

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS  
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS  
CURSO DE BACHARELADO EM METEOROLOGIA

LUAN SANTOS DE OLIVEIRA SILVA

**AVALIAÇÃO DAS ENERGIAS EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O  
ESTADOS DE ALAGOAS, COM ÊNFASE PARA COMPLEMENTARIDADE**

Maceió, AL  
Fevereiro, 2024

LUAN SANTOS DE OLIVEIRA SILVA

**AVALIAÇÃO DAS ENERGIAS EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA PARA O  
ESTADOS DE ALAGOAS, COM ÊNFASE PARA COMPLEMENTARIDADE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Ciências Atmosféricas - ICAT da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Meteorologia.

Orientador: Prof. Dr. Rosiberto Salustiano da Silva Junior

Maceió, AL  
Fevereiro, 2024

**Catálogo na fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Central**  
**Divisão de Tratamento Técnico**

Bibliotecária: Helena Cristina Pimentel do Vale – CRB4 –661

S586 Luan Santos de Oliveira Silva.  
Avaliação das energias eólica e solar fotovoltaica para o estado de Alagoas, com ênfase para complementaridade / Luan Santos de Oliveira Silva. - 2024.  
45 f : il.

Orientador: Rosiberto Salustiano da Silva Junior.  
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas, Instituto de Ciências Atmosféricas. Maceió, 2024.

Bibliografia: f. 39-45.

1. Energia eólica. 2. Energia solar. 3. Balanceamento de energia. 4. Geração de energia híbrida. I. Título.

CDU: 621.311.245

## Folha de Aprovação

LUAN SANTOS DE OLIVEIRA SILVA

### AVALIAÇÃO DAS PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS PARA O ESTADO DE ALAGOAS, COM ÊNFASE PARA COMPLEMENTARIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Ciências Atmosféricas – ICAT da Universidade Federal de Alagoas como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Meteorologia, aprovada em 02 de fevereiro de 2024.

Documento assinado digitalmente  
 ROSIBERTO SALUSTIANO DA SILVA JUNIOR  
Data: 05/02/2024 11:10:47-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Orientador – Dr. Rosiberto Salustiano da Silva Junior  
(Instituto de Ciências Atmosféricas – ICAT/UFAL)

#### Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente  
 ROBERTO FERNANDO DA FONSECA LYRA  
Data: 06/02/2024 10:42:45-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Examinador Interno Dr. Roberto Fernando da Fonseca Lyra  
(Instituto de Ciências Atmosféricas – ICAT/UFAL)

Documento assinado digitalmente  
 RICARDO FERREIRA CARLOS DE AMORIM  
Data: 05/02/2024 11:58:37-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Examinador Interno Dr. Ricardo Ferreira Carlos de Amorim  
(Instituto de Ciências Atmosféricas – ICAT/UFAL)

Assinado digitalmente por:  
Diogo Nunes da Silva Ramos  
CPF: \*\*\*.300.584-\*\*  
Certificado emitido por Acs Senai Bahia  
Data: 05/02/2024 17:48:41 -03:00

---

Examinador Externo Dr. Diogo Nunes da Silva Ramos  
(Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia – SENAI/CIMATEC)

Documento assinado digitalmente  
 FERNANDO RAMOS MARTINS  
Data: 06/02/2024 07:37:10-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Examinador Externo Dr. Fernando Ramos Martins  
(Instituto do Mar – IMar/UNIFESP)

## AGRADECIMENTOS

- Ao Professor Dr. Rosiberto Salustiano pela compreensão, incentivo, gentileza e paciência. Suas orientações e discussões levantadas em laboratório contribuíram no desenvolvimento pessoal e profissional.
- A banca examinadora composta por Fernando Ramos Martins, Ricardo Ferreira Carlos de Amorim, Roberto Fernando da Fonseca Lyra e Diogo Nunes da Silva Ramos, pelas sugestões e carinho.
- A minha família sempre estar presente e ter dado grande apoio ao longo da vida.
- A Ana Beatriz por todas as risadas, apoio, generosidade, cumplicidade e sempre ter sido um ombro amigo. E à sua família, por toda bondade e afeto.
- Aos meus queridos amigos pelo apoio, incentivo e por serem sinônimo de inspiração.
- A minha namorada Brisa Soriano de Andrade por todo o apoio, amor, carinho e afeto.
- A UFAL e FAPEAL que não só viabilizaram minha permanência na universidade, mas também possibilitou valiosas contribuições à comunidade científica.
- Aos professores do ICAT por todos os ensinamentos e debates desenvolvidos nas aulas.

## RESUMO

O presente trabalho apresenta o estudo do mapeamento eólico e solar no estado de Alagoas, nordeste do Brasil. Foi utilizado o modelo Weather Research Forecast (WRF) com aproximações de estabilidade atmosférica e declividade do terreno para o maior refinamento de grade (resolução de 250m) de modo que as áreas com maior aproveitamento do recurso eólico. Já o WRF-SOLAR, que é uma extensão do WRF, foi usado pois é uma ferramenta aprimorada com melhorias físicas, projetada para atender às necessidades e aplicações relacionadas à exploração do recurso solar. As simulações atmosféricas foram executadas diariamente por um período de 8 anos (2008 - 2015). As estimativas dos padrões do vento e da radiação solar foram validadas estatisticamente com medições anemométricas e meteorológicas em superfície situadas nas seguintes mesorregiões (cidades): sertão (Água Branca, Pão de Açúcar), agreste (Girau do Ponciano, Palmeira dos Índios), leste (Maceió, Maragogi, Roteiro). Quanto ao recurso eólico, foi observada uma direção predominante do vento variando entre Leste/Sudeste, e as métricas estatísticas evidenciam uma representação satisfatória das simulações atmosféricas, validando assim o método de redução de grade proposto. A variabilidade espacial dos resultados reforça que a inclusão da estabilidade atmosférica e declividade possibilitou representar com maior clareza o efeito da topografia e rugosidade superficial. Dessa forma, destacam-se as áreas promissoras para aproveitamento eólico nas regiões serranas das cidades de Água Branca, Palmeira dos Índios e Feliz Deserto, com intensidade anual acima de 7 m/s para 100m de altura e capacidade de produção de energia acima de 2500 kWh/kWp. Quanto ao recurso solar, o WRF-SOLAR conseguiu estimar razoavelmente a radiação solar em virtude das métricas estatísticas com valores médios para correlação (0,85), BIAS (75,7 W/m<sup>2</sup>) e REQM (210,51 W/m<sup>2</sup>). Os resultados mostraram que o território alagoano é favorável à geração distribuída pela abundante irradiação solar, em média de 6,5 kWh/m<sup>2</sup>, atingindo os limites mínimos atrativos para investimentos na geração de energia fotovoltaica. Portanto, especialmente a produtividade varia entre 1558 e 1916 kWh/kWh. Quanto à complementaridade, o emprego do coeficiente de correlação Pearson entre os recursos eólico e solar revelou correlação nula para a cidade de Poço Branco, demonstrando a pouca efetividade da complementaridade entre esses recursos. Além disso, adotando esta localidade como promissora, os cenários de geração híbrida revelaram que a maior estabilidade à rede elétrica acontece com maior predominância da geração solar.

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Energia Solar, Complementaridade, Balanceamento de energia, Geração de Energia Híbrida

## ABSTRACT

The present work presents a study of wind and solar mapping in the state of Alagoas, northeastern Brazil. The Weather Research Forecast (WRF) model was used with atmospheric stability and terrain slope approximations for the finest grid refinement (250m resolution) so that areas with the greatest utilization of wind resources could be identified. The WRF-SOLAR, an extension of WRF, was used as it is an enhanced tool with physical improvements, designed to meet the needs and applications related to solar resource exploration. Atmospheric simulations were run daily for a period of 8 years (2008 - 2015). Wind and solar radiation pattern estimates were statistically validated with surface-level anemometric and meteorological measurements in the following mesoregions (cities): semi-arid (Água Branca, Pão de Açúcar), agreste (Girau do Ponciano, Palmeira dos Índios), and coastal (Maceió, Maragogi, Roteiro). Regarding wind resources, a predominant wind direction was observed varying between East/Southeast. Statistical metrics indicated a satisfactory representation of atmospheric simulations, validating the proposed grid reduction method. The spatial variability of the results emphasized that the inclusion of atmospheric stability and slope allowed for a clearer representation of the topography and surface roughness. Promising areas for wind utilization were identified in the mountainous regions of Água Branca, Palmeira dos Índios, and Feliz Deserto, with an annual intensity above 7 m/s at 100m height and energy production capacity exceeding 2500 kWh/kWp. Concerning solar resources, WRF-SOLAR reasonably estimated solar radiation with average statistical metrics for correlation (0.85), BIAS (75.7 W/m<sup>2</sup>), and RMSE (210.51 W/m<sup>2</sup>). Results showed that the territory of Alagoas is favorable for distributed generation due to abundant solar radiation, averaging 6.5 kWh/m<sup>2</sup> and reaching minimum attractive limits for investments in photovoltaic energy generation. Therefore, spatial productivity varies between 1558 and 1916 kWh/kWp. Regarding complementarity, the use of the Pearson correlation coefficient between wind and solar resources revealed no correlation for the city of Poço Branco, indicating the limited effectiveness of complementarity between these resources. Additionally, by adopting this location as promising, scenarios of hybrid generation revealed that greater grid stability occurs with a higher predominance of solar generation.

**Keywords:** Wind Energy, Solar Energy, Complementarity, Energy Balancing, Hybrid Power Generation

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Localização e georreferenciamento da área de estudo, com destaque para configuração dos domínios utilizados nas simulações (D01 e D02), descrição da topografia (m), Rio São Francisco e Oceano Atlântico. Posicionamento das fontes de dados meteorológicos (Estações Anemométricas e Meteorológicas), relacionadas a energia elétrica (Usinas Hidroelétrica e Eólicas, e subestações de energia elétrica), e relacionadas a logísticas de implantação (Rodovias, Linhas de Transmissão)..... | 16 |
| Figura 2. Distribuição de frequência anual da Direção do vento simulada (WRF_DV10m) no nível de 10 metros e observada (OBS_50m) no nível de 50 metros para as cidades de Água Branca, Maragogi, Palmeira dos Índios, Girau do Ponciano e Roteiro.....  | 24 |
| Figura 3. Velocidade do vento a 100 metros de altura para um terreno complexo a partir da reanálise ERA5, reduzida para resolução espacial de 5km pelo WRF e, por fim, empregando o ajuste de declividade e parâmetros de estabilidade atmosférica para resolução de 250m. ....  | 27 |
| Figura 4. Mapeamento da velocidade do vento a 100 metros e da produção de energia eólica do estado de Alagoas para 100 metros de altura, utilizando o modelo WRF com refinamento de grade, no período 2008-2015.....   | 28 |
| Figura 5. Simulação do micrositing utilizando o WRF ajustado para a velocidade do vento a 100m para (a) Feliz Deserto/AL, (b) Palmeira dos Índios/AL e Poço Branco (c), no período 2008-2015.....  | 29 |
| Figura 6. Distribuição da direção do vento para as cidades de Feliz Deserto (a), Palmeira dos Índios (b) e Poço Branco (c) no período 2008-2015. ....  | 30 |
| Figura 7. Mapeamento da irradiação solar e da produção de energia solar no estado de Alagoas, entre o período de 2008-2015.....  | 31 |
| Figura 8. Mapeamento do coeficiente de correlação Pearson diário entre os recursos eólico e solar do estado de Alagoas a partir do modelo atmosférico WRF para o período 2008-2015.  | 33 |
| Figura 9. Coeficiente de variação referente a geração híbrida para as cidades de Poço Branco/AL (a), Palmeira dos Índios/AL (b) e Feliz Deserto (c). Cada linha representa um cenário de equilíbrio diferente: a linha verde ( $\lambda_w = 1.0$ ) representa um cenário 100% com geração eólica, enquanto a linha vermelha ( $\lambda_w = 0.0$ ) representa um cenário 100% com geração solar. ....   | 34 |

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1. Valores anuais da velocidade média do vento observada e simulada (WRF_250m), com os respectivos desvios padrão observado e simulado (WRF_250m), correlação de Pearson (r), BIAS e RMSE nos níveis de 30 e 50m de altura..... | 22 |
| Tabela 2. Estudos que utilizaram os modelos atmosféricos para prognóstico da velocidade do vento no cenário brasileiro levando em consideração correlação de Pearson (r), BIAS e RMSE. ....  | 23 |
| Tabela 3. Métricas de validação da radiação solar no período de 2008-2015 sobre as cidades de Maceió/AL, Palmeira dos Índios/AL e Pão de Açúcar/AL.....  | 25 |
| Tabela 4. Estudos que utilizaram os modelos numéricos e de transferência radiativa no cenário brasileiro levando em consideração correlação de Pearson (r), BIAS e RMSE.....   | 26 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

AOD Profundidade Óptica do Aerossol

ASAS Alta Subtropical do Atlântico Sul

BIAS Erro Médio

BRAMS *Brazilian Regional Atmospheric Modeling System*

COV Coeficiente de variação

DOL Distúrbios Ondulatórios de Leste

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ERA5 *European Centre for Medium-Range Weather Forecast Reanalysis v5*

IEA Agência Internacional de Energia

NEB Nordeste do Brasil

RAMS *Regional Atmospheric Modeling System*

REQM Raiz do Erro Quadrático Médio

VCAN Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis

WRF *Weather Research and Forecasting*

## SUMÁRIO

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1.</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>  | <b>9</b>  |
| 1.1       | Objetivos.....   | 10        |
| <b>2.</b> | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>   | <b>11</b> |
| <b>3.</b> | <b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>   | <b>15</b> |
| 3.1       | Área de Estudo .....   | 15        |
| 3.2       | Configuração dos Modelos Atmosféricos WRF e WRF-SOLAR.....                       | 16        |
| 3.3       | Métricas estatísticas para validação das estimativas .....                       | 17        |
| 3.4       | Diminuição da resolução da saída do modelo WRF .....                             | 18        |
| 3.5       | Estimativa do parâmetro de produtividade dos sistema fotovoltaico e eólico ..... | 19        |
| 3.6       | Hibridização entre as gerações de energia eólica e solar.....                    | 20        |
| 3.7       | Variabilidade na produção de energia híbrida.....                                | 20        |
| <b>4.</b> | <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>  | <b>21</b> |
| 4.1       | Validação estatística dos recursos eólico e solar .....                          | 21        |
| 4.2       | Mapeamento da produção de energia eólica.....                                    | 26        |
| 4.3       | Mapeamento da produção de energia solar .....                                    | 31        |
| 4.4       | Avaliação da complementaridade entre as produções eólica e solar.....            | 32        |
| <b>5.</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>   | <b>35</b> |
|           | <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>  | <b>36</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

O crescimento populacional, o progresso industrial, tecnológico e econômico nas últimas décadas são fatores que permitiram o aumento à procura mundial pela demanda elétrica (GARLET et al., 2019). Fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica, hídrica e geotérmica, foram reconhecidas como soluções alternativas devido ao aumento da temperatura do ar através da utilização de combustíveis convencionais e ao esgotamento dos combustíveis fósseis (KRISHNAN; KUMAR; INDA, 2023). Visando a transição energética eficiente e a neutralidade de carbono a Agência Internacional de Energia (IEA) projeta que a parcela de energias renováveis na geração de eletricidade irá representar 86% até 2030, enquanto a energia fotovoltaica representará cerca de 15%. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Brasil estima que 83% da capacidade instalada de geração elétrica brasileira em 2031 seja composta por energia limpa (EPE, 2022). Isso significa que a recursos solares serão uma das principais fontes de energia no futuro, e as usinas de energia fotovoltaicas têm um grande potencial especialmente no Nordeste do Brasil (NEB) que, em comparação aos países como Alemanha, Espanha, Itália, Portugal e França onde a tecnologia é bem consolidada, destaca-se pelos altos níveis anuais de irradiação solar com baixa variação mensal (PEREIRA et al., 2017).

