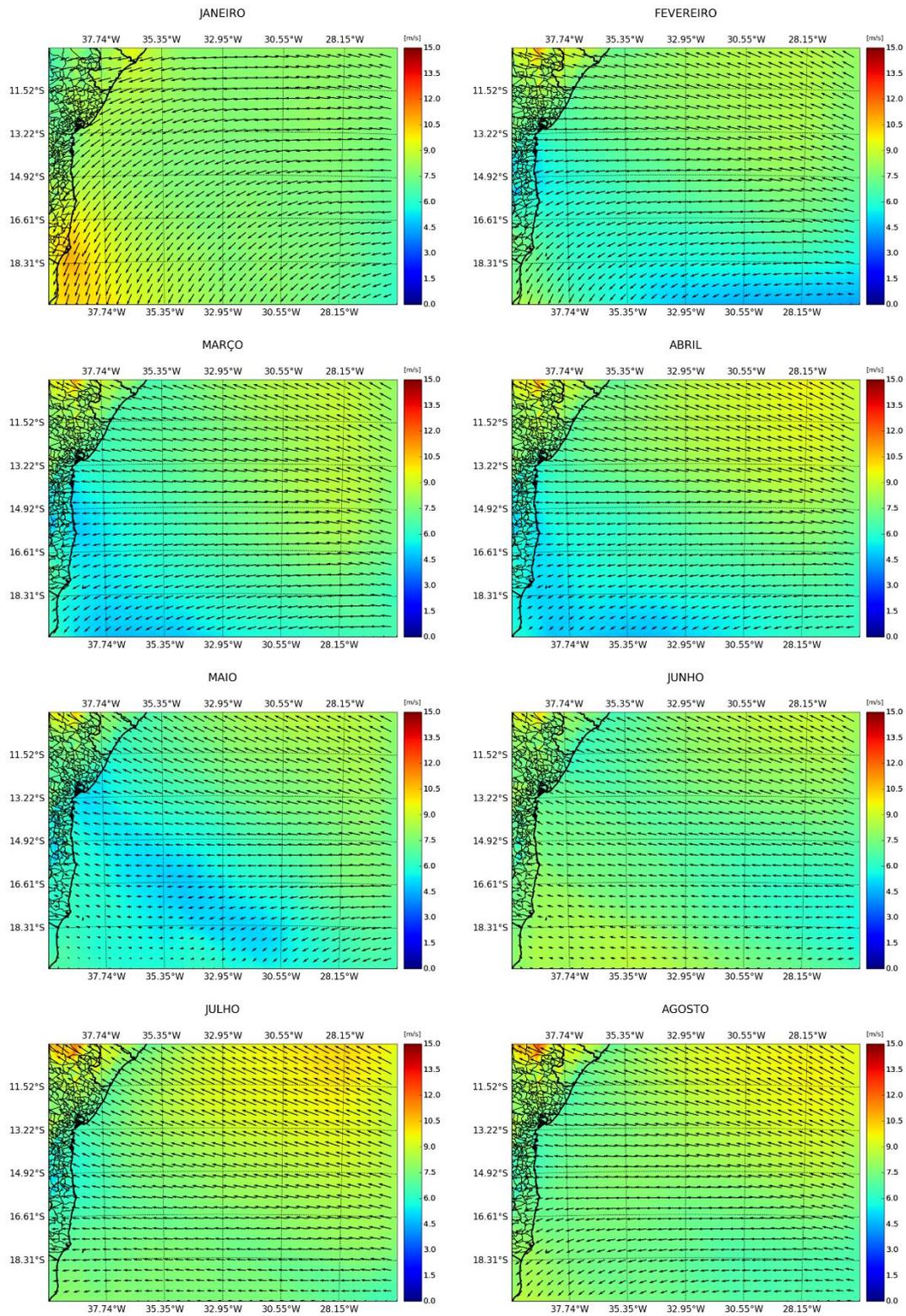
Figura 23 – Campo de velocidade do vento simulado para a região oceânica que compõe o território da Bahia a uma altura de 187 m no período de 2015.

