

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS A. C. SIMÕES
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

LUAN SANTOS DE OLIVEIRA SILVA

**AVALIAÇÃO ESPAÇO-TEMPORAL DA COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS
ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS PARA O NORDESTE DO BRASIL**

Maceió, AL
Julho, 2026

LUAN SANTOS DE OLIVEIRA SILVA

**AVALIAÇÃO ESPAÇO-TEMPORAL DA COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS
ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS PARA O NORDESTE DO BRASIL**

Trabalho de Dissertação apresentado ao
Programa de Pós-Graduação em Meteorologia
da Universidade Federal de Alagoas, como
requisito à obtenção do título de Mestre em
Meteorologia.

Orientador: Prof. Dr. Rosiberto Salustiano da
Silva Junior.

Coorientador: Dr. Diogo Nunes da Silva Ramos.

Maceió, AL

Julho, 2026

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico
Bibliotecária Myrtes Vieira do Nascimento CRB4/1680

S586a Silva, Luan Santos de Oliveira.
Avaliação espaço-temporal da complementaridade entre as energias renováveis
variáveis para o Nordeste do Brasil / Luan Santos de Oliveira Silva. – 2026.
81 f.: il.

Orientação: Rosiberto Salustiano da Silva Junior.
Coorientação: Diogo Nunes da Silva Ramos.
Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas.
Instituto de Ciências Atmosféricas. Programa de Pós-Graduação em Meteorologia.
Maceió, 2026.

Referências: f. 70-81

1. Energias renováveis. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. 4. Energia hidrelétrica.
5. Nordeste do Brasil. I. Título.

CDU: 551.5



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

CERTIFICADO DE APRESENTAÇÃO

N.º de ordem: MET-UFAL-MS-217.

***“AVALIAÇÃO ESPAÇO-TEMPORAL DA COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS ENERGIAS
RENOVÁVEIS VARIÁVEIS PARA O NORDESTE DO BRASIL.”***

LUAN SANTOS DE OLIVEIRA SILVA

Dissertação submetida ao colegiado do Curso de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas - UFAL, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Meteorologia.

Aprovado pela Banca Examinadora composta por:

Documento assinado digitalmente
gov.br ROSIBERTO SALUSTIANO DA SILVA JÚNIOR
Data: 20/07/2026 08:30:39-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Rosiberto Salustiano da Silva Júnior
(Orientador)

Assinado digitalmente por:
Diogo Nunes da Silva Ramos
CPF: ***.300.584-**
Certificado emitido por Ac Senai Bahia
Data: 20/07/2026 15:16:50 -03:00 **SENAI**

Prof. Dr. Diogo Nunes da Silva Ramos
(Coorientador)

Documento assinado digitalmente
gov.br JOSE FRANCISCO DE OLIVEIRA JÚNIOR
Data: 22/07/2026 07:48:08-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. José Francisco de Oliveira Júnior
(Membro Interno)

Documento assinado digitalmente
gov.br FERNANDO RAMOS MARTINS
Data: 22/07/2026 08:16:46-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Fernando Ramos Martins
(Membro Externo)

JULHO/2026

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 Diogo Nunes da Silva Ramos, Jose Francisco de Oliveira Junior e Fernando Ramos Martins, pelas sugestões e contribuições.
- A minha família sempre estar presente e ter dado grande apoio ao longo da vida.
- Aos meus queridos amigos pelo apoio, incentivo generosidade, cumplicidade e por serem sinônimo de inspiração.
- A UFAL e CAPES 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 uso crescente de fontes de energia renováveis variáveis (FERV) no setor elétrico brasileiro amplia a necessidade de compreender como a variabilidade espaço-temporal dos recursos naturais pode ser explorada de forma complementar, sobretudo em regiões com elevada participação no país, como o Nordeste do Brasil (NEB). Nesse contexto, este estudo teve como objetivo avaliar a complementaridade espaço-temporal entre as fontes hídrica, solar e eólica no NEB, em escalas mensal e horária, a partir da regionalização de padrões meteorológicos homogêneos e da análise de empreendimentos representativos de geração com foco na previsão do dia seguinte. Na escala mensal, foram utilizados dados de velocidade do vento a 100 m e de irradiação solar obtidos da reanálise ERA5, além de dados de precipitação provenientes do produto MERGE/CPTEC. Esses dados foram combinados à técnica de análise de agrupamento hierárquico para identificar regiões homogêneas quanto à disponibilidade de recursos energéticos. A componente hídrica foi representada pela série do nível do reservatório de Sobradinho, localizado no estado da Bahia, por sua importância estratégica no subsistema nordeste. Com base nessas regionalizações, aplicou-se um índice de complementaridade temporal entre três fontes para quantificar o grau de complementaridade entre diferentes combinações regionais. Os resultados indicaram complementaridade forte nas combinações entre as áreas de maior potencial eólico do litoral e da faixa de transição para o interior, o reservatório de Sobradinho e as regiões homogêneas de irradiação solar situadas no setor oriental do NEB e no sul da Bahia. As combinações dessas mesmas áreas eólicas com a região homogênea de maior potencial solar, localizada predominantemente no interior do NEB, apresentaram complementaridade moderada, enquanto valores inferiores foram observados nas combinações com as demais regiões homogêneas de irradiação solar. Esses padrões refletem a defasagem sazonal entre os recursos, com compensação entre os máximos eólicos, a variabilidade da disponibilidade solar e a contribuição reguladora da fonte hídrica. Na escala horária, as previsões do modelo WRF foram utilizadas para representar os recursos eólicos nos parques Alegria I (RN) e Serra do Assuruá (BA) enquanto as previsões de irradiação solar do MPAS representaram o recurso solar da usina fotovoltaica de São Gonçalo (PI). Assim, a combinação entre Serra do Assuruá e São Gonçalo apresentou menor necessidade de compensação hídrica idealizada associada à hidrelétrica de Sobradinho, em comparação com a combinação entre Alegria I e o recurso solar. Esse resultado indica uma defasagem temporal mais favorável entre os recursos eólico e solar no arranjo que envolve Serra do Assuruá, sobretudo pela maior contribuição eólica nos períodos de baixa ou nula disponibilidade solar. Em geral, a metodologia adotada em programação de compromisso mostrou-se adequada para quantificar a interação temporal entre as FERV, e assim contribui para o planejamento energético regional e para a operação de curto prazo ao fornecer subsídios para a operação coordenada do sistema elétrico.

Palavras-chave: Complementaridade energética; energia eólica; energia solar; energia hídrica; Nordeste do Brasil.

ABSTRACT

The growing use of variable renewable energy sources (VRES) in the Brazilian electricity sector increases the need to understand how the spatiotemporal variability of natural resources can be exploited in a complementary manner, especially in regions with a high share of the country's generation, such as Northeast Brazil (NEB). In this context, this study aimed to assess the spatiotemporal complementarity among hydropower, solar, and wind sources in NEB, at monthly and hourly scales, based on the regionalization of homogeneous meteorological patterns and the analysis of representative generation projects with a focus on day-ahead forecasting. At the monthly scale, wind speed data at 100 m and solar irradiation data obtained from the ERA5 reanalysis were used, in addition to precipitation data from the MERGE/CPTEC product. These data were combined with hierarchical cluster analysis to identify homogeneous regions in terms of energy resource availability. The hydropower component was represented by the reservoir level series of Sobradinho, located in the state of Bahia, due to its strategic importance in the Northeast subsystem. Based on these regionalizations, a temporal complementarity index among three sources was applied to quantify the degree of complementarity among different regional combinations. The results indicated strong complementarity in combinations involving the areas with the highest wind potential along the coast and the transition zone toward the interior, the Sobradinho reservoir, and the homogeneous solar irradiation regions located in the eastern sector of NEB and in southern Bahia. Combinations of these same wind areas with the homogeneous region of highest solar potential, located predominantly in the interior of NEB, showed moderate complementarity, while lower values were observed in combinations with the other homogeneous solar irradiation regions. These patterns reflect the seasonal lag among the resources, with compensation between wind maxima, variability in solar availability, and the regulating contribution of hydropower. At the hourly scale, WRF model forecasts were used to represent wind resources at the Alegria I (RN) and Serra do Assuruá (BA) wind farms while MPAS solar irradiance forecasts represented the solar resource at the São Gonçalo (PI) photovoltaic plant. Thus, the combination of Serra do Assuruá and São Gonçalo showed a lower need for idealized hydropower compensation associated with the Sobradinho hydroelectric plant, compared with the combination of Alegria I and the solar resource. This result indicates a more favorable temporal lag between wind and solar resources in the arrangement involving Serra do Assuruá, particularly due to the greater wind contribution during periods of low or zero solar availability. In general, the methodology adopted in unit commitment proved suitable for quantifying the temporal interaction among VRES, and thus contributes to regional energy planning and short-term operation by providing support for the coordinated operation of the power system.

Keywords: Energy complementarity; wind energy; solar energy; hydropower; Northeast Brazil.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução das fontes renováveis matriz elétrica brasileira.	20
Figura 2 – Informações dos setores de emissão.	21
Figura 3 – Participação das fontes na matriz elétrica.	21
Figura 4 – Rede de transmissão do SIN, com destaque para as linhas de transmissão existentes e a divisão espacial em subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul).	22
Figura 5 – Intercâmbio de energia elétrica no SIN, representado pela exportação líquida anual (MWmed) dos subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, no período de 2010 a 2024. Valores positivos indicam exportação líquida de energia, enquanto valores negativos indicam importação líquida.	23
Figura 6 – Geração de eletricidade de baixo carbono por tecnologia e participação no fornecimento global de eletricidade, para o ano de referência de 2020. Participação na geração total de eletricidade (eixo direito).	24
Figura 7 – Instalação fotovoltaica acumulada global por região.	25
Figura 8 – Desenvolvimento histórico das instalações totais (em GW).	27
Figura 9 – Representação dos principais sistemas atmosféricos em multiescala que influenciam o NEB, em interação com a infraestrutura energética (usinas fotovoltaicas, parques eólicos e o reservatório de Sobradinho) e com a bacia do rio São Francisco.	29
Figura 10 – Conceito de complementaridade explicado usando uma onda senoidal.	32
Figura 11 – Diagrama sistematizando possíveis análises de complementariedade entre fontes renováveis assim como respectivas escalas de variabilidade.	33
Figura 12 – Representação dos principais sistemas atmosféricos em multiescala que influenciam o NEB, em interação com a infraestrutura energética (usinas fotovoltaicas, parques eólicos e o reservatório de Sobradinho) e com a bacia do rio São Francisco.	34
Figura 13 – Precipitação média (mm/mês) no NEB para cada trimestre climatológico (DJF, MAM, JJA, SON), no período de 1999-2022 com base nos dados do MERGE.	39
Figura 14 – Irradiação solar no NEB para cada trimestre climatológico (DJF, MAM, JJA, SON), no período de 1999 a 2022 com base nos dados de reanálise do ERA5.	40
Figura 15 – Velocidade média do vento a 100m de altura no NEB para cada trimestre climatológico (DJF, MAM, JJA, SON), no período de 1999 a 2022 com base nos dados de reanálise do ERA5. As setas indicam a direção do vento.	41
Figura 16 – Regionalização da precipitação no NEB baseada em análise de agrupamento hierárquico, onde: (a) o dendrograma define as cinco regiões homogêneas a partir do corte de	

distância euclidiana (linha tracejada); (b) os boxplots detalham o ciclo sazonal de cada região (P1-P5), com a média (ponto preto), mediana (linha central), intervalo interquartil (caixa) e outliers (pontos cinzas); e (c) o mapa espacializa esses grupos, destacando a localização do reservatório de Sobradinho (H1) e a bacia do Rio São Francisco (área hachurada).	42
Figura 17 – Nível médio do reservatório de Sobradinho, localizado no estado da Bahia, para o período de 1999-2022.....	43
Figura 18 – Regionalização da irradiação solar no NEB baseada em análise de agrupamento hierárquico, onde: (a) o dendrograma define as cinco regiões homogêneas a partir do corte de distância euclidiana (linha tracejada); (b) os boxplots detalham o ciclo sazonal de cada região (S1-S5), com a média (ponto preto), mediana (linha central), intervalo interquartil (caixa) e outliers (pontos cinzas); e (c) o mapa espacializa esses grupos, destacando a localização das usinas fotovoltaicas instaladas.....	44
Figura 19 – Regionalização da velocidade do vento a 100 m no NEB baseada em análise de agrupamento hierárquico, onde: (a) o dendrograma define as quatro regiões homogêneas a partir do corte de distância euclidiana (linha tracejada); (b) os <i>boxplots</i> detalham o ciclo sazonal de cada região (W1-W4), com a média (ponto preto), mediana (linha central), intervalo interquartil (caixa) e outliers (pontos cinzas); e (c) o mapa espacializa esses grupos, destacando a localização dos aerogeradores instalados.	46
Figura 20 – Índice de complementaridade total para combinações eólica (W1/W2), solar (S1–S5) e hídrica (H1). A linha tracejada vermelha indica o valor médio do período. O fundo colorido reproduz a escala de interpretação adotada.	48
Figura 21 – Mapa do NEB com os principais agrupamentos selecionados (S1, S3, S5 e W1) e localização do reservatório de Sobradinho (H1), juntamente com as séries temporais climatológicas mensais (1999–2022) de irradiação solar, velocidade do vento a 100 m e nível do reservatório de Sobradinho, apresentando as médias mensais e o respectivo desvio padrão mensal, bem como o grau de complementaridade associado às combinações das FERV.	50
Figura 22 – Distribuição mensal da Geração Não Realizada apurada (GNRa) no subsistema Nordeste em 2025, em MWmed e percentual, segundo os componentes razão energética, confiabilidade e indisponibilidade externa.	51
Figura 23 – Representação esquemática da configuração temporal das previsões.	53
Figura 24 – Mapa de uso e cobertura do solo da região de estudo, elaborado a partir dos dados do MapBiomass e adaptado à classificação padrão MODIS.	54

Figura 25 – Topografia da região de estudo e localização dos aerogeradores. Os pontos azuis correspondem ao agrupamento 1 e os pontos verdes ao agrupamento 2. Os painéis ampliados à direita destacam as áreas representativas de cada agrupamento.....	57
Figura 26 – Ciclo diurno do fator de capacidade médio para os parques eólicos Alegria I (RN) e Serra do Assuruá (BA), para o mês de setembro de 2025.	57
Figura 27 – Topografia da região Nordeste do Brasil e localização dos sítios analisados: Usina Solar de São Gonçalo (PI), Reservatório de Sobradinho (BA), Parque Eólico Serra do Assuruá (BA) e Parque Eólico Alegria I (RN).	58
Figura 28 – Diagramas de Taylor da irradiância solar para as previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS, em comparação com as observações do INMET.	61
Figura 29 – Igual à Figura 23, porém considerando a velocidade do vento a 10m.	61
Figura 30 – Rosas dos ventos para as observações do INMET (a) e para previsões do GFS (b) WRF (c) e MPAS (d), nos pontos correspondentes às estações meteorológicas do INMET indicadas no mapa.	62
Figura 31 – Mapas da irradiância solar média para o período de 05 a 09 de setembro de 2025, obtidos a partir das previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS. A caixa delimitada indica a região de interesse onde se localiza a usina fotovoltaica representativa: S1 (São Gonçalo)....	63
Figura 32 – Mapas da velocidade média do vento a 10 m de altura para o período de 05 a 09 de setembro de 2025, obtidos a partir das previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS. As caixas delimitadas indicam a região de interesse onde se localizam os parques eólicos representativos: W1 (Alegria I) e W2 (Serra do Assuruá).	63
Figura 33 – Séries temporais horárias normalizadas das componentes eólica (W1), solar (S1) e hídrica idealizada (H1), no intervalo de 05/09/2025 a 08/09/2025. W1 representa o parque eólico Alegria I (RN), S1 a usina solar de São Gonçalo (PI) e H1 a compensação hídrica idealizada associada à hidrelétrica de Sobradinho (BA). O valor de k_c indica o índice de complementaridade temporal entre as FERV.....	64
Figura 34 – Séries temporais horárias normalizadas das componentes eólica (W2), solar (S1) e hídrica idealizada (H1), no intervalo de 05/09/2025 a 08/09/2025. W2 representa o parque eólico Serra do Assuruá (BA), S1 a usina solar de São Gonçalo (PI) e H1 a compensação hídrica idealizada associada à hidrelétrica de Sobradinho (BA). O valor de k_c indica o índice de complementaridade temporal entre as FERV.....	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Interpretação dos valores do índice de complementaridade.	38
Tabela 2 – Esquemas de parametrização física utilizados nas previsões.	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEN	Balanço Energético Nacional
CC	Coefficiente de Correlação
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
DOLs	Distúrbios Ondulatórios de Leste
ECMWF	Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo
ENOS	El Niño-Oscilação Sul
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FERV	Fontes de Energia Renováveis Variadas
GDAS	<i>Global Data Assimilation System</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GFS	<i>Global Forecast System</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MPAS	<i>Model for Prediction Across Scales</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
nRMSE	Erro Quadrático Médio Normalizado
RMSD	Desvio Quadrático Médio
NEB	Nordeste do Brasil
ODP	Oscilação Decadal do Pacífico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SRTM	<i>Shuttle Radar Topography Mission</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
VCAN	Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis
ZCAS	Zona de Convergência do Atlântico Sul
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical
WRF	<i>Weather Research and Forecasting</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	OBJETIVOS	17
2.1	Gerais.....	17
2.2	Específicos.....	17
3	JUSTIFICATIVA.....	19
4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
4.1	A matriz elétrica brasileira	20
4.2	O recurso hidroelétrico	23
4.3	O recurso solar.....	25
4.4	O recurso eólico.....	26
4.5	A integração das energias renováveis variáveis	27
4.6	Sistemas meteorológicos e fenômenos climáticos atuantes no NEB	28
4.7	A complementaridade entre as fontes renováveis	31
5	COMPLEMENTARIDADE MENSAL HIDRO-EÓLICA-SOLAR	34
5.1	Metodologia.....	34
5.1.1	Área de estudo	34
5.1.2	Dados meteorológicos e hidrológico	35
5.1.3	Identificação de padrões dos recursos hídrico, eólico e solar	36
5.1.4	Complementaridade hídrica-eólica-solar	37
5.2	Resultados e Discussão	39
5.2.1	Distribuição espacial dos recursos das FERV	39
5.2.2	Variabilidade espaço-temporal da precipitação e do recurso hídrico.....	41
5.2.3	Variabilidade espaço-temporal da irradiação solar	44
5.2.4	Variabilidade espaço-temporal da velocidade do vento a 100m.....	46
5.2.5	Complementaridade sazonal entre as FERV	47
6	COMPLEMENTARIDADE HORÁRIA HIDRO-EÓLICA-SOLAR	51
6.1	Metodologia.....	51
6.1.1	Seleção estudo de caso	51
6.1.2	Modelos meteorológicos e configurações do WRF e do MPAS.....	52
6.1.3	Dados observados.....	55
6.1.4	Métricas de desempenho	55

6.1.5	Seleção e caracterização dos empreendimentos representativos para análise dos recursos eólico e solar.....	56
6.1.6	Modelagem da componente hídrica para maximização da complementaridade	58
6.1.7	Análise da complementaridade diária	59
6.2	Resultados e Discussão	60
6.2.1	Validação estatística	60
6.2.2	Complementaridade horária entre as FERV	64
7	CONCLUSÕES	67
	REFERÊNCIAS	70

1 INTRODUÇÃO

No atual cenário energético global, as fontes renováveis avançam significativamente, impulsionadas por políticas de incentivo, tais como tarifas de apoio e subsídios, que aceleraram sua difusão e ainda favorecerem a substituição de combustíveis fósseis por tecnologias de menor intensidade de carbono (Qi *et al.*, 2023; Szendrei *et al.*, 2025). Essa transição tem relevância estratégica porque o uso de energia responde por parcela substancial das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (Crippa *et al.*, 2025; EPE, 2025) e, ao mesmo tempo, pode ampliar o acesso à energia limpa e acessível, e assim gerar impactos positivos adicionais para a segurança hídrica (Borba *et al.*, 2025; Luiz-Silva *et al.*, 2022). Em 2023, as energias renováveis já responderam por mais de 27% da geração elétrica mundial, com quase 11% provenientes de eólica e solar (IEA, 2024). A integração de sistemas híbridos associa-se a ganhos sociais (empregos e saúde), econômicos (eficiência, custos menores e segurança) e ambientais (descarbonização, resiliência e conservação hídrica) (Farghali *et al.*, 2023). Esses resultados são particularmente pertinentes diante da demanda elétrica brasileira projetada acima de 1.605 TWh em 2050 (EPE, 2020).

O Sistema Interligado Nacional (SIN), operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), estrutura-se em quatro subsistemas interligados: i) Norte, ii) Nordeste, iii) Sudeste/Centro-Oeste e iv) Sul, o que viabiliza o intercâmbio de energia entre regiões com perfis hidrológicos e de carga distintos. No subsistema Nordeste, a Bacia do Rio São Francisco se destaca por abrigar o reservatório de Sobradinho, reconhecido como o principal na regularização hídrica e no suporte à operação das usinas ao longo do rio (Campos *et al.*, 2021). A operação desse reservatório contribui para atenuar as variações sazonais entre os períodos úmido e seco e para reforçar a confiabilidade do suprimento no subsistema (Ekhtiari *et al.*, 2017). Ressalta-se também o papel essencial das hidrelétricas para equilibrar a oferta e a demanda e garantir a estabilidade da rede, em virtude da crescente expansão de fontes variáveis como a solar e a eólica (IEA, 2021; IRENA, 2025). Essa oscilação observada decorre da própria natureza das fontes eólica e solar, cuja produção depende de vento e irradiância, recursos que não podem ser armazenados (Pedruzzi *et al.*, 2023).

A fonte eólica representa a 2^a maior geradora de energia na matriz elétrica brasileira, pois contribui com cerca de 16% da energia elétrica gerada em 2024 (ABEEólica, 2025). Especificamente, o Nordeste do Brasil (NEB) é o principal polo de geração eólica do Brasil, onde se concentra a maioria dos parques eólicos devido à predominância dos ventos fortes e constantes, e assim proporciona elevada geração de energia (de Jong *et al.*, 2017; Pes *et al.*,

2017; Souza *et al.*, 2022). Já a expansão da energia solar no NEB é favorecida pela proximidade do Equador, com índices elevados de radiação solar e baixa variabilidade anual do recurso em comparação com outras nações onde a tecnologia fotovoltaica é mais difundida (Pereira *et al.*, 2017). Impulsionada pelo imenso potencial solar, a geração distribuída apresenta forte tendência de crescimento e espera-se que esse modelo continue a expandir-se significativamente até 2050 (EPE, 2020).

A crescente inserção de fontes de energia renováveis variáveis (FERV) é tema central para a transição energética, mas sua intermitência impõe desafios à estabilidade e à confiabilidade dos sistemas elétricos. As FERV são definidas como uma categoria que engloba a geração eólica, solar e hidrelétrica (Jurasz *et al.*, 2020). Atualmente, as FERV estão cada vez mais expostas à variabilidade climática e condições sinóticas, o que impõe desafios significativos no planejamento operacional para aumentar a participação destas renováveis nas redes elétricas (Jurasz *et al.*, 2024; Prasad; Taylor; Kay, 2017). A complementaridade configura uma solução efetiva para lidar com a variabilidade das FERV (Campos; Nascimento; Rüther, 2020; Gallardo; Ríos; Ramírez, 2020; Rosa; Christo; Costa, 2020; Weschenfelder *et al.*, 2020). Sistema híbridos que combinam eólica, solar e hidrelétrica, com infraestrutura compartilhada de armazenamento, transmissão e distribuição, elevam a confiabilidade do sistema e a eficiência do suprimento renovável (Jurasz *et al.*, 2024).

Estudos de complementaridade usam diferentes escalas temporais conforme o objetivo. As escalas horária e diária atendem ao planejamento de curto prazo e à operação, como previsão e despacho para o dia seguinte. As escalas mensal e anual servem ao planejamento de longo prazo. Em geral, períodos curtos capturam fenômenos locais, como o ciclo diurno e as brisas, enquanto períodos sazonais e interanuais, embora menos comuns na literatura, são essenciais para avaliar a complementaridade sob a influência de fenômenos de alcance regional e global (Henao *et al.*, 2020). Do ponto de vista diagnóstico, a correlação entre totais diários de geração eólica e solar reduz o efeito do ciclo dia e noite e oferece uma medida de complementaridade de médio prazo, ao passo que a correlação entre totais mensais é um bom indicador dos efeitos sazonais (Monforti *et al.*, 2014). Assim, correlações anuais fortemente negativas costumam sinalizar períodos do ano em que a geração eólica aumenta quando a geração solar diminui e vice-versa, por exemplo invernos com ventos mais intensos alternando com verões mais calmos, a depender da região.