Atualmente, o Setor Elétrico Brasileiro é o sexto maior do mundo em termos de geração de energia elétrica (BP, 2023), sendo, aproximadamente, 200 gigawatts (GW) de capacidade instalada centralizada na matriz elétrica cuja base principal é composta por um sistema de energia hidrotérmica de grande porte, com 51% de usinas hidrelétricas, 24% de usinas termelétricas, 14% de usinas eólicas e 5% de usinas solares (ANEEL, 2024). O planejamento centralizado da transmissão garante a interligação dos sistemas elétricos, permitindo a transferência de energia entre os subsistemas, permitindo ganhos sinérgico (TOLMASQUIM et al., 2021a), com mais de 179.766 km de linhas de transmissão de alta tensão (MME, 2023).

Devido à notável variabilidade espacial e temporal das fontes de energia influenciadas pelas condições atmosféricas, uma solução frequentemente sugerida para lidar com a discrepância entre demanda e oferta na geração renovável é a hibridização de duas ou mais fontes de energia em uma única estação (como eólica-solar, solar-hídrica ou solar-eólica-hídrica) (JURASZ et al., 2020). É essencial avaliar e analisar as condições meteorológicas, como radiação solar, temperatura, umidade, precipitação, velocidade e direção do vento, e nebulosidade. Além disso, a avaliação da topografia, uso/cobertura do solo, presença de corpos d'água, áreas protegidas, florestas, aeroportos e regiões urbanas e costeiras é crucial, pois esses fatores podem influenciar as condições meteorológicas e até mesmo afetar diversos aspectos

(PEDRUZZI et al., 2023). Entretanto, as previsões da irradiação e dos padrões do vento não são suficientes para os operadores do sistema de energia. A conversão dos recursos eólico e solar em produção real de energia é uma etapa necessária, frequentemente subestimada em termos das grandes incertezas que podem surgir quando as características detalhadas dos sistemas eólicos e fotovoltaicos não são levadas em consideração (REINDL et al., 2017). Portanto, torna-se crucial empregar a combinação de técnicas meteorológicas e aplicá-las para atender às exigências de operadores de sistemas de energia e proprietários de instalações de energia renovável.

Revela-se que a fonte de energia hidráulica, por si só, não pode garantir o caráter de sustentabilidade à matriz energética brasileira. O uso do potencial hidroelétrico traz consigo uma série de impactos socioeconômicos e ambientais, ocasionalmente um dos principais sinalizadores da sustentabilidade da matriz energética nacional, uma vez que se trata de uma energia renovável (ANDRADE; MATTEI, 2013; KRELL; DE CASTRO E SOUZA, 2020). A hidroeletricidade seguirá consolidada no parque gerador brasileiro, no entanto a diversificação da matriz em virtude da combinação da geração solar e eólica contribuirá para reduzir a vulnerabilidade às secas e a intermitência destas fontes associada às condições meteorológicas locais (CAMPOS et al., 2021a; GONÇALVES, 2021; SILVA et al., 2016; VELLOSO; MARTINS; PEREIRA, 2019). É notável a expansão da geração solar tanto através de grandes centrais geradoras fotovoltaicas, de capacidade superior a 1 MW, quanto através da geração distribuída, onde consumidores são habilitados a gerar sua própria energia e conectá-la à rede elétrica (GONÇALVES; COSTA, 2018). Atualmente a atratividade das fontes renováveis aumentou a competitividade das fontes eólica e solar, sendo a comercialização destes consórcios com preço em torno de 173 R\$/MWh nos leilões do governo para 2022 (BRASIL, 2022).

## **1.1 Objetivos**

Com o intuito de viabilizar a exploração da energia eólica e solar em todo o estado de Alagoas, os objetivos deste trabalho são: 1) testar a eficácia dos modelos WRF e WRF-SOLAR confrontando com as estações meteorológicas contidas no domínio de interesse, 2) conceder uma estimativa do potencial eólico e solar para o território alagoano, 3) identificar e avaliar as áreas promissoras a complementaridade desses recursos e 4) verificar diferentes cenários de geração de energia híbrida capaz de reduzir a variabilidade diária ao longo do ano.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Energia eólica

O uso da energia eólica tem crescido exponencialmente nas últimas décadas, tornando-se uma tecnologia bem estabelecida na área de energias renováveis. A região nordeste do Brasil gera a maior parte da energia eólica do país, respondendo por 84% da produção eólica nacional (SOUZA et al., 2022). De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro o território brasileiro disponibiliza velocidades médias anuais superiores a 7m/s para as alturas de 50m, 70m e 100m, com destaque ao nordeste brasileiro pela predominância dos ventos em baixos níveis. Devido crescente avanço tecnológico, os atuais aerogeradores são favorecidos com instalação acima de 100m, acarretando o melhor aproveitamento energético em função das condições de relevo e rugosidade aerodinâmica.

O litoral do NEB é favorecido com a intensidade e persistência dos ventos alísios, que resulta em boas condições para a exploração da energia cinética dos ventos. Da mesma forma que as condições oceânicas influenciam o tempo e clima no Nordeste, também a configuração da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) no Pacífico equatorial apresenta relação com alterações na circulação atmosférica sobre o Nordeste (ALEXANDER; SCOTT, 2002). A forte influência da circulação geral faz-se pronunciada tendo em vista que eventos intensos de El Niño e La Niña atuam no sentido de intensificar e enfraquecer, respectivamente, os ventos sobre essa região (OLIVEIRA; COSTA, 2011). A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e o regime de ventos alísios associados à circulação da Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) são os fenômenos mais importantes no comportamento da circulação do vento em superfície (CARPENEDO; AMBRIZZI, 2020; ELETROBRÁS, 2008). No Verão, os ventos têm persistência de leste/sudeste, influenciados pela Zona de Convergência Intertropical, enquanto no Outono e Inverno há a migração para sudeste e sul, associado a maior proximidade da ASAS à costa do Nordeste e à incursão de frentes frias e massas polares induzindo a circulação de sul (IDE E ESTER; ITO, 2000). A direção predominante do vento no Nordeste do Brasil é de Leste, com flutuações para Sudeste e Nordeste. As intensidades máximas dos ventos ocorrem entre junho e dezembro, e as mínimas entre março e maio. Para o litoral, os ventos alísios favorecem a penetração da brisa marítima no continente durante os períodos de máxima (SILVA et al., 2002).

Além dos aspectos favoráveis quanto a predominância do vento nas regiões costeiras do Brasil, as linhas de transmissão têm destaque pela proximidade dos centros urbanos e, adjunto as malhas viárias, viabiliza a integração da rede elétrica com redução de custos de instalação e manutenção das mesmas (PINTO; MARTINS; PEREIRA, 2017).

Os métodos adotados para determinação das áreas promissoras, fazem uso de padrões do vento como intensidade e predominância para realizar estimativas do potencial eólico de uma dada região de interesse e, aliado a isso, também são consideradas as características do terreno (topografia, obstáculos e rugosidade) (OLIVEIRA, 2013). Contudo, a escassez de medições em estações meteorológicas, tanto no que se refere a distribuição espacial quanto temporal, torna difícil a obtenção de estimativas confiáveis do vento. Tal carência pode ser contornada com uso de reanálises meteorológicas obtidas por várias fontes de dados com elevada abrangência temporal, porém com baixa resolução espacial. Para melhorar a representação espacial e temporal dos dados e, conseqüentemente, a precisão dos mapas eólicos (estimativa do potencial), surge como uma alternativa viável o emprego da modelagem numérica atmosférica. Essa abordagem permite realizar simulações em escalas global, meso e micro. Ela é uma excelente ferramenta computacional para o setor energético, pois promove obtenção de estimativas dos padrões dos ventos em alta resolução e séries temporais longas ou curtas a depender da demanda, sendo estes fatores determinantes na avaliação de áreas promissoras para investimento e desenvolvimento de unidades geradoras (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008). De modo geral, o prognóstico do vento propicia benefícios nas diversas esferas econômicas da sociedade (RAMOS; LYRA; SILVA JÚNIOR, 2013).

## **2.2 Energia solar**

Até o final dos anos 2000, no Brasil, as unidades de energia solar eram compostas principalmente por pequenas instalações em áreas rurais que não tinham acesso às principais linhas da rede elétrica, pois não era economicamente viável expandir a cobertura para essas áreas (DOYLE et al., 2021). O impulso dado à geração fotovoltaica no Brasil foi por meio da Resolução Normativa nº 482/2012 – reeditada na Resolução Normativa nº 687/2015 – também instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - órgão regulador responsável pela elaboração e aprovação de legislação sobre energia elétrica, na qual foi regulamentada a geração distribuída no Brasil. Devido a este fato, normalizou-se os parâmetros para geração distribuída em duas categorias: a primeira é microgeração, onde foi definida a capacidade instalada de até 75 kW; a segunda é a minigeração, caracterizada pela capacidade instalada de 75 kW até 5 MW, ambas conectadas à rede de distribuição (DOYLE et al., 2021). De modo geral, as usinas fotovoltaicas contribuem para redução dos custos operacionais e maior estabilidade do sistema elétrico, sendo essencial a realização de estudos econômicos destes projetos, com o objetivo de mitigar os riscos associados ao investimento e, assim, impulsionar o uso no Brasil (SILVA et al., 2020).

A maneira mais eficaz de avaliar os recursos solares é através da disponibilidade de dados de alta qualidade sobre a radiação solar medida localmente, o que representa o cenário ideal para reforçar a viabilidade financeira de um grande projeto solar. Contudo, tais medições estão limitados a um período bastante curto ou representam apenas pequenas áreas dentro de um campo de visão limitado (LUIZ et al., 2018). A única opção é utilizar bancos de dados preexistentes de irradiância derivada por satélite ou modelagem atmosférica. Ao longo dos últimos anos, surgiram diversas técnicas a partir de dados de satélite e obtiveram respostas razoáveis ao avaliar a estimativa da irradiação solar na superfície (ALEXANDRI et al., 2017; BHATTACHARYA et al., 2013; LETU et al., 2020; MARTINS; PEREIRA; ABREU, 2007; PEREIRA et al., 2017; VAMVAKAS et al., 2020). Atualmente, existem diversos bancos de dados baseados em informações de satélite que fornecem dados de irradiação solar para diferentes locais e intervalos de tempo, como NASA-POWER, Meteonorm, Solargis, entre outras. A grande vantagem do NASA-POWER é que as informações dos parâmetros meteorológicos são disponibilizadas gratuitamente, bem como, autores apontam essa base de dados fundamental tanto para estudos agrometeorológicos (MONTEIRO; SENTELHAS; PEDRA, 2018) quanto para estimativa do recurso solar (SAYAGO et al., 2020).

Paralelamente, os modelos atmosféricos utilizam leis matemáticas e físicas bem estabelecidas que descrevem as numerosas dinâmicas e fenômenos da atmosfera para estimar as variáveis meteorológicas - como temperatura, velocidade e direção do vento, radiação solar, precipitação e cobertura de nuvens - bem como, empregam parametrizações físicas para representar os processos químicos e físicos que ocorrem nas interações terra-atmosfera (PEDRUZZI et al., 2023). Nota-se limitações em reproduzir de forma assertiva a nebulosidade e a profundidade óptica dos aerossóis (AHMED et al., 2020). Geralmente, a representação dos aerossóis em modelos atmosféricos é bastante simplificada e, ocasionalmente, tende a superestimar o recurso solar. A fim de solucionar essas limitações, o modelo de mesoescala WRF-SOLAR, que é uma extensão do WRF, foi projetado para cobrir as demandas de aplicações de energia solar capaz de representar com precisão e alta resolução espacial o sistema nuvem-aerossol-radiação (JIMENEZ et al., 2016). D'Isidoro et al. (2020) notaram o bom desempenho do WRF-SOLAR na reprodução da irradiância solar no solo em comparação as observações locais permitindo estimar o potencial fotovoltaico de Lesoto (África do Sul). Novas alternativas surgiram para melhorar a representação dos aerossóis no modelo de mesoescala, a título de exemplo, a utilização de produto da profundidade óptica do aerossol (AOD) por satélite meteorológico geostacionário, que fornece imagem de satélite completa da região específica a cada instante. Cheng et al. (2022) e Jain et al. (2021) observaram que a

inclusão de dados de AOD baseados em satélite no WRF-SOLAR é eficaz para diminuição no erro sistemático causado pelas propriedades ópticas do aerossol e sua variabilidade espaço-temporal.