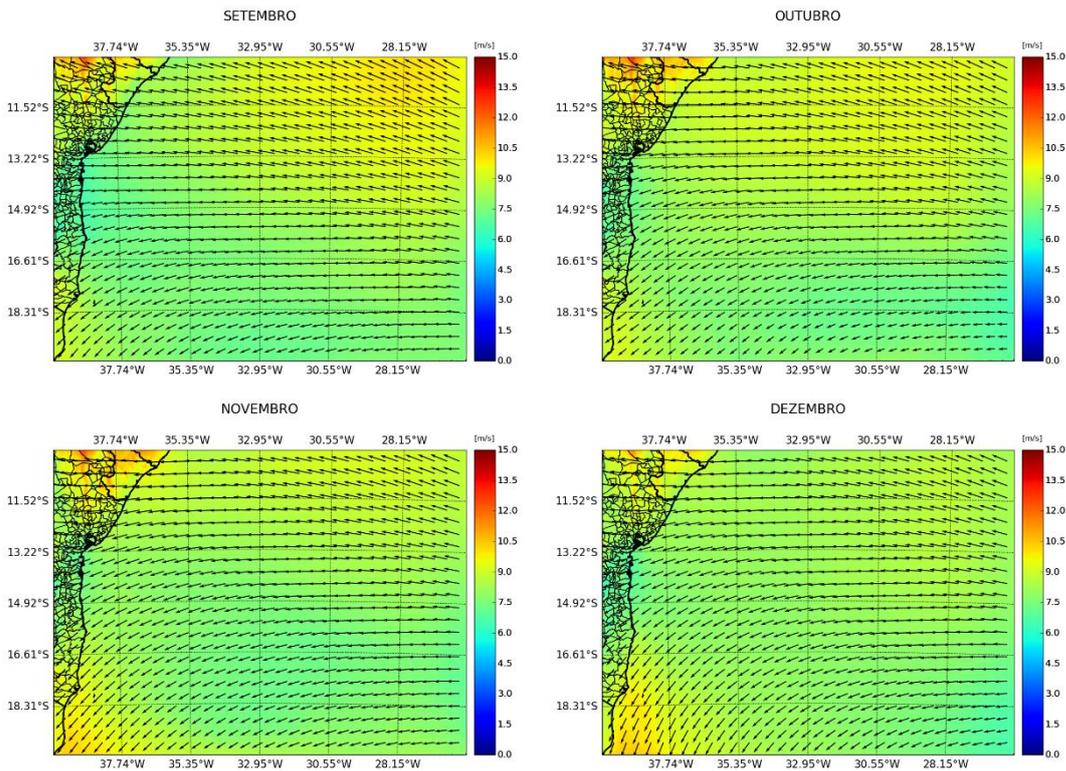




Fonte: O autor (2020).

Figura 24 – Campo de velocidade do vento simulado para a região oceânica que compõe o território da Bahia a uma altura de 187 m no período de 2016.





Fonte: O autor (2020).

Ao observar as imagens do campo de velocidade do vento, pôde-se perceber que o vento tem um perfil menos oscilatório ao passo que se distancia da costa. Apresentando um gradiente acentuado ao leste de 35,35 °W, onde os valores são da ordem de 7 a 10 m/s. Isto pode estar atrelado à ausência de barreiras físicas na região, o que permite a redução dos efeitos de turbulência e, conseqüentemente, não traz grandes impactos no perfil de intensidade do vento.

Próximos à costa (o equivalente à aproximadamente uma extensão de 265 km), durante os meses de fevereiro, março, abril e maio, são encontradas velocidades de vento entre 5 e 7 m/s. Ao sul, próximo à costa, entre as latitudes 14,92 °S e 18,31 °S, são encontrados valores da velocidade do vento mais constantes ao longo dos anos, variando de 6 a 7,5. Em relação à direção do vento, a maioria dos meses apresenta o mesmo padrão (leste).

Contudo, também é notório os comportamentos anômalos nos meses de junho e julho de 2015, quando comparados ao mesmo período do ano de 2016. Este fato se deu justamente pela intensificação do *el niño*.

4.6 Potencial Eólico e Geração de Energia

Com os dados das velocidades na altura requerida do V-164, aplicado na Equação 14, foi possível estimar o potencial instalado de um único aerogerador. Os resultados do potencial eólico, para os anos de 2015 e 2016, considerando a área de varredura do rotor (MW) estão dispostos na Tabela 11.

Tabela 11 – Potencial eólico instalado com base na altura do aerogerador V-164 8 MW – 187 m.

