



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



sid.inpe.br/mtc-m21c/2021/05.13.18.24-TDI

HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS SOLARES E EÓLICAS E SUA COMPLEMENTARIEDADE NO BRASIL

André Rodrigues Gonçalves

Tese de Doutorado do Curso de Pós-Graduação em Ciência do Sistema Terrestre, orientada pelos Drs. Enio Bueno Pereira, e Fernando Ramos Martins, aprovada em 21 de maio de 2021.

URL do documento original:

<<http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34R/44M4UNB>>

INPE
São José dos Campos
2021

PUBLICADO POR:

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
Coordenação de Ensino, Pesquisa e Extensão (COEPE)
Divisão de Biblioteca (DIBIB)
CEP 12.227-010
São José dos Campos - SP - Brasil
Tel.:(012) 3208-6923/7348
E-mail: pubtc@inpe.br

CONSELHO DE EDITORAÇÃO E PRESERVAÇÃO DA PRODUÇÃO INTELLECTUAL DO INPE - CEPPII (PORTARIA Nº 176/2018/SEI-INPE):

Presidente:

Dra. Marley Cavalcante de Lima Moscati - Coordenação-Geral de Ciências da Terra (CGCT)

Membros:

Dra. Ieda Del Arco Sanches - Conselho de Pós-Graduação (CPG)
Dr. Evandro Marconi Rocco - Coordenação-Geral de Engenharia, Tecnologia e Ciência Espaciais (CGCE)
Dr. Rafael Duarte Coelho dos Santos - Coordenação-Geral de Infraestrutura e Pesquisas Aplicadas (CGIP)
Simone Angélica Del Ducca Barbedo - Divisão de Biblioteca (DIBIB)

BIBLIOTECA DIGITAL:

Dr. Gerald Jean Francis Banon
Clayton Martins Pereira - Divisão de Biblioteca (DIBIB)

REVISÃO E NORMALIZAÇÃO DOCUMENTÁRIA:

Simone Angélica Del Ducca Barbedo - Divisão de Biblioteca (DIBIB)
André Luis Dias Fernandes - Divisão de Biblioteca (DIBIB)

EDITORAÇÃO ELETRÔNICA:

Ivone Martins - Divisão de Biblioteca (DIBIB)
André Luis Dias Fernandes - Divisão de Biblioteca (DIBIB)



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



sid.inpe.br/mtc-m21c/2021/05.13.18.24-TDI

HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS SOLARES E EÓLICAS E SUA COMPLEMENTARIEDADE NO BRASIL

André Rodrigues Gonçalves

Tese de Doutorado do Curso de Pós-Graduação em Ciência do Sistema Terrestre, orientada pelos Drs. Enio Bueno Pereira, e Fernando Ramos Martins, aprovada em 21 de maio de 2021.

URL do documento original:

<<http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34R/44M4UNB>>

INPE
São José dos Campos
2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Gonçalves, André Rodrigues.

G586h Hibridização de usinas solares e eólicas e sua complementariedade no Brasil / André Rodrigues Gonçalves. – São José dos Campos : INPE, 2021.
xxviii + 145 p. ; (sid.inpe.br/mtc-m21c/2021/05.13.18.24-TDI)

Tese (Doutorado em Ciência do Sistema Terrestre) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2021.

Orientadores : Drs. Enio Bueno Pereira, e Fernando Ramos Martins.

1. Energia solar. 2. Energia eólica. 3. Climatologia. 4. Planejamento. 5. Energia renovável. I.Título.

CDU 551.521.37+621.548



Esta obra foi licenciada sob uma Licença [Creative Commons Atribuição-NãoComercial 3.0 Não Adaptada](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/).

This work is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/).



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS

Serviço de Pós-Graduação - SEPGR

DEFESA FINAL DE TESE DE André Rodrigues Gonçalves BANCA Nº 116/2021 REG 107905/2016

No dia 21 de maio de 2021, às 09h00min, por teleconferência, o(a) aluno(a) mencionado(a) acima defendeu seu trabalho final (apresentação oral seguida de arguição) perante uma Banca Examinadora, cujos membros estão listados abaixo. O(A) aluno(a) foi APROVADO(A) pela Banca Examinadora, por unanimidade, em cumprimento ao requisito exigido para obtenção do Título de Doutor em Ciência do Sistema Terrestre. O trabalho precisa da incorporação das correções sugeridas pela Banca Examinadora e revisão final pelo(s) orientador(es).

Novo Título: “Hibridização de usinas solares e eólicas e sua complementariedade no Brasil”

Dr. Lincoln Muniz Alves - Presidente - INPE

Dr. Enio Bueno Pereira - Orientador - INPE

Dr. Fernando Ramos Martins - Orientador – INPE

Dr. Arcilan Trevenzoli Assireu - Membro Externo – UNIFEI

Dr. Marcelo Pizzuti Pes - Membro Externo – UNIFESP

Dr. Ricardo Rüter - Membro Externo – UFSC



Documento assinado eletronicamente por **Lincoln Muniz Alves, Pesquisador Adjunto**, em 16/07/2021, às 09:34 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Enio Bueno Pereira, Pesquisador Titular**, em 19/07/2021, às 13:24 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Pizzuti pes (E), Usuário Externo**, em 28/07/2021, às 11:20 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Ramos Martins (E), Usuário Externo**, em 28/07/2021, às 11:40 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Arcilan Trevenzoli Assireu (E), Usuário Externo**, em 09/08/2021, às 17:16 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Rüter (E), Usuário Externo**, em 20/08/2021, às 08:37 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <http://sei.mctic.gov.br/verifica.html>, informando o código verificador **7367524** e o código CRC **B3CE4729**.

“Para ganhar conhecimento, adicione coisas todos os dias. Para ganhar sabedoria, elimine coisas todos os dias.”

LAO TSÉ
Pensador Chinês

*À minha avó **Ivone**, a maior incentivadora do saber, à
Mári, Cecília e aos meus pais e irmãos.*

AGRADECIMENTOS

Nem sempre o melhor caminho entre dois pontos é uma reta. Desde o término do mestrado muita coisa se passou. Mudanças de carreira, de cidade, novos empregos, casamento, filhos, concursos, inúmeros projetos e o desafio de realizar o doutorado em paralelo às funções de pesquisa no INPE. Sabia que não seria fácil e aprendi a duras penas que cada escolha traz consigo uma renúncia. Aprendi a aceitar as limitações e seguir buscando o melhor, até chegar à conclusão desta importante etapa.

Gostaria de começar agradecendo ao INPE pela oportunidade desta capacitação, e ao curso de pós-graduação em Ciência do Sistema Terrestre, com sua abordagem transdisciplinar, que me trouxe uma nova visão sobre as ciências naturais e sociais. Agradeço aos meus orientadores Enio e Fernando, pela confiança e disponibilidade, e aos colegas do Labren pelo ambiente amistoso, pelas longas discussões científicas sobre os mais diversos assuntos e projetos que contribuíram muito para a minha formação enquanto pesquisador.

Agradeço aos colegas da UNIFEI pela colaboração científica em parte deste trabalho, e ao projeto INCT Mudanças Climáticas Fase 2, por fomentar parte dos estudos aqui apresentados.

Por fim agradeço à minha família pela paciência e apoio nos períodos ausentes, especialmente à Mári e à Cecília, que renovaram meu ânimo a cada dia.

Muito obrigado!

RESUMO

O fornecimento de energia no Brasil está se tornando dependente de novas variáveis climáticas com o aumento da participação das fontes solar e eólica. Uma das soluções mais promissoras para reduzir a intermitência da geração de eletricidade a nível local é a hibridização de duas ou mais fontes de energia em uma única usina, fornecendo serviços auxiliares para estabilidade da rede. Embora a energia eólica já responda pela segunda maior parcela da matriz elétrica brasileira, a energia solar está crescendo duas vezes mais rápido nos últimos anos, podendo superar a capacidade instalada eólica na próxima década. As diferentes configurações de plantas híbridas para energia solar, eólica e hidráulica são o foco deste estudo, uma vez que a energia hidrelétrica é a espinha dorsal do setor elétrico brasileiro. Uma ampla revisão sobre planejamento energético, variabilidade climática e energias renováveis variáveis (ERVs) é apresentada, com foco em sistemas híbridos de energia para o Brasil. Dois estudos de caso são delineados, um para sistemas híbridos eólico-solares e outro para sistemas híbridos hidro-solares, ambos focados em aspectos meteorológicos da complementaridade energética. No primeiro estudo foram utilizados dados de 14 anos de irradiância solar e de vento medidos nas estações radiométricas e anemométricas co-localizadas de Petrolina (PTR) e São Martinho da Serra (SMS), oriundos do projeto SONDA. Esses locais representam dois dos principais domínios climáticos para expansão de ERVs no Brasil. Avaliou-se o nível de complementaridade para uma planta híbrida hipotética buscando uma fração solar ótima (SF) por meio de métricas de estabilidade de geração de energia para escalas de tempo horárias, diárias e mensais. A fração solar ótima depende das escalas de tempo de interesse, variando de 0,3, para máxima estabilidade horária a 0,9 para maior estabilidade diária, variando entre os locais. Padrões de complementaridade importantes foram descritos em escalas horárias e sazonais. A mitigação de eventos extremos também foi investigada. Para todos os critérios avaliados, a hibridização trouxe ganhos de confiabilidade no suprimento potência relativo, confirmando a relevância de uma avaliação detalhada da geração híbrida devido ao acoplamento temporal das séries. O segundo estudo investigou os efeitos da brisa lacustre na nebulosidade sobre áreas alagadas de usinas hidrelétricas. A maioria das usinas hidrelétricas brasileiras possui grandes reservatórios de água que podem induzir mudanças significativas no microclima local. Identificou-se o mecanismo de brisa predominante em um reservatório hidrelétrico brasileiro em região tropical. Imagens visíveis do satélite GOES-16 e medições locais coletadas pelo INMET e INPE forneceram dados para a análise estatística. O aumento da irradiância solar sobre a superfície da água foi comparado à áreas continentais ao redor do reservatório. Os resultados indicaram que a nebulosidade média diária aumenta à medida que nos afastamos do reservatório em qualquer uma das direções cardinais. Essa diferença chega a 8% durante o outono (MAM) e a primavera (SON). Conseqüentemente, o aumento da irradiância média na superfície da água em comparação com as áreas externas foi de 1,73%. Estes resultados sugerem que as usinas fotovoltaicas flutuantes podem experimentar ganhos relevantes de irradiância solar devido ao mecanismo de brisa predominante em

grandes reservatórios hidrelétricos em regiões tropicais brasileiras. Outros fatores que afetam a produtividade destas usinas devem ser combinados para se estimar os ganhos globais destes sistemas. Espera-se que os resultados deste trabalho constituam mais uma fonte de informações a dar suporte ao planejamento da expansão do sistemas híbridos de energia no país.

Palavras-chave: Energia solar. Energia eólica. Climatologia. Planejamento. Energia renovável.

HYBRIDIZATION OF WIND AND SOLAR POWER PLANTS AND THEIR COMPLEMENTARITY IN BRAZIL

ABSTRACT

Energy systems are becoming more dependent on new climate variables in Brazil due to increasing wind and solar power share. One of the most promising solutions for ensuring reliability of electricity supply, reducing costs and optimizing the grid is the hybridization of two or more power sources in a single generation plant, providing ancillary services for grid stability. Although wind responds currently for the second highest share of Brazilian electricity mix, solar power is growing twice faster in recent years, probably overcoming wind in the next decade. The various hybridization sets for solar, wind and hydropower are the focus of this study since hydropower is the backbone of the Brazilian electricity sector. A broad review on energy planning, climate variability and variable renewable energy (VRE) is introduced, focusing on hybrid energy systems for Brazil. Two case studies are outlined, one for wind-solar and other for hydro-solar hybrid systems, both focused on meteorological aspects of power complementarity. The first case used 14 years of solar irradiance and wind data, measured at the Petrolina (PTR) and São Martinho da Serra (SMS) co-located radiometric/anemometric stations from the SONDA project. These locations represent two of the main climatological domains for VRE expansion in Brazil. The complementarity level for a hypothetical hybrid plant was quantified seeking for an optimal solar fraction (SF). This was done through power generation stability metrics developed for hourly, daily and monthly time scales. Results show that optimum share of solar to wind mix depends on time scales of interest, varying from a SF of 0.3, for maximum hourly stability, to 0.9 for maximum daily stability, ranging among locations. Hourly and seasonal scales revealed important complementarity patterns. Further investigation comprised mitigation of extreme events. For all the criteria, some level of hybridization brought value to power reliability, confirming the relevance of a detailed coupled power assessment due to wind and solar temporal dependency. The second case study investigated the effects of lake breeze on cloudiness over flooded areas of hydroelectric dams. Most Brazilian hydropower plants have large water reservoirs that may induce significant changes in the local environment. A prevailing breeze mechanism in a Brazilian tropical hydropower reservoir is identified. GOES-16 satellite visible imagery, and ground measurement sites operated by INMET and INPE provided data for the statistical analysis. The solar irradiance enhancement over the water surface was compared to the border and dry land areas surrounding the reservoir. The results pointed out that the daily average cloudiness increases as we move away from the reservoir in any of the four cardinal directions. This difference reaches 8% during autumn (MAM) and spring (SON). Consequently, the irradiance enhancement at the water surface compared to external areas was around 1.73% for daily average. Our results suggest that floating solar PV power plants may experience enhanced irradiance due to prevailing breeze mechanism in large tropical reservoirs in Brazil. Other factors that affect plant productivity should be combined to evaluate system overall performance. The abovementioned results may provide valuable information for hybrid energy systems planning in Brazil.

Keywords: Solar energy. Wind energy. Climatology. Planning. Renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

	<u>Pág.</u>	
2.1	Conceito de trilema energético e suas componentes.	6
2.2	Fluxos na matriz elétrica brasileira em 2019.	7
2.3	Matriz elétrica brasileira sob ponto de vista de capacidade instalada e capacidade adicional em construção.	8
2.4	Sistema Interligado Nacional e suas usinas de geração.	9
2.5	Evolução e projeções da demanda de energia e de eletricidade no Brasil conforme PNE2050.	11
2.6	Evolução anual da capacidade instalada de geração eólica, solar centralizada e solar distribuída.	12
2.7	Mapa de irradiação global média diária para o Brasil.	14
2.8	Representação dos sistemas meteorológicos atuantes no Brasil nos meses de verão e inverno.	17
3.1	Curva ilustrativa simulando o impacto da geração não-despachável (solar e eólica) sobre a curva de carga do sistema elétrico brasileiro para horários de ponta em cenário futuro. Neste cenário a contribuição das baterias é quase imperceptível.	21
3.2	Projeções da expansão da capacidade de geração eólica pelo PDE e NDC.	22
3.3	Projeções da expansão da capacidade de geração solar pelo PDE2030 e NDC.	22
3.4	Anomalias de temperatura da superfície do mar (°C) sobre o pacífico equatorial na primavera de 1997, gerado a partir de reanálises ERA-Interim.	26
3.5	Regiões homogêneas de irradiação global horizontal para o nordeste brasileiro. O mapa identifica a localização das estações meteorológicas utilizadas no estudo.	30
3.6	Diagrama sistematizando possíveis análises de complementariedade entre fontes renováveis assim como respectivas escalas de variabilidade.	32
3.7	Diagrama qualitativo ilustrando valores esperados para o Coeficiente de estabilização para diferentes perfis de complementariedade intradiária. Diferenças principais são notadas para o exemplo (a), quando a correlação seria baixa e o $Cstab$ é médio; e exemplo (b) quando a correlação seria alta e o $Cstab$ é baixo.	36

4.1	Localização das estações SONDA utilizadas neste estudo e distribuição espacial as usinas eólicas (EOL) e fotovoltaicas (UFV) cadastradas na ANEEL.	44
4.2	Fotos das estações e sensores SONDA utilizadas neste estudo.	46
4.3	Desenho esquemático da torre anemométrica SONDA instalada em PTR e SMS.	48
4.4	Curva de potência nominal e coeficiente de potência de um aerogerador comercial de 2300 kW da Siemens-Gamesa.	52
4.5	Percentual de dados úteis de fator de capacidade solar, eólico e híbrido a cada ano.	55
4.6	Número de dias completos por mês para as séries de fator de capacidade híbrido.	56
4.7	Séries temporais qualificadas de vento a 100m (V_{100}) e irradiância solar global no plano inclinado (G_t) para PTR (a) e SMS (b).	57
4.8	Histograma e curva de frequência acumulada do fator de capacidade (FC) solar e eólico em escala semi-horária e diária. Para as figuras (a) e (b), frequências semi-horárias, foram excluídos os valores noturnos do FC solar. Figuras (c) e (d) se referem a frequências diárias.	58
4.9	Ciclo diário de FC solar e FC eólico para cada estação do ano em PTR. Acima das figuras é mostrado o coeficiente de correlação linear (cc).	60
4.10	Ciclo diário de FC solar e eólico para cada estação do ano em SMS. Acima das figuras é mostrado o coeficiente de correlação linear (cc).	61
4.11	Ciclo diário do FC híbrido (a,b) e respectivo $Cvar$ (c,d), ambos em função da SF, calculados pelo perfil sazonal da mediana P_{50} de geração híbrida.	62
4.12	Ciclo sazonal do FC solar e eólico. Média, mediana e interquartil calculados sobre valores diários.	63
4.13	Ciclo sazonal do FC híbrido (a,b) e respectivo $Cvar$ (c,d) em função da SF, calculados pelo perfil sazonal da mediana P_{50} de geração híbrida.	65
4.14	Médias mensais do desvio-padrão horário SD_h e coeficiente de variação horário $Cvar_h$ do FC híbrido.	66
4.15	Médias mensais do interquartil horário IQR_h e coeficiente de variação robusto horário $Rcov_h$ do FC híbrido.	67
4.16	Médias mensais do coeficiente de estabilização horário $Cstab_h$ calculadas sobre o FC híbrido.	68
4.17	Médias mensais do desvio-padrão diário SD_d e coeficiente de variação diário $Cvar_d$ do FC híbrido.	70
4.18	Médias mensais do interquartil diário IQR_d e coeficiente de variação robusto diário $Rcov_d$ do FC híbrido.	71

4.19	Médias mensais do coeficiente de estabilização diário $Cstab_d$ calculadas sobre o FC híbrido.	72
4.20	Curvas de permanência para a geração híbrida para PTR e SMS em escalas horarias (a,b) e diárias (c,d).	74
4.21	Distribuição sazonal do número de eventos de geração 7 ou mais horas abaixo de 10% do FC médio (N_{7h}).	75
4.22	Perfil sazonal do percentual de energia cortada $Curt$ em função do nível de hibridização. O primeiro registro (Y) pontua a média anual.	77
4.23	Sensibilidade de métricas horárias ao período de dados. O erro percentual absoluto apresentado $MAPE$ foi calculado em relação ao valor de cada métrica obtido para o período completo.	79
4.24	Sensibilidade de métricas horárias à resolução temporal dos dados Δt . O erro percentual absoluto apresentado $MAPE$ foi calculado em relação ao obtido para a resolução temporal original de 30 minutos.	80
4.25	Resumo dos critérios de variabilidade e extremos horários para PTR e SMS. As métricas são calculadas sobre a série de fator de capacidade (FC) e foram adimensionalizadas pelo seu valor máximo para permitir a comparação entre os níveis ótimos de hibridização na mesma escala.	82
4.26	Resumo dos critérios de variabilidade e extremos diários para PTR e SMS. As métricas foram adimensionalizadas pelo seu valor máximo para permitir a comparação dos níveis ótimos na mesma escala.	83
4.27	Extremos de baixa geração geograficamente combinados entre a região de PTR e SMS através das métricas de baixa potência prolongada N_{7h} (a) e da probabilidade de FC diário abaixo de 0,1 $P(FC_d < 0.1)$ (b).	87
5.1	Diagrama ilustrando o mecanismo de incremento de irradiação sobre um reservatório através da circulação de brisa lacustre e conseqüente inibição da formação de nuvens sobre a área alagada.	89
5.2	Vista aérea do reservatório da UHE Serra da Mesa.	91
5.3	A localização geográfica do reservatório de água de Serra da Mesa, a localização das estações de superfície e uma imagem do sistema de coleta de dados SIMA em operação na porção norte do lago.	92
5.4	Fluxograma das três estratégias utilizadas neste estudo para caracterizar a brisa do lago: medições in situ (5 anos), um conjunto de dados de satélite de alta resolução de curto prazo (um ano).	97
5.5	Ciclo diário da intensidade e direção do vento sobre o reservatório a partir de dados medidos de 2005 a 2010 pela SIMA.	98

5.6	Mapas sazonais de estimativas de C_{eff} (%) sobre a região de Serra da Mesa. Dados para as manhãs (9-11h local) e tarde (14-16h local) para (a) Dezembro, Janeiro, Fevereiro (DJF); (b) Março, Abril, Maio (MAM); (c) Junho, Julho, Agosto (JJA); e (d) Setembro, Outubro, Novembro (SON).	100
5.7	Topografia da região no entorno do reservatório de Serra da Mesa e a localização das seis áreas de amostragem de nebulosidade.	101
5.8	Médias horárias do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens C_{eff} para as áreas alvo do reservatório de Serra da Mesa no ano de 2018.	102
5.9	Função de distribuição acumulada empírica ($eCDF$) para C_{eff} em cada área alvo durante o período da manhã e tarde.	104
5.10	Diferenças absolutas de probabilidade acumulada para área interna ($CDF_{interno}$) e área externa ($CDF_{externo}$) em função dos valores de C_{eff} para os períodos diário, manhã e tarde para a usina hidrelétrica Serra da Mesa. A linha horizontal representa o limite de teste unilateral V_c com um nível de confiança de 99%.	106
B.1	Desvio-padrão SD_w e coeficiente de variação $Cvar_w$ da série bruta da geração híbrida (sem divisão de escalas).	139
B.2	Variabilidade da série bruta de geração híbrida pelo IQR e $Rcov$	140
B.3	Variabilidade bruta da geração híbrida pelo coeficiente de estabilização $Cstab_h$	141
B.4	Variação interanual relativa dos percentis de geração mensal híbrida em função da fração solar.	142
C.1	Serie anual de cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}) para os horários de 9h, 10h e 11h Local para a área interna do reservatório de Serra da Mesa.	144
C.2	Analemma no reservatório de Serra da Mesa (coordenadas da bóia SIMA) e correspondente reflexão especular oposta aos ângulos de visão de satélite (preto).	145

LISTA DE TABELAS

	<u>Pág.</u>
2.1 Potencial hidroelétrico estimado por bacia hidrográfica, dados em GW. . .	13
2.2 Valores médios regionais de irradiação global horizontal diária.	15
3.1 Previsão de expansão da geração por fonte conforme NDC COP21 para o horizonte 2030.	20
4.1 Parâmetros estatísticos da distribuição de FC horário e diário da fonte solar e eólica para cada localidade.	59
4.2 Coeficientes de correlação (cc) obtidos para o ciclo sazonal e ciclo intradiário médios da geração solar e eólica. Ciclos intradiários divididos por estação do ano.	64
4.3 Valores médios anuais para as métricas de variabilidade horária em função da fração solar SF para as duas localidades.	69
4.4 Valores médios anuais para as métricas de variabilidade diária em função da fração solar SF para as duas localidades.	72
4.5 Resumo dos resultados de fração solar ótima para diferentes métricas e escalas temporais em PTR e SMS.	84
5.1 Descrição das estações de medição de superfície utilizadas neste estudo. .	93
5.2 Comparação das médias de C_{eff} para o período diurno (7h-17h local) e vespertino (14h-16h local) para cada área alvo do reservatório de Serra da Mesa.	103
5.3 Tabela de valores p para o teste K-S unilateral comparando as funções de distribuição cumulativa empírica de C_{eff} nas área interna e externa do reservatório. Hipótese nula $H_0: \mu_{Interno} = \mu_{Externo}$. Onde μ representa o valor médio da distribuição da qual as amostras foram retiradas.	105
5.4 Lista das estações de medição de superfície usadas para estimar os valores das transmitâncias atmosféricas de céu-claro ($k_{t_{clear}}$). O modelo simples descrito na Equação 5.6, foi utilizado para interpolar as estimativas em intervalos de 5° de ângulo zenital solar. A tabela apresenta os resultados para dois dos intervalos. A última linha exibe os resultados obtidos usando dados dos três locais de medição combinados, como aproximação para o $k_{t_{clear}}$ regional.	107

5.5	Comparação entre valores médios do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens C_{eff} e respectivas estimativas de irradiância solar global horizontal G_{est} incidentes sobre diferentes áreas do reservatório hidrelétrico de Serra da Mesa. A irradiância solar global incidente em áreas externas foi usada como referência para calcular o incremento nas demais áreas. . . .	108
-----	---	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BSRN	–	Baseline Surface Radiation Network
CCM	–	Complexos Convectivos de Mesoescala
CIWS	–	Complementarity Index of Wind and Solar Radiation
CSTAB	–	Coefficiente de Estabilização
DOL	–	Distúrbios Ondulatórios de Leste
ENOS	–	El Niño-Oscilação Sul
ERV	–	Energias Renováveis Variáveis
FC	–	Fator de Capacidade
FPV	–	Energia Fotovoltaica Flutuante
GD	–	Geração Distribuída
GEE	–	Gases de Efeito Estufa
GOES	–	Geostationary Observing Environmental Satellite
IEA	–	International Energy Agency
INMET	–	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCC	–	Intergovernmental Panel on Climate Change
IQR	–	Intervalo Interquartil
JBN	–	Jatos de Baixos Níveis
LI	–	Linhas de Instabilidade
MAPE	–	Erro Medio Absoluto Percentual
MUST	–	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NCEP	–	National Center for Environmental Prediction
NDC	–	Contribuição Nacionalmente Determinada
NOAA	–	National Oceanic and Atmospheric Administration
OAN	–	Oscilação do Atlântico Norte
ODP	–	Oscilação Decenal do Pacífico
ODS	–	Objetivos do Desenvolvimento Sustentável
OMJ	–	Oscilação de Madden-Julian
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	–	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	–	Produto Interno Bruto
PNE	–	Plano Nacional de Energia
RCOV	–	Coefficiente de Variação Robusto
SD	–	Desvio-padrão
SF	–	Fração Solar
SIMA	–	Sistema de Monitoramento Ambiental
SIN	–	Sistema Interligado Nacional
SONDA	–	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
UHE	–	Usina Hidroelétrica
UNFCCC	–	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima
VCAN	–	Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis
WRF	–	Weather Research and Forecast model
ZCAS	–	Zona de Convergência do Atlântico Sul
ZCIT	–	Zona de Convergência Intertropical

LISTA DE SÍMBOLOS

α	–	albedo de superfície
C_{eff}	–	cobertura efetiva de nuvens
C_p	–	coeficiente de potência do aerogerador
C_{stab}	–	coeficiente de estabilidade
C_{urt}	–	percentual de energia cortada
C_{var}	–	coeficiente de variação
Dn	–	diferença absoluta duas CDF's
FC	–	fator de capacidade
FC_{ws}	–	fator de capacidade híbrido
FS	–	fator de sombreamento
G	–	irradiância global horizontal
G_{dif}	–	irradiância difusa horizontal
G_n	–	irradiância direta normal
G_i	–	irradiância no plano inclinado
G_r	–	irradiância refletida pela superfície
G_{toa}	–	irradiância horizontal no topo da atmosfera
G_0	–	irradiância de referência fotovoltaica
γ	–	expoente de extrapolação vertical do vento
K_d	–	fração difusa
K_t	–	índice de claridade
$k_{t_{clear}}$	–	índice de claridade para céu-claro
$k_{0t_{clear}}$	–	índice de claridade para céu-claro em zênite
$k_{t_{cloud}}$	–	índice de claridade para céu encoberto
V_h	–	velocidade do vento a altura h
Z_0	–	altura de referência do solo
N_{7h}	–	eventos baixa potência prolongada ($>7h$)
$P_{s,w}$	–	potência solar-eólica instantânea
P_0	–	potência nominal
PR	–	fator de desempenho
$Rcov$	–	coeficiente de variação robusto
R	–	refletância visível observada por satélite
r	–	posição ordinal das amostras
ρ	–	densidade do ar
τ_{clear}	–	transmitância atmosférica para céu-claro
τ_{cloud}	–	transmitância atmosférica para céu encoberto
θ_I	–	ângulo de incidência do feixe solar no módulo
θ_Z	–	ângulo zenital solar
θ_A	–	ângulo azimutal solar
θ_T	–	ângulo de inclinação do módulo em relação superfície
$\theta_{A,T}$	–	ângulo azimutal do módulo

SUMÁRIO

	<u>Pág.</u>
1 INTRODUÇÃO	1
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 A segurança energética	5
2.2 A matriz elétrica brasileira	6
2.3 A demanda de eletricidade	9
2.4 A evolução da geração solar e eólica	11
2.5 O potencial hidroelétrico	13
2.6 O potencial solar	14
2.7 O potencial eólico	16
2.8 Clima e variabilidade climática	16
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
3.1 Projeções de expansão da matriz elétrica brasileira	19
3.2 Integração de fontes intermitentes	23
3.3 A variabilidade da precipitação e do recurso hidráulico	25
3.4 A variabilidade do recurso solar e eólico	27
3.5 A complementariedade entre fontes renováveis	30
3.5.1 A complementariedade hidro-eólica	32
3.5.2 A complementariedade solar-eólica	34
3.5.3 A complementariedade hidro-solar	36
3.5.4 A complementariedade hidro-solar-eólica e demais lacunas de conheci- mento	39
4 ANÁLISE DE COMPLEMENTARIEDADE SOLAR-EÓLICA LOCAL	43
4.1 Dados utilizados	43
4.2 Metodologia	48
4.2.1 Tratamento dos dados	48
4.2.2 Métricas de análise	52
4.3 Resultados	55
4.3.1 Qualidade e representatividade dos dados	55
4.3.2 Frequências horárias e diárias	57

4.3.3	Perfis médios horários	59
4.3.4	Perfis médios mensais	62
4.3.5	Variabilidade horária	65
4.3.6	Variabilidade diária	69
4.3.7	Métricas de extremos	73
4.3.8	Análises de sensibilidade	78
4.3.9	Discussão	80
 5 ANÁLISE DE COMPLEMENTARIEDADE HIDRO-SOLAR LOCAL		89
5.1	Dados utilizados	90
5.1.1	Descrição do reservatório hidroelétrico	90
5.1.2	Dados utilizados	91
5.1.2.1	Dados de superfície	91
5.1.2.2	Dados de satélite	93
5.2	Metodologia	94
5.2.1	Detecção de nuvens por satélite	94
5.2.2	Avaliação da radiação solar incidente	95
5.3	Resultados	97
5.3.1	Identificação da brisa a partir de medições de superfície	97
5.3.2	Análise espacial de nebulosidade na área do reservatório	98
5.3.3	A influência do reservatório na irradiação solar incidente	106
5.4	Discussão	108
 6 CONCLUSÕES		111
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		115
 APÊNDICE A - MATERIAL SUPLEMENTAR SOBRE A FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA		137
A.1	Energia e Socioeconomia	137
 APÊNDICE B - MATERIAL SUPLEMENTAR SOBRE COMPLEMENTARIEDADE SOLAR-EÓLICA		139
B.1	Análises de variabilidade para dados brutos de FC	139
B.2	Variabilidade interanual solar-eólica	141

APÊNDICE C
MATERIAL SUPLEMENTAR SOBRE COMPLEMENTARI-
DADE HIDRO-SOLAR 143
C.1 Detecção do *sunlint* no reservatório 143

1 INTRODUÇÃO

Quando se discute a questão ambiental, principalmente no que tange aos impactos antrópicos sobre o sistema terrestre, a expansão da matriz de geração de energia é um dos temas mais sensíveis a ser abordado. De fato, a demanda de energia está associada ao crescimento populacional, ao crescimento econômico e ao nível de conforto e lazer das pessoas, realizado através do consumo, enquanto a geração ou oferta de energia depende da disponibilidade dos recursos no planeta e dos custos ambientais associados à sua conversão, conforme amplamente discutido em Goldemberg e Luccon (2008). Estima-se que 69% das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) no mundo sejam oriundas da queima de combustíveis fósseis o que evidencia a importância da questão energética na mitigação do aquecimento global (BLANCO et al., 2014).

Esta questão se torna ainda mais relevante se considerarmos os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) assumidos pelas Nações Unidas para o horizonte de 2030, especificamente o ODS-7 de “prover energia limpa e acessível à população mundial” (ONU, 2015). Isto porque 1,2 bilhão de pessoas ainda não tem acesso a eletricidade, e 2,7 bilhões ainda utilizam biomassa sólida como combustível de fogão, conforme dados da Agência Internacional de Energia, colocando forte pressão sobre a demanda futura no planeta (IEA, 2016). Para que estes objetivos sejam alcançados são necessários ganhos importantes de eficiência no uso da energia combinado a uma descarbonização da matriz energética mundial. Atualmente 81% de toda a energia primária gerada no mundo provém de combustíveis fósseis, sendo que um quarto desta energia é consumida na forma de eletricidade, levando a uma média de emissões de $515 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$. Evidências apontam para uma participação crescente de fontes renováveis na matriz como parte da solução, capitaneada principalmente pela geração solar e eólica (IEA, 2016).

Frente a transição energética em curso a inserção de energias renováveis variáveis (ERV)¹ como a solar e eólica 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” (OLSSON, 1994).

¹Existem diversas terminologias para esta classificação na literatura como “Novas Energias Renováveis - NER”, “Outras Fontes Renováveis - OFR”. Optamos por utilizar ERV por entender ser esta opção a de semântica mais precisa.

Embora a meteorologia seja uma ciência consolidada, com vasta literatura científica sobre modelagem e observação de tempo e clima, a maior parte dos estudos tem foco em variáveis atmosféricas como precipitação e temperatura, deixando uma lacuna de conhecimento quanto a variabilidade de recursos energéticos como o solar e eólico, por exemplo. Esta falta de informação sobre este tema pode levar ao sub-aproveitamento dos recursos renováveis, trazendo possíveis prejuízos à sociedade como aumento de emissões e de custo da energia, como discutido por [Becker et al. \(2014b\)](#), [Huber et al. \(2014\)](#). Em uma matriz diversificada cuja vulnerabilidade é pouco conhecida, a incerteza sobre sua real capacidade de geração (garantias físicas) leva à adoção de reservas de potência maiores para atender limites de segurança energética. Por este motivo o PDE2030 ([EPE, 2020c](#)) reforça a importância do engajamento das instituições de pesquisa no estudo da variabilidade dos recursos solar e eólico em diversas escalas de modo a subsidiar o planejamento do sistema. Mais além, abre a possibilidade da própria política de contratação de usinas ser alterada futuramente, remunerando a habilidade de estabilização do grid (ex: atender demanda de ponta) e não apenas capacidade (garantia física). Isto torna o presente tema deste estudo ainda mais interessante.

Este estudo visa caracterizar a variabilidade do recurso solar e eólico e hidráulico sobre o território brasileiro em escalas horárias, intrasazonais e interanuais, identificando padrões favoráveis à complementariedade entre as fontes de energia. Parte-se da hipótese de que é possível planejar melhor a expansão da geração solar e eólica no Brasil a partir do estudo da variabilidade dos recursos renováveis de energia em diversas escalas de tempo. Por ser este um tema bastante amplo pretende-se responder especificamente às seguintes perguntas:

- a) Como se comporta a geração combinada solar-eólica em diversas escalas de tempo em duas regiões brasileiras onde estas tecnologias já são economicamente viáveis²?
- b) Quais as sinergias e complementariedades para a geração solar-hidráulica em um grande reservatório hidrelétrico brasileiro?
- c) Quais as métricas de complementariedade de maior interesse e as diferenças entre elas?
- d) Qual o impacto do período de medições ou da resolução temporal na incerteza das análises?

²O conceito utilizado neste estudo se refere a regiões com domínio climático semelhante onde existem empreendimentos eólicos e solares em escala comercial.

Os capítulos desta tese estão organizados conforme a seguir:

- Capítulo 2: fundamentação teórica com conceitos e informações necessários para a compreensão do trabalho.
- Capítulo 3: revisão da bibliografia sobre a expansão do setor elétrico brasileiro, inserção de fontes intermitentes na rede elétrica, variabilidade e integração dos recursos solares e eólicos.
- Capítulo 4: materiais e métodos.
- Capítulo 5: análise de complementariedade solar-eólica para duas localidades;
- Capítulo 6: análise de complementariedade hidro-eólica para uma usina hidrelétrica;
- Capítulo 7: conclusões.

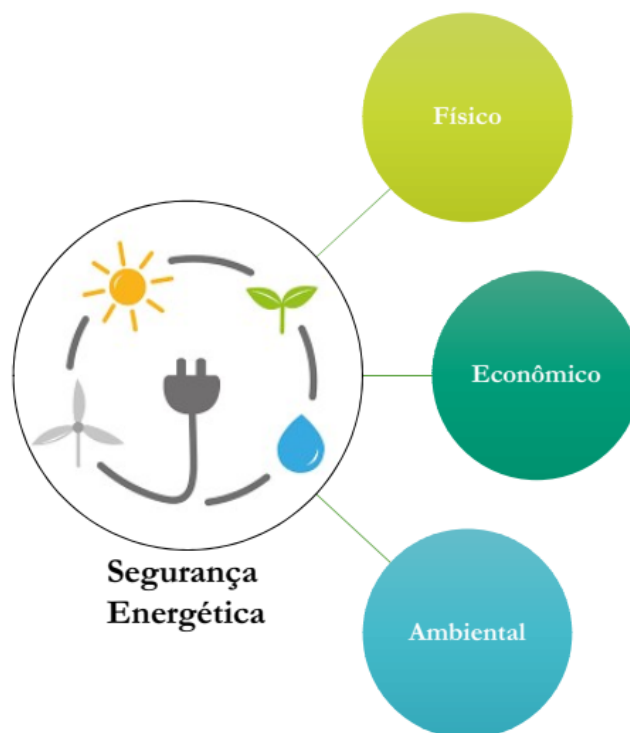
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 A segurança energética

Existem dezenas de definições para segurança energética na literatura. No contexto microeconômico ou regional, é a capacidade que famílias e empresas têm de suportar interrupções de fornecimento de energia. No contexto macroeconômico ou nacional, o conceito enfatiza a importância do preço, do acesso, da disponibilidade, da acessibilidade, da continuidade e da manutenção de suprimentos de energia que são geopoliticamente confiáveis, sustentáveis e seguros. (BURKE et al., 2008; STALEY et al., 2009; IPCC, 2014)

Neste estudo optou-se por destacar o conceito mais abrangente de trilema energético proposto pelo *World Energy Council* que contempla a segurança, acessibilidade e sustentabilidade dos sistemas energéticos. (WECOUNCIL, 2012). Nesta abordagem a segurança energética é tratada sob os aspectos: i) Físico: avalia se o suprimento é confiável e bem distribuído, interligado; ii) Econômico: avalia se a energia é acessível à população; iii) Ambiental: avalia o impacto das emissões diretas e indiretas dos processos energéticos. A Figura 2.1 ilustra este arranjo. Estes parâmetros são frequentemente agrupados para compor índices de segurança ou sustentabilidade energética para os países.

Figura 2.1 - Conceito de trilema energético e suas componentes.

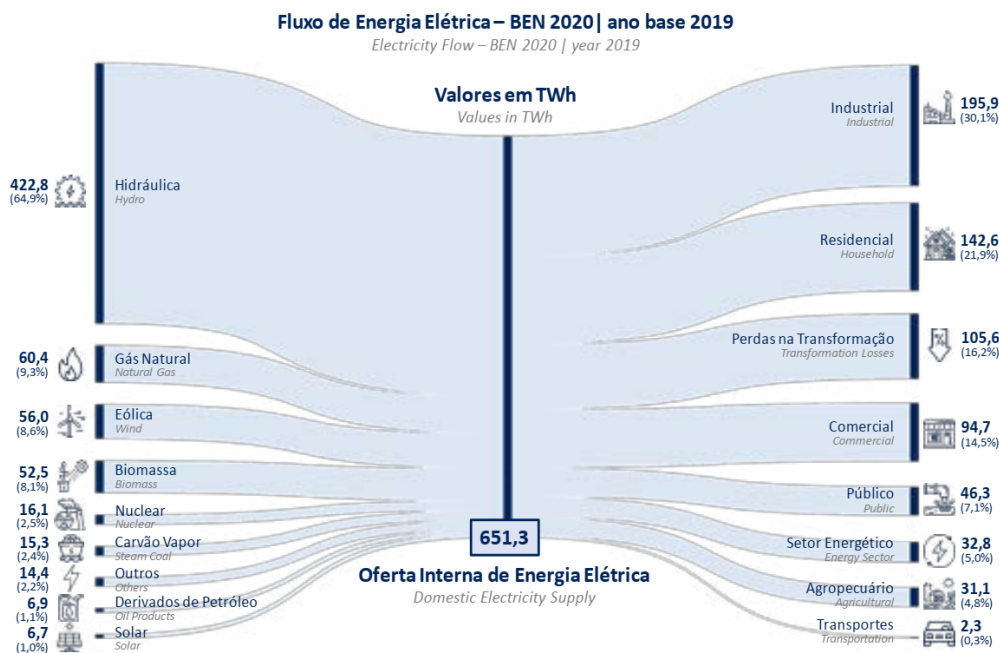


2.2 A matriz elétrica brasileira

A matriz energética constitui-se da soma dos diferentes fornecedores e consumidores e pode ser dividida em primária e secundária em função das transformações sofridas pelos estoques de energia. Tipicamente podemos tratar a matriz energética do ponto de vista da oferta de energia, dividindo-a por fontes (ex: petróleo e derivados, biomassa, gás natural, hidráulica, solar, eólica, urânio, etc) ou em termos de consumo final por setor (ex: transportes, industrial, residencial, etc) conforme ilustra o Balanço Energético Nacional – BEN2020 (EPE, 2020b).

A matriz elétrica, constitui-se assim de um subconjunto da matriz energética, caracterizada pelos diversos fornecedores e consumidores cujo fluxo de energia se dá na forma de eletricidade. Esta fração correspondeu a aproximadamente 18,1% de todo o consumo de energia no Brasil em 2019 conforme dados do BEN2020. A Figura 2.2 apresenta um fluxograma da matriz elétrica brasileira ilustrando fontes de geração e setores de consumo no país em 2019.

Figura 2.2 - Fluxos na matriz elétrica brasileira em 2019.

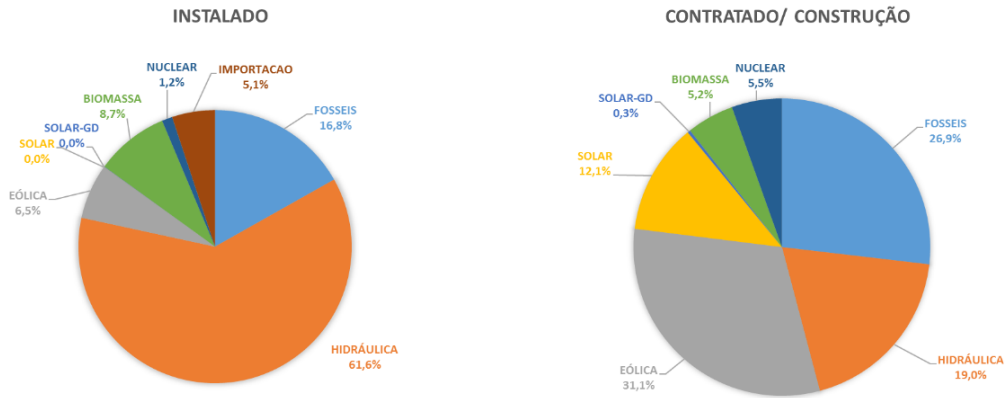


Unidades em TWh.

Fonte: Adaptada de EPE (2020b).

O Brasil possui um sistema elétrico hidrotérmico com forte predominância de usinas hidrelétricas de grande porte, sendo interconectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN) o que o confere tamanho e características únicas em âmbito mundial. Conforme dados recentes da ANEEL, a matriz elétrica brasileira do ponto de vista da capacidade instalada é composta por 62,5% de usinas hidráulicas, 15,7% de termelétricas fósseis, 8,7% de biomassa e 10,0% de eólicas conforme ilustra a Figura 2.3. Analisando a capacidade em construção, nota-se a importância da fonte eólica com 35,3% da capacidade adicional e um forte crescimento da geração solar, com 10,9%, além de uma parcela crescente de energia fóssil a ser adicionada 26,4%, o que tende a aumentar a intensidade de carbono da matriz elétrica brasileira (ANEEL, 2021).

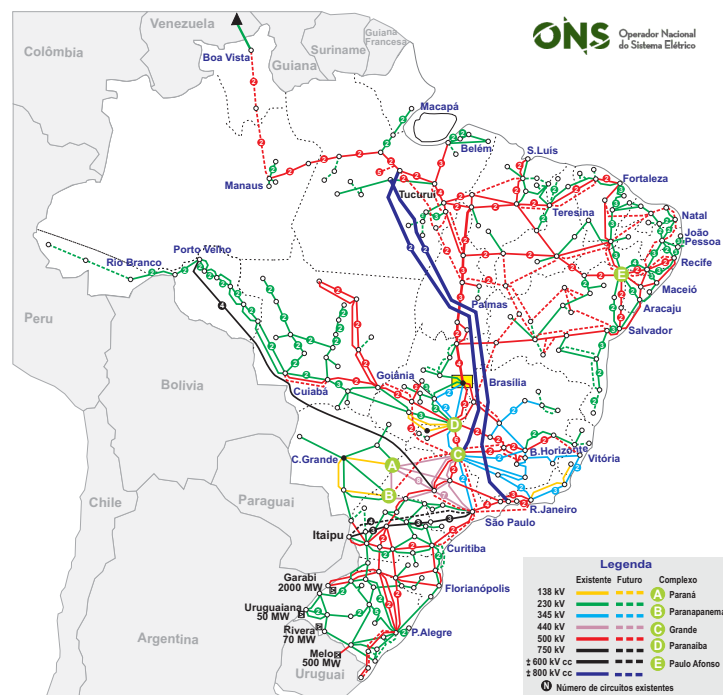
Figura 2.3 - Matriz elétrica brasileira sob ponto de vista de capacidade instalada e capacidade adicional em construção.