### **2.3 COMPLEMENTARIDADE**

Embora com potencial relativamente alto para exploração da energia renovável, o país sofre com interrupções ou escassez de energia elétrica em virtude da forte dependência do regime pluviométrico e do fluxo de água nas bacias hidrográficas. Atualmente as bacias hidrográficas localizadas no Nordeste têm sofrido intensa restrição hídrica ocasionando perdas de produtividade das hidrelétricas devido estiagem prolongada (CAMPOS et al., 2021; SANTOS et al., 2020). A escassez de energia tem impactos prejudiciais para o crescimento econômico do Brasil, e no sentido de tentar mitigar esses impactos o governo brasileiro promove leilões de energia renováveis a fim de fomentar a competição entre os agentes de geração na contratação de energia elétrica, atendendo princípios de segurança no abastecimento, com aquisição pelo menor preço e garantia de atendimento ao mercado consumidor. Vale destacar ainda, que os leilões realizados no Brasil visam conciliar a economia do país aos mercados de eletricidade e viabilizar uma estrutura institucional e política mais ampla para garantir o sucesso a longo prazo (TOLMASQUIM et al., 2021).

Novos desafios são gerados pela intermitência e a variabilidade, juntamente com a crescente penetração das fontes renováveis de energia no nordeste brasileiro que provoca perdas de corte devido ao congestionamento do sistema de transmissão, mas também criam oportunidades no planejamento da matriz elétrica nacional. Uma combinação baseada em 40% de energia eólica e 60% de energia solar exigiria o equivalente a apenas 6% de sua geração anual em capacidade de armazenamento (CAMPOS; NASCIMENTO; RÜTHER, 2020). Alguns esforços surgiram de modo a quantificar a complementaridade dos recursos eólico e solar com base na porcentagem de horas, em que a disponibilidade mínima de geração dos recursos são opostas de modo a caracterizar a complementaridade (PRASAD; TAYLOR; KAY, 2017). Já Tan et al. (2021) ao avaliarem a geração hidrelétrica sugerem um ajuste para atingir a geração total de energia, de modo que o sistema híbrido eólico-fotovoltaico-hídrico reduz a variabilidade das gerações eólica e solar que, por sua vez, aumenta a eficiência do despacho de energia nas linhas de transmissão, propiciando mais estabilidade na rede elétrica.

Sendo assim, surgem dúvidas se a combinação dos recursos eólico e solar proporciona maior garantia de suprimento em comparação a utilização de apenas uma das fontes, tendo em vista que haja uma produção não correlacionada decorrente da diversificação. Muitos estudos

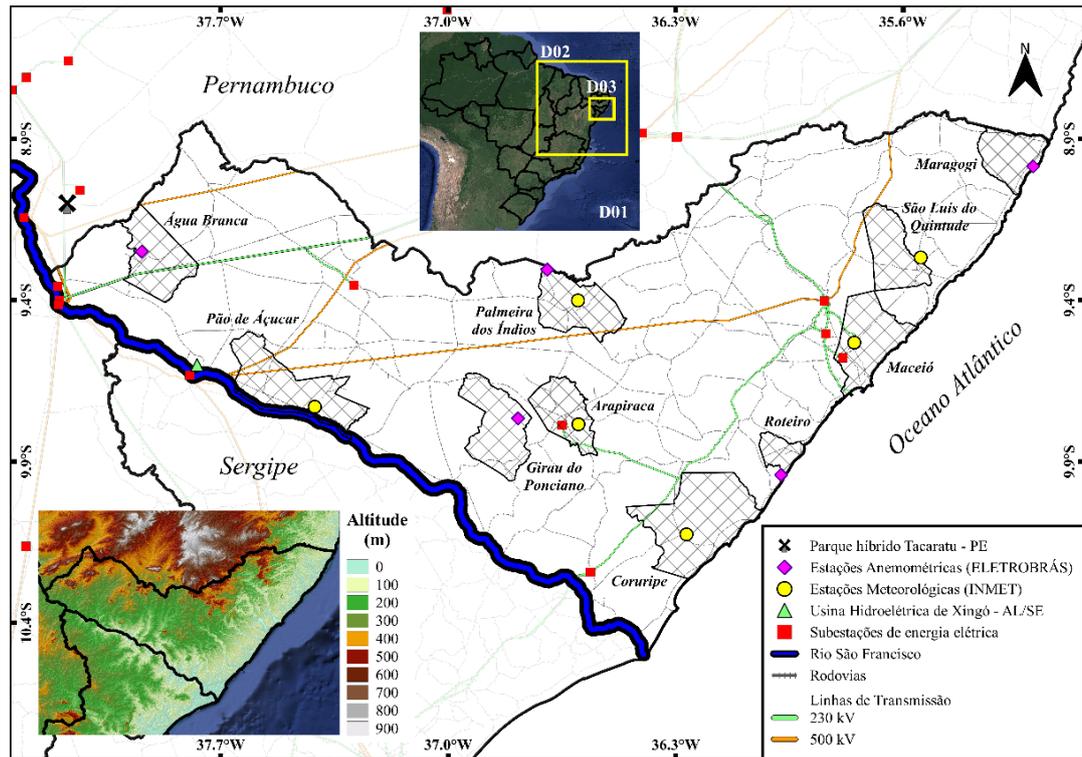
vão na direção de utilizar o coeficiente de correlação de Pearson como métrica para avaliar a relação entre a disponibilidade de recursos solares e eólicos com o propósito de compensar as desvantagens derivadas da intermitência das fontes renováveis de energia (GALLARDO; RÍOS; RAMÍREZ, 2020; MONFORTI et al., 2014; SOUKISSIAN; KARATHANASI; ZARAGKAS, 2021). Algumas limitações são implícitas a este método conforme apontado por Cantor et al. (2022): a correlação negativa não implica automaticamente complementaridade entre variáveis; as dimensões das variáveis devem ser consideradas para determinar a complementaridade real; análises de correlação são limitadas a apenas duas séries, o que pode ser uma limitação em cenários mais complexos.

### **3. MATERIAIS E MÉTODOS**

#### **3.1 Área de Estudo**

A abordagem do estudo ocorreu no estado de Alagoas, caracterizado pelo clima quente e úmido, fator crucial para criação de ventos fortes. Outro fator importante é o regime de ventos, cujo a predominância das direções Leste e Sudeste está relacionada à influência dos ventos alísios predominante ao longo do ano, assim como, a sobreposição de alta pressão do Atlântico (COSTA; LYRA, 2012; ELETROBRÁS, 2008). As medições terrestres para as variáveis de radiação solar e vento foram coletadas nas estações meteorológicas e anemométricas localizadas nos municípios em cada mesorregião: sertão (Água Branca, Pão de Açúcar), agreste (Girau do Ponciano e Palmeira dos Índios) e leste (Maceió, Maragogi e Roteiro). Em resumo, todas as estações anemométricas localizadas em Água Branca, Girau do Ponciano, Palmeira dos Índios, Maragogi e Roteiro possuem alturas de 30 e 50m.

Figura 1. Localização e georreferenciamento da área de estudo, com destaque para configuração dos domínios utilizados nas simulações (D01 e D02), descrição da topografia (m), Rio São Francisco e Oceano Atlântico. Posicionamento das fontes de dados meteorológicos (Estações Anemométricas e Meteorológicas), relacionadas a energia elétrica (Usinas Hidroelétrica e Eólicas, e subestações de energia elétrica), e relacionadas a logísticas de implantação (Rodovias, Linhas de Transmissão).



Fonte: Autor, 2024.

### 3.2 Configuração dos Modelos Atmosféricos WRF e WRF-SOLAR

As simulações atmosféricas, em mesoescala, foram realizadas a partir do modelo atmosférico Weather Research Forecast (WRF) desenvolvido no *National Center for Atmospheric Research* (SKAMAROCK et al., 2005, 2008), versão 4.1.2, tendo como dados de entrada a reanálise climática global “*ECMWF Reanalysis v5*” (ERA5 – <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/dataset/ecmwf-reanalysis-v5>) com resolução espacial de 30 km e temporal de 3 horas. Nas duas versões do modelo atmosférico foram configurados com 2 domínios, sendo o primeiro domínio com resolução espacial de 20 km e o segundo domínio de 5 km. O domínio 1 abrange parte da região do Nordeste Brasileiro (NEB), enquanto o domínio 2 compreende o estado de Alagoas. Em ambos os domínios foram adotados 38 níveis verticais para o perfil atmosférico. A validação desses modelos se deu a partir dos pontos de grade contidos no domínio 2.

O modelo atmosférico WRF-SOLAR conforme descrito por Ramos et al. (2020) com base nas contribuições de Jimenez et al. (2016), apresenta as principais melhorias e novidades desenvolvidas para essa ferramenta: a) disponibilidade das componentes de irradiância solar global horizontal (GHI), direta normal (DNI) e difusa horizontal (DHI); b) parametrização de efeito direto do aerossol com melhorias na representação radiação solar – aerossol e radiação – nuvem (RUIZ-ARIAS; DUDHIA; GUEYMARD, 2014); c) parametrização do efeito indireto do aerossol, que considera os processos físicos entre formação de nuvem e as propriedades higroscópicas de aerossol (THOMPSON et al., 2016); d) parametrização de nuvens de subgrade com tratamento híbrido, resolvendo nuvens rasas e profundas e seus efeitos na radiação de onda curta (DENG et al., 2014); e) implementação do algoritmo FARMS – *Fast All-sky Radiation Model for Solar Applications* (XIE; SENGUPTA; DUDHIA, 2016).

Para as previsões tanto para o WRF quanto o WRF-SOLAR foram realizadas rodadas diárias com duração de 24 horas (para cada dia) entre o período de 01/01/2008 – 31/12/2015. As parametrizações físicas utilizadas em ambos modelos foram: Microfísica – Purdue Lin (LIN; FARLEY; ORVILLE, 1983); Superfície do Solo – Noah Land-Surface-Model (CHEN; DUDHIA, 2001); Camada Limite Atmosférica – ACM2 (PLEIM, 2007); Cumulus – Grell-Devenyi (GRELL; DÉVÉNYI, 2002); Camada Limite Superficial – Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov (MONIN; OBUKHOV, 1954); Radiação Onda Longa e Radiação Onda Curta – Rapid Radiative Transfer Model (MLAWER et al., 1997); Turbulência Atmosférica – Mellor-Yamada (MELLOR; YAMADA, 1974).

### 3.3 Métricas estatísticas para validação das estimativas

A precisão da produtividade média diária estimada foi validada pelos parâmetros estatísticos de Raiz do Erro Quadrático Médio (REQM), BIAS e correlação de Pearson ( $r$ ). A REQM é a diferença absoluta entre os conjuntos de dados medidos e estimados, e é uma medida da quantidade de erro nos dados. O BIAS indica a tendência apresentada pelas ferramentas em superestimar ou subestimar a variável em questão. E, a correlação expressa o quão fortemente estão associados os dados medidos e estimados. Para fins descritivos, Devore (2009) relaciona como forte  $r \geq 0,8$ , moderada se  $0,5 < r < 0,8$ , e fraca se  $r \leq 0,5$ .

$$\text{REQM} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (1)$$

$$BIAS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i) \quad (2)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(x_i - \bar{y}_i)(y_i - \bar{y}_i)]}{\sum_{i=1}^n \sqrt{(x_i - \bar{y}_i)^2} \cdot \sqrt{(y_i - \bar{y}_i)^2}} \quad (3)$$

### 3.4 Diminuição da resolução da saída do modelo WRF

A Lei Logarítmica do vento aborda apenas a influência da rugosidade no perfil de velocidade, ignorando o impacto da estratificação térmica na atmosfera. Como resultado, podem ocorrer desvios significativos em relação ao perfil vertical da velocidade do vento. Para esse trabalho, a Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov é empregada pois descreve um perfil vertical do vento mais geral, levando em consideração os efeitos da rugosidade e da estabilidade térmica, expressando-se matematicamente por:

$$u(z) = \frac{u^*}{k} \left[ \ln \left( \frac{Z}{Z_0} \right) - \varphi \left( \frac{Z}{L} \right) \right] \quad (4)$$

Onde:  $u$  - Velocidade do vento no nível considerado,  $u^*$  - Velocidade de Fricção,  $Z$  - nível considerado,  $Z_0$  - Comprimento de Rugosidade,  $k$  - Constante de Von-Kármán (igual a 0,4) e  $\varphi \left( \frac{Z}{L} \right)$  - parâmetro de estabilidade. Assim, se a velocidade do vento for conhecida em uma altura, o perfil vertical da velocidade do vento é determinado por dois parâmetros: a rugosidade da superfície ( $Z_0$ ) e o comprimento de Monin-Obukhov ( $L$ ).

As inclusões dos parâmetros de estabilidade atmosférica foram realizadas como proposto por Foken (2006), Hedegaard & Larsen (1983) e Sathe & Bierbooms (2007) baseado na Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov. A metodologia adotada possibilita a atualização do mapa eólico alagoano, que aprimorando a resolução espacial da saída do modelo WRF para 250m, e incorporando ao mapa o efeito da rugosidade.

$$\text{Para } Z/L < 0, \varphi \left( \frac{Z}{L} \right) = 2 \ln \left( \frac{1 + \varphi_m^{-1}}{2} \right) + \ln \left( \frac{1 + \varphi_m^{-2}}{2} \right) - 2 \tan^{-1}(\varphi_m^{-1}) + \frac{\pi}{2} \quad (5)$$

$$\text{Para } Z/L > 0, \varphi \left( \frac{Z}{L} \right) = -4,8 \frac{Z}{L} \quad (6)$$

Onde:

$$\varphi_m(Z/L) = (1 - 15 Z/L)^{-1/4}, -2 < Z/L < 0 \quad (7)$$

$$\varphi_m(Z/L) = 1 + 4.7 Z/L, 0 < Z/L < 1 \quad (8)$$

Os dados de uso do solo (tipo de cobertura do solo) utilizados para determinar os parâmetros de rugosidade  $Z_0$  (DORVAL; MASSON; GAGNON, 2017; RAMOS, 2012; TROEN; LUNDTANG PETERSEN, 1989) foram obtidos com base no projeto MapBiomas (<http://mapbiomas.org>). Os mapas demonstram os principais tipos de cobertura do solo para o período entre 1985 e 2017 dos principais biomas brasileiros com resolução espacial de 30m produzidos com base em imagens de satélite do Landsat usando um tratamento randômico para interferência de nuvens utilizadas pelo “Google Earth Engine”. O esquema de classificação apresenta 20 categorias definidas para todo o Brasil (MAS; NOGUEIRA DE VASCONCELOS; FRANCA-ROCHA, 2019).