Meses	2015	2016
	MW	MW
Janeiro	3,66	3,57
Fevereiro	2,71	2,48
Março	1,78	2,51
Abril	1,30	2,69
Mai	2,92	1,93
Junho	5,15	3,07
Julho	6,68	4,02
Agosto	4,27	3,74
Setembro	3,43	4,14
Outubro	2,92	4,26
Novembro	3,50	3,91
Dezembro	3,00	3,97

Fonte: O autor (2020).

No que diz respeito ao uso do aerogerador V-164 8 MW, os cálculos revelaram que um único aerogerador tem o potencial eólico instalado de, aproximadamente, 41,3 MW/ano. Refletindo em uma capacidade de produção de 362 GWh de energia eólica em um ano.

Ainda sobre os dados, foi constatado que no período tido como “safra dos ventos” (junho a novembro) foram percebidos os maiores potenciais. Validando a afirmação da presidente da Abeeólica, Elbia Gannoum, de que a geração de energia eólica na região Nordeste tem seu auge na produtividade de junho a novembro. E nesse período a média do fator de capacidade mensal está em torno de 60%, podendo exceder os 70%. (ABEEÓLICA, 2018).

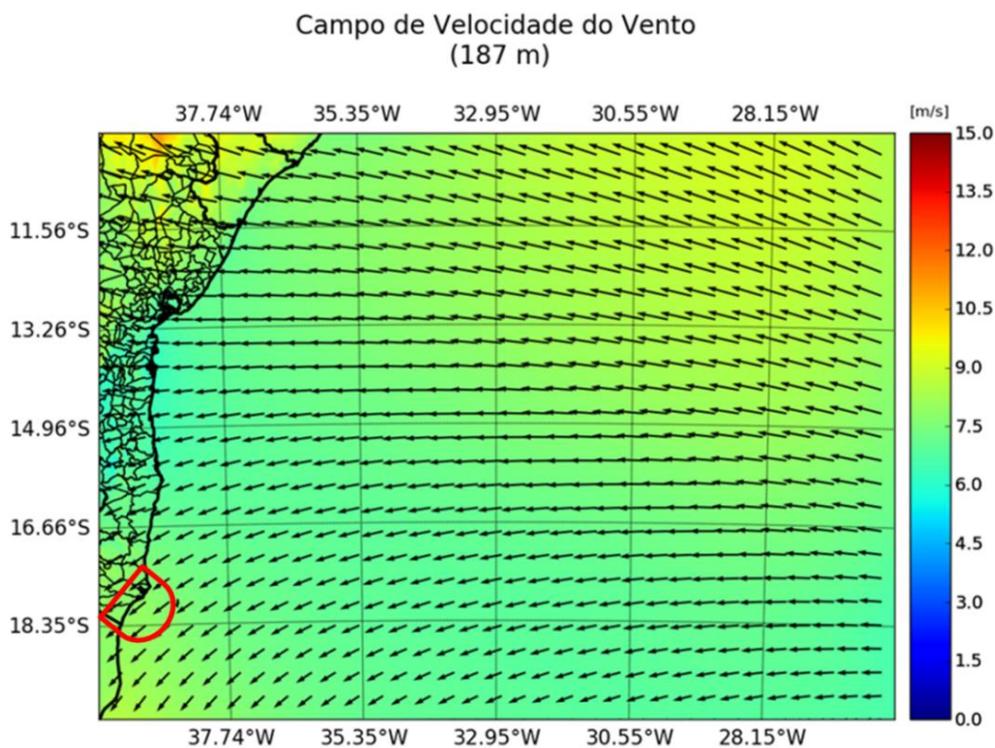
4.7 Definição do Local de Instalação do Parque Eólico

Os principais critérios para a definição do local de instalação de um parque

eólico consistem em: velocidade do vento, profundidade da lâmina d'água, distância da costa e distância de uma linha de transmissão. Deste modo, o presente estudo procurou identificar as áreas que dispõem de condições favoráveis para a geração de energia eólica *offshore*, todavia em comum acordo com a intensidade da velocidade do vento e a distância da costa.

A Figura 25 mostra o campo de velocidade do vento *offshore* na Bahia, considerando as simulações dos anos de 2015 e 2016. Os resultados mostram que as regiões mais afastadas do limite terrestre seriam os locais ideais para o desenvolvimento de parques eólico, principalmente, na faixa vertical leste à longitude de 35,35 °. Trecho no qual o vento apresenta um perfil mais constante.

Figura 25 – Campo de velocidade do vento *offshore* na Bahia considerando as séries resultantes das simulações dos anos de 2015 e 2016, e o local de melhor aproveitamento do recurso eólico.