Para avaliar o grau da complementaridade entre as fontes de energia renovável, uma variedade de índices de complementaridade pode ser empregada. Os índices de complementaridade mais utilizados baseiam-se na análise de anticorrelação entre séries

temporais de dados de recursos energéticos renováveis. Entre os principais exemplos destacam-se os coeficientes de correlação de Pearson (Cantão *et al.*, 2017), de Kendall (Sun *et al.*, 2023) e de Spearman (Magaña-González; Rodríguez-Hernández; Canul-Reyes, 2023). Quando os perfis de geração de duas fontes renováveis apresentam comportamento anticorrelacionado, o coeficiente de correlação de Pearson assume valores negativos. Portanto, quanto mais negativo for o coeficiente, maior será o grau de complementaridade entre as fontes analisadas, indicando que períodos de baixa geração em uma fonte coincidem com períodos de alta geração na outra. Embora esses índices sejam eficazes para análises bivariadas, a avaliação de complementaridade em sistemas com múltiplas fontes requer abordagens mais abrangentes.

Nesse sentido, Canales *et al.* (2020) desenvolveram no sul da Polônia uma metodologia precursora para quantificar a complementaridade temporal simultânea entre três fontes renováveis, utilizando uma combinação de coeficientes de correlação e programação de compromisso para superar as limitações de métricas que analisam apenas pares de fontes. Paralelamente, Rosa *et al.* (2020) expandiram a análise ao propor o uso da análise fatorial para agrupar séries temporais com comportamentos climáticos semelhantes nas regiões sudeste e centro-oeste do Brasil, mitigando distorções de variabilidade espacial em grandes territórios e utilizando modelos de otimização quadrática para determinar o mix ideal de fontes que minimize a variabilidade do sistema. Recentemente, a aplicação do coeficiente de estabilidade generalizado permitiu focar na redução da variância da geração total frente a uma base de referência, proporcionando uma visão mais prática para o dimensionamento de sistemas combinados (Canales; Jurasz, 2025). Essa estratégia coordenada não apenas suaviza perfis de geração, como também se mostra fundamental na adaptação às mudanças climáticas, mitigando riscos de corte de energia (*curtailment*) e aumentando a confiabilidade do sistema (Cheng *et al.*, 2022). Contudo, apesar da diversidade de métricas disponíveis, não existe um indicador único capaz de capturar todas as dimensões da complementaridade, sendo recomendada a utilização conjunta de índices estatísticos para uma validação robusta (Jonasson; Temiz, 2026).

Jurasz *et al.* (2020) classificam a análise de complementaridade energética em três categorias distintas: temporal, espacial e espaço-temporal. A abordagem temporal concentra-se exclusivamente na variabilidade ao longo do tempo entre duas FERV em uma localização específica, examinando o equilíbrio entre seus perfis de geração. A abordagem espacial, por sua vez, investiga a distribuição geográfica da complementaridade mediante a análise da produção média de duas FERV em múltiplos sítios ao longo de um período determinado, permitindo a identificação de regiões com maior potencial complementar. Já a abordagem espaço-temporal

integra ambas as dimensões, possibilitando a identificação de localidades que apresentam simultaneamente elevada complementaridade temporal e vantagens geográficas.

2 OBJETIVOS

Este estudo tem por finalidade analisar a dinâmica espaço-temporal das FERV no NEB. Nesse contexto, busca-se avaliar e caracterizar a complementaridade entre as fontes hídrica, solar e eólica, considerando diferentes escalas temporais e sua contribuição para o planejamento energético a longo e curto prazo, conforme apresentado nos objetivos a seguir.

2.1 Gerais

- Avaliar a complementaridade espaço-temporal entre as FERV (hídrica, solar e eólica) no NEB, nas escalas mensal e horária, a partir da identificação de padrões regionais homogêneos dos recursos meteorológicos.
- Verificar a análise de combinações representativas de geração, com intuito de subsidiar o planejamento e a operação do setor elétrico regional.

2.2 Específicos

- Regionalizar o NEB com base em dados de precipitação, irradiação solar e velocidade do vento, por meio de análise de agrupamento hierárquico, a fim de identificar zonas homogêneas associadas ao comportamento espaço-temporal desses recursos.
- Aplicar uma metodologia de complementaridade entre três fontes para quantificar o potencial complementar entre os recursos hídrico, solar e eólico.
- Identificar e analisar as combinações regionais com maior e menor potencial de complementaridade mensal entre as FERV, de modo a beneficiar a segurança energética do subsistema do Nordeste.
- Avaliar a capacidade dos modelos atmosféricos WRF e MPAS, no horizonte de previsão do dia seguinte, de representar na escala horária as variáveis meteorológicas associadas aos recursos eólico e solar.

- Selecionar empreendimentos representativos das fontes eólica, solar e hídrica e quantificar o grau de complementaridade horária, visando ao apoio ao planejamento operacional de curto prazo.

3 JUSTIFICATIVA

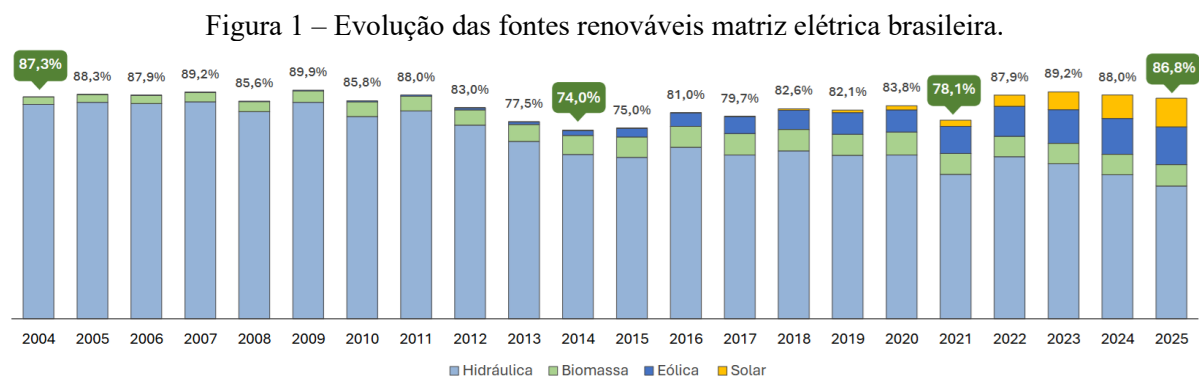
A matriz elétrica brasileira, historicamente estruturada sobre a geração hidrelétrica, vem passando por um processo de transformação associado à crescente inserção das FERV, especialmente a eólica e a solar. Embora essa diversificação amplie a participação de fontes limpas na oferta de eletricidade, ela também impõe desafios relacionados à variabilidade temporal dos recursos energéticos e à vulnerabilidade do sistema em períodos de escassez hídrica. Nesse contexto, a complementaridade entre as fontes hídrica, eólica e solar emerge como uma estratégia relevante para reduzir a intermitência da geração, aumentar a confiabilidade do suprimento e subsidiar decisões de expansão e operação do sistema elétrico.

Apesar da relevância do tema, ainda são limitados os estudos que investigam, de forma integrada, a associação entre essas três fontes a partir de diferentes escalas temporais e fundamentada na variabilidade climática regional. Em geral, a literatura científica concentra-se em análises pontuais, frequentemente restritas a duas fontes, a recortes espaciais específicos ou a uma única escala temporal, o que dificulta a compreensão mais abrangente de onde, quando e em que intensidade a complementaridade se manifesta. Essa lacuna é extremamente importante no NEB, onde coexistem elevado potencial eólico e solar, além da influência estratégica da geração hidrelétrica associada ao reservatório de Sobradinho, configurando um cenário propício para investigações sobre a articulação temporal e espacial entre os recursos energéticos.

4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

4.1 A matriz elétrica brasileira

O Brasil se destaca por ter uma matriz elétrica com significativa participação de fontes renováveis, aproximadamente 87% da oferta de energia elétrica do SIN foi proveniente de fontes renováveis em 2025, valor significativamente superior à média global, que foi de cerca de 30% em 2023. Conforme visto na Figura 1, a geração hidrelétrica sempre teve participação preponderante no fornecimento de energia para o País. Até o início dos anos 2000, a matriz elétrica brasileira era essencialmente hidrotérmica, baseada principalmente na geração hidráulica, complementada por fontes térmicas e nucleares (Dranka; Ferreira, 2018). Em 2001, a combinação de seca severa e insuficiência de investimentos na expansão da geração e da transmissão resultou na crise energética conhecida como “apagão de 2001”, caracterizada por racionamento de energia por cerca de oito meses (Hunt.; Stilpen; Freitas, 2018). Em resposta à crise, houve retomada do planejamento e ampliação dos investimentos no setor elétrico, com a inserção e ampliação de outras fontes, como eólica, solar, térmicas a gás natural, que hoje respondem por parcela relevante da capacidade instalada brasileira (Lima *et al.*, 2020; Werner; Lazaro, 2023).

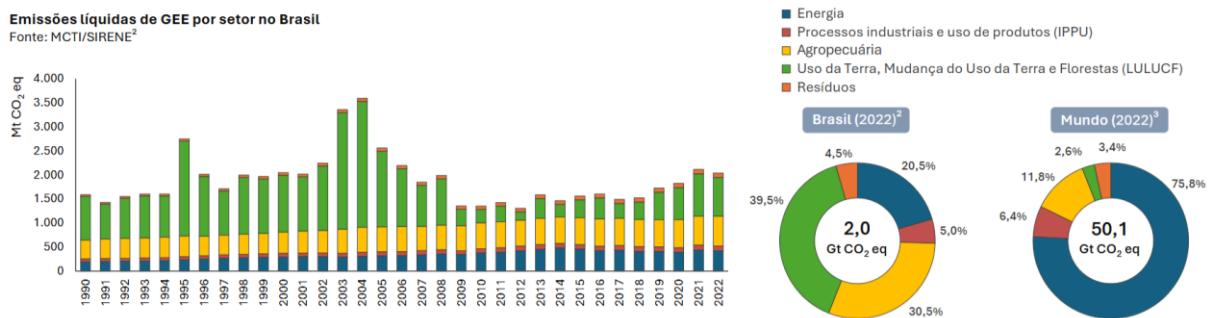


Fonte: EPE, 2026.

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2026, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e que consolida os dados de 2025, o país tem avançado na descarbonização da matriz energética, no uso de fontes renováveis na indústria e no setor residencial, na eletrificação do transporte, na diversificação dos biocombustíveis e na expansão das fontes solar e eólica na geração de eletricidade. A maior participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica, mostram como o Brasil tem avançado para reduzir ainda mais

as emissões de carbono na geração elétrica brasileira. Cerca de 70% da maior parte das emissões de GEE do Brasil se concentram nos setores de agropecuária e mudanças no uso da terra, enquanto o setor de energia, é responsável por 20,5% do total inventariado em 2022 (ver Figura 2). Embora o setor de energia seja responsável por 75,8% das emissões líquidas de GEE no mundo, o Brasil apresenta um perfil diferenciado devido à elevada participação de fontes renováveis em sua matriz energética.

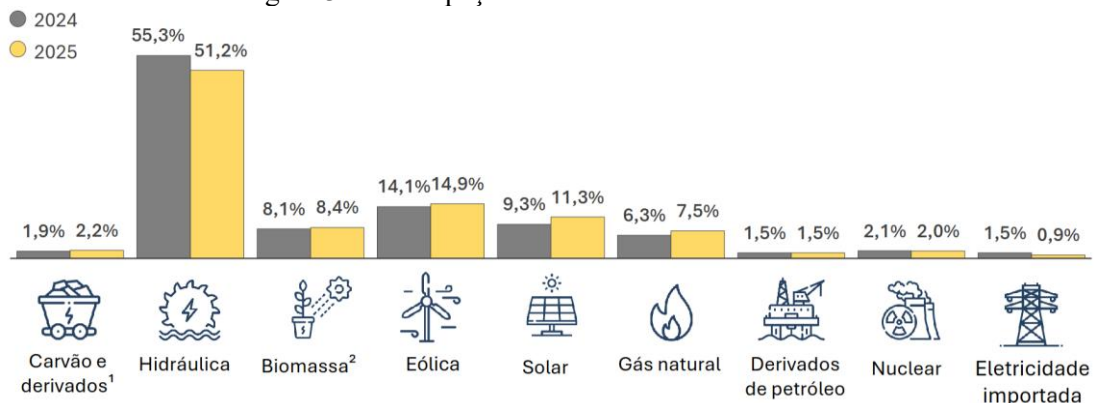
Figura 2 – Informações dos setores de emissão.



Fonte: EPE (2026).

Enquanto a matriz energética representa o conjunto de fontes de energia utilizadas para movimentar os carros, preparar a comida no fogão e gerar eletricidade, a matriz elétrica é formada pelo conjunto de fontes utilizadas apenas para a geração de energia elétrica. Dessa forma, podemos concluir que a matriz elétrica é parte da matriz energética. O Brasil aumentou a renovabilidade da sua matriz elétrica em 2025 totalizando 86,8% de participação no Sistema Interligado Nacional (SIN), onde o percentual das fontes hidráulica, eólica e solar tiveram a maior participação. Como pode ser visto na Figura 3, o destaque são as fontes eólica e solar que passaram de 14,1% para 14,9% e de 9,3% para 11,3%, respectivamente.

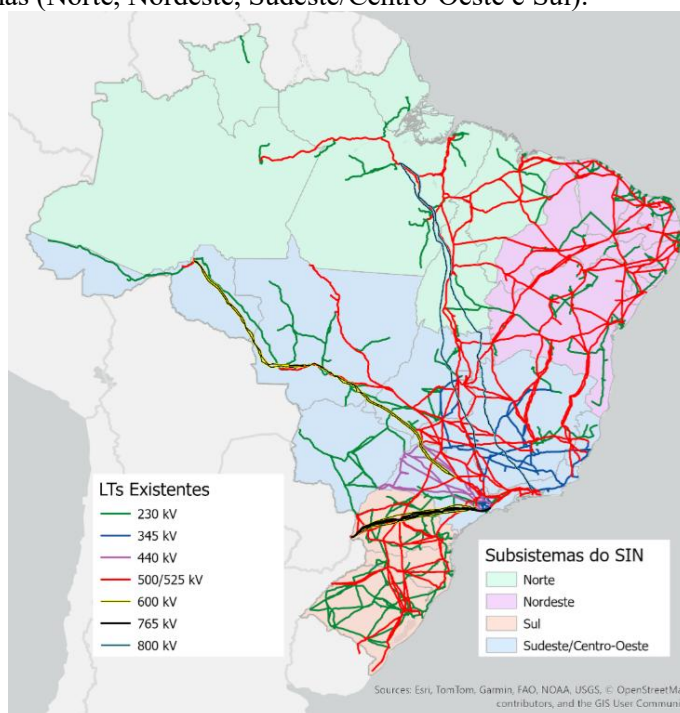
Figura 3 – Participação das fontes na matriz elétrica.



Fonte: EPE (2026).

O SIN desempenha papel fundamental na segurança e na confiabilidade do suprimento de energia elétrica no Brasil, ao integrar eletricamente diferentes regiões do país por meio de uma extensa rede de linhas de transmissão de alta tensão, conforme ilustrado na Figura 4. Essa infraestrutura possibilita o intercâmbio de energia entre os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, permitindo que excedentes gerados em uma região sejam transferidos para outra com maior demanda ou menor disponibilidade momentânea de recursos energéticos. Tal integração é especialmente relevante em um país de dimensões continentais e com forte dependência de fontes renováveis, cuja variabilidade espacial e temporal pode ser significativa. Assim, o SIN atua como um mecanismo de compensação geográfica, reduzindo riscos associados a eventos climáticos adversos, otimizando o despacho das usinas e aumentando a flexibilidade operativa do sistema elétrico, o que se torna ainda mais importante diante da crescente inserção de fontes intermitentes, como a eólica e a solar.

Figura 4 – Rede de transmissão do SIN, com destaque para as linhas de transmissão existentes e a divisão espacial em subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul).

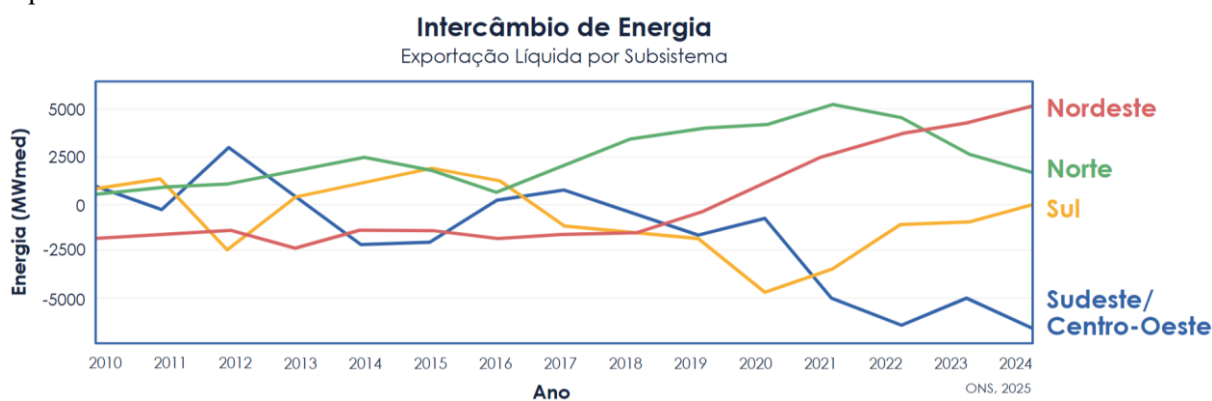


Fonte: EPE (2025).

A Figura 5 evidencia o papel crescente do subsistema Nordeste no intercâmbio de energia elétrica do SIN, destacando sua posição como exportador líquido nos anos mais recentes. Esse comportamento está diretamente associado à forte expansão das FERV na região, especialmente a geração eólica e, mais recentemente, solar fotovoltaica. O território nordestino, devido às suas condições climáticas favoráveis, como regimes de vento persistentes e elevados

níveis de irradiância solar, tornou-se um dos principais polos de geração dessas fontes no Brasil. Como resultado, o subsistema passou a contribuir de forma significativa para o suprimento de outras regiões do país, reforçando o papel estratégico da complementaridade espacial no SIN. Assim, a crescente participação das FERV no NEB não apenas diversifica a matriz elétrica, mas também amplia a flexibilidade operativa do sistema, permitindo o atendimento da demanda em regiões deficitárias e contribuindo para a segurança energética em escala nacional.

Figura 5 – Intercâmbio de energia elétrica no SIN, representado pela exportação líquida anual (MWmed) dos subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, no período de 2010 a 2024. Valores positivos indicam exportação líquida de energia, enquanto valores negativos indicam importação líquida.

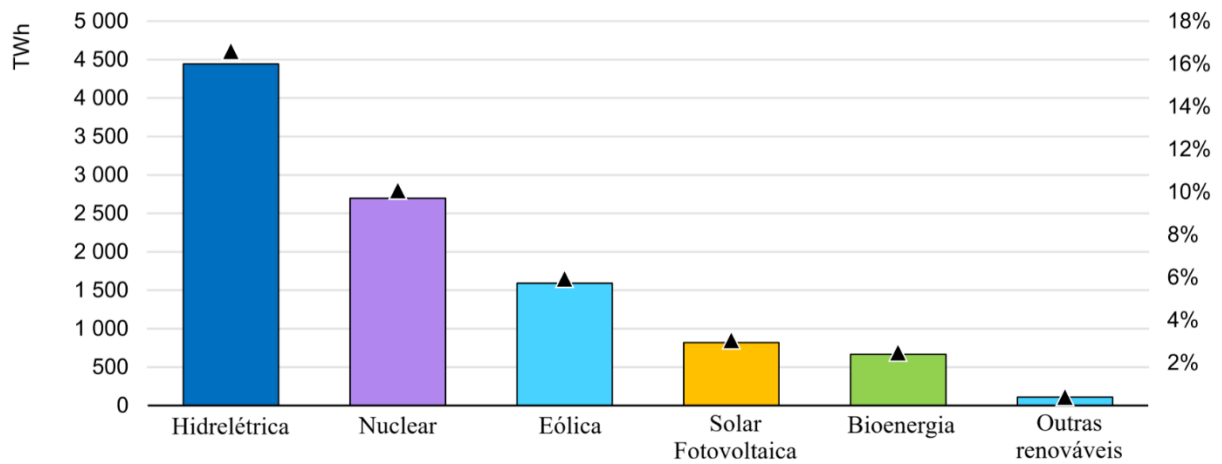


Fonte: EPE (2025).

4.2 O recurso hidroelétrico

A energia hidrelétrica é a principal fonte de eletricidade de baixo carbono do mundo, tendo fornecido um sexto da geração global em 2020, mais do que todas as outras renováveis combinadas (ver Figura 6). Embora sua participação na matriz elétrica global tenha diminuído ligeiramente desde os anos 2000 devido ao avanço da energia eólica, solar e do gás natural, a hidroeletricidade continua sendo fundamental para a segurança e flexibilidade dos sistemas elétricos (IEA, 2021). Com a crescente expansão de fontes variáveis como a solar e a eólica, a capacidade das usinas hidrelétricas de ajustar a produção de forma rápida e armazenar energia a longo prazo torna-se cada vez mais valiosa. Atualmente, as hidrelétricas, incluindo as de reservatório e as de bombeamento, fornecem quase 30% da capacidade global de fornecimento flexível, desempenhando um papel essencial para equilibrar a oferta e a demanda e garantir a estabilidade da rede (IEA, 2021; IRENA, 2025).

Figura 6 – Geração de eletricidade de baixo carbono por tecnologia e participação no fornecimento global de eletricidade, para o ano de referência de 2020. Participação na geração total de eletricidade (eixo direito).



Fonte: IEA (2021).

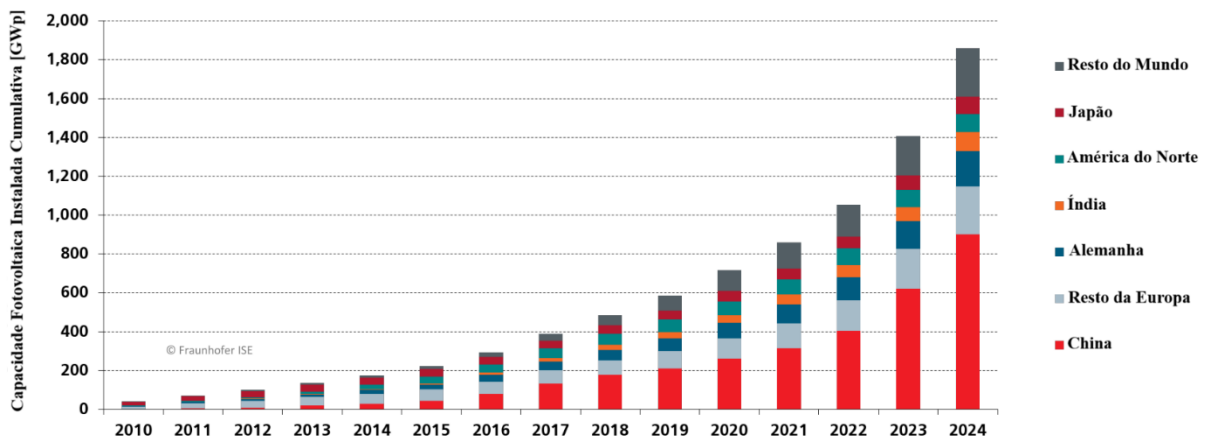
O sistema hidrelétrico brasileiro, coordenado pelo SIN, utiliza diversos reservatórios para regular a vazão entre os períodos chuvoso e seco e otimizar o fornecimento de energia com base na heterogeneidade hidrológica das bacias. Neste contexto, a Bacia do Rio São Francisco, onde se localiza o estratégico reservatório de Sobradinho, desempenha um papel crítico no planejamento operacional. No entanto, a ocorrência de chuvas reduzidas por longos períodos, principalmente na estação chuvosa, pode levar ao racionamento de energia e ao acionamento de fontes mais caras e poluentes, como as termelétricas (Luiz-Silva *et al.*, 2022). Historicamente, o setor energético brasileiro tem sido afetado por múltiplos desafios de diferentes durações e alcances geográficos, como os eventos críticos dos anos de 1924, 1944, 1955, 1964, 1986, 2001 e 2014 (Hunt *et al.*, 2022). Em grande parte dos casos, os episódios de instabilidade energética estiveram relacionados a condições climáticas adversas, as quais afetam diretamente o sistema hidrelétrico, historicamente predominante na matriz elétrica brasileira.