Fonte: Adaptada de ANEEL (2021).

Quanto aos mecanismos de contratação, desde 2004 o país modernizou sua estrutura através dos leilões regulados para contratação de longo prazo, onde concorrem tanto empreendimentos estatais quanto privados. Este mecanismo aliado a programas de incentivo fiscal possibilitou a maior diversificação de fontes de energia no país na última década, com o importante crescimento da geração eólica e de biomassa de cana por exemplo (REGO; PARENTE, 2013). A Figura 2.4 ilustra o SIN, suas respectivas usinas e linhas de transmissão planejadas para o horizonte 2024.

Figura 2.4 - Sistema Interligado Nacional e suas usinas de geração.



Fonte: ONS (2020).

2.3 A demanda de eletricidade

Conforme já mencionado a demanda de energia depende basicamente da atividade econômica e da eficiência na conversão da energia em produtos ou serviços. Fatores estruturais como o aumento da fração elétrica no consumo total de energia também impactam esta estimativa, dado o efeito de substituição da eletricidade sobre outras fontes (eletrificação da matriz), como já vem sendo observado no Brasil, adicionando mais incertezas às estimativas futuras. O Apêndice A.1 traz um detalhamento maior da relação entre a demanda de energia e a socio-economia.

O Plano Decenal de Expansão de Energia em sua última edição, PDE2030 define diretrizes para expansão da capacidade instalada em função das previsões de demanda até 2030 (EPE, 2020c). No cenário apresentado, a eletricidade será responsável por 20,0% do consumo final de energia chegando a 792 TWh¹ em 2030 o que representa um aumento de 44,5%. Isto acontecerá pela expansão de 26,5 GW médios em capa-

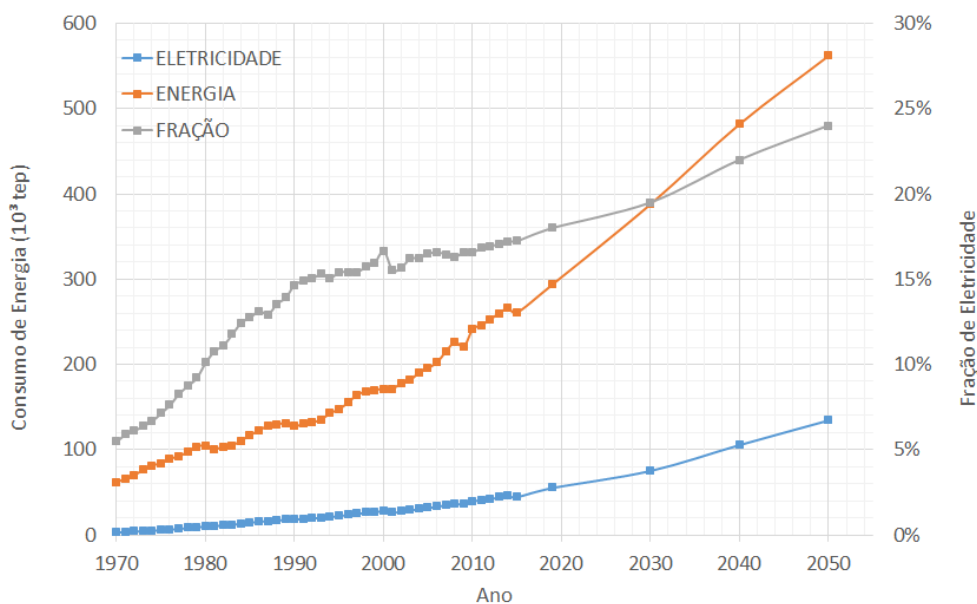
¹Não inclui autoprodução e geração distribuída de eletricidade.

cidade de geração (GW médios é a expectativa de potência média da usina, obtido pelo fator de capacidade x potência instalada). Este plano apresenta uma abordagem inovadora em relação à versão anterior uma vez que avalia diversos cenários obtidos pela alteração de premissas iniciais e permite quantificar melhor as incertezas da análise.

O documento que complementa o planejamento do sistema elétrico brasileiro a mais longo prazo é o Plano Nacional de Energia, sendo que o mais recente se refere ao horizonte 2050 – PNE2050 (EPE, 2020d) . Nele prevê-se uma demanda por energia elétrica em 2050 em torno de 1605 TWh, dependendo dos cenários de ganhos de eficiência energética. Estas estimativas não consideram possíveis impactos da mudança do clima. A participação da eletricidade no consumo final é projetada em torno de 24% indicando tendência de eletrificação no período 2026 a 2050. Apenas como referência, 18,5% de todo o consumo de energia no mundo em 2015 se deu na forma de eletricidade e esta participação deve chegar a 40% em 2050 e 80% no fim do século de acordo com cenários futuros estimados (JOHANSSON et al., 2012; IEA, 2016). A Figura 2.5 apresenta dados da série histórica do consumo de eletricidade no Brasil em conjunto com cenários previstos pelo PNE2050 que indicam a demanda de eletricidade deverá triplicar até 2050. Também é mostrada a evolução esperada da participação da eletricidade no consumo final de energia até 2050.

Na ausência de melhoria em eficiência energética, parte desta demanda crescente é sustentada por uma ampliação das fontes térmicas não renováveis (principalmente gás natural). Dados recentes do Balanço Energético Nacional (BEN2019) mostram que as térmicas responderam por 23% da oferta interna de energia elétrica em 2019 frente a um decréscimo na geração hidráulica de 85% para 63,5% entre 2012 e 2019. Tal fato fez com que as emissões de carbono na geração de energia elétrica subissem de 82 para 90 $KgCO_2/MWh$ no período analisado (EPE, 2020b). Embora as emissões oriundas da matriz energética brasileira tenham crescido, ainda se situa bem abaixo da média mundial de 515 $KgCO_2/MWh$ (IEA, 2016).

Figura 2.5 - Evolução e projeções da demanda de energia e de eletricidade no Brasil conforme PNE2050.

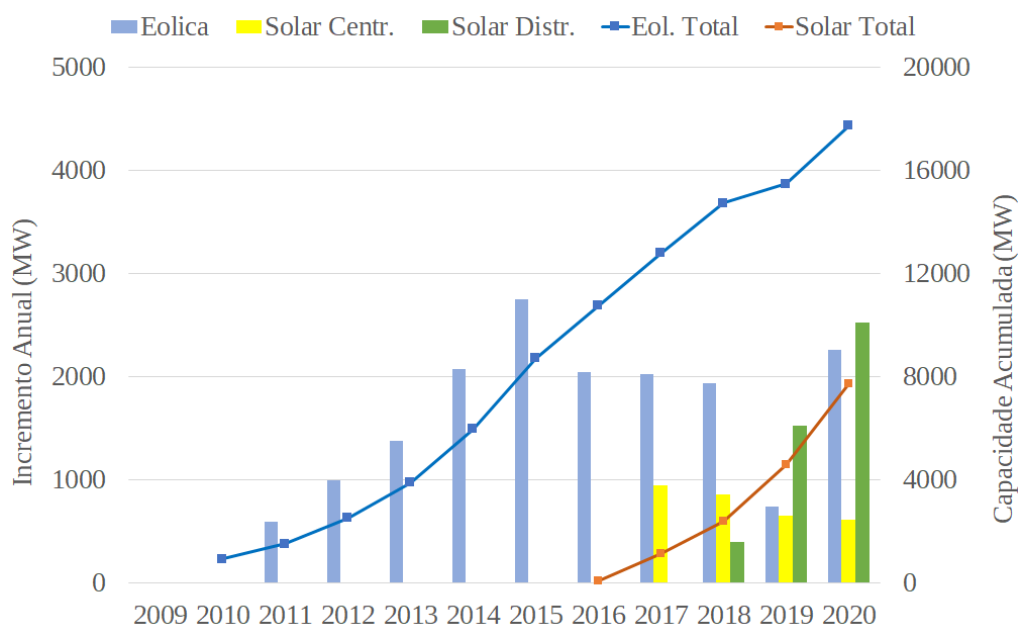


Fonte: Adaptada de EPE (2020d).

2.4 A evolução da geração solar e eólica

A expansão da geração eólica no Brasil vem ocorrendo através de grandes plantas de geração (parques eólicos) discretizados tipicamente em empreendimentos modulares de 5 a 30 MW espalhados pelas regiões Nordeste e Sul do Brasil. De forma similar a expansão da geração solar vem ocorrendo pela tecnologia fotovoltaica, tanto através de grandes centrais geradoras fotovoltaicas, de capacidade superior a 1 MW, quanto através de geração distribuída, onde consumidores são habilitados a gerar sua própria energia e conectá-la à rede elétrica. A geração distribuída é responsável hoje por grande parte da expansão da energia solar no mundo e sua aplicação no Brasil só foi possível a partir da publicação da Resolução Normativa *n.º* 482/2012 da ANEEL (revisada pela RN *n.º* 687/2015), que permite a compensação entre a energia gerada e consumida pelas residências, indústrias ou comércio. Recentemente a participação da energia solar vem experimentando um crescimento acentuado, alavancada não só pela geração centralizada, onde foram contratados mais de 18 GW até 2020, mas também pelo aumento da geração distribuída que ultrapassou 400.000 sistemas chegando a 4,6 GW instalado no mesmo período. A Figura 2.6 sintetiza alguns números desta evolução.

Figura 2.6 - Evolução anual da capacidade instalada de geração eólica, solar centralizada e solar distribuída.



Fonte: Adaptada de EPE (2020c).

Outro fator chave na expansão da geração eólica e solar no Brasil tem sido a ampliação do Ambiente de Contratação Livre (ACL) onde geradores e consumidores negociam à mercado contratos de compra e venda de energia. Devido aos custos de geração mais competitivos este mercado tem se ampliado lastreado fortemente em centrais solares e eólicas. Desde 2018 a contratação de novos projetos no ACL é superior ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e alcançou um terço do consumo total de eletricidade no país (EPE, 2020a) em 2019. Estes dados ressaltam o momento singular de transição energética que atravessamos.

Traçando um paralelo com o cenário mundial, dados recentes mostram que a capacidade adicionada de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis chegou de 176 GW em 2019, o que representa 72% do total mundial. Desde 2012 instala-se mais usinas de fontes renováveis (solar, eólica, hidráulica e geotérmica) do que convencionais (fósseis e nucleares) no mundo, sendo que 2 em cada 5 Watts instalados no mundo em 2019 foram solar fotovoltaica. Do total de renováveis, a energia solar e eólica respondem juntas por 90% das novas instalações, puxado por China e EUA (IRENA, 2020).

2.5 O potencial hidroelétrico

O potencial hidroelétrico brasileiro inventariado é estimado em 202,3 GW sendo que 54% deste potencial já é explorado e dos 46% restantes, a maior parte ainda não possui estudos de viabilidade técnica e ambiental. Dos projetos de geração hidrelétrica em carteira, a maior capacidade (77%) apresenta alguma interferência com unidades de conservação ou terra indígena conforme EPE (2020d). A Tabela 2.1 a seguir detalha os potenciais remanescentes por bacia hidrográfica, em GW.

Tabela 2.1 - Potencial hidroelétrico estimado por bacia hidrográfica, dados em GW.

Bacia	Inventariado	Utilizado	Remanescente
Rio Amazonas	64,4	24,1	40,3
Rio Tocantins	25,0	13,2	11,8
Rio São Francisco	21,0	10,8	10,2
Atlântico N/NE	2,1	0,8	1,3
Atlântico E	12,6	5,5	7,1
Atlântico SE	8,3	3,8	4,5
Rio Paraná	57,6	44,0	13,6
Rio Uruguai	11,3	6,5	4,8
Total	202,3	108,7	93,6

Fonte: Adaptada de ELETROBRÁS (2018).

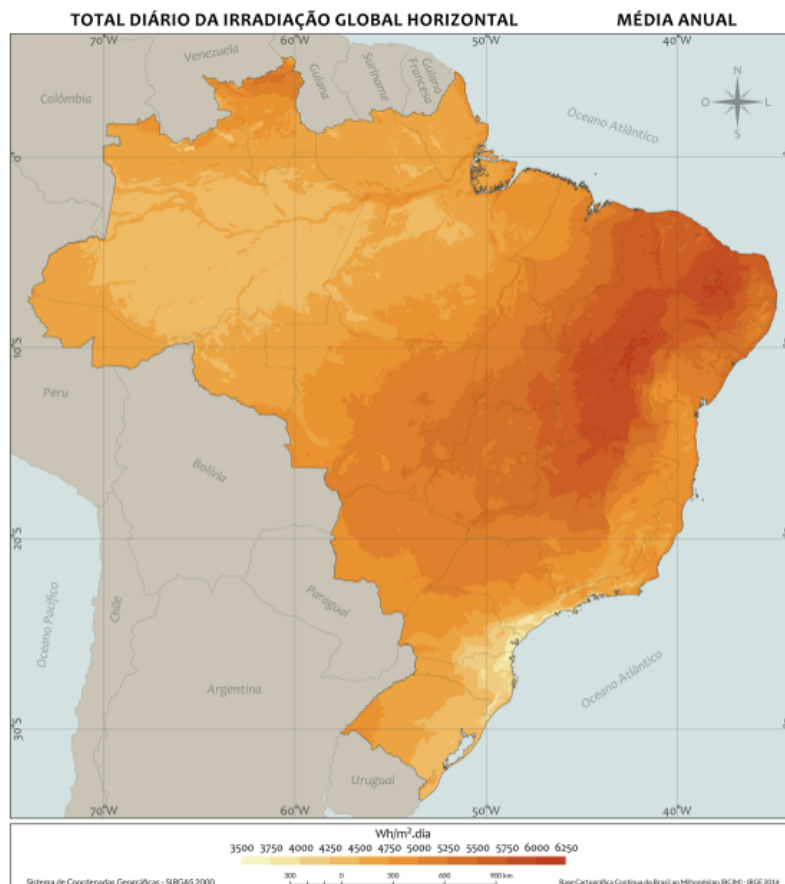
Importante frisar que mesmo os projetos tecnicamente viáveis sofrem sérios questionamentos por parte da academia, da sociedade civil e de organizações civis nacionais e internacionais quanto aos reais impactos ambientais e sociais, principalmente se tratando de grandes empreendimentos na Amazônia. Isto porquê as grandes áreas alagadas implicam em remoção de populações ribeirinhas e indígenas, emissões de metano, alteração do ciclo hidrológico e danos ao equilíbrio ecológico local (FEARNSIDE, 2014; ALMEIDA-PRADO et al., 2016). Como exemplos recentes temos as usinas de Santo Antonio e Jirau no Rio Madeira, Belo Monte no rio Xingu e a possível usina de São Luís, no rio Tapajós. Estes projetos além de enfrentar crescentes críticas de parte da sociedade, ampliam a dependência da matriz elétrica brasileira ao regime de chuvas, impactando a segurança energética do país. Além disso, o aumento das hidrelétricas que operam a fio d'água, aliado ao reduzido investimento no setor, tem feito com que a capacidade de reserva de energia do sistema diminua, somando um déficit de 20% em 10 anos (FREITAS et al., 2014). Isso torna nossa matriz mais vulnerável a períodos de estiagem, aumentando o risco de apagões assim como o custo

da energia devido ao despacho adicional de termelétricas.

2.6 O potencial solar

O fluxo de energia radiante proveniente do Sol que incide na superfície terrestre (ou irradiância) caracteriza o potencial solar teórico. O potencial técnico dependerá das tecnologias utilizadas para aproveitamento como coletores térmicos ou células fotovoltaicas. A irradiação solar diária no Brasil apresenta valores médios acima de 5,1 kWh/m², superando estas médias nas porções mais continentais das regiões Nordeste e Centro-oeste, conforme ilustra a Figura 2.7 cujos dados estão resumidos na Tabela 2.2 extraída do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017).

Figura 2.7 - Mapa de irradiação global média diária para o Brasil.



Valores médios em kWh/m².dia.

Fonte: Pereira et al. (2017).

Tabela 2.2 - Valores médios regionais de irradiação global horizontal diária.

Região	Irradiação diária média (kWh/m²)
Norte	4,64
Nordeste	5,49
Centro-Oeste	5,07
Sudeste	5,06
Sul	4,53
Brasil	5,13

Fonte: Pereira et al. (2017).

Ao considerar a tecnologia fotovoltaica de geração de eletricidade e premissas modestas de desempenho chega-se à conclusão de que uma área de 5.400 km² (equivalente a área de 0,06% do território nacional) seria suficiente para suprir toda a demanda de energia do Brasil em 2019. Para se ter uma ideia o país possui só em áreas degradadas em desertificação avançada mais de 70.000 km², área suficiente para suprir quase 12 vezes a demanda de eletricidade do Brasil (CGEE, 2016). Dada a magnitude do recurso, poucos estudos abordam as estimativas de potencial técnico fotovoltaico no Brasil. Na análises do PNE2050 (EPE, 2020d) mesmo excluindo-se áreas impróprias como unidades de conservação, topografia complexa e cobertura vegetal chega-se a um potencial correspondente a mais de 70 vezes a demanda de eletricidade do Brasil em 2019.

Outra parcela importante da geração solar vem de sistemas distribuídos, onde estudos indicam que o potencial fotovoltaico dos telhados apenas do setor residencial equivaleria a 32 GW médios, o que representa 44% do consumo de eletricidade no Brasil em 2019 (TOLMASQUIM, 2016). Projeções de expansão mais recentes mostram cenários onde a geração fotovoltaica distribuída pode atingir uma capacidade instalada de 42 GWp em 2050 (EPE, 2020d). No entanto o número de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados a cada ano vem superando as estimativas o que sugere que este potencial pode ser significativamente maior. Por fim, plantas híbridas onde há geração complementar entre heliotérmicas e biomassa de cana como tratado em Soria et al. (2015) podem ser uma solução importante para ampliar o parque gerador brasileiro a um custo relativamente baixo devido ao aproveitamento da ociosidade existente no período de entressafra nas usinas de cogeração. Os dados acima deixam claro que o potencial de geração solar disponível não é uma restrição a sua expansão como fonte de energia para o Brasil.

Por se tratar de uma fonte de geração de baixo impacto ambiental, pois não emite GEEs diretamente de sua operação, a energia solar não enfrenta oposição à sua adoção, tendo inclusive seu uso incentivado pela sociedade. Seu impacto está associado às emissões de GEE ao longo do ciclo de vida, à demanda de água para limpeza e alterações na cobertura vegetal para instalação dos módulos. Há alguns anos os preços dos módulos fotovoltaicos vem caindo no mundo, tendo reduzido em média 10% ao ano conforme IRENA (2017). Nos leilões de energia nova de 2019 o preço final dos empreendimentos solares contratados ficou abaixo de 80 R\$/MWh, o mais baixo entre todas as fontes (EPE, 2019). Isenções fiscais e financiamento estatal atrelado a conteúdo nacional tiveram um efeito econômico positivo sobre o setor.

2.7 O potencial eólico

O potencial eólico em terra firme (*onshore*) brasileiro foi inicialmente estimado em 143 GW conforme dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001). Estas são estimativas conservadoras uma vez que foram feitas com base na tecnologia eólica disponível no início dos anos 2000, considerando uma altura de cubo de 50 m e densidade média de instalação de 2 MW/km². Muitos avanços ocorreram no porte médio dos aerogeradores de modo que a simples atualização da altura de cubo para 100 m acima do solo leva um potencial técnico significativamente maior, acima de 300 GW como já apontado em estudos recentes (TOLMASQUIM, 2016; EPE, 2020d). A Figura ?? ilustra a distribuição espacial do recurso recalculado. Desse montante pouco mais de 28 GW está sendo explorado (ANEEL, 2021)

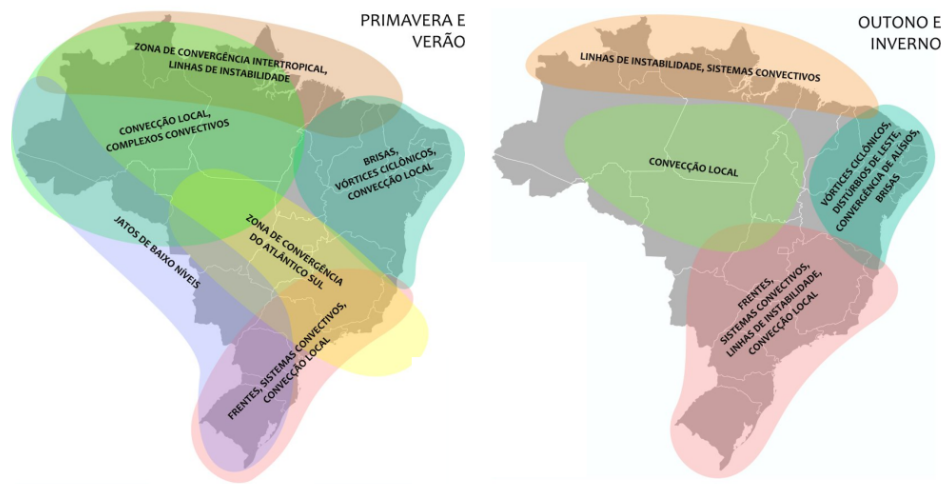
Atualmente, a energia eólica no Brasil é bastante competitiva sendo comercializada nos leilões do governo a preços próximos de R\$100/MWh, acima apenas das grandes centrais hidrelétricas e centrais fotovoltaicas (SILVA et al., 2016). Conforme dados do setor o custo dos equipamentos de energia eólica caiu em 30% desde 2009 comprovando a competitividade alcançada (IRENA, 2017). Estes dados mostram que tanto o potencial disponível quanto o custo não são uma restrição para a expansão da geração eólica nas próximas décadas no Brasil.

2.8 Clima e variabilidade climática

O Brasil possui dimensões continentais se estendendo por regiões equatoriais, tropicais e subtropicais, e por consequência sofre influência de diversos sistemas meteorológicos, atuantes em escalas variadas de espaço e tempo. Dentre os sistemas de grande escala, ou escala sinótica ($\sim 10^3$ Km) atuantes podemos citar como exemplo as frentes frias, os bloqueios atmosféricos, a Zona de Convergência Intertropical

(ZCIT), a Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) os Jatos de Baixos Níveis (JBN), os Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN) e os Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOL). Na mesoescala ($\sim 10^2$ Km) observa-se Complexos Convectivos de Mesoescala (CCM), circulações de brisa e Linhas de Instabilidade (LI) enquanto na pequena escala (~ 10 Km) temos a convecção local e circulação orográficas (brisas de vale e montanha). A escala espacial destes sistemas está atrelada a sua escala temporal de modo que os sistemas sinóticos apresentam variabilidade da ordem de dias a semanas enquanto os sistemas locais variam no intervalo de algumas horas. Maiores detalhes sobre escalas e fenômenos meteorológicos associados podem ser obtidos em (WALLACE; HOBBS, 2006). Um mapa esquemático mostrando a atuação destes diferentes sistemas em períodos distintos do ano pode ser observado na Figura 2.8 extraída de Pereira et al. (2017). Este mapa destaca os principais sistemas em cada região e suas fronteiras não devem ser interpretadas como um limitante. Brisas e convecção local, por exemplo, ocorrem em intensidades diferentes em todo o território brasileiro. Uma revisão detalhada sobre cada sistema meteorológico atuante foge ao escopo deste trabalho e pode ser encontrada em Cavalcanti et al. (2009), Reboita et al. (2010).

Figura 2.8 - Representação dos sistemas meteorológicos atuantes no Brasil nos meses de verão e inverno.



Fonte: Pereira et al. (2017).

Pela Figura 2.8 nota-se que os sistemas meteorológicos se distribuem de forma he-

terogênea no território brasileiro, o que torna razoável supor que a variabilidade temporal da atmosfera em cada região também apresente comportamentos distintos.

O clima se refere ao estado médio da atmosfera de modo que ao se fazer a média das variáveis atmosféricas por um período suficientemente longo (20 a 30 anos) chega-se às normais climatológicas de um dado local (ARGUEZ; VOSE, 2011). Estas normais são curvas que caracterizam o comportamento do ciclo diário ou anual das variáveis atmosféricas. Anomalias são definidas pelos desvios em relação a estas curvas normais, sendo que este conjunto de desvios caracteriza a variabilidade climática do local. Neste trabalho, por facilidade de análise esta variabilidade pode ser dividida em escala horária, intrasazonal ou interanual. A variabilidade climática pode ser classificada ainda quanto à sua origem entre variabilidade interna, aquela gerada exclusivamente pela dinâmica atmosférica; e variabilidade externa, gerada por alterações nas condições de contorno da atmosfera (temperatura dos oceanos, atividade solar, umidade do solo, etc.). O efeito combinado destas duas componentes é caracterizado como variabilidade acoplada conforme definido em (WALLACE; HOBBS, 2006).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Projeções de expansão da matriz elétrica brasileira

Cenários de expansão para o setor energético são gerados a partir de modelos integrados de análise técnica-econômica que visam otimizar um custo geralmente associado à geração e ampliação do parque gerador. No PDE2030, por exemplo, foi utilizado um Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) desenvolvido pela EPE conforme detalhado em Nota Técnica *n.º* 028/2017 (EPE, 2020c). Em paralelo, no âmbito internacional, o Brasil assumiu compromissos para mitigação das emissões de GEE durante a COP21 (21^a Conferência das Partes) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês), através de sua Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC (MRE, 2015). Neste documento o Brasil se compromete, dentre outros a:

- i Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
- ii Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar.

Estas metas soam pouco ambiciosas uma vez que o balanço energético nacional já apontava para uma participação de 29% de outras fontes renováveis (ERVs) na matriz nacional de energia em 2015 (i). Além disso, a participação das ERVs na geração elétrica em 2015 foi de 13,5%, restando um aumento de apenas 9,5% em 15 anos (ii). Nos últimos anos este aumento tem sido de 2% ao ano, evidenciando um maior potencial de crescimento.

De modo a esclarecer os pontos omissos, a Empresa de Pesquisas Energéticas publicou uma Nota Técnica em 2016 com detalhes das metodologias utilizadas para o cálculo da NDC brasileira (EPE, 2016). Especificamente quanto a matriz elétrica, este estudo considera que no período de 2014 a 2030 haverá a expansão de 290 TWh na oferta interna de energia hidráulica, 93 TWh na eólica e 35 TWh solar, sendo 26 TWh em fotovoltaica centralizada e 9 TWh em geração distribuída. Isto significa que em 2030, 12% da geração elétrica virá da fonte solar e eólica. A Tabela 3.1 apresenta estes valores assim como uma estimativa da potência adicional necessária para atingir esta geração e respectivo crescimento em relação ao parque gerador atual.

Tabela 3.1 - Previsão de expansão da geração por fonte conforme NDC COP21 para o horizonte 2030.

Fonte	Geração em 2014 (TWh)	Geração em 2030 (TWh)	Participação em 2030	Potência Adicional (GWp) ¹
Hidráulica	407	697	61%	66,0
Eólica	12	105	9%	26,5
Solar Cent.	0	26	2%	14,8
Solar Dist.	0	9	1%	5,1
Biomassa	41	134	12%	4,2
Outras	164	180	15%	-
Total	624	1151		

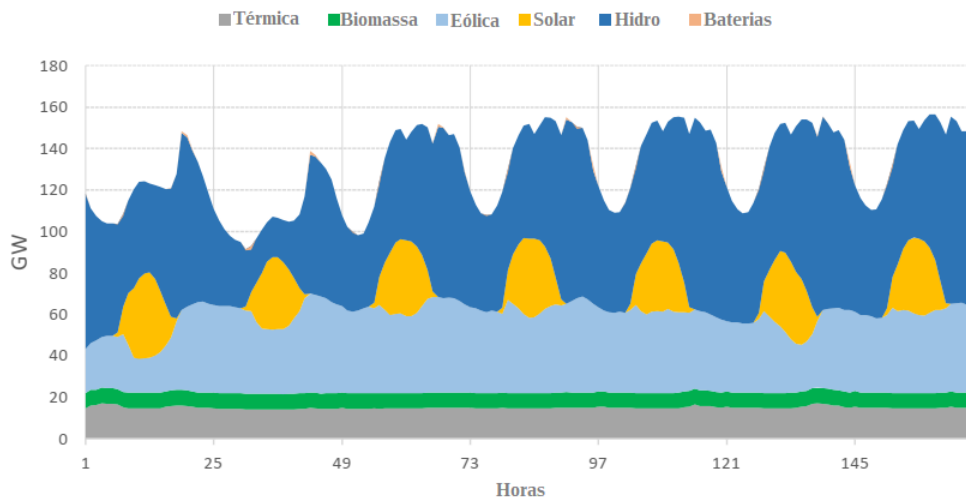
¹Admitindo-se os seguintes fatores de capacidade médio para cada tecnologia: Solar: 0,20; Eólica: 0,45; Hidráulica: 0,50; Biomassa: 0,85.

Fonte: Adaptado de [EPE \(2016\)](#).

No contexto internacional não é diferente. Na medida em que se caminha para uma transição energética com níveis menores de emissões de GEE, fontes tradicionalmente seguras e ‘despacháveis’ como as termoeletricas, hidrelétricas e nucleares perdem espaço para a fonte solar e eólica, o que demanda novas estratégias de planejamento e gerenciamento do sistema elétrico. A integração destas fontes ERVs têm mobilizado a comunidade científica internacional ([IEA, 2016](#); [KONDZIELLA; BRUCKNER, 2016](#)). A atenção maior se concentra sobre as fontes solar e eólica, aquelas de maior crescimento recente e alta variabilidade temporal. Atualmente existem órgãos responsáveis pelo controle ativo da geração de modo a suprir a demanda elétrica, cujo perfil depende dos hábitos dos consumidores. Desta forma o parque gerador é dimensionado para suprir os picos de demanda na rede elétrica, sendo que uma fatia considerável da capacidade instalada é subutilizada, gerando desperdício de recursos e energia, como ilustra a Figura 3.1 extraída do estudo de inserção de fontes intermitentes publicado pela EPE em 2019 ([RESE et al., 2019](#)).

A fim de se avaliar a consistência e evolução no planejamento governamental foi realizada uma comparação entre as projeções para expansão da capacidade de geração eólica e solar nos últimos cinco anos, que englobam os compromissos da NDC brasileira e os cenários otimistas e pessimistas do PDE2030. Na comparação para a expansão da capacidade eólica nota-se que as estimativas do PDE2030 tomaram como base a potência eólica instalada em meados de 2020, o que criou uma descon-

Figura 3.1 - Curva ilustrativa simulando o impacto da geração não-despachável (solar e eólica) sobre a curva de carga do sistema elétrico brasileiro para horários de ponta em cenário futuro. Neste cenário a contribuição das baterias é quase imperceptível.

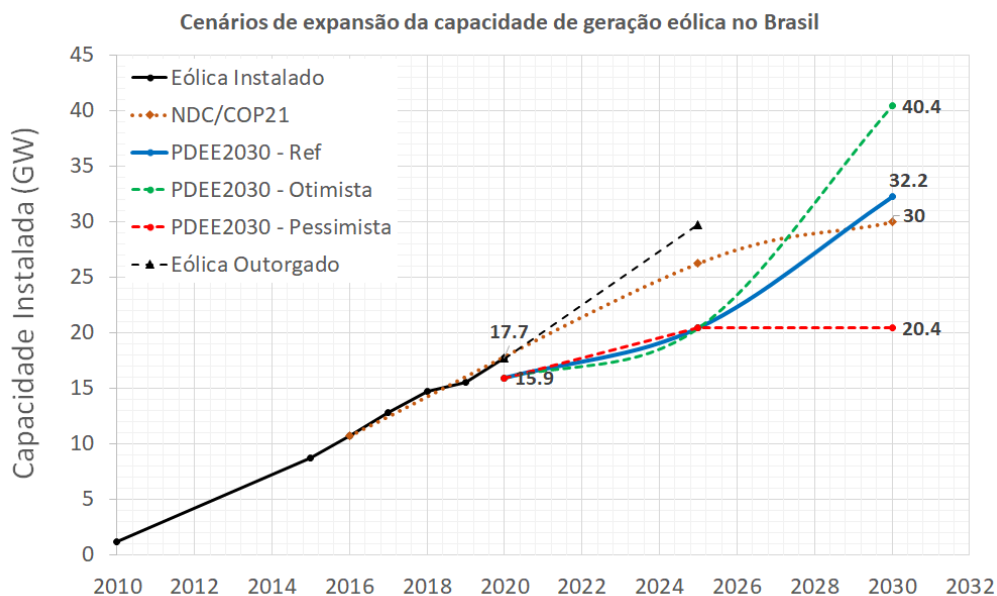


Fonte: Adaptado de Rese et al. (2019).

tinuidade nas séries. De qualquer forma o PDE2030 prevê um ritmo de instalação mais lento até 2025, bem abaixo da capacidade de geração já outorgada, podendo acelerar até 4 GW/ano até 2030 no cenário otimista. Curiosamente o ritmo atual de expansão está bastante aderente ao que foi estabelecido pela NDC brasileira em 2015, indicando que a capacidade de geração eólica deve superar os 30 GW até 2030 como ilustra a Figura 3.2.

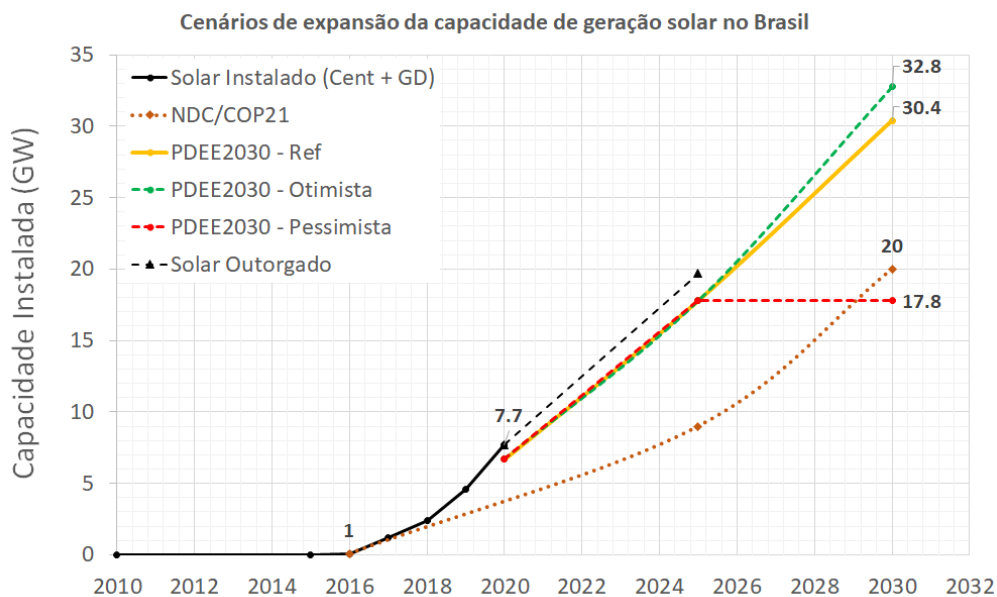
De forma análoga, a Figura 3.3 apresenta a comparação para a expansão da capacidade de geração solar total, onde soma-se a geração centralizada e distribuída. Ao contrário do que se vê para a expansão eólica, a NDC brasileira subestimou bastante o potencial de expansão da geração solar. Por outro lado o PDE apresenta cenários bem otimistas onde prevê-se um aumento de até 25GW até 2030. Os dados de geração distribuída foram obtidos dos sistemas da ANEEL (ANEEL, 2021).

Figura 3.2 - Projeções da expansão da capacidade de geração eólica pelo PDE e NDC.



Fonte: Adaptado de EPE (2020c), EPE (2016).

Figura 3.3 - Projeções da expansão da capacidade de geração solar pelo PDE2030 e NDC.



Fonte: Adaptado de EPE (2020c), EPE (2016).

Por se tratar da fonte de geração elétrica predominante no Brasil, avaliou-se também as projeções para a expansão da matriz hidráulica. Os dados mostram um grande descompasso na instalação de hidrelétricas e PCHs entre os planos. Enquanto o PDE2030 estima uma adição modesta de 6,7 GW até 2030, a NDC estima 58 GW em novas hidrelétricas (UHE/PCH/CGH). Sendo o PDE2030 o planejamento mais recente, isto indica que houve uma mudança considerável nas perspectivas de expansão do setor hidroelétrico brasileiro nos últimos cinco anos. Ressalta-se, ainda, a previsão de adição de 7,7 GW até 2030 para suprir carga horária de ponta, atendida por termelétricas flexíveis a gás natural, o que mantém a intensidade de carbono da economia brasileira aproximadamente estável.

Os dados apresentados mostram uma tendência de diversificação da matriz de geração elétrica frente a dificuldades de se implantar grandes projetos hidrelétricos. O próprio PDE2030 destaca a necessidade de se considerar a resolução horária nos modelos de planejamento para representar a geração solar e eólica de maneira adequada. Outros estudos apontam que há uma subutilização do potencial oriundo das fontes solar e eólica no planejamento nacional (AQUILA et al., 2017). Se concretizado o cenário de referência apresentado pelo PDE2030, chega-se a uma penetração de ERVs de 28% na matriz elétrica instalada no país, níveis próximos das metas assumidas pela NDC brasileira. No contexto técnico-econômico, estudos com cenários diversos construídos por modelos integrados de análise (IAM) específicos para o Brasil mostram que, na presença de mecanismos de incentivo e compensação de emissões de carbono, há uma tendência maior de expansão das fontes eólica e biomassa no horizonte de 2050, podendo chegar a 30% da geração total (SANTOS et al., 2017). Mais recentemente GILS et al. (2017) mostram vantagens do ponto de vista de custo de expansão para uma matriz elétrica 100% renovável no Brasil. Em contrapartida, há uma incerteza tecnológica quanto aos limites de inserção de ERVs ao sistema. Isto porque a geração hidrotérmica brasileira pode não estar adaptada a grandes penetrações de geração variável, uma vez que requisitos de flexibilidade são necessários para responder a rápidas variações na potência oriunda de plantas solares e eólicas (DENHOLM; HAND, 2011; MIRANDA et al., 2018)

3.2 Integração de fontes intermitentes

Muito se discute a respeito dos limites teóricos de inserção de fontes intermitentes como as ERVs na matriz elétrica, onde alguns estudos sugerem números em torno de 25% a 35% (IEA, 2016). Porém, diante de sistemas elétricos cada vez mais diversificados e interconectados, definir limites torna-se uma tarefa complexa, já que cada

sistema possui características próprias. A composição do parque gerador, tempo de resposta das plantas, níveis de complementariedade entre as fontes e perfil da curva de demanda são algumas das características que determinam a penetração máxima, conforme discutido em alguns trabalhos (BECKER et al., 2014b; HUBER et al., 2014). Existem países que já experimentam níveis de penetração bastante elevados como Portugal, Espanha, Irlanda, Dinamarca e Alemanha, chegando acima de 40% por alguns períodos no ano (WECOUNCIL, 2016; IRENA, 2017). Estudos recentes indicam que o Brasil poderia operar seu sistema com penetração de até 46% de ERVs (SCHMIDT et al., 2016a). Dentre as soluções para aumentar a resiliência do sistema para a inserção das ERVs estão:

- i. Redução no tempo de resposta das centrais geradoras: centrais com armazenamento de energia que respondem rápido às variações no sistema podem amenizar os eventos de rampa ocasionados pelas ERVs;
- ii. Planejamento espacial da matriz elétrica: ordenar a expansão do sistema elétrico de modo a explorar a complementariedade espacial e temporal entre as plantas de geração por ERVs (solar-eólica-hidráulica) tende a suavizar a variabilidade no sistema através de um efeito conhecido como *spatial smoothing* (KEMPTON et al., 2010; KLIMA; APT, 2015);
- iii. Hibridização de plantas de geração: as diversas combinações entre as fontes solar-térmica, solar-hidráulica, solar-eólica, hidro-eólica e termo-eólica tem efeito estabilizador na capacidade de geração das plantas permitindo a auto-regulação do despacho de energia. A melhor opção de hibridização dependerá da análise dos recursos energéticos disponíveis em cada local;
- iv. Armazenamento de energia: novas tecnologias para armazenamento de energia em diversas escalas de tempo tendem a regularizar a oferta, permitindo um aumento da penetração das ERVs. Exemplos são os reservatórios térmicos, reservatórios de gravidade, armazenamento eletroquímico (ex: hidrogênio e baterias) e supercapacitores (RASMUSSEN et al., 2012). Mesmo os veículos elétricos plugados à rede para carga podem atuar como elementos de armazenamento distribuído no sistema (BORBA et al., 2012; IEA, 2016);
- v. Interconexão entre sistemas elétricos nacionais: acordos de compartilhamento de rede elétrica entre países com cláusulas técnicas e comerciais bem definidas tendem a trazer vantagens para ambos na medida em que aumen-

tando a segurança energética e reduzem custos com armazenamento (HALLER et al., 2012);

- vi. Controle de demanda: tecnologias que permitam a taxaço da energia em função do horário de consumo tendem a nivelar a curva de demanda, reduzindo o tamanho do parque gerador necessário para sustentar a rede elétrica e reduzindo perdas no sistema. O advento das redes elétricas inteligentes ou *smartgrids* tende a cumprir este papel.

Outras incertezas tecnológicas que afetam a expansão da matriz elétrica se referem ao advento dos veículos elétricos e das redes elétricas inteligentes. Em 2019, o número de veículos elétricos no mundo chegou a marca de 7 milhão e deve alcançar 150 milhões em 2030. Se políticas de incentivo forem adotadas de modo a limitar as emissões de CO_2 este número pode chegar a 250 milhões em 2030, o que ilustra a incerteza e o potencial impacto deste setor (IEA, 2020). As metas brasileiras consideram uma inserção de 4,5% de veículos elétricos até 2030 o que teria pouco efeito sobre a demanda neste horizonte. Por outro lado, a redes inteligentes afetam a demanda de duas formas: i) permitindo tarifas diferenciadas ao longo do dia de modo a reduzir a demanda no horário de pico; e ii) aumentando a eficiência elétrica na medida em que reduz perdas na distribuição de energia. Esta tecnologia tende a favorecer a inserção de ERVs no sistema elétrico, mas a velocidade de sua expansão para grande escala em países como o Brasil ainda é incerta (DANTAS et al., 2017).

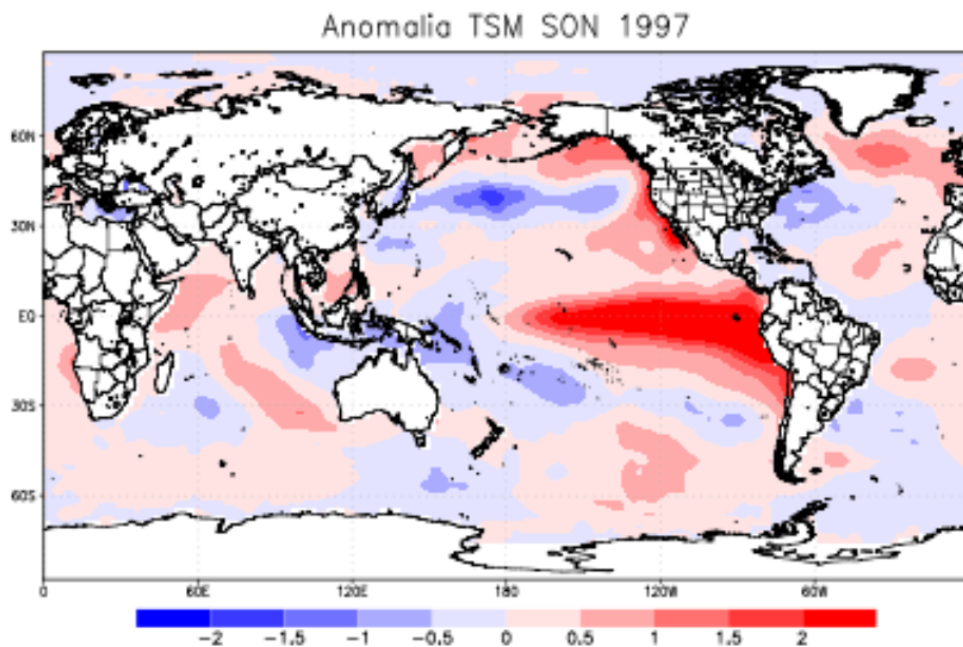
3.3 A variabilidade da precipitação e do recurso hidráulico

Diversos estudos avaliam o impacto da variabilidade climática da precipitação, o que está relacionado à disponibilidade do recurso hidráulico. Na escala intrasazonal o principal modo de variabilidade da precipitação sobre o Brasil é a Oscilação de Madden-Julian (OMJ), inicialmente descrito por (MADDEN; JULIAN, 1972; ZHANG, 2005). Este modo se caracteriza por uma circulação zonal anômala na região equatorial com deslocamento para leste e período de 30 a 60 dias, circundando assim o planeta. Esta circulação anômala modula a convecção local alternando períodos de maior e menor precipitação na escala de tempo mencionada. Os impactos deste modo sobre regiões específicas do Brasil foram descritos por (KAYANO; KOUSKY, 1999; CARVALHO et al., 2004).