Fonte: O autor (2020).

De acordo com as premissas e análises do presente estudo, na Figura 26 é demarcado o local escolhido para a instalação do parque eólico *offshore* na Bahia. O local está situado sobre uma plataforma continental, indicando ser uma região com águas rasas. Esta premissa influencia nos custos e na complexidade de projeto associados às instalações do parque eólico, dado que os parques eólicos *offshore* tendem a ser instalados em águas pouco profundas (até 50 m) (LYNN, 2011.). Neste caso, a

área apontada na Figura 26 tem uma extensão entre 0 e 1000 m (IBGE, 2011).

Figura 26 – Local de Instalação do Parque Eólico *offshore* na Bahia.



Fonte: Adaptado de Google Maps (2020).

Levando-se em consideração uma distância aceitável da faixa terrestre, percebe-se que a costa marítima do extremo sul do Estado (compreendida entre os municípios de Caravelas e Mucuri) exibiu um perfil favorável para o desenvolvimento da matriz eólica energética. Já que, ao longo do ano, os ventos se apresentam com boa intensidade e constância próximos ao continente. Este fator também se torna relevante quando se pondera os custos relacionados ao projeto, como por exemplo: a distância para a conexão com as linhas de transmissão, o escoamento dos componentes até o local de instalação do parque e facilidade de acesso de mão-de-obra.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou um estudo sobre a fidedignidade dos dados de velocidade do vento, em sítios distribuídos ao longo da costa da Bahia (Abrolhos, Boias 14S32W e 19S34W), obtidos por meio da modelagem com o WRF, visando à avaliação do potencial eólico *offshore*. Para tanto, uma validação com métricas estatísticas foi realizada para analisar a coerência entre dados observados e simulados, e a confiabilidade do modelo.

Em todas as simulações observou-se a tendência do WRF em superestimar a velocidade do vento. Tal superestimação, em locais *offshore*, pôde ser explicada por meio dos efeitos de mudanças meteorológicas repentinas (influenciadas pela presença do fenômeno *el niño* no período de análise) e pelo fato de o modelo considerar a

superfície oceânica plana, isenta de rugosidade. Enquanto que, no cenário real, o oceano possui comprimentos de rugosidade mais altos e variáveis como consequência das variações na altura de sua superfície (*e.g.* mudança das marés, presença de ondas, etc.). Como consequência disto, os menores comprimentos de rugosidade adotados pelo modelo originarão ventos mais altos, devido ao menor atrito entre a atmosfera e a superfície oceânica.

Além disso, constatou-se que as fracas correlações e concordâncias entre os dados de velocidade do vento, evidenciadas na estação de Abrolhos, ocorreram em função da presença de lacunas na série de dados medidos, bem como valores desarmônicos à série, proveniente de possíveis erros de leitura do equipamento ao realizar os registros meteorológicos. Ademais, observou-se que um número maior na série histórica de dados *in situ*, permite uma análise com melhor precisão e confiabilidade.

Outrossim, o resultado da análise sugere que o modelo WRF mostrou-se uma ferramenta capaz de reproduzir as características do campo de velocidade do vento na Costa da Bahia, uma vez que, esse utiliza dados globais e faz algumas aproximações das características topográficas da região de interesse, tendendo a superestimar os valores.

A dinâmica da velocidade do vento observada ao extrapolar os dados de saída do WRF (considerando a altura requerida do aerogerador V-164 8 MW – 187 m), apresentou médias em torno de 7,0 m/s. Isto é, principalmente no período tido como “safra dos ventos” (junho a novembro) e os meses de janeiro e dezembro, onde geraram os maiores potenciais e velocidades mais constantes. Tal resultado refletiu num potencial eólico instalado de, aproximadamente, 41,3 MW/ano e uma capacidade de produção de 362 GWh de energia eólica em um ano, para um único aerogerador. O que reafirma as vantagens da inserção da fonte eólica *offshore* no sistema elétrico nacional e do grande potencial que a Bahia possui para compor a matriz energética.

No que diz respeito à otimização do recurso eólico, as áreas mais afastadas da faixa terrestre apresentaram os melhores resultados. No entanto, levando-se em consideração uma distância comercial da costa terrestre e as características requeridas do vento *offshore*, percebe-se que a costa marítima do extremo sul do Estado (compreendida entre os municípios de Caravelas e Mucuri) exibiu um perfil favorável para o desenvolvimento da matriz eólica energética.