A energia hidroelétrica é ideal para balancear outras fontes intermitentes em escalas diárias e sazonais dependendo de sua capacidade de armazenamento. No entanto é pouco efetiva no balanceamento da geração em períodos interanuais dadas as limitações a capacidade dos reservatórios. Trabalhos diversos identificaram padrões de variabilidade na escala do El Niño-Oscilação Sul (ENOS) com a variabilidade da precipitação observada nas vazões das bacias localizadas no NEB (De Azevedo *et al.*, 2018; Gomes; Lima; de Medeiros, 2025; Luiz-Silva *et al.*, 2022; Marengo *et al.*, 2013). Por isso, estudos sobre a variabilidade hídrica são importantes, principalmente em escala interanual.

4.3 O recurso solar

A energia solar continua a ser a fonte de energia que mais cresce em capacidade instalada anualmente em todo o mundo (ver Figura 7). Historicamente, a competitividade da energia solar fotovoltaica tem sido impulsionada por uma forte tendência de queda nos custos dos módulos, que diminuíram cerca de 90% na última década (IRENA, 2025). A tecnologia também demonstrou uma das mais altas taxas de aprendizado entre as energias renováveis, e diversos fatores continuam a aprimorar sua competitividade a longo prazo. Entre esses fatores, destacam-se a melhoria contínua na eficiência dos equipamentos de fabricação, a otimização da produção por meio de processos mais eficientes, o uso mais eficaz de materiais, a padronização dos tamanhos dos módulos e inovações constantes no design (Garlet *et al.*, 2019). Como resultado desses avanços, a energia solar fotovoltaica tornou-se a fonte de eletricidade mais barata em muitos países.

Figura 7 – Instalação fotovoltaica acumulada global por região



Fonte: Fraunhofer (2025).

Diferentemente de outras fontes, a energia solar possui seu recurso disperso de maneira relativamente homogênea no território nacional, e a disponibilidade do recurso primário é virtualmente infinita. Outra vantagem das usinas solares fotovoltaicas é a vida útil longa (mais de 30 anos), bem como são rápidas e fáceis de construir. Onde os painéis são fabricados em outro lugar e facilmente conectados com estruturas de fixação pré-fabricadas, e os inversores para usinas solares estão prontos para instalação dentro de seus contêineres, necessitando apenas do investimento inicial, a colocação no local da instalação solar e a baixa manutenção (Tapia Carpio, 2021).

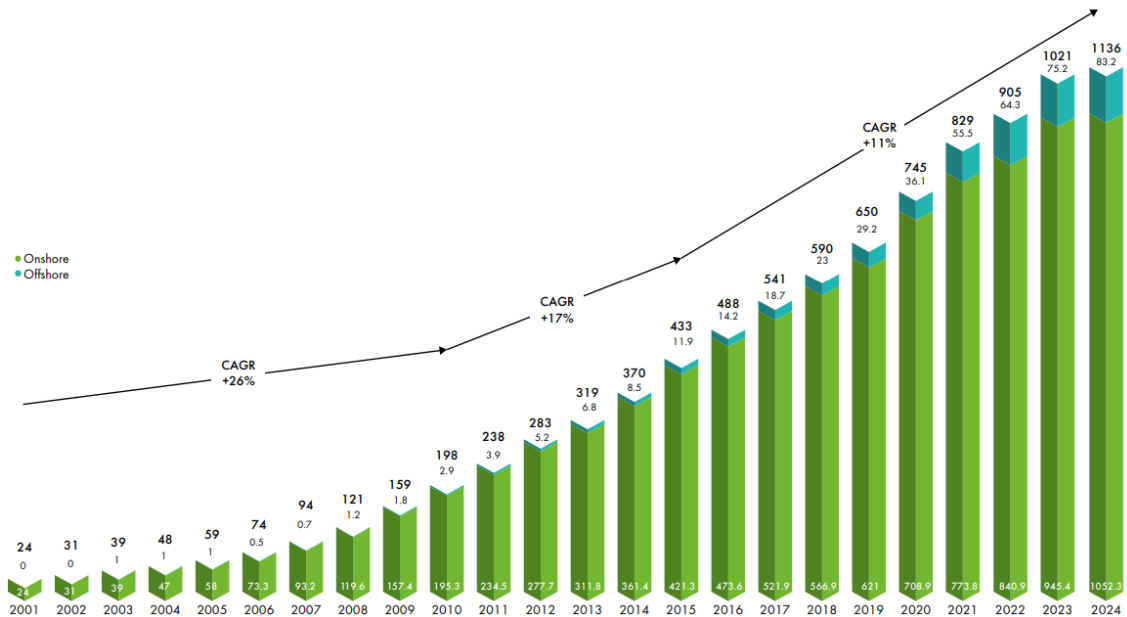
O Brasil acompanha a tendência global de expansão da energia solar, apresentando vantagens geográficas significativas. Devido à sua localização próxima à linha do Equador, o país possui elevados índices de radiação solar em comparação com nações onde a tecnologia fotovoltaica é mais difundida (Pereira *et al.*, 2017). Essa insolação é distribuída de forma relativamente uniforme por todo o território nacional, o que viabiliza o desenvolvimento de projetos de energia solar em diversas regiões.

A modularidade da tecnologia fotovoltaica é um fator determinante para sua expansão no Brasil, pois permite o desenvolvimento de projetos em duas escalas distintas e complementares: a centralizada e a distribuída (Tapia Carpio, 2021). Por um lado, a geração centralizada, composta por grandes usinas solares, geralmente se localiza distante dos centros de consumo, exigindo a implementação de linhas de transmissão para transportar a energia produzida. Por outro lado, a geração distribuída, que tem registrado um crescimento expressivo no país, aproveita essa modularidade em menor escala, sendo caracterizada principalmente pela instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados, próximos aos locais de consumo (EPE, 2025). Impulsionada pelo imenso potencial solar brasileiro, a geração distribuída apresenta forte tendência de crescimento e espera-se que este modelo continue a expandir significativamente nos próximos anos (EPE, 2020).

4.4 O recurso eólico

O aproveitamento da energia eólica para geração elétrica tem crescido exponencialmente no mundo nos últimos anos, atingindo 1136 GW em 2024, conforme ilustrado pela Figura 8. A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra firme (*onshore*). Ressalta-se também nos últimos 10 anos, como o cenário global de energia eólica em alto mar (*offshore*) tem registrado uma expansão acelerada, consolidando esse tipo de instalação uma fronteira decisiva para o desenvolvimento energético. Este fator positivo se dá devido à diminuição de locais apropriados na faixa continental para novos empreendimentos, bem como, demonstrarem um elevado potencial na região marítima, apesar dos maiores custos para instalação.

Figura 8 – Desenvolvimento histórico das instalações totais (em GW).



Fonte: GWEC (2025).

O grande sucesso da exploração da energia eólica no Brasil ocorre desde a contratação dos projetos *onshore* no Leilão de Energia de Reserva em 2009, fazendo que com a fonte eólica fosse a segunda maior geradora de energia na matriz elétrica brasileira, contribuindo com cerca de 16% de energia elétrica gerada em 2024 (ABEEólica, 2025).

A avaliação do potencial eólico no Brasil teve como marco inicial o "Atlas do Potencial Eólico Brasileiro" de 2001, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que estimou uma capacidade instalável de 143 GW para o país. Posteriormente, surgiram estudos mais detalhados em nível estadual. Esses mapeamentos regionais foram desenvolvidos com metodologias e premissas atualizadas, refletindo a viabilidade de projetos eólicos em locais com velocidade do vento acima de 7m/s (EPE; MME, 2018). Atualmente, a região do NEB se destaca como o principal polo de geração eólica do território brasileiro. A região concentra a maioria dos parques eólicos pela predominância dos ventos fortes e constantes, que proporciona uma alta capacidade de geração de energia (de Jong *et al.*, 2017; Pes *et al.*, 2017; Souza *et al.*, 2022).

4.5 A integração das energias renováveis variáveis

Frente a transição energética em curso a inserção de energias renováveis variáveis (FERV) na matriz de geração elétrica já é uma realidade no Brasil e no mundo. A análise dos planos e tendências de mercado apontam para uma participação crescente destas fontes de

energia. Esta constatação traz como consequência uma maior dependência do setor elétrico em relação ao clima, reforçando a importância das pesquisas aplicadas a um campo em constante expansão denominado “meteorologia da energia” (Gonçalves, 2021; Reindl *et al.*, 2017).

Na matriz elétrica brasileira é possível dividir as principais fontes de geração em duas categorias: as despacháveis e as intermitentes. As despacháveis são previsíveis e podem operar em qualquer momento com uma potência definida, nesta categoria estão as usinas térmicas, nucleares e hidrelétricas com reservatórios. As intermitentes não possuem essa mesma previsibilidade, elas dependem dos fatores climáticos para gerarem a sua energia que nem sempre é constante, como as hidrelétricas a fio d’água, as plantas fotovoltaicas e eólicas, sendo as duas últimas com maior destaque no mercado de energia mundial.

As FERV são definidas como uma categoria que engloba a geração eólica, solar e hidráulica (Jurasz *et al.*, 2020). Nos últimos anos, estas fontes consolidaram-se como alternativas economicamente viáveis e ambientalmente sustentáveis para redes elétricas, sejam elas isoladas ou interligadas. Contudo, a principal barreira para sua ampla integração reside em sua natureza intermitente e não despachável. Diferentemente das usinas convencionais, a produção dessas fontes não pode ser controlada sob demanda, o que as impede de fornecer sozinhas os serviços auxiliares mandatórios para a estabilidade e segurança da rede, limitando sua função primária à entrega de volume de energia (Viviescas *et al.*, 2019).

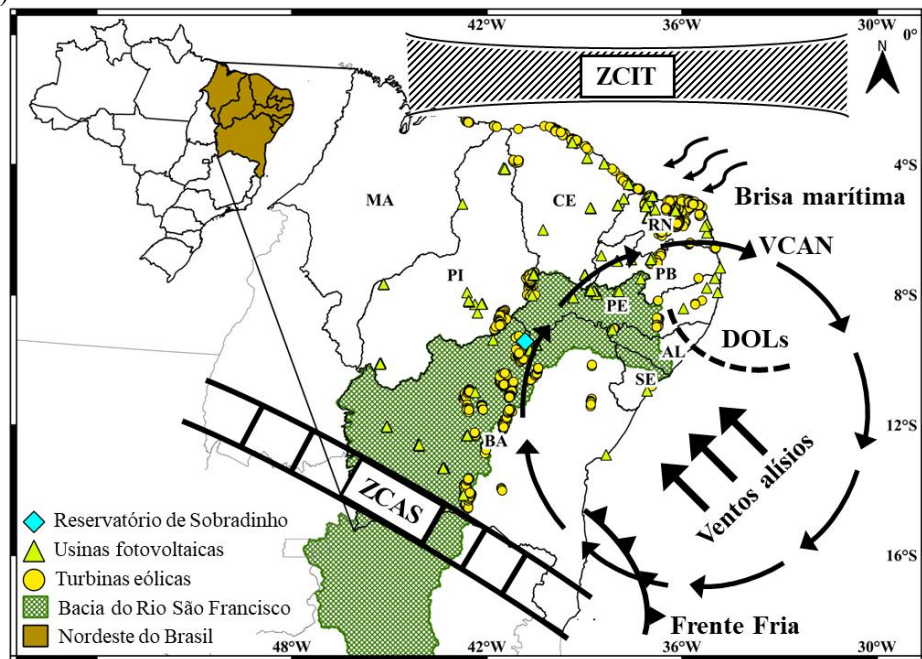
Essa flutuação na geração é uma característica intrínseca, pois tanto a fonte solar quanto a eólica dependem de recursos naturais não armazenáveis, como a irradiância solar e o vento (Pedruzzi *et al.*, 2023). Embora seja possível estimar o comportamento médio desses recursos ao longo de um ano, garantir sua previsibilidade em horizontes de curto prazo, como dias ou horas, é um desafio consideravelmente maior (Engeland *et al.*, 2017). Diante disso, tornou-se fundamental aprofundar o conhecimento sobre os padrões de comportamento e a dinâmica de geração das fontes de ERV, impulsionando investigações que buscam maneiras de otimizar sua integração e garantir a confiabilidade dos sistemas elétricos.

4.6 Sistemas meteorológicos e fenômenos climáticos atuantes no NEB

A região do NEB sofre a influência de diversos sistemas meteorológicos de multiescala, que atuam de forma interligada para definir as condições do tempo e do clima. A presença da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), uma banda de nebulosidade que influencia o regime de chuvas no norte do NEB. Já a Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) se posiciona de orientação noroeste/sudeste, impactando áreas do Sudeste e interior do NEB. A

dinâmica atmosférica na região em estudo também é modulada pela incursão de Frentes Frias vindas do Sul, pela atuação constante dos Ventos Alísios que transportam umidade do oceano para o continente, e por sistemas como os Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOLs) e os Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN), que se formam sobre o Oceano Atlântico e influenciam a precipitação no litoral e no interior da região. Por fim, a circulação de brisa marítima interage com o escoamento atmosférico de maior escala, podendo reforçar os ventos alísios e intensificar o fluxo em direção ao continente, sobretudo nas áreas costeiras. A interação entre esses mecanismos de diferentes escalas exerce papel relevante na modulação do regime de ventos, do transporte de umidade e da distribuição espacial da precipitação no litoral e no interior do NEB.

Figura 9 – Representação dos principais sistemas atmosféricos em multiescala que influenciam o NEB, em interação com a infraestrutura energética (usinas fotovoltaicas, parques eólicos e o reservatório de Sobradinho) e com a bacia do rio São Francisco.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A estabilidade e a eficiência do setor elétrico brasileiro estão intrinsecamente ligadas à atuação dos sistemas meteorológicos que atuam sobre o seu vasto território. Fenômenos como a ZCIT, os DOLs e os ventos alísios podem ser considerados como forças motrizes que influenciam diretamente a matriz elétrica brasileira.

A ZCIT, uma imensa banda de nuvens que circunda o globo na região equatorial, é a principal responsável pela estação chuvosa em grande parte do Norte e Nordeste do Brasil (Reboita *et al.*, 2010). Formada pela convergência dos úmidos ventos alísios, seu

posicionamento e intensidade determinam o volume de água que abastecerá os reservatórios das usinas hidrelétricas, sendo fundamentais para o SIN. A variabilidade da ZCIT é um fator de grande atenção para o planejamento energético. O seu deslocamento mais ao sul, geralmente entre fevereiro e maio, tende a resultar em um período chuvoso mais abundante para o semiárido nordestino (Silva *et al.*, 2024). Anos em que a ZCIT se mostra menos ativa ou se posiciona mais ao norte podem levar a períodos de estiagem (Gomes; Lima; de Medeiros, 2025), reduzindo drasticamente os níveis dos reservatórios e forçando o acionamento de usinas termelétricas, que possuem um custo de geração mais elevado e são mais poluentes, impactando a segurança energética e as tarifas de eletricidade (Luiz-Silva *et al.*, 2022).

Atuando de forma mais concentrada na costa leste do Nordeste, os DOLs, também conhecidos como Ondas de Leste, são sistemas que se formam a partir da perturbação dos ventos alísios (Kouadio *et al.*, 2012; Pontes da Silva; Fedorova, 2023). Eles são cruciais para o regime de chuvas na região, especialmente entre os meses de maio e julho (Gomes *et al.*, 2019, 2015). A passagem de um DOL pode provocar chuvas intensas e persistentes, contribuindo para a recarga de reservatórios de hidrelétricas locais. No entanto, a intensidade desses eventos também apresenta desafios: chuvas extremas associadas aos DOLs podem causar inundações e deslizamentos de terra (Marengo *et al.*, 2023), representando um risco para a infraestrutura da rede elétrica, como torres de transmissão e subestações, podendo levar a interrupções no fornecimento de energia.

Por outro lado, os ventos alísios são um pilar fundamental para a expansão da fonte de energia eólica. A constância e a intensidade desses ventos, que sopram de forma contínua do oceano em direção ao continente, especialmente no litoral do Nordeste, conferem à região uma das maiores produtividades eólicas do mundo (de Jong *et al.*, 2016). Essa característica excepcional, com ventos fortes e unidirecionais, otimiza a operação dos aerogeradores e torna os projetos de parques eólicos altamente competitivos. A compreensão do regime dos ventos alísios é um fator estratégico para o planejamento da expansão da geração eólica, oferecendo uma complementaridade sazonal em relação à geração hidrelétrica (Ávila *et al.*, 2021). Geralmente, os meses de ventos mais fortes (de junho a dezembro) coincidem com o período de menor incidência de chuvas (Silva *et al.*, 2016), permitindo que os reservatórios funcionem como uma “bateria” para ajustar as gerações das fontes intermitentes (Tan *et al.*, 2021).

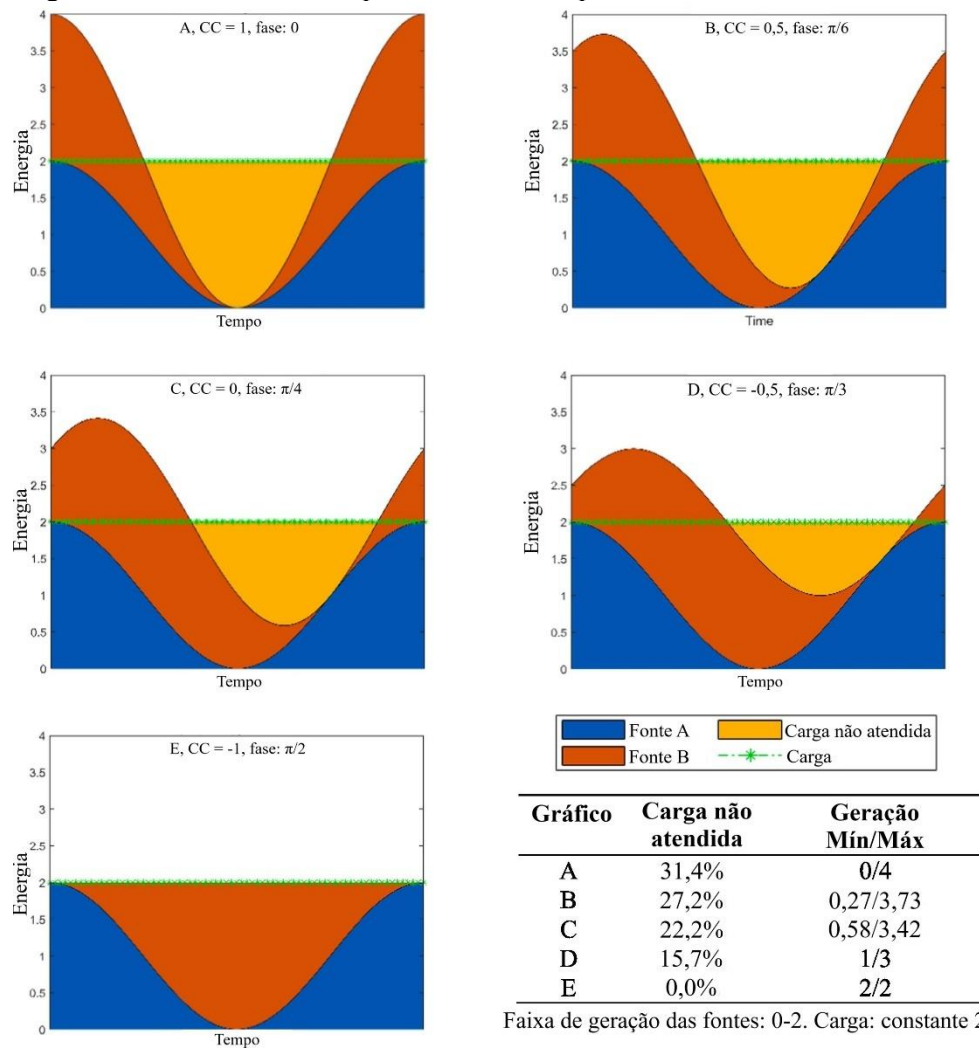
A compreensão aprofundada da dinâmica e da previsibilidade desses sistemas meteorológicos é, portanto, essencial para a gestão de riscos e para a tomada de decisões estratégicas no setor elétrico brasileiro. O monitoramento contínuo permite ao ONS otimizar o

uso dos recursos hídrico, eólico e solar, garantindo maior segurança e estabilidade ao fornecimento de energia para todo o país.

4.7 A complementaridade entre as fontes renováveis

No contexto das fontes de energia, a complementaridade refere-se à capacidade de diferentes fontes operarem de forma a se completarem, melhorando o desempenho geral do sistema (Chowdhury; Chowdhury; Farrok, 2025). Essa sinergia pode ocorrer em dimensões de tempo, espaço ou em ambas simultaneamente, sendo crucial para lidar com a intermitência das fontes renováveis (Jurasz *et al.*, 2020). Em cenários idealizados, a falta de complementaridade pode levar a um excesso de oferta ou a uma geração deficiente de energia, tornando o sistema incapaz de satisfazer a demanda de forma consistente. As soluções para superar esses desafios incluem o superdimensionamento do sistema, o uso de tecnologias de armazenamento de energia e a distribuição espacial estratégica dos geradores, sendo que a combinação dessas abordagens pode aumentar significativamente a confiabilidade do fornecimento energético (Jiongwei *et al.*, 2026). A Figura 10 ilustra graficamente esses conceitos, demonstrando como diferentes níveis de complementaridade, tanto temporal quanto espacial, impactam a capacidade do sistema em suprir a carga de energia de forma contínua.

Figura 10 – Conceito de complementaridade explicado usando uma onda senoidal.



Fonte: Jurasz et al. (2020).

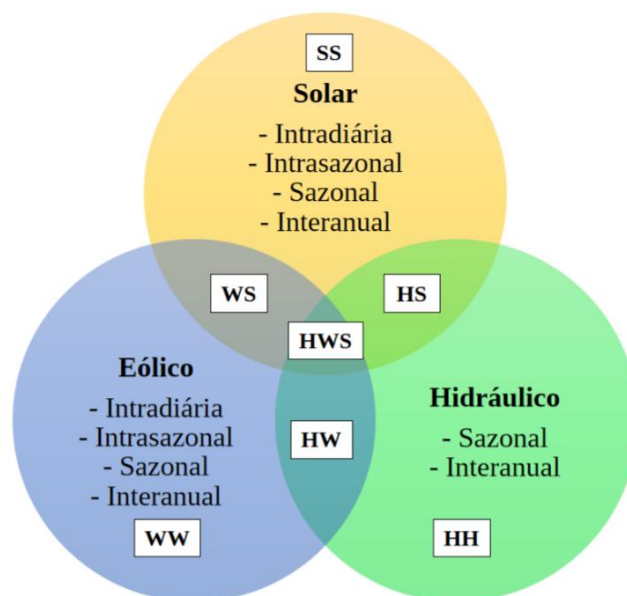
Para a compreensão da integração de fontes de energia, é fundamental definir os tipos de complementaridade existentes. A seguir, são apresentadas as definições para os tipos de complementaridade:

- **Complementaridade Espacial:** pode ser observada entre um ou mais tipos de fontes de energia. É uma situação em que os recursos energéticos se complementam numa determinada região. A escassez de uma fonte de FERV na região "x" é compensada pela sua disponibilidade na região "y" ao mesmo tempo. Um exemplo de complementaridade espacial pode ser o efeito de suavização de geradores eólicos espacialmente distribuídos, cujas tendências de produção de energia exibem um coeficiente de correlação decrescente com o aumento da distância entre os locais.

- **Complementaridade Temporal:** pode ser observada entre duas ou mais fontes de energia na mesma região. É entendida como um fenômeno em que as fontes FERV exibem períodos de disponibilidade que são complementares no domínio do tempo. Como exemplo, é possível mencionar os padrões anuais de disponibilidade de energia eólica e solar na Europa, onde a primeira é abundante no outono e inverno, enquanto a segunda é abundante na primavera e verão.