A partir dos resultados gerados com as simulações realizadas com o modelo atmosférico WRF para o estado de Alagoas (domínio mais refinado d02), foram realizados os ajustes de declividade baseado em Solano et al. (2021) sendo determinado a partir dos dados de topografia SRTM (“*Shuttle Radar Topography Mission*”) com resolução espacial de 250m.

$$\nabla h(x, y) = \sqrt{\left(\frac{\partial h}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial h}{\partial y}\right)^2} \quad (9)$$

$$u_{adj} = \begin{cases} \frac{3}{4} u_{avg}, \nabla h \leq 0.3 \\ u_{avg}, 0.3 \leq \nabla h \leq 1 \end{cases} \quad (10)$$

Onde:  $\nabla h$  - Fator de inclinação,  $h$  - altura topografia,  $u_{adj}$  - Vento ajustado,  $u_{avg}$  - Vento Médio na grade.

### 3.5 Estimativa do parâmetro de produtividade dos sistema fotovoltaico e eólico

Para o cálculo da geração fotovoltaica foi utilizada a relação de potência solar instantânea ( $P_{0,s}$ ) em função da potência nominal ( $P_{0,s}$ ) sugerida por Lorenzo (2002):

$$P_{s,i} = P_{0,s} \cdot \frac{GHI}{G^*} \cdot FS \cdot PR \quad (11)$$

Onde: GHI representa a média dos dados de irradiação solar global (kWh/m<sup>2</sup>.dia),  $G^*$  é a irradiância de referência para capacidade nominal dos módulos em condições de teste padrão, sendo 1 kW/m<sup>2</sup>; PR representa o índice de desempenho do sistema, sendo adotado 0,75% e FS é o fator de sombreamento, sendo adotado o valor igual 1 (sem sombreamento).

A obtenção da potência eólica instantânea a partir da conversão de energia cinética do vento, envolve considerações específicas sobre o aerogerador escolhido e sua curva de potência. Optou-se por empregar a curva de um aerogerador comercial da marca Vestas com uma potência eólica nominal de 2300 kWp e um diâmetro de pá de 101 metros. Este aerogerador

inicia sua operação a uma velocidade de partida ( $V_{\text{cut-in}}$ ) de 3,0 m/s, atingindo a velocidade nominal de 12,0 m/s quando alcança sua potência máxima. A velocidade de corte deste aerogerador é estabelecida em 25 m/s. Considerou-se uma altura do cubo estabelecida em 100 metros. A curva de potência eólica é representada pela seguinte equação:

$$P_{w,i} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot V_{100}^3 \quad (12)$$

Onde:  $\rho$  denota a densidade do ar, sendo 1,225 kg/m<sup>3</sup> e  $C_p$  representa o coeficiente de potência do aerogerador, igual a 44%.

Conforme observado na literatura (HAFFAF et al., 2021; KHALID et al., 2016; VELLOSO; MARTINS; PEREIRA, 2019), a determinação da produtividade (“Final Yield” - YF, em inglês) representa um indicador conveniente para comparar o desempenho dos sistemas eólico e solar em diferentes condições operacionais, independentemente da sua capacidade instalada e localidade. Este índice de desempenho usado, é definido pela razão entre a potência instantânea (kWh) por um período específico (diário, mensal e anual) e a potência nominal da planta (kWp) conforme equação:

$$YF = \frac{P_i}{P_n} \quad (13)$$

### 3.6 Hibridização entre as gerações de energia eólica e solar

Neste trabalho, uma abordagem proposta por Bett & Thornton (2016) e adaptada por Gonçalves (2021), é empregada para avaliar a diversas combinações de geração eólica e solar. Para isso, define-se a fração eólica ( $\lambda_w$ ) como a relação entre a potência eólica nominal ( $P_{0,w}$ ) e a potência total da planta híbrida. A  $\lambda_w$  varia de 0 a 1, conforme indicado pela equação:

$$\lambda_w = \frac{P_{0,w}}{P_{0,w} + P_{0,s}} \quad (14)$$

Assim, o cálculo da produtividade híbrida consiste essencialmente em uma média ponderada pelos valores da fração eólica ( $\lambda_w$ ) entre os fatores de capacidade individuais, eólico e solar, conforme a equação:

$$YF_{w,s} = \lambda_w \cdot YF_w + (1 - \lambda_w) \cdot YF_s \quad (15)$$

### 3.7 Variabilidade na produção de energia híbrida

A variabilidade da produção de energia tem um impacto significativo no planejamento de um parque híbrido e no financiamento do projeto, pois os investidores geralmente preferem uma receita estável. Como resultado, a variabilidade temporal do recurso e sua evolução são

extremamente importantes para o futuro do empreendimento. Desse modo, a variabilidade temporal do recurso é estudada através do coeficiente de variação (COV) da produção média diária da energia híbrida, calculado para cada mês no período de 8 anos. O COV pode ser definido como a razão do desvio padrão ( $\sigma$ ) para o valor médio ( $\bar{X}$ ) de uma amostra estatística:

$$COV_m = \frac{\sigma_m}{\bar{X}_m} \quad (16)$$

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Validação estatística dos recursos eólico e solar

A eficiência das simulações realizadas por modelos atmosféricos, utilizado para estimar a velocidade e direção do vento, são frequentemente validadas usando ferramentas estatísticas para comprovar sua precisão em comparação aos dados observados (JATOBÁ et al., 2017; RAMOS, 2012; RAMOS; LYRA; SILVA JÚNIOR, 2013). Neste sentido, ao avaliar o comportamento entre as simulações do WRF e os dados observados em distintos pontos de medição (Tabela 1), foi possível evidenciar a habilidade do modelo WRF para representação do padrão do vento no estado de Alagoas, a partir dos parâmetros: coeficiente de correlação classificada como moderada (entre 0,55 e 0,66), REQM entre 1,94 a 3,68 m/s no nível de 30m, e 2,11 a 3,82 m/s ao nível de 50m e, que em termos médios das cidades na comparação velocidade do vento e REQM, as análises apontam para 39% e 38% de erro para os níveis de 30m e 50m respectivamente. Já o BIAS entre as cidades avaliadas variam entre -1,86 a 1,74 m/s no nível de 30m, e -1,89 a 1,33 m/s no nível de 50m e, em média ocorre superestimativas das simulações, como pode ser visto através do BIAS médio por cidade de 0,24 m/s para 30m e 0,11m/s para 50m. Em geral, a validação das simulações pontuais nas alturas distintas abordadas apontam que não há impacto significativo das previsões do vento em detrimento do afastamento do solo, como também, a aplicação de redução espacial da grade.

Tabela 1. Valores anuais da velocidade média do vento observada e simulada (WRF\_250m), com os respectivos desvios padrão observado e simulado (WRF\_250m), correlação de Pearson (r), BIAS e RMSE nos níveis de 30 e 50m de altura.

| <b>Altura</b> | <b>Cidades</b>      | $\bar{X}_{OBS}$<br>(m/s) | $\bar{X}_{WRF}$<br>(m/s) | $\sigma_{OBS}$<br>(m/s) | $\sigma_{WRF}$<br>(m/s) | <b>R</b> | <b>BIAS</b><br>(m/s) | <b>REQM</b><br>(m/s) |
|---------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|----------|----------------------|----------------------|
| <b>30 m</b>   | Água Branca         | 6,78                     | 6,81                     | 2,25                    | 1,95                    | 0,56     | -0,03                | 2,05                 |
|               | Maragogi            | 5,44                     | 6,47                     | 1,96                    | 2,15                    | 0,58     | 0,97                 | 2,19                 |
|               | Palmeira dos Índios | 6,11                     | 6,63                     | 2,48                    | 1,95                    | 0,64     | 1,74                 | 3,68                 |
|               | Girau do Ponciano   | 7,24                     | 5,42                     | 2,36                    | 2,03                    | 0,66     | -1,86                | 2,66                 |
|               | Roteiro             | 5,28                     | 5,72                     | 1,79                    | 2,07                    | 0,55     | 0,39                 | 1,94                 |
| <b>50m</b>    | Água Branca         | 7,26                     | 7,18                     | 2,39                    | 1,82                    | 0,56     | -0,14                | 2,11                 |
|               | Maragogi            | 5,84                     | 6,80                     | 2,13                    | 1,94                    | 0,60     | 0,90                 | 2,11                 |
|               | Palmeira dos Índios | 7,03                     | 6,95                     | 2,62                    | 1,78                    | 0,63     | 1,33                 | 3,82                 |
|               | Girau do Ponciano   | 7,66                     | 5,82                     | 2,38                    | 1,95                    | 0,61     | -1,89                | 2,74                 |
|               | Roteiro             | 5,71                     | 6,11                     | 1,91                    | 1,93                    | 0,56     | 0,35                 | 1,89                 |

Fonte: Autor, 2024

A Tabela 2 apresenta levantamento de estudos que utilizaram modelos atmosféricos (RAMS e WRF) com abordagem na investigação do prognóstico do vento para as diversas regiões do Brasil. Dessa maneira, os resultados da validação estatística (Tabela 1), quando comparados à literatura (Tabela 2), foram considerados de satisfatórios a bons. Foi possível notar que as correlações corresponderam às expectativas e os valores extremos de BIAS e REQM obtiveram limites inferiores aos valores da literatura, o que mostra a eficácia do modelo e das configurações adotadas. Entretanto, as particularidades de cada estudo devem ser consideradas, uma vez que há fatores que influenciam os resultados, como por exemplo, o intervalo das séries anemométricas, a resolução temporal e espacial, parametrizações físicas inseridas e avaliação das métricas estatísticas empregadas.

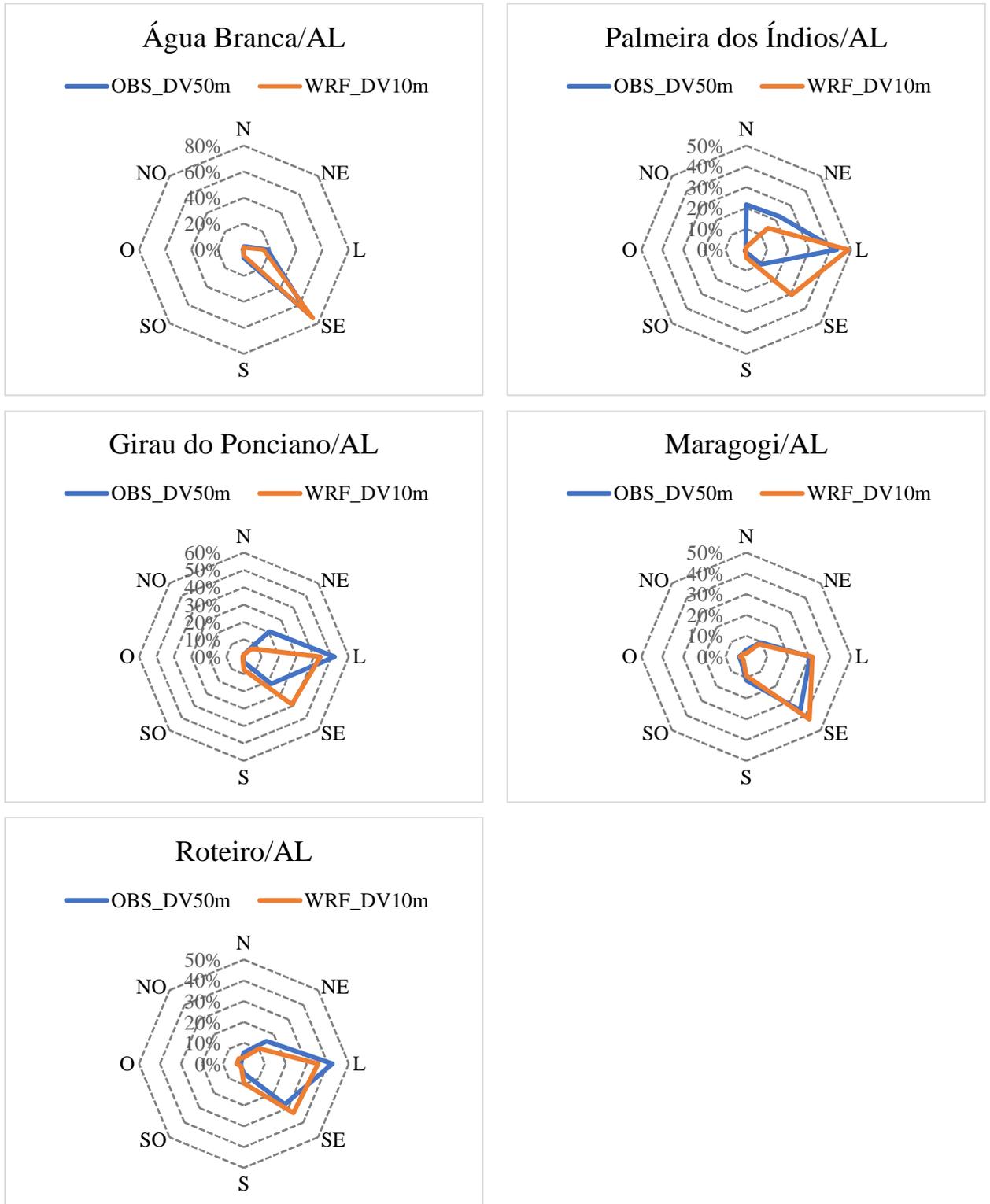
Tabela 2. Estudos que utilizaram os modelos atmosféricos para prognóstico da velocidade do vento no cenário brasileiro levando em consideração correlação de Pearson (r), BIAS e RMSE.

|                      | <b>Grade</b> | <b>Modelo</b> | <b>Região</b>                                     | <b>r</b>    | <b>BIAS<br/>(m/s)</b> | <b>REQM<br/>(m/s)</b> |
|----------------------|--------------|---------------|---|-------------|-----------------------|-----------------------|
| Maria et al. (2008)  | 5 km         | RAMS          | CEARÁ   | 0,42 e 0,81 | -3,07 e -2,22         | 3,37 e 3,22           |
|                      | 1 km         |               |   | 0,54 e 0,79 | -1,62 e -2,20         | 2,03 e 2,98           |
| Ramos et al. (2013)  | 5 km         | WRF           | ALAGOAS   | -           | -0,60 a 2,32          | 2,36 a 3,84           |
| Lima et al. (2015)   | 2 km         | RAMS          | CEARÁ   | 0,58 e 0,90 | -1,80 a -1,01         | -                     |
| Campos et al. (2016) | 3 km         | WRF           | MINAS<br>GERAIS, RIO<br>DE JANEIRO E<br>SÃO PAULO | 0,31 a 0,52 | -1,89 a 0,49          | 2,18 a 3,83           |
| Souza et al. (2022)  | 3 km         | WRF           | BAHIA   | 0,18 a 0,68 | 0,06 a 2,76           | 1,10 a 3,03           |

Fonte: Autor, 2024.