REFERÊNCIAS

ARAVÉQUIA, José Antonio; DE QUADRO, Mário Francisco Leal. Aspectos gerais da previsão numérica de tempo e clima. **Cachoeira Paulista: CPTEC**, 2003.

ARGÜESO, D.; BUSINGER, S. Wind power characteristics of Oahu, Hawaii. **Renewable energy**, v. 128, p. 324-336, 2018.

ARYA, Paul S. **Introduction to micrometeorology**. Elsevier, 2001.

BORGE, Rafael et al. A comprehensive sensitivity analysis of the WRF model for air quality applications over the Iberian Peninsula. **Atmospheric Environment**, v. 42, n. 37, p. 8560-8574, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Energia eólica já chega a abastecer 13% do Sistema Interligado Nacional**, 2018. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-ja-chega-a-abastecer-13-do-sistema-interligado-nacional/>>.

_____. **InfoVento: Energia eólica os bons ventos do Brasil**. 13. ed., São Paulo, out., 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/10/Infovento13pt.pdf>>.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Capacidade de Geração do Brasil**. Banco de Informações de Geração, Brasília, 2019.

BREMNES, John Bjørnar. A comparison of a few statistical models for making quantile wind power forecasts. **Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology**, v. 9, n. 1-2, p. 3-11, 2006.

BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick. **Handbook of wind energy**. John Wiley & Sons, 2001.

CARVALHO, D. *et al.* WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different reanalysis: Comparison with observed data for Portugal. **Applied Energy**, v. 117, p. 116-126, 2014.

CARVALHO, D. *et al.* Offshore winds and wind energy production estimates derived from ASCAT, OSCAT, numerical weather prediction models and buoys—A comparative study for the Iberian Peninsula Atlantic coast. **Renewable energy**, v. 102, p. 433-444, 2017.

CARVALHO, D.; ROCHA, A.; GÓMEZ-GESTEIRA, M. Ocean surface wind simulation forced by different reanalysis: Comparison with observed data along the Iberian Peninsula coast. **Ocean Modelling**, v. 56, p. 31-42, 2012.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB), **Energia eólica princípios e tecnologias**. Rio de Janeiro, mai. 2008. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/downloads/energia-eolica-principios-tecnologias.pdf>>.

CHANG, Wen-Yeau. A literature review of wind forecasting methods. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 2, n. 4, 2014.

DAWN, Subhojit et al. Energia eólica: status existente, realizações e iniciativa do governo em relação às energias renováveis que dominam a Índia. **Revisões da Estratégia Energética**, v. 23, p. 178-199, 2019.

DE ASSIS, Janaina Maria Oliveira, et al. Influência dos oceanos pacífico e atlântico tropicais sobre os índices climáticos da precipitação na bacia do submédio são francisco. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 23, p. 411-433, 2018.

DE LINAJE, N. González-Alonso; MATTAR, C.; BORVARÁN, D. Quantifying the wind energy potential differences using different WRF initial conditions on Mediterranean coast of Chile. **Energy**, v. 188, p. 116027, 2019.

DUDHIA, Jimy. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model. **Journal of the atmospheric sciences**, v. 46, n. 20, p. 3077-3107, 1989. doi.org/10.1175/1520-0469(1989)046<3077:NSOCOD>2.0.CO;2

EDWARDS, Paul N. History of climate modeling. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change**, v. 2, n. 1, p. 128-139, 2011.

EMEIS, Stefan. **Surface-based remote sensing of the atmospheric boundary layer**. Springer Science & Business Media, 2010.

EMEIS, Stefan. **Wind energy meteorology: atmospheric physics for wind power generation**. Springer, 2013.

EMERY, Chris; TAI, Edward; YARWOOD, Greg. Enhanced meteorological modeling and performance evaluation for two Texas ozone episodes. **Prepared for the Texas natural resource conservation commission, by ENVIRON International Corporation**, 2001.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Roadmap – energia eólica marítima no brasil**. Workshop EPE Energia Eólica Marítima, Rio de Janeiro, abril de 2019. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/6-EPE_Road%20Map.pdf>.

EWEA (EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION). **Deep water: the next step for offshore wind energy**. Brussels, Belgium: A report by the European Wind Energy Association, 2013.

GABLER, Robert et al. **Physical geography**. Nelson Education, 2008.