A sistematização das análises deste trabalho é apresentada por meio do diagrama ilustrado na Figura 11. Neste diagrama, as fontes de energia renovável e suas escalas temporais de variabilidade são representadas por círculos, e as combinações entre elas, por caixas. A estrutura proposta permite tanto a análise da complementaridade inerente a cada fonte quanto a análise combinada, na intersecção das fontes. Ressalta-se que a fonte hidráulica limita qualquer análise combinada à escala mensal, em função da resolução dos dados de vazão. Contudo, para pequenas centrais hidrelétricas, cuja variabilidade diária de vazão é expressiva, uma análise em escala diária seria justificável.

Figura 11 – Diagrama sistematizando possíveis análises de complementariedade entre fontes renováveis assim como respectivas escalas de variabilidade



Fonte: Gonçalves (2021).

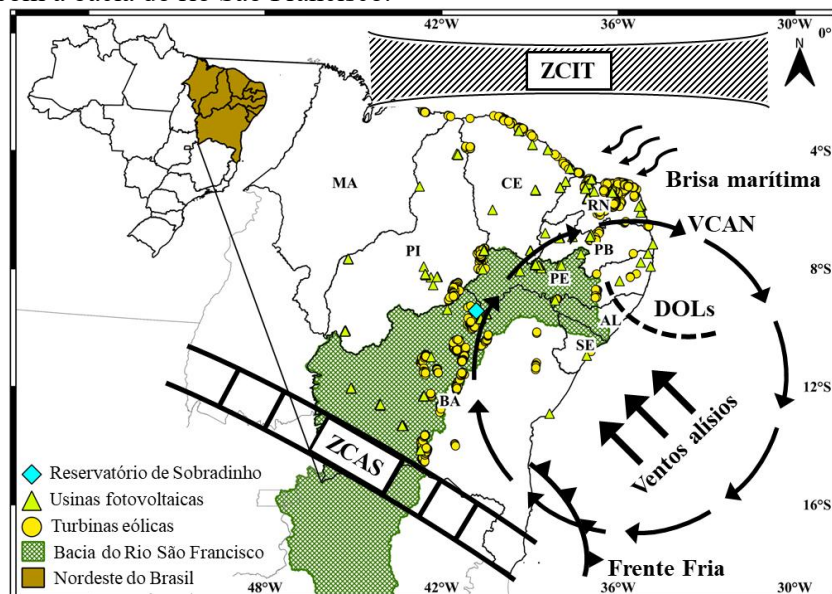
5 COMPLEMENTARIDADE MENSAL HIDRO-EÓLICA-SOLAR

5.1 Metodologia

5.1.1 Área de estudo

A área de estudo está situada no NEB, região marcada pela presença de empreendimentos de geração hídrica, eólica e solar de importância estratégica para o setor elétrico brasileiro. Conforme representado na Figura 12, observa-se a distribuição espacial de usinas fotovoltaicas predominantemente no interior da região, especialmente em áreas semiáridas, e de turbinas eólicas concentradas principalmente ao longo da faixa litorânea e em setores próximos à costa. A região também inclui o reservatório de Sobradinho, localizado ao longo do rio São Francisco, relevante para o abastecimento de água, a geração de energia e o suporte às atividades produtivas e às populações locais. Além da infraestrutura energética, a área é influenciada por sistemas atmosféricos característicos do nordeste brasileiro, como a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), a Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), os ventos alísios, as brisas marítimas, frentes frias, Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOLs) e Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN), os quais contribuem para a configuração climática regional e para a variabilidade espacial dos recursos energéticos.

Figura 12 – Representação dos principais sistemas atmosféricos em multiescala que influenciam o NEB, em interação com a infraestrutura energética (usinas fotovoltaicas, parques eólicos e o reservatório de Sobradinho) e com a bacia do rio São Francisco.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

5.1.2 Dados meteorológicos e hidrológico

Os dados meteorológicos usados neste estudo são oriundos da reanálise ERA5, desenvolvida pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF) (disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets>), que integra observações de redes globais de sensores a modelos numéricos baseados em física para representar o sistema terrestre (Hersbach *et al.*, 2020). O conjunto de dados abrange uma resolução espacial de 0,25° e frequência horária, compreendendo o período de 1940 até o presente. O ERA5 constitui uma ferramenta robusta para análises do setor energético, mitigando as limitações temporais e espaciais das medições *in situ*, além de ter sido amplamente aplicado no território brasileiro com resultados satisfatórios na representação climática regional (Felix *et al.*, 2025; Ferreira; Reboita, 2022; Gruber *et al.*, 2022). Foram extraídas variáveis essenciais para a estimativa dos recursos eólico e solar: a velocidade do vento a 100m e a irradiação solar global. A escolha do vento a 100m justifica-se pelo fato de o ECMWF já disponibilizar este dado nativamente, sem necessidade de extrapolação vertical. Os valores de velocidade do vento foram processados em médias mensais, enquanto a irradiação solar foi obtida a partir da média mensal dos totais diários. As séries foram coletadas para toda a região do NEB, cobrindo o período de 1999 a 2022.

A análise da precipitação foi conduzida com base no produto MERGE (MERGE-CPTEC), uma base de dados combinada desenvolvida e mantida em operação pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE), disponível em: <https://ftp.cptec.inpe.br/modelos/tempo/MERGE/GPM/>. Este produto integra estimativas de precipitação do satélite GPM (*Global Precipitation Measurement*), especificamente o produto IMERG-Early, com observações de uma densa rede de pluviômetros de superfície (Rozante *et al.*, 2020; Rozante; Rozante, 2024). O MERGE é disponibilizado em uma grade com resolução espacial de 0,1° e diferentes resoluções temporais (horária, diária, mensal e anual), cobrindo toda a América do Sul (AS). Sua metodologia de combinação prioriza a observação *in situ*, onde os dados dos pluviômetros são georreferenciados para a grade e interpolados nas proximidades das estações, enquanto a estimativa original do satélite é utilizada para preencher as áreas sem cobertura de superfície. Essa abordagem resulta em um campo de precipitação mais robusto, otimizando a representação dos regimes de chuva (Reboita *et al.*, 2024; Silva *et al.*, 2022). Sendo assim, foi coletada a variável meteorológica de precipitação com resolução temporal mensal, abrangendo o período de 1999 a 2022, a fim de cobrir a região do NEB.

Quanto ao dado hidrológico, foi utilizada a série histórica dos níveis de armazenamento do reservatório da usina hidrelétrica de Sobradinho, localizado no estado da Bahia, foi utilizada para avaliar o potencial de complementaridade entre as FERV no período de 1999 a 2022. Estes dados foram obtidos junto ao ONS, que mantém um registro histórico fundamental para a gestão da matriz energética nacional (disponível em: <https://dados.ons.org.br/>). A escolha de Sobradinho justifica-se por sua importância estratégica na regulação hídrica do NEB e por seus níveis de água serem diretamente impactados pela variabilidade climática e dos regimes de precipitação (Ávila *et al.*, 2021; Gomes; Lima; Medeiros, 2025; Martins *et al.*, 2019), estabelecendo um vínculo essencial entre as FERV e a disponibilidade de recursos hídricos.

5.1.3 Identificação de padrões dos recursos hídrico, eólico e solar

A técnica de análise de agrupamentos (AA) foi empregada para delimitar regiões espaciais semelhantes a partir de dados meteorológicos gradeados. No estudo foi usada a abordagem de agrupamento hierárquico por permitir a identificação objetiva de padrões regionais por meio de medidas de similaridade entre séries temporais (Vichi; Cavicchia; Groenen, 2022). Nessa abordagem, o processo de agrupamento ocorre de forma incremental, em que cada ponto de grade é inicialmente tratado como um grupo isolado e, à medida que aumenta o nível de similaridade entre eles, os elementos mais próximos, em termos estatísticos, são unidos. Esse processo de união continua até que se forme uma organização hierárquica completa, cuja estrutura é sintetizada graficamente em um dendrograma.

Neste estudo, adotou-se especificamente o método de Ward, cuja função de ligação busca minimizar a variabilidade interna dos grupos formados (Ward, 1963). A metodologia foi aplicada aos campos mensais de precipitação, irradiação solar e velocidade do vento a 100m, considerando, para cada variável, o cálculo das distâncias euclidianas entre os pontos da grade, a geração do dendrograma correspondente e a definição de um limiar de similaridade responsável por estabelecer o número de regiões homogêneas. Por fim, foram geradas séries temporais representativas de cada agrupamento, as quais permitiram tanto a compreensão entre a precipitação e a disponibilidade hídrica do reservatório de Sobradinho quanto a análise da complementaridade espaço-temporal entre as FERV.

5.1.4 Complementaridade hídrica-eólica-solar

Para a avaliação da sinergia entre as FERV deste estudo, foi adotado o método de complementaridade temporal total, utilizando uma integração de coeficientes de correlação e técnica de programação de compromisso (Canales *et al.*, 2020; Canales; Jurasz, 2025). Inicialmente, os Coeficientes de Correlação (CC) pareados são calculados para as séries temporais das fontes eólica (w), solar (s) e hídrica (h), compondo os elementos de um vetor de complementaridade (**c**) em um espaço tridimensional. Este vetor é definido como:

$$\mathbf{c} = CC_{ws}\widehat{ws} + CC_{wh}\widehat{wh} + CC_{sh}\widehat{sh} \quad (1)$$

A quantificação da complementaridade sistêmica é realizada por meio da Programação de Compromisso, que mede a distância estatística entre o estado atual das fontes e uma “solução ideal” em que ocorreria a complementaridade perfeita (correlação igual a -1 entre todos os pares). Essa distância é estimada pela métrica $L_p(\mathbf{c})$ utilizando o parâmetro $p=1$ para assegurar uma avaliação linear e pesos iguais para cada combinação de fontes, resultando em um espaço de solução onde $L_p(\mathbf{c})$ varia de 0,75 (complementaridade máxima viável) a 3 (similaridade perfeita). Assim, a métrica $L_p(\mathbf{c})$ pode ser definida pela Eq. (2):

$$L_p(\mathbf{c}) = \left[\sum_{k=1}^n a_k^p \left| \frac{f_k^{\text{best}} - f_k(\mathbf{c})}{f_k^{\text{best}} - f_k^{\text{worst}}} \right|^p \right]^{1/p} \quad (2)$$

em que: f_k^{best} é o valor ideal, e f_k^{worst} é o valor menos desejável. No caso da avaliação da complementaridade usando coeficientes de correlação, o valor ideal é -1 e o oposto é 1. O parâmetro a_k^p denota os pesos dos coeficientes de correlação par a par. Se todos os coeficientes de correlação forem considerados como igualmente importantes, $a_k^p=1$ para todos os casos.

Para a normalização e interpretação dos resultados, este trabalho utiliza o índice $k(\mathbf{c})$, proposto por Jonasson et al. (2023) como uma evolução necessária para corrigir a tendência de superestimar o potencial de complementaridade observada na formulação original deste índice. O cálculo é efetuado pela Eq. (3):

$$k(\mathbf{c}) = \frac{3 - L_p(\mathbf{c})}{3} \quad (3)$$

Diferente de outras métricas, o índice $k(\mathbf{c})$ opera em uma escala que varia de 0 (similaridade perfeita) a 0,75 (complementaridade máxima). Essa abordagem permite identificar, de forma robusta, se a combinação das três FERV contribui efetivamente para a redução da variabilidade do sistema híbrido. A interpretação qualitativa dos resultados segue uma escala específica conforme detalhada na Tabela 1.

Tabela 1 – Interpretação dos valores do índice de complementaridade.

Comportamento	$k(\mathbf{c})$	Interpretação
Similaridade	$0,00 \leq k(\mathbf{c}) < 0,05$	Semelhança muito forte
	$0,05 \leq k(\mathbf{c}) < 0,20$	Semelhança forte
	$0,20 \leq k(\mathbf{c}) < 0,35$	Semelhança moderada
	$0,35 \leq k(\mathbf{c}) < 0,50$	Semelhança fraca
Complementaridade	$0,50 \leq k(\mathbf{c}) < 0,575$	Complementaridade fraca
	$0,575 \leq k(\mathbf{c}) < 0,65$	Complementaridade moderada
	$0,65 \leq k(\mathbf{c}) < 0,725$	Complementaridade forte
	$0,725 \leq k(\mathbf{c}) \leq 0,75$	Complementaridade muito forte

Fonte: elaborado pelo autor com base em Jonasson et al. (2023).

5.2 Resultados e Discussão

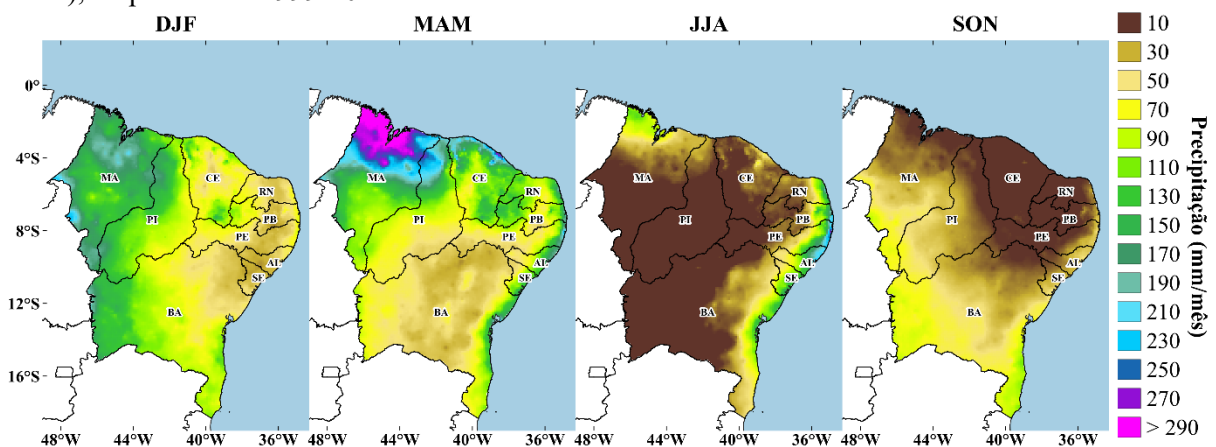
5.2.1 Distribuição espacial dos recursos das FERV

O regime pluviométrico na área de estudo é exibido na Figura 13. No NEB, o regime climatológico de precipitação destaca-se por sua variabilidade espacial e sazonal. Destaque para duas estações bem definidas no NEB: i) chuvosa e ii) seca. Os trimestres de dezembro-janeiro-fevereiro (DJF) e junho-julho-agosto (JJA) são marcados como estações de transição. A estação chuvosa ocorre no trimestre de março-abril-maio (MAM), com maiores registros de precipitação nas porções norte (N) e leste (L) do NEB, entre 130 e 290 mm/mês, ao contrário, do semiárido nordestino (região central) com as menores médias, entre 30 e 70 mm/mês.

Já a estação seca é pronunciada entre os meses de setembro, outubro e novembro (SON), quando a precipitação se restringe significativamente à porção sul do estado da Bahia, enquanto grande parte da região entra em seu período seco, com limiares médios entre 10 a 30 mm/mês.

Tal variabilidade é governada por diferentes sistemas meteorológicos que atuam em cada sub-região, conforme documentado na literatura: 1) a migração da ZCIT para uma posição mais ao sul no trimestre de DJF (Shimizu; Anochi; Kayano, 2022); 2) a influência por DOL's nos ventos alísios e pela circulação de brisas no litoral leste no período de abril a julho (Gomes *et al.*, 2019; Marengo *et al.*, 2023); e 3) a passagem de frentes frias elevando a precipitação entre novembro a março no sul do estado da Bahia (Reboita *et al.*, 2010).

Figura 13 – Precipitação média (mm/mês) no NEB para cada trimestre climatológico (DJF, MAM, JJA, SON), no período de 1999-2022 com base nos dados do MERGE.

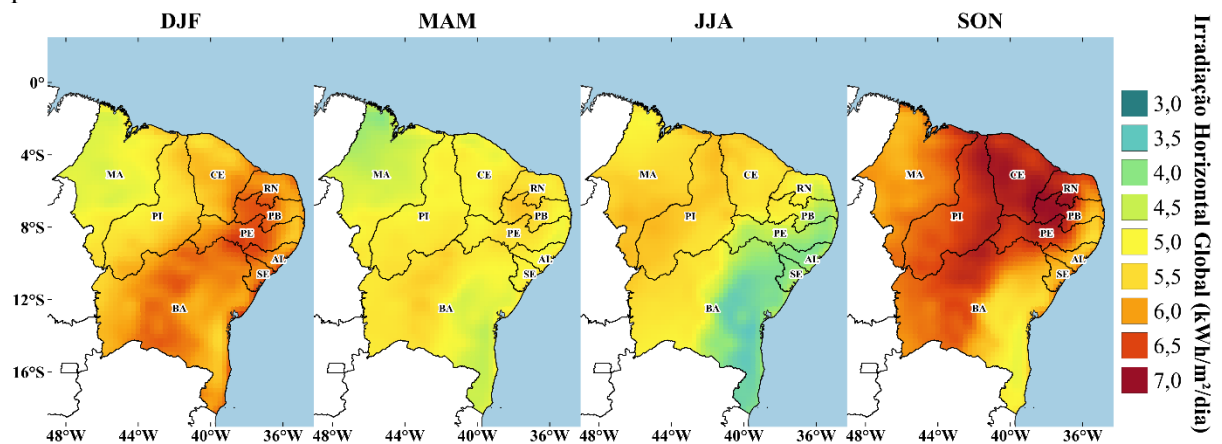


Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A Figura 14 apresenta os mapas sazonais da irradiação solar global no NEB. Os padrões espaciais são influenciados diretamente pela atuação de sistemas meteorológicos, que regulam

a variabilidade da cobertura de nuvens. A baixa precipitação (menor cobertura de nuvens) na faixa central do NEB, confere ao semiárido nordestino os maiores índices de irradiação solar incidente na superfície. Os valores máximos da irradiação solar são pronunciados nos trimestres de SON e DJF, correspondentes ao período mais seco em todo o NEB. Como mencionado anteriormente, a estação chuvosa ocorre no trimestre de MAM, acarretando menores índices de irradiação solar, especialmente na porção norte, que apresenta os maiores registros de precipitação.

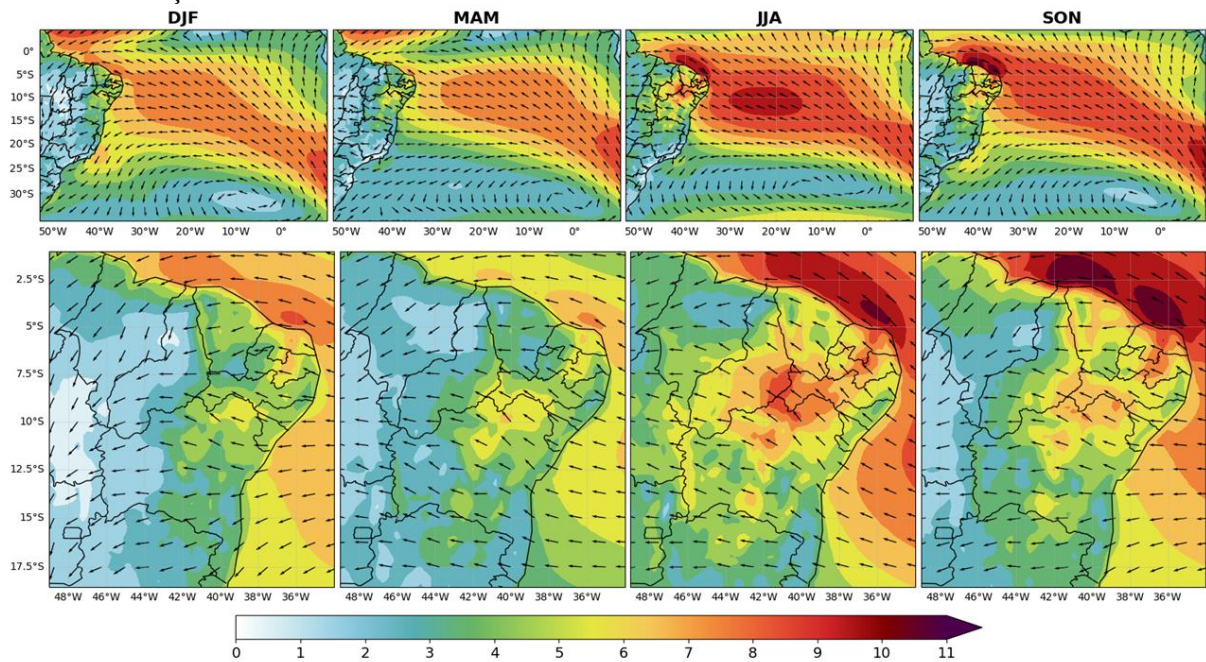
Figura 14 – Irradiação solar no NEB para cada trimestre climatológico (DJF, MAM, JJA, SON), no período de 1999 a 2022 com base nos dados de reanálise do ERA5.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A dinâmica sazonal dos ventos sobre o NEB, conforme ilustrada na Figura 15, é fortemente modulada pelo comportamento semiestacionário da ASAS, cujo centro se posiciona no Oceano Atlântico entre as latitudes de 30°S a 40°S e longitudes de 15°W a 0°W. O período de maior intensidade do recurso eólico ocorre nos trimestres de JJA e SON, quando a ASAS se fortalece e se posiciona mais ao norte e oeste no Oceano Atlântico. Essa configuração intensifica os ventos alísios de sudeste que sopram sobre o continente, resultando nas velocidades mais elevadas do ano, predominantes no interior e litoral da região. Por outro lado, durante os trimestres de DJF e MAM, a ASAS retrai-se para posições mais ao sul e leste, enfraquecendo sua influência direta sobre o continente. Consequentemente, os ventos perdem intensidade. Esse ciclo anual de fortalecimento e enfraquecimento da ASAS é, portanto, o principal mecanismo que regula a variação do potencial eólico na região.

Figura 15 – Velocidade média do vento a 100m de altura no NEB para cada trimestre climatológico (DJF, MAM, JJA, SON), no período de 1999 a 2022 com base nos dados de reanálise do ERA5. As setas indicam a direção do vento.

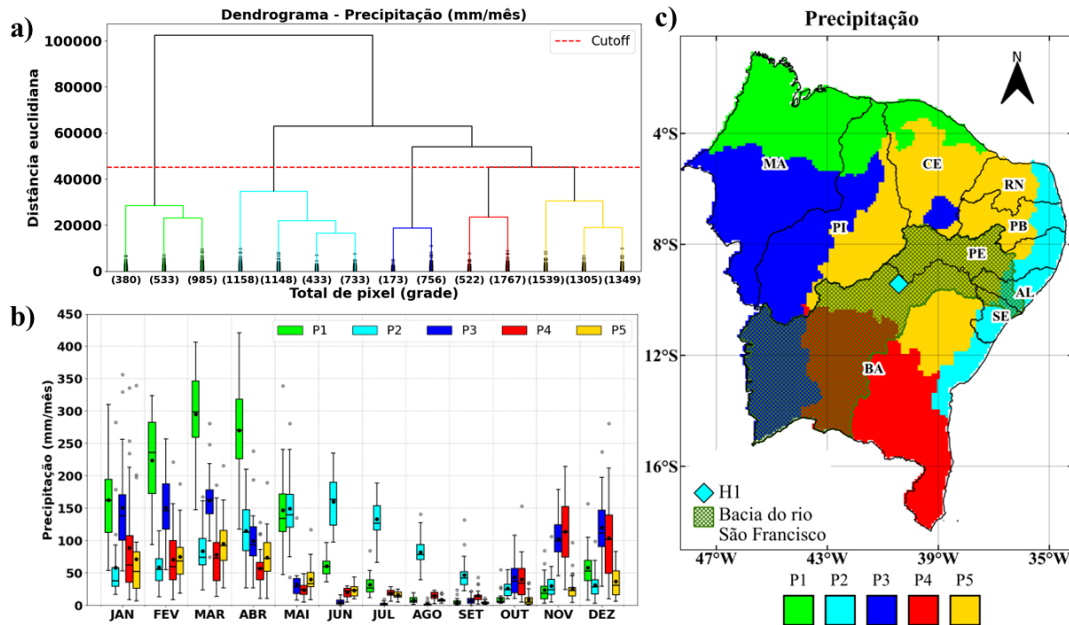


Fonte: elaborado pelo autor (2026).