Na escala interanual o modo de variabilidade predominante, não só no Brasil mas em todo o globo, é definido pelo fenômeno acoplado oceano-atmosfera conhecido como El Niño-Oscilação Sul (ENOS) (PHILANDER, 1983). Este fenômeno se caracteriza

por anomalias na temperatura da superfície do mar (TSM) do Oceano Pacífico Equatorial, acoplada às anomalias de pressão e conseqüentemente nas células de circulação meridional de Walker, afetando várias partes do globo. Sua fase quente é conhecida como El Niño, quando há aquecimento das águas equatoriais do Pacífico e sua fase fria como La Niña, quando há o resfriamento. A Figura 3.4 ilustra o padrão de anomalias de temperatura no Oceano Pacífico durante a fase quente do El Niño na primavera de 1997. Sua escala temporal típica varia de 3 a 7 anos. Diversos estudos apresentam uma descrição mais detalhada deste fenômeno e investigam impactos sobre o Brasil (KOUSKY; KAYANO, 1994; TRENBERTH; CARON, 2000; GRIMM, 2003; CAI et al., 2020). Em suma, sua fase quente causa deficit de precipitação sobre a Amazônia e nordeste do Brasil, e excesso de precipitação sobre a região Sul. O oposto ocorre durante a fase fria, no entanto muita incerteza resta sobre a robustez destes impactos, principalmente na porção sudeste e centro-oeste do Brasil. A interação com outros modos de variabilidade climática e com o aumento dos níveis de GEE's na atmosfera ainda são fronteiras a serem melhor investigadas.

Figura 3.4 - Anomalias de temperatura da superfície do mar (°C) sobre o pacífico equatorial na primavera de 1997, gerado a partir de reanálises ERA-Interim.



Fonte: EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECAST-ECMWF (2011).

Existem ainda outros modos importantes na variabilidade interanual da precipitação sobre o Brasil relacionados às anomalias de temperatura do Oceano Atlântico, tanto em sua porção equatorial/tropical (NOBRE; SHUKLA, 1996) como na porção sudoeste (DIAZ et al., 1998; DRUMOND; AMBRIZZI, 2005). Estudos sobre modos de variabilidade de mais baixa frequência, em escala decenal e multidecenal, são mais escassos devido à dificuldade de se obter séries temporais longas o suficiente para trazer significância estatística aos resultados. De qualquer forma existem evidências de modos de variabilidade da precipitação sobre a Amazônia e o nordeste brasileiro na escala decenal que estariam relacionados a anomalias de temperatura da superfície dos oceanos Pacífico e Atlântico, mais especificamente aos modos Oscilação Decenal do Pacífico (ODP) e Oscilação do Atlântico Norte (OAN) como discutido em Zhou e Lau (2001), Andreoli e Kayano (2004).

A energia hidráulica 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. Por isso estudos sobre a variabilidade hidrológica são importantes, principalmente em escala interanual. Trabalhos diversos identificaram padrões de variabilidade na escala do ENOS e ciclos decenais para as vazões do Rio Paraná e Paraguai e bacia Amazônica (ROBERTSON; MECHOSO, 1998; LABAT et al., 2005; CATALDI et al., 2010). Estes resultados estão de acordo com a variabilidade da precipitação na escala decenal observada por outros estudos (MARENGO, 2004). Como exemplo recente de anomalias importantes temos os déficits de precipitação nos anos de 2013 e 2014 sobre o Sudeste, que levou a crises de abastecimento e elevação das tarifas de energia. Evidências mostram se tratar da anomalia negativa mais intensa sobre esta região nos últimos 40 anos (COELHO et al., 2016).

Os recursos solar e eólico apresentam maior variabilidade em escalas de tempo menores (horas, dias) quando comparado ao recurso hidráulico, no entanto a variação em seus ciclos sazonais e interanuais também é relevante. Alguns estudos avaliaram a variabilidade do recurso solar e eólico sobre o território assim como possíveis complementariedades.

3.4 A variabilidade do recurso solar e eólico

Poucos estudos tratam especificamente a variabilidade interanual do vento sobre o Brasil. É demonstrado que a TSM do oceano Atlântico Tropical Norte e Sul exercem influência sobre a intensidade dos alísios. Estes tendem a se enfraquecer sobre a região nordeste quando há anomalias positivas de TSM sobre a porção sul do

Atlântico Tropical, como demonstrado por Nobre e Shukla (1996). Estas anomalias possuem padrões interanuais e decenais sendo que os modos de variação das TSMs sobre o Atlântico (ex: gradiente meridional, monopolo, dipolo, etc.), assim como os mecanismos que originam estas anomalias são tratados em vasta literatura e foge ao escopo deste trabalho. Vide Andreoli e Kayano (2004).

Em concordância com estes resultados Oliveira e Costa (2011) utilizaram o modelo BRAMS alimentado por reanálises do NCEP onde encontraram correlações significativas em episódios combinados do ENOS e dipolo do Atlântico Tropical para as anomalias de vento na porção norte do Nordeste. Eventos de El Niño atuam no sentido de intensificar os ventos sobre essa região, enquanto a La Niña atua no sentido oposto. Este resultado foi confirmado por Araújo et al. (2014) em simulações com o RAMS nos anos de 1997 a 1999 para o Ceará.

Em outro estudo utilizando análise de agrupamento sobre dados de vento de 47 estações meteorológicas e encontrou-se cinco grupos homogêneos para o nordeste brasileiro. Os autores notaram que o ENOS alterou a intensidade da velocidade do vento para os grupos com maiores valores médios, de modo que sua fase positiva intensifica os ventos sobre o Nordeste (SANTOS; SANTOS E SILVA, 2013).

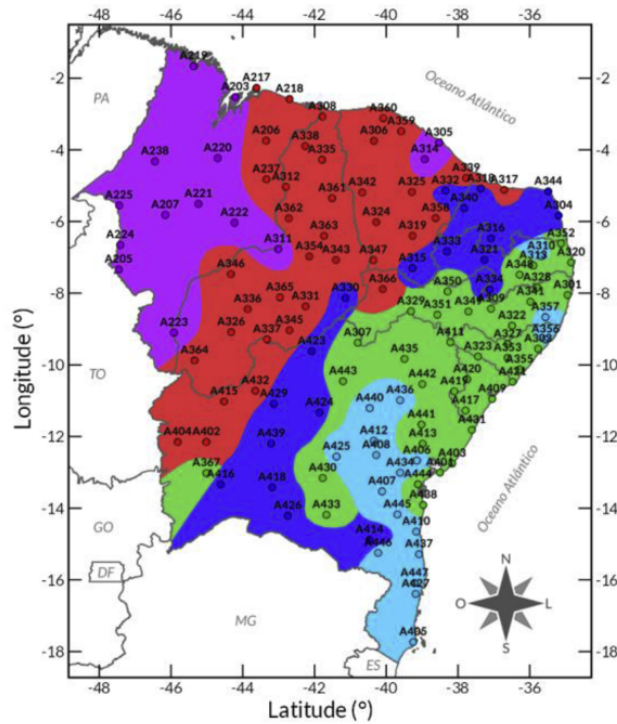
A partir de um modelo autoregressivo de séries temporais de vento para 12 pontos na costa norte do Nordeste, Lima et al. (2014) também identificaram uma relação com o ENOS de modo que episódios de anomalias positivas de TSM na região do Niño 3.4 levam a um incremento médio de 3.8% na intensidade dos ventos.

De maneira geral todos os trabalhos citados acima concordam com o sinal do ENOS sobre a variabilidade do recurso eólico no nordeste brasileiro, muito embora as anomalias de TSM do Atlântico possam também exercer influência em outras escalas. Nenhum dos estudos citados avaliou, no entanto, a variabilidade do recurso eólico na região Sul, outro polo importante de geração eólica no Brasil.

No âmbito internacional, diversos estudos investigam a variabilidade do recurso eólico em diferentes regiões, em geral utilizando reanálises ou observações de longo prazo (LI et al., 2010; BETT et al., 2015; CANNON et al., 2015; HAMLINGTON et al., 2015; KIRCHNER-BOSSI et al., 2015; ROSE; APT, 2015; STAFFELL; PFENNINGER, 2016). As metodologias variam das mais simples análises por estatística descritiva até análises espectrais ou de componentes principais. Estes resultados fogem ao interesse deste trabalho pela divergência geográfica, embora os métodos sejam de grande utilidade.

A variabilidade do recurso solar tem recebido ainda menos atenção, dada a maior escassez de dados de longo prazo e ao estágio ainda inicial de expansão desta fonte no Brasil. Até a década de 90, a qualidade dos dados solares em superfície (heliógrafos) e da resolução dos satélites geoestacionários prejudica análises de longo prazo confiáveis. [Pereira et al. \(2017\)](#) caracterizaram a variabilidade interanual para as regiões brasileiras a partir de 17 anos de estimativas diárias por satélite. Os autores mostraram que a variabilidade é maior nas regiões Sul e Sudeste, principalmente durante os meses de primavera e verão, mas não foi investigado qualquer dos mecanismos físicos responsáveis. Em uma análise mais detalhada, [Lima et al. \(2019\)](#) investigaram a variabilidade solar no nordeste brasileiro em escalas sazonais e interanuais a partir de estações de medição, onde definiram cinco regiões homogêneas conforme ilustra a [Figura 3.5](#). Diferenças relevantes entre as médias sazonais destas regiões durante a primavera e verão sugerem algum nível de complementariedade espacial (balanço regional de geração). A variabilidade interanual é tipicamente baixa e não se observou padrões complementares. Para [Schmidt et al. \(2016a\)](#) embora a geração eólica no Brasil apresente forte complementariedade sazonal com o parque gerador hidráulico, a variabilidade intrasazonal e interanual da fonte solar é muito menor, o que favorece sua inserção e percentuais mais elevados. Mesmo em âmbito internacional estudos de variabilidade do recurso solar nas escalas horária e diária são escassos. Uma exceção é o trabalho de [Juruš et al. \(2013\)](#), que utilizaram dados de reanálises do MERRA de 1979 a 2011 para quantificar a variabilidade intrasazonal e interanual do recurso solar.

Figura 3.5 - Regiões homogêneas de irradiação global horizontal para o nordeste brasileiro. O mapa identifica a localização das estações meteorológicas utilizadas no estudo.



Fonte: Lima et al. (2019).

3.5 A complementariedade entre fontes renováveis

Análises de complementariedades entre recursos energéticos variáveis têm ganhado importância na agenda científica internacional devido ao contexto de transição energética brevemente discutido neste texto. Embora a literatura recente seja vasta, as abordagens e terminologias para tratar o problema são variadas, muito em função da interdisciplinariedade do tema. Engeland et al. (2017) apresentam uma excelente revisão sobre o assunto mostrando que 60% dos 280 artigos analisados foram publicados a partir de 2012. Mais recentemente, Jurasz et al. (2020) e Weschenfelder et al. (2020) apresentaram uma revisão de métodos e escalas utilizadas nos estudos de complementariedade. Destaca-se que a maioria dos estudos usa como métricas a correlação (Pearson e rank) e o desvio-padrão da geração híbrida ou do desvio em relação a um perfil de carga. Dentre as principais fragilidades apontadas está o uso de dados de baixa qualidade. Estas análises serviram de base para a sistematização apresentada a seguir.

Neste trabalho optou-se por sistematizar as possíveis análises através do diagrama mostrado na Figura 3.6, onde cada círculo representa uma fonte renovável de energia com as respectivas escalas temporais de variabilidade. As caixas representam as possíveis combinações entre as fontes. Pode-se observar que cada fonte em si permite uma análise de complementariedade endógena, ou combinada pela intersecção das fontes. A fonte hidráulica, devido a granularidade mensal das séries de vazão, limita sua análise a esta escala em qualquer combinação. Naturalmente pequenas centrais hidrelétricas, cujas bacias de contribuição são menos extensas podem ter uma variabilidade diária importante na vazão que justifique uma análise nesta escala.

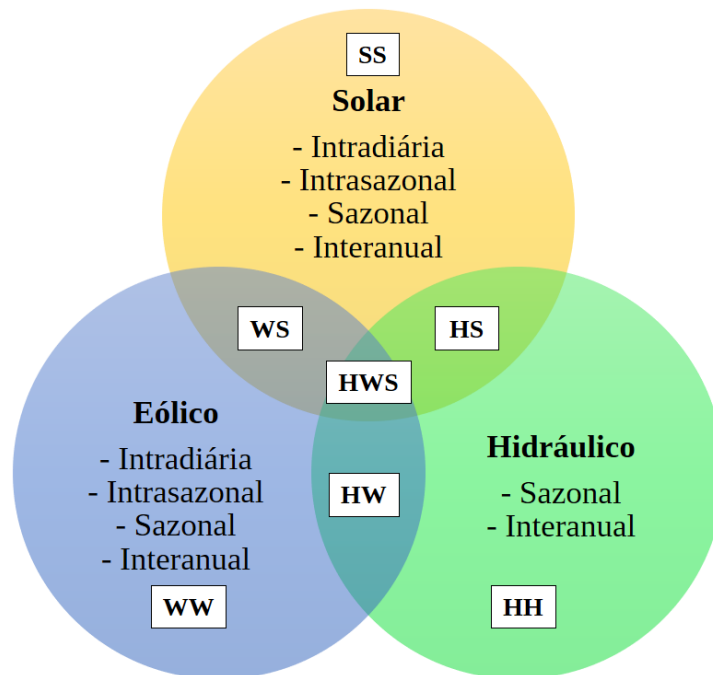
As análises foram categorizadas em função de seu domínio espacial e de sua escala temporal. Quanto ao domínio dividiu-se em:

- **Local (L)**: refere-se à complementariedade de recursos energéticos no ponto específico, ou seja entre usinas co-localizadas ou híbridas. Necessariamente uma análise entre fonte distintas.
- **Regional (R)**: refere-se à complementariedade de recursos energéticos entre pontos diferentes do território. Válido para fontes distintas ou não.

De maneira análoga as escalas de tempo foram categorizadas de acordo com a resolução temporal dos dados conforme a seguir:

- **Horária/sub-horária (H)**: útil para análise da complementariedade intradiária, tanto em relação ao ciclo diário médio (climatológico) quanto para análise de séries temporais.
- **Diária (D)**: útil para análise da complementariedade intrassazonal através de séries temporais.
- **Mensal (M)**: útil para análise da complementariedade sazonal, tanto em relação ao ciclo sazonal médio (climatológico) quanto para análise de séries temporais. Pode ser útil também para análises de variabilidade interanual, uma vez que as séries de anomalias mensais (desvios em relação à climatologia) podem ser analisados em intervalo interanual;
- **Anual (A)**: útil para análise da complementariedade interanual através de séries temporais.

Figura 3.6 - Diagrama sistematizando possíveis análises de complementariedade entre fontes renováveis assim como respectivas escalas de variabilidade.



SS: Solar-Solar; WW: Eólico-Eólico; HH: Hidráulico-Hidráulico; WS: Solar-Eólico; HS: Hidro-Solar; HW: Hidro-Eólico; HWS: Hidro-Solar-Eólico;

Esta abordagem permite que se identifique de forma objetiva o tipo de análise realizada pelos diversos estudos de complementariedade através da sintaxe [FF-D-E] onde 'F' se refere à fonte, 'D' ao domínio espacial e 'E' à escala temporal. Como exemplo, uma análise do tipo WS-L-H se refere à complementariedade solar-eólica local em escala horária. Apesar desta sistematização os métodos, locais e tipos de dado de entrada ainda variam bastante entre os estudos como será discutido a seguir.

3.5.1 A complementariedade hidro-eólica

Um dos primeiros padrões complementares a ser amplamente discutido no Brasil, a complementariedade hidro-eólica ganhou projeção a partir da publicação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), onde se evidenciou o caráter complementar entre a vazão do Rio São Francisco e o potencial eólico no nordeste brasileiro.

A complementariedade hidro-eólica em escala local e regional (HW-LR-M) foi ava-

liada por [Pimenta e Assireu \(2015\)](#) através da simulação de um sistema híbrido de geração eólica e hidráulica na UHE de Itumbiara-GO para o período de 1994 a 2011. Foram consideradas interconexões entre a UHE e a geração eólica no próprio reservatório, e em 3 outras localidades continentais e *offshore*. Os resultados mostram os ganhos de regularização das vazões e do nível do reservatório em escala sazonal e interanual, demonstrando o incremento de segurança energética provido por sistemas híbridos.

[Silva et al. \(2016\)](#) estudaram a complementariedade hidro-eólica (HW-R-M) e eólica-eólica (WW-R-M) na escala mensal para o domínio regional a partir de dados de precipitação e vento offshore do satélite "Blended Sea Winds". A precipitação foi convertida em potencial de vazão e o vento convertido em densidade de potência. Análises de correlação, coerência e cluster indicaram forte complementariedade sazonal entre os regimes de vento do Nordeste e do Norte. Foi observado que os ventos offshore do Nordeste são complementares com as vazões do rio S. Francisco, das bacias do Atlântico Leste/Sudeste/Sul, dos rios Paraná, Paraguai e Uruguai. Foi observada também uma maior vulnerabilidade no sistema elétrico devido à alta correlação sazonal entre bacias. Um dado importante estimado foi o potencial eólico *offshore* brasileiro, em 1.300 GWp, quantitativo uma ordem de grandeza acima do potencial continental. Comparando estes números às taxas projetadas de crescimento da fonte eólica no Brasil, inferiores a 3 GWp/ano, nota-se que a disponibilidade de potencial eólico não deve ser uma restrição ao avanço desta tecnologia de geração no país.

Ainda com relação à variabilidade hidro-eólica, [Cantão et al. \(2017\)](#) em escala mensal e domínio local e regional (HW-LR-M), utilizaram vazões históricas mensais de 154 hidrelétricas do Operador Sistema Elétrico (ONS) e 50 anos de dados observados de vento a 10m do INMET (1961-2013) para análises de correlação. Os dados foram espacializados por diagramas de Voronoi¹. Foram identificados três regimes hidrológicos distintos dentre as 13 bacias analisadas. Mais uma vez foi verificada a complementariedade local entre os ciclos sazonais de vento e regime hidrológico para todas as bacias, exceto Sul e Leste do Nordeste. Foi observada ainda forte complementariedade entre regime hidrológico da margem Norte do Amazonas e os ventos da região costeira do Nordeste.

Mais recentemente [Ávila R. et al. \(2020\)](#) investigaram a complementariedade sa-

¹Diagramas de Voronoi ou polígonos de Thiessen, na prática se referem a mesma técnica empregada em sistemas de informação geográfica que associa uma região em torno de pontos no plano euclidiano.

zonal entre o recurso eólico e hidráulico local no Brasil (HW-L-M) utilizando 48 estações de medição de vazão e dados de reanálises. Os resultados confirmaram a forte complementariedade sazonal entre a geração eólica e hidráulica no interior do nordeste, atingindo correlações inferiores a $-0,56$ nesta região. Além disso um modelo de cópula foi ajustado à distribuições de frequência de vento e vazões mostrando os ganhos deste método para a geração de cenários que preservam a correlação entre as séries.

3.5.2 A complementariedade solar-eólica

Considerando a análise de complementariedade solar-eólica em domínio local no Brasil, (WS-L-H), [Anjos et al. \(2015\)](#) analisou 9 anos de séries diárias de vento e irradiação solar para a ilha de Fernando de Noronha onde encontrou certo grau de complementariedade utilizando correlações cruzadas. Em outro sistema insular em São Luiz (MA), [LEITE NETO et al. \(2020\)](#) investigou a capacidade de suprir a demanda da ilha apenas pela geração solar, eólica e das marés, utilizando medições horárias. Sua conclusão é de que a alta variabilidade da geração híbrida precisa ser gerenciada por um banco de baterias para tornar o sistema viável. Complementariedade local em escala mensal entre o recurso solar e eólico também foi identificada por [Bagatini et al. \(2017\)](#) sobre o Rio Grande do Sul (WS-L-M) a partir de índices de complementariedade propostos por [Beluco et al. \(2008\)](#).

Em domínios regionais há estudos que evidenciam padrões de complementariedade a nível continental, como [Viviescas et al. \(2019\)](#) que identificou *hotspots* para a geração ERV na America Latina a partir de simulações do modelo meteorológico WRF em escala horária (WS-R-H). A correlação entre ciclos diários entre estas regiões apontou por exemplo a complementariedade entre a geração eólica no interior do nordeste e a geração solar no Chile.

[Campos et al. \(2020\)](#) investigaram a complementariedade solar-eólica local em Brotas de Macaúbas (BA), onde opera um parque eólico comercial e plantas pilotos fotovoltaicas. Foram analisados os perfis diários e sazonais de geração (WS-L-HM) utilizando correlações e probabilidade de perda de carga para plantas solares fixas e rastreadas. Os resultados apontam para um sistema 40% eólico e 60% solar para minimizar os montante de energia armazenada, garantindo atendimento a um perfil de demanda regional.

No contexto internacional [Monforti et al. \(2014\)](#) testaram a complementariedade entre a geração eólica e solar para um ano típico na Itália a partir de dados horários

de modelo (WS-R-HDM). Foi utilizada uma análise de Monte-Carlo para selecionar configurações mais complementares do parque gerador. Chegamos a correlações de -0,8 a nível local e -0,6 a nível nacional em escala mensal. Em escalas horárias e diárias as correlações são menos relevantes.

Em uma análise um pouco mais abrangente, Bett e Thornton (2016) utilizaram reanálises ERA-Interim de 1979 a 2013 em escala diária para avaliar a complementariedade diária, sazonal e interanual entre o recurso solar e eólico no Reino Unido (WS-L-DMA). Foram utilizados ciclos sazonais normalizados de potência solar e eólica. Como esperado para altas latitudes, a irradiação solar apresentou um ciclo sazonal muito mais acentuado do que o vento. Na escala sazonal houve uma fraca anticorrelação entre a irradiação e a velocidade do vento (-0,4 a -0,2), o que indica uma tendência para dias com vento serem mais nublados no Reino Unido. Na análise de mínima variabilidade sazonal (desvio-padrão normalizado) para diferentes cenários chega-se que a variabilidade diária da potência total é sempre reduzida com a incorporação de potência solar. O cenário com a menor variabilidade sazonal é composto por aproximadamente 70% solar e 30% eólica. Este resultado destaca a importância de considerar as séries completas em vez de depender de correlações entre ciclos médios.

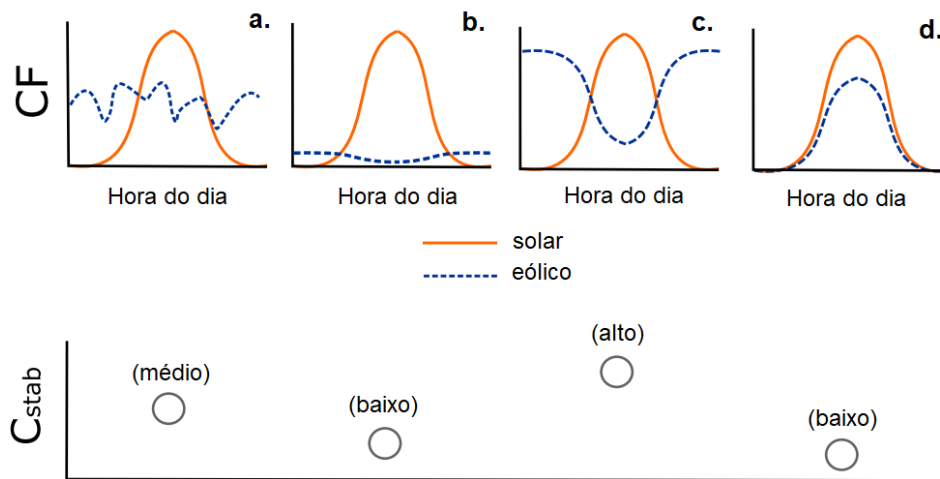
No que se refere aos métodos de avaliação de complementariedade, alguns artigos propõem a adoção de índices. Li et al. (2011) propõem o *Complementarity Index of Wind and Solar Radiation - CIWS* que consiste no cálculo da área subscrita pelas curvas sazonais de geração solar e eólica normalizadas e escalonadas no intervalo [-1, 1]. É muito útil como métrica relativa para avaliar a complementariedade espacialmente no domínio regional (WS-R-M), mas a métrica em si não apresenta significado físico.

Além do desvio-padrão (*SD*) comumente utilizado como métrica de otimização, o *Coefficiente de Variação (Cvar)* também é utilizado com frequência. Embora muito parecidos, o *Cvar* consiste no desvio-padrão dividido pela média, o que atribui um peso relativo a cada fonte nivelando melhor a análise. Outra abordagem frequente na análise de complementariedade consiste na análise de métricas não-paramétricas de série de geração híbrida, como os percentis e quartis. A partir desta ideia Prasad et al. (2017) propõem a utilização do *Robust Coefficient of Variation (Rcov)*. Ele se difere do *Cvar* tradicional por utilizar a mediana (*P50*) em lugar da média, como o valor esperado da distribuição, afetando tanto o cálculo do *SD* quanto sua adimensionalização.

Uma maneira prática de estimar a complementariedade foi proposta por Sterl et al.

(2018) através do *Stability Coefficient* (C_{stab}). Este coeficiente utiliza os valores absolutos (não normalizados) de fator de capacidade estimado para cada fonte em cada local para calcular os respectivos Coeficientes de variação (C_{var}). Fisicamente, este coeficiente quantifica o ganho de estabilização da geração híbrida em relação à fonte mais variável. Por isso deve ser avaliado sempre para escalas temporais específicas (ex: intradiária, intrasazonal, sazonal). Como vantagem, este índice é capaz de quantificar ganhos com a hibridização em situações onde as correlações falham por considerar também a amplitude da variação do fator de capacidade, como ilustra a Figura 3.7.

Figura 3.7 - Diagrama qualitativo ilustrando valores esperados para o Coeficiente de estabilização para diferentes perfis de complementariedade intradiária. Diferenças principais são notadas para o exemplo (a), quando a correlação seria baixa e o C_{stab} é médio; e exemplo (b) quando a correlação seria alta e o C_{stab} é baixo.



Fonte: Adaptado de Sterl et al. (2018).

3.5.3 A complementariedade hidro-solar

A complementariedade entre as fontes hidráulica e solar é especialmente relevante no domínio local, pela possibilidades de hibridização de usinas hidrelétricas já existentes, e no domínio regional pela possibilidade de balanceamento da geração solar em sistemas com predominância de hidrelétricas, como é o caso do Brasil. Poucos estudos investigaram a complementariedade hidro-solar em suas diversas escalas, o

que torna este um campo aberto a novos trabalhos.

A complementariedade de pequenas centrais hidrelétricas a fio d'água na região dos Alpes italianos e a geração fotovoltaica foi investigada por [François et al. \(2016\)](#) em escala horária a mensal (HS-L-HDM). Foi utilizado como critério de otimização a capacidade de atendimento a uma curva de demanda regional, onde se chegou a frações solares ótimas entre 70% e 80%. A variabilidade diária associada ao derretimento das geleiras se mostrou um fator limitante para a integração entre as fontes. Outra abordagem proposta por [Kougias et al. \(2016\)](#) consiste em modelos de otimização de orientação de módulos fotovoltaicos para maximizar a complementariedade sazonal entre os recursos, embora os ganhos alcançados tenham sido modestos.

No Brasil, [Beluco et al. \(2008\)](#) avaliaram a complementariedade hidro-solar em escala mensal sobre o Rio Grande do Sul (HS-L-M) a partir de dados medidos de precipitação e irradiação da FEPAGRO/RS. Neste trabalho foi sugerido um índice para quantificar a complementariedade entre duas fontes em que se avalia separadamente o efeito da defasagem, do nível de energia e da amplitude no grau de complementariedade local. É útil para diferenciar níveis de complementariedade entre ciclos médios intradiários ou sazonais. Observou-se uma complementariedade moderada entre ciclos sazonais solares e hidráulicos na região central do Rio Grande do Sul.

Um aspecto da complementariedade hidro-solar que vem ganhando destaque nos últimos anos se refere à sinergia de usinas híbridas, principalmente onde se dispõe de grandes reservatórios. Existem aspectos técnicos que favorecem a hibridização hidro-solar, como a proximidade das redes de transmissão e a possibilidade de se instalar os módulos fotovoltaicos sobre os reservatórios, em flutuadores, em tecnologia denominada de energia fotovoltaica flutuante, ou FPV. [Velloso et al. \(2019\)](#) traz uma abordagem deste gênero para geração híbrida na usina hidrelétrica de Sobradinho no Brasil. Há ainda a possibilidade de incremento de geração hidráulica pela menor evaporação, e da geração solar, pelo aumento de eficiência dos painéis devido às temperaturas mais amenas sobre a água ([ROSA-CLOT; TINA, 2017](#); [LIU et al., 2017](#)). No entanto um efeito pouco explorado diz respeito ao impacto microclimático dos reservatórios sobre a nebulosidade local, como discutido a seguir.

A circulação da brisa é um dos fenômenos termicamente induzidos mais conhecidos na meteorologia de mesoescala. A ocorrência de brisa lacustre depende da relação entre forçantes térmicas e inerciais, conforme discutido por [Biggs e Graves \(1962\)](#). Apesar do mecanismo físico bem descrito, a avaliação de sua frequência e intensidade não é trivial devido a fatores como fluxo de calor sensível, vento sinótico, estabilidade

atmosférica, dimensões da área alagada, declive do terreno e rugosidade conforme discutido por [Crosman e Horel \(2010\)](#). [Rabin et al. \(1990\)](#) compararam a heterogeneidade da superfície (com base nos dados do Índice de Vegetação por Diferença Normalizada - NDVI) com as imagens visíveis do Satélite Ambiental Operacional Geoestacionário (GOES) e relatou bandas livres de nuvens a sotavento dos grandes lagos nos EUA durante o verão. Vários outros estudos investigaram as características das brisas lacustres na região temperada e subtropical. [Segal et al. \(1997a\)](#) avaliaram o fenômeno da brisa do lago na Flórida (EUA) usando modelagem e abordagens observacionais. Eles relataram que a forçante atmosférica induzida pela subsidência contribui para a redução da frequência de nuvens cumulus sobre os lagos. [Asefi-Najafabady et al. \(2010\)](#) usaram o radar dual-doppler para analisar fluxos 3-D induzidos por um reservatório alongado de 2 km de largura no Alabama (EUA) durante o verão. A escala horizontal da circulação da brisa era de aproximadamente 10 km em ambas as margens, mas era extremamente sensível às mudanças de velocidade e direção do vento. Os autores mencionaram uma zona simultaneamente livre de nuvens sobre o lago observada a partir do satélite GOES. [Iakunin et al. \(2018\)](#) mostraram que a brisa lacustre em Alqueva (sudeste de Portugal) pode ser detectada a uma distância superior a 6 km da costa e em até 300 m de altura com base em observações e modelagem.

Em regiões tropicais uma maior frequência de brisas lacustres é esperada devido à maior evapotranspiração e disponibilidade de calor. Na floresta amazônica, por exemplo, a evapotranspiração é intensa e exerce notável influência nos padrões climáticos regionais e globais, desempenhando um papel significativo na nebulosidade observada sobre grandes rios e no balanço hídrico ([MAEDA et al., 2017](#)). [SILVA DIAS et al. \(2004\)](#) relataram o fenômeno de brisa estudando a circulação atmosférica induzida pelo rio Tapajós. Os autores observaram que essa circulação é responsável pela formação de cumulus rasos durante a manhã sobre a margem leste do rio e suprime a formação de nuvens na margem oeste durante a tarde. [Yin et al. \(2000\)](#) analisaram o ciclo diário de nebulosidade sobre o Lago Vitória (África Oriental) e sua influência na evaporação. Os autores concluíram que a nebulosidade varia até 22% entre o dia e a noite no quadrante Nordeste do lago, e ainda varia sazonalmente ao longo do ano.

A maioria das usinas hidrelétricas brasileiras tem grandes reservatórios de água capazes de induzir grandes mudanças no ambiente local. A substituição da cobertura do solo por reservatórios de água provoca intensos gradientes térmicos entre a área alagada e o território ao redor que podem desencadear circulações de brisa lacustre

e impactar o ciclo hidrológico, o balanço energético e a nebulosidade local. [Stivari et al. \(2003\)](#) e [Stivari et al. \(2005\)](#) mostraram que a circulação da brisa é uma característica dominante no microclima do Lago Itaipu. De acordo com esses estudos, a superfície da água é consistentemente mais fria do que o solo nas margens do lago, com um contraste térmico de até -3°C durante o dia. Em contrapartida, o lago é sistematicamente mais quente à noite, apresentando um contraste térmico de até $+8^{\circ}\text{C}$. Esse contraste térmico tende a desencadear a circulação da brisa do lago e, assim, inibir a formação de nuvens rasas durante o dia.

Embora a ocorrência desse fenômeno seja esperada em reservatórios hidrelétricos tropicais, sua caracterização segue desconhecida. Desta forma, um dos objetivos deste trabalho consiste em investigar a formação da brisa lacustre e seu impacto sobre a nebulosidade em um reservatório tropical no Brasil.

3.5.4 A complementariedade hidro-solar-eólica e demais lacunas de conhecimento

Comparando o leque de análises possíveis descrito na Figura 3.6 à literatura disponível nota-se que existem muitas lacunas de conhecimento sobre complementariedade no Brasil como: Solar-Solar em diversas escalas, Eólica-Eólica em escala horária ou diária, Solar-Eólica para domínios regionais em diversas escalas, Hidro-Solar para domínios regionais em diversas escalas, só para citar alguns. Estas lacunas de conhecimento são compreensíveis devido ao interesse relativamente recente em pesquisas nesta área e às múltiplas abordagens metodológicas possíveis conforme já discutido anteriormente. Muitos trabalhos sobre complementariedade acabam por abordar a questão de maneira indireta, através da simulação da integração das diversas fontes ao sistema elétrico utilizando modelos de despacho (HWS-R-HDMA). A otimização se dá geralmente pela análise de cenários mais favoráveis de distribuição da matriz elétrica em função de métricas de segurança energética (Ex: Loss of Load - LOL), de armazenamento ou de atendimento a um perfil de demanda.

Partindo desta lógica, [Schmidt et al. \(2016c\)](#) simularam o impacto da inserção da fonte eólica no sistema hidrotérmico brasileiro. Foi verificada a complementariedade sazonal entre o potencial eólico no Nordeste e o hidráulico no Sudeste, Nordeste e Norte. Na escala interanual foi observada correlação forte entre anomalias de geração hidráulica do SIN com possíveis hidrelétricas na região Norte, mostrando que esta opção aumenta a vulnerabilidade sazonal e interanual da matriz. Conclui-se que a fonte eólica ajuda a estabilizar o sistema em escala sazonal, porém sem efeito interanual. Este trabalho evidencia a vulnerabilidade do sistema hidrotérmico brasileiro

em relação a variações climáticas e a inserção de fontes solar e eólica de maneira espacialmente inteligente poderia reduzir e riscos em períodos de estiagem.

Em um segundo trabalho, [Schmidt et al. \(2016a\)](#) investigaram a composição ideal entre as fontes solar, eólica e hidráulica que levassem ao mínimo de emissões do sistema. Foram utilizadas como entrada dados de reanálises e observações de vazões afluentes e vento em superfície. Construiu-se um modelo de expansão diário que acrescenta usinas na medida da expansão da demanda. Admite-se que o SIN possui capacidade de armazenamento de 24h. Chega-se a uma composição de 37% solar, 9% eólica e 50% hidráulica e apenas 2% de térmicas, sendo que o risco de desabastecimento é dez vezes menor do que um sistema puramente hidrotérmico. Isto representa 50% acima do cenário otimista do PDE2030 e mais de quatro vezes a meta de 12% em geração solar e eólica estipulado pelo NDC.

Por fim, [Schmidt et al. \(2016b\)](#) utilizaram um modelo de otimização de despacho para minimizar o risco de desabastecimento de uma matriz futura no Brasil. Avaliou-se diferentes cenários de distribuição espacial das plantas solares e eólicas. Os resultados mostraram que a fonte solar estabiliza melhor a geração hidráulica do que a fonte eólica. Ainda concluem que um mix entre as três fontes pode suprir a demanda brasileira (considerada o dobro de 2013) com risco de deficit de 0,05%.

Estas estimativas foram atualizadas recentemente por [Rese et al. \(2019\)](#) que simularam uma expansão do sistema elétrico brasileiro para uma demanda correspondente ao dobro da oferta de eletricidade em 2017. Para o cenário de referência onde chegou-se a uma matriz com penetração de 41% de ERVs, sendo 19% solar e 22% eólica. Em um cenário alternativo, priorizando plantas eólicas com perfil complementar a geração hidroelétrica, este percentual de ERVs chega a 45%.

Estudos utilizando modelos de despacho mais simplificados também são exercícios conceituais úteis para apontar uma distribuição espacial ótima da matriz. [Rosa et al. \(2020\)](#) simularam o parque gerador do sistema Sudeste/Centro-Oeste utilizando medições em superfície na escala diária (HWS-R-D). A partir de um critério de otimização de mínimo desvio-padrão do resíduo de atendimento à demanda chegou a um resultado de matriz composta por 51% solar fotovoltaica, 22% eólica e 20% hidráulica. Esta maior contribuição da geração solar ocorre justamente por desconsiderar a variabilidade horária, onde a solar tende a ter um pior desempenho.

Internacionalmente existem muitos trabalhos de otimização e integração das fontes solar e eólica no sistema elétrico, desde preocupações com a estabilidade na escala

de minutos (DENHOLM; HAND, 2011; HUBER et al., 2014), com a capacidade de armazenamento (HALAMAY et al., 2011; WIDÉN et al., 2015) até a variabilidade sazonal e interanual.

Como exemplo de integração eólica-eólica, Kempton et al. (2010) simularam a interconexão de uma rede de interconexão da geração eólica ao longo da costa Atlântica dos Estados Unidos. Já para a integração solar-eólica, Huva et al. (2012) com análises horárias para a Austrália e Heide et al. (2010) com simulações para o sistema elétrico europeu, chegaram a uma composição ótima de geração de 55% eólica e 45% solar.

Recentemente têm sido publicados estudos que simulam 100% de penetração de renováveis, associados a uma eletrificação da matriz energética para diversos países (RASMUSSEN et al., 2012; BUDISCHAK et al., 2013; BECKER et al., 2014a; JACOBSON et al., 2015; FRANÇOIS et al., 2016) Delucchi e Jacobson (2011) desenvolveram uma análise completa quanto à variabilidade dos recursos, tecnologias e cenários futuros para suprir totalmente a demanda energética global a partir de fontes hidráulica, solar e eólica. Trata-se de um estudo polêmico por propor uma transformação profunda do sistema energético vigente, mas bastante instigante ao fomentar mudanças de paradigmas. De toda forma este crescente interesse mostra ser este um campo onde há margem para inovação.

4 ANÁLISE DE COMPLEMENTARIEDADE SOLAR-EÓLICA LOCAL

Este capítulo investiga a complementariedade solar-eólica local em diversas escalas de tempo a partir de dados medidos de longo prazo em duas localidades brasileiras onde plantas solares e eólicas já são economicamente viáveis.

Este estudo se diferencia de outros trabalhos no tema por utilizar medições de longo prazo (>10 anos) co-localizadas de irradiância solar e vento em níveis acima do solo, reduzindo as incertezas relativas à qualidade da séries de dados e à variabilidade interanual dos recursos. Além disso é investigado um conjunto maior de métricas e escalas no intuito de cobrir as diferentes abordagens encontradas na literatura.

Em linhas gerais pretende-se responder às seguintes questões:

- Como se comporta a geração combinada solar-eólica em diversas escalas de tempo em duas localidades brasileiras onde estas tecnologias já são economicamente viáveis?
- Qual a combinação entre fontes que minimiza a variabilidade?
- Diferentes métricas e escalas temporais levam a conclusões diferentes?
- O período de medições afeta as conclusões obtidas?
- Como a resolução temporal impacta os resultados?

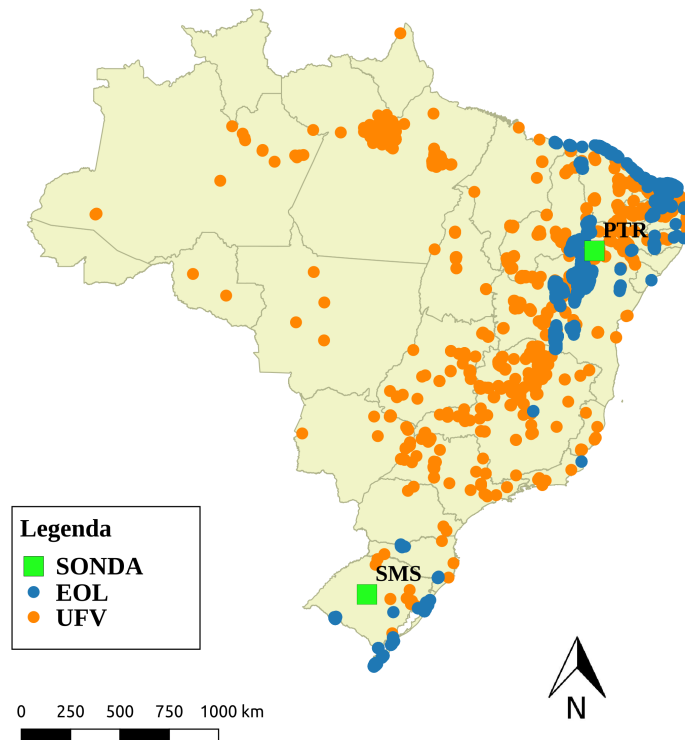
4.1 Dados utilizados

Foram utilizados dados de irradiância global horizontal (G) e velocidade do vento a 50m (V_{50}) medidos nas estações de Petrolina-PE (PTR) e São Martinho da Serra-RS (SMS). Estas estações são parte da Rede SONDA (<http://sonda.ccst.inpe.br/>) operada pelo INPE e compõe também a *Baseline Surface Radiation Network - BSRN*, uma rede global de estações radiométricas para fins científicos do *Global Energy and Water Cycle Experiment (GEWEX)* sob a égide do *World Climate Research Program (WCRP)*. Os dados de vento foram coletados nas torres anemométricas que operam em conjunto com essas estações radiométricas cobrindo o período de jun/2004 a dez/2018. Os dados de G possuem resolução temporal de 1 minuto enquanto os dados de velocidade do vento são amostrados em médias de 10 minutos.

A seleção destes locais para as análises levou em conta dois fatores: i) o longo período de medições disponível; e ii) a viabilidade econômica de projetos solares e eólicos na região. Nota-se pela Figura 4.1 que as usinas solares (UFV) e eólicas (EOL)

cadastrados na ANEEL se encontram relativamente próximas às estações SONDA selecionados para esta análise, o que mostra que as duas regiões são de interesse para o setor.

Figura 4.1 - Localização das estações SONDA utilizadas neste estudo e distribuição espacial as usinas eólicas (EOL) e fotovoltaicas (UFV) cadastradas na ANEEL.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

Além disso estas localidades foram selecionadas por representar dois dos principais domínios climáticos do Brasil para geração híbrida solar-eólica. A estação de Petrolina (PTR) ($S 09^{\circ} 04' 08''$; $W 40^{\circ} 19' 11''$, 387 m) se localiza em clima tropical semiárido, quente e seco com temperatura média variando de 24°C no inverno a 28°C no verão e precipitação anual inferior a 500 mm concentradas de dezembro a março, associado principalmente a variabilidade anual da ZCIT, além de VCAN's e DOL's (ver 2.8). A irradiação solar global média anual é de $6,4 \text{ kWh/m}^2$ e a intensidade do vento a 10 metros é superior a $3,5 \text{ m/s}$ (INMET, 2021). Esta estação possui representatividade para o semiárido nordestino, onde estão localizados mui-

tos parques eólicos e a maioria dos projetos de geração solar atuais, inclusive alguns projetos híbridos.

A estação de São Martinho da Serra ($S 29^{\circ} 26' 34''$; $W 53^{\circ} 49' 23''$, 489 m) se localiza em clima subtropical úmido com temperatura média variando de 13°C no inverno a 24°C no verão e precipitação anual superior a 1800 mm bem distribuídos ao longo do ano. A irradiação solar global média anual é de $4,5 \text{ kWh/m}^2$ apresentando uma sazonalidade maior devido à latitude mais alta. A intensidade do vento a 10 metros é superior a 3 m/s (INMET, 2021). Esta região apresenta potencial eólico economicamente interessante, principalmente no litoral, e está sujeita à passagem de sistemas frontais durante todo o ano o que produz um padrão sinótico significativamente diferente da região nordeste do país. A Figura 4.2 ilustra a infraestrutura e arredores das estações de medição.

Figura 4.2 - Fotos das estações e sensores SONDA utilizadas neste estudo.



Anemômetro Wind Monitor MA/R.M.Young em SMS (superior esquerdo); rastreador solar Kipp&Zonnen 2AP em PTR (superior direita); vista panorâmica da plataforma de SMS com a torre anemométrica ao fundo (abaixo).

Fonte: INPE (2005).