GASCH, Robert; TWELE, Jochen (Ed.). **Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation**. Springer Science & Business Media, 2011.

GIANNINI, M.; DUTRA, R. M.; GUEDES, V. G. Estudo prospectivo do mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil. **Brazil Wind Power Conference &**

Exhibition, Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 2013.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global wind report 2018**. Brussels, april, 2019. Disponível em: <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>>.

GOOS-BRASIL. **Programa Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic (PIRATA)**. 2019. Disponível em: <<http://www.goosbrasil.org/pirata/dados/>>.

GOOS-BRASIL. **Programa Nacional de Boias (PNBOIA)**. 2019. Disponível em: <<http://www.goosbrasil.org/pnboia/dados/>>.

GUNWANI, Preeti; MOHAN, Manju. Sensitivity of WRF model estimates to various PBL parameterizations in different climatic zones over India. **Atmospheric research**, v. 194, p. 43-65, 2017.

HASTENRATH, Stefan. **Climate and Circulation of the Tropics**. Springer Science & Business Media, 2012.

HONG, Song-You; DUDHIA, Jimmy; CHEN, Shu-Hua. A revised approach to ice microphysical processes for the bulk parameterization of clouds and precipitation. **Monthly Weather Review**, v. 132, n. 1, p. 103-120, 2004. doi:10.1175/1520-0493(2004)132<0103:ARATIM>2.0.CO;2

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Panorama geral das condições meteorológicas e os principais eventos extremos significativos ocorridos no Brasil em 2016**. Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/notas_tecnicas/Panorama-Geral-2016-Brasil.pdf>.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). Análise das anomalias das temperaturas no ano de 2015. Brasília, 2016. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home/page&page=notas_tecnicas>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Anuário estatístico brasileiro**. Rio de Janeiro, 2017.

_____. **Atlas geográfico das zonas costeiras e oceânicas do Brasil**. Diretoria de Geociências. Rio de Janeiro, 2011.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable energy benefits: leveraging local capacity for offshore wind**, IRENA, 2018, Abu Dhabi.

_____. **Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (a global energy transformation paper)**, International Renewable Energy Agency, 2019, Abu Dhabi.

JACOBSON, Mark Z. **Fundamentals of atmospheric modeling**. Cambridge university press, 2005.

JAMIESON, Peter; HASSAN, Garrad. **Innovation in wind turbine design**. Chichester: Wiley, 2011.

JANJIĆ, Zaviša I. The step-mountain eta coordinate model: Further developments of the convection, viscous sublayer, and turbulence closure schemes. **Monthly weather review**, v. 122, n. 5, p. 927-945, 1994. doi:10.1175/1520-0493(1994)122<0927:TSMECM>2.0.CO;2

KAIN, John S. The Kain–Fritsch convective parameterization: an update. **Journal of applied meteorology**, v. 43, n. 1, p. 170-181, 2004. doi:10.1175/1520-0450(2004)043<0170:TKCPAU>2.0.CO;2

KITAGAWA, Y. K. L. **Avaliação dos esquemas de camada limite planetária utilizando o modelo WRF para a região Metropolitana de Salvador/BA**. 2018. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Espírito Santo.

KUMAR, Surisetty VV Arun; NAGABABU, Garlapati; KUMAR, Raj. Comparative study of offshore winds and wind energy production derived from multiple scatterometers and met buoys. **Energy**, v. 185, p. 599-611, 2019.

LEUNG, Dennis YC; YANG, Yuan. Wind energy development and its environmental impact: A review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 16, n. 1, p. 1031-1039, 2012.

LYNN, Paul A. **Onshore and offshore wind energy: an introduction**. John Wiley & Sons, 2011.

MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G.; ROGERS, Anthony L. **Wind energy explained: theory, design and application**. John Wiley & Sons, 2010.

MATTAR, Cristian; BORVARÁN, Dager. Offshore wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile. **Renewable energy**, v. 94, p. 22-31, 2016.

MLAWER, Eli J. et al. Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: RRTM, a validated correlated-k model for the longwave. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 102, n. D14, p. 16663-16682, 1997. doi:10.1029/97JD00237

MOHAN, Manju; SATI, Ankur Prabhat. WRF model performance analysis for a suite of simulation design. **Atmospheric research**, v. 169, p. 280-291, 2016.