5.2.2 Variabilidade espaço-temporal da precipitação e do recurso hídrico

A análise de agrupamento hierárquico evidenciou padrões de similaridade espacial entre os pontos de grade da área de estudo. O dendrograma obtido pelo método de Ward para a variável de precipitação (Figura 16a), calculado com distância euclidiana, orientou a escolha do número ótimo de grupos por meio de uma linha de corte (*cutoff*), resultando em cinco agrupamentos. Para facilitar a interpretação dos *boxplots* mensais e do mapa (Figura 16b e Figura 16c), os agrupamentos foram ordenados decrescentemente pela média de precipitação, de modo que P1 apresenta os maiores valores médios e P5 os menores. Essa padronização permitiu identificar diretamente as zonas de maior potencial pluviométrico.

Figura 16 – Regionalização da precipitação no NEB baseada em análise de agrupamento hierárquico, onde: (a) o dendrograma define as cinco regiões homogêneas a partir do corte de distância euclidiana (linha tracejada); (b) os boxplots detalham o ciclo sazonal de cada região (P1-P5), com a média (ponto preto), mediana (linha central), intervalo interquartil (caixa) e outliers (pontos cinzas); e (c) o mapa espacializa esses grupos, destacando a localização do reservatório de Sobradinho (H1) e a bacia do Rio São Francisco (área hachurada).



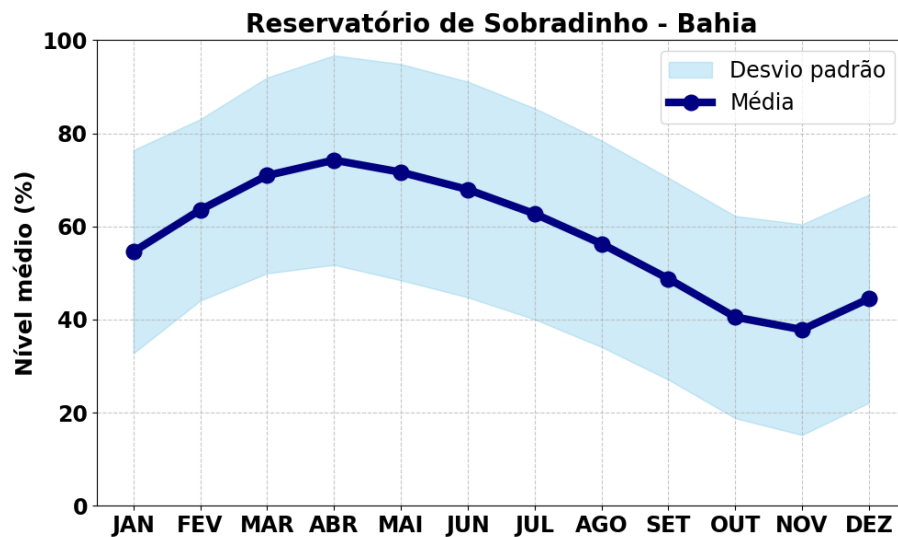
Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A regionalização da precipitação no NEB (Figura 16c) revelou cinco regimes sazonais distintos, corroborados pelos *boxplots* mensais (Figura 16b). O P1, abrange o norte do Maranhão, Piauí e Ceará, com variabilidade sazonal e uma estação chuvosa concentrada entre os meses de fevereiro-abril, com destaque para março, em concordância com a intensificação e o posicionamento meridional da ZCIT. O P3 (interior da Bahia, sul do Piauí, do Maranhão e do Ceará) concentra sua estação chuvosa de novembro a março. Vale destaque a zona chuvosa no sul do Ceará, onde um agrupamento de maiores registros de chuva contrasta com o semiárido ao redor, devido aos efeitos orográficos do Planalto do Araripe, que intensificam a ascensão do ar e a formação de nuvens (Felix *et al.*, 2025). A faixa costeira leste (P2) registra máximos de chuva no trimestre de maio a julho, padrão caracterizado pela atuação dos DOLs e pelo aporte dos sistemas de brisas. Já P4 e P5, correspondente à área do semiárido, apresentam registros de precipitação menores e mais irregulares, com alguma concentração de eventos entre dezembro e março; nesses agrupamentos, a precipitação é majoritariamente influenciada por frentes frias que conseguem avançar no sul da região, e por episódios da ZCAS, que, embora não dominante, pode contribuir para eventos de precipitação no sul e no interior da região. Em geral, a sazonalidade no NEB alterna entre períodos chuvosos e secos, modulados por sistemas atmosféricos em multiescala juntamente com a interação com os modos de variabilidade

climática, como El Niño-Oscilação Sul (ENOS), Oscilação Decadal do Pacífico (ODP) e Anomalias médias da temperatura da superfície do mar (TSM) (Costa *et al.*, 2021; de Sousa Santos *et al.*, 2023; Lyra *et al.*, 2017).

A variabilidade hidrológica média do reservatório de Sobradinho (Figura 17) mostrou um ciclo sazonal bem definido, o que permite inferir uma relação com o regime de precipitação. Destaque para seu nível médio máximo em abril, onde o reservatório reflete as chuvas intensas da estação chuvosa na sua área de contribuição (agrupamentos P4 e P5), porém, evidenciando uma defasagem de aproximadamente um mês entre o pico de precipitação (março) e o pico do nível do reservatório (abril). A partir de maio, inicia-se um período contínuo de esvaziamento, atingindo seu nível médio mais baixo em novembro.

Figura 17 – Nível médio do reservatório de Sobradinho, localizado no estado da Bahia, para o período de 1999-2022.



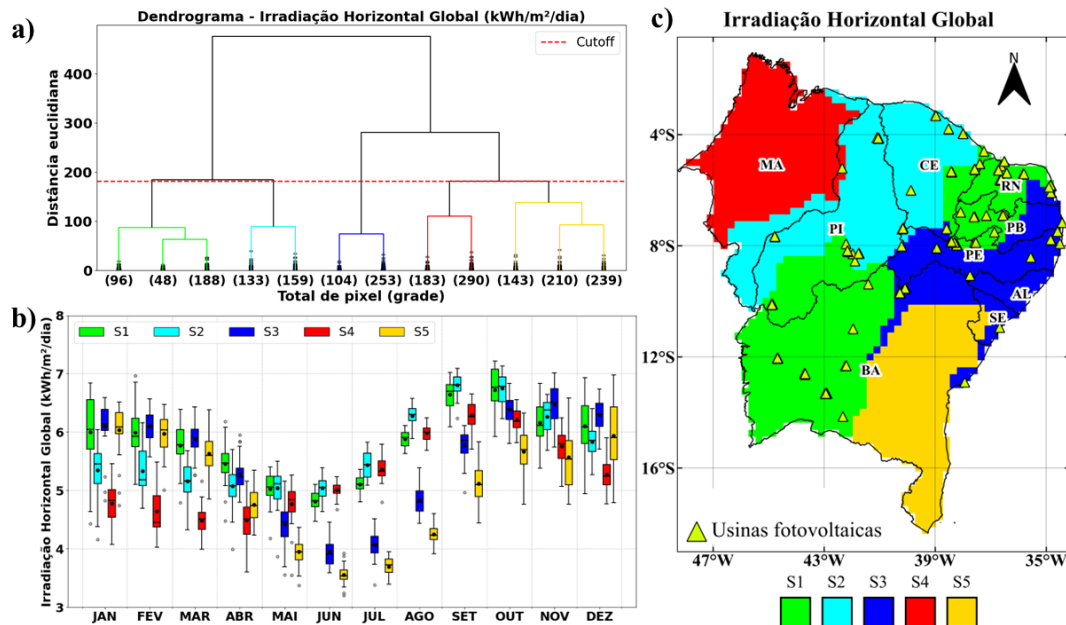
Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Dessa forma, a série temporal do nível do reservatório de Sobradinho (H1) será adotada como o parâmetro central nas análises futuras de complementaridade entre as FERV, substituindo as séries de precipitação dos agrupamentos. Esta abordagem é preferível por incorporar diretamente a defasagem hidrológica e a redução previsível da geração hidrelétrica no período seco, estabelecendo, com maior precisão, a necessidade e a janela temporal para a compensação pelas fontes eólica e solar.

5.2.3 Variabilidade espaço-temporal da irradiação solar

O dendrograma da irradiação global horizontal (Figura 18a), obtido pelo método de Ward com distância euclidiana, assegura a definição de cinco agrupamentos (S1–S5) a partir da linha de corte indicada. As primeiras separações em alturas mais elevadas distinguem dois conjuntos principais: S1–S2, associados a porções interioranas e de transição continental, incluindo áreas semiáridas, e S3–S5, vinculados à faixa leste mais influenciada pelo oceano. Para manter a consistência das análises, os *boxplots* mensais (Figura 18b) também foram organizados em ordem decrescente da média de irradiação solar, o que facilita a seleção das zonas de maior potencial solar. Por fim, o mapa com a distribuição espacial dos agrupamentos e das usinas fotovoltaicas instaladas na área em estudo são mostrados na Figura 18c.

Figura 18 – Regionalização da irradiação solar no NEB baseada em análise de agrupamento hierárquico, onde: (a) o dendrograma define as cinco regiões homogêneas a partir do corte de distância euclidiana (linha tracejada); (b) os boxplots detalham o ciclo sazonal de cada região (S1–S5), com a média (ponto preto), mediana (linha central), intervalo interquartil (caixa) e outliers (pontos cinzas); e (c) o mapa espacializa esses grupos, destacando a localização das usinas fotovoltaicas instaladas.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Os agrupamentos S1 e S2 apresentam maior potencial solar e menor variabilidade intra-anual, evidenciada pela menor dispersão interquartil ao longo do ano. Esse padrão intensificou-se entre maio e agosto no interior da Paraíba e nas zonas costeiras do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, em razão da posição mais ao norte da ZCIT (Utida *et al.*, 2019), inibindo os movimentos convectivos e reduzindo a nebulosidade. Já região a oeste da Bahia e sul do Piauí, apresenta um regime modulador distinto, predominantemente associado ao

Planalto da Borborema, estendido entre os estados de Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Alagoas, no qual a influência topográfica atua sobre a célula de circulação zonal de Walker, induzindo movimentos ascendentes a barlavento do planalto e subsidência a sotavento (Ferreira; Reboita, 2022), limitando a formação de nuvens e maximizando o recurso solar.

O agrupamento S4 apresenta um padrão de ciclo anual similar ao S2, porém com médias ligeiramente menores entre janeiro e abril, período em que a migração da ZCIT para o sul favorece a ocorrência de precipitação e, conseqüentemente, a atenuação da irradiação solar. Entre junho e novembro, observa-se a intensificação desses valores, seguida de diminuição na variabilidade, refletida na menor dispersão interquartil. Em contraste, S3 e S5 apresentam quedas acentuadas da irradiação solar entre maio e agosto, com medianas inferiores a 5,0 kWh/m², em concordância com a estação chuvosa da porção leste do NEB, dominada pelos DOLs e pela advecção de umidade trazida pelos alísios de sudeste (Hounsou-Gbo *et al.*, 2015). No sul da Bahia, em R5, as incursões frontais ocasionais intensificam a cobertura de nuvens e contribuem para reduzir a irradiância solar incidente na superfície.

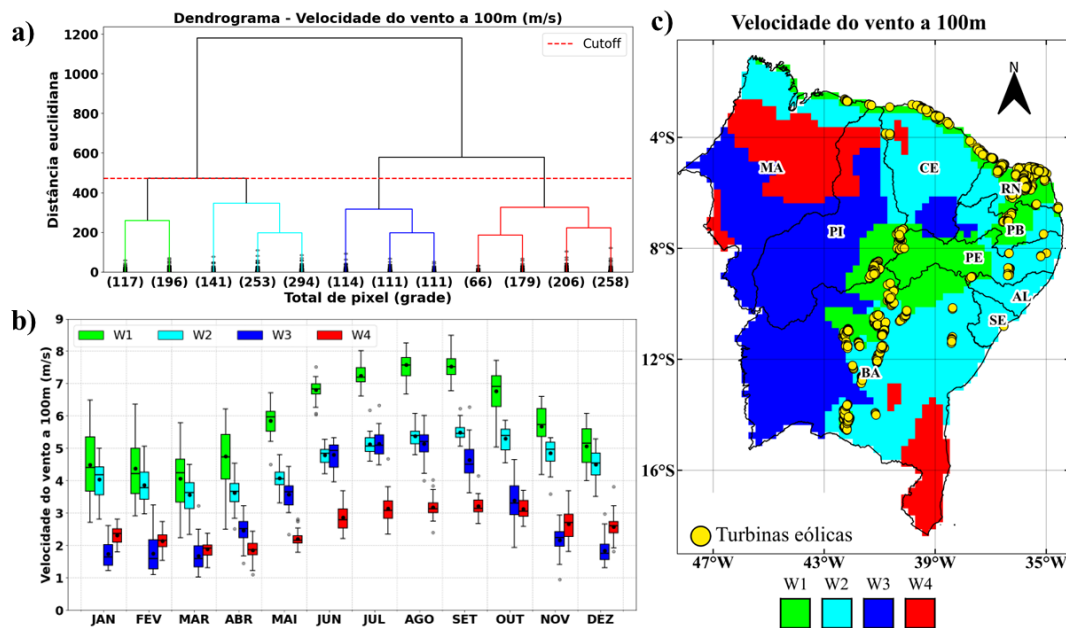
Ressalta-se ainda que na Figura 18c, S3 forma uma faixa no setor oriental do NEB que separa S1 em dois núcleos não contíguos. A Figura 14 corrobora esse resultado ao evidenciar, no trimestre JJA, uma faixa de menor irradiação no setor oriental, situada entre áreas interiores com valores mais elevados. Esse gradiente espacial mostra-se coerente com a influência conjunta da proximidade do oceano, do transporte de umidade pelos ventos alísios e da modulação exercida pelo relevo sobre a circulação atmosférica e a distribuição da nebulosidade. Embora esses mecanismos sejam consistentes com a configuração espacial observada, a determinação de suas contribuições relativas requer uma análise integrada de variáveis como nebulosidade, precipitação, umidade atmosférica, circulação dos ventos e topografia.

A análise conjunta das Figura 18b e Figura 18c indica que as regiões S1, S2 e S3, caracterizadas por valores mais elevados de irradiância solar ao longo do ano, estão diretamente associadas à distribuição espacial das usinas fotovoltaicas. Observa-se maior concentração de projetos nessas regiões, enquanto S4 e S5 apresentam menor densidade de empreendimentos. Contudo, nas regiões S4 e S5, a magnitude média da irradiação solar permanece elevada em comparação à observada na Alemanha e na Península Ibérica, onde a tecnologia fotovoltaica é amplamente difundida (Lima *et al.*, 2016), evidenciando a existência de potencial ainda disponível para a expansão do aproveitamento solar, sobretudo em um contexto de baixa variabilidade interanual típico de regiões tropicais.

5.2.4 Variabilidade espaço-temporal da velocidade do vento a 100m

O dendrograma da velocidade do vento a 100 m (Figura 19a), construído pelo método de Ward com distância euclidiana, definiu quatro agrupamentos a partir da linha de corte. As maiores alturas de fusão separam dois domínios principais: W1–W2, associados à faixa litorânea e de transição, e W3–W4, vinculados às porções interiores do continente. Para manter a consistência com os resultados mostrados anteriormente, os agrupamentos foram organizados em ordem decrescente da média anual da intensidade do vento, de modo que W1 representa o maior potencial eólico entre os agrupamentos, enquanto W2 caracteriza a zona de transição entre o litoral mais favorável à exploração do recurso eólico e o interior menos favorável.

Figura 19 – Regionalização da velocidade do vento a 100 m no NEB baseada em análise de agrupamento hierárquico, onde: (a) o dendrograma define as quatro regiões homogêneas a partir do corte de distância euclidiana (linha tracejada); (b) os *boxplots* detalham o ciclo sazonal de cada região (W1–W4), com a média (ponto preto), mediana (linha central), intervalo interquartil (caixa) e outliers (pontos cinzas); e (c) o mapa espacializa esses grupos, destacando a localização dos aerogeradores instalados.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Os *boxplots* mensais (Figura 19b) mostram que o W1 mantém valores superiores a 6 m/s de junho a outubro, com pouca variação entre os quartis. O W2 mantém o mesmo padrão sazonal, mas com magnitudes inferiores. Em contraste, W3 e W4 exibem médias que raramente superam 3,5 m/s, insuficiente para o funcionamento da maioria dos aerogeradores (EPE, 2018). O mapa (Figura 19c) confirma a aderência espacial, com concentração de aerogeradores em R1 e na faixa de transição W2 e ausência destes empreendimentos em W3 e W4. Em virtude desse

baixo potencial e da inviabilidade técnica para uma exploração eficiente, as zonas W3 e W4 não serão consideradas nas análises de complementaridade e nas discussões subsequentes.

5.2.5 Complementaridade sazonal entre as FERV

A Figura 20 apresenta a média e a variabilidade temporal interanual do índice de complementaridade $k(c)$, resultante da combinação do recurso hídrico (H1) com os agrupamentos mais favoráveis do recurso eólico (W1 e R2) e do recurso solar (S1–S5). Os resultados das médias de $k(c)$ distribuem-se em três classes: forte, moderada e fraca. A complementaridade forte ocorre quando W1 ou W2 é combinado com S3 e S5, com valores médios de $k(c)$ iguais a 0,67 e 0,68. A complementaridade moderada aparece nas combinações que envolvem W1 ou W2 associados a S1, ambas com $k(c)$ igual a 0,60. Já a complementaridade fraca caracteriza as combinações de W1 ou W2 associados a S2 e S4, cujos valores de $k(c)$ variam de 0,51 a 0,56. Observa-se uma oscilação interanual na complementaridade, com quedas mais acentuadas do $k(c)$ em 2004 e reduções mais suaves em 2016 e 2020. Esses comportamentos possivelmente estão associados aos modos de variabilidade climática, tais como ENOS e Dipolo do Atlântico Tropical (Reboita *et al.*, 2021), fenômenos capazes de influenciar simultaneamente os padrões dos recursos eólico, solar e hídrico no NEB.

Figura 20 – Índice de complementaridade total para combinações eólica (W1/W2), solar (S1–S5) e hídrica (H1). A linha tracejada vermelha indica o valor médio do período. O fundo colorido reproduz a escala de interpretação adotada.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

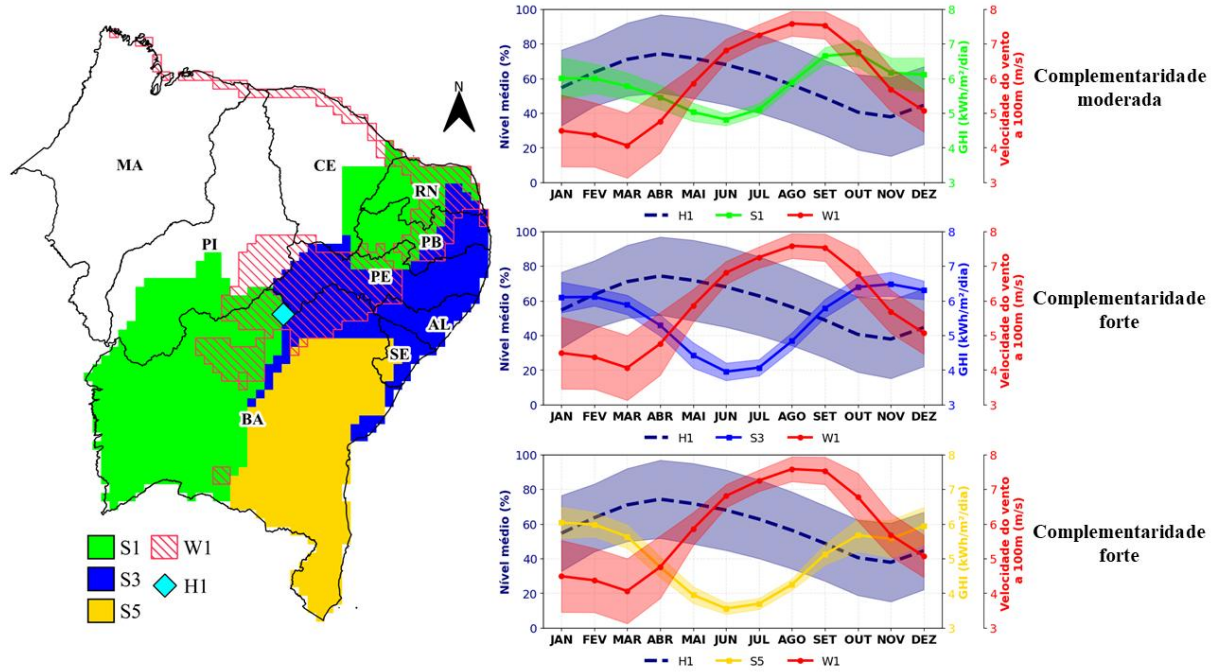
Os valores do índice refletem diretamente os padrões das curvas descritas nas seções anteriores. Como visto, os agrupamentos W1–W2 apresentam máximos entre junho e outubro, enquanto S3 e S5 sofrem redução acentuada entre maio e agosto. H1 atinge máximos entre março-maio e entra em declínio até novembro. Essa curva hídrica, quando acoplada às variações sazonais dos recursos eólico e solar, permite compreender o motivo pelo qual as combinações com S3 e S5 alcancem as melhores médias de $k(c)$. Isso porque a menor disponibilidade solar no trimestre de maio a julho é parcialmente compensada pelo maior

aproveitamento eólico no período de julho a outubro, enquanto o reservatório oferece margem adicional de compensação.

Dada a abrangência do material abordado, a Figura 21 resume brevemente as principais áreas de oportunidade para complementaridade no NEB. O agrupamento W1 foi selecionado por concentrar o maior aproveitamento eólico e potencial de expansão, enquanto S1, apesar da complementaridade moderada com W1 e H1, é estratégico por reunir os maiores valores de irradiação solar e a maior densidade de empreendimentos fotovoltaicos. Já as combinações de W1 e H1 com S3 e S5 apresentam complementaridade forte, embora ainda pouco exploradas em termos de usinas solares, configurando áreas prioritárias para expansão a fim de assegurar maior estabilidade do subsistema elétrico do NEB. Assim, recomenda-se priorizar, nos cenários de planejamento a longo prazo, W1 combinado a S1, S3 ou S5, integradas ao recurso hídrico H1.

Além disso, os desvios em torno das médias evidenciam a variabilidade interanual das FERV tendo em vista que a confiabilidade do sistema elétrico depende da capacidade de absorver essas flutuações. Nesse contexto, a fonte hídrica se destaca como a mais vulnerável, pois apresenta elevada sensibilidade à variabilidade climática, capaz de comprometer a demanda em anos de escassez hídrica. Em contraste, os recursos solar e eólico apresentam menor variabilidade interanual, conferindo maior previsibilidade ao sistema elétrico. O recurso solar destaca-se pela elevada estabilidade, enquanto o recurso eólico, embora sujeito a oscilações sazonais mais pronunciadas, mantém padrões relativamente consistentes. A relação inversa entre as curvas solar e eólica, ainda que pouco pronunciada, é particularmente relevante para manter a estabilidade do sistema elétrico e reduzir a necessidade de maior acionamento da geração hídrica, pois a complementaridade temporal contribui para suavizar a variabilidade da disponibilidade de geração elétrica ao longo do ano. Tal complementaridade favorece a gestão mais eficiente do reservatório de Sobradinho, mitiga riscos associados a eventos climáticos extremos e reforça a segurança energética e a eficiência do planejamento de longo prazo.