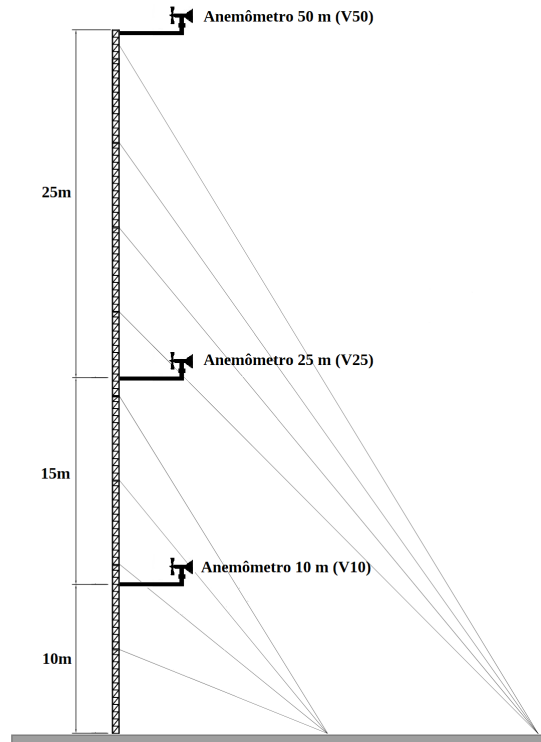
As estações SONDA utilizam sensores de padrão científico com calibração rastreável e manutenção regular na maior parte do período. Os piranômetros utilizados são do fabricante Kipp & Zonnen modelo CM21/22 e atendem ao padrão secundário (Classe A 'spectrally flat' conforme ISO9060:2018) o que corresponde a incertezas direcionais inferiores a $\pm 10 \text{ W/m}^2$. Os procedimentos de coleta e amostragem seguem as recomendações BSRN, com sensores ventilados e valores médios armazenados a cada minuto.

O vento foi medido em 3 níveis, a 10 m, 25 m e 50 m conforme ilustra a Figura 4.3, o que permite verificações e traz redundância na série de dados. Foram utilizados dois modelos de anemômetros. Na maior parte do período foi utilizado o modelo

de hélices Wind Monitor MA (05106), fornecido pelo fabricante R.M.Young. Este sensor não é compatível com a norma padrão da indústria eólica, a IEC 61400-12-1, restrita a anemômetros de copo, no entanto trata-se de um sensor robusto e amplamente utilizado no monitoramento meteorológico. Como limitações estão sua incerteza em de $\pm 0,3$ m/s e velocidade de partida de 1,1 m/s. Em contrapartida, este anemômetro é preparado para ambientes marinhos, possui rolamentos selados e componentes resistentes à corrosão o que garante estabilidade de longo prazo nas medições. Esta característica foi confirmada em verificações recentes realizadas pelo projeto SONDA, onde os desvios encontrados ficaram dentro de $\pm 0,2$ m/s para um conjunto de 8 anemômetros após 10 anos de operação.

A partir de 2015 os anemômetros mecânicos foram substituídos por sensores ultrassônicos do modelo WindSonic fornecido pela Gill Instruments. Como vantagens estão a baixa manutenção, por não possuir partes móveis, a velocidade de partida próxima de zero e incerteza comparável ao modelo anterior (tipicamente $\pm 0,24$ m/s). Além disso o baixo consumo de energia traz boa autonomia, possibilitando seu uso em estações remotas.

Figura 4.3 - Desenho esquemático da torre anemométrica SONDA instalada em PTR e SMS.



4.2 Metodologia

A investigação da complementaridade entre a geração solar e eólica envolve duas etapas. Primeiramente há um esforço importante na preparação dos dados, tornando as séries comparáveis e homogêneas, e posteriormente no desenvolvimento das métricas estatísticas utilizadas para as análises.

4.2.1 Tratamento dos dados

A primeira etapa no tratamento dos dados observacionais consistiu na qualificação dos dados brutos, na resolução original. Os dados anemométricos foram qualificados pelos critérios utilizados pela rede SONDA, além de outros critérios mais restritivos. Maiores detalhes podem ser obtidos no texto (GONÇALVES, 2011). Os dados solarimétricos foram qualificados utilizando os critérios BSRN.

Para os dados anemométricos foram excluídas as amostras que se mostraram sus-

peitas em pelo menos dois níveis verticais. Para os casos onde o nível de 50m foi suspeito, sua velocidade foi inferida a partir de uma ajuste exponencial do perfil vertical do vento, com expoentes obtidos a partir dos dados aprovados. O ajuste exponencial, conforme Equação 4.1, embora empírico possui bom desempenho para extrapolações verticais do vento em atmosfera neutra para alturas a partir de 50 m conforme Emeis e Turk (2007). A premissa de atmosfera aproximadamente neutra em locais com potencial eólico elevado é razoável devido à mistura causada pela turbulência mecânica do vento conforme demonstrado por Martins et al. (2016).

$$V(Z) = V(Z_0) \cdot \left(\frac{Z}{Z_0}\right)^\gamma \quad (4.1)$$

Onde V representa a velocidade do vento e Z_0 a altura de referência e γ o expoente entre os níveis.

Os dados solarimétricos por outro lado apresentam disponibilidade elevada para a irradiância global horizontal, devido à robustez dos sensores, à simplicidade do método, que dispensa partes móveis, e ao menor risco de falha nas coletas pela proximidade entre o sensor e o *datalogger*. Nesse sentido as falhas presentes nos dados solarimétricos estão associadas aos períodos em que a estação interrompeu sua operação por alguma problema de energia ou na interface de rede, não sendo passíveis de recuperação.

As séries de irradiância solar e vento em altura foram convertidas em potência elétrica e posteriormente em fator de capacidade instantâneo para que pudessem ser comparadas e combinadas entre si. Para tal foi preciso assumir premissas sobre o sistema de conversão utilizado para cada recurso conforme descrito a seguir.

Para a simulação de geração solar foi considerado um sistema fixo, sem seguidor solar, com módulos fotovoltaicos monofaciais e plano de captação orientado ao Norte, inclinado na latitude local. Embora as grandes centrais solares recentes utilizem sistema de rastreamento de um eixo e eventualmente módulos bifaciais, optou-se por simular um sistema mais simplificado de geração sob a premissa de que os perfis diário e mensal não se alteram de modo substancial. Alguma diferença a nível horário é esperada, devido à menor dependência da curva de potência do sistema fotovoltaico rastreado com a ângulo zenital. A diferença mais relevante tende a ser na escala do fator de capacidade, que pode experimentar ganhos de até 50% em relação ao sistema fixo (EPE, 2019).

Para o cálculo da irradiância no plano inclinado G_t foi necessário decompor a irradiância global G em suas componentes direta normal G_n e difusa horizontal G_{dif} além de considerar a irradiância refletida pela superfície G_r conforme mostra a Equação 4.2.

$$G_t = G_n \cdot \cos \theta_I + G_{dif} \cdot A + G_r \quad (4.2)$$

Onde θ_I é o ângulo de incidência do feixe solar no módulo e A é o parâmetro de correção hemisférico para um céu isotrópico. As componentes acima são descritas em detalhes pelas equações 4.3 a 4.7 extraídas da literatura especializada (IQBAL, 2012; LOUTZENHISER et al., 2007).

$$G_n = \frac{G - G_{dif}}{\cos \theta_Z} \quad (4.3)$$

$$\cos \theta_I = \cos \theta_Z \cos \theta_T + \sin \theta_Z \sin \theta_T \cos (\theta_A - \theta_{A,T}) \quad (4.4)$$

$$G_{dif} = G \cdot k_d \quad (4.5)$$

$$A = \frac{1 + \cos \theta_T}{2} \quad (4.6)$$

$$G_r = G \cdot \alpha \cdot \frac{1 - \cos \theta_T}{2} \quad (4.7)$$

Onde θ_Z é o ângulo zenital solar, θ_A é o ângulo azimutal solar, θ_T o ângulo de inclinação do módulo em relação superfície, $\theta_{A,T}$ é o ângulo azimutal do módulo e α o albedo de superfície. Foi considerado um albedo de superfície fixo de 0,2 neste estudo.

A partição da componente difusa foi estimada através do modelo de decomposição de Erbs (ERBS et al., 1982). Este modelo possui como vantagens sua robustez e simplicidade, pois não demanda variáveis externas, sendo compatível com o nível de precisão exigido na presente análise. A fração difusa k_d é estimada através de uma formulação condicional conforme a Equação 4.8.

$$k_d = \begin{cases} 1 - 0,09 \cdot k_t, & 0,22 \geq k_t \\ 0,9511 - 0,1604 \cdot k_t + 4,388 \cdot k_t^2 - 16,638 \cdot k_t^3 + 12,336 \cdot k_t^4, & 0,22 \leq k_t < 0,80 \\ 0,165, & k_t > 0,80 \end{cases} \quad (4.8)$$

O coeficiente de claridade k_t é dado pelo equação 4.9 onde G_{toa} representa a irradiância horizontal no topo da atmosfera.

$$k_t = \frac{G}{G_{toa}} \quad (4.9)$$

Para o cálculo da geração fotovoltaica foi utilizada a relação de potência solar instantânea $P_{s,i}$ em função da potência nominal $P_{0,s}$ sugerida por Lorenzo (2002). Foi adotado um fator de sombreamento FS unitário (sem sombreamento), e um fator de desempenho PR de 80%. A irradiância G_0 se refere à condição padrão de teste dos painéis, tipicamente 1000 W/m².

$$P_s = P_{0,s} \frac{G_t}{G_0} \cdot FS \cdot PR \quad (4.10)$$

O fator de capacidade FC é dado pela razão entre a potência instantânea e a potência nominal da planta conforme equação 4.11.

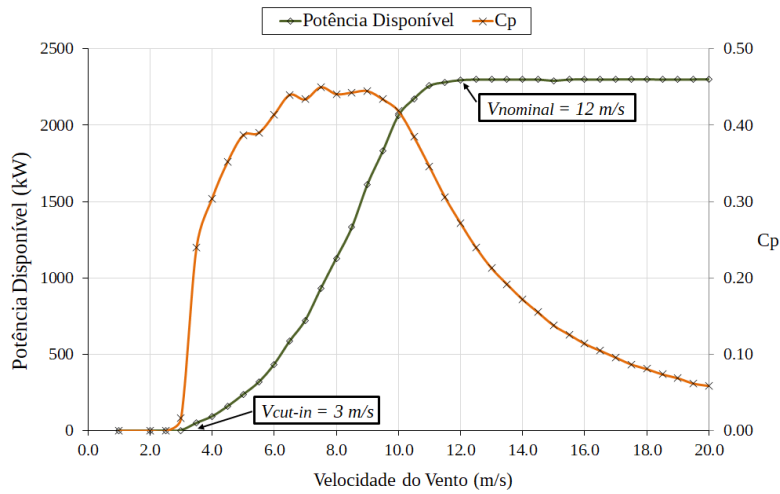
$$FC = \frac{P_i}{P_n} \quad (4.11)$$

A conversão de vento em potência eólica instantânea $P_{w,i}$ também demanda algumas premissas quanto ao aerogerador selecionado e sua curva de potência. Optou-se por utilizar a curva de um aerogerador comercial de potência eólica nominal $P_{0,w}$ de 2300 kWp e diâmetro de pá de 101 m. Considerou-se uma altura de cubo de 100 m, onde a velocidade do vento V_{100} foi extrapolada a partir da equação 4.1. A curva de potência eólica é dada pela equação 4.12, onde o ρ é a densidade do ar e C_p o coeficiente de potência do aerogerador. Este aerogerador possui velocidade de partida (V_{cut-in}) de 3,0 m/s velocidade nominal de 12,0 m/s, quando atinge sua potência máxima. Sua velocidade de corte é de 25 m/s (THEWINDPOWER.NET, 2021). A Figura 4.4 mostra o comportamento da curva de potência deste aerogerador.

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot S \cdot V_{100}^3 \quad (4.12)$$

Onde S representa a área coberta pelo diâmetro da pá do aerogerador.

Figura 4.4 - Curva de potência nominal e coeficiente de potência de um aerogerador comercial de 2300 kW da Siemens-Gamesa.



Fonte: Adaptado de Thewindpower.net (2021).

Após calculados os fatores de capacidade instantâneos para a geração solar e eólica, as séries foram reamostradas para uma resolução de 30 minutos e sincronizadas, excluindo-se os períodos não comuns às duas séries. Na reamostragem dos dados de irradiância foi aplicada uma média móvel de 5 minutos para filtrar parte do ruído de alta frequência causada pela passagem de nuvens menores, que são tipicamente filtrados pela área coberta pela planta fotovoltaica.

4.2.2 Métricas de análise

A abordagem proposta neste estudo tem como objetivo investigar diversas escalas temporais para análises de complementariedade assim como testar diversas métricas e índices utilizados na literatura. Para isso trabalhou-se com as séries de fator de capacidade solar, eólico e híbrido, sendo as métricas calculadas sobre esta variável, denominada FC_{ws} . As métricas foram divididas em categorias para facilitar sua interpretação.

- **Métricas gerais:** utilizadas para análises de anticorrelação entre perfis diários e sazonais e na otimização de fator de capacidade mensal (médio

ou mediano) em função de diferentes níveis de hibridização.

$$\text{Correlação de Pearson : } CC = \frac{\sum (FC_{w,i} - \bar{FC}_w)(FC_{s,i} - \bar{FC}_s)}{\sqrt{\sum (FC_{w,i} - \bar{FC}_w)^2 \sum (FC_{s,i} - \bar{FC}_s)^2}} \quad (4.13)$$

$$\text{Média : } \bar{FC} = \frac{\sum_{i=1}^N FC_i}{N} \quad (4.14)$$

$$\text{Mediana : } FC_{P50} = FC_i \rightarrow r_i = \frac{50}{100}(N + 1) \quad (4.15)$$

- **Métricas de variabilidade:** utilizadas para investigar níveis de hibridização que levam a menor variabilidade temporal da geração combinada. As análises foram divididas em escalas horárias e diárias, já que a variabilidade mensal e interanual pode ser facilmente inferida pela série de dados. Dentre as métricas menos usuais estão o coeficiente de variação robusto $Rcov$ proposto por Prasad et al. (2017) e o coeficiente de estabilidade $Cstab$ proposto por Sterl et al. (2018). Neste trabalho foi utilizada uma formulação modificada do $Rcov$ conforme descrito na Equação 4.19.

$$\text{Desvio - padrão : } SD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (FC_i - \bar{FC})^2}{N}} \quad (4.16)$$

$$\text{Interquartil : } IQR = FC_{P75} - FC_{P25} \quad (4.17)$$

$$\text{Coeficiente de variação : } Cvar = \frac{SD}{\bar{FC}} \quad (4.18)$$

$$\text{Coeficiente de variação robusto : } Rcov = \frac{IQR}{FC_{P50}} \quad (4.19)$$

$$\text{Coeficiente de estabilização : } Cstab = 1 - \frac{Cvar_{ws}}{Cvar_s} \quad (4.20)$$

- **Métricas de extremos:** analisam a frequência e impacto de eventos críticos de mínimos, como os percentis ou os eventos de 7 ou mais horas com geração abaixo de 10% do FC médio (Equação 4.23), e máximos, como percentual de energia cortada devido à limites de despacho do sistema elétrico (Equação 4.23), este último utilizado em diversos estudos como EPE (2020e), Campos et al. (2018).

$$\text{Percentil } K : \quad FC_{PK} = FC_i \rightarrow r_i = \frac{K}{100}(N + 1) \quad (4.21)$$

$$\text{Percentual de corte :} \quad Curt = \frac{\sum_{i=1}^N [(FC_i - FC_{must}) > 0]}{N \cdot \bar{FC}} \quad (4.22)$$

$$\text{Eventos } 7h^+ \text{ baixa potência} \quad N_{7h} = \sum_{i=1}^N \sum_i^{i+7} (FC_i < FC_{P10}) \quad (4.23)$$

Onde N é o número total de amostras, r a posição ordinal dos índices temporais i . A formulação adotada para o $Rcov$ neste trabalho difere de outros estudos como Prasad et al. (2017).

A maior parte das avaliações foram efetuadas para um leque de combinações entre a potência solar e eólica. Com isso é possível encontrar projetos híbridos hipotéticos que apresentem comportamento ótimo frente a determinado requisito. Para tal define-se a fração solar SF como a razão entre a potência solar nominal $P_{0,s}$ e a potência total da planta híbrida. A SF varia de 0 a 1, conforme equação 4.24. Trata-se de abordagem similar ao utilizado por Bett e Thornton (2016).

$$SF = \frac{P_{0,s}}{(P_{0,w} + P_{0,s})} \quad (4.24)$$

Desta forma, o cálculo do fator de capacidade híbrido é simplesmente uma média ponderada pelo SF entre os fatores de capacidade individuais, solar e eólico, conforme equação 4.25

$$FC_{ws} = SF \cdot FC_s + (1 - SF) \cdot FC_w \quad (4.25)$$

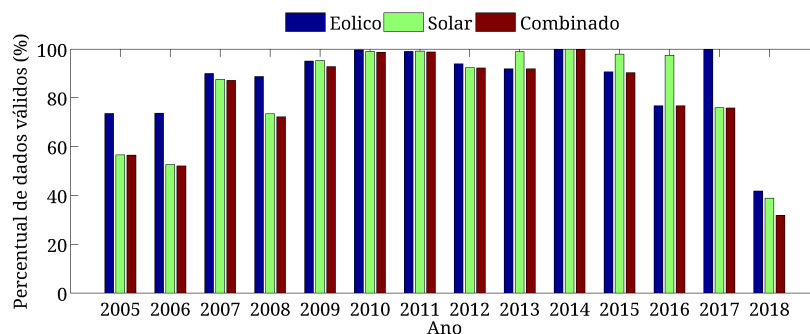
4.3 Resultados

Os resultados estão apresentados, sempre que possível, de forma conjugada para os dois locais de estudo, PTR e SMS.

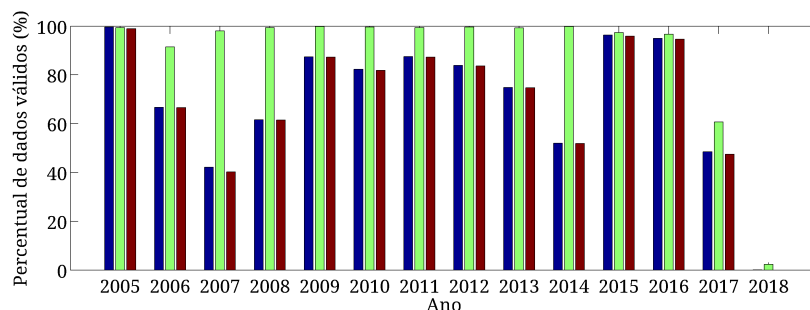
4.3.1 Qualidade e representatividade dos dados

A Figura 4.5 mostra o percentual final de dados úteis a cada ano após a etapa de tratamento e conversão em fator de capacidade. Nota-se que nos piores anos, quando a disponibilidade é menor, essa amostragem fica em torno de 30%. Essa irregularidade na amostragem anual das variáveis locais prejudica análises de variabilidade mais longa, como interanual. No entanto, para escalas intra-anuais e mais refinadas esta irregularidade não têm impacto pois a amostragem de cada mês contempla todos os dias disponíveis ao longo dos anos.

Figura 4.5 - Percentual de dados úteis de fator de capacidade solar, eólico e híbrido a cada ano.



(a) PTR.

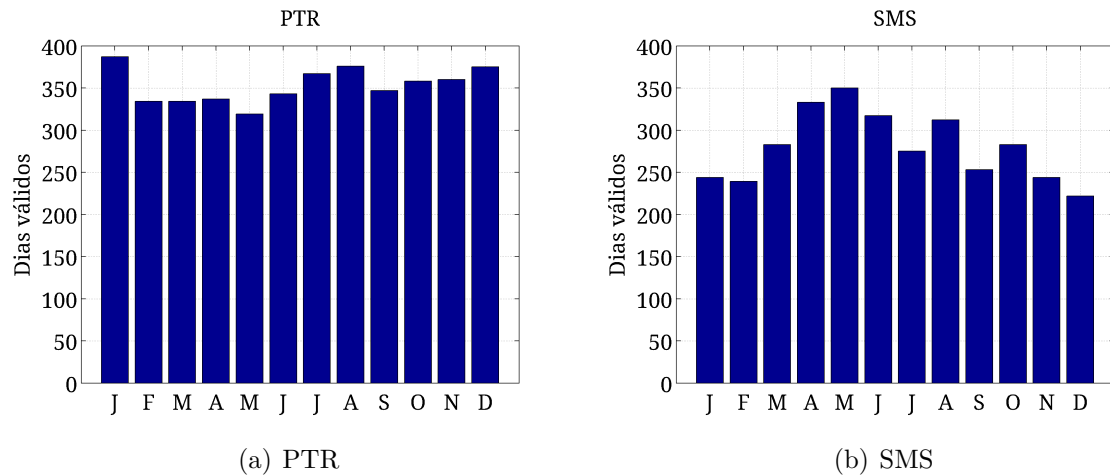


(b) SMS.

Em outro recorte, a Figura 4.6 mostra o número de dias completos por mês para as

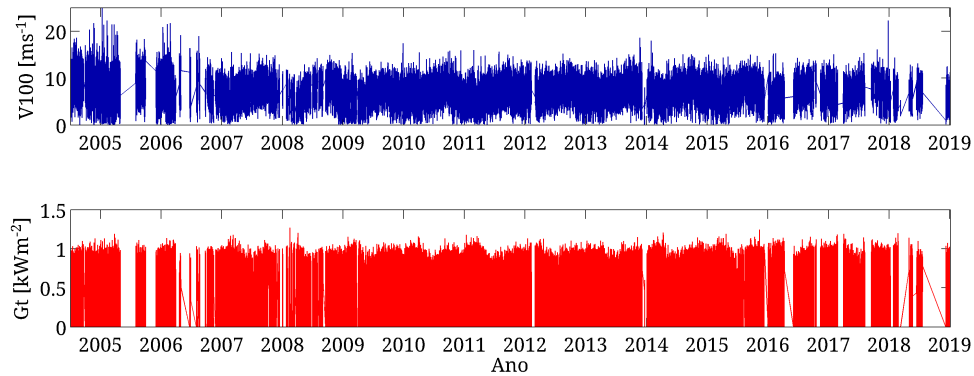
séries de fator de capacidade híbrido. Nota-se que os números oscilam entre 250 e 350 dias o que corresponderia entre 7 a 10 anos completos de dados. Este número de amostras dá robustez às análises, principalmente em escalas horárias e diárias.

Figura 4.6 - Número de dias completos por mês para as séries de fator de capacidade híbrido.

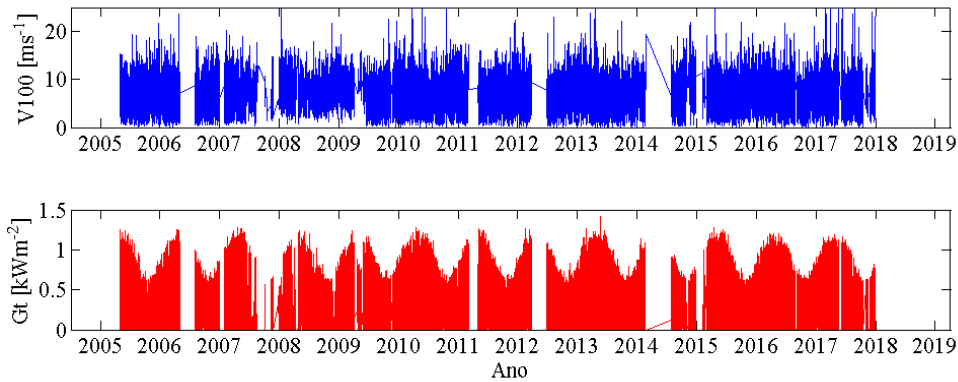


Por fim, a Figura 4.7 traz uma visão geral sobre os dados utilizados, mostrando a distribuição temporal das falhas nas séries de vento a 100m (V_{100}) e irradiância solar global no plano inclinado (G_t) para cada local.

Figura 4.7 - Séries temporais qualificadas de vento a 100m (V_{100}) e irradiância solar global no plano inclinado (G_t) para PTR (a) e SMS (b).



(a) PTR.

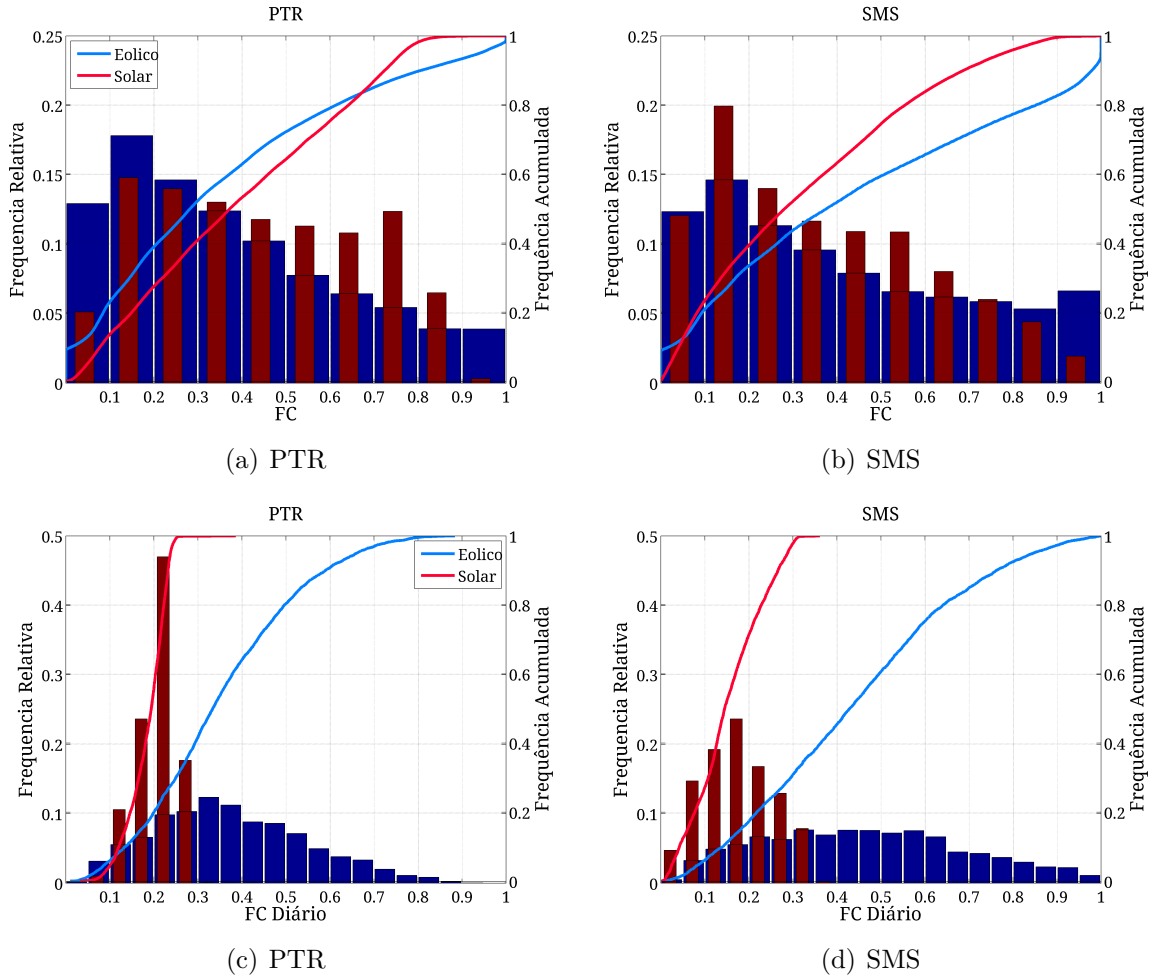


(b) SMS.

4.3.2 Frequências horárias e diárias

No intuito de conhecer o perfil dos dados utilizados, foram geradas as distribuições de frequência do fator de capacidade solar e eólico mostrados na Figura 4.8 tanto em escala horária quanto diária. Como esperado, há diferenças significativas nas frequências entre os valores semi-horários e diários. A menor dispersão da geração solar diária é perceptível, assim como seu FC limitado a 0,5, devido ao período noturno. Na escala semi-horária, PTR possui uma frequência maior de estimativas de FC em torno de 0,8 comparado a SMS. Na escala diária nota-se uma maior dispersão da geração em SMS comparado à PTR, tanto para o recurso solar quanto eólico.

Figura 4.8 - Histograma e curva de frequência acumulada do fator de capacidade (FC) solar e eólico em escala semi-horária e diária. Para as figuras (a) e (b), frequências semi-horárias, foram excluídos os valores noturnos do FC solar. Figuras (c) e (d) se referem a frequências diárias.



A Tabela 4.1 apresenta alguns parâmetros estatísticos obtidos para as distribuições de FC da fonte solar e eólica em escala horária e diária para cada localidade. Enquanto na escala horária a variabilidade solar e eólica são comparáveis em termos absolutos (solar relativamente maior devido ao FC mais baixo), na escala diária a variabilidade solar é reduzida em mais de 70%

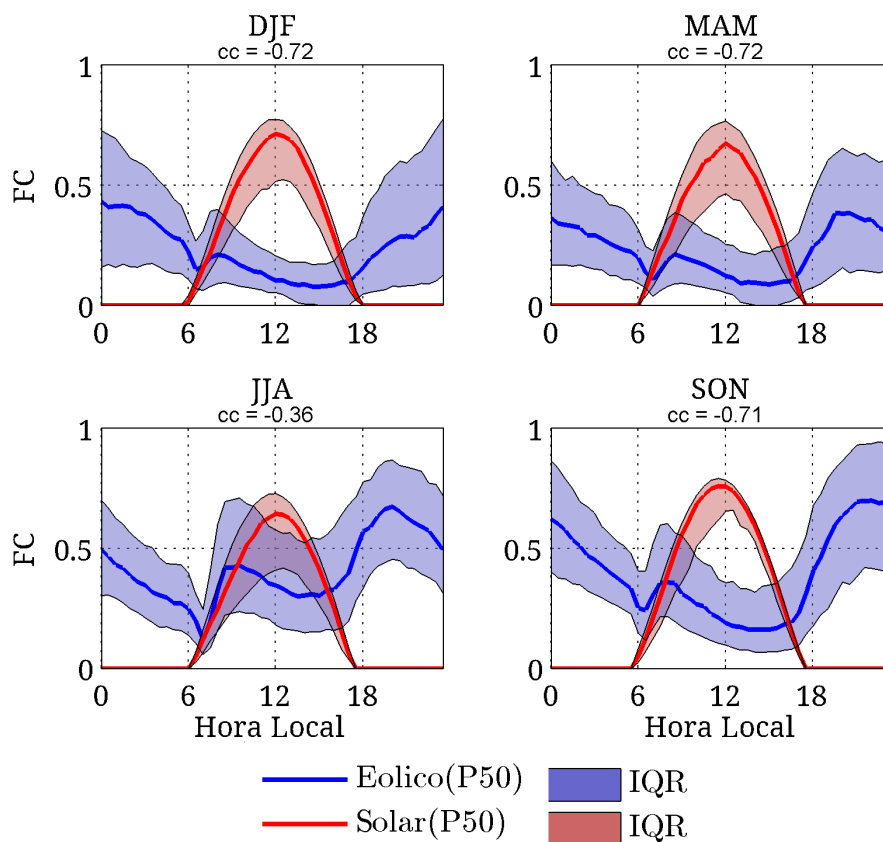
Tabela 4.1 - Parâmetros estatísticos da distribuição de FC horário e diário da fonte solar e eólica para cada localidade.

	Média	Mediana	Desv.P. Horário	Interq. Horário	Desv.P. Diário	Interq. Diário
	\bar{FC}	FC_{P50}	SD_h	IQR_h	SD_d	IQR_d
Solar						
PTR	0,18	0	0,25	0,44	0,04	0,06
SMS	0,16	0	0,21	0,40	0,06	0,10
Eólico						
PTR	0,35	0,28	0,22	0,22	0,14	0,19
SMS	0,44	0,38	0,24	0,27	0,22	0,34

4.3.3 Perfis médios horários

Os ciclos diários para cada época do ano também foram avaliados, como mostram as Figuras 4.9 e 4.10, onde constam a mediana FC_{P50} e o interquartil IQR do FC horário. Em PTR nota-se a predominância dos valores mais intensos de vento durante o período noturno, atingindo FC máximos em SON, época em que os alísios são mais intensos. Durante a estação chuvosa (DJF e parte de MAM), os ventos são mais brandos e a variabilidade solar maior devido à maior nebulosidade. No inverno (JJA) há um sinal interessante de intensificação do vento nas primeiras horas da manhã, o que sugere a existência de alguma circulação local associada ao ciclo diurno nesse período. A variabilidade solar mostra níveis bastante estáveis ao longo do ano e apresenta menor variabilidade na primavera (SON), concordando com a época mais seca. As correlações mostram boa complementariedade, ficando abaixo de $-0,71$ na maior parte do ano, exceto no inverno.

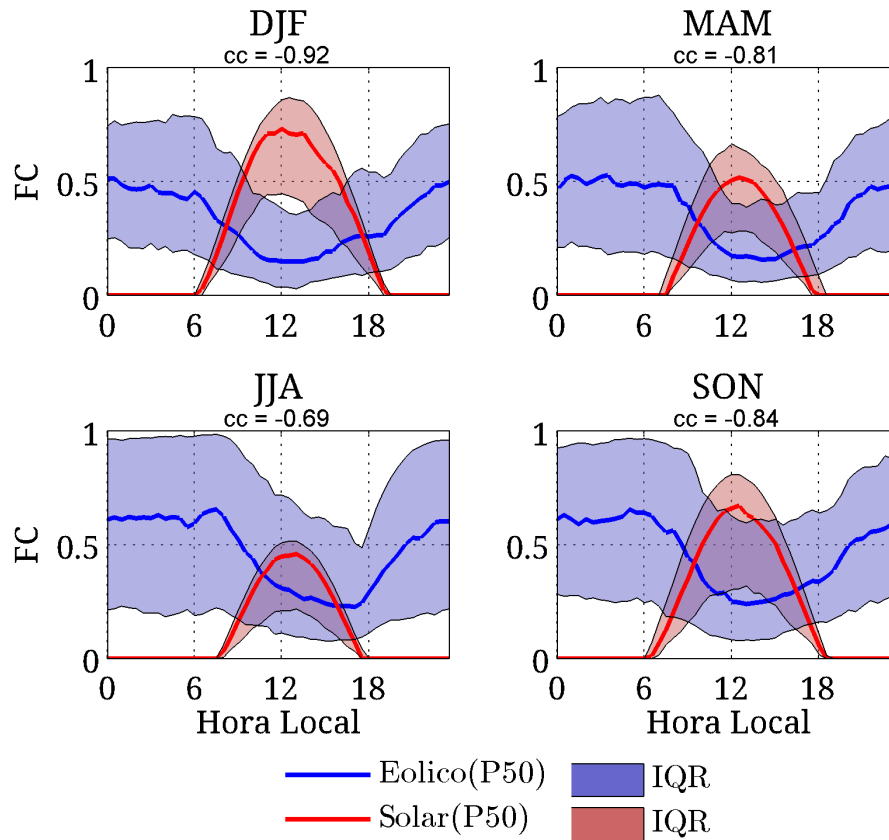
Figura 4.9 - Ciclo diário de FC solar e FC eólico para cada estação do ano em PTR. Acima das figuras é mostrado o coeficiente de correlação linear (cc).



DJF: verão; MAM: outono; JJA: inverno; SON: primavera.

Em SMS nota-se novamente a predominância de vento mais intenso durante o período noturno, atingindo níveis de complementariedade mais elevados do que em PTR. As correlações oscilam entre $-0,69$ e $-0,92$ ao longo do ano. A geração eólica apresentou dispersão horária maior em SMS quando comparado a PTR. Isto se explica pelos sistemas transientes (frentes frias) que alteram direção e intensidade dos ventos ao longo dos dias. A geração solar apresenta uma variabilidade elevada ao longo do ano e alta sazonalidade nas medianas, com mínimos em JJA como esperado devido à latitude mais alta.

Figura 4.10 - Ciclo diário de FC solar e eólico para cada estação do ano em SMS. Acima das figuras é mostrado o coeficiente de correlação linear (cc).



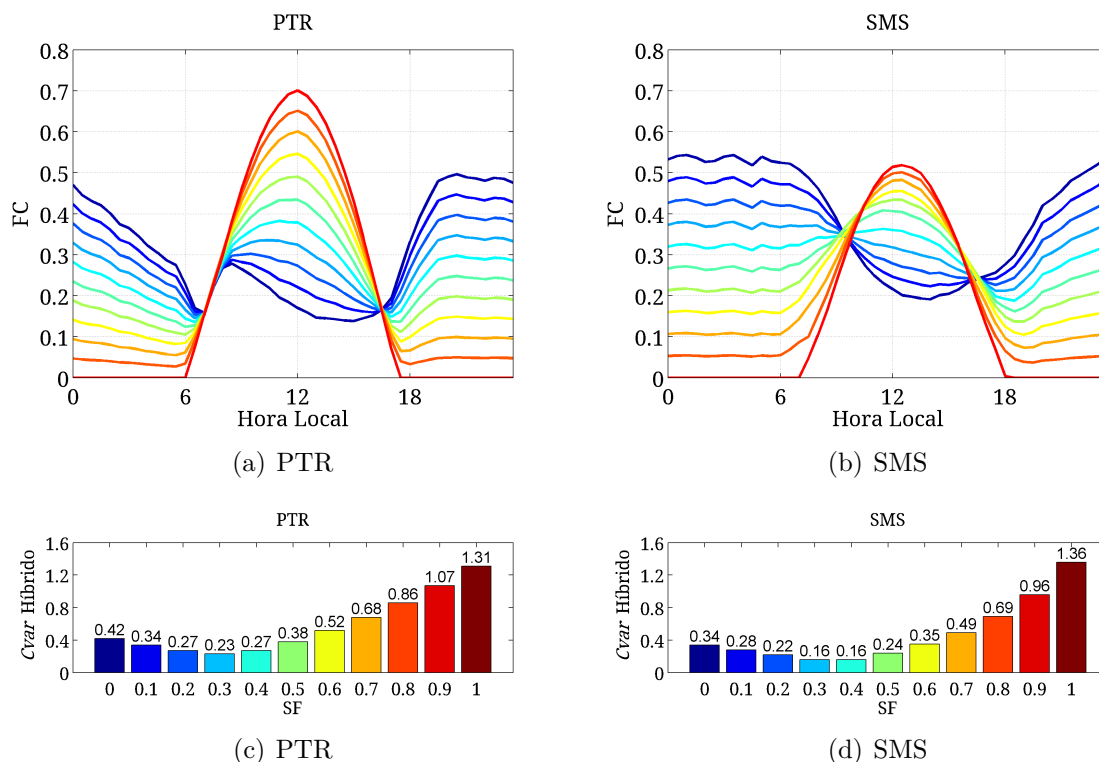
DJF: verão; MAM: outono; JJA: inverno; SON: primavera.

A geração híbrida de uma usina solar-eólica hipotética foi simulada em PTR e SMS. Nesta simulação o nível de hibridização ou fração solar SF varia de 0 a 1 em incrementos de 0.1. A Figura 4.11 mostra o ciclo diário médio do FC para diferentes níveis de hibridização.

Diferentes critérios podem ser definidos para se selecionar a composição ótima da planta híbrida. A maior estabilidade intradiária ou os maiores mínimos horários são dois critérios possíveis. Outra opção seria maximizar a geração em determinados horários, por exemplo, seja para maximizar receitas ou melhorar a segurança energética do SIN. As Figuras 4.11(c) e 4.11(d) mostram o coeficiente de variação $Cvar$ da geração híbrida intradiária.

Nota-se em PTR que a hibridização em torno de $SF = 0,3$ apresenta o menor coeficiente de variação. Já para SMS este ponto é atingido para uma faixa de hibridização entre $SF = 0,3$ e $SF = 0,4$.

Figura 4.11 - Ciclo diário do FC híbrido (a,b) e respectivo $Cvar$ (c,d), ambos em função da SF, calculados pelo perfil sazonal da mediana $P50$ de geração híbrida.



A escala de cores segue o eixo horizontal das figuras (c) e (d).

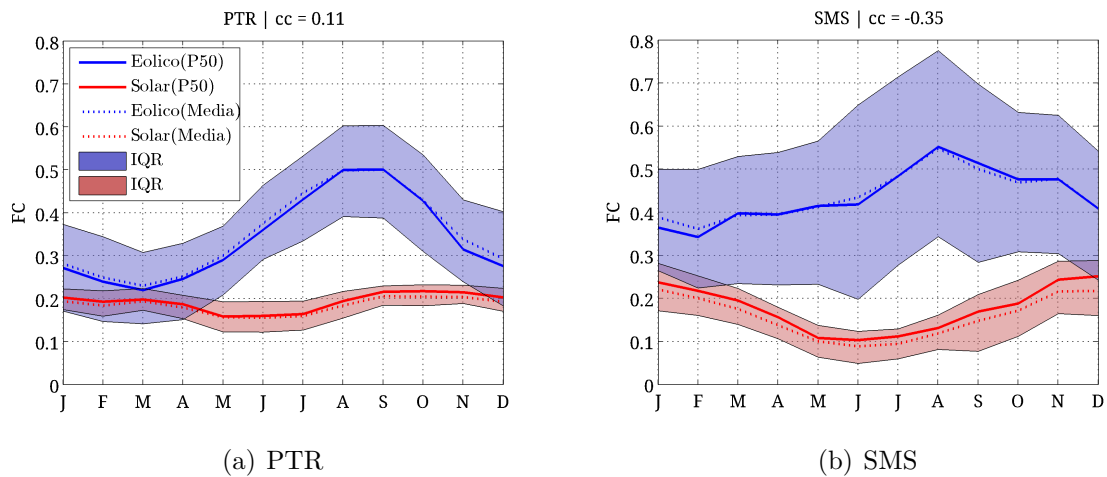
4.3.4 Perfis médios mensais

A complementaridade sazonal foi avaliada na sequência, onde a Figura 4.12 mostra as médias, medianas e interquartis a cada mês calculadas sobre o FC diário de todo o período analisado. Observa-se em PTR que a energia solar apresenta uma variabilidade muito menor tanto na escala sazonal (médias ao longo do ano) quanto na escala intrasazonal/interanual (IQR) do que a energia eólica. A média do FC solar varia entre 0,15 e 0,22, enquanto o FC médio do vento varia entre 0,23 a 0,50. Além disso, o IQR do FC diário varia de 0,12 a 0,24 para a geração solar e de 0,15 a 0,60 para a eólica. A defasagem observada entre os picos e vales da curva eólica e solar FC é de cerca de 2 meses, apresentando um padrão complementar fraco na escala sazonal, com correlação em torno $-0,11$.

Em SMS, observa-se que a geração solar e eólica apresentam variabilidade semelhante na escala sazonal em termos de valores médios. Na escala intrasazonal/interanual, por outro lado, a geração eólica parece muito mais variável. O FC solar médio varia

entre 0,10 e 0,25 enquanto eólico varia entre 0,35 e 0,55. Além disso, o IQR da geração diária varia de 0,05 a 0,29 para solar e de 0,20 a 0,80 para eólica. A defasagem observada entre os ciclos da geração eólica e solar é de cerca de 4 meses, levando a um coeficiente de correlação de $-0,35$ o que sugere um bom padrão complementar na escala sazonal.

Figura 4.12 - Ciclo sazonal do FC solar e eólico. Média, mediana e interquartil calculados sobre valores diários.



Mediana (linhas sólidas) e médias (linha pontilhada) dos fatores de capacidade eólico (azul) e solar (vermelho). A área sombreada mostra os interquartis.

A Tabela 4.2 resume os coeficientes de correlação encontrados entre o ciclo diário médio e ciclo sazonal médio da geração solar e eólica para cada período do ano em cada local. Nota-se que as correlações permanecem abaixo de $-0,6$ a maior parte do ano indicando boa complementariedade em escala intradiária. A menor complementariedade ocorre no inverno (JJA) tanto em PTR, devido ao ciclo diurno do vento mais acentuado, quanto em SMS, devido ao ciclo solar de menor amplitude pela declinação solar desfavorável. Em PTR não foi verificada complementariedade solar-eólica para ciclo sazonal médio.

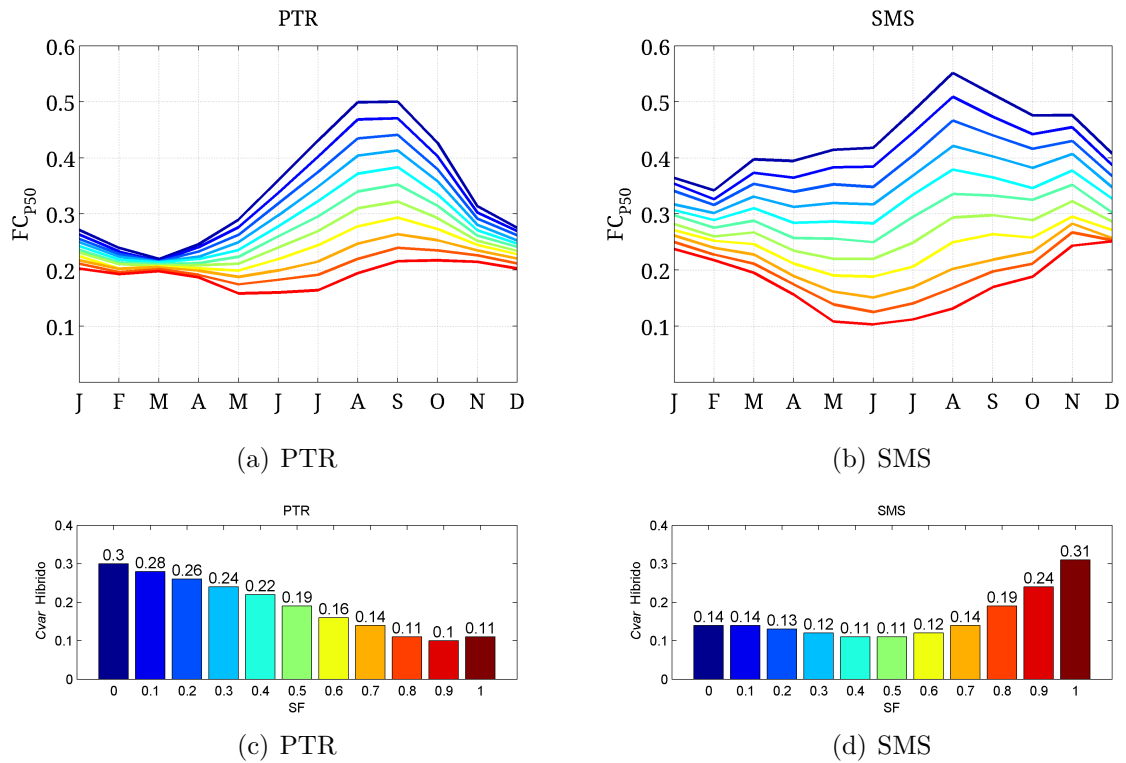
Tabela 4.2 - Coeficientes de correlação (cc) obtidos para o ciclo sazonal e ciclo intradiário médios da geração solar e eólica. Ciclos intradiários divididos por estação do ano.