MONIN, Andreï Sergeevich; OBUKHOV, Aleksandr Mikhaïlovich. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. **Contrib. Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR**, v. 151, n. 163, p. e187, 1954.

NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH (NCAR). User's Guides for the Advanced Research WRF (ARW) Modeling System, v. 3, apr. 2017. Disponível em:
<http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3.9/users_guide_chap3.html>.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL (NRC) *et al.* **Boundary layer dynamics**. National Academies Press, 1997.

OKE, Timothy R. **Boundary layer climates**. Routledge, 2002.

PATEL, Mukund R. **Wind and Solar Power Systems Design, Analysis**. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Boletim Mensal de Geração Eólica**. Brasília, jul., 2019. Disponível em: <
<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20E%C3%B3lica%202019-07.pdf>>.

PEREZ, Richard (Ed.). **Wind Field and Solar Radiation Characterization and Forecasting: A Numerical Approach for Complex Terrain**. Springer, 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2019 Global status report**. A comprehensive annual overview of the state of renewable energy. Paris, 2019.

ROLL, Hans Ulrich. **Physics of the Marine Atmosphere: International Geophysics Series**. Elsevier, 2016.

SAMPAIO, Gilvan; DIAS, Pedro Leite da Silva. Evolução dos Modelos Climáticos e de Previsão de Tempo e Clima. **Revista USP**, n. 103, p. 41-54, 2014.

SCHUBERT, Camargo. Atlas Eólico: Bahia. **Governo do Estado da Bahia**, 2013.

SHIMADA, Susumu; OHSAWA, Teruo. Accuracy and characteristics of offshore wind speeds simulated by WRF. **Sola**, v. 7, p. 21-24, 2011

SIKORA, Todd D.; UFERMANN, Susanne. Marine atmospheric boundary layer cellular convection and longitudinal roll vortices. **Synthetic aperture radar marine user's manual**. NOAA, Washington, DC, p. 321-330, 2004.

SILVA, Allan Rodrigues et al. Complementaridade da energia eólica hidrelétrica e offshore do Brasil. **Revisões sobre energia renovável e sustentável**, v. 56, p. 413-427, 2016.

SKAMAROCK, W. C., et al., 2008. A Description of the Advanced Research WRF Version 3. **National Center for Atmospheric Research/Boulder**, Colorado, USA.

SOMAN, Saurabh S. et al. Uma revisão dos métodos de previsão de energia e velocidade do vento com diferentes horizontes temporais. In: **Simpósio de energia norte-americano 2010**. IEEE, 2010. p. 1-8.

SPERA, David A. et al. (Ed.). **Wind turbine technology: fundamental concepts of wind turbine engineering**. New York: ASME press, 1994.

STULL, Roland B. **An introduction to boundary layer meteorology**. Springer Science & Business Media, 2012.

TEWARI, Mukul et al. Implementation and verification of the unified NOAA land surface model in the WRF model. In: **20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction**. Seattle, WA: American Meteorological Society, 2004.

TONG, Wei. **Wind power generation and wind turbine design**. WIT press, 2010.

ULAZIA, Alain; SAENZ, Jon; IBARRA-BERASTEGUI, Gabriel. Sensitivity to the use of 3DVAR data assimilation in a mesoscale model for estimating offshore wind energy potential. A case study of the Iberian northern coastline. **Applied energy**, v. 180, p. 617-627, 2016.

VESTAS WIND SYSTEMS A/S, 2011. Disponível em:
<<https://pdf.archiexpo.com/pdf/vestas/vestas-v164-80-mw/88087-134417.html>>.

WAGNER, Hermann-Josef. Introduction to wind energy systems. In: **EPJ Web of Conferences**. EDP Sciences, 2018. p. 00005.

WANG, Xiaochen; GUO, Peng; HUANG, Xiaobin. A review of wind power forecasting models. **Energy procedia**, v. 12, p. 770-778, 2011.

WU, Yuan-Kang; HONG, Jing-Shan. A literature review of wind forecasting technology in the world. In: **2007 IEEE Lausanne Power Tech**. IEEE, 2007. p. 504-509.

WWF-Brasil – Fundo Mundial para a Natureza. **Desafios e oportunidades para a energia eólica no Brasil: recomendações para políticas públicas**. Brasília, jun. 2015. 36 p.

YU, Xiaochao et al. Impacts of different types and intensities of El Niño events on winter aerosols over China. **Science of The Total Environment**, v. 655, p. 766-780, 2019.