Em termos de distribuição de frequência da direção do vento (Figura 2), verifica-se a pouca diferença na comparação realizada entre os dados observados e simulados, para as cidades de Água Branca, Maragogi e Roteiro. Demonstrando que nestas localidades as simulações estão representando o padrão do vento no quesito direção predominante do vento e em ambas as bases de dados geraram direções variando entre Leste a Sudeste (90 – 135°). Estes padrões da direção do vento no estado de Alagoas também foram obtidos na literatura (COSTA; LYRA, 2012; RAMOS; LYRA; SILVA JÚNIOR, 2013). Já para as demais cidades, Palmeira dos Índios e Girau do Ponciano, notou-se uma suave diferença entre as bases de dados, contudo em termos de vento predominante (maior frequência das direções do vento), ambas mostram ventos da direção Leste. A justificativa para a pequena diferença apontada na Figura 2, deve-se principalmente ao efeito topografia conferir aos pontos de medição características locais para direção, fato este não representado pelo modelo. Assim, sugere-se a melhoria da resolução também para direção do vento simulada.

Figura 2. Distribuição de frequência anual da Direção do vento simulada (WRF\_DV10m) no nível de 10 metros e observada (OBS\_50m) no nível de 50 metros para as cidades de Água Branca, Maragogi, Palmeira dos Índios, Girau do Ponciano e Roteiro.



Fonte: Autor, 2024.

A Tabela 3 mostra a validação estatística entre as simulações atmosféricas e as medições locais. Os valores de  $r$  indicam correlação forte nas cidades incluídas no domínio de estudo. Bem como, observa-se que o WRF-SOLAR tem a tendência de superestimar a irradiância com BIAS médio de 75,7 W/m<sup>2</sup> e detendo REQM entre 188-257 W/m<sup>2</sup>. Essas métricas associam à capacidade do modelo de estimar a radiação solar pertinente aos 8 anos analisados. Nota-se claramente o efeito da nebulosidade nas simulações realizadas, tendo em vista que os piores indicadores estatísticos da eficiência, ocorreram na região litorâneo, cidade de Maceió/AL, melhorando à medida que adentra ao continente, e tendo melhor indicador Palmeira dos Índios/AL pela questão continentalidade e, também à altitude.

Tabela 3. Métricas de validação da radiação solar no período de 2008-2015 sobre as cidades de Maceió/AL, Palmeira dos Índios/AL e Pão de Açúcar/AL.

| <b>Cidades</b>      | <b>r</b> | <b>BIAS<br/>(W/m<sup>2</sup>)</b> | <b>REQM<br/>(W/m<sup>2</sup>)</b> | <b><math>\bar{X}</math> - Observado<br/>(W/m<sup>2</sup>)</b> | <b><math>\bar{X}</math> - Simulado<br/>(W/m<sup>2</sup>)</b> |
|---------------------|----------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|--|
| Maceió              | 0,75     | 77,12                             | 256,85                            | 199,02  | 276,14   |
| Palmeira dos Índios | 0,90     | 76,28                             | 188,04                            | 211,58  | 287,86   |
| Pão de Açúcar       | 0,89     | 71,56                             | 193,32                            | 221,57  | 293,13   |

Fonte: Autor, 2024.

A Tabela 4 apresenta um resumo de estudos que empregaram modelos atmosféricos (BRAMS, WRF) e de transferência radiativa (BRASIL-SR) para investigar o prognóstico da radiação solar em diversas regiões do Brasil. Os resultados da validação estatística (Tabela 3), ao serem comparados com a literatura (Tabela 4), observou-se que os coeficientes de correlação apresentados na referida tabela, refletem as expectativas. Assim como, os valores extremos de BIAS e REQM também estiveram em níveis encontrados pela literatura, comprovando a eficácia do WRF-SOLAR em realizar simulações para a variável de radiação solar. No entanto, é crucial aprimorar as configurações das parametrizações físicas empregadas, uma vez que a cobertura de nuvens é considerada o principal fator de modulação da transmitância atmosférica e as demais propriedades ópticas, que são introduzidas como dados de entrada, juntamente a resolução temporal e espacial.

Tabela 4. Estudos que utilizaram os modelos numéricos e de transferência radiativa no cenário brasileiro levando em consideração correlação de Pearson ( $r$ ), BIAS e RMSE.

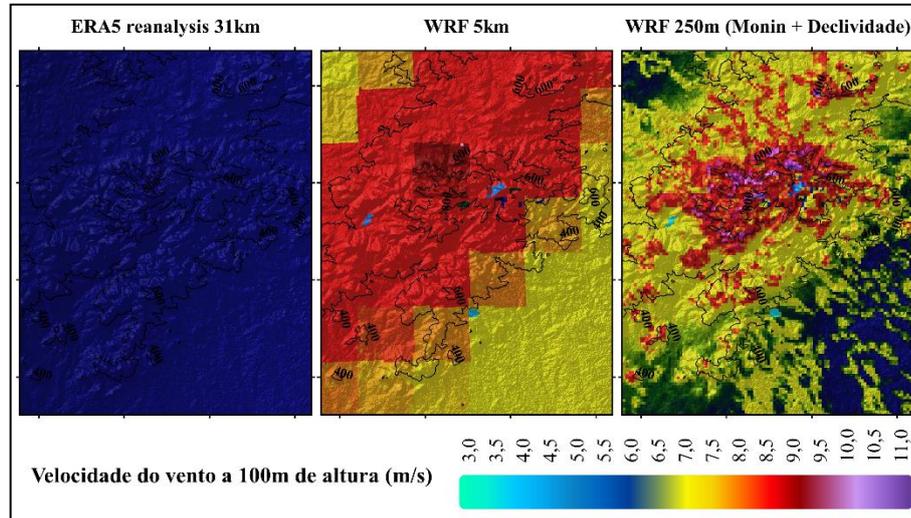
|                       | <b>Grade</b> | <b>Modelo</b> | <b>Região</b> | <b>r</b>    | <b>BIAS<br/>(W/m<sup>2</sup>)</b> | <b>REQM<br/>(W/m<sup>2</sup>)</b> |
|-----------------------|--------------|---------------|---------------|-------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Lima et al. (2016)    | 5 km         | WRF           | NEB           | 0,70 a 0,86 | -9 a 132                          | 160 a 260                         |
| Pereira et al. (2017) | 10 km        | BRASIL-SR     | BRASIL        | 0,81 a 0,98 | -4 a 30                           | 395 e 467                         |
| Lima et al. (2020)    | 5 km         | BRAMS         | PERNAMBUCO    | -           | 50 a 90                           | 130 a 200                         |
|                       |              | WRF           |               | -           | 50 a 100                          | 130 a 195                         |
| Ramos et al. (2020)   | 5 km         | WRF-SOLAR     | NEB           | -           | 6 a 117                           | 266 a 277                         |

Fonte: Autor, 2024.

#### 4.2 Mapeamento da produção de energia eólica

A Figura 3 visa avaliação da intensidade do vento quanto ao aumento da resolução superficial dos dados, passando deste simulações com modelos globais (neste caso o “*ERA5 reanalysis*”, resolução de 31km), simulações com o modelo atmosférico WRF (resolução de 5km), e por fim o refinamento das saídas do modelo WRF com aproximações de estabilidade atmosféricas e declividade do terreno (resolução de 250m). Fica evidente o ganho em detalhamento espacial nas simulações a partir do refinamento de grade em que o fruto do mapeamento eólico de maior resolução em um terreno complexo na porção noroeste do estado de Alagoas. Rodrigo et al. (2017) destaca que existe uma forte ligação entre áreas de forçamentos topográficos e ventos mais intensos, sendo explicado principalmente pela tendência do perfil logaritmo do vento, ou simplesmente pela diminuição da influência da rugosidade superficial com a altura, fato este também melhor representado quando ocorre o aumento da resolução espacial do vento.

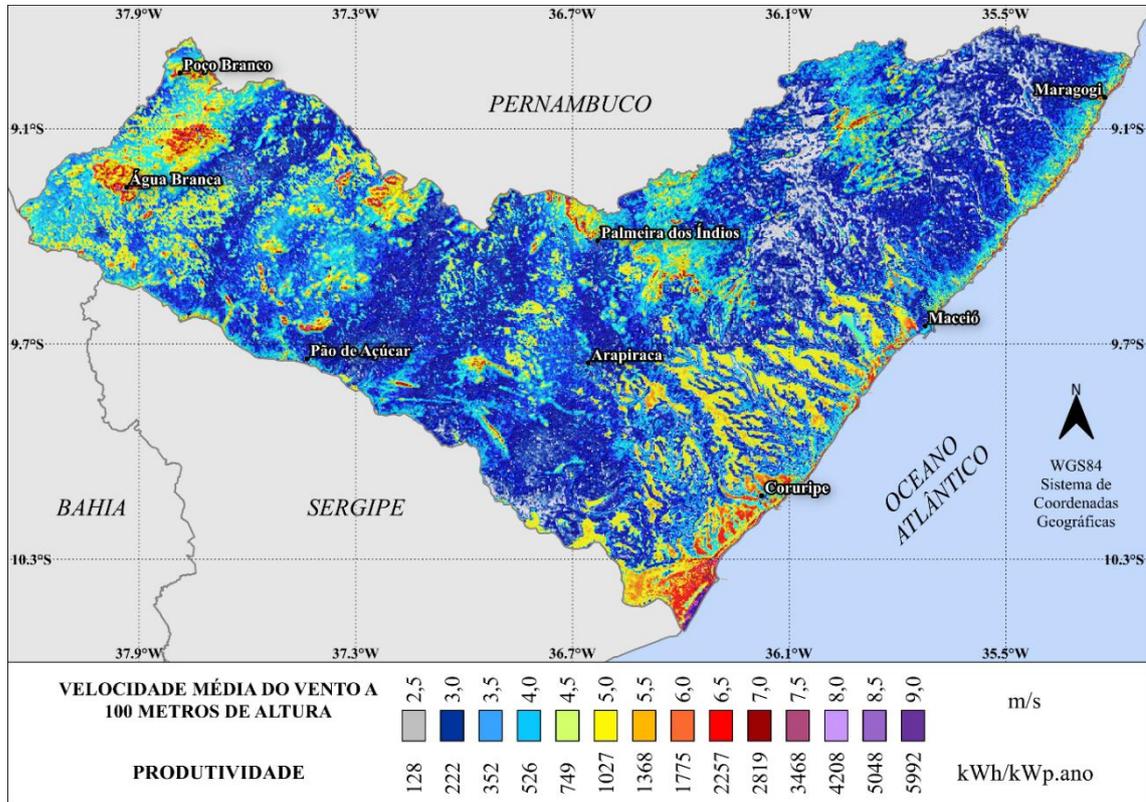
Figura 3. Velocidade do vento a 100 metros de altura para um terreno complexo em Água Branca/AL a partir da reanálise ERA5, reduzida para resolução espacial de 5km pelo WRF e, por fim, empregando o ajuste de declividade e parâmetros de estabilidade atmosférica para resolução de 250m.



Fonte: Autor, 2024.

A Figura 4 apresenta o mapa da velocidade média do vento a 100 metros, proveniente das simulações atmosféricas com redução de grade. O escoamento horizontal da atmosfera fica bem representada pelo refinamento de grade mesmo em situações extremas, como no caso de terrenos complexos e no caso de análises de *micrositing* - campo do posicionamento estratégico dos aerogeradores na área do parque eólico visando a configuração mais promissora em termos econômicos ou de produção de energia. Fica claro ainda, que o uso do modelo WRF ajustado traz ganho quanto a inclusão do tipo de uso do solo, redução da velocidade do vento devido a presença de áreas urbanas, e ainda maior representatividade de áreas acidentadas, devido a diminuição de escala meso (5km) para micro (250m). Em geral, os resultados analisados evidenciaram que a implementação do modelo WRF desempenha um papel crucial na avaliação do potencial eólico. Importante ressaltar que se trata de um modelo de mesoescala, bem como, as simulações geradas foram refinadas para cada grade de 250m, que permitiram melhorias significativas ao aprimorar aspectos como uma descrição mais precisa da classificação do solo e da topografia.

Figura 4. Mapeamento da velocidade do vento a 100 metros e da produção de energia eólica do estado de Alagoas para 100 metros de altura, utilizando o modelo WRF com refinamento de grade, no período 2008-2015.