	Intradiária				Sazonal
	DJF	MAM	JJA	SON	
PTR	-0,72	-0,72	-0,36	-0,71	0,11
SMS	-0,92	-0,81	-0,69	-0,84	-0,35

A geração híbrida sazonal de uma usina solar-eólica hipotética foi simulada em PTR e SMS também a partir das médias mensais do FC combinado. A Figura 4.13 mostra o ciclo sazonal médio do FC e o coeficiente de variação $Cvar$ para diferentes níveis de hibridização. A curva de geração eólica ($SF = 0$) apresenta maior valor médio de geração híbrida para os dois locais, pois a planta eólica apresenta fatores de capacidade mensais mais elevados do que uma planta solar.

Nota-se em PTR que a hibridização em torno de $SF = 0,7$ mantém o FC mínimo acima de 0,2. Por outro lado, para $SF = 0,9$ temos o menor coeficiente de variação sazonal. Já para SMS este ponto é atingido para fração solar mais baixa, em torno de $SF = 0,4$.

Figura 4.13 - Ciclo sazonal do FC híbrido (a,b) e respectivo $Cvar$ (c,d) em função da SF, calculados pelo perfil sazonal da mediana $P50$ de geração híbrida.



A escala de cores segue o eixo horizontal das figuras (c) e (d).

4.3.5 Variabilidade horária

Para executar a avaliação da variabilidade temporal para diferentes escalas de tempo de maneira assertiva, foi necessário reamostrar as séries conforme explicado a seguir. As escalas de análise foram divididas em:

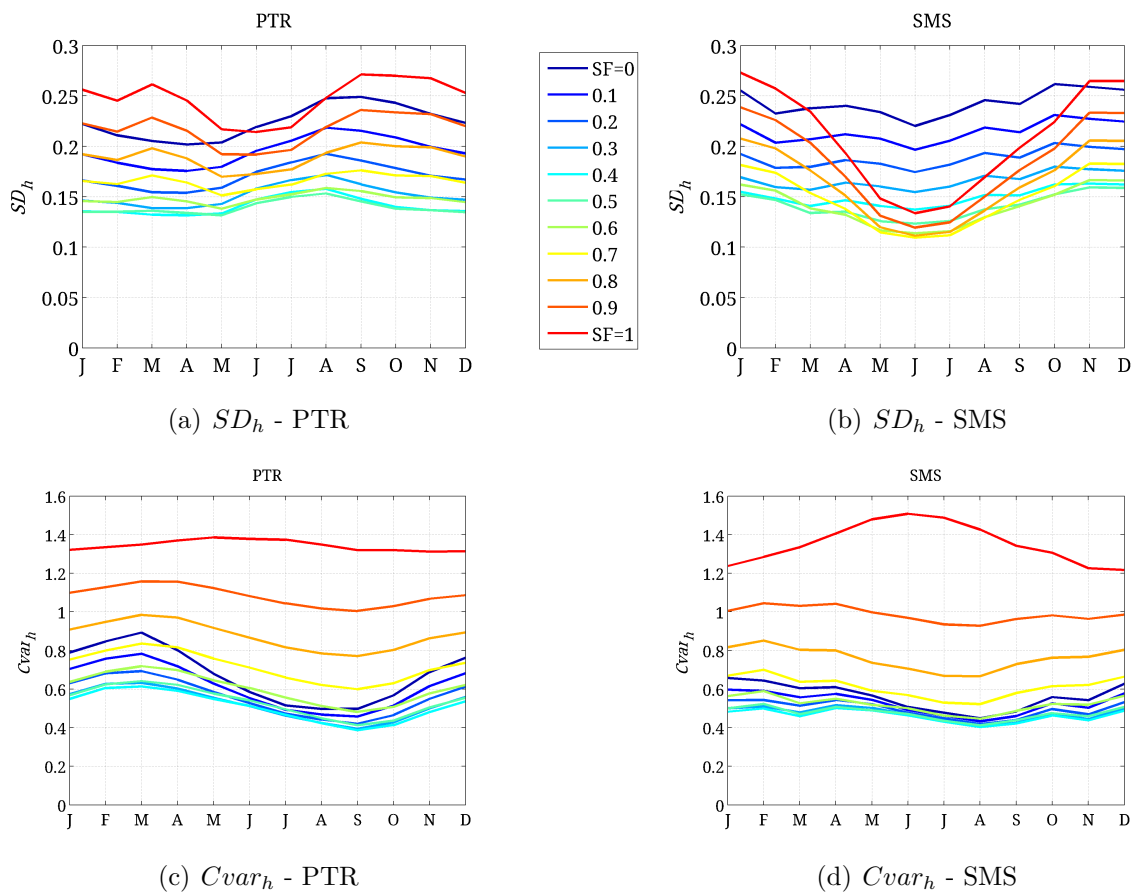
- **Horária (h):** onde as métricas foram calculadas dentro de cada período diário (24 horas) e depois feitas as médias sobre toda amostra.
- **Diária (d):** onde as métricas foram calculados sobre o valor médio diário do fator de capacidade híbrido.
- **Bruta (w):** correspondente às métricas calculadas sobre a série bruta (semi-horária) sem separação de escalas.

As escalas mensais e anuais seguem a mesma lógica da escala diária, compostas pela média dos fatores de capacidade correspondentes, porém de mais fácil interpretação, pelo reduzido número de valores mensais ou anuais. As análises brutas não acres-

centam informação ao texto principal e foram disponibilizadas no Apêndice B.1. Uma breve análise sobre a variabilidade interanual da geração híbrida também é apresentada no Apêndice B.2.

Como métrica inicial de variabilidade horária, foram calculados o desvio-padrão horário (SD_h) e o coeficiente de variação horário ($Cvar_h$). Na Figura 4.14 é mostrado o SD_h em unidades absolutas de fator de capacidade e $Cvar_h$ em unidades relativas.

Figura 4.14 - Médias mensais do desvio-padrão horário SD_h e coeficiente de variação horário $Cvar_h$ do FC híbrido.



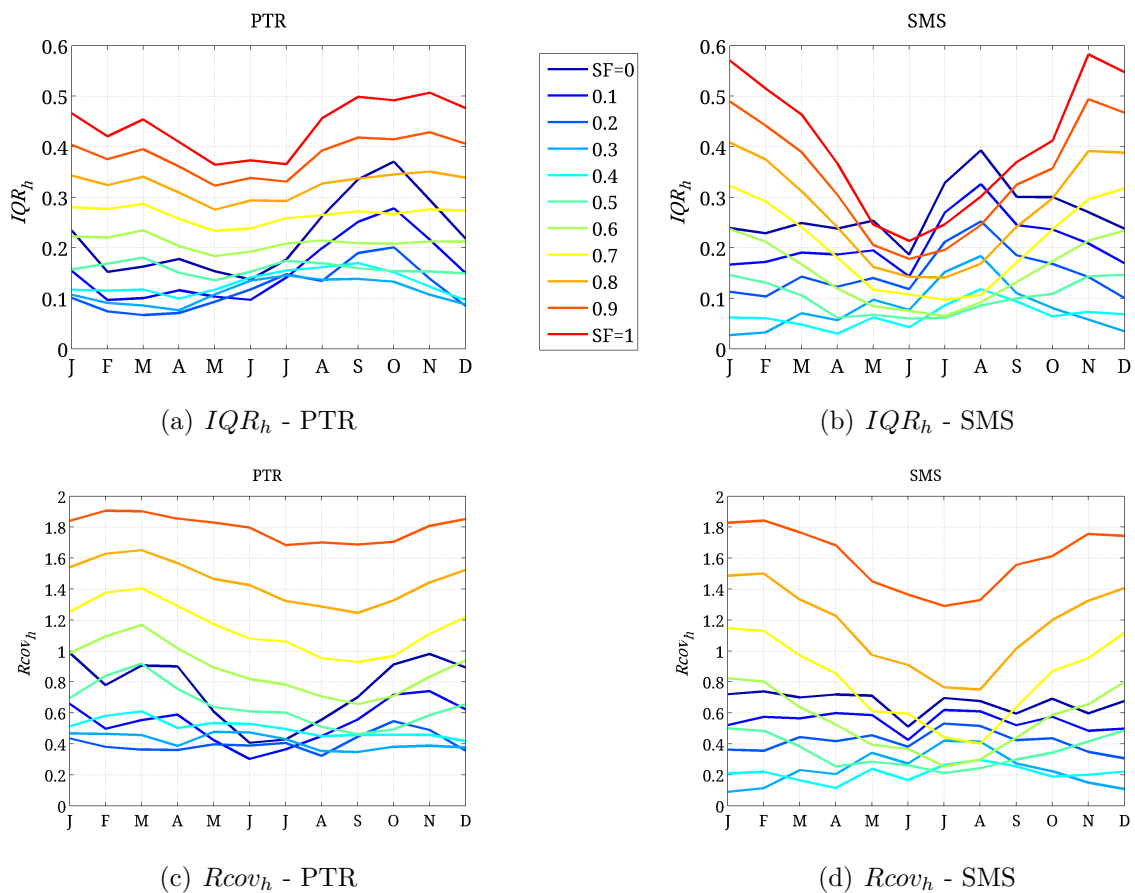
Nas Figuras 4.14(a) e 4.14(b) nota-se um ponto de inflexão de mínima variabilidade para frações solares intermediárias entre $SF = 0,4$ e $SF = 0,6$. Em SMS, há maior sazonalidade na variabilidade solar, associado a maiores valores de irradiância no verão. Na Figura 4.14(c) e 4.14(d) é mostrado o $Cvar_h$ para cada local. Nota-se que as curvas são reescaladas ao longo do ano apresentando comportamentos

diferenciados. Os mínimos de variabilidade tendem a uma fração solar mais baixa entre $SF = 0,3$ e $SF = 0,5$.

Outra abordagem na quantificação da variabilidade consiste em utilizar métricas não-paramétricas, como os percentis e interquartis, conforme já discutido anteriormente. O IQR e o $Rcov$ seguem esta lógica. Esta abordagem possui a vantagem de ser menos sensível a extremos comparado ao SD e $Cvar$ no entanto é mais afetado por distribuições assimétricas como a geração eólica horária.

A Figura 4.15 mostra o interquartil horário (IQR_h) em unidades absolutas de fator de capacidade, o $Rcov_h$ expresso em variação percentual sobre a mediana.

Figura 4.15 - Médias mensais do interquartil horário IQR_h e coeficiente de variação robusto horário $Rcov_h$ do FC híbrido.

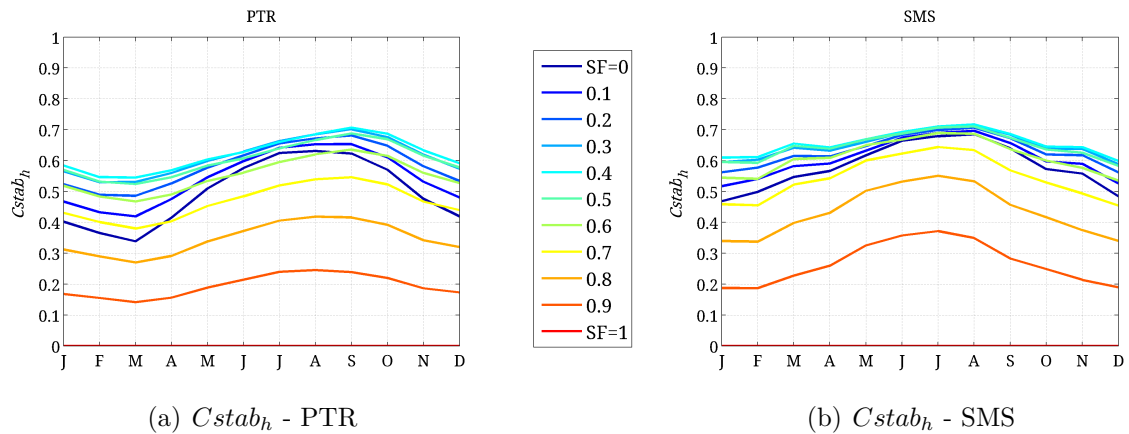


Nas Figuras 4.15(a) e 4.15(b) nota-se um perfil mais ruidoso das curvas, o que é típico

em percentis amostrais. Permanece um ponto de inflexão de mínima variabilidade para frações solares intermediárias entre $SF = 0,4$ e $SF = 0,5$, ligeiramente inferior ao observado pelo SD . O impacto da assimetria da distribuição fica claro nos meses de maior potencial eólico (agosto a outubro) quando o IQR_h atinge os valores mais elevados. Na Figura 4.15(c) e 4.15(d) nota-se uma normalização das curvas o que mostra forte dependência do IQR_h com o $P50$ (quanto maior a mediana maior a distância interquartis). Novamente vê-se uma tendência de diminuição das frações solares ótimas para a faixa entre $SF = 0,3$ e $SF = 0,4$. Ressalta-se que não há curvas de $Rcov_h$ para $SF = 1$ pois há uma indefinição devido ao $P50$ próximo de 0.

Uma medida mais intuitiva de se quantificar o incremento de estabilização em função do nível de hibridização é o coeficiente de estabilização $Cstab$, como já apresentado na seção anterior. Este índice quantifica o ganho relativo de estabilização em relação à fonte mais variável, a solar na escala horária. No caso, quanto maior o $Cstab$ melhor a estabilização da geração. A Figura 4.16 mostra este índice para as duas localidades de estudo. Nota-se que tanto em PTR quanto em SMS é possível reduzir a variabilidade horária da geração solar em mais de 50% ao longo do ano, chegando a 70% em setembro, com a simples adição potência eólica até uma fração de 50% ($SF = 0.5$).

Figura 4.16 - Médias mensais do coeficiente de estabilização horário $Cstab_h$ calculadas sobre o FC híbrido.



A Tabela 4.3 mostra a média anual de cada métrica horária avaliada em função da fração solar SF . A partir destes valores é possível comparar de maneira objetiva os

níveis de hibridização, e detectar a faixa de mínima variabilidade.

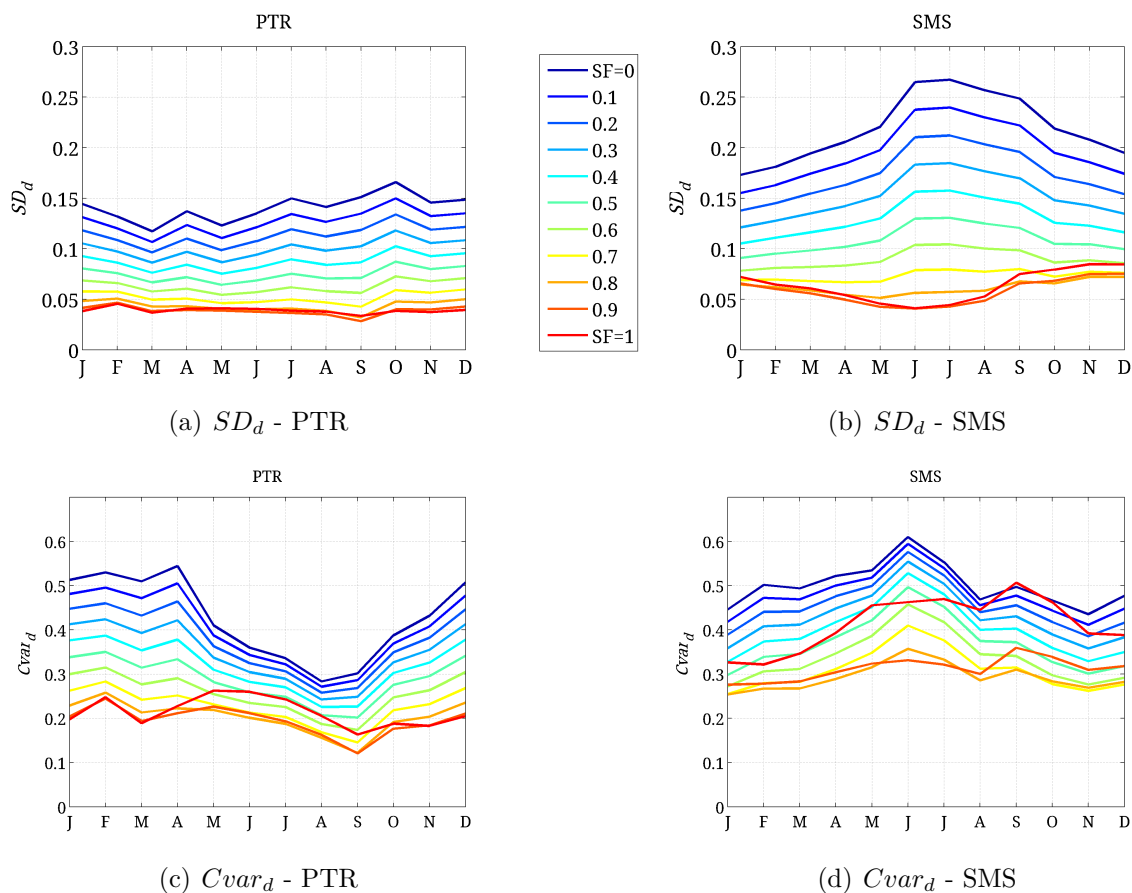
Tabela 4.3 - Valores médios anuais para as métricas de variabilidade horária em função da fração solar SF para as duas localidades.

SF	PTR					SMS				
	SD_h	$Cvar_h$	IQR_h	$Rcov_h$	$Cstab_h$	SD_h	$Cvar_h$	IQR_h	$Rcov_h$	$Cstab_h$
0	0,24	0,68	0,22	0,76	0,50	0,24	0,56	0,27	0,67	0,58
0,1	0,22	0,61	0,16	0,54	0,54	0,21	0,53	0,21	0,55	0,61
0,2	0,19	0,56	0,12	0,41	0,58	0,19	0,50	0,15	0,41	0,63
0,3	0,17	0,52	0,11	0,42	0,61	0,17	0,47	0,08	0,24	0,65
0,4	0,15	0,51	0,13	0,50	0,62	0,15	0,46	0,07	0,21	0,66
0,5	0,13	0,54	0,16	0,65	0,60	0,14	0,47	0,10	0,35	0,65
0,6	0,11	0,60	0,21	0,88	0,55	0,14	0,52	0,15	0,55	0,61
0,7	0,09	0,72	0,27	1,15	0,47	0,15	0,61	0,21	0,81	0,54
0,8	0,08	0,88	0,32	1,45	0,35	0,16	0,76	0,27	1,16	0,43
0,9	0,07	1,08	0,38	1,80	0,19	0,18	0,99	0,34	1,60	0,27
1	0,06	1,34	0,44	2,19	0,00	0,21	1,35	0,40	2,18	0,00

4.3.6 Variabilidade diária

Para investigar a variabilidade na escala diária foi calculado o desvio-padrão (SD) e o coeficiente de variação ($Cvar$). Na Figura 4.17 é mostrado o SD em unidades absolutas de fator de capacidade.

Figura 4.17 - Médias mensais do desvio-padrão diário SD_d e coeficiente de variação diário $Cvar_d$ do FC híbrido.

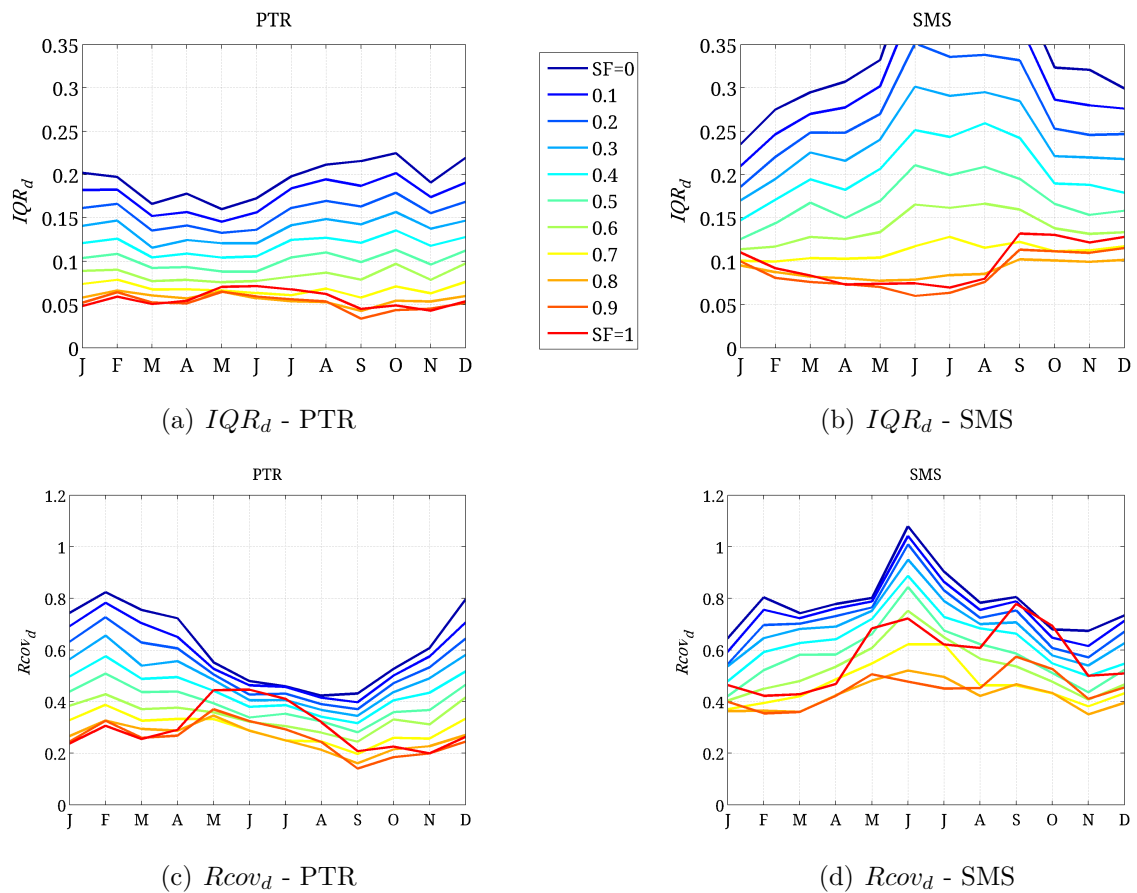


Analisando as Figuras 4.17(a) e 4.17(b), nota-se que na escala diária há uma inversão das características entre a geração solar e eólica. Como o SD_d da geração solar é menor em todos os meses, o SD_d híbrido mínimo é alcançado por um projeto puramente solar ($SF = 1$). Esta pode ser uma boa abordagem para a integração de sistemas na rede (já que o SD absoluto é proporcional à geração e, portanto, comparável entre os meses), mas não no caso de investidores que procuram riscos mínimos de receita em escalas mensais. Nestes casos é conveniente adimensionalizar o SD_d pelo FC_d médio calculando o $Cvar_d$ conforme mostra a Figura 4.17(c) e 4.17(d). Neste caso verifica-se ganhos de estabilidade com um pequeno nível de hibridização eólico ($SF = 0.8$) agregando valor ao projeto híbrido.

A Figura 4.18 mostra o IQR_d em unidades absolutas de fator de capacidade, e o $Rcov_d$ expresso em variação percentual. Embora mais ruidoso, nota-se que na escala

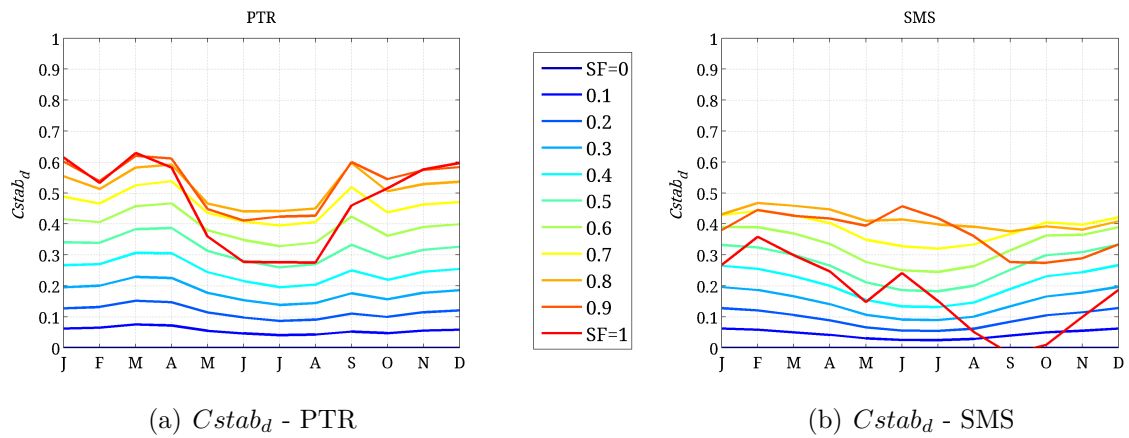
diária há uma convergência de níveis ótimos de hibridização apontados pelo $Cvar_d$ e pelo $Rcov_d$, em torno de 80% solar, tanto para PTR quanto SMS. Isto se explica ao recordarmos o histograma da Figura 4.8 onde as distribuições em escala diária são mais simétricas, e portanto geram menos diferenças entre o uso de critérios paramétricos e não-paramétricos.

Figura 4.18 - Médias mensais do interquartil diário IQR_d e coeficiente de variação robusto diário $Rcov_d$ do FC híbrido.



É possível calcular o coeficiente de estabilização também para a escala diária, invertendo-se a referência de fonte mais variável para a eólica. A Figura 4.19 mostra este índice, onde nota-se uma redução na variabilidade diária da geração eólica em até 60% para PTR e até 40% para SMS, pela adição de potência solar até uma fração de 80% ($SF = 0.8$).

Figura 4.19 - Médias mensais do coeficiente de estabilização diário $Cstab_d$ calculadas sobre o FC híbrido.



De forma análoga, a Tabela 4.4 mostra a média anual de cada métrica diária avaliada em função da fração solar SF . Nota-se que, em geral, existe um ponto de mínima variabilidade para um nível intermediário de hibridização.

Tabela 4.4 - Valores médios anuais para as métricas de variabilidade diária em função da fração solar SF para as duas localidades.

SF	PTR					SMS				
	SD_d	$Cvar_d$	IQR_d	$Rcov_d$	$Cstab_d$	SD_d	$Cvar_d$	IQR_d	$Rcov_d$	$Cstab_d$
0	0,14	0,43	0,19	0,61	0,00	0,22	0,50	0,34	0,79	0,00
0,1	0,13	0,40	0,18	0,57	0,06	0,20	0,48	0,31	0,75	0,04
0,2	0,11	0,38	0,16	0,53	0,12	0,17	0,45	0,27	0,72	0,09
0,3	0,10	0,35	0,14	0,49	0,18	0,15	0,43	0,24	0,68	0,15
0,4	0,09	0,32	0,12	0,44	0,25	0,13	0,40	0,20	0,63	0,20
0,5	0,07	0,29	0,10	0,39	0,32	0,11	0,37	0,17	0,58	0,27
0,6	0,06	0,26	0,08	0,34	0,39	0,09	0,34	0,14	0,53	0,33
0,7	0,05	0,23	0,07	0,29	0,46	0,07	0,31	0,11	0,47	0,39
0,8	0,04	0,20	0,06	0,26	0,52	0,06	0,29	0,09	0,42	0,41
0,9	0,04	0,20	0,05	0,26	0,53	0,06	0,31	0,09	0,45	0,37
1	0,04	0,21	0,06	0,30	0,47	0,06	0,41	0,10	0,57	0,17

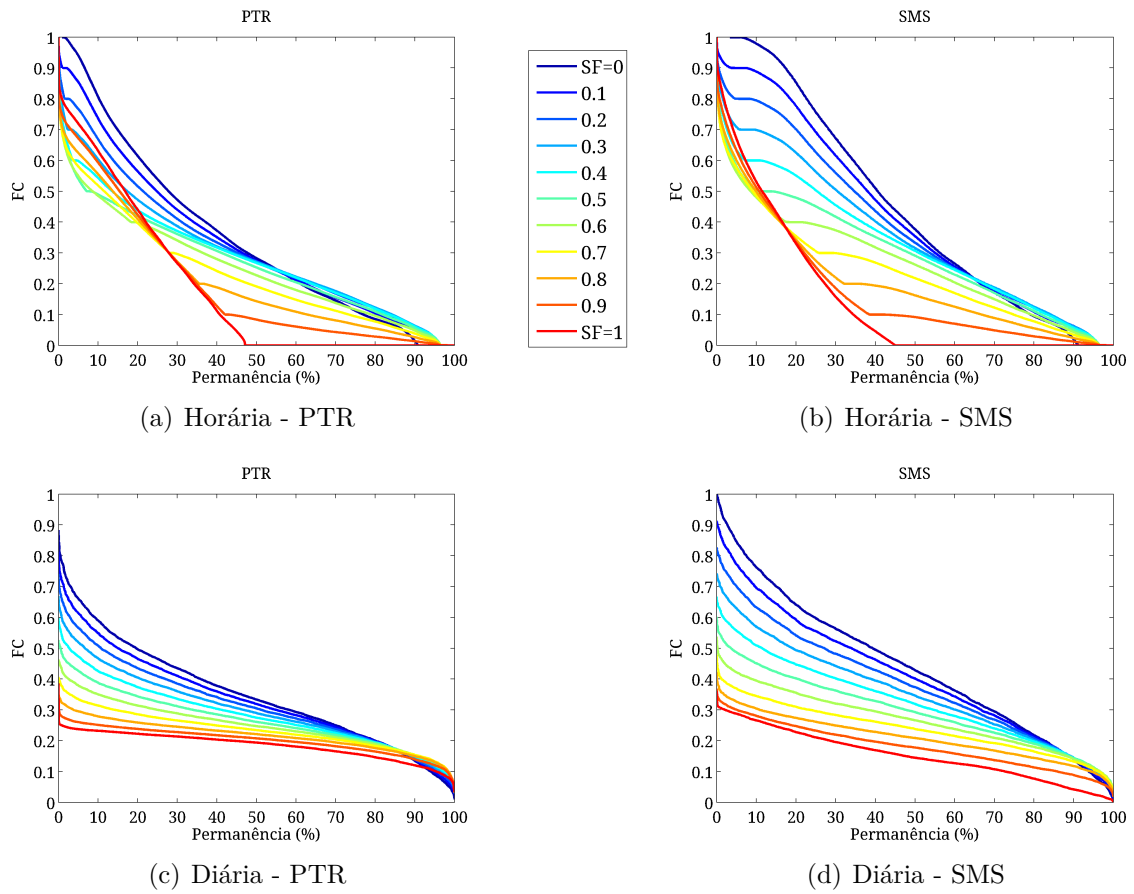
4.3.7 Métricas de extremos

Até este ponto foram analisados o comportamento do ciclo médio da geração combinada, e sua variabilidade frente a diferentes níveis de hibridização, em escalas horária e diárias. Nesta seção avaliaremos como se comportam os extremos da distribuição. Uma primeira análise neste sentido consiste na curva de permanência que quantifica o percentual de tempo que a geração se situa acima de determinado fator de capacidade. Trata-se de um arranjo diferente da distribuição cumulativa de frequência (CDF), bastante utilizado no setor de energia por herança das ferramentas de análise de vazões hidrológicas. A Figura 4.20 traz as curvas de permanência para a geração híbrida em escalas horárias e diárias.

Analisando as curvas horárias pelas Figuras 4.20(a) e 4.20(b), nota-se que a fonte solar ($SF = 1$) passa pouco mais de 50% do tempo com geração nula ($FC = 0$). Avaliando-se a permanência entre 0 e 10%, observa-se um ponto de mínimo para $SF = 0,6$ o que sugere ser esta a fração solar mais estável em termos de picos de geração. Seria portanto aquela que geraria o menor percentual de energia cortada para um limite de despacho reduzido. A partir da permanência de 60% e 70% há uma inversão na curvatura, e surge um ponto ótimo também em relação aos mínimos, próximos da permanência 90% para $SF = 0,4$. Este resultado se resume da seguinte forma: uma hibridização de $SF = 0,4$ reduz os extremos horários inferiores ($P10$ e abaixo) enquanto uma hibridização de $SF = 0,6$ reduz os extremos horários superiores ($P90$ e acima).

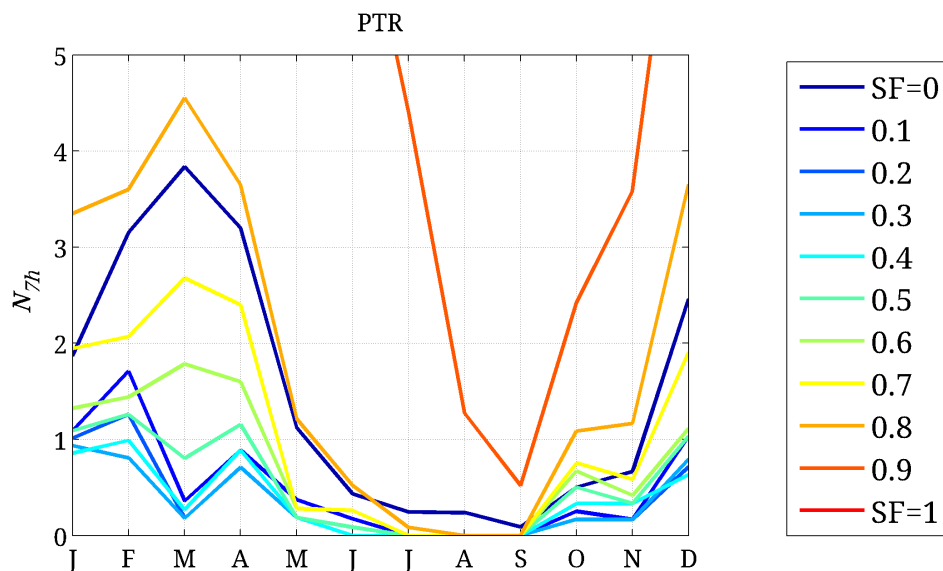
As curvas diárias mostradas nas Figuras 4.20(c) e 4.20(d), por outro lado, apresentam menos inflexões. A geração solar é bem mais estável o que pode ser verificado pelo formato tabular de sua curva ($SF = 1$). Seu fator de capacidade é limitado no topo ($FC < 0,3$), o que leva a FCs mais baixos na permanência entre 0 e 10%. No outro extremo surge um ponto ótimo em relação aos mínimos, em torno de $SF = 0,6$, próximos da permanência 90%. Isso significa que uma hibridização de $SF = 0,6$ reduz a frequência de extremos mínimos diários ($P10$ e abaixo).

Figura 4.20 - Curvas de permanência para a geração híbrida para PTR e SMS em escalas horárias (a,b) e diárias (c,d).

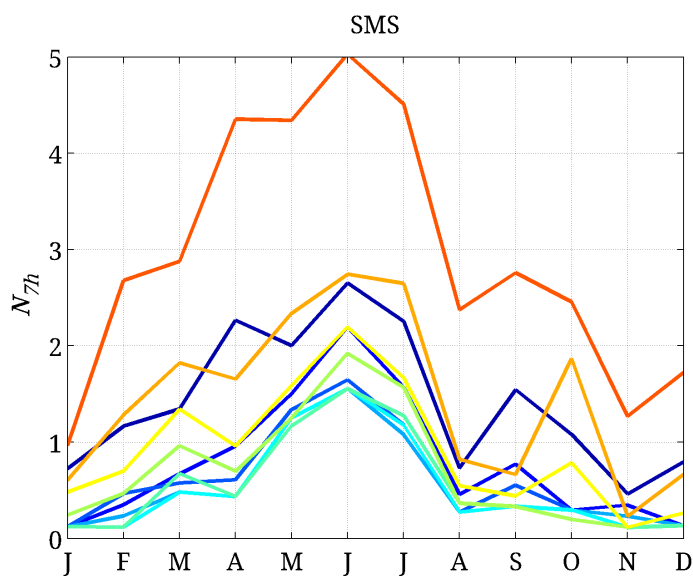


Outro índice proposto neste estudo para se avaliar a frequência de eventos de baixa potência prolongada, trata-se do N_{7h} , que contabiliza o número de eventos onde a geração ficou por 7 ou mais horas abaixo de 10% do FC médio. Este índice foi concebido a partir de relatos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sobre episódios de operação crítica do sub-sistema Nordeste, quando a geração eólica tem quedas persistentes na geração de energia. Berger et al. (2020) propôs métricas semelhantes para identificar locais e escalas de tempo críticas para a geração eólica na Europa. A Figura 4.21 mostra a frequência mensal destes eventos para os locais de estudo.

Figura 4.21 - Distribuição sazonal do número de eventos de geração 7 ou mais horas abaixo de 10% do FC médio (N_{7h}).



(a) PTR



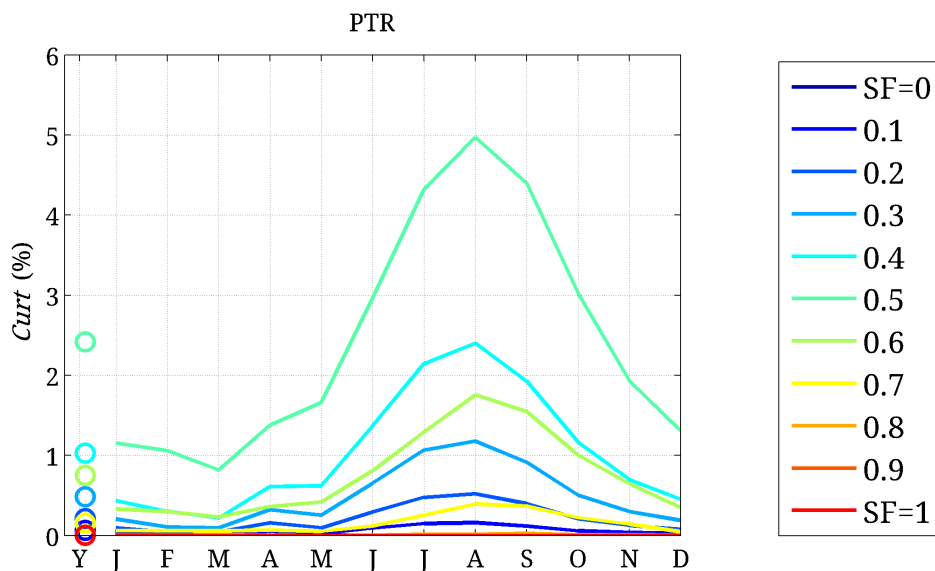
(b) SMS

Nota-se pela Figura 4.21(a), que em PTR os meses de verão/outono (dezembro a maio) concentram o maior número de eventos, superando os 3 eventos/mês para sistemas predominantemente eólicos ou solares. Nota-se também que frações solares na faixa de $SF = 0,2$ a $SF = 0,6$ reduzem a frequência destes eventos a menos de 0,5 por mês. Na Figura 4.21(b) nota-se que o número de eventos é maior, chegando

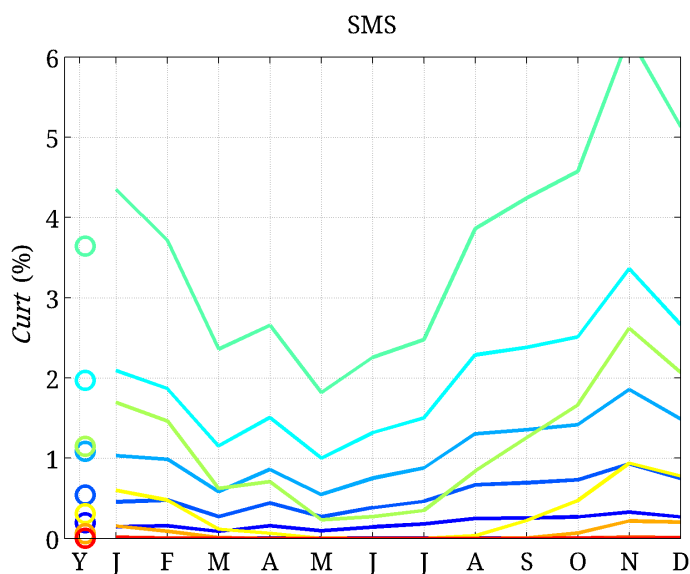
a 10 eventos por mês, no inverno para frações solares próximas de 0,9. No entanto para hibridizações próximas de 30% ($SF = 0,3$) estes eventos se limitam a menos de 2 por mês.

Um índice de extremos que não possui aplicação na segurança energética, mas na viabilidade econômica do empreendimento, é o percentual de energia cortada *Curt*. Devido a limitações técnicas ou contratuais muitos parques existentes avaliam a possibilidade de hibridização, atingindo uma potência nominal superior à capacidade de despacho contratada, denominada MUST. Isto implica em eventuais cortes de energia (ou armazenamento, se disponível) gerando perdas de receita ou custos adicionais. A Figura 4.22 mostra este índice para os locais de estudo, onde adotou-se como limite de despacho a potência nominal da maior fonte dentro do sistema híbrido.

Figura 4.22 - Perfil sazonal do percentual de energia cortada $Curt$ em função do nível de hibridização. O primeiro registro (Y) pontua a média anual.



(a) PTR



(b) SMS

O percentual de corte foi calculado utilizando como limite de escoamento (MUST) a potência nominal da fonte predominante.

Analisando a Figura 4.22(a) para PTR, verifica-se que os percentuais de corte mais elevados se situam no período de ventos mais intensos, chegando a 5% para um $SF = 0,5$. Já em SMS, pela Figura 4.22(b) nota-se que os cortes maiores ocorrem

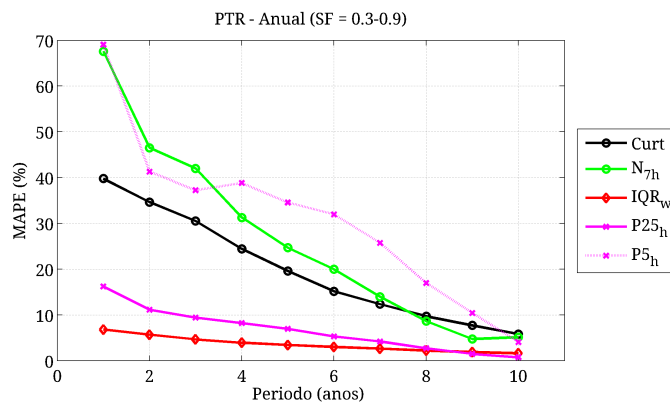
no período de irradiação solar mais elevada, no verão. Em ambos os maiores cortes ocorrem para fração solar de $SF = 0,5$ o que é justificável pois trata-se da configuração com maior limitação de despacho ($MUST = 0,5$). Importante notar as diferenças nos percentuais de corte na medida em que se caminha para plantas puramente solares ou eólicas. As plantas solares têm uma tolerância maior à hibridização devido a seu fator de capacidade médio mais baixo.

4.3.8 Análises de sensibilidade

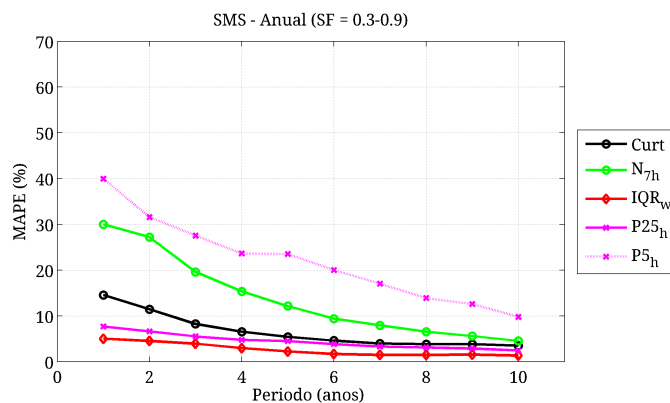
Tipicamente, as séries de dados medidos possuem período relativamente curto, ainda mais quando se trata de medições co-localizadas de vento e irradiância solar. Séries mais longas obtidas a partir de modelos ou satélites podem ser utilizadas mas possuem incertezas maiores, principalmente quanto à variabilidade horária. No intuito de investigar o aumento da incerteza com a redução do período de dados foram efetuados testes de sensibilidade para alguns dos parâmetros gerados nesta análise. Para tanto, considerou-se o valor estimado para o período completo como a referência para comparação. Foram testados períodos entre 1 e 10 anos, arranjados por análise combinatória, para frações solares entre $SF = 0,3$ a $0,7$. Isso gerou uma dispersão de pontos para cada período analisado. O resumo destes resultados é apresentado na Figura 4.23 na forma de erro médio absoluto percentual (MAPE).