Figura 21 – Mapa do NEB com os principais agrupamentos seleccionados (S1, S3, S5 e W1) e localização do reservatório de Sobradinho (H1), juntamente com as séries temporais climatológicas mensais (1999–2022) de irradiação solar, velocidade do vento a 100 m e nível do reservatório de Sobradinho, apresentando as médias mensais e o respectivo desvio padrão mensal, bem como o grau de complementaridade associado às combinações das FERV.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

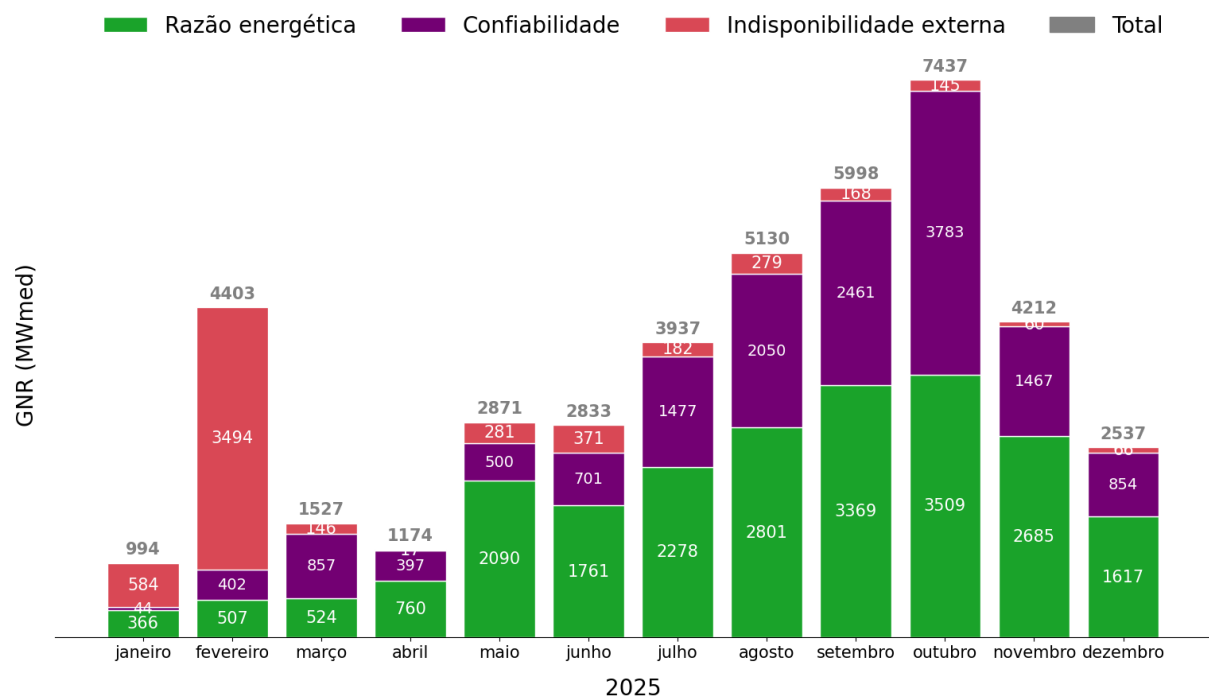
6 COMPLEMENTARIDADE HORÁRIA HIDRO-EÓLICA-SOLAR

6.1 Metodologia

6.1.1 Seleção estudo de caso

No âmbito deste estudo de caso, a avaliação da complementaridade em escala horária foi conduzida mediante a seleção de um período caracterizado por elevada restrição operativa no subsistema Nordeste. Conforme apresentado na Figura 22, setembro de 2025 esteve entre os meses com os maiores níveis de restrição registrados ao longo daquele ano, associados principalmente às componentes de razão energética e confiabilidade. A escolha desse recorte temporal permitiu analisar, em condições operacionais específicas, a interação horária entre as fontes renováveis variáveis consideradas.

Figura 22 – Distribuição mensal da Geração Não Realizada apurada (GNRa) no subsistema Nordeste em 2025, em MWmed e percentual, segundo os componentes razão energética, confiabilidade e indisponibilidade externa.



Fonte: ONS (2026).

Diante disso, nota-se um contexto operacional particularmente crítico, no qual a elevada geração proveniente das fontes intermitentes (eólica e solar) não se reflete necessariamente em geração efetivamente integrada ao sistema elétrico. Logo, setembro de 2025 mostra-se

adequado para examinar como a complementaridade entre as FERV pode subsidiar estratégias para beneficiar o contexto operacional em horizontes de curto prazo.

Outro aspecto que reforça a escolha do período é que setembro coincide com o regime anual em que o recurso eólico no NEB tende a apresentar elevada disponibilidade, assim como, a geração solar mantém taxas expressivas ao longo do ciclo diurno. Essa combinação, associada à participação da geração hídrica como membro regulador, configura um contexto favorável para investigar a dinâmica espaço-temporal das FERV e o seu potencial de compensação mútua.

6.1.2 Modelos meteorológicos e configurações do WRF e do MPAS

Neste trabalho, foram empregados os modelos meteorológicos WRF (*Weather Research and Forecasting*, versão 4.4.1) e MPAS (*Model for Prediction Across Scales*, versão 8.2.0), ambos amplamente utilizados na modelagem numérica da atmosfera. O WRF consiste em um modelo de mesoescala amplamente consolidado na literatura, destacando-se pela flexibilidade na configuração de domínios e esquemas físicos, o que favorece sua aplicação em estudos regionais. O MPAS, por sua vez, apresenta como diferencial o uso de malha não estruturada com capacidade de representação em múltiplas escalas, permitindo maior adaptabilidade espacial nas simulações atmosféricas. Assim, a adoção desses dois modelos neste estudo visa analisar seu desempenho na representação das condições meteorológicas sobre o NEB, especialmente no que se refere às variáveis associadas ao aproveitamento dos recursos eólico e solar.

Para a representação dos processos físicos nos modelos WRF e MPAS, adotou-se uma configuração comum composta pelos esquemas WSM6 (*WRF Single-moment 6-class*) para microfísica, RRTMG (*Rapid Radiative Transfer Model*) para radiação de onda longa e curta, MYNN (*Mellor-Yamada-Nakanishi-Niino*) para a camada limite planetária e para a camada superficial, e NOAH-MP (*Noah Multi-Parameterization*) para a superfície terrestre (Tabela 2). A seleção dessas parametrizações foi baseada em testes de sensibilidade, que indicaram melhor adequação dessa configuração à representação dos processos atmosféricos e das interações superfície-atmosfera no NEB, região caracterizada por intenso forçamento radiativo e elevada variabilidade da camada limite atmosférica.

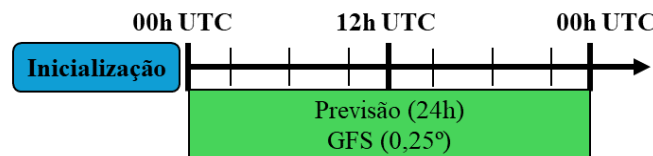
Tabela 2 – Esquemas de parametrização física utilizados nas previsões.

Esquemas de parametrização	Opções físicas	Referências
Cumulus	Grell-Freitas	(Grell; Freitas, 2014)
Microfísica	WSM6	(Hong; Lim, 2006)
Radiação de onda longa	RRTMG	(Iacono <i>et al.</i> , 2008)
Radiação de onda curta	RRTMG	(Iacono <i>et al.</i> , 2008)
Camada limite planetária	MYNN	(Nakanishi; Niino, 2006, 2009)
Camada limite superficial	MYNN	(Olson <i>et al.</i> , 2021)
Superfície terrestre	NOAH-MP	(Niu <i>et al.</i> , 2011; Yang <i>et al.</i> , 2011)

Fonte: elaborado pelo autor (2026).

As previsões meteorológicas foram realizadas com os modelos WRF e MPAS em horizonte temporal de 24 horas, com foco na representação das condições atmosféricas previstas para o dia seguinte. Para isso, foram utilizados dados de previsão do GFS (Global Forecast System) como condições iniciais e de contorno com resolução horizontal de $0,25^\circ$ e intervalo temporal de 3 horas. Dessa forma, as simulações foram estruturadas para representar o período operacional subsequente, permitindo avaliar a capacidade dos modelos em fornecer informações meteorológicas úteis ao planejamento de curto prazo. A Figura 23 ilustra a estratégia adotada para as 24 horas seguintes.

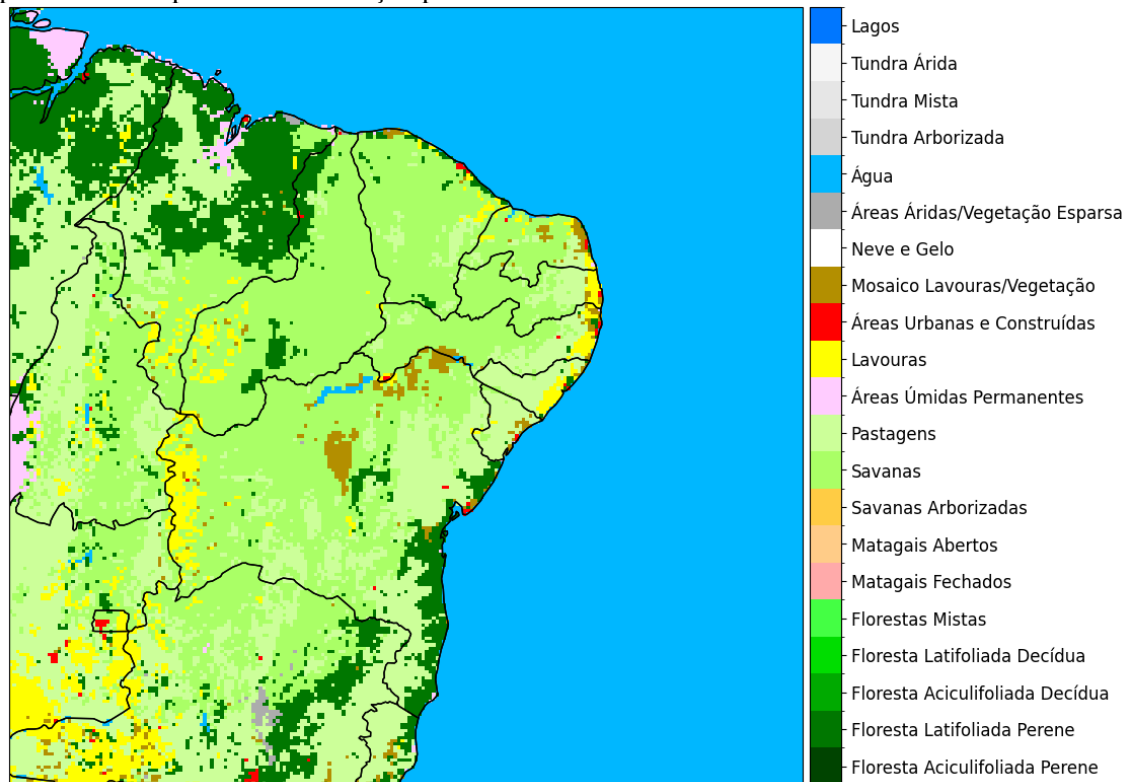
Figura 23 – Representação esquemática da configuração temporal das previsões.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A Figura 24 mostra a inclusão das informações de uso e cobertura da terra que foram atualizadas com base nos dados do MapBiomass, que apresentam resolução espacial de 90 m e correspondem ao ano de 2023, sendo posteriormente classificadas de acordo com a tabela de referência do MODIS IGBP (Pedruzzi *et al.*, 2022). Por fim, a representação topográfica também foi substituída pelos dados do modelo digital de elevação da missão SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*), disponibilizado pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), com resolução espacial de 90 m.

Figura 24 – Mapa de uso e cobertura do solo da região de estudo, elaborado a partir dos dados do MapBiomas e adaptado à classificação padrão MODIS.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Posteriormente, foram extraídas as variáveis de velocidade e direção do vento, bem como de irradiância solar, para serem confrontadas com as estações meteorológicas *in situ* na etapa de validação estatística. Para a análise da complementaridade, adotou-se as curvas normalizadas dessas variáveis. Essa escolha metodológica se justifica pela heterogeneidade dos empreendimentos eólico e solar do NEB, que reúne diferentes capacidades instaladas, arranjos tecnológicos, em especial, a fonte eólica, com distintas alturas de aerogeradores. Logo, a estimativa individualizada da geração de todos os empreendimentos torna-se inviabilizada. Além disso, a geração verificada dessas usinas pode ser influenciada por restrições operativas impostas pelo ONS, em função das condições de atendimento à carga e da operação do sistema (ONS, 2024, 2025), limitando a comparação direta entre a geração prevista e a efetivamente produzida. Assim, a adoção de curvas normalizadas permite uma avaliação mais consistente da complementaridade entre as FERV, com foco em sua variabilidade relativa ao longo do período analisado.

6.1.3 Dados observados

Os dados utilizados neste estudo foram medições de velocidade e direção do vento e irradiância solar no intervalo de 05/09/2025 a 09/09/2025, coletadas em estações distribuídas por toda a região do NEB. Essas observações foram obtidas de estações meteorológicas automáticas de superfície operadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET - <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>), com resolução temporal horária. Essas estações são equipadas com sensores para medição das variáveis meteorológicas, incluindo precipitação pluviométrica, temperatura do ar, pressão atmosférica, entre outras.

Adicionalmente, foram utilizados dados operacionais disponibilizados pelo ONS para todo o mês de setembro de 2025 (disponível em: <https://dados.ons.org.br/>), incluindo os fatores de capacidade dos aerogeradores e das usinas fotovoltaicas instaladas na região do NEB. Os dados de fator de capacidade foram empregados na identificação dos agrupamentos analisados neste estudo, por representarem de forma consistente a variabilidade do desempenho das fontes eólica e solar.

6.1.4 Métricas de desempenho

A validação estatística das simulações foi realizada por meio do diagrama de Taylor (Taylor, 2001), uma ferramenta gráfica que permite sintetizar, simultaneamente, quatro métricas amplamente utilizadas na avaliação de desempenho de modelos numéricos: (i) o coeficiente de correlação de pearson, (ii) o desvio padrão, (iii) o desvio quadrático médio (RMSD) e (iv) o erro quadrático médio normalizado (nRMSE). No diagrama, o coeficiente de correlação é representado pelo ângulo azimutal, o desvio padrão pela distância radial em relação à origem e o RMSD pela distância entre o ponto correspondente ao modelo e o ponto de referência localizado no eixo horizontal, onde a razão do desvio padrão é igual à unidade. Adicionalmente, a nRMSE foi incorporada ao diagrama, de modo a complementar a avaliação do desempenho dos modelos. Dessa forma, o diagrama permite avaliar, de forma integrada, a capacidade dos modelos em reproduzir simultaneamente a variabilidade e a estrutura dos dados observados.

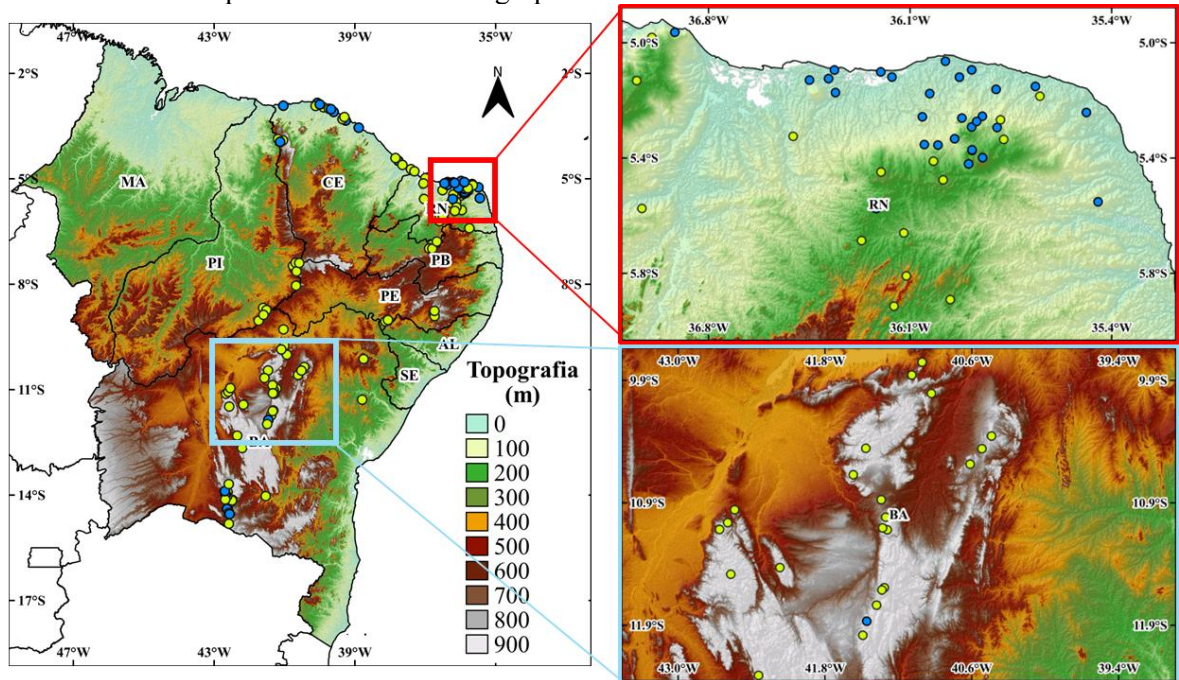
A validação foi conduzida para as variáveis velocidade do vento a 10 m e irradiância solar, comparando as estimativas de cada experimento dos modelos WRF e MPAS com dados de referência observacionais obtidos pelo INMET. Cada ponto no diagrama representa uma comparação entre simulação e observação para uma determinada variável, sendo que a posição do ponto reflete o grau de concordância estatística entre os conjuntos de dados.

6.1.5 Seleção e caracterização dos empreendimentos representativos para análise dos recursos eólico e solar

A Figura 25 evidencia que a distribuição espacial dos aerogeradores no NEB está inserida em contextos fisiográficos distintos, sendo definido em dois agrupamentos: o agrupamento 1 (pontos azuis), predominante em áreas de menor altitude, e o agrupamento 2 (pontos verdes), áreas com relevo mais acidentado e altitudes mais elevadas. Este contraste fisiográfico combinado com a atuação de sistemas meteorológicos de multiescala produz implicações diretas sobre a modulação do escoamento atmosférico (Barreto *et al.*, 2025).

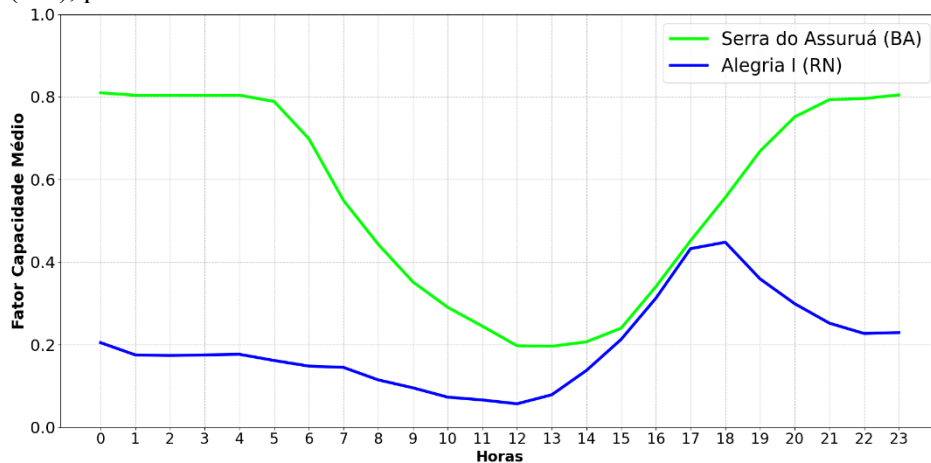
Diante disso, os parques eólicos Alegria I (RN) e Serra do Assuruá (BA) foram selecionados como áreas representativas de seus respectivos agrupamentos. A Figura 26 evidencia diferenças marcantes no ciclo diurno do fator de capacidade médio entre os dois parques ao longo de setembro de 2025. O parque Serra do Assuruá (BA) apresenta valores mais elevados durante o período noturno e nas primeiras horas da manhã, seguidos de uma redução progressiva até atingir os menores valores em torno do meio-dia. Em Alegria I (RN), verifica-se uma ligeira defasagem no padrão diurno, com o pico máximo pronunciado entre o fim da tarde e início do período noturno. Bem como, com valores médios significativamente inferiores e menor amplitude diária quando comparado ao Serra do Assuruá (BA). Esses resultados estão em concordância com os encontrados por De Jong *et al.* (2017).

Figura 25 – Topografia da região de estudo e localização dos aerogeradores. Os pontos azuis correspondem ao agrupamento 1 e os pontos verdes ao agrupamento 2. Os painéis ampliados à direita destacam as áreas representativas de cada agrupamento.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Figura 26 – Ciclo diurno do fator de capacidade médio para os parques eólicos Alegria I (RN) e Serra do Assuruá (BA), para o mês de setembro de 2025.

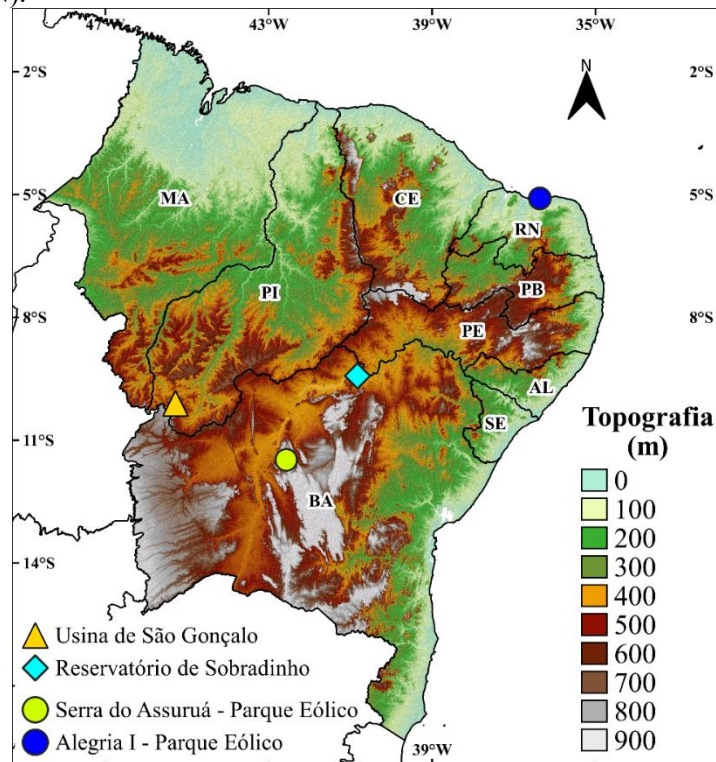


Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A Figura 27 sintetiza a seleção dos empreendimentos eólico, solar e hídrico para a análise da complementaridade desenvolvida na seção subsequente. Os parques eólicos Alegria I (RN) e Serra do Assuruá (BA) foram selecionados como áreas representativas para a componentes eólica uma vez que expressam condições temporais defasadas. Adicionalmente, foram selecionadas a usina solar de São Gonçalo (PI) e a hidrelétrica de Sobradinho (BA) como representantes da fonte solar e hídrica, respectivamente, a serem integradas à análise da

complementaridade. No caso da fonte solar, a escolha da Usina Solar de São Gonçalo fundamenta-se em sua elevada capacidade instalada (em torno de 864 MW), caracterizando-se como um empreendimento relevante no contexto da geração fotovoltaica. Ademais, para a fonte solar, não se realizou análise de agrupamento, pois o regime de disponibilidade da irradiância solar apresenta variabilidade temporal restrito ao período diurno. No caso da fonte hídrica, a hidrelétrica de Sobradinho foi selecionada em função de seu papel estratégico na regularização hídrica do sistema do rio São Francisco.

Figura 27 – Topografia da região Nordeste do Brasil e localização dos sítios analisados: Usina Solar de São Gonçalo (PI), Reservatório de Sobradinho (BA), Parque Eólico Serra do Assuruá (BA) e Parque Eólico Alegria I (RN).



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

6.1.6 Modelagem da componente hídrica para maximização da complementaridade

Para estimar a curva da componente hídrica (H1) e avaliar a complementaridade energética em um cenário idealizado de compensação entre as FERV, a usina hidrelétrica de Sobradinho foi modelada como um compensador ideal. Essa abordagem considera o reservatório hídrico como uma “bateria virtual” perfeitamente flexível, cujo despacho responde à disponibilidade das fontes eólica e solar. Dessa forma, a componente hídrica fornece apenas a parcela necessária para suprir o déficit momentâneo remanescente.

Como as séries eólica e solar foram individualmente normalizadas, adotou-se o valor unitário como patamar de referência para a geração combinada que o sistema idealizado pode absorver em cada instante. Assim, o valor 1 corresponde a 100% da geração de referência na escala adimensional utilizada, não representando diretamente a demanda elétrica, a potência instalada ou um limite físico da rede. Essa escolha permite comparar as contribuições relativas das fontes em uma base comum e definir a componente hídrica como a parcela necessária para completar o patamar unitário quando a soma das componentes eólica e solar for inferior a 1.