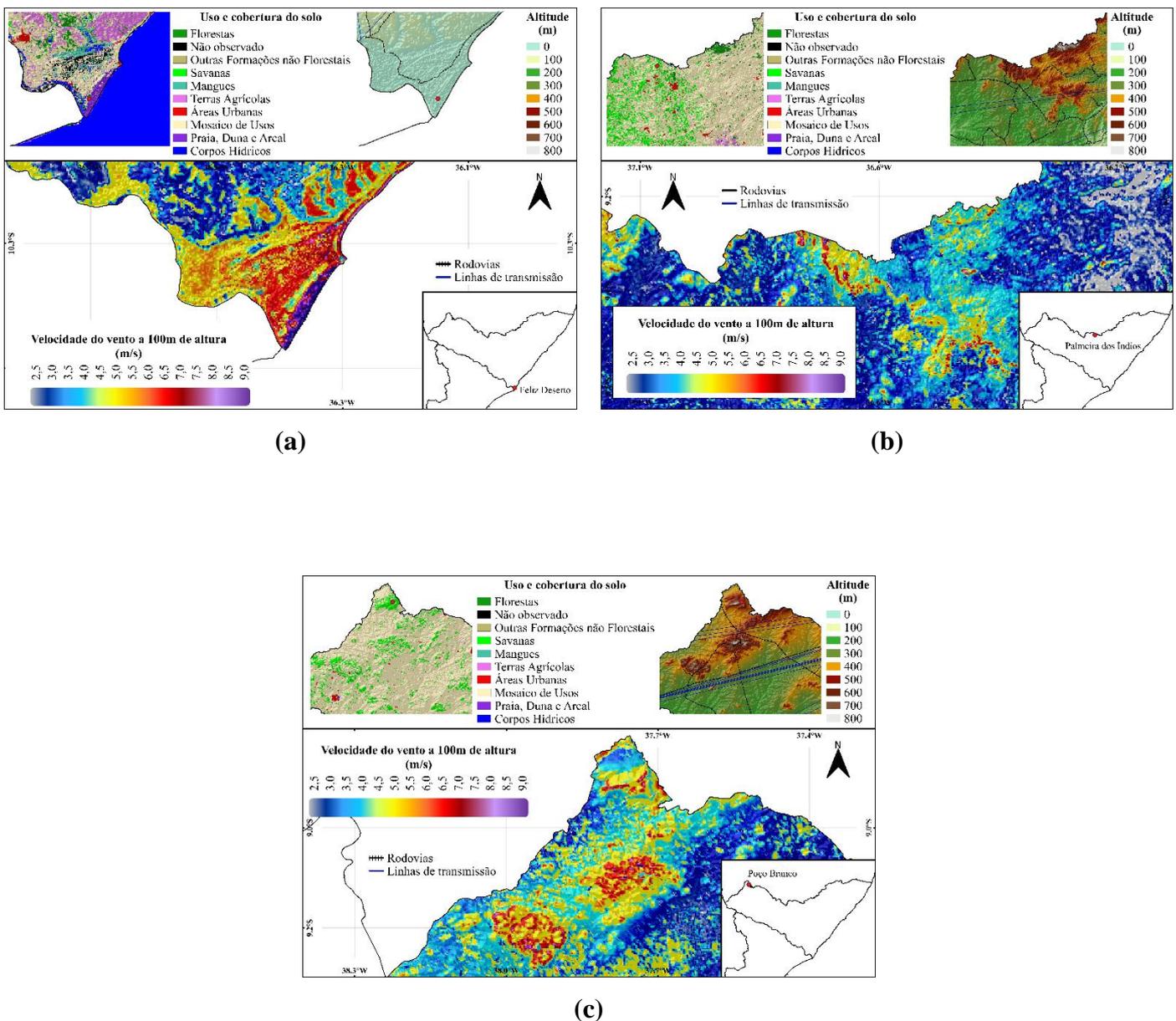


Fonte: Autor, 2024.

As Figuras 5 permitem a abordagem de *micrositing* devido o maior detalhamento nestas áreas promissoras em localidades específicas. É fundamental estimar com maior riqueza de detalhes o potencial explorável do recurso eólico em áreas ditas como promissoras, ou seja, com direção do vento persistente e intensidade acima de 7 m/s (TUY; LEE; CHRENG, 2022), e associados a acessibilidade ao local indicado aqui denominado como logística (ELETROBRÁS, 2008). Concomitante a isso, pode-se citar a canalização do vento nas proximidades do Rio São Francisco, como também a influência dos ventos alísios especialmente nas regiões litorâneas, como Feliz Deserto/AL. De acordo com a classificação da cobertura do solo como areia, baseada nos dados obtidos pelo projeto MapBiomass, essas áreas apresentam condições favoráveis para a ocorrência de ventos mais intensos. Isso ocorre devido à menor rugosidade superficial, que oferece menos resistência ao escoamento do vento, como ilustrado na Figura 6a. Além do mais, a ocorrência de ventos intensos nas cidades de Palmeira dos Índios/AL e Poço Branco/AL (Figuras 5b e 5c) dá-se em virtude da topografia

mais acentuada. Vale ressaltar que em terrenos acidentados não é comum a instalação de aerogeradores no território brasileiro, devido aos altos custos que demanda tal atividade. Por outro lado, essas localidades detêm a vantagem pela proximidade com as linhas de transmissões de energia elétrica e rodovias, juntamente ao elevado aproveitamento eólico em virtude da intensidade do vento variando entre 7 e 9 m/s.

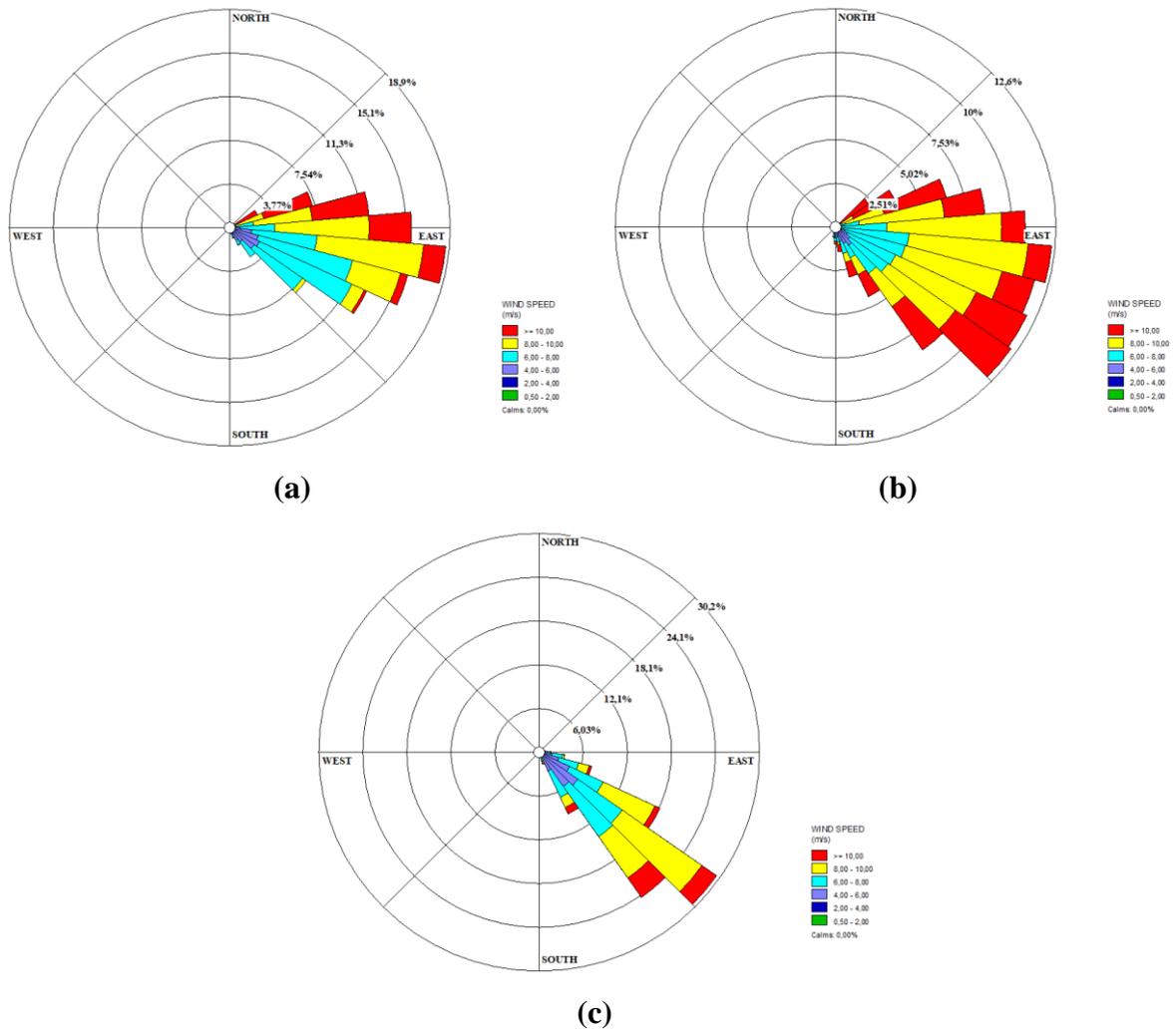
Figura 5. Simulação do *micrositing* utilizando o WRF ajustado para a velocidade do vento a 100m para (a) Feliz Deserto/AL, (b) Palmeira dos Índios/AL e Poço Branco (c), no período 2008-2015.



Fonte: Autor, 2024.

Os resultados apresentados na Figura 6 mostra a frequência relativa da direção do vento para as cidades sinalizadas como promissoras para exploração da energia cinética do vento para geração de energia eólica e busca avaliar a constância do vento, além de definir a direção predominante. Em média, os ventos foram predominantemente nas direções Leste e Sudeste para as três localidades alagoanas avaliadas (Poço Branco/AL, Palmeira dos Índios/AL e Feliz Deserto/AL). Os resultados aqui encontrados corroboram com Costa & Lyra (2012) que também identificaram baixa variabilidade na direção do vento entre as mesorregiões alagoanas do sertão, agreste e litoral.

Figura 6. Distribuição da direção do vento para as cidades de Feliz Deserto (a), Palmeira dos Índios (b) e Poço Branco (c) no período 2008-2015.

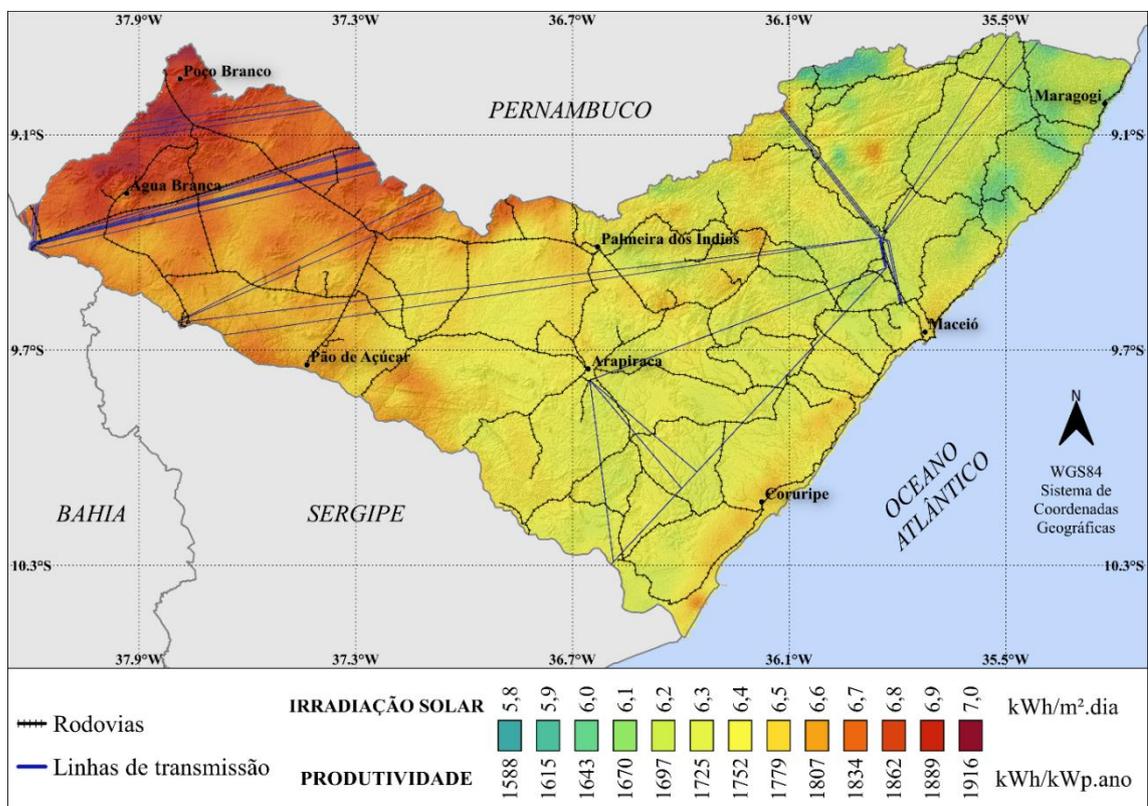


Fonte: Autor, 2024.

### 4.3 Mapeamento da produção de energia solar

Na Figura 7 a média anual da irradiação solar incidente no estado de Alagoas é espacialmente heterogênea, em especial, devido aos diversos sistemas meteorológicos atuantes na região que afetam esta localidade ao longo do ano. Os valores mais baixos de irradiação solar ocorrem na faixa litorânea por consequência de fenômenos meteorológicos como os Vórtices Ciclônicos em Altos Níveis (VCAN), os Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOL), as brisas marítimas e os ventos alísios (LIMA et al., 2016), e ainda o fator continentalidade que proporciona maior nebulosidade na região litorânea e diminuição no interior do continente. Os maiores valores de irradiação solar incidente ocorrem no sertão, abrangendo as cidades de Pão de Açúcar, Água Branca e Poço Branco, que detêm valores em torno de 6,8 kWh/m<sup>2</sup>. Isto é explicado pela presença do Planalto da Borborema na região em transição com a zona da mata que age como barreira topográfica promovendo a convergência dos ventos alísios de sudeste-leste, proporcionando menos chuvas no sertão (menor nebulosidade) e mais chuvas no litoral alagoano (maior nebulosidade) (BARROS et al., 2012; MOURA et al., 2020).

Figura 7. Mapeamento da irradiação solar e da produção de energia solar no estado de Alagoas, entre o período de 2008-2015.



Fonte: Autor, 2024.