Nota-se que para períodos curtos, inferior a 2 anos, há aumento na incerteza da porção central dos dados, como mostrado pelo interquartil bruto (IQR_w) e pelo 25º percentil horário $P25_h$, com MAPE em inferior a 20%. No entanto os índices de extremos são bem mais sensíveis, gerando incertezas superiores a 40% para o mesmo período, como pode ser visto para o $Curt$, $P5$ e N_{7h} . Em SMS o percentual de corte é menos sensível ao período de dados do que em PTR, o que sugere que os extremos horários melhor distribuídos ao longo dos anos (menor variabilidade interanual).

Figura 4.23 - Sensibilidade de métricas horárias ao período de dados. O erro percentual absoluto apresentado $MAPE$ foi calculado em relação ao valor de cada métrica obtido para o período completo.



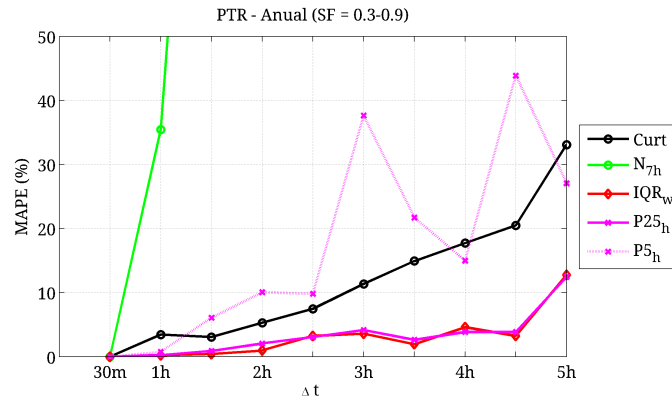
(a) PTR



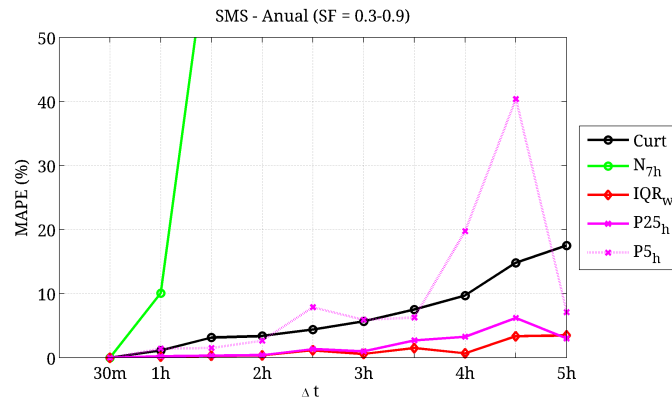
(b) SMS

De maneira análoga foram efetuados testes de sensibilidade para a resolução temporal (Δt) dos dados. Os dados utilizados neste estudo foram amostrados para intervalos de 30 minutos, porém outras séries podem possuir limitações na frequência, como alguns modelos meteorológicos que disponibilizam dados horários ou a cada 3 horas. Investigou-se o aumento da incerteza com a degradação da resolução temporal tomando como referência os índices apurados para a série original. A Figura 4.24 mostra a elevada sensibilidade dos eventos de 7+ horas de baixa potência à resolução dos dados. Novamente os índices de extremos, como o percentual de corte ($Curt$) e o 5º percentil horário (P_{5h}), foram mais sensíveis atingindo MAPE de 20% para intervalos acima de 3 horas em PTR. Já o IQR e o P_{25h} se mostraram mais uma vez bastante robustos, com erros inferiores a 5% para intervalos de até 4 horas.

Figura 4.24 - Sensibilidade de métricas horárias à resolução temporal dos dados Δt . O erro percentual absoluto apresentado $MAPE$ foi calculado em relação ao obtido para a resolução temporal original de 30 minutos.



(a) PTR



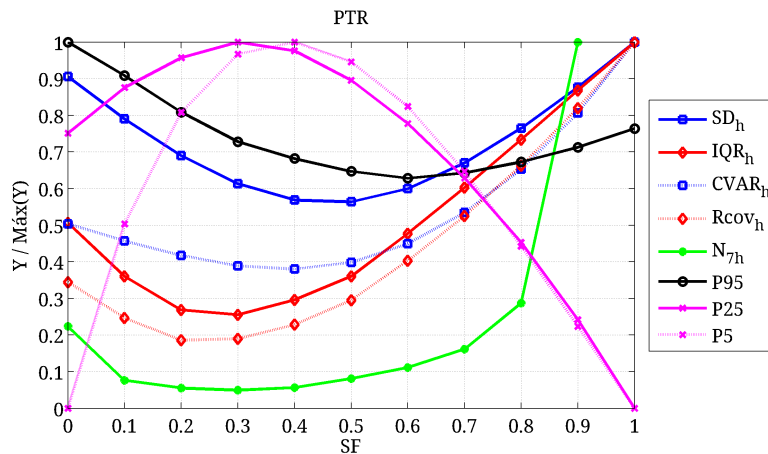
(b) SMS

4.3.9 Discussão

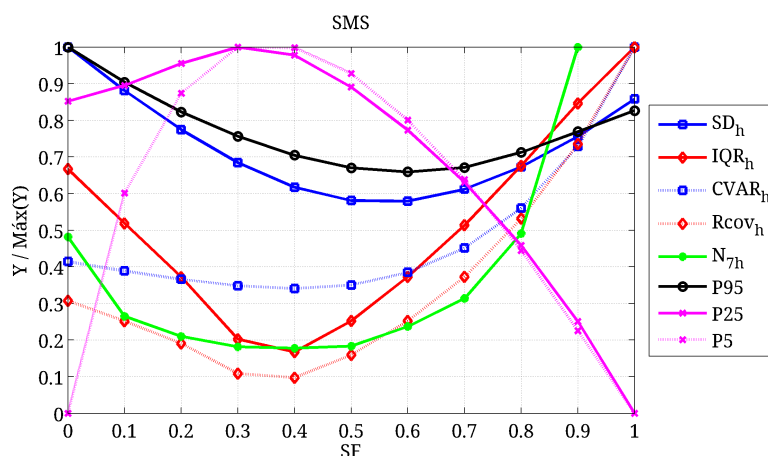
Os resultados mostram diferentes soluções para atender o nível ótimo de hibridização de uma planta solar-eólica em duas localidades climaticamente diferentes. Verifica-se que a variável, o local, e a escala de tempo de interesse alteram a fração solar ideal para o sistema. No entanto, algumas características convergem entre as regiões, o que amplia a validade das conclusões. Uma primeira constatação, já esperada, se refere à diferença de variabilidade entre a geração solar e eólica nas escalas horária e diária. Enquanto na escala horária a geração solar apresenta um coeficiente de variação superior a 130% devido ao ciclo diurno (frente a $\approx 60\%$ da geração eólica), na escala diária a cena se inverte e a solar reduz para próximo de 30% ficando abaixo da variabilidade eólica. Outro resultado convergente diz respeito aos benefícios da hibridização. Para todas as métricas avaliadas nota-se que algum nível de hibridização é sempre benéfico, em detrimento de uma planta puramente solar ou eólica.

No intuito de resumir parte dos resultados a Figura 4.25 mostra uma combinação de métricas e índices adimensionalizados em escala horária. Nota-se que para PTR, frações solares entre $SF = 0,3$ e $SF = 0,6$ contém os níveis ótimos de hibridização, enquanto para SMS esta faixa se encontra entre $SF = 0,4$ e $SF = 0,6$. As métricas não-paramétricas, como IQR_h e os percentis, tendem a frações solares mais baixas, favorecendo a geração eólica, enquanto o SD_h e o $Cvar_h$ tendem a uma fração solar ligeiramente mais alta. A justificativa imediata para esse descolamento está na resposta diferenciada entre o SD_h e o IQR_h frente à assimetria das distribuições eólicas na escala horária.

Figura 4.25 - Resumo dos critérios de variabilidade e extremos horários para PTR e SMS. As métricas são calculadas sobre a série de fator de capacidade (FC) e foram adimensionalizadas pelo seu valor máximo para permitir a comparação entre os níveis ótimos de hibridização na mesma escala.



(a)

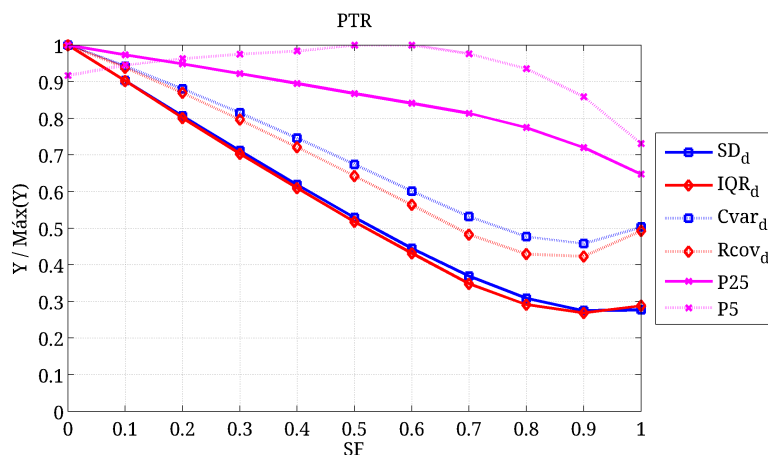


(b)

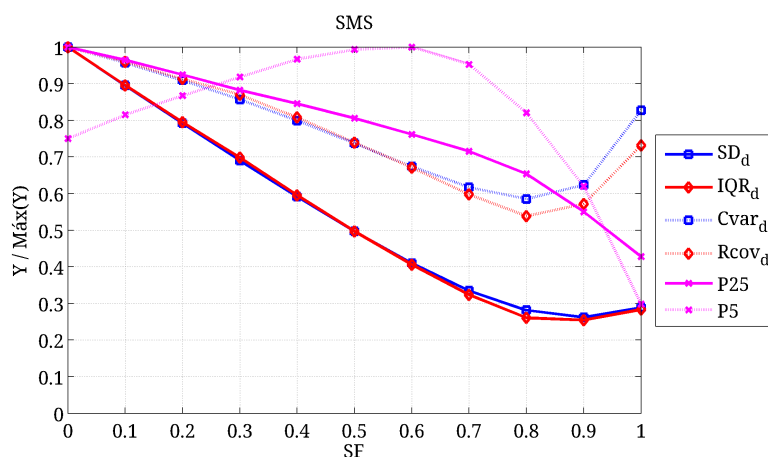
SD_h : desvio-padrão horário; IQR_h : interquartil horário; $Cvar_h$: coeficiente de variação horário; $Rcov_h$: coeficiente de variação robusto horário; N_{7h} : eventos de baixa potência prolongada; $P95_h$: 95º percentil horário; $P25_h$: 25º percentil horário; $P5_h$: 5º percentil horário.

De maneira análoga, a Figura 4.26 mostra uma combinação de métricas e índices adimensionalizados em escala diária. Neste caso há maior concordância quanto à fração solar ótima entre as métricas de variabilidade, apontando para uma planta predominantemente solar, $SF = 0,8$ a $SF = 0,9$. No entanto a métrica de extremo mínimo, $P5$ tende a níveis intermediários de hibridização, próximos a $SF = 0,6$.

Figura 4.26 - Resumo dos critérios de variabilidade e extremos diários para PTR e SMS. As métricas foram adimensionalizadas pelo seu valor máximo para permitir a comparação dos níveis ótimos na mesma escala.



(a)



(b)

SD_d : desvio-padrão diário; IQR_d : interquartil diário; $Cvar_d$: coeficiente de variação diário; $Rcov_d$: coeficiente de variação robusto diário; $P25_d$: 25º percentil diário; $P5_d$: 5º percentil diário.

A Tabela 4.5 compila os resultados apresentados nas diversas seções deste texto, reduzindo a valores anuais, onde é possível observar alguns padrões. Uma fração solar modesta entre 0,3 e 0,4 mostrou-se eficaz para redução da variabilidade horária e da frequência de extremos tanto em PTR quanto em SMS. Este nível de hibridização também maximiza a complementariedade dos perfis médios intradiários. A exceção fica por conta do extremo superior $P95$, que converge para mínimos em frações solares mais elevadas, em torno de 0,6. Isto se explica pela sensibilidade desta métrica aos extremos máximos da geração eólica horária. Na escala diária também há uma convergência de resultados em torno de frações solares de 0,8 a 0,9, o que se explica

pela maior estabilidade da geração solar nesta escala como mostrado anteriormente pelas Figuras 4.8(c) e 4.8(d). A exceção, nesse caso, ocorre para os extremos mínimos, especificamente $P5$, que mostra valores melhores para frações solares ligeiramente mais baixas (0,6 a 0,7). Uma causa possível é o baixo fator de capacidade solar diário (comparado à eólica), o que torna os mínimos mais frequentes, como se verifica nas curvas de permanência diária das Figuras 4.20(c) e 4.20(d).

Já a complementariedade sazonal entre a geração solar e eólica se mostrou mais vantajosa em SMS, onde uma fração solar de 0,5 é ideal para a estabilização da geração mensal ao longo do ano.

Tabela 4.5 - Resumo dos resultados de fração solar ótima para diferentes métricas e escalas temporais em PTR e SMS.

	Fração solar ótima			
	PTR		SMS	
Complementariedade				
Diária	0,3		0,4	
Sazonal	0,9		0,5	
Variabilidade				
	Horária	Diária	Horária	Diária
SD	0,5	0,9	0,5	0,9
$Cvar$	0,4	0,9	0,4	0,8
IQR	0,3	0,9	0,4	0,9
$Rcov$	0,2	0,9	0,4	0,8
$Cstab$	0,4	0,9	0,4	0,8
Extremos				
$P5$	0,4	0,7	0,4	0,6
$P95$	0,6	1,0	0,6	1,0
N_{7h}	0,3		0,2	
$Curt^1$	<0,3 ou >0,6		<0,2 ou >0,7	

¹Fração solar ótima para um limite de corte anual de 0,5%.

A complementariedade solar-eólica entre os perfis médios intradiários para o NE brasileiro é reportada em alguns estudos (BORO, 2014; PONTE et al., 2017; CARVALHO et al., 2019; CAMPOS et al., 2020). Este trabalho reforça os resultados anteriores e acrescenta uma análise sobre os níveis ótimos de hibridização. Sugere-se que, para PTR, a estabilidade maior dos perfis diários de geração é alcançada para um percentual solar de 30%. Já o resultado da complementariedade intradiária para SMS parece inédito (Figura 4.10), uma vez que não foram encontradas publicações a respeito. Neste local a estabilidade máxima é alcançada para um percentual solar um pouco

mais balanceado, de 40%. Esta intensificação noturna dos ventos sugere a influência de circulações de meso e microescala associadas à topografia e à estratificação térmica da atmosfera local, no entanto mais estudos são necessários para detalhar os mecanismos físicos associados tanto em PTR quanto em SMS.

Já na escala sazonal os perfis médios para o NE brasileiro não apresentou complementariedade relevante, tendendo a uma planta predominantemente solar ($SF = 90\%$), por ser esta climatologicamente mais estável na escala intra-anual. Em contrapartida, para SMS, a complementariedade encontrada para o ciclo médio sazonal foi moderada ($cc = -0,35$), apontando para uma fração solar de 50% para maior estabilidade. Este resultado é mais otimista do que o índice de complementariedade temporal estimado por Bagatini et al. (2017). No entanto há de se considerar as incertezas relativas à interpolação espacial das estações INMET e a base de dados solares menos precisa utilizada neste último. Tanto que Pianezzola et al. (2017) encontraram índices de complementariedade sazonal elevados na região de SMS a partir de uma outra base de dados, concordando com o presente resultado. Esta anticorrelação sazonal, do ponto de vista da variabilidade solar se explica pela declinação solar de inverno, ocasionada pelas latitudes mais alta de SMS. A geração eólica, por outro lado, deve seu nível mais elevados no inverno à climatologia do sistema de alta pressão do Atlântico Sul, que esta posicionado mais próximo ao continente nesta época do ano (CAVALCANTI et al., 2009).

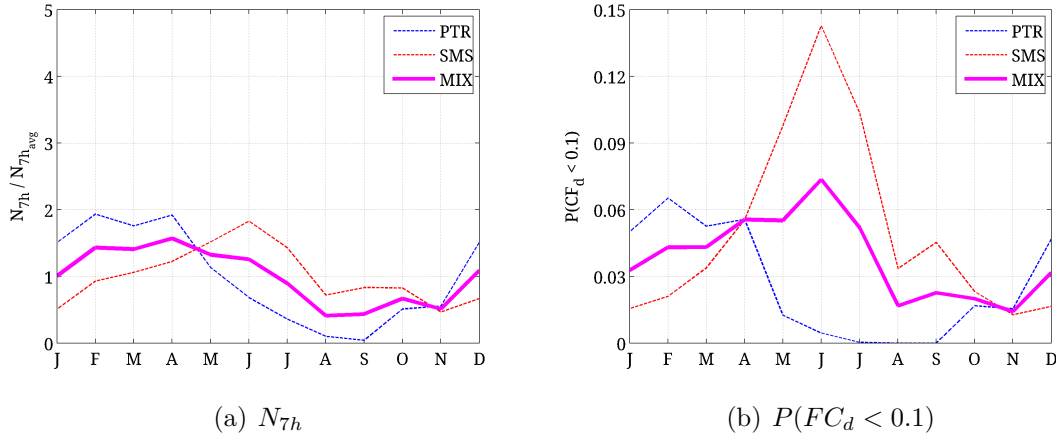
Com relação às análises de variabilidade, os elevados percentuais de fração solar obtidos para as métricas diárias concordam com algumas simulações para sistema elétrico brasileiro em escala temporal similar. Os resultados encontrados por Schmidt et al. (2016a), sugerem uma matriz elétrica nacional com 37% de penetração solar e 9% eólica, o que corresponderia a uma fração solar de aproximadamente 0,75. Há de se considerar a contribuição do extenso parque gerador hidráulico, que atua estabilizando a variabilidade intradiária. Rosa et al. (2020) também chegaram a uma penetração da geração solar de 51% frente a pouco mais de 20% de eólicas para simulações do sistema elétrico no SE/CO brasileiro em resolução diária. Estas conclusões são similares inclusive a estudos realizados para outros países como Becker et al. (2014a) para os EUA.

Quanto aos extremos mínimos, a fração solar ótima de 40% na escala horária é coerente com o encontrado por Campos et al. (2020), que chegam a uma fração solar de 50% para minimizar eventos de perda de carga (*Loss of Load*), utilizando um sistema FV de eixo fixo sem armazenamento. Com armazenamento esta fração

sobre para 60% o que tende à fração de 70% obtida para a escala diária. Ainda com relação aos extremos mínimos, a métrica de perda prolongada de potência (N_{7h}) mostrou um padrão sazonal interessante entre as regiões Sul e Nordeste, sugerindo um acoplamento de risco. Enquanto as maiores probabilidades de N_{7h} em PTR ocorrem na primavera e verão, em SMS estas se concentram no outono e inverno, gerando um balanço de risco benéfico à segurança energética. Não foram encontradas referências na literatura quanto a este balanço regional de risco para a geração híbrida solar-eólica no Brasil.

Para a geração eólica, no entanto, alguns estudos chegaram a conclusões semelhantes. [Kempton et al. \(2010\)](#) mostraram os ganhos de estabilidade com uma interconexão hipotética da geração eólica *offshore* na costa leste dos EUA. [Berger et al. \(2020\)](#) mostraram que os eventos de baixa produção de energia eólica no continente europeu podem ser compensados pelo padrão de vento complementar do sul da Groenlândia. Estes estudos, entre outros, evidenciam que a produção de VREs em domínios climáticos diferentes pode reduzir o número de eventos de baixa geração, trazendo benefícios em termos de segurança energética. Para subsidiar conclusão similar deste trabalho, calculou-se os extremos (risco) de baixa geração geograficamente combinados entre a região de PTR e SMS através das métricas de baixa potência prolongada N_{7h} e da probabilidade de FC diário abaixo de 0,1 $P(FC_d < 0.1)$. Nota-se que para ambas as métricas a curva combinada (MIX) apresenta probabilidades de ocorrência mais baixas ao longo do ano do que qualquer dos locais isoladamente, aumentando a resiliência do parque gerador.

Figura 4.27 - Extremos de baixa geração geograficamente combinados entre a região de PTR e SMS através das métricas de baixa potência prolongada N_{7h} (a) e da probabilidade de FC diário abaixo de 0,1 $P(FC_d < 0.1)$ (b).



Probabilidades calculadas para níveis de hibridização de 0,1 a 0,9 e com pesos iguais para capacidade instalada em cada local.

Com relação aos percentuais de corte de energia, os valores obtidos para PTR ficaram muito abaixo dos encontrados na literatura. Campos et al. (2020) obtiveram cortes anuais de 0,6% para uma fração solar de 75%, sem armazenamento, frente a 0,2% obtido neste estudo. Ponte et al. (2017) obtiveram um perfil sazonal de cortes semelhante para uma usina com 25% de fração solar em Taracatu (PE), com picos em agosto e setembro, porém os valores médios anuais ficaram em 2,5% frente a 0,5% obtidos neste estudo. A causa destas diferenças se deve em parte ao fator de capacidade eólico local. Embora PTR esteja a algumas dezenas de quilômetros de distância de parques eólicos, o fator de capacidade médio local ($FC = 0,36$) é mais baixo comparado a locais comercialmente explorados, o que aumenta a margem de escoamento da potência solar, reduzindo os cortes. Além do efeito do potencial eólico local, as tecnologias de conversão como aerogeradores diferentes e planta solar com rastreamento, impactam sobremaneira o percentual de corte de energia.

Por fim a baixa sensibilidade dos resultados à degradação da resolução temporal até Δt de 1 hora, também concorda com outros estudos (CAMPOS et al., 2020; EPE, 2020e). Já a sensibilidade ao período de série de dados, mostrou incertezas (MAPE) superiores 40% ao se comparar a estimativa de 1 ano com a de 10 anos. Não há exemplos comparáveis na literatura devido à gama de índices e à escassez de medições tão longas. O trabalho de (EPE, 2020e) no entanto mostrou uma variação de 40% nas estimativas de corte (*curtailment*) ao longo de sete anos de medições eólicas, utilizando um ano solar típico.

Embora os resultados discutidos acima sugiram escalas temporais mais relevantes para a variabilidade da geração eólica e solar, inclusive indicando horizontes de tempo mais vulneráveis a extremos, o avanço dos sistemas de armazenamento de energia co-localizados, como baterias, podem alterar este padrão. Estes sistemas tendem a mitigar primeiramente a variabilidade solar, mais acentuada na escala horária e na medida em que aumentam sua capacidade de armazenamento terão efeito similar também para a estabilidade da geração eólica, mais variável entre os dias, para estes locais de estudo.

5 ANÁLISE DE COMPLEMENTARIEDADE HIDRO-SOLAR LOCAL

Este capítulo investiga a complementariedade hidro-solar local a partir de dados de nebulosidade por satélite e medições locais sobre a área de reservatório de uma usina hidrelétrica brasileira.

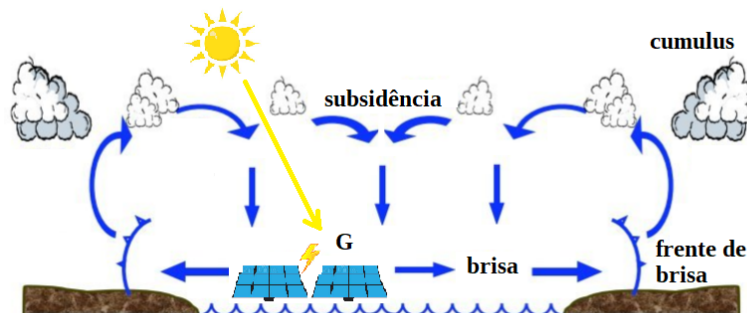
Avalia-se a sinergia entre grandes reservatórios hidrelétricos e seu aproveitamento para a geração híbrida, especificamente por tecnologia solar flutuante (FPV). A abordagem adotada investiga mecanismos físicos capazes de produzir um microclima sobre o reservatório, como a brisa lacustre, capaz de alterar a distribuição de irradiação solar incidente em superfície. O trabalho completo incluindo colaboradores pode ser acessado em [Gonçalves et al. \(2020\)](#).

Neste estudo aborda-se as seguintes questões:

- A presença do reservatório e eventualmente da brisa lacustre, altera o microclima, e conseqüentemente a distribuição de nebulosidade dentro e fora do lago de maneira significativa?
- Como essa nebulosidade se distribui em horários e períodos ao longo do ano?
- Qual o impacto desta distribuição de nebulosidade em termos de ganhos de geração de energia?

A Figura 5.1 ilustra de maneira simplificada o mecanismo de incremento de geração solar investigado.

Figura 5.1 - Diagrama ilustrando o mecanismo de incremento de irradiação sobre um reservatório através da circulação de brisa lacustre e conseqüente inibição da formação de nuvens sobre a área alagada.



5.1 Dados utilizados

5.1.1 Descrição do reservatório hidroelétrico

A área alvo para este estudo é a usina hidrelétrica Serra da Mesa ($S 14^{\circ} 00'$, $W 48^{\circ} 21''$, $474 m$), localizada entre os estados de Goiás e Tocantins, conforme ilustrado na Figura 5.2. A usina tem capacidade instalada de 1.275 MW e seu reservatório foi estabelecido em 1998, em uma região que era originalmente coberta por cerrado. Devido à geomorfologia acidentada na transição entre o planalto central e as baixadas da bacia amazônica, o lago apresenta um padrão dendrítico cobrindo uma superfície de aproximadamente 1.784 km^2 , com profundidade máxima em torno de 150 m. A largura do reservatório atinge até 8 km nas porções mais extensas, e o volume total de água é de cerca de 54,4 bilhões de m^3 . A altitude na região varia de um mínimo de 340 m, próxima ao rio Tocantins, a 1100 m nas cristas mais altas. O clima regional é categorizado como *Aw - Savana Tropical* pela classificação climática de Köppen-Geiger, com inverno seco e estação chuvosa ocorrendo de novembro a março, totalizando 1600 mm de precipitação por ano (PEEL et al., 2007; DINIZ et al., 2018). A precipitação é modulada pelo Sistema de Monções Sul-americano com influência significativa de outros sistemas atmosféricos, como frentes frias e linhas de tempestade. Os ventos são geralmente calmos (2 - 3 m/s), e a temperatura média mensal permanece entre 20° C e 28° C ao longo do ano (VERA et al., 2006).

Figura 5.2 - Vista aérea do reservatório da UHE Serra da Mesa.



Fonte: MARINHA (2020).

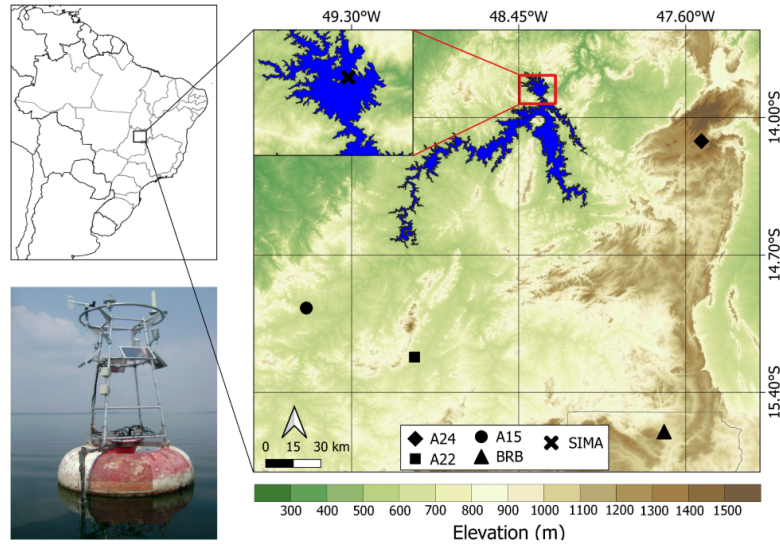
5.1.2 Dados utilizados

Este estudo usa duas fontes de dados para avaliar o impacto da brisa do lago na nebulosidade: i) medições in-situ entre os anos de 2005 e 2010 e; ii) um conjunto de dados de satélite de alta resolução de curto prazo, para o ano de 2018. Os dados in-situ fazem parte de um experimento com colaboradores que será brevemente abordado neste capítulo. Maiores detalhes sobre as análises in-situ neste reservatório podem ser obtidos em [Stech et al. \(2006\)](#) e [Gonçalves et al. \(2020\)](#). Cada um dos conjuntos de dados fornece informações complementares sobre as características da brisa e o impacto sob uma perspectiva climatológica.

5.1.2.1 Dados de superfície

A Figura 5.3 mostra a localização das medições in-situ utilizadas neste estudo. Inclui um sistema flutuante para monitoramento ambiental (SIMA) usado para aquisição de dados meteorológicos onde a boia é ancorada por cabos presos a duas rodas de trem, o que garante uma posição geográfica fixa. Os dados observacionais compreendem registros de hora em hora de 2005 a 2010, sendo que os dados de vento são amostrados em 10 minutos.

Figura 5.3 - A localização geográfica do reservatório de água de Serra da Mesa, a localização das estações de superfície e uma imagem do sistema de coleta de dados SIMA em operação na porção norte do lago.



Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

Quatro outras estações terrestres foram usadas para estimativas regionais de variáveis climáticas para este estudo, como a transmitância de céu-claro (por meio de irradiância horizontal global, G). Essas estações são operadas pelo projeto SONDA do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). A Tabela 5.1 descreve esses dados em mais detalhes, incluindo a bóia SIMA.

Tabela 5.1 - Descrição das estações de medição de superfície utilizadas neste estudo.

Estação Met.	Distância do lago (km)	Lat (°)	Lon (°)	Alt. (m)	Período e Resolução	Variáv. Utiliz.
SIMA ¹	offshore	-13.84	-48.33	476	2005-2010 1 hora	Vento
BRB ¹	140	-15.60	-47.71	1023	2005-2018 1 min	<i>G</i>
A15 ²	64	-14.97	-49.53	522	2007-2018 1 hora	Vento
A22 ²	76	-15.22	-48.98	667	2007-2018 1 hora	<i>G</i> , Vento
A24 ²	63	-14.12	-47.52	1260	2007-2018 1 hora	<i>G</i> , Vento

¹INPE, ²INMET.

Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

5.1.2.2 Dados de satélite

Além dos dados de superfície, dados derivados de satélites foram usados para avaliar as distribuições espaciais de nebulosidade. Foram utilizadas imagens do canal visível geradas pelo satélite GOES-16. Operado pelo NOAA, (*National Oceanic and Atmospheric Administration*). O satélite geoestacionário GOES-16 está posicionado sobre o Equador a 75,2°W e disponibiliza acesso público ao seu banco de imagens (OSCAR, 2020). Utilizou-se as imagens da banda visível *RED* (Canal 2 - comprimento de onda central em 0,64 μm) à resolução espacial de 500 m (no nadir) para detectar feições de pequena escala, como nevoeiro e pequenas nuvens cumuliformes. Imagens do ano de 2018, em intervalos de uma hora, e a resolução de grade esférica nativa, forneceram um diagnóstico do padrão de nebulosidade altamente detalhado sobre o reservatório e suas margens. Apesar da disponibilidade de imagens sub-horárias para o GOES-16 em 2018, as imagens horárias constituem uma amostra de tamanho suficiente para caracterização da nebulosidade ao longo do ano, com adequada significância estatística como será mostrado nos tópicos seguintes.

5.2 Metodologia

5.2.1 Detecção de nuvens por satélite

A detecção de nuvens pelo canal visível dos satélites é prejudicada pelo brilho da superfície. Uma estratégia para superar esse obstáculo é empregar o coeficiente de cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}), como *proxy* para a atenuação da radiação solar causada pela nebulosidade, conforme proposto pela Equação 5.1 por Moser e Raschke (1984)

$$C_{eff} = \frac{(R - R_{min})}{(R_{máx} - R_{min})} \quad (5.1)$$

onde R é a refletância visível adquirida pelo GOES-16 em um determinado pixel, e R_{min} e $R_{máx}$ são as refletâncias para as condições de céu claro e nublado, respectivamente. R_{min} é estimado com base em uma análise estatística de dados de satélite observados no mesmo pixel ao longo de um mês e é dependente do horário devido aos efeitos de anisotropia de superfície. Por outro lado, $R_{máx}$ é a refletância visível máxima normalizada pelo ângulo zenital solar. Embora a refletância das nuvens não seja isotrópica, trata-se de uma aproximação razoável considerando a variabilidade da topologia das nuvens. O C_{eff} é um coeficiente adimensional e pode assumir valores de 0 (céu-claro) a 1 (condição de nebulosidade opticamente muito espessa). É responsável por filtrar a refletividade da superfície, permitindo a detecção de nuvens cúmulos rasas, normalmente formadas em frentes de brisa nas linhas costeiras. Além disso, C_{eff} possui uma relação quase linear com a transmitância da radiação solar global através das nuvens, fornecendo uma forma de estimar a radiação solar incidente na superfície (STUHLMANN et al., 1990). Dados horários do satélite GOES-16 foram processados para obter os valores C_{eff} necessários para avaliar a influência da brisa lacustre na nebulosidade e, portanto, na irradiância solar incidente na superfície (G).

O teste de homogeneidade de duas amostras de Kolmogorov-Smirnov (teste K-S) foi aplicado para suportar conclusões sobre as diferenças na distribuição de nebulosidade nas áreas interna e externa do reservatório de Serra da Mesa. Este teste não paramétrico permite inferir, a um determinado nível de significância (α), se dois conjuntos de dados têm a mesma função de distribuição acumulada (CDF). O parâmetro estatístico Dn é a diferença absoluta máxima entre duas CDF's, conforme mostrado na Equação 5.2:

$$D_n = \max(|F(x) - R(x)|) \quad (5.2)$$

onde $R(x)$ é a função de distribuição cumulativa de referência e $F(x)$ é a distribuição testada. O teste K-S rejeita a hipótese nula se Dn não estiver dentro dos limites críticos V_c dados na Equação 5.3 para $\alpha = 0,01$.

$$V_c = 1.63 \sqrt{\frac{(n1 + n2)}{(n1n2)}} \quad (5.3)$$

onde $n1$ e $n2$ são os tamanhos das amostras. Uma abordagem similar foi utilizada e explicada em detalhes em [Espinar et al. \(2009\)](#).

5.2.2 Avaliação da radiação solar incidente

O índice de claridade k_t foi usado para avaliar o efeito da brisa lacustre sobre a irradiância solar incidente na superfície da água e nas áreas ao redor do reservatório de Serra da Mesa. O índice de claridade é definido pela Equação 5.4.

$$k_t = \frac{G}{G_{toa}} \quad (5.4)$$

onde G e G_{toa} são a irradiância solar horizontal global incidente na superfície e no topo da atmosfera. O G_{toa} é facilmente obtido com base nos dados de localização geográfica e do ângulo zenital solar. A relação entre o índice de claridade (k_t) e a cobertura de nuvens efetiva (C_{eff}), obtida a partir de imagens de satélite, foi introduzida pela primeira vez por [Moser e Raschke \(1984\)](#) e constitui um parâmetro crítico em muitos algoritmos numéricos de transferência radiativa ([STUHLMANN et al., 1990](#); [BEYER et al., 2004](#); [MARTINS et al., 2008](#)). A irradiância solar incidente na superfície depende apenas da transmitância atmosférica em condições de céu claro (τ_{clear}), quando $C_{eff} = 0$. Por outro lado, na condição $C_{eff} = 1$, a transmitância atmosférica (T_{cloud}) corresponde a um céu nublado, com espessura óptica máxima da nuvem e ausência do feixe de radiação solar atingindo a superfície. O intervalo entre essas duas transmitâncias define a inclinação da curva que converte C_{eff} em irradiância global horizontal (G) na superfície (Equação 5.5).

$$k_t = \frac{G}{G_{toa}} = (1 - C_{eff})(\tau_{clear} - \tau_{cloud}) \quad (5.5)$$

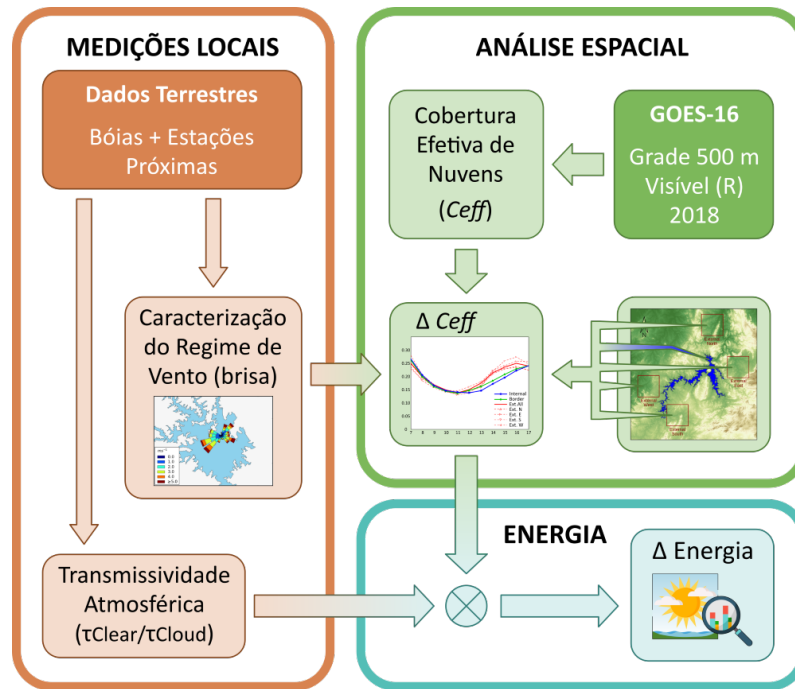
Os valores de τ_{clear} dependem apenas dos gases atmosféricos, aerossóis, vapor de água e massa de ar, enquanto os valores de τ_{cloud} são uma função da profundidade óptica máxima da nuvem, uma vez que a transmitância da nuvem é o principal fator de modulação da irradiância solar em condição nublada. É razoável assumir valores relativamente estáveis para τ_{clear} e τ_{cloud} em zonas climáticas semelhantes. Da Equação 5.5 $k_{t_{clear}} = \tau_{clear}$ para condição de céu sem nuvens ($C_{eff} = 0$), e $k_{t_{cloud}} = \tau_{cloud}$ em condição de céu totalmente nublado ($C_{eff} = 1$). Foram selecionados dados de irradiância solar para céu limpo de três locais de medição representativos para estimar o valor $k_{t_{clear}}$ típico observado na região do reservatório de Serra da Mesa. Os parâmetros para um modelo simples de céu claro, descritos na Equação 5.6, foram ajustados para considerar a influência do ângulo zenital solar (massa óptica) sobre os valores de $k_{t_{clear}}$ (CANO et al., 1986).

$$k_{t_{clear}} = k_{0_{t_{clear}}} \cdot (\cos(\theta z))^{1,15} \quad (5.6)$$

onde θz é o ângulo zenital solar e $k_{0_{t_{clear}}}$ a transmitância de céu claro para $\theta z = 0$. A inferência do valor típico de τ_{cloud} para a região do reservatório de Serra da Mesa a partir de medições na superfície foi desafiadora. Isso porque nuvens mais espessas são raras, reduzindo a confiança de valores extremos da distribuição k_t . Assim, adotou-se um valor constante de $k_{t_{cloud}} = 0,05$, com base em estudos anteriores de modelagem de irradiância (STUHLMANN et al., 1990; DAGESTAD; OLSETH, 2007).

As análises apresentadas acima foram organizadas de modo a conduzir as evidências científicas a um diagnóstico do impacto do sistema de brisa lacustre sobre a nebulosidade e sobre a irradiação solar, como mostra o fluxograma da Figura 5.4.

Figura 5.4 - Fluxograma das três estratégias utilizadas neste estudo para caracterizar a brisa do lago: medições in situ (5 anos), um conjunto de dados de satélite de alta resolução de curto prazo (um ano).



Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

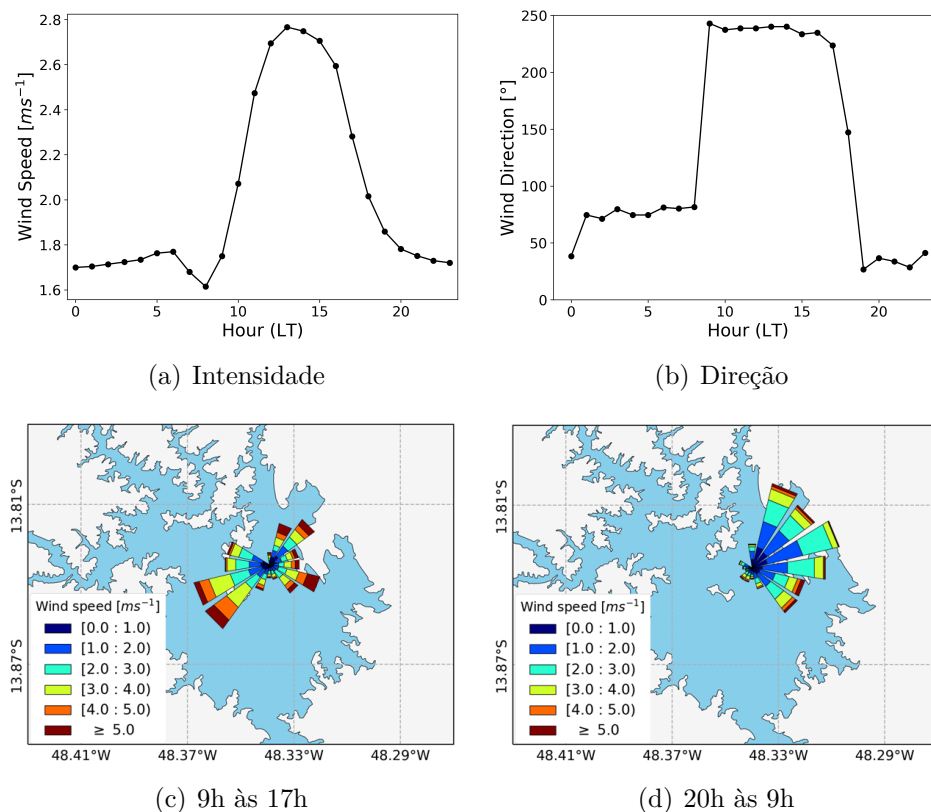
5.3 Resultados

5.3.1 Identificação da brisa a partir de medições de superfície

A Figura 5.5 mostra o ciclo horário do vento a partir de medições entre 2005 e 2010 pelo SIMA, conforme publicado em Gonçalves et al. (2020) (preparado por Robson Passos). A direção do vento predominante pela manhã é nordeste ($\approx 80^\circ$), mudando repentinamente para o sudoeste ($\approx 250^\circ$) após as 10h local. As Figuras 5.5(c) e 5.5(d) trazem um outro recorte dos dados e confirmam o padrão observado com algum detalhamento quanto a direções preferenciais. A velocidade média do vento a 10 m é inferior a 3 m/s, o que contribui para a formação da brisa devido à menor turbulência mecânica, favorecendo a separação dos fluxos de superfície entre as áreas interna e externa, conforme Figura 5.5(a). Este padrão de vento é compatível com a brisa lacustre conforme observado em outros estudos (ESTOQUE, 1980; STIVARI et al., 2005; POTES et al., 2017). Diferentemente de brisas marítimas, nas brisas lacustres as circulações em cada linha costeira não ocorrem de forma independente, mas inte-

ragem formando uma região comum de subsidência sobre a água. Este mecanismo já foi confirmado por outros estudos (IAKUNIN et al., 2018; CORNER; MCKENDRY, 1993). Neste caso não há medições próximas a outras margens do reservatório, mas as evidências apontam se tratar de um padrão típico de brisa lacustre.

Figura 5.5 - Ciclo diário da intensidade e direção do vento sobre o reservatório a partir de dados medidos de 2005 a 2010 pela SIMA.