Quando o somatório das componentes eólica e solar é igual ou superior à unidade, considera-se que o patamar de referência foi atendido, e o despacho hídrico é reduzido a zero. Caso a soma seja superior a 1, a parcela excedente não é incorporada ao cálculo de H1. Ressalta-se que esse excedente representa apenas a superação do patamar normalizado adotado e não caracteriza, necessariamente, a ocorrência efetiva de *curtailment*, cuja identificação exigiria a consideração da demanda elétrica e das restrições operativas do sistema. A componente hídrica é, portanto, determinada pelas seguintes expressões:

$$H1(t) = \max (0, 1 - (W1(t) + S1(t))) \quad (4)$$

$$H1(t) = \max (0, 1 - (W2(t) + S1(t))) \quad (5)$$

em que H1(t) corresponde à componente hídrica normalizada necessária no instante t ; W1(t) e W2(t) representam, respectivamente, as componentes eólicas normalizadas pelos parques Alegria I e Serra do Assuruá; e S1(t) representa a componente solar normalizada da usina de São Gonçalo.

6.1.7 Análise da complementaridade diária

A análise da complementaridade horária entre as FERV foi realizada com base no mesmo procedimento metodológico adotado para a avaliação mensal, aplicando-se os coeficientes de correlação pareados entre as fontes e a técnica de programação de compromisso para quantificar a complementaridade do sistema. Nesta etapa, a diferença consiste apenas na resolução temporal dos dados, uma vez que os cálculos foram efetuados a partir de séries horárias para cada dia. A descrição detalhada da metodologia encontra-se apresentada no capítulo 5.1.4.

6.2 Resultados e Discussão

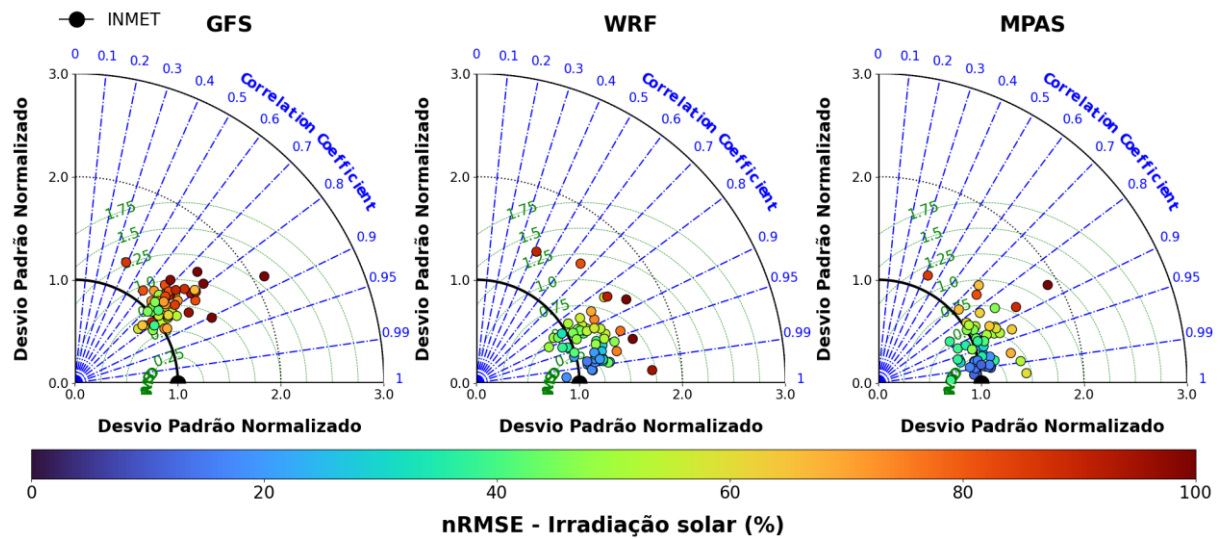
6.2.1 Validação estatística

As Figura 28 e Figura 29 apresentam os diagramas de Taylor das previsões de irradiância solar e velocidade do vento a 10 m para o horizonte de 24 h, referente as previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS, em comparação com as observações do INMET.

Para a irradiância solar, os diagramas indicam desempenho satisfatório, com predominância de correlações elevadas e desvios-padrão próximos aos observados. Entre os modelos, o MPAS destaca-se por uma distribuição mais concentrada em torno da referência observacional, sugerindo melhor ajuste estatístico frente ao GFS e ao WRF. Esse comportamento aponta que o MPAS reproduz com maior fidelidade a variabilidade da radiação incidente nas estações do NEB, possivelmente por representar de forma mais realista processos que modulam a radiação incidente à superfície, como a nebulosidade e a microfísica de nuvens (Zhou *et al.*, 2024).

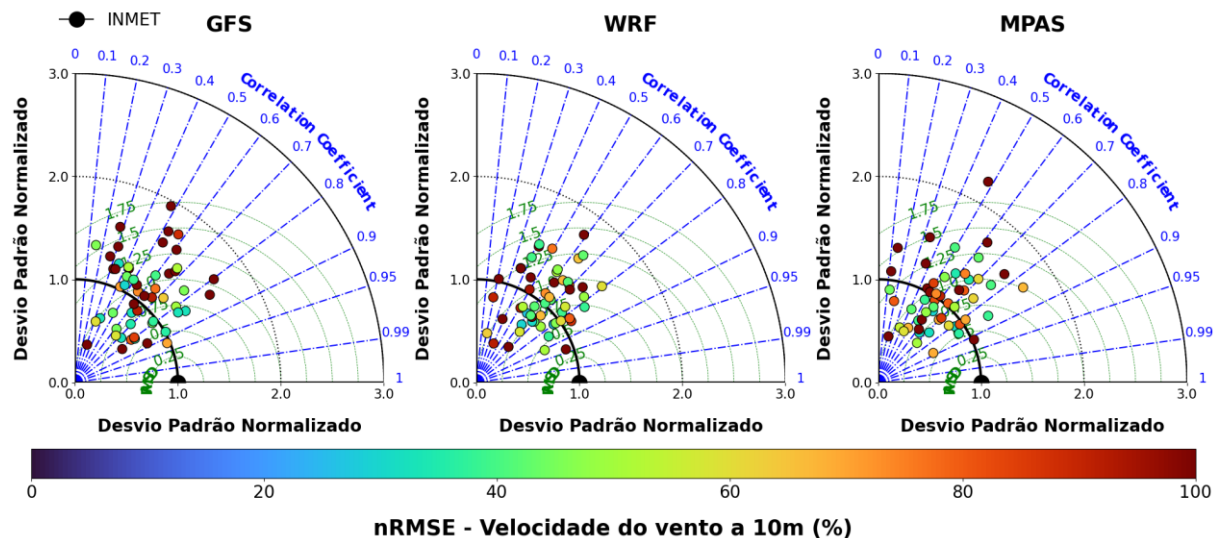
Para a velocidade do vento a 10 m, os diagramas de Taylor evidenciam um comportamento mais heterogêneo, com maior dispersão dos pontos, correlações moderadas e erros mais acentuados. Essa variabilidade é coerente com a complexidade das previsões do vento próximo à superfície em uma região como o NEB, onde fatores de mesoescala, contrastes térmicos regionais, rugosidade e topografia influenciam fortemente o escoamento superficial do vento (Silva *et al.*, 2025; Wu *et al.*, 2022). Entre os modelos avaliados, o WRF apresenta desempenho ligeiramente superior, com maior concentração de pontos próximos à referência observacional, enquanto GFS e MPAS mostram maior espalhamento.

Figura 28 – Diagramas de Taylor da irradiância solar para as previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS, em comparação com as observações do INMET.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Figura 29 – Igual à Figura 23, porém considerando a velocidade do vento a 10m.

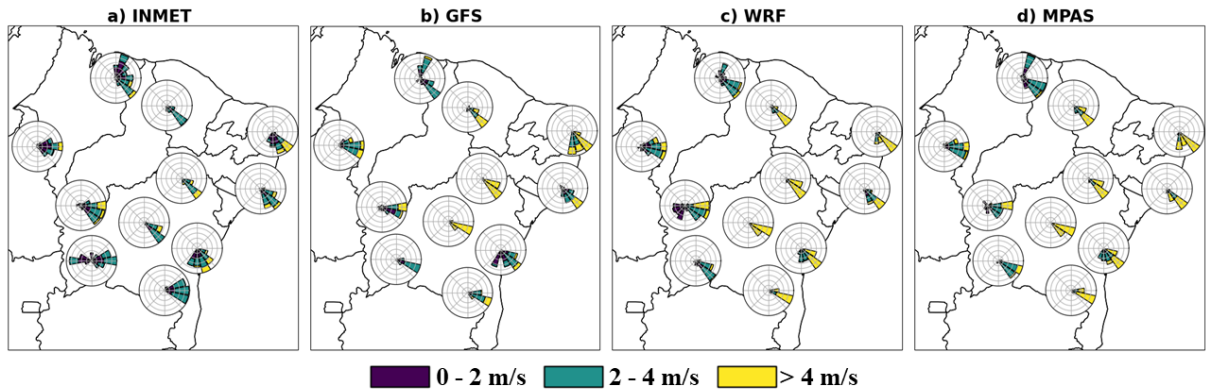


Fonte: elaborado pelo autor (2026).

A Figura 30 mostra que tanto as observações do INMET quanto as previsões dos modelos apresentam predomínio de ventos de leste/sudeste. Nas observações, as maiores frequências concentram-se principalmente nas classes 0–2 m/s e 2–4 m/s, enquanto, nas previsões, a classe > 4 m/s também se mostra expressiva em diversas localidades. Em comparação com as observações, as previsões conseguem reproduzir a direção preferencial do escoamento em grande parte das estações, indicando que ambos os modelos captam o padrão regional dominante da circulação em baixos níveis. Contudo, as rosas dos ventos previstas

tendem a apresentar distribuição angular mais concentrada e menor variabilidade direcional do que a observada, sugerindo suavização dos efeitos locais.

Figura 30 – Rosas dos ventos para as observações do INMET (a) e para previsões do GFS (b) WRF (c) e MPAS (d), nos pontos correspondentes às estações meteorológicas do INMET indicadas no mapa.



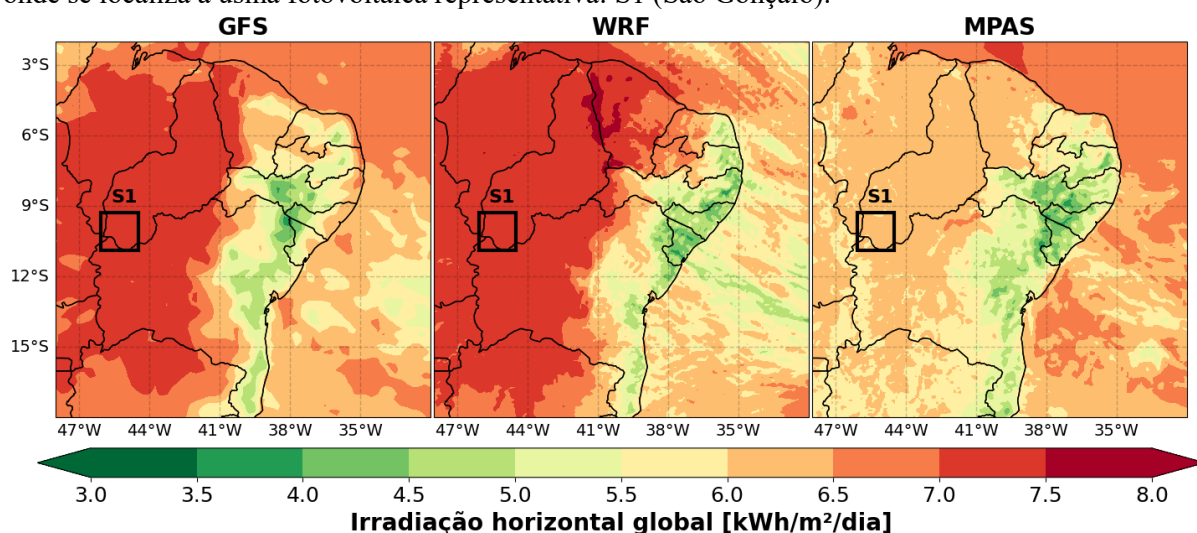
Fonte: elaborado pelo autor (2026).

As Figura 31 e Figura 32 evidenciam que o processo de *downscaling* foi capaz de representar de forma consistente os padrões espaciais das variáveis meteorológicas, com destaque para o campo de vento. Observa-se que as estruturas topográficas da região se refletem diretamente na intensidade e distribuição do escoamento, indicando que o modelo consegue capturar os efeitos orográficos que modulam o vento próximo à superfície. Esse resultado é particularmente relevante para a componente eólica, cuja variabilidade depende fortemente dessas características locais. Em relação à irradiância solar, as médias no período analisado indicam condições predominantemente de céu claro na região do agrupamento S1, sem evidências significativas de impacto por nebulosidade, o que reforça a estabilidade do recurso solar durante o estudo de caso.

Com base nos resultados da validação estatística, optou-se pela utilização do modelo WRF na representação das componentes eólicas (W1 e W2), em razão de seu desempenho relativamente superior na previsão da velocidade do vento. Para a componente solar (S1), foram empregados os resultados do MPAS, que apresentou melhor ajuste estatístico na previsão da irradiância solar. A adoção combinada dos modelos permitiu explorar suas respectivas potencialidades e conferir maior robustez à avaliação da complementaridade entre as FERV. Ressalta-se, contudo, que o desempenho satisfatório do MPAS para as variáveis analisadas também evidencia sua aptidão para aplicações em ambiente operacional. Nesse contexto, a execução simultânea de dois modelos implicaria maior demanda computacional e tempo de processamento, podendo tornar mais conveniente a adoção de uma única ferramenta de

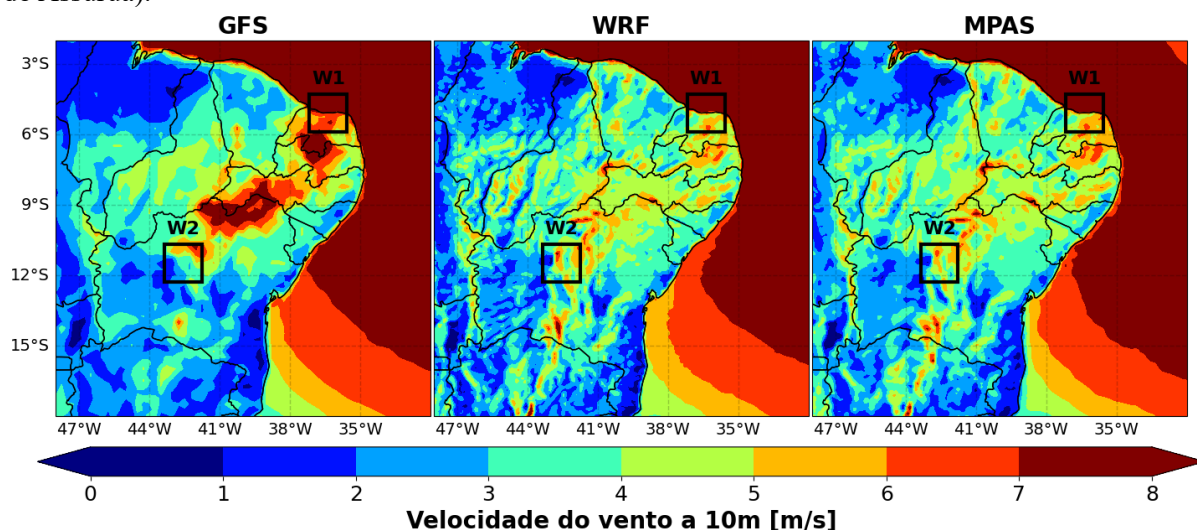
previsão. Portanto, o emprego conjunto do WRF e do MPAS restringe-se ao escopo deste estudo de caso, cuja finalidade consiste em avaliar a complementaridade a partir do modelo que apresentou o melhor desempenho para cada variável meteorológica.

Figura 31 – Mapas da irradiância solar média para o período de 05 a 09 de setembro de 2025, obtidos a partir das previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS. A caixa delimitada indica a região de interesse onde se localiza a usina fotovoltaica representativa: S1 (São Gonçalo).



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Figura 32 – Mapas da velocidade média do vento a 10 m de altura para o período de 05 a 09 de setembro de 2025, obtidos a partir das previsões dos modelos GFS, WRF e MPAS. As caixas delimitadas indicam a região de interesse onde se localizam os parques eólicos representativos: W1 (Alegria I) e W2 (Serra do Assuruá).

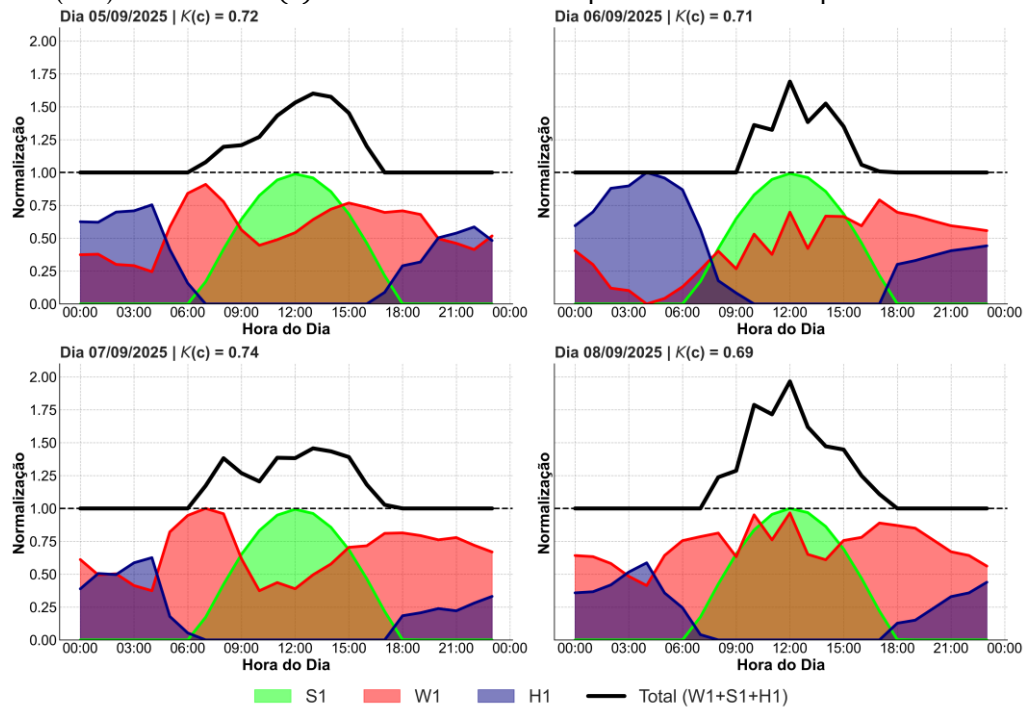


Fonte: elaborado pelo autor (2026).

6.2.2 Complementaridade horária entre as FERV

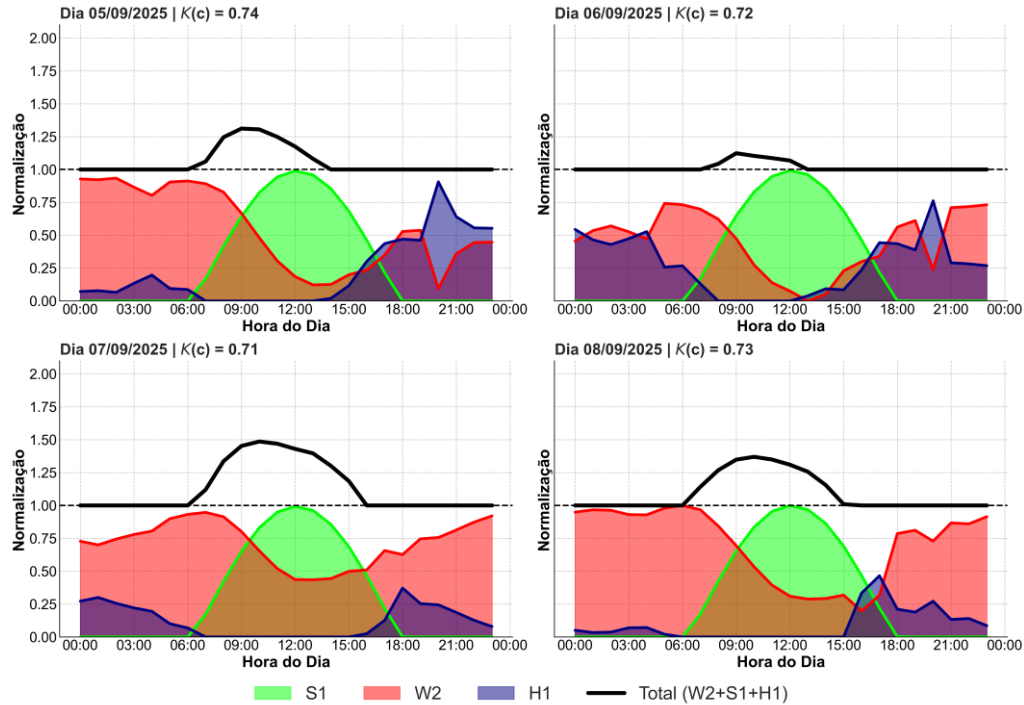
As Figura 33 e Figura 34 apresentam as séries temporais horárias normalizadas das componentes eólica, solar e hídrica para o período de 5 a 8 de setembro de 2025, considerando o horizonte de previsão do dia seguinte. A componente eólica foi representada pelos resultados do WRF para os parques Alegria I (W1) e Serra do Assuruá (W2), enquanto a componente solar foi representada pela irradiância solar proveniente do MPAS para a região da usina fotovoltaica de São Gonçalo (S1). A componente hídrica (H1), representativa do papel compensatório atribuído à hidrelétrica de Sobradinho, foi construída de forma idealizada, destinada a preencher as lacunas remanescentes quando a soma entre as componentes eólica e solar foi inferior a 1. Portanto, H1 não representa a geração observada nem o despacho operacional da usina durante o período analisado. Nesse contexto, os valores de $k(c)$ quantificam o grau de complementaridade temporal entre as FERV no cenário idealizado, indicando em que medida seus padrões horários apresentam comportamentos complementares no horizonte de previsão do dia seguinte, sem representar diretamente a estabilidade operacional do sistema elétrico.

Figura 33 – Séries temporais horárias normalizadas das componentes eólica (W1), solar (S1) e hídrica idealizada (H1), no intervalo de 05/09/2025 a 08/09/2025. W1 representa o parque eólico Alegria I (RN), S1 a usina solar de São Gonçalo (PI) e H1 a compensação hídrica idealizada associada à hidrelétrica de Sobradinho (BA). O valor de $k(c)$ indica o índice de complementaridade temporal entre as FERV.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

Figura 34 – Séries temporais horárias normalizadas das componentes eólica (W2), solar (S1) e hídrica idealizada (H1), no intervalo de 05/09/2025 a 08/09/2025. W2 representa o parque eólico Serra do Assuruá (BA), S1 a usina solar de São Gonçalo (PI) e H1 a compensação hídrica idealizada associada à hidrelétrica de Sobradinho (BA). O valor de $k(c)$ indica o índice de complementaridade temporal entre as FERV.



Fonte: elaborado pelo autor (2026).

No caso da combinação W1+S1+H1, os resultados indicam que a manutenção de uma complementaridade forte esteve associada a uma maior dependência da componente hídrica, especialmente nos intervalos em que a componente solar apresentou baixa disponibilidade ou ausência de geração e a componente eólica não foi suficiente para compensar integralmente essa lacuna. Nesses períodos, H1 assume valores mais elevados para suprir o patamar de referência, reforçando o papel da hidrelétrica como fonte reguladora capaz de amortecer as oscilações remanescentes entre as fontes eólica e solar.

Por outro lado, a combinação W2+S1+H1, apresenta uma organização temporal mais favorável entre as componentes eólica e solar. A maior contribuição de W2 durante a madrugada, o início da manhã e o período noturno coincide com os intervalos de baixa ou nula disponibilidade solar, reduzindo as lacunas a serem preenchidas por H1. A defasagem entre o ciclo eólico de Serra do Assuruá e o ciclo diurno da irradiância solar resulta, assim, em menor necessidade aparente de compensação hídrica em comparação com W1+S1+H1.