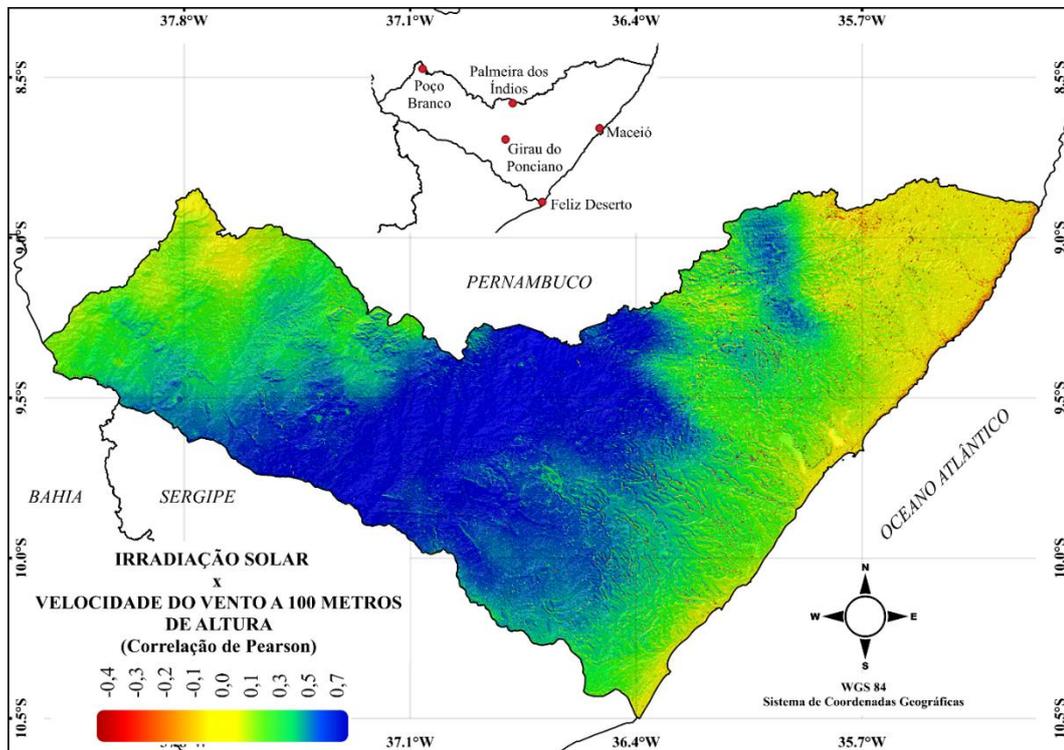
Os critérios ideais adotados para geração centralizada foram irradiação solar superior à 6,0 kWh/m<sup>2</sup>.dia, distância maior que 20km da costa litorânea, proximidade as linhas de transmissão e rodovias; enquanto para geração distribuída foi considerada apenas irradiação solar superior à 5,0 kWh/m<sup>2</sup>.dia (SECTI, 2018). Verifica-se que as regiões do agreste e sertão, além dos elevados níveis de irradiação solar constantes ao longo do ano, também estão de acordo aos limites mínimos de atratividade para investimentos em usina solar capazes de proporcionar um menor custo logístico e aumento da competitividade ao projeto. Quanto a geração distribuída, todo o estado de Alagoas é beneficiado para exploração. No entanto, vale salientar que a instalação de painéis fotovoltaicos na costa litorânea do estado de Alagoas não é viável pois seu rendimento é impactado em detrimento do ambiente marinho que acelera a degradação dos painéis (SECTI, 2018).

Em linhas gerais, o estado de Alagoas apresenta um bom potencial para produção de energia solar, variando entre 1558 e 1916 kWh/kWp.ano. Os resultados estão de acordo com as expectativas conforme o elevado potencial solar já pronunciado na literatura e as condições climáticas que favorecem à maior duração de horas de sol em todo estado. Para fins de comparação, os valores médios obtidos foram confrontados com os de alguns sistemas fotovoltaicos: a produtividade média diária na Índia é de 4,81 kWh/kWp/dia (SUNDARAM; BABU, 2015), em Lesoto de 4,17 kWh/kWp/dia (MPHOLO; NCHABA; MONESE, 2015), na França de 3,75 kWh/kWp/dia (HAFFAF et al., 2021) e em Bangladesh de 2,53 kWh/kWp/dia. Assim, é possível afirmar que a produtividade média está em conformidade com outros sistemas fotovoltaicos ao redor do mundo, bem como, acentua o potencial solar para exploração em todo território.

#### **4.4 Avaliação da complementaridade entre as produções eólica e solar**

O mapa do coeficiente de correlação Pearson diário apresentado na Figura 8 sinaliza valores positivos em torno de 0,7 fortemente pronunciados para a mesorregião do agreste, na qual estão localizadas as cidades de Pão de Açúcar/AL, Girau do Ponciano/AL e Palmeira dos Índios/AL. Dessa maneira, embora essas áreas tenham sido pronunciadas como promissoras para geração eólica e solar, não é demonstrado um caráter complementar diário desses recursos. As cidades de Poço Branco/AL e Feliz Deserto/AL apresentam o baixo potencial a geração híbrida (eólica e solar), já que as variáveis não estão em fase conforme indicam os valores da correlação próximos a zero, sendo classificada como nula.

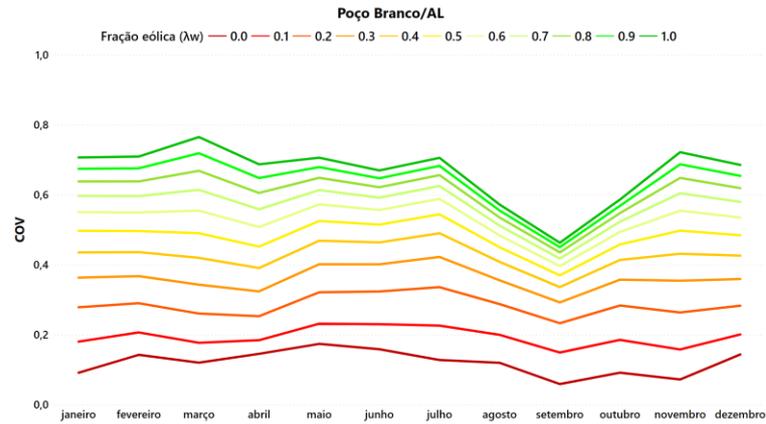
Figura 8. Mapeamento do coeficiente de correlação Pearson diário entre os recursos eólico e solar do estado de Alagoas a partir do modelo atmosférico WRF para o período 2008-2015.



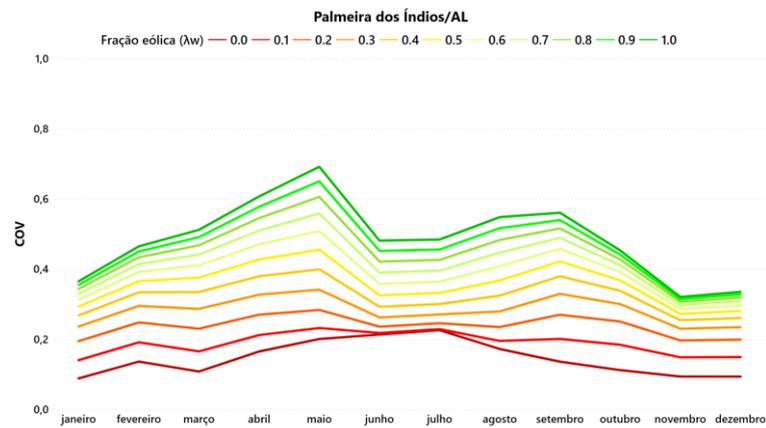
Fonte: Autor, 2024.

Diante da viabilidade de empregar usinas de geração de energia híbrida, surge também a oportunidade de combinações fracionadas entre estas duas fontes para tornar a rede elétrica mais estável a geração destas fontes de energia no tocante a produção sazonal. A Figura 9 mostra a dimensionamento de um sistema híbrido para as cidades promissoras de cada mesorregião com o intuito de reduzir a variabilidade dos recursos eólico e solar, e assim, propor uma geração estável ao longo do ano. Os resultados indicam que a inclusão de energia solar em um sistema híbrido, ou seja, a redução na fração relativa de energia eólica ( $\lambda_w$ ), tem o potencial de reduzir a variabilidade da geração ao longo do ano, ver Figura 9. Em geral, a maior estabilidade na geração de energia para cada mês é mais eficiente nas frações relativas de energia eólica de 0.0 a 0.3, ou seja, entre 100-70% do sistema híbrido proveniente de geração solar. Nota-se que valores maiores de  $\lambda_w$  (maior predominância da geração eólica) implicam na maior instabilidade da geração elétrica, de modo geral, nos meses de março, abril e maio. Logo, não há cenário que resulte em maior variabilidade relativa em qualquer mês do que no cenário 100% com geração eólica ( $\lambda_w=1.0$ ).

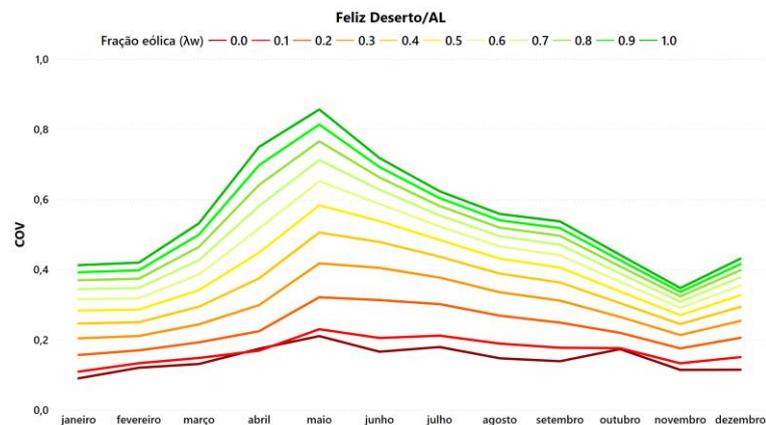
Figura 9. Coeficiente de variação referente a geração híbrida para as cidades de Poço Branco/AL (a), Palmeira dos Índios/AL (b) e Feliz Deserto (c). Cada linha representa um cenário de equilíbrio diferente: a linha verde ( $\lambda_w = 1.0$ ) representa um cenário 100% com geração eólica, enquanto a linha vermelha ( $\lambda_w = 0.0$ ) representa um cenário 100% com geração solar.



(a)



(b)



(c)

Fonte: Autor, 2024.

Os investimentos simultâneos nas fontes eólica e solar tornam-se atrativas tendo em vista que nos meses de estiagem (custo elevado da energia elétrica) há maior disponibilidade de ambas as fontes, como também fortalece a diversificação da matriz elétrica, protegendo-a contra os efeitos das secas (DE JONG et al., 2013). Reforça o bom potencial para exploração de fontes renováveis híbridas (eólica e solar) na região do semiárido alagoano, como feito nas proximidades da cidade de Tacaratu/PE, onde foi instalado o primeiro parque híbrido do Brasil de geração de energia eólica e fotovoltaica - parque denominado FONTES SOLAR e FONTES DOS VENTOS - que produz aproximadamente 340 GWh de energia por ano, quantidade suficiente para abastecer anualmente cerca de 170 mil residências brasileiras (TRANNNIN, 2016). Segundo Viviescas et al. (2019) a região do semiárido nordestino apresenta potencialidade para geração elétrica simultânea em virtude das elevadas velocidades de vento durante a noite, capaz de complementar de recursos solares. Por fim, a hibridização é importante tanto para amenizar os impactos as redes de transmissão, como também, o dimensionamento ideal do parque faz-se necessário de modo a obter menores desvios possíveis já que a produção dessas fontes pode ser afetada por sua sazonalidade.

## **5. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Este estudo mostra que as simulações do vento, tanto em velocidade quanto em direção, realizada pelo modelo atmosférico WRF, alcançaram os objetivos estabelecidos, evidenciando índices estatísticos superiores em comparação com outras pesquisas similares. As maiores dificuldades foram encontradas para as simulações realizadas através do WRF-SOLAR para a variável meteorológica da irradiação solar, uma vez que as métricas estatísticas apontaram discrepâncias significativas em relação a outros estudos semelhantes.

As simulações a partir do modelo WRF com processo de redução de grade a partir dos parâmetros de estabilidade e declividade, resulta no mapeamento eólico estado de Alagoas com maior resolução em áreas de maior rugosidade aerodinâmica e de terreno complexo. O recurso eólico é significativamente aumentado em áreas bem expostas que eram subestimadas por modelos de resolução grosseira, e as áreas de alto potencial de energia eólica tornam-se mais bem identificadas. O estado de Alagoas apresenta maior variabilidade espacial, variando entre 128 a 5992 kWh/kWp, sendo o maior aproveitamento eólico esperado em regiões onde ocorre a canalização do vento e terrenos mais elevados. De modo geral, esses resultados encontrados superam valores relatados de plantas eólicas em diversas localidades no mundo.

A análise da radiação solar do WRF-SOLAR mostrou-se uma fonte de informação essencial para o levantamento do potencial solar, permitindo a identificação de áreas promissoras para o desenvolvimento de geração elétrica centralizada e distribuída. Os resultados mostraram que o estado de Alagoas possui um elevado potencial para a exploração do recurso solar durante o ano, variando entre 1558 e 1916 kWh/kWp. Superando valores de plantas de energia solar em várias regiões ao redor do mundo. Entretanto, ainda há espaço para aprimoramentos nas simulações. Sugere-se a necessidade de melhoria da representação da cobertura de nuvens tendo em vista que as configurações físicas inseridas não reproduzem com assertividade os processos convectivos e a microfísica das nuvens locais ao longo do ano.

A análise da complementaridade dos recursos eólico e solar no estado de Alagoas, demonstra que as médias diárias das velocidades do vento para a cidade de Poço Branco/AL exibem uma fraca anticorrelação com as médias diárias das irradiâncias, apresentando valores de correlação de Pearson próximos a zero. A aplicação dos cenários de geração híbrida permitiu avaliar a estabilidade elétrica entre a produtividade eólica e solar ao longo do ano. Nota-se que o aumento da capacidade de produção solar em relação à eólica traz uma maior segurança energética, até uma razão de capacidade de aproximadamente 70:30 entre solar e eólica, respectivamente.

Outra característica importante considerada é a acessibilidade para Poço Branco/AL, área considerada promissora a complementaridade eólica e solar, com as rodovias e as linhas de transmissão, devido a logística envolvida para instalação do empreendimento e o alto custo para ampliação das linhas de transmissão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, R. et al. A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 124, n. June 2019, p. 109792, 2020.

ALEXANDER, M.; SCOTT, J. The influence of ENSO on air-sea interaction in the Atlantic. **Geophysical Research Letters**, v. 29, n. 14, p. 46-1-46-4, jul. 2002.

ALEXANDRI, G. et al. A high resolution satellite view of surface solar radiation over the climatically sensitive region of Eastern Mediterranean. **Atmospheric Research**, v. 188, p. 107–121, 2017.

ANDRADE, L. C.; MATTEI, L. a ( in ) Sustentabilidade Da Matriz. v. 19, p. 9–36, 2013.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**. , 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/registre-na-expansao-da-geracao-matriz-eletrica-brasileira-teve-aumento-de-10-3-gw-em-2023>>

BARROS, A. H. C. et al. Climatologia do Estado de Alagoas. **Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento, EMBRAPA Solos**, **211**, p. 32, 2012.

BETT, P. E.; THORNTON, H. E. The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain. **Renewable Energy**, v. 87, p. 96–110, mar. 2016.

BHATTACHARYA, B. K. et al. Assessing solar energy potential using diurnal remote-sensing observations from Kalpana-1 VHRR and validation over the Indian landmass. **International Journal of Remote Sensing**, v. 34, n. 20, p. 7069–7090, 2013.

BP. Statistical Review of World Energy 2023. **BP Energy Outlook 2023**, v. 70, p. 8–20, 2023.