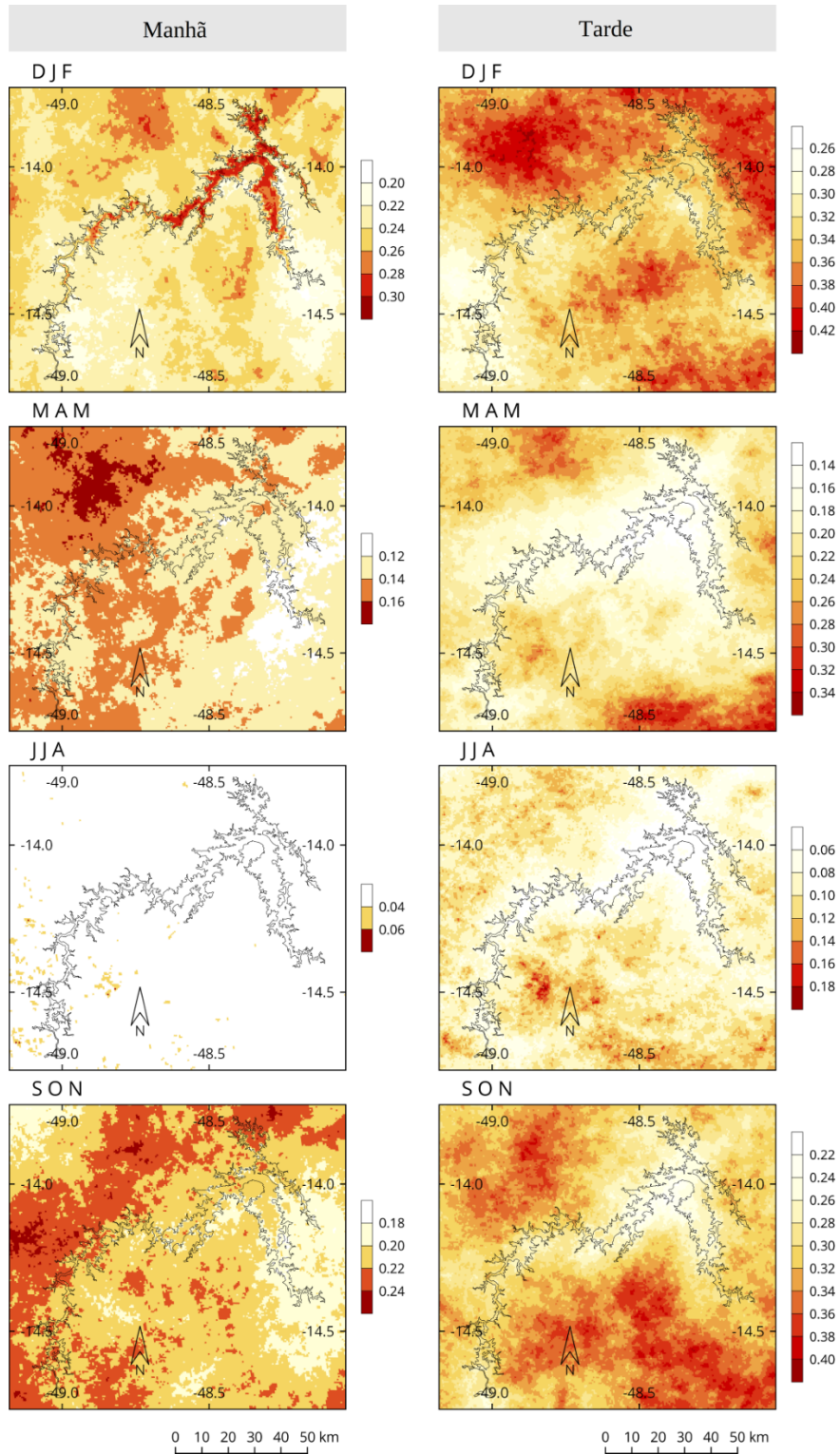
Fonte: Gonçalves et al. (2020).

5.3.2 Análise espacial de nebulosidade na área do reservatório

Mapas de C_{eff} foram obtidos a partir de imagens visíveis do GOES-16 com base na Equação 5.1 em intervalos de tempo de 1 hora, para uma região distante até 100 km das margens do reservatório (doravante denominada região de domínio). A Figura 5.6 mostra a média sazonal de nebulosidade sobre a superfície da água e áreas adjacentes, para os períodos da manhã e da tarde. Os mapas da manhã são compostos por imagens adquiridas das 09h às 11h local, enquanto os mapas da tarde são compostos por imagens das 14h às 16h local. Todos os mapas mantêm

a mesma resolução horizontal de 500 m das imagens de satélite originais. Há uma diferença insignificante entre a nebulosidade sobre o lago e áreas adjacentes (externas), longe das margens durante o período da manhã. Há no entanto um aumento da nebulosidade sobre o lago durante o verão (DJF). Esta anomalia foi causada pelo reflexo especular do sol na superfície da água chamado *sun glint*. Este fenômeno foi detectado em imagens de satélite visíveis adquiridas entre 01 a 26 de janeiro e entre 05 a 31 de dezembro de 2018, de forma recorrente às 10h local, portanto, não está relacionada à nebulosidade local. Para mais detalhes sobre a detecção de *sun glint* ver Apêndice C.1. Nenhuma evidência de *sun glint* foi detectada em outros períodos, e geometricamente seria improvável, embora essa possibilidade não possa ser completamente descartada. Em comparação com o continente ao redor, a nebulosidade reduzida sobre o lago é perceptível nos mapas durante as tardes. O C_{eff} sobre a superfície do lago é cerca de 0,04 ($\approx 12\%$) menor do que sobre o continente durante o verão (DJF), e até 0,08 ($\approx 30\%$) durante as estações de outono (MAM) e primavera (SON). No entanto, algum nível de incerteza nesses valores é esperado devido à variabilidade interanual. Notavelmente, os mapas mostram um ligeiro desvio para sudoeste na silhueta do reservatório sobre a nebulosidade, causada pela deriva devido aos ventos predominantes do nordeste na região.

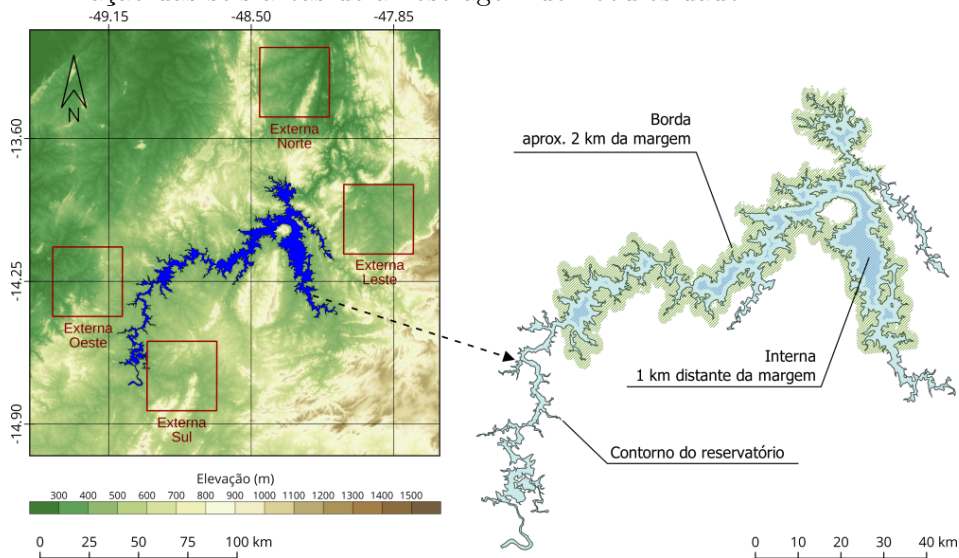
Figura 5.6 - Mapas sazonais de estimativas de C_{eff} (%) sobre a região de Serra da Mesa. Dados para as manhãs (9-11h local) e tarde (14-16h local) para (a) Dezembro, Janeiro, Fevereiro (DJF); (b) Março, Abril, Maio (MAM); (c) Junho, Julho, Agosto (JJA); e (d) Setembro, Outubro, Novembro (SON).



Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

Embora seja possível notar a projeção do lago no campo de nuvens, a observação visual tem caráter subjetivo, o que demanda uma análise estatística para quantificar esta influência. Assim, tomou-se seis áreas-alvo em diferentes locais da região do domínio: a área interna (superfície da água), definida como a área inundada contígua com pelo menos 2 km de largura entre margens; as bordas, área continental limitadas por um *buffer* de 2 km das margens; e quatro áreas externas (continente adjacente), distribuídas em regiões cardeais (N, E, S, W) a mais de 2 km das margens do reservatório, conforme mostrado na Figura 5.7. Essas quatro áreas externas foram escolhidas em locais com topografia semelhante à área original do reservatório (pré-inundação).

Figura 5.7 - Topografia da região no entorno do reservatório de Serra da Mesa e a localização das seis áreas de amostragem de nebulosidade.



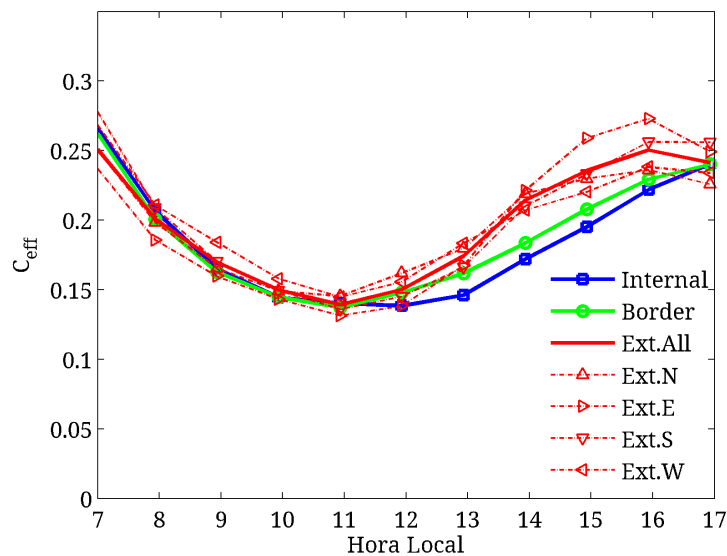
Quatro áreas externas (esquerda), bordas e áreas internas (direita).

Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

Para obter valores representativos da nebulosidade observada pelo satélite em cada área-alvo, calculou-se a média espacial de C_{eff} para 50 pixels ($0,25\text{km}^2$) a cada hora, amostrados aleatoriamente em cada uma das seis áreas-alvo (interna, bordas e externa N, E, S, W). Por fim a nebulosidade nas áreas externas foi avaliada de duas maneiras: i) as quatro áreas externas foram analisadas independentemente, e ii) as quatro áreas externas foram concatenadas para formar uma área externa geral, restando a variância de nebulosidade observada dentro de cada área alvo. A Figura 5.8

mostra o ciclo diário de nebulosidade média horária para 2018. O gráfico linear evidencia a característica persistente da brisa lacustre, começando por volta das 12h local e produzindo diferenças nos valores de C_{eff} de até 0,05 (25%) entre as áreas interna e externa do reservatório. As bordas mostram um padrão intermediário, mais próximo da área interna (superfície da água) do que da área externa. A Tabela 5.2 lista os valores detalhados, incluindo o incremento relativo de nebulosidade em relação à superfície da água. Os dados confirmam as impressões da observação visual de C_{eff} da Figura 5.6. A nebulosidade aumenta na medida em que se afasta do reservatório em qualquer uma das quatro direções cardeais. O mesmo padrão é verificado ao observar a nebulosidade apenas pela tarde (14h às 16h local). Comparando a nebulosidade sobre a superfície da água com a nebulosidade sobre as áreas externas combinadas, nota-se uma diminuição de 5,7% e 19,0% no C_{eff} médio para os períodos diurno e vespertino, respectivamente.

Figura 5.8 - Médias horárias do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens C_{eff} para as áreas alvo do reservatório de Serra da Mesa no ano de 2018.



Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

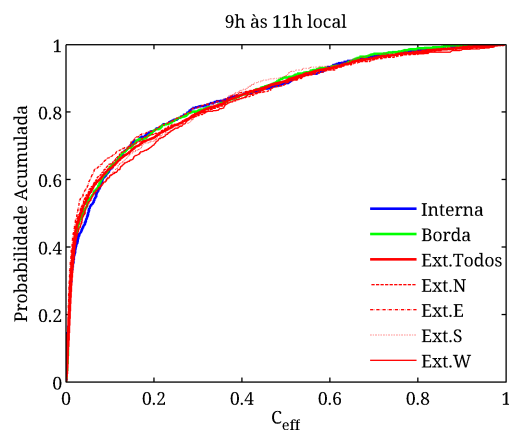
Tabela 5.2 - Comparação das médias de C_{eff} para o período diurno (7h-17h local) e vespertino (14h-16h local) para cada área alvo do reservatório de Serra da Mesa.

Área alvo	Diurno (7h-17h)	Diferença Interno	Tarde (14h-16h)	Diferença Interno
Interno	0,187	-	0,196	-
Bordas	0,188	0,5%	0,207	5,4%
Externo N	0,196	4,7%	0,229	16,4%
Externo L	0,197	5,0%	0,251	27,9%
Externo S	0,200	6,6%	0,233	18,7%
Externo W	0.199	6,4%	0,222	13,0%
Externo Comb.	0.198	5,7%	0,234	19,0%

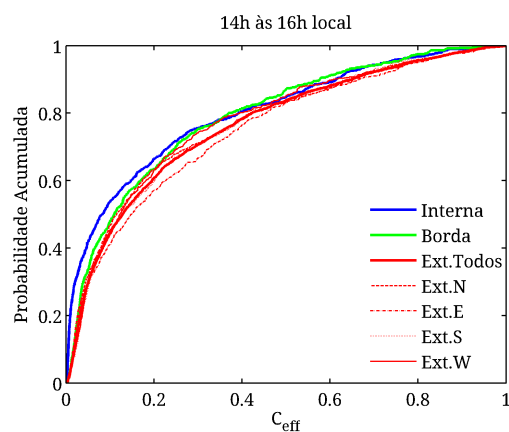
Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

A Figura 5.9 mostra a função de distribuição cumulativa empírica ($eCDF$) dos valores de C_{eff} nos períodos da manhã e da tarde. A Figura 5.10(a) mostra probabilidades acumuladas semelhantes para a nebulosidade em todas as áreas-alvo durante a manhã (09h às 11h local). Por outro lado, a Figura 5.10(b) mostra uma curva diferenciada para a área interna do lago durante a tarde (14h às 16h local), conforme esperado pelos resultados anteriores. Pode-se constatar dois pontos: primeiro, a redução da nebulosidade média diária sobre a superfície da água é consequência das tardes sem nuvens geradas pela brisa lacustre; e segundo, a brisa lacustre induziu uma anomalia local de nebulosidade, uma vez que todas as quatro áreas externas apresentaram aumento de nebulosidade, o que dificilmente ocorreria ao acaso.

Figura 5.9 - Função de distribuição acumulada empírica ($eCDF$) para C_{eff} em cada área alvo durante o período da manhã e tarde.



(a) 9h às 11h local



(b) 14h às 16h local

Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

A Tabela 5.3 resume os resultados do teste K-S comparando as $eCDFs$ de nebulosidade sobre a área alagada e áreas de terra firme. A hipótese alternativa ($H1$) implica que a $eCDF$ de nebulosidade sobre as áreas externas é menor do que a $eCDF$ sobre a superfície da água, indicando que a nebulosidade na área externa tende a ser maior do que a área interna. Os valores de significância p apresentados se referem ao erro Tipo 1, entendido como a probabilidade de rejeição da hipótese nula considerando-a verdadeira. Os valores de p diários e vespertinos são extremamente baixos, indicando alta confiança de que as distribuições são diferentes (a hipótese alternativa $H1$ é verdadeira). Por outro lado, há um valor p mais alto de 1.81×10^{-2} para a manhã, indicando maior incerteza ao assumir que a hipótese nula é falsa.

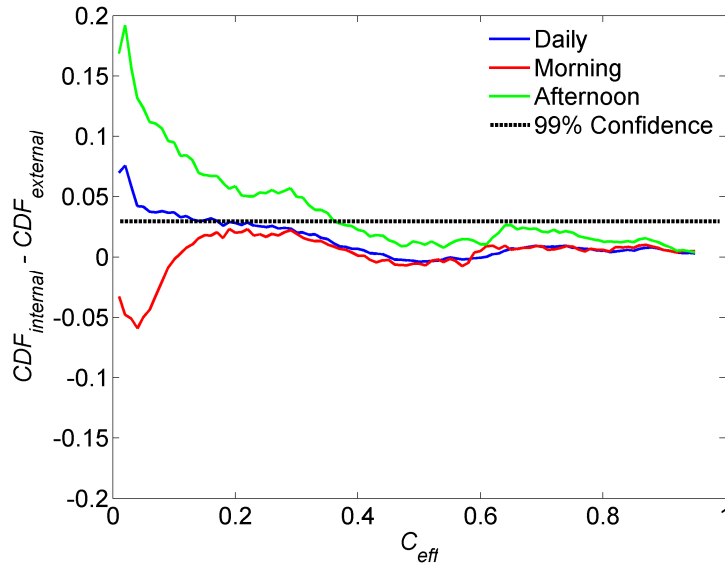
Tabela 5.3 - Tabela de valores p para o teste K-S unilateral comparando as funções de distribuição cumulativa empírica de C_{eff} nas área interna e externa do reservatório. Hipótese nula $H_0: \mu_{Interno} = \mu_{Externo}$. Onde μ representa o valor médio da distribuição da qual as amostras foram retiradas.

Hipótese Alternativa	Valor-p Diurno	Valor-p Manhã	Valor-p Tarde
$H_1 : \mu_{Interno} < \mu_{Externo}$	1.30×10^{-16}	1.81×10^{-2}	6.52×10^{-20}

Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

A Figura 5.10 mostra diferenças absolutas de probabilidade cumulativa para a área interna ($CDF_{interno}$) e área externa ($CDF_{externo}$) em função dos valores de C_{eff} para os períodos diário, manhã e tarde. O limite crítico correspondente (V_c) para um nível de confiança de 99% é traçado. O gráfico mostra que as diferenças entre as $eCDF$ excedem o limite crítico para o intervalo de C_{eff} até 0,20, para médias diárias, e até 0,40 para médias vespertinas. Este resultado indica maior frequência relativa de valores mais baixos de C_{eff} na área interna quando comparado à área externa. Este resultado reforça a hipótese de que o reservatório afeta principalmente a convecção rasa, uma vez que as nuvens convectivas profundas, mais brilhantes ($C_{eff} \gg 0,4$) são menos suscetíveis à influência local da brisa lacustre. Os resultados do teste K-S constituem mais uma evidência de que a frequência de nuvens rasas sobre a área alagada é menor do que sobre as áreas externas no reservatório de Serra da Mesa.

Figura 5.10 - Diferenças absolutas de probabilidade acumulada para área interna ($CDF_{interno}$) e área externa ($CDF_{externo}$) em função dos valores de C_{eff} para os períodos diário, manhã e tarde para a usina hidrelétrica Serra da Mesa. A linha horizontal representa o limite de teste unilateral V_c com um nível de confiança de 99%.



Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

5.3.3 A influência do reservatório na irradiação solar incidente

Uma estimativa do valor típico de $k_{0_{t_{clear}}}$ para o reservatório de Serra da Mesa foi obtida ajustando a Equação 5.6 aos dados de irradiância solar global medidos em três estações meteorológicas de superfície na região norte do estado de Goiás. Amostras de céu-claro foram selecionadas manualmente e convertidos em índice de claridade observado ($k_{t_{clear}}$). O procedimento de ajuste foi realizado para intervalos de 5° do ângulo do zenital a fim de reduzir as incertezas nas estimativas. Os dados de irradiância observados com elevação inferior a 20° foram descartados pois as incertezas nesta faixa são elevadas. A Tabela 5.4 mostra os resultados para os valores $k_{t_{clear}}$ obtidos em cada local de medição para dois intervalos de ângulo zenital solar. A última linha mostra os resultados obtidos ajustando o modelo para dados dos três locais juntos. O $k_{t_{clear}}$ combinado foi assumido como representativo para estimativas regionais. A diferença entre o $k_{t_{clear}}$ regional e o $k_{t_{clear}}$ específico de cada local varia de 1,3% para ângulos zenitais baixos a cerca de 3,5% para ângulos zenitais altos, se mostrando bastante estável.

Tabela 5.4 - Lista das estações de medição de superfície usadas para estimar os valores das transmitâncias atmosféricas de céu-claro ($k_{t_{clear}}$). O modelo simples descrito na Equação 5.6, foi utilizado para interpolar as estimativas em intervalos de 5° de ângulo zenital solar. A tabela apresenta os resultados para dois dos intervalos. A última linha exhibe os resultados obtidos usando dados dos três locais de medição combinados, como aproximação para o $k_{t_{clear}}$ regional.

Estação	$k_{t_{clear}}$	$k_{t_{clear}}$
Meteorológica	$\theta < 5^\circ$	$55^\circ < \theta < 60^\circ$
BRB	0,760	0,710
A22	0,750	0,670
A24	0,770	0,680
Regional	0,759	0,685

Fonte: Adaptado de Gonçalves et al. (2020).

O índice de claridade k_t foi calculado usando a Equação 5.5 para os valores C_{eff} fornecidos pelo GOES-16 para cada dia e horário, e em seguida foi calculada a média ao longo do ano para as três áreas: interna (alagada), bordas e áreas externas combinadas. O cálculo da irradiância global G foi realizado multiplicando-se o índice de claridade k_t pela irradiância no topo da atmosfera G_{toa} de acordo com a Equação 5.4. A Tabela 5.5 mostra as estimativas de incremento de irradiância solar global incidente sobre a área do reservatório de Serra da Mesa em relação às áreas externas adjacentes. Os resultados da tabela sugere que a nebulosidade local reduzida aumenta a média anual de irradiância solar incidente em cerca de 1,73% das 7h às 17h local. Este aumento chega a 4,51% para o período da tarde (das 14h às 16h local).

Tabela 5.5 - Comparação entre valores médios do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens C_{eff} e respectivas estimativas de irradiância solar global horizontal G_{est} incidentes sobre diferentes áreas do reservatório hidrelétrico de Serra da Mesa. A irradiância solar global incidente em áreas externas foi usada como referência para calcular o incremento nas demais áreas.

Região	Diurno (7h-17h)			Tarde (14h-16h)		
	C_{eff} médio	G_{est} (Wm^{-2})	G_{est} incr.	C_{eff} médio	G_{est} (Wm^{-2})	G_{est} incr.
Interna	0,187	523,8	1,73%	0,196	549,0	4,51%
Bordas	0,188	521,6	1,30%	0,207	542,1	3,20%
Externa	0,198	514,9	-	0,234	525,3	-

As diferenças para o período da manhã não foram significativas e não foram mostradas.

Fonte: Adaptado de [Gonçalves et al. \(2020\)](#).

5.4 Discussão

O presente estudo sugere que a circulação induzida pela área alagada (brisa lacustre) reduz a nebulosidade média sobre o reservatório da usina hidroelétrica de Serra da Mesa. Esta afirmação é sustentada por análises complementares realizadas por colaboradores e publicadas conjuntamente em [Gonçalves et al. \(2020\)](#) as quais serão detalhados brevemente a seguir. A análise dimensional do lago através da dimensão característica L proposta por [Doran et al. \(1995\)](#) confirmou que o mecanismo de brisa se sobrepõe ao fluxo atmosférico em grande escala e gera uma climatologia de vento regional modificada. Mais além, séries de imagens satelitais de 15 anos, cobrindo o período anterior e posterior ao enchimento do reservatório, atestaram uma mudança na distribuição da frequência de nebulosidade estatisticamente significativa para a área interna. As áreas externas, todavia, permaneceram homogêneas, descartando qualquer tendência dos dados.

A presença de brisa lacustre em grandes lagos continentais e seu impacto sobre a nebulosidade não é inédita e já foi relatada em diversos trabalhos ([IAKUNIN et al., 2018](#); [ASEFI-NAJAFABADY et al., 2010](#); [SEGAL et al., 1997b](#)). Neste estudo foi encontrado um coeficiente de cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}) em média 5,7% maior sobre as áreas externas adjacentes comparado à área interna do lago. As bordas apresentam nebulosidade intermediária, mas tendem aos valores internos do reservatório. Para efeito de comparação, [Yin et al. \(2000\)](#) encontraram diferenças

de 13,4% na fração de cobertura de nuvens entre a área interna e externa do lago Victória (África central), também em região tropical. Há de se ressaltar que a fração de cobertura de nuvens e o (C_{eff}) possuem formulações diferentes o que prejudica uma comparação direta.

Com relação aos impactos sobre o potencial solar, a irradiância sobre a área alagada indicou um incremento médio de 1,73% no valor diurno, e de 4,51% no vespertino. São incrementos discretos do ponto de vista de geração de energia, porém se mostraram consistentes e devem se somar à demais efeitos destes sistemas flutuantes. Faltam referências na literatura para uma comparação criteriosa deste resultados. Lindfors et al. (2020) investigaram o potencial solar sobre o mar Báltico encontrando 8% de incremento na irradiação solar global a 20 km da costa, através de estimativas por satélite. Trata-se de resultado interessante mas a diferença de escala entre as áreas alagadas (Mar Báltico e UHE Serra da Mesa) é de 10^3 o que prejudica a comparação.

Do ponto de vista de geração fotovoltaica, o aumento na irradiância solar observado corresponde a um incremento anual médio de 1622 kWh/kWp para 1696 kWh/kWp (PEREIRA et al., 2017). Além disso, uma vez que as plantas fotovoltaicas flutuantes (FPV) apresentam eficiência superior devido ao maior resfriamento do módulo fotovoltaico, um ganho adicional até 6% pode ser esperado de acordo com resultados obtidos por Dörenkämper et al. (2021) para um reservatório tropical em Singapura. Estes valores levariam a um rendimento fotovoltaico médio de até 1798 kWh/kWp para um sistema flutuante no reservatório de Serra da Mesa.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma revisão de conceitos e estudos sobre a variabilidade climática e geração de energia solar e eólica, com foco em padrões complementares e geração híbrida. Investigou-se mais profundamente de que forma o comportamento temporal e espacial do vento e da radiação solar afetam a geração combinada de usinas híbridas solar-eólicas e solar-hidráulicas em localidades específicas.

Na análise de complementariedade solar-eólica avaliou-se diferentes métricas de variabilidade e de extremos para duas localidades em domínios climáticos onde plantas solares e eólicas são comercialmente viáveis (interior de PE e RS). Os resultados mostram alta sensibilidade à escala de tempo da análise. A geração solar apresenta elevada variabilidade intradiária, no entanto é mais estável em escalas de dias a meses. Nas análises de fração ótima para todos os critérios há ganhos de estabilização ou redução na frequência de extremos para um certo nível de hibridização. A fração solar ótima varia de uma planta majoritariamente eólica, em escala horária (fração solar de 30% a 50%), a uma planta majoritariamente solar em escalas diárias e mensais (fração solar de 60% a 90%). Estes resultados mostraram pouca dispersão entre as diferentes métricas, oscilando $\pm 20\%$ desde que mantidas as escalas temporais de análise. A complementariedade dos perfis médios mostrou ganhos substanciais na escala intradiária a partir da geração híbrida, devido a um balanço entre a irradiância diurna e ventos noturnos mais intensos, tanto em PTR quanto em SMS. Esta intensificação noturna dos ventos sugere a influência de circulações de meso e microescala associadas à topografia e à estratificação térmica da atmosfera local, no entanto mais estudos são necessários para detalhar os mecanismos físicos associados. Observou-se um balanço positivo também na escala sazonal para SMS, resultado pouco discutido na literatura consultada. Para PTR houve complementariedade mínima nesta escala, tendendo a uma planta solar (90%) mais estável.

Outro resultado relevante se refere aos extremos, que têm seu impacto reduzido em mais de 50% pela adoção de níveis modestos de hibridização, como frações solares de 20% ou 80%. Isto é válido tanto para percentis mínimos quanto para atenuação dos montantes de corte em caso de restrições de despacho. Um padrão regional interessante foi identificado para eventos prolongados de baixa potência (N_{7h}), onde nota-se um balanço de risco entre usinas híbridas no interior do NE e no RS. Enquanto em PTR estes eventos são mais frequentes na primavera e verão, em SMS se concentram ao longo do outono e inverno. Isso evidencia os benefícios da com-

plementariedade não apenas em escala local, mas regional, aumentando a resiliência do sistema elétrico a extremos climáticos.

Foi avaliada ainda a sensibilidade destes resultados à variação no período dos dados e na resolução temporal das séries. A resolução mostrou baixo impacto para intervalos de até 3 h na maior parte dos índices ($MAPE < 10\%$), exceto para o N_{7h} , o que já era esperado devido ao próprio método de cálculo (intervalos maiores afetam a detecção destes eventos). A redução no período de dados entretanto, mostrou incertezas crescentes, atingindo $MAPE \approx 20\%$ superior para variabilidade média, e até 40% para índices de extremos, ao utilizar apenas 1 ano de dados.

Embora as conclusões apresentadas acima esclareçam um pouco mais a dinâmica de complementação entre a fonte eólica e solar no Brasil, há de se ressaltar suas limitações. Foram investigados locais com potencial eólico interessante porém substancialmente mais baixos do que plantas eólicas comerciais, cujo fator de capacidade médio supera com frequência 0,40. Isso aumenta a margem de complementação para plantas solares, de modo que o ponto de hibridização ótimo pode ser deslocado. Mais além, foram utilizadas séries pontuais, o que prejudica a representatividade espacial dos resultados e sua validade a nível regional. Espera-se que para as variabilidades diárias e mensais as conclusões sejam mais gerais, devido ao acoplamento entre escalas temporais e espaciais dos sistemas meteorológicos. Do ponto de vista técnico, outras curvas de conversão de potência para modelos diferentes de aerogerador ou sistemas de rastreamento solar devem impactar os resultados, trazendo um ajuste fino nas métricas mas não a ponto de invalidar conclusões mais gerais, conforme demonstrou [Ponte et al. \(2017\)](#). Por fim, aspectos econômicos e regulatórios do mercado de energia não foram analisados, de maneira que a evolução dos custos e preços horários podem levar a soluções diferentes das apontadas neste trabalho, que abordou estritamente aspectos da meteorologia da energia de usinas híbridas.

Na análise de complementariedade hidro-solar investigou-se os possíveis ganhos advindos da associação de uma usina solar flutuante (FPV) a um reservatório hidrelétrico, destacando os incrementos de potencial solar produzidos pelo microclima induzido pelo lago. Este estudo avaliou as distribuições espaciais de nebulosidade especificamente para o reservatório da UHE Serra da Mesa, localizado na região central do Brasil. Mostrou-se que a brisa lacustre é detectável a partir de medições de vento in situ. Além disso, imagens de satélite geoestacionário em alta resolução foram utilizadas para avaliar a distribuição espacial da nebulosidade. Identificou-se a assinatura do contorno do lago nos campos de nuvens, no período da tarde durante

todo o ano, sugerindo um padrão persistente de brisa lacustre.

A análise espacial permitiu ainda identificar uma redução estatisticamente significativa de 5,7% no coeficiente de cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}) sobre a superfície da água em relação ao entorno do reservatório. Uma análise horária mostrou que as maiores diferenças de nebulosidade ocorrem das 12h às 16h local, e predominantemente sobre nuvens rasas. A irradiância solar global sobre a área alagada mostrou um incremento médio de 1,73%, ocasionando uma produtividade fotovoltaica de 1696 kWh/kWp a 1798 kWh/kWp se considerados os ganhos também de resfriamento dos painéis.

Algumas limitações deste estudo devem ser mencionadas. Trata-se de um estudo de caso para um reservatório específico e, apesar de muito provável, essas conclusões não devem ser assumidas para outros reservatórios tropicais. Análises adicionais são necessárias para avaliar a extensão do fenômeno para outras localidades. Outra limitação diz respeito à análise quantitativa aqui apresentada. O critério para seleção de pontos de grade e a metodologia do C_{eff} adicionam incerteza relacionada à amostragem de nebulosidade. A variabilidade interanual, por outro lado, também contribui para a incerteza, uma vez que utilizou-se um único ano de dados satelitais. Uma análise de longo prazo é necessária para fornecer medidas climatologicamente consistentes. Como desdobramento desejável deste estudo, está a ampliação do número de reservatórios avaliados e a extensão do período de dados de nebulosidade. É esperado que o incremento de irradiância solar e de rendimento do FPV varie bastante para usinas hidrelétricas que operam em diferentes domínios climáticos do território brasileiro. Uma análise preliminar sobre dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar mostra incrementos nas médias anuais de irradiação entre 2% e 8% para grandes reservatórios tropicais no país.

Este trabalho ofereceu a oportunidade de testar alguns métodos para o estudo de complementariedade de usinas híbridas utilizando variabilidade climática como subsídio para a otimização destes sistemas. Tanto as usinas híbridas solar-hidráulicas quanto solar-eólicas estão se tornando alternativas viáveis para integrar as energias renováveis variáveis ao sistema elétrico nacional. Mostrou-se que a sinergia de usinas híbridas vai além de aspectos logísticos e econômicos, como compartilhamento de linhas de transmissão ou mesmo a capacidade de regularização de potência dos reservatórios hidrelétricos. Seja pelo mecanismo de brisa lacustre, ou pela atenuação de extremos, o acoplamento climático entre vento e radiação solar ficou evidente, o que remete a um paradigma no planejamento elétrico brasileiro. Análises estatísticas

comumente feitas no domínio da frequência para estimar riscos e garantias físicas, no caso de usinas híbridas precisam evoluir para análises acopladas (ex: cópulas), que permitam aferir os ganhos advindos da interdependência dos recursos.

Nesse sentido, como linhas de pesquisa futuras sugere-se a investigação de padrões de complementariedade solar e eólica em escala regional, a partir de modelos ou reanálises atmosféricas para períodos mais longos. Além disso, o desenvolvimento de novos índices para extremos (como rampas) e a identificação de modos de variabilidade climática relevantes, através de ferramentas de climatologia estatística como a análise de componentes principais, permanece um campo pouco explorado pelo setor de planejamento de geração solar e eólica no país.

Ressalta-se, contudo, que nesta análise não foram avaliados os impactos das mudanças climáticas sobre as complementariedades apresentadas. Ao se considerar horizontes de longo prazo, típicos para planejamento energético, estes efeitos devem ser considerados. Pode-se adiantar que a complementariedade entre fontes de energia tende a favorecer a resiliência climática do sistema, promovendo a adaptação ao clima futuro. Sob essa ótica é razoável assumir que os serviços climáticos para o setor de energia ganharão importância crescente em face da transição energética em curso, se tornando essenciais para prover segurança energética ao menor custo à futura matriz nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acesso em: 25 mar. 2021. 7, 8, 16, 21, 44
- ALMEIDA-PRADO, F.; ATHAYDE, S.; MOSSA, J.; BOHLMAN, S.; LEITE, F.; OLIVER-SMITH, A. How much is enough? an integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1132–1136, 2016. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010205>>. 13
- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Rio de Janeiro: Ministerio de Minas e Energia, 2001. 16, 32
- ANDREOLI, R. V.; KAYANO, M. T. Multi-scale variability of the sea surface temperature in the Tropical Atlantic. **Journal of Geophysical Research**, v. 109, n. C5, p. C05009, 2004. ISSN 0148-0227. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1029/2003JC002220>>. 27, 28
- ANJOS, P. S.; SILVA, A. S. A.; STOŠIĆ, B.; STOŠIĆ, T. Long-term correlations and cross-correlations in wind speed and solar radiation temporal series from Fernando de Noronha Island, Brazil. **Physica A: Statistical Mechanics and its Applications**, v. 424, p. 90–96, 2015. ISSN 03784371. 34
- AQUILA, G.; PAMPLONA, E. d. O.; QUEIROZ, A. R. de; ROTELA JUNIOR, P.; FONSECA, M. N. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 1090–1098, 2017. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.013>>. 23
- ARAÚJO, L. M.; SILVA, E. M.; COSTA, A. A.; SALES, D. C.; VASCONCELOS JUNIOR, F.; GUIMARÃES, S. O. Assessment of the wind resources simulated over the Ceará state: a case study for the El Niño 97/98 and for the La Niña 98/99. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 29, n. 1, p. 139–152, 2014. ISSN 0102-7786. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-77862014000100013&lng=pt&tlng=pt>. 28

ARGUEZ, A.; VOSE, R. S. The definition of the standard WMO climate normal: the key to deriving alternative climate normals. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 92, n. 6, p. 699–704, 2011. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/26218540>>. 18

ASEFI-NAJAFABADY, S.; KNUPP, K.; MECIKALSKI, J. R.; WELCH, R. M.; PHILLIPS, D. Ground-based measurements and dual-Doppler analysis of 3-D wind fields and atmospheric circulations induced by a meso- γ -scale inland lake. **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, v. 115, n. 23, p. 1–21, 2010. ISSN 01480227. 38, 108

Ávila R., L.; MINE, M. R.; KAVISKI, E.; DETZEL, D. H.; FILL, H. D.; BESSA, M. R.; PEREIRA, G. A. Complementarity modeling of monthly streamflow and wind speed regimes based on a copula-entropy approach: a Brazilian case study. **Applied Energy**, v. 259, p. 114127, 2020. ISSN 03062619. 33

BAGATINI, M.; BENEVIT, M. G.; BELUCO, A.; RISSO, A. Complementarity in time between hydro, wind and solar energy resources in the state of Rio Grande do Sul, in southern Brazil. **Energy and Power Engineering**, v. 09, n. 09, p. 515–526, 2017. ISSN 1949-243X. 34, 85

BECKER, S.; FREW, B. A.; ANDRESEN, G. B.; ZEYER, T.; SCHRAMM, S.; GREINER, M.; JACOBSON, M. Z. Features of a fully renewable US electricity system: optimized mixes of wind and solar PV and transmission grid extensions. **Energy**, v. 72, 2014. ISSN 03605442. 41, 85

BECKER, S.; RODRIGUEZ, R.; ANDRESEN, G.; SCHRAMM, S.; GREINER, M. Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply. **Energy**, v. 64, p. 404–418, jan 2014. ISSN 03605442. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544213008438>>. 2, 24

BELUCO, A.; SOUZA, P. K. de; KREZINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. **Renewable Energy**, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, 2008. ISSN 09601481. 34, 37

BERGER, M.; RADU, D.; FONTENEAU, R.; HENRY, R.; GLAVIC, M.; FETTWEIS, X.; LE DU, M.; PANCIATICI, P.; BALEA, L.; ERNST, D. Critical time windows for renewable resource complementarity assessment. **Energy**, v. 198, p. 117308, may 2020. ISSN 03605442. Disponível em:

<<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544220304151>>. 74, 86

BETT, P. E.; THORNTON, H. E. The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain. **Renewable Energy**, v. 87, p. 96–110, 2016. ISSN 18790682. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.006>>. 35, 54

BETT, P. E.; THORNTON, H. E.; CLARK, R. T. Using the twentieth century reanalysis to assess climate variability for the European wind industry.

Theoretical and Applied Climatology, p. 61–80, 2015. ISSN 14344483.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/s00704-015-1591-y>>. 28

BEYER, H. G.; PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. Assessing satellite derived irradiance information for South America within the UNEP resource assessment project SWERA. In: EUROSUN, 5., 2004. **Proceedings...** Istanbul: International Solar Energy Society - ISES, 2004. 95

BIGGS, W. G.; GRAVES, M. E. A lake breeze index. **Journal of Applied Meteorology**, v. 1, n. 4, p. 474–480, 1962. ISSN 0021-8952. 37

BLANCO, G.; GERLAGH, R.; SUH, S.; BARRETT, J.; CONINCK, H. C. de; DIAZ MOREJON, C. F.; MATHUR, R.; NAKICENOVIC, N.; AHENKORA, A. O.; PAN, J.; PATHAK, H.; RICE, J.; RICHELIS, R.; SMITH, S. J.; STERN, D. I.; TOTH, F. L.; ZHOU, P. Drivers, trends and mitigation. In: PACHAURI, R. K.; MEYER, L. A. (Ed.). **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 351–412. ISBN 978-1-107-05821-7. 1

BORBA, B. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: the case of wind generation in northeastern Brazil. **Energy**, v. 37, n. 1, p. 469–481, 2012. ISSN 03605442. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.008>>. 24

BORO, S. R. **Análise da complementaridade entre fontes renováveis não convencionais como mecanismo de proteção para mitigação de riscos de mercado**. 215 p. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em:

<<https://doi.org/10.11606/D.3.2014.tde-29122014-113841>>. Acesso em: 12 fevereiro 2018. 84

BRASIL. MINISTERIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES. **Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC, Convenção das Partes das Nações Unidas - COP21**. 2015. 6 p. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil/_03/_ato2015-2018/2017/decreto/d9073.htm>. 19

BUDISCHAK, C.; SEWELL, D.; THOMSON, H.; MACH, L.; VERON, D. E.; KEMPTON, W. Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time. **Journal of Power Sources**, v. 225, p. 60–74, 2013. ISSN 03787753. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.09.054>>. 41

BURKE, S.; PARTHEMORE, C.; BUSBY, J.; MATTHEWS, C.; JAFFE, A. M.; FURMAN, J. **A strategy for American power: energy, climate and national security**. [S.l.: s.n.], 2008. 5

CAI, W.; MCPHADEN, M. J.; GRIMM, A. M.; RODRIGUES, R. R.; TASCETTO, A. S.; GARREAUD, R. D.; DEWITTE, B.; POVEDA, G.; HAM, Y.-G.; SANTOSO, A.; NG, B.; ANDERSON, W.; WANG, G.; GENG, T.; JO, H.-S.; MARENGO, J. A.; ALVES, L. M.; OSMAN, M.; LI, S.; WU, L.; KARAMPERIDOU, C.; TAKAHASHI, K.; VERA, C. Climate impacts of the El Niño–Southern Oscillation on South America. **Nature Reviews Earth & Environment**, v. 1, n. 4, p. 215–231, apr 2020. ISSN 2662-138X. Disponível em: <<http://www.nature.com/articles/s43017-020-0040-3>>. 26

CAMPOS, R.; NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 221, p. 113160, 2020. ISSN 01968904. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113160>>. 34, 84, 85, 87

CAMPOS, R. A.; NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; SIMÕES, G.; RÜTHER, R. Performance assessment of PV technologies and complementarity of utility-scale PV and wind power plants in Brazil. In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, WCPEC 2018 - A JOINT CONFERENCE OF 45TH IEEE PVSC, 28TH PVSEC AND 34TH EU PVSEC, 7., 2018, Waikoloa, Hawaii, USA. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2018. ISBN 9781538685297. 53

CANNON, D. J.; BRAYSHAW, D. J.; METHVEN, J.; COKER, P. J.; LENAGHAN, D. Using reanalysis data to quantify extreme wind power generation statistics: a 33 year case study in Great Britain. **Renewable Energy**, v. 75, p. 767–778, 2015. ISSN 18790682. 28

CANO, D.; MONGET, J. M.; ALBUISSON, M.; GUILLARD, H.; REGAS, N.; WALD, L. A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. **Solar Energy**, v. 37, n. 1, p. 31–39, 1986. ISSN 0038092X. 96

CANTÃO, M. P.; BESSA, M. R.; BETTEGA, R.; DETZEL, D. H.; LIMA, J. M. Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps. **Renewable Energy**, v. 101, p. 1215–1225, 2017. ISSN 18790682. 33

CARVALHO, D. B.; GUARDIA, E. C.; LIMA, J. W. M. Technical-economic analysis of the insertion of PV power into a wind-solar hybrid system. **Solar Energy**, v. 191, p. 530–539, 2019. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X19306449>>. 84

CARVALHO, L. M. V.; JONES, C.; LIEBMANN, B. The South Atlantic Convergence Zone: intensity, form, persistence, and relationships with intraseasonal to interannual activity and extreme rainfall. **Journal of Climate**, v. 17, n. 1, p. 88–108, jan 2004. ISSN 0894-8755. Disponível em: <[http://journals.ametsoc.org/doi/10.1175/1520-0442\(2004\)017{%}3C0088:TSACZI{%}3E2.0.CO;2](http://journals.ametsoc.org/doi/10.1175/1520-0442(2004)017{%}3C0088:TSACZI{%}3E2.0.CO;2)>. 25

CATALDI, M.; ASSAD, L. P. d. F.; TORRES JUNIOR, A. R.; ALVES, J. L. D. Estudo da influência das anomalias da TSM do Atlântico Sul extratropical na região da Confluência Brasil-Malvinas no regime hidrometeorológico de verão do Sul e Sudeste do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 25, n. 4, p. 513–524, 2010. ISSN 0102-7786. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_{_}arttext{&}pid=S0102-77862010000400010{&}lng=pt{&}tlng=pt>. 27

CAVALCANTI, I. F. A.; FERREIRA, N. J.; SILVA, M. G. A.; DIAS, M. A. F. **Tempo e clima no Brasil**. São Paulo: Oficina de Textos, 2009. 463 p. 17, 85

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Desertificação, degradação da terra e secas no Brasil: Relatório**. Brasília: CGEE, 2016. 15

COELHO, C. A.; CARDOSO, D. H.; FIRPO, M. A. Precipitation diagnostics of an exceptionally dry event in São Paulo, Brazil. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 125, n. 3-4, p. 769–784, 2016. ISSN 14344483. 27

CORNER, N. T.; MCKENDRY, I. G. Observations and numerical modelling of lake Ontario breezes. **Atmosphere - Ocean**, v. 31, n. 4, p. 481–499, 1993. ISSN 14809214. 98

CROSMAN, E. T.; HOREL, J. D. Sea and lake breezes: a review of numerical studies. **Boundary-Layer Meteorology**, v. 137, n. 1, p. 1–29, 2010. ISSN 00068314. 38

DAGESTAD, K.-F.; OLSETH, J. A. A modified algorithm for calculating the cloud index. **Solar Energy**, v. 81, n. 2, p. 280–289, feb 2007. ISSN 0038092X.

Disponível em:

<<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X06000624>>. 96

DANTAS, G. d. A.; CASTRO, N. J. D.; BRANDÃO, R.; ROSENTAL, R.; LAFRANQUE, A.; CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; ROSENTAL, R.; LAFRANQUE, A. Prospects for the Brazilian electricity sector in the 2030s: scenarios and guidelines for its transformation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 68, p. 997–1007, 2017. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.003>>. 25

DELUCCHI, M. A.; JACOBSON, M. Z. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: reliability, system and transmission costs, and policies. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1170–1190, 2011. ISSN 03014215.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.045>>. 41

DENHOLM, P.; HAND, M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. **Energy Policy**, v. 39, n. 3, p. 1817–1830, 2011. ISSN 03014215. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.01.019>>. 23, 41

DIAZ, A. F.; STUDZINSKI, C. D.; MECHOSO, C. R. Relationships between precipitations anomalies in Uruguay and southern Brazil and sea surface temperature in the Pacific and Atlantic oceans. **Journal of Climate**, v. 11, p. 251–271, 1998. ISSN 08948755. 27

DINIZ, F. d. A.; RAMOS, A. M.; REBELLO, E. R. G. Brazilian climate normals for 1981-2010. **Pesquisa Agropecuária Brasileira**, v. 53, n. 2, p. 131–143, feb

2018. ISSN 1678-3921. Disponível em:

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-204X2018000200131&lng=en&tlng=en>. 90

DORAN, J. C.; SHAW, W. J.; HUBBE, J. M. Boundary layer characteristics over areas of inhomogeneous surface fluxes. v. 34, n. 2, p. 559–571, 1995. ISSN 08948763. 108

DÖRENKÄMPER, M.; WAHED, A.; KUMAR, A.; JONG, M. de; KROON, J.; REINDL, T. The cooling effect of floating PV in two different climate zones: a comparison of field test data from the Netherlands and Singapore. **Solar Energy**, v. 214, p. 239–247, jan 2021. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X20311853>>. 109

DRUMOND, A. R. D. M.; AMBRIZZI, T. The role of SST on the South American atmospheric circulation during January, February and March 2001. **Climate Dynamics**, v. 24, n. 7-8, p. 781–791, 2005. ISSN 0930-7575. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s00382-004-0472-3>>. 27

ELETROBRÁS. **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT)**. 2018. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>>. Acesso em: 20 mar. 2021. 13

EMEIS, S.; TURK, M. Comparison of logarithmic wind profiles and power law wind profiles and their applicability for offshore wind profiles. In: PEINKE, J.; SCHAUMANN, P.; BARTH, S. (Ed.). **Wind energy**. [s.n.], 2007. cap. 11, p. 61–64. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-540-33866-6_11>. 49

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **O compromisso do Brasil no combate às mudanças climáticas: produção e uso de energia - nota técnica**: Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 96 p. 19, 20, 22

_____. **Leilões de energia elétrica de 2019**: Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2019. 9 p. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-sobre-os-leiloes-de-energia-de-2019>>. 16, 49

_____. **Anuário estatístico de energia elétrica 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 254 p. 12

_____. **Balanco energetico nacional 2020 - ano base 2019**: Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 292 p. Disponível em:
<<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/ben/>>. 6, 7, 10, 137

_____. **Plano decenal de expansao de energia 2030**: Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 444 p. 2, 9, 12, 19, 22, 137

_____. **Plano nacional de energia 2050**: Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 230 p. 10, 11, 13, 15, 16

_____. **Usinas associadas eólico-fotovoltaicas: considerações para cálculo de garantia física de energia. EPE-DEE-NT-084/2020-r0**: Nota técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 24 p. 53, 87

ENGELAND, K.; BORGA, M.; CREUTIN, J. D.; FRANÇOIS, B.; RAMOS, M. H.; VIDAL, J. P. Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 600–617, 2017. ISSN 18790690. 30

ERBS, D.; KLEIN, S.; DUFFIE, J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982. ISSN 0038092X. Disponível em:
<<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0038092X82903024>>. 50

ESPINAR, B.; RAMÍREZ, L.; DREWS, A.; BEYER, H. G.; ZARZALEJO, L. F.; POLO, J.; MARTÍN, L. Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and German radiometric stations. **Solar Energy**, v. 83, n. 1, p. 118–125, 2009. ISSN 0038092X. 95

ESTOQUE, M. a. Further studies of a lake breeze Part 1: observational studies. **Monthly Weather Review**, v. 109, p. 611–618, 1980. 97

EUROPEAN CENTRE FOR MEDIUM-RANGE WEATHER FORECAST-ECMWF. **The ERA-Interim reanalysis dataset**. Copernicus Climate Change Service (C3S), 2011. Disponível em:
<<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/archive-datasets/reanalysis-datasets/era-interim>>. Acesso em: 01 maio 2016. 26

FEARNSIDE, P. . M. Brazil's Madeira river dams : a setback for environmental policy in amazonian development. **Water Alternatives**, v. 7, n. 1, p. 154–167, 2014. ISSN 19650175. 13

FRANÇOIS, B.; HINGRAY, B.; RAYNAUD, D.; BORGA, M.; CREUTIN, J. D. Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix. **Renewable Energy**, v. 87, p. 686–696, 2016. ISSN 18790682. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.064>>. 37, 41

FREITAS, B.; OTHERS. **Energia e sustentabilidade: desafios do Brasil na expansão da oferta e na gestão de demanda**. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2014. 1–64 p. 13

GILS, H.; SIMON, S.; SORIA, R. 100 % renewable energy supply for Brazil: the role of sector coupling and regional development. **Energies**, v. 10, n. 11, p. 1859, nov 2017. ISSN 1996-1073. Disponível em:

<<http://www.mdpi.com/1996-1073/10/11/1859>>. 23

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**. 3. ed. Sao Paulo: EdUsp, 2008. 400 p. ISBN 8531411137.

Disponível em: <<https://www.edusp.com.br/livros/energia-meio-ambiente-e-desenvolvimento/>>. 1

GONÇALVES, A. R. **Refinamento estatístico das previsões de vento do modelo ETA aplicado ao setor eólico-elétrico do nordeste brasileiro**. 2011. 139 p. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) — Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2011. Disponível em:

<<http://urlib.net/8JMKD3MGP7W/3EBL32>>. Acesso em: 22 out. 2012. 48

GONÇALVES, A. R.; ASSIREU, A. T.; MARTINS, F. R.; CASAGRANDE, M. S.; MATTOS, E. V.; COSTA, R. S.; PASSOS, R. B.; PEREIRA, S. V.; PES, M. P.; LIMA, F. J.; PEREIRA, E. B. Enhancement of cloudless skies frequency over a large tropical reservoir in Brazil. **Remote Sensing**, v. 12, n. 17, p. 1–26, 2020. ISSN 20724292. 89, 91, 92, 93, 97, 98, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108

GRIMM, A. M. The El Niño impact on the summer monsoon in Brazil: regional processes versus remote influences. **Journal of Climate**, v. 16, n. 2, p. 263–280, 2003. ISSN 08948755. 26

HALAMAY, D. A.; MEMBER, S.; BREKKEN, T. K. A.; SIMMONS, A.; MCARTHUR, S. Reserve requirement impacts of large-scale integration of wind , solar , and ocean wave power generation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 3, p. 321–328, 2011. 41

HALLER, M.; LUDIG, S.; BAUER, N. Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system : considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation. **Energy Policy**, v. 47, p. 282–290, 2012. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.069>>. 25

HAMLINGTON, B. D.; HAMLINGTON, P. E.; COLLINS, S. G.; ALEXANDER, S. R.; KIM, K. Y. Effects of climate oscillations on wind resource variability in the United States. **Geophysical Research Letters**, v. 42, n. 1, p. 145–152, 2015. ISSN 19448007. 28

HEIDE, D.; BREMEN, L. von; GREINER, M.; HOFFMANN, C.; SPECKMANN, M.; BOFINGER, S. Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. **Renewable Energy**, v. 35, n. 11, p. 2483–2489, 2010. ISSN 09601481. 41

HUBER, M.; DIMKOVA, D.; HAMACHER, T. Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements. **Energy**, v. 69, p. 236–246, 2014. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109>>. 2, 24, 41

HUVA, R.; DARGAVILLE, R.; CAINE, S. Prototype large-scale renewable energy system optimisation for Victoria, Australia. **Energy**, v. 41, n. 1, p. 326–334, 2012. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212002009>>. 41

IAKUNIN, M.; SALGADO, R.; POTES, M. Breeze effects at a large artificial lake: summer case study. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 22, n. 10, p. 5191–5210, oct 2018. ISSN 1607-7938. Disponível em: <<https://www.hydrol-earth-syst-sci.net/22/5191/2018/https://hess.copernicus.org/articles/22/5191/2018/>>. 38, 98, 108

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Normais Climatológicas 1981-2010**: Base de dados. 2021. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/normais>>. Acesso em: 9 out. 2020. 44, 45

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Rede SONDA**. 2005. Disponível em: <www.sonda.ccst.inpe.br>. Acesso em: 19 ago. 2018. 46

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2014: impacts, adaptation, and vulnerability**: technical report. Cambridge/New York, 2014. 688 p. Disponível em: <https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/WGIIAR5-FrontMatterB_FINAL.pdf>. 5

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Energy technology perspectives 2016: towards sustainable urban energy systems**: technical report. 2016. 1, 10, 20, 23, 24

_____. **Global EV outlook: entering the decade of electric drive?**: technical report, [s.i.]:iea. 2020. 25

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Rethinking energy 2017: accelerating the global energy transformation**: technical report. Abu Dhabi:IRENA, 2017. 16, 24

_____. **Renewable capacity statistics 2020**: technical report. Abu Dhabi, 2020. 50 p. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>>. 12

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. [S.l.]: Elsevier, 2012. 50

JACOBSON, M. Z.; DELUCCHI, M. A.; CAMERON, M. A.; FREW, B. A. Low-cost solution to the grid reliability problem with 100% penetration of intermittent wind, water, and solar for all purposes. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 112, n. 49, p. 15060–15065, 2015. ISSN 0027-8424. Disponível em: <<http://www.pnas.org/lookup/doi/10.1073/pnas.1510028112>>. 41

JOHANSSON, T. B.; PATWARDHAN, A. P.; NAKIĆENOVIĆ, N.; GOMEZ-ECHEVERRI, L. **Global energy assessment: toward a sustainable future**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2012. 10

JURASZ, J.; CANALES, F. A.; KIES, A.; GUEZGOUZ, M.; BELUCO, A. A review on the complementarity of renewable energy sources: concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, p. 703–724, 2020. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>>. 30

JURUŠ, P.; EBEN, K.; RESLER, J.; KRČ, P.; KASANICKÝ, I.; PELIKÁN, E.; BRABEC, M.; HOŠEK, J. Estimating climatological variability of solar energy production. **Solar Energy**, v. 98, p. 255–264, dec 2013. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13004088>>. 29

KAY, S.; HEDLEY, J.; LAVENDER, S. Sun glint correction of high and low spatial resolution images of aquatic scenes: a review of methods for visible and

near-infrared wavelengths. **Remote Sensing**, v. 1, n. 4, p. 697–730, oct 2009. ISSN 2072-4292. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/2072-4292/1/4/697>>. 145

KAYANO, M. T.; KOUSKY, V. E. Intraseasonal (30-60 day) variability in the global tropics: principal modes and their evolution. **Tellus, Series A: Dynamic Meteorology and Oceanography**, v. 51, n. 3, p. 373–386, 1999. ISSN 02806495. 25

KEMPTON, W.; PIMENTA, F. M.; VERON, D. E.; COLLE, B. A. Electric power from offshore wind via synoptic-scale interconnection. **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America**, v. 107, n. 16, p. 7240–5, 2010. ISSN 1091-6490. Disponível em: <<http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-77952115036&partnerID=tZ0tx3y1>>. 24, 41, 86

KIRCHNER-BOSSI, N.; GARCÍA-HERRERA, R.; PRIETO, L.; TRIGO, R. M. A long-term perspective of wind power output variability. **International Journal of Climatology**, v. 35, n. 9, p. 2635–2646, 2015. ISSN 10970088. 28

KLIMA, K.; APT, J. Geographic smoothing of solar PV: results from Gujarat. **Environmental Research Letters**, v. 10, n. 10, p. 104001, 2015. ISSN 1748-9326. Disponível em: <<http://stacks.iop.org/1748-9326/10/i=10/a=104001?key=crossref.acd1bfff3bd66821eb229ff87c4e014>>. 24

KONDZIELLA, H.; BRUCKNER, T. Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems - A review of research results and methodologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 10–22, 2016. ISSN 18790690. 20

KOUGIAS, I.; SZABÓ, S.; MONFORTI-FERRARIO, F.; HULD, T.; BÓDIS, K. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. **Renewable Energy**, v. 87, p. 1023–1030, 2016. ISSN 18790682. 37

KOUSKY, V. E.; KAYANO, M. T. Principal modes of outgoing longwave radiation and 250-mb circulation for the South American sector. **Journal of Climate**, v. 7, n. 7, p. 1131–1143, 1994. ISSN 08948755. 26

LABAT, D.; RONCHAIL, J.; GUYOT, J. L. Recent advances in wavelet analyses: Part 2 - Amazon, Parana, Orinoco and Congo discharges time scale variability. **Journal of Hydrology**, v. 314, n. 1-4, p. 289–311, 2005. ISSN 00221694. 27

- LEITE NETO, P. B.; SAAVEDRA, O. R.; OLIVEIRA, D. Q. The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids. **Renewable Energy**, v. 147, p. 339–355, 2020. ISSN 18790682. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.08.134>>. 34
- LI, W.; STADLER, S.; RAMAKUMAR, R. Modeling and assessment of wind and insolation resources with a focus on their complementary nature: a case study of oklahoma. **Annals of the Association of American Geographers**, v. 101, n. 4, p. 717–729, 2011. ISSN 00045608. 35
- LI, X.; ZHONG, S.; BIAN, X.; HEILMAN, W. E. Climate and climate variability of the wind power resources in the Great Lakes region of the United States. **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, v. 115, n. 18, p. 1–15, 2010. ISSN 01480227. 28
- LIMA, C. N. N.; FERNANDES, C. A. C.; FRANÇA, G. B.; MATOS, G. G. Estimação do impacto do El Niño/La Niña na intensidade dos ventos do nordeste brasileiro. **Anuario do Instituto de Geociências - UFRJ**, v. 37, n. 2, p. 232–240, 2014. 28
- LIMA, F.; MARTINS, F.; COSTA, R.; GONÇALVES, A.; SANTOS, A. dos; PEREIRA, E. The seasonal variability and trends for the surface solar irradiation in northeastern region of Brazil. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 35, 2019. ISSN 22131388. 29, 30
- LINDFORS, A. V.; HERTSBERG, A.; RIIHELÄ, A.; CARLUND, T.; TRENTMANN, J.; MÜLLER, R. On the land-sea contrast in the surface solar radiation (Ssr) in the baltic region. **Remote Sensing**, v. 12, n. 21, p. 1–9, 2020. ISSN 20724292. 109
- LIU, L.; WANG, Q.; LIN, H.; LI, H.; SUN, Q.; WENNERSTEN, R. Power generation efficiency and prospects of floating photovoltaic systems. **Energy Procedia**, v. 105, p. 1136–1142, 2017. ISSN 18766102. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217305246>>. 37
- LORENZO, E. La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red : el mito del 1300 y el cascabel del gato. **Era Solar**, v. 107, n. ISSN 0212-4157, p. 22 – 29, 2002. 51
- LOUTZENHISER, P.; MANZ, H.; FELSMANN, C.; STRACHAN, P.; FRANK, T.; MAXWELL, G. Empirical validation of models to compute solar irradiance on

inclined surfaces for building energy simulation. **Solar Energy**, v. 81, n. 2, p. 254–267, 2007. ISSN 0038092X. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X06000879>>. 50

MADDEN, R. a.; JULIAN, P. R. Description of global-scale circulation cells in the tropics with a 40–50 Day Period. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 29, n. 6, p. 1109–1123, 1972. ISSN 0022-4928. 25

MAEDA, E. E.; MA, X.; WAGNER, F. H.; KIM, H.; OKI, T.; EAMUS, D.; HUETE, A. Evapotranspiration seasonality across the Amazon Basin. **Earth System Dynamics**, v. 8, n. 2, p. 439–454, jun 2017. ISSN 2190-4987. Disponível em: <<https://esd.copernicus.org/articles/8/439/2017/>>. 38

MARENGO, J. A. Interdecadal variability and trends of rainfall across the Amazon basin. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 78, n. 1-3, p. 79–96, 2004. ISSN 0177798X. 27

MARINHA DO BRASIL. **Reservatório de Serra da Mesa**. 2020. Disponível em: <<https://bityli.com/GZKWi>>. Acesso em: 8 fevereiro 2021. 91

MARTINS, F.; PEREIRA, E.; SILVA, S.; ABREU, S.; COLLE, S. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: resource assessment. **Energy Policy**, v. 36, n. 8, p. 2853–2864, aug 2008. ISSN 03014215. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030142150800089X>>. 95

MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; PEREIRA, E. B. Observational study of wind shear in northeastern Brazil. **American Journal of Engineering and Applied Sciences**, v. 9, n. 3, p. 484–504, mar 2016. ISSN 1941-7020. Disponível em: <<http://thescipub.com/abstract/10.3844/ajeassp.2016.484.504>>. 49

MIRANDA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S. Limitations of thermal power plants to solar and wind development in Brazil. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS, 29., 2016, Portoroz, Slovenia. **Proceedings...** Portoroz: American Society of Mechanical Engineers (ASME), 2018. p. 1–21. 23

MONFORTI, F.; HULD, T.; BÓDIS, K.; VITALI, L.; D'ISIDORO, M.; LACAL-ARÁNTGUI, R. Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. a Monte Carlo approach. **Renewable Energy**, v. 63, n. 2014, p. 576–586, 2014. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.028>>. 34

MOSER, W.; RASCHKE, E. Incident solar radiation over Europe. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 23, n. 1, p. 166–170, 1984. 94, 95

NOBRE, P.; SHUKLA, J. Variations of sea surface temperature, wind stress, and rainfall over the tropical atlantic and South America. **Journal of Climate**, v. 9, n. 10, p. 2464–2479, 1996. ISSN 0894-8755. 27, 28

OBSERVING SYSTEMS CAPABILITY ANALYSIS AND REVIEW TOOL - OSCAR. **GOES-16**. 2020. Disponível em:

<<https://www.wmo-sat.info/oscar/satellites>>. 93

OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste brasileiro utilizando o Rams: os casos de 1973-1974 e 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, p. 53–66, 2011. 28

OLSSON, L. E. Energy-meteorology: A new discipline. **Renewable Energy**, v. 5, n. 5-8, p. 1243–1246, aug 1994. ISSN 09601481. Disponível em:

<<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0960148194901570>>. 1

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO (ONS). **Sistema Interligado Nacional-SIN**. Rio de Janeiro, Brasil, 2020. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 5 jun. 2020. 9

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS-ONU. **Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development**: technical report. 2015. Disponível em: <<https://sdgs.un.org/publications/transforming-our-world-2030-agenda-sustainable-development-17981>>. 1

PEEL, M. C.; FINLAYSON, B. L.; MCMAHON, T. A. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 11, n. 5, p. 1633–1644, oct 2007. ISSN 1607-7938. Disponível em:

<<https://hess.copernicus.org/articles/11/1633/2007/>>. 90

PEREIRA, E.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; ABREU, S. L.; RUTHER, R.; LIMA, F. J. L.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. Sao José dos Campos: INPE, 2017. 84 p. ISBN 978-85-17-00090-4. 14, 15, 17, 29, 109

PHILANDER, S. G. H. El Niño Southern Oscillation phenomena. **Nature**, v. 302, n. 5906, p. 295–301, 1983. ISSN 0028-0836. Disponível em:

<<http://www.nature.com/doifinder/10.1038/302295a0>>. 25

PIANEZZOLA, G.; KRENZINGER, A.; CANALES, F. A. Complementarity of wind and solar energy resources for Rio Grande do Sul, Brazil. **Energy and Power Engineering**, v. 09, n. 09, p. 489–504, 2017. ISSN 1949-243X. Disponível em:

<<http://www.scirp.org/journal/doi.aspx?DOI=10.4236/epe.2017.99034>>. 85

PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T. Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system. **Renewable Energy**, v. 76, p. 757–767, 2015. ISSN 18790682.

Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.047>>. 33

PONTE, G. P.; RUSCHEL, C. S.; ROSA, F. A. F. Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: estudos de caso com foco na complementariedade entre fontes. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 14., 2017. **Anais...** Curitiba, Brasil: SNPTEE, 2017. p. 1–9. 84, 87, 112

POTES, M.; SALGADO, R.; COSTA, M. J.; MORAIS, M.; BORTOLI, D.; KOSTADINOV, I.; MAMMARELLA, I. Lake–atmosphere interactions at Alqueva reservoir: a case study in the summer of 2014. **Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography**, v. 69, n. 1, p. 1272787, jan 2017. ISSN 1600-0870.

Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/16000870.2016.1272787>>. 97

PRASAD, A. A.; TAYLOR, R. A.; KAY, M. Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. **Applied Energy**, v. 190, p. 354–367, mar 2017. ISSN 03062619. Disponível em:

<<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916319183>>. 35, 53, 54

RABIN, R. M.; STADLER, S.; WETZEL, P. J.; STENSRUD, D. J.; GREGORY, M. Observed effects of landscape variability on convective clouds. **Bulletin - American Meteorological Society**, v. 71, n. 3, p. 272–280, 1990. ISSN 0003-0007. 38

RASMUSSEN, M. G.; ANDRESEN, G. B.; GREINER, M. Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system. **Energy Policy**, v. 51, p. 642–651, 2012. ISSN 03014215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512007677>>. 24, 41

REBOITA, M. S.; GAN, M. A.; ROCHA, R. P. da; AMBRIZZI, T. Regimes de precipitação na América do Sul: uma revisão bibliográfica. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 25, n. 2, p. 185–204, 2010. ISSN 0102-7786. 17

REGO, E. E.; PARENTE, V. Brazilian experience in electricity auctions: comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. **Energy Policy**, v. 55, p. 511–520, 2013. ISSN 03014215. 8

RESE, L.; SINDER, R.; KELMAN, R. **Energy systems of the future: integrating variable renewable energy sources in Brazil's energy matrix - final report**. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2019. 166 p. 20, 21, 40

ROBERTSON, A. W.; MECHOSO, C. R. Interannual and decadal cycles in river flows of southeastern South America. **Journal of Climate**, v. 11, n. 10, p. 2570–2581, 1998. ISSN 08948755. 27

ROSA, C.; CHRISTO, E. S.; COSTA, K. A.; SANTOS, L. Assessing complementarity and optimising the combination of intermittent renewable energy sources using ground measurements. **Journal of Cleaner Production**, v. 258, p. 120946, 2020. ISSN 09596526. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120946>>. 40, 85

ROSA-CLOT, M.; TINA, G. M. **Submerged and floating photovoltaic systems: Modelling, design and case studies**. [S.l.: s.n.], 2017. ISBN 9780128123232. 37

ROSE, S.; APT, J. What can reanalysis data tell us about wind power? **Renewable Energy**, v. 83, p. 963–969, 2015. ISSN 18790682. 28

SANTOS, A. T. S.; SANTOS E SILVA, C. M. Seasonality, interannual variability, and linear tendency of wind speeds in the Northeast Brazil from 1986 to 2011. **The Scientific World Journal**, v. 2013, 2013. 28

SANTOS, M. J.; FERREIRA, P.; ARAÚJO, M.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; LUCENA, A. F.; SCHAEFFER, R. Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi-criteria assessment. **Journal of Cleaner Production**, v. 167, p. 938–950, 2017. ISSN 09596526. 23

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable**

- Energy**, v. 85, n. 2016, p. 137–147, 2016. ISSN 18790682. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>>. 24, 29, 40, 85
- _____. The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system. **Energy**, v. 115, p. 1748–1757, 2016. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.059>>. 40
- SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA JUNIOR, A. O. The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: the case of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 131–141, 2016. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159>>. 39
- SEGAL, M.; ARRITT, R. W.; SHEN, J.; ANDERSON, C.; LEUTHOLD, M. On the clearing of cumulus clouds downwind from lakes. **Monthly Weather Review**, v. 125, n. 4, p. 639–646, 1997. ISSN 00270644. 38
- SEGAL, M.; LEUTHOLD, M.; ARRITT, R. W.; ANDERSEN, C.; SHEN, J. Small lake daytime breezes: some observational and conceptual evaluations. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 78, n. 6, p. 1135–1147, 1997. ISSN 00030007. 108
- SILVA, A. R.; PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.; SPYRIDES, M. H. C. Complementarity of Brazils hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413–427, 2016. ISSN 18790690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>>. 33
- SILVA DIAS, M. A. F.; SILVA DIAS, P. L.; LONGO, M.; FITZJARRALD, D. R.; DENNING, A. S. River breeze circulation in eastern Amazonia: observations and modelling results. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 78, n. 1-3, p. 111–121, jun 2004. ISSN 0177-798X. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s00704-004-0047-6>>. 38
- SILVA, R. C.; DE MARCHI NETO, I.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328–341, 2016. ISSN 18790690. 16
- SORIA, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; SZKLO, A.; MILANI, R.; SCHAEFFER, R. Hybrid concentrated solar power (CSP)-biomass plants in a semiarid region: a strategy for CSP deployment in Brazil. **Energy Policy**, v. 86, n. 2014, p. 57–72, 2015. ISSN 03014215. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.028>>. 15

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. **Energy**, v. 114, p. 1224–1239, 2016. ISSN 03605442. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>>. 28

STALEY, B. C.; LADISLAW, S.; ZYLA, K.; GOODWARD, J. **Evaluating the energy security implications of a carbon-constrained US economy.**

Citeseer, 2009. 1–16 p. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.357.2545{&rep=rep1{&}type=pdf>>. 5

STECH, J.; LIMA, I.; NOVO, E.; SILVA, C.; ASSIREU, A.; LORENZZETTI, J.; CARVALHO, J.; BARBOSA, C.; ROSA, R. Telemetric monitoring system for meteorological and limnological data acquisition. **SIL Proceedings**, v. 29, n. 4, p. 1747–1750, 2006. ISSN 0368-0770. 91

STERL, S.; LIERSCH, S.; KOCH, H.; LIPZIG, N. P.; THIERY, W. A new approach for assessing synergies of solar and wind power: implications for West Africa. **Environmental Research Letters**, v. 13, n. 9, p. 094009, sep 2018. ISSN 17489326. Disponível em:

<<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aad8f6>>. 36, 53

STIVARI, S. M.; OLIVEIRA, A. P. de; KARAM, H. A.; SOARES, J. Patterns of local circulation in the Itaipu lake area: numerical simulations of lake breeze.

Journal of Applied Meteorology, v. 42, n. 1, p. 37–50, 2003. ISSN 08948763. 39

STIVARI, S. M. S.; OLIVEIRA, A. P.; SOARES, J. On the climate impact of the local circulation in the Itaipu lake area. **Climatic Change**, v. 72, n. 1-2, p. 103–121, sep 2005. ISSN 0165-0009. Disponível em:

<<http://link.springer.com/10.1007/s10584-005-5923-2>>. 39, 97

STUHLMANN, R.; RIELAND, M.; PASCHKE, E. An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data.

Journal of Applied Meteorology, v. 29, p. 586–603, 1990. 94, 95, 96

THEWINDPOWER.NET. **Siemens-Gamesa SWT 2.3 datasheet.** 2021.

Disponível em: <<https://www.thewindpower.net/turbine{ }es{ }22{ }siemens{ }swt-2.3-93.php>>. Acesso em: 28 jan. 2021. 51, 52

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2016. 452 p. ISBN 978-85-60025-06-0. 15, 16

TRENBERTH, K. E.; CARON, J. M. The southern oscillation revisited: sea level pressures, surface temperatures, and precipitation. **Journal of Climate**, v. 13, n. 24, p. 4358–4365, 2000. ISSN 08948755. 26

VELLOSO, M. F. A.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Case study for hybrid power generation combining hydro- and photovoltaic energy resources in the Brazilian semiarid region. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 21, n. 5, p. 941–952, 2019. ISSN 16189558. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10098-019-01685-1>>. 37

VERA, C.; HIGGINS, W.; AMADOR, J.; AMBRIZZI, T.; GARREAUD, R.; GOCHIS, D.; GUTZLER, D.; LETTENMAIER, D.; MARENGO, J.; MECHOSO, C. R.; NOGUES-PAEGLE, J.; DIAS, P. L. S.; ZHANG, C. Toward a unified view of the american monsoon systems. **Journal of Climate**, v. 19, n. 20, p. 4977–5000, oct 2006. ISSN 1520-0442. Disponível em: <<https://journals.ametsoc.org/jcli/article/19/20/4977/31493/Toward-a-Unified-View-of-the-American-Monsoon>>. 90

VIVIESCAS, C.; LIMA, L.; DIUANA, F. A.; VASQUEZ, E.; LUDOVIQUE, C.; SILVA, G. N.; HUBACK, V.; MAGALAR, L.; SZKLO, A.; LUCENA, A. F.; SCHAEFFER, R.; PAREDES, J. R. Contribution of variable renewable energy to increase energy security in Latin America: complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, 2019. ISSN 18790690. 34

WALLACE, J. M.; HOBBS, P. V. **Atmospheric science: an introductory survey**. [S.l.: s.n.], 2006. 483 p. ISSN 0949-1775. ISBN 0203888081. 17, 18

WESCHENFELDER, F.; LEITE, G. N. P.; COSTA, A. C. A.; VILELA, O. C.; RIBEIRO, C. M.; OCHOA, A. V.; ARAÚJO, A. M. **A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems**. Elsevier, 2020. 120617 p. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652620306648>>. 30

WIDÉN, J.; CARPMAN, N.; CASTELLUCCI, V.; LINGFORS, D.; OLAUSON, J.; REMOUIT, F.; BERGKVIST, M.; GRABBE, M.; WATERS, R. Variability assessment and forecasting of renewables: a review for solar, wind, wave and tidal

resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 356–375, 2015. ISSN 13640321. Disponível em:

<<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.019>>. 41

WORLD ENERGY COUNCIL (WECOUNCIL). **World energy trilemma:** technical report. London: World Energy Council, 2012. 80 p. ISBN 978 0 946121 18 2. 5

_____. **World energy perspectives. variable renewables integration in electricity systems: how to get it right:** technical report. London: World Energy Council, 2016. 24

YIN, X.; NICHOLSON, S. E.; BA, M. B. On the diurnal cycle of cloudiness over Lake Victoria and its influence on evaporation from the lake. **Hydrological Sciences Journal**, v. 45, n. 3, p. 407–424, jun 2000. ISSN 0262-6667. Disponível em: <<http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/02626660009492338>>. 38, 108

ZHANG, C. Madden-Julian Oscillation. **Reviews of Geophysics**, v. 43, n. 2, p. RG2003, 2005. ISSN 8755-1209. Disponível em:

<<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2004RG000158>>. 25

ZHANG, H.; WANG, M. Evaluation of sun glint models using MODIS measurements. **Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer**, v. 111, n. 3, p. 492–506, feb 2010. ISSN 00224073. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0022407309003021>>. 145

ZHOU, J.; LAU, K. M. Principal modes of interannual and decadal variability of summer rainfall over South America. **International Journal of Climatology**, v. 21, n. 13, p. 1623–1644, 2001. ISSN 08998418. 27

APÊNDICE A - MATERIAL SUPLEMENTAR SOBRE A FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este apêndice apresenta os resultados suplementares para a fundamentação teórica

A.1 Energia e Socioeconomia

A demanda de energia depende basicamente da atividade econômica e da eficiência na conversão da energia em produtos ou serviços. Esta eficiência pode ser medida pela Intensidade Energética (I_e) razão entre o Consumo de Energia (C_e) e o Produto Interno Bruto (PIB) de um país, conforme Equação A.1. No Brasil este valor se estabilizou próximo a 0,10 tep/10³US\$ nos últimos dois anos (EPE, 2020b). Isto significa que, se a intensidade energética se mantém constante (o que nem sempre é verdade pois há uma elasticidade-renda no consumo de energia), para cada mil dólares de aumento no PIB é esperado um aumento de 0,10 tep (tonelada equivalente de petróleo) na demanda de energia. A redução deste valor representa um aumento de eficiência e pode ser alcançada por uma redução nas perdas na conversão da energia, ou pelo uso de tecnologias que aumentem o valor agregado ao produto ou serviço para cada unidade de energia utilizada

$$I_e = \frac{C_e}{PIB} \quad (\text{A.1})$$

A demanda de eletricidade constitui portanto um subconjunto da demanda de energia e de forma análoga define-se a Intensidade Elétrica (I_{el}) como a relação entre o consumo de energia elétrica e o PIB, conforme Equação A.2. A Intensidade Elétrica no Brasil encontra-se em 141 kWh/10³R\$ e estima-se que chegue a 156 kWh/10³R\$ em 2030 devido à eletrificação crescente da economia (EPE, 2020c).

$$I_{el} = \frac{C_{el}}{PIB} \quad (\text{A.2})$$

Aqui cabe definir mais precisamente o conceito de Elasticidade-Renda no consumo de energia elétrica, sendo esta uma medida de linearidade entre o aumento no PIB e o aumento no consumo de eletricidade, conforme Equação A.3. Quando a elasticidade-renda é igual a 1 o consumo de energia aumenta na proporção da Intensidade Elétrica, na medida em que o PIB cresce. Estima-se o valor da Elasticidade-Renda em 1,44 no período 2020 a 2030, o que implica em um crescimento do consumo de eletricidade 44% maior do que o da economia (EPE, 2020b).

$$ER_{el} = \frac{\Delta C_{el}}{\Delta PIB} \quad (\text{A.3})$$

Dessa forma a demanda de energia elétrica futura pode ser entendida como o consumo previsto no futuro somado à variação das perdas (ΔP), constituindo assim a Oferta Interna de Energia Elétrica futura (OIEE). Para se fazer o prognóstico da demanda em um momento futuro pode-se definir uma aproximação simples como descrito pela Equação A.4.:

$$\Delta OIEE = ER_{el} \cdot I_{el} \cdot \Delta PIB + \Delta P \quad (A.4)$$

Da expressão acima nota-se que a estimativa da demanda futura de eletricidade depende, além do crescimento econômico, também de parâmetros tecno-econômicos como a Intensidade Elétrica, a Elasticidade-renda e a variação das Perdas na transmissão e distribuição. Fatores estruturais como o aumento da fração elétrica no consumo total de energia também impactam esta estimativa, dado o efeito de substituição da eletricidade sobre outras fontes (eletrificação da matriz), como já vem sendo observado no Brasil, o que adiciona mais incertezas às estimativas futuras.

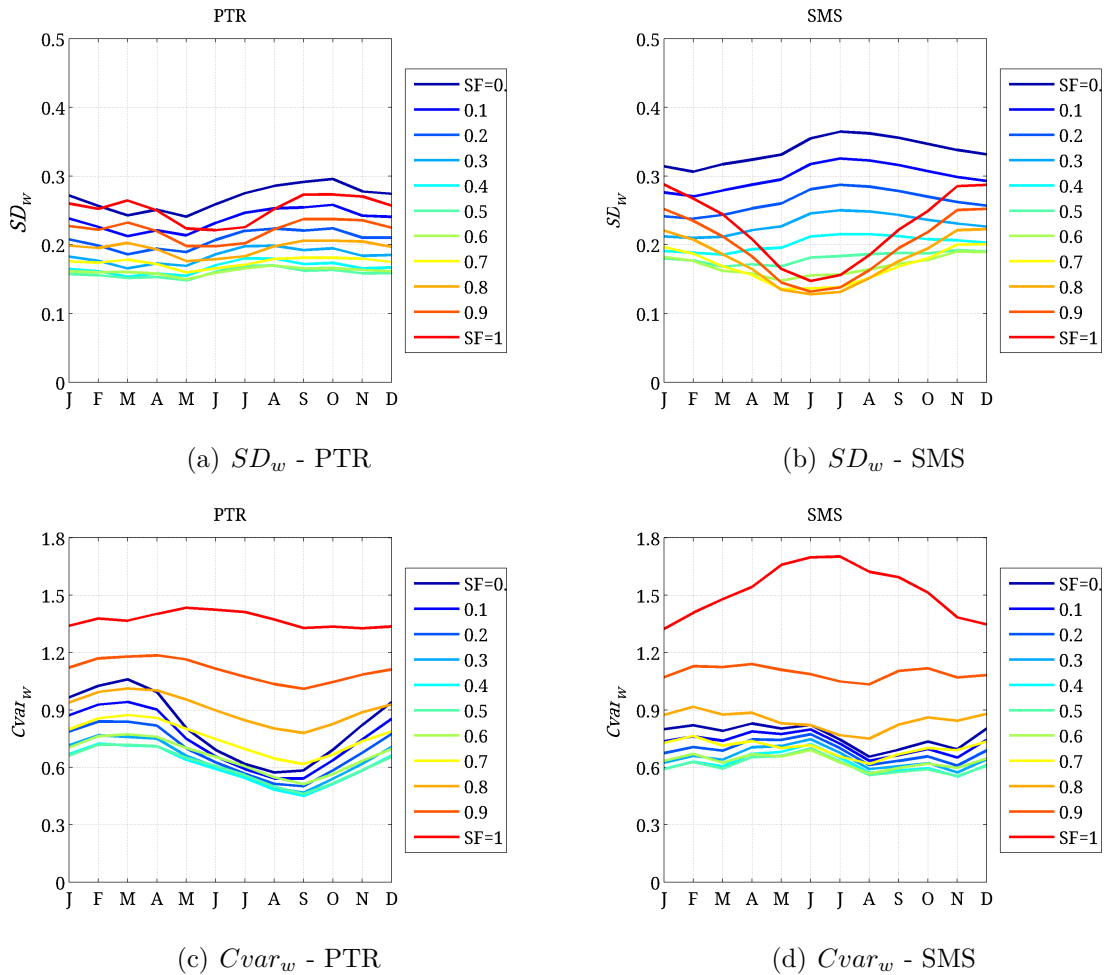
APÊNDICE B - MATERIAL SUPLEMENTAR SOBRE COMPLEMENTARIDADE SOLAR-EÓLICA

Este apêndice apresenta os resultados suplementares para o capítulo de complementaridade solar-eólica.

B.1 Análises de variabilidade para dados brutos de FC

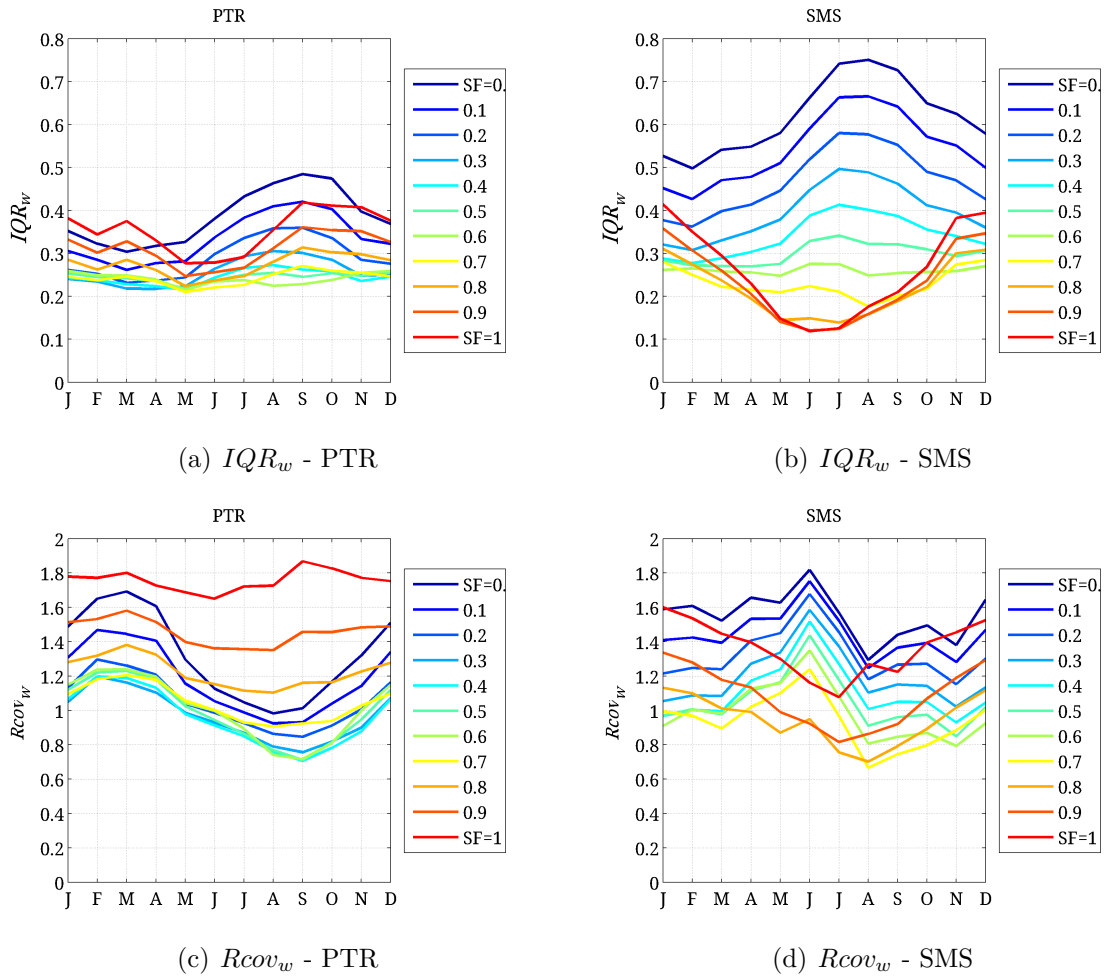
Desvio-padrão (SD) e o coeficiente de variação ($Cvar$) para dados brutos. Na Figura B.1 é mostrado o SD em unidades absolutas de fator de capacidade e $Cvar$ em unidades relativas.

Figura B.1 - Desvio-padrão SD_w e coeficiente de variação $Cvar_w$ da série bruta da geração híbrida (sem divisão de escalas).



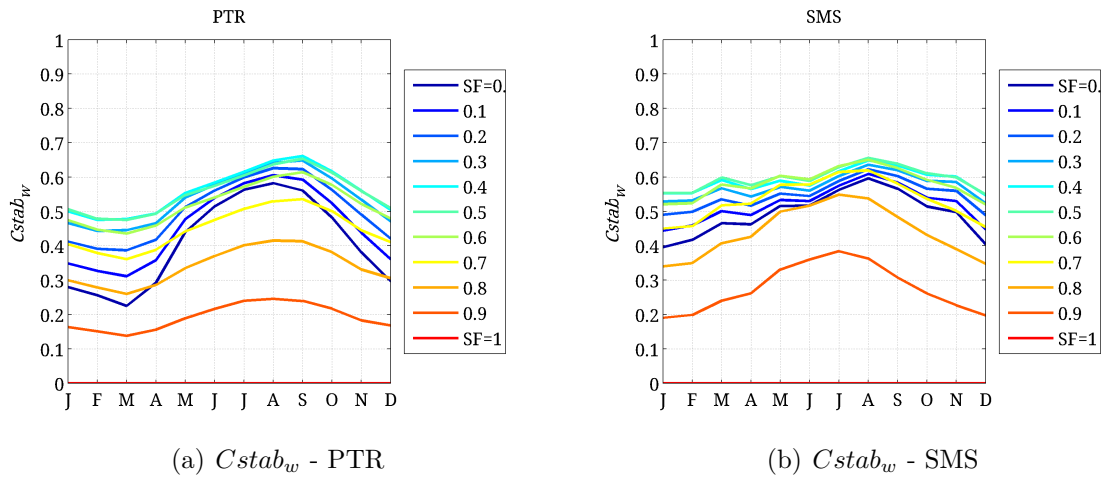
De maneira similar, na Figura B.2 é mostrado o IQR_w em unidades absolutas de fator de capacidade, o $Rcov_w$ expresso em variação percentual para os dados brutos.

Figura B.2 - Variabilidade da série bruta de geração híbrida pelo IQR e $Rcov$



A Figura B.3 mostra o coeficiente de estabilidade para os dados brutos, tomando a fonte solar como referência de fonte mais variável.

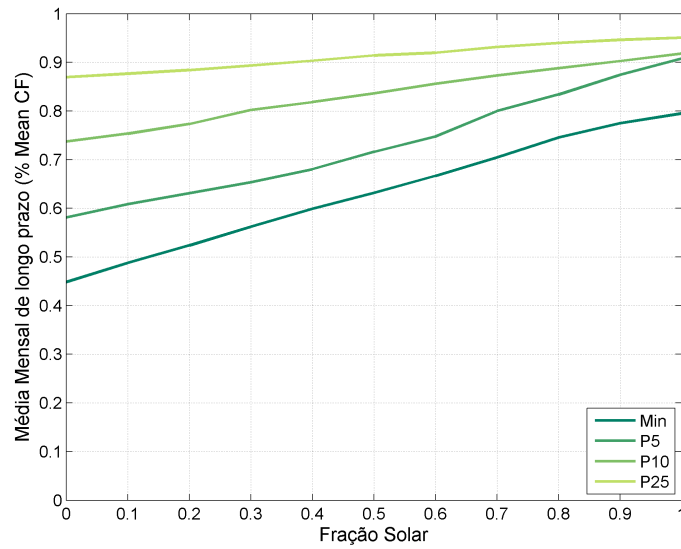
Figura B.3 - Variabilidade bruta da geração híbrida pelo coeficiente de estabilização $Cstab_h$



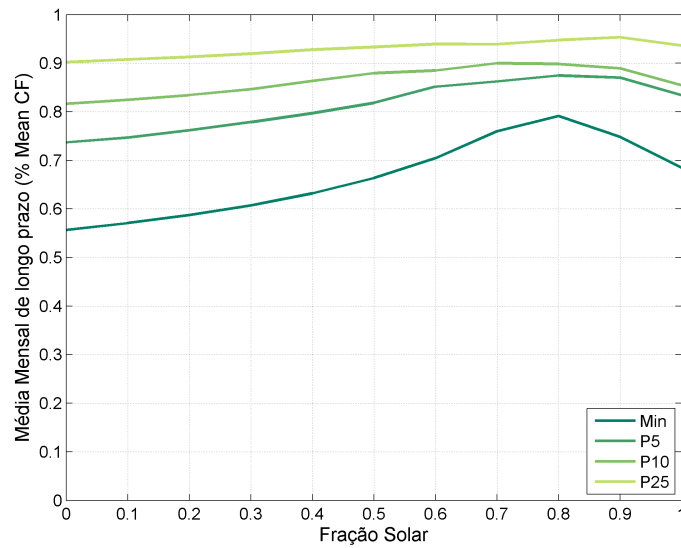
B.2 Variabilidade interanual solar-eólica

Calculou-se