A análise conjunta das componentes eólica e solar também permite identificar intervalos em que sua soma supera o patamar unitário de referência, principalmente durante o período diurno, quando a disponibilidade solar coincide com a contribuição eólica. Esses valores

representam excedentes exclusivamente em relação à escala normalizada adotada, não podendo ser interpretados diretamente como excesso de oferta, geração não aproveitada ou *curtailment*. A confirmação dessas condições exigiria a inclusão de curvas de carga, capacidades instaladas, limites de transmissão e demais restrições operativas. Ainda assim, a previsão da dinâmica conjunta das FERV para o dia seguinte pode subsidiar o planejamento operacional de curto prazo, especialmente ao antecipar os períodos de maior necessidade de compensação hídrica ou de possível superação do patamar de referência. Sua aplicação à programação real do despacho exigiria, contudo, a incorporação das restrições operativas do sistema elétrico.

Do ponto de vista socioambiental, a programação coordenada e eficiente das FERV pode favorecer o aproveitamento complementar dos recursos hídrico, eólico e solar e reduzir a necessidade potencial de acionamento termelétrico para o atendimento dos déficits remanescentes. Essa coordenação pode contribuir para diminuir as emissões associadas à geração de origem fóssil e os custos operacionais decorrentes do despacho de fontes de maior custo operacional. Seus efeitos sociais estão relacionados, principalmente, ao fortalecimento da segurança do suprimento e à redução da exposição dos consumidores aos custos adicionais decorrentes da geração termelétrica. Entretanto, a quantificação desses benefícios requer estudos complementares que integrem curvas de carga, custos de operação, emissões, tarifas de energia e indicadores socioeconômicos.

7 CONCLUSÕES

Em síntese, os resultados obtidos demonstram que os objetivos propostos neste estudo foram alcançados, ao permitir avaliar a complementaridade espaço-temporal entre as fontes hídrica, solar e eólica para a região em estudo tanto na escala mensal quanto na escala horária. O estudo integrou a regionalização dos recursos meteorológicos, a quantificação da complementaridade entre as FERV e a análise de arranjos representativos com foco em previsão do dia seguinte, oferecendo uma abordagem com potencial de aplicação ao planejamento energético regional e ao planejamento operacional de curto prazo. Adicionalmente, os resultados fornecem subsídios para uma expansão segura e territorialmente planejada das FERV, com potencial para estimular investimentos, ampliar oportunidades econômicas e contribuir para o desenvolvimento regional.

Na escala mensal, a aplicação da análise de agrupamento hierárquico mostrou-se adequada para identificar regiões homogêneas de precipitação, irradiação solar e velocidade do vento no NEB, evidenciando que a variabilidade dos recursos energéticos está fortemente associada à sazonalidade climática da região. Os resultados confirmaram que os agrupamentos solares S1 e S2 apresentam maior potencial e menor variabilidade, enquanto os agrupamentos eólicos W1 e W2 concentram as áreas mais favoráveis à exploração do recurso, em consonância com a distribuição espacial dos empreendimentos atualmente instalados.

Para a componente hídrica, a utilização da série do reservatório de Sobradinho mostrou-se mais representativa do que a precipitação isolada, por incorporar a defasagem entre o regime de chuvas e a resposta hidrológica do sistema. Esse comportamento reforça a importância de considerar a dinâmica do armazenamento hídrico nas análises de complementaridade, uma vez que a contribuição da fonte hidráulica não depende apenas da precipitação imediata, mas da resposta acumulada da bacia ao longo do tempo.

A análise do índice de complementaridade em escala mensal evidenciou que as combinações W1+S3+H1, W1+S5+H1, W2+S3+H1 e W2+S5+H1 apresentaram complementaridade forte, enquanto as combinações com S1 mostraram complementaridade moderada e aquelas envolvendo S2 e S4 tenderam a valores mais baixos. Esses resultados decorrem da defasagem sazonal entre as fontes, na qual os máximos eólicos entre junho e outubro compensam parcialmente a menor disponibilidade solar em parte do ano, enquanto a componente hídrica atua como elemento adicional de regularização.

Contudo, a variabilidade interanual do índice revelou que a complementaridade entre as FERV não é estacionária, apresentando reduções em anos específicos, como 2004, 2016 e 2020,

o que sugere a influência de modos de variabilidade climática de grande escala sobre a disponibilidade simultânea dos recursos. Esse resultado destaca que, embora a complementaridade mensal apresente um padrão médio favorável em determinadas combinações, sua robustez pode ser modulada por fenômenos climáticos que alteram a relação entre as fontes ao longo dos anos.

Na escala horária, o estudo trouxe achados significativos ao incorporar uma abordagem de previsão do dia seguinte, utilizando de forma combinada os modelos WRF e MPAS para representar as variáveis meteorológicas associadas aos recursos eólico e solar. A avaliação estatística indicou desempenho satisfatório para ambas as variáveis, com melhor representação do campo de vento pelo WRF e melhor ajuste da irradiância solar pelo MPAS. Em comparação à previsão global do GFS, que possui resolução espacial mais grosseira e limitações na representação de processos de mesoescala, os modelos WRF e MPAS apresentaram maior capacidade de capturar características regionais.

A análise da complementaridade horária evidenciou que as duas combinações avaliadas influenciam a forma como a estabilidade do sistema é alcançada: enquanto a combinação envolvendo W1+S1+H1 demanda maior atuação da componente hídrica para preencher as lacunas remanescentes ao longo do ciclo diário, a combinação com W2+S1+H1 apresenta uma defasagem temporal que favorece uma atuação mais equilibrada da componente hídrica. Além disso, foram identificados períodos do dia de maximização simultânea da geração eólica e solar, o que traz riscos à segurança energética. Esses resultados reforçam que, embora a complementaridade entre as FERV contribua para a estabilidade do sistema, sua efetividade depende da configuração espacial dos empreendimentos e da dinâmica temporal dos recursos.

Do ponto de vista estratégico, os resultados indicam que a complementaridade entre as FERV no NEB deve ser considerada como ferramenta de apoio ao setor elétrico. Na escala mensal, os achados sustentam a priorização de combinações envolvendo o agrupamento eólico W1 associado aos agrupamentos solares S1, S3 e S5 e à componente hídrica, com potencial de aumentar a segurança energética regional. Na escala horária, o índice de complementaridade evidenciou potencial como ferramenta de suporte ao planejamento operacional de curto prazo, ao permitir a antecipação da interação temporal entre as fontes e a identificação de condições favoráveis ou desfavoráveis à estabilidade do sistema no dia seguinte.

Por fim, recomenda-se que estudos futuros ampliem a análise horária para períodos mais longos, diferentes épocas do ano e maior número de empreendimentos, incorporando curvas de potência, fatores de capacidade, restrições operativas e efeitos de *curtailment*. Também se mostra relevante aprofundar a investigação da influência de modos de variabilidade climática,

como o ENOS e o Dipolo do Atlântico Tropical, sobre a complementaridade entre os recursos, a fim de compreender em quais condições o potencial complementar é reforçado ou comprometido para a região do NEB.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA). Boletim Anual de Geração Eólica 2024. 2025.

ÁVILA, Leandro *et al.* Evaluation of hydro-wind complementarity in the medium-term planning of electrical power systems by joint simulation of periodic streamflow and wind speed time series: A Brazilian case study. **Renewable Energy**, vol. 167, p. 685–699, 2021.

BARRETO, Cássio Nirlando *et al.* Wind regime in Northeastern Brazil: variability, homogeneous regions, and future projections. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, vol. 84, 2025.

BORBA, Paula Conde Santos *et al.* Integrating renewable energy for power security under water stress scenarios due to climate change: Strategies and opportunities. **Energy**, vol. 326, 2025.

CAMPOS, Érica Ferraz 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**, vol. 294, n° June, 2021.

CAMPOS, Rafael Antunes; NASCIMENTO, Lucas Rafael do; RÜTHER, Ricardo. 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**, vol. 221, n° July, p. 113160, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113160>.

CANALES, Fausto A. *et al.* Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming. **Energy**, vol. 192, p. 116637, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116637>.

CANALES, Fausto A.; JURASZ, Jakub. Assessing micro-scale solar-wind-hydro complementarity in a mountainous catchment through the stability coefficient. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, vol. 82, 2025.

CANTÃO, Mauricio P. *et al.* Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps. **Renewable Energy**, vol. 101, p. 1215–1225, 2017.

CHENG, Qian *et al.* Contribution of complementary operation in adapting to climate change impacts on a large-scale wind–solar–hydro system: A case study in the Yalong River Basin, China. **Applied Energy**, vol. 325, 2022.

CHOWDHURY, Prangon; CHOWDHURY, Nahid Ur Rahman; FARROK, Omar. **Complementarity in renewable energy sources: Insights from scientometric analysis**. Elsevier Ltd, 2025.

COSTA, Micejane da Silva *et al.* Rainfall extremes and drought in Northeast Brazil and its relationship with El Niño–Southern Oscillation. **International Journal of Climatology**, vol. 41, n° S1, p. E2111–E2135, 2021.

CRIPPA, M. *et al.* GHG emissions of all world countries - 2025 Report, Publications Office of the European Union. 2025, Luxembourg. **Anais [...]**. Luxembourg: [s. d.], 2025. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/9816914>,.

DE AZEVEDO, Samara Calçado *et al.* Analysis of the 2012-2016 drought in the northeast Brazil and its impacts on the Sobradinho water reservoir. **Remote Sensing Letters**, vol. 9, n° 5, p. 438–446, 2018.

DE JONG, Pieter *et al.* Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. **Applied Energy**, vol. 195, p. 538–555, 2017.

DE JONG, Pieter *et al.* Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, vol. 100, p. 401–415, 2016.

DE SOUSA SANTOS, Juliana *et al.* Effects of extreme phases of El Niño–Southern Oscillation on rainfall extremes in Alagoas, Brazil. **International Journal of Climatology**, vol. 43, n° 16, p. 7700–7721, 2023.

DRANKA, Géremi Gilson; FERREIRA, Paula. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. **Energy**, vol. 164, p. 496–511, 2018.

EKHTIARI, Nikoo *et al.* Effects of the Lake Sobradinho reservoir (Northeastern Brazil) on the regional climate. **Climate**, vol. 5, n° 3, 2017.

ENGELAND, Kolbjørn *et al.* Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 79, n° May, p. 600–617, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>.

EPE. Plano Nacional de Energia - PNE 2050. **Plano Nacional de Energia - PNE 2050**, 2020.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Balanço Energético Nacional 2025 - Relatório Síntese Ano base 2024. 2025.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Balanço Energético Nacional 2026 - Relatório Síntese Ano base 2025. 2026.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Roadmap Resiliência Climática - Transmissão e Mudanças Climáticas**, 2025.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA); MME (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA). **Nota Técnica PR 04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Rio de Janeiro, 2018.

FARGHALI, Mohamed *et al.* **Social, environmental, and economic consequences of integrating renewable energies in the electricity sector: a review**. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2023.

FELIX, Victor A.R. *et al.* On Northeast Brazil Orographic Enhanced Rainfall and Monsoon Dynamics. **International Journal of Climatology**, vol. 45, n° 10, 2025.

FERREIRA, Glauber W.S.; REBOITA, Michelle S. A New Look into the South America Precipitation Regimes: Observation and Forecast. **Atmosphere**, vol. 13, n° 6, 2022.

FRAUNHOFER. **Photovoltaics Report**. 2025. Disponível em: www.ise.fraunhofer.de.

GALLARDO, Rafael Peña; RÍOS, Aurelio Medina; RAMÍREZ, Juan Segundo. Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico. **Journal of Cleaner Production**, vol. 268, 2020.

GARLET, Taís Bisognin *et al.* Paths and barriers to the diffusion of distributed generation of photovoltaic energy in southern Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 111, n° May, p. 157–169, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.013>.

GOMES, Helber B. *et al.* Climatology of easterly wave disturbances over the tropical South Atlantic. **Climate Dynamics**, vol. 53, n° 3–4, p. 1393–1411, 2019. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/s00382-019-04667-7>.

GOMES, Helber Barros *et al.* Easterly wave disturbances over Northeast Brazil: An observational analysis. **Advances in Meteorology**, vol. 2015, 2015.

GOMES, Rafaela dos Santos; LIMA, Kellen Carla; DE MEDEIROS, Felipe Jeferson. Effects of atmospheric systems operating in the Northeast of Brazil on the volumes of artificial reservoirs. **Scientific Reports**, vol. 15, n° 1, 2025.

GONÇALVES, André Rodrigues. **Hibridização de usinas solares e eólicas e sua complementariedade no Brasil**. 2021. 143 f. - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2021.

GRELL, G. A.; FREITAS, S. R. A scale and aerosol aware stochastic convective parameterization for weather and air quality modeling. **Atmospheric Chemistry and Physics**, vol. 14, n° 10, p. 5233–5250, 2014.

GRUBER, Katharina *et al.* Towards global validation of wind power simulations: A multi-country assessment of wind power simulation from MERRA-2 and ERA-5 reanalyses bias-corrected with the global wind atlas. **Energy**, vol. 238, 2022.

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL). **GLOBAL WIND REPORT 2025**. Clean, 2025. Disponível em: www.gwec.net.

HENAO, Felipe *et al.* Annual and interannual complementarities of renewable energy sources in Colombia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 134, 2020.

HERSBACH, Hans *et al.* The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, vol. 146, n° 730, p. 1999–2049, 2020.

HONG, Song-You; LIM, Jeong-Ock Jade. The WRF Single-Moment 6-Class Microphysics Scheme (WSM6). **Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences**, vol. 42, p. 129–151, 2006.

HOUNSOU-GBO, G. A. *et al.* Tropical Atlantic contributions to strong rainfall variability along the northeast Brazilian coast. **Advances in Meteorology**, vol. 2015, 2015.

HUNT, Julian David *et al.* Energy crisis in Brazil: Impact of hydropower reservoir level on the river flow. **Energy**, vol. 239, 2022.

HUNT., Julian David; STILPEN, Daniel; FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos de. **A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil**. Elsevier Ltd, 2018.

IACONO, Michael J. *et al.* Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: Calculations with the AER radiative transfer models. **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, vol. 113, n° 13, 2008.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030**. 2024. Disponível em: www.iea.org.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Hydropower Special Market Report: Analysis and forecast to 2030**. 2021. Disponível em: www.iea.org/t&c/.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Renewable power generation costs in 2024**. Abu Dhabi, 2025. Disponível em: www.irena.org.

JIONGWEI, CAO *et al.* Improving the utilization of PV-wind power by thermal, hydro and pumped storage considering the local and cross-regional power demand. **Energy**, p. 139919, 2026.

JONASSON, Erik *et al.* **Discussion of “Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming”** F.A. Canales *et al.* **Energy** 192 (2020) 116637. Elsevier Ltd, 2023.

JONASSON, Erik; TEMIZ, Irina. **Evaluating complementarity: A review of metrics and their implications for hybrid renewable energy systems**. Elsevier Ltd, 2026.

JURASZ, J. *et al.* A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, vol. 195, n° October 2019, p. 703–724, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>.

JURASZ, Jakub *et al.* Complementarity of wind and solar power in North Africa: Potential for alleviating energy droughts and impacts of the North Atlantic Oscillation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 191, 2024.

KOUADIO, Yves K. *et al.* Heavy rainfall episodes in the eastern northeast brazil linked to large-scale ocean-atmosphere conditions in the tropical atlantic. **Advances in Meteorology**, vol. 2012, 2012.

LIMA, Francisco J.L. *et al.* Forecast for surface solar irradiance at the Brazilian Northeastern region using NWP model and artificial neural networks. **Renewable Energy**, vol. 87, p. 807–818, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.005>.

LIMA, M. A. *et al.* **Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil**. Elsevier B.V., 2020.

LUIZ-SILVA, Wanderson *et al.* On the Observations and Environmental Modeling in Xingó Hydropower Plant - Northeast Brazil: Present and Future Hydroclimatic Features. **Environmental Modeling and Assessment**, vol. 27, n° 1, p. 13–28, 2022.

LYRA, G. B. *et al.* Rainfall variability over Alagoas under the influences of SST anomalies. **Meteorology and Atmospheric Physics**, vol. 129, n° 2, p. 157–171, 2017.

MAGAÑA-GONZÁLEZ, R. C.; RODRÍGUEZ-HERNÁNDEZ, O.; CANUL-REYES, D. A. Analysis of seasonal variability and complementarity of wind and solar resources in Mexico. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, vol. 60, 2023.

MARENGO, J. A. *et al.* Flash floods and landslides in the city of Recife, Northeast Brazil after heavy rain on May 25–28, 2022: Causes, impacts, and disaster preparedness. **Weather and Climate Extremes**, vol. 39, n° December 2022, 2023.

MARENGO, Jose A. *et al.* Two contrasting severe seasonal extremes in tropical South America in 2012: Flood in Amazonia and drought in Northeast Brazil. **Journal of Climate**, vol. 26, n° 22, p. 9137–9154, 2013.

MARTINS, Vitor S. *et al.* Remote sensing of large reservoir in the drought years: Implications on surface water change and turbidity variability of Sobradinho reservoir (Northeast Brazil). **Remote Sensing Applications: Society and Environment**, vol. 13, p. 275–288, 2019.

MONFORTI, F. *et al.* Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach. **Renewable Energy**, vol. 63, n° 2014, p. 576–586, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.028>.

NAKANISHI, Mikio; NIINO, Hiroshi. An improved Mellor-Yamada Level-3 model: Its numerical stability and application to a regional prediction of advection fog. **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 119, n° 2, p. 397–407, 2006.

NAKANISHI, Mikio; NIINO, Hiroshi. Development of an improved turbulence closure model for the atmospheric boundary layer. **Journal of the Meteorological Society of Japan**, vol. 87, n° 5, p. 895–912, 2009.

NIU, Guo Yue *et al.* The community Noah land surface model with multiparameterization options (Noah-MP): 1. Model description and evaluation with local-scale measurements. **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, vol. 116, n° 12, 2011.

OLSON, Joseph B *et al.* A Description of the MYNN Surface-Layer Scheme. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.25923/f6a8-bc75>.

ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO). **Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil - GT CORTES DE GERAÇÃO**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtaiment%20rev1.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2026.

ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO). **Submódulo 4.5 - Programação Diária da Operação - Responsabilidades**. 2024. Disponível em: <https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url>

=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%204.5-RS_2024.10.pdf. Acesso em: 6 jun. 2026.

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

PEDRUZZI, Rizzieri *et al.* Update of land use/land cover and soil texture for Brazil: Impact on WRF modeling results over São Paulo. **Atmospheric Environment**, vol. 268, n° August 2021, p. 118760, 2022.

PEREIRA, Enio *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. Universidade Federal de São Paulo, 2017. Disponível em: <http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>.

PES, Marcelo P. *et al.* Climate trends on the extreme winds in Brazil. **Renewable Energy**, vol. 109, p. 110–120, 2017.

PONTES DA SILVA, Bruce Francisco; FEDOROVA, Natalia. “Easterly Wave Disturbances” Over the Tropical South Atlantic: A Review and Discussion About Terminology. **Revista Brasileira de Meteorologia**, vol. 38, 2023.

PRASAD, Abhnil A.; TAYLOR, Robert A.; KAY, Merlinde. Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. **Applied Energy**, vol. 190, p. 354–367, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.135>.

QI, Lingli *et al.* Feed-in tariffs and the carbon emission trading scheme under China’s peak emission target: A dynamic CGE analysis for the development of renewable electricity. **Journal of Environmental Management**, vol. 335, 2023.

REBOITA, Michelle Simões *et al.* A Multi-Scale Analysis of the Extreme Precipitation in Southern Brazil in April/May 2024. **Atmosphere**, vol. 15, n° 9, 2024.

REBOITA, Michelle Simões *et al.* Impacts of teleconnection patterns on South America climate. **Annals of the New York Academy of Sciences**, vol. 1504, n° 1, p. 116–153, 2021.

REBOITA, Michelle Simões *et al.* Regimes de precipitação na América do Sul: uma revisão bibliográfica. **Revista Brasileira de Meteorologia**, vol. 25, n° 2, p. 185–204, 2010. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-77862010000200004&lng=pt&tlng=pt.

REINDL, Thomas *et al.* Energy meteorology for accurate forecasting of PV power output on different time horizons. **Energy Procedia**, vol. 130, p. 130–138, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.415>.

ROSA, Caroline de Oliveira Costa Souza; CHRISTO, Eliane da Silva; COSTA, Kelly Alonso. Assessing complementarity and optimising the combination of intermittent renewable energy sources using ground measurements. **Journal of Cleaner Production**, vol. 258, p. 120946, 2020. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652620309938>.

ROZANTE, José Roberto *et al.* Performance of precipitation products obtained from combinations of satellite and surface observations. **International Journal of Remote Sensing**, vol. 41, n° 19, p. 7585–7604, 2020.

ROZANTE, José Roberto; ROZANTE, Gabriela. IMERG V07B and V06B: A Comparative Study of Precipitation Estimates Across South America with a Detailed Evaluation of Brazilian Rainfall Patterns. **Remote Sensing**, vol. 16, n° 24, 2024.

SHIMIZU, M. H.; ANOCHI, J. A.; KAYANO, M. T. Precipitation patterns over northern Brazil basins: climatology, trends, and associated mechanisms. **Theoretical and Applied Climatology**, vol. 147, n° 1–2, p. 767–783, 2022.

SILVA, Thiago *et al.* Application of the WRF Model for Operational Wind Power Forecasting in Northeast Brazil. **Energies**, vol. 18, n° 21, 2025.

SILVA, Allan Rodrigues *et al.* Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 56, p. 413–427, 2016.

SILVA, Jhon Lennon Bezerra da *et al.* Geospatial Insights into Aridity Conditions: MODIS Products and GIS Modeling in Northeast Brazil. **Hydrology**, vol. 11, n° 3, p. 1–23, 2024.

SILVA, Ewerton Hallan de Lima *et al.* Performance Assessment of Different Precipitation Databases (Gridded Analyses and Reanalyses) for the New Brazilian Agricultural Frontier: SEALBA. **Water (Switzerland)**, vol. 14, n° 9, 2022.

SOUZA, Noele Bissoli Perini de *et al.* Wind mapping using the mesoscale WRF model in a tropical region of Brazil. **Energy**, vol. 240, n° April 2022, p. 122491, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122491>.

SUN, Yanwei *et al.* Assessing the national synergy potential of onshore and offshore renewable energy from the perspective of resources dynamic and complementarity. **Energy**, vol. 279, 2023.

SZENDREI, Tibor *et al.* FiT for purpose? Investigating the effects of feed-in-tariffs on renewable energy penetration in Europe. **Applied Energy**, vol. 395, 2025.

TAN, Qiaofeng *et al.* Evaluation of the risk and benefit of the complementary operation of the large wind-photovoltaic-hydropower system considering forecast uncertainty. **Applied Energy**, vol. 285, n° January, p. 116442, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116442>.

TAPIA CARPIO, Lucio Guido. Mitigating the risk of photovoltaic power generation: A complementarity model of solar irradiation in diverse regions applied to Brazil. **Utilities Policy**, vol. 71, 2021.

TAYLOR, Karl E. Summarizing multiple aspects of model performance in a single diagram. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, vol. 106, n° D7, p. 7183–7192, 2001.

UTIDA, Giselle *et al.* Tropical South Atlantic influence on Northeastern Brazil precipitation and ITCZ displacement during the past 2300 years. **Scientific Reports**, vol. 9, n° 1, 2019.

VICHI, Maurizio; CAVICCHIA, Carlo; GROENEN, Patrick J.F. Hierarchical Means Clustering. **Journal of Classification**, vol. 39, n° 3, p. 553–577, 2022.

VIVIESCAS, Cindy *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**, vol. 113, n° November 2017, 2019.

WARD, Joe H. **Hierarchical Grouping to Optimize an Objective Function**Source: **Journal of the American Statistical Association**. 1963.

WERNER, Deborah; LAZARO, Lira Luz Benites. The policy dimension of energy transition: The Brazilian case in promoting renewable energies (2000–2022). **Energy Policy**, vol. 175, 2023.

WESCHENFELDER, Franciele *et al.* A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems. **Journal of Cleaner Production**, vol. 257, p. 120617, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120617>.

WU, Chunlei *et al.* Simulated potential wind power sensitivity to the planetary boundary layer parameterizations combined with various topography datasets in the weather research and forecasting model. **Energy**, vol. 239, 2022.

YANG, Zong Liang *et al.* The community Noah land surface model with multiparameterization options (Noah-MP): 2. Evaluation over global river basins. **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, vol. 116, n° 12, 2011.

ZHOU, Xin *et al.* Influences of Cloud Microphysics on the Components of Solar Irradiance in the WRF-Solar Model. **Atmosphere**, vol. 15, n° 1, 2024.