CAMPOS, B. DE et al. Circulações locais induzidas pela topografia no Vale do Paraíba e na Serra da Mantiqueira: um estudo de caso para o período de 16 e 22 de agosto de 2010. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 09, p. 753–765, 2016.

CAMPOS, É. F. DE et al. Hybrid power generation for increasing water and energy securities during drought: Exploring local and regional effects in a semi-arid basin. **Journal of Environmental Management**, v. 294, n. April, 2021a.

CAMPOS, É. F. DE et al. Hybrid power generation for increasing water and energy securities during drought: Exploring local and regional effects in a semi-arid basin. **Journal of Environmental Management**, v. 294, n. June, 2021b.

CAMPOS, R. A.; NASCIMENTO, L. R. DO; RÜTHER, R. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 221, n. July, p. 113160, out. 2020.

CARPENEDO, C. B.; AMBRIZZI, T. South atlantic subtropical anticyclone associated with the southern annular mode and climate impacts in Brazil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 35, n. 4, p. 605–613, 2020.

CHEN, F.; DUDHIA, J. Coupling an Advanced Land Surface–Hydrology Model with the Penn State–NCAR MM5 Modeling System. Part I: Model Implementation and Sensitivity. **Monthly Weather Review**, v. 129, n. 4, p. 569–585, abr. 2001.

CHENG, X. et al. Studies on the improvement of modelled solar radiation and the attenuation effect of aerosol using the WRF-Solar model with satellite-based AOD data over north China. **Renewable Energy**, v. 196, p. 358–365, 2022.

COSTA, G. B.; LYRA, R. F. DA F. Análise dos padrões de vento no Estado de Alagoas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 27, n. 1, p. 31–38, 2012.

DE JONG, P. et al. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 526–535, 2013.

DENG, A. et al. Implementation and Evaluation of a New Shallow Convection Scheme in WRF. **26th Conf. on Weather Analysis and Forecasting/22nd Conf. on Numerical Weather Prediction**, 2014.

DEVORE, J. L. **Probabilidade e estatística para engenharia e ciências**.

D'ISIDORO, M. et al. Estimation of solar and wind energy resources over Lesotho and their complementarity by means of WRF yearly simulation at high resolution. **Renewable Energy**, v. 158, p. 114–129, 2020.

DORVAL, J.; MASSON, C.; GAGNON, Y. On the Improvement of Wind Power Predictions Based on Terrain Characteristics and Measurements of the Annual Energy Production. **Journal of Flow Control, Measurement & Visualization**, v. 05, n. 01, p. 1–20, 2017.

DOYLE, G. N. D. DE et al. Impact of regulatory changes on economic feasibility of distributed generation solar units in Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 48, n. September, p. 101660, dez. 2021.

ELETROBRÁS. **Estado de Alagoas Atlas Eólico**. 2008.

EPE. Plano Decenal de expansão de Energia - Brasil 2031. **Ministério de Minas e Energia**, p. 447, 2022.

FOKEN, T. 50 Years of the Monin–Obukhov Similarity Theory. **Boundary-Layer Meteorology**, v. 119, n. 3, p. 431–447, 20 jun. 2006.

GALLARDO, R. P.; RÍOS, A. M.; RAMÍREZ, J. S. Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico. **Journal of Cleaner Production**, v. 268, 2020.

GARLET, T. B. et al. Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 111, n. May, p. 157–169, 2019.

GONÇALVES, A. R. **Hibridização de usinas solares e eólicas e sua complementariedade no Brasil**. [s.l.] Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2021.

GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S. CENÁRIOS DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOLAR E EÓLICA. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018.

GRELL, G. A.; DÉVÉNYI, D. A generalized approach to parameterizing convection combining ensemble and data assimilation techniques. **Geophysical Research Letters**, v. 29, n. 14, p. 10–13, 25 jul. 2002.

HAFFAF, A. et al. Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the Mulhouse campus, France. **Energy for Sustainable Development**, v. 62, p. 44–55, 2021.

HEDEGAARD, K.; LARSEN, S. **Wind speed and direction changes due to terrain effects revealed by climatological data from two sites in Jutland.**

IDE E ESTER, F. S.; ITO, R. K. Análise da Variabilidade do Vento na Costa Leste da Região Nordeste do Brasil. p. 127–130, 2000.

JAIN, S.; SINGH, C.; TRIPATHI, A. K. A Flexible and Effective Method to Integrate the Satellite-Based AOD Data into WRF-Solar Model for GHI Simulation. **Journal of the Indian Society of Remote Sensing**, v. 49, n. 11, p. 2797–2813, 2021.

JATOBÁ, B. R. G. et al. Avaliação do Potencial Eólico para a cidade de Craibas-AL utilizando o modelo meteorológico WRF em alta resolução. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, v. 6, n. 4, p. 24, 11 out. 2017.

JIMENEZ, P. A. et al. WRF-Solar: Description and Clear-Sky Assessment of an Augmented NWP Model for Solar Power Prediction. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 97, n. 7, p. 1249–1264, 1 jul. 2016.

JURASZ, J. et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, n. October 2019, p. 703–724, 2020.

KHALID, A. M. et al. Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 1139–1158, 2016.

KRELL, A. J.; DE CASTRO E SOUZA, C. B. A sustentabilidade da matriz energética brasileira: o marco regulatório das energias renováveis e o princípio do desenvolvimento sustentável. **Revista de Direito Econômico e Socioambiental**, v. 11, n. 2, p. 157, 28 dez. 2020.

KRISHNAN, N.; KUMAR, K. R.; INDA, C. S. How solar radiation forecasting impacts the utilization of solar energy: A critical review. **Journal of Cleaner Production**, v. 388, n. October 2022, p. 135860, 2023.

LETU, H. et al. High-resolution retrieval of cloud microphysical properties and surface solar radiation using Himawari-8/AHI next-generation geostationary satellite. **Remote Sensing of Environment**, v. 239, n. 20, p. 111583, 2020.

LIMA, D. K. S. et al. Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, n. 2015, p. 203–221, 2015.

LIMA, F. et al. Comparing solar data from NWP models for Brazilian territory. **IEEE Latin America Transactions**, v. 18, n. 05, p. 899–906, maio 2020.

LIMA, F. J. L. et al. Forecast for surface solar irradiance at the Brazilian Northeastern region using NWP model and artificial neural networks. **Renewable Energy**, v. 87, p. 807–818, mar. 2016.

LIN, Y.-L.; FARLEY, R. D.; ORVILLE, H. D. Bulk Parameterization of the Snow Field in a Cloud Model. **Journal of Climate and Applied Meteorology**, v. 22, n. 6, p. 1065–1092, jun. 1983.

LUIZ, E. W. et al. Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones. **Solar Energy**, v. 167, n. December 2017, p. 210–219, 2018.

MARIA, P. H. S. DE; COSTA, A. A.; SOMBRA, S. S. Modelagem numérica em alta resolução para previsão de geração de energia eólica no Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 4, p. 477–489, dez. 2008.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. **Solar Energy**, v. 81, n. 4, p. 517–528, 2007.

MAS, J.-F.; NOGUEIRA DE VASCONCELOS, R.; FRANCA-ROCHA, W. Analysis of High Temporal Resolution Land Use/Land Cover Trajectories. **Land**, v. 8, n. 2, p. 30, 6 fev. 2019.

MELLOR, G. L.; YAMADA, T. A Hierarchy of Turbulence Closure Models for Planetary Boundary Layers. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 31, n. 7, p. 1791–1806, out. 1974.

MLAWER, E. 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. 14, p. 16663–16682, 1997.

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico?\\_20\\_displayStyle=descriptive&p\\_p\\_id=20](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20)>.

MONFORTI, F. et al. Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach. **Renewable Energy**, v. 63, n. 2014, p. 576–586, 2014.

MONIN, A. S.; OBUKHOV, A. M. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. **Contrib. Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR**, n. 151, p. 163–187, 1954.

MONTEIRO, L. A.; SENTELHAS, P. C.; PEDRA, G. U. Assessment of NASA/POWER satellite-based weather system for Brazilian conditions and its impact on sugarcane yield simulation. **International Journal of Climatology**, v. 38, n. 3, p. 1571–1581, 7 mar. 2018.

MOURA, G. B. D. A. et al. Identificação de Preditores Para as Chuvas do Setor Leste do Nordeste do Brasil Utilizando Análise de Correlação Canônica. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 13, n. 4, p. 1463, 2020.

MPHOLO, M.; NCHABA, T.; MONESE, M. Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoeshoe I International Airport, Lesotho. **Renewable Energy**, v. 81, n. 2015, p. 845–852, 2015.

OLIVEIRA, S. S. DE. **Análise do potencial eólico do Estado da Paraíba utilizando modelos de mesoescala**. [s.l.] Universidade Federal de Campina Grande, 2013.

OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste brasileiro utilizando o RAMS: os casos de 1973-1974 e 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, n. 1, p. 53–66, 2011.

PEDRUZZI, R. et al. Review of mapping analysis and complementarity between solar and wind energy sources. **Energy**, v. 283, n. July, 2023.

PEREIRA, E. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. [s.l.] Universidade Federal de São Paulo, 2017.

PINTO, L. I. C.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais. **Ambiente e Agua - An Interdisciplinary Journal of Applied Science**, 23 nov. 2017.

PLEIM, J. E. A Combined Local and Nonlocal Closure Model for the Atmospheric Boundary Layer. Part I: Model Description and Testing. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 46, n. 9, p. 1383–1395, 1 set. 2007.

PRASAD, A. A.; TAYLOR, R. A.; KAY, M. Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. **Applied Energy**, v. 190, p. 354–367, 2017.

RAMOS, D. N. DA S. **Mapeamento Eólico do Estado de Alagoas utilizando ferramentas computacionais e dados observados**. [s.l.] Universidade Federal de Alagoas, 2012.

RAMOS, D. N. DA S. et al. **AVALIAÇÃO PRELIMINAR DO MODELO WRF-SOLAR PARA PREVISÃO DE CURTO PRAZO DAS IRRADIÂNCIAS GLOBAL HORIZONTAL E DIRETA NORMAL**. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...2020**. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/760>>

RAMOS, D. N. DA S.; LYRA, R. F. DA F.; SILVA JÚNIOR, R. S. DA. Previsão do vento utilizando o modelo atmosférico WRF para o estado de Alagoas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 28, n. 2, p. 163–172, jun. 2013.

REINDL, T. et al. Energy meteorology for accurate forecasting of PV power output on different time horizons. **Energy Procedia**, v. 130, p. 130–138, 2017.

RUIZ-ARIAS, J. A.; DUDHIA, J.; GUEYMARD, C. A. A simple parameterization of the short-wave aerosol optical properties for surface direct and diffuse irradiances assessment in a numerical weather model. **Geoscientific Model Development**, v. 7, n. 3, p. 1159–1174, 17 jun. 2014.

SANTOS, J. A. F. DE A. et al. Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil. **Utilities Policy**, v. 67, n. April 2019, p. 101084, dez. 2020.

SANZ RODRIGO, J. et al. Mesoscale to microscale wind farm flow modeling and evaluation. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment**, v. 6, n. 2, 2017.

SATHE, A.; BIERBOOMS, W. Influence of different wind profiles due to varying atmospheric stability on the fatigue life of wind turbines. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 75, n. 1, p. 012056, 1 jul. 2007.

SAYAGO, S. et al. Daily solar radiation from NASA-POWER product: assessing its accuracy considering atmospheric transparency. **International Journal of Remote Sensing**, v. 41, n. 3, p. 897–910, 2020.

SECTI. **Atlas solar: Bahia**.

SILVA, A. R. et al. Complementarity of Brazils hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413–427, 2016.

SILVA, B. B. DA et al. Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 6, p. 431–439, 2002.

SILVA, L. C. DA et al. **Implantação de parques eólico no Brasil**. XXXV Encontro Nacional de Engenharia de produção. **Anais...2015**.

SILVA, T. C. et al. Technical and economical evaluation of the photovoltaic system in Brazilian public buildings: A case study for peak and off-peak hours. **Energy**, v. 190, n. 482, 2020.

SOLANO, J. C. et al. Correlation between the wind speed and the elevation to evaluate the wind potential in the southern region of Ecuador. **Energy Reports**, v. 7, p. 259–268, set. 2021.

SOUKISSIAN, T. H.; KARATHANASI, F. E.; ZARAGKAS, D. K. Exploiting offshore wind and solar resources in the Mediterranean using ERA5 reanalysis data. **Energy Conversion and Management**, v. 237, p. 114092, 2021.

SOUZA, N. B. P. DE et al. Wind mapping using the mesoscale WRF model in a tropical region of Brazil. **Energy**, v. 240, n. April 2022, p. 122491, 2022.

SUNDARAM, S.; BABU, J. S. C. Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India. **Energy Conversion and Management**, v. 100, n. 2015, p. 429–439, 2015.

TAN, Q. et al. Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind-photovoltaic-hydropower system considering forecast uncertainty. **Applied Energy**, v. 285, n. January, p. 116442, 2021.

THOMPSON, G. et al. Explicitly-coupled cloud physics and radiation parameterizations and subsequent evaluation in WRF high-resolution convective forecasts. **Atmospheric Research**, v. 168, p. 92–104, fev. 2016.

TOLMASQUIM, M. T. et al. Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil. **Energy Policy**, v. 158, 2021a.

TOLMASQUIM, M. T. et al. Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil. **Energy Policy**, v. 158, 2021b.

TRANNIN, M. **DESAFIOS E OPORTUNIDADES PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES RENOVÁVEIS NO BRASIL** Caderno Opinião.

TROEN, I.; LUNDTANG PETERSEN, E. **European wind atlas - Errata**.

VAMVAKAS, I. et al. Estimation of global horizontal irradiance using satellite-derived data across Middle East-North Africa: The role of aerosol optical properties and site-adaptation methodologies. **Renewable Energy**, v. 157, p. 312–331, 2020.

VELLOSO, M. F. A.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Case study for hybrid power generation combining hydro- and photovoltaic energy resources in the Brazilian semiarid region. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 21, n. 5, p. 941–952, 16 jul. 2019.

VIVIESCAS, C. et al. Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, n. November 2017, 2019.

XIE, Y.; SENGUPTA, M.; DUDHIA, J. A Fast All-sky Radiation Model for Solar applications (FARMS): Algorithm and performance evaluation. **Solar Energy**, v. 135, p. 435–445, out. 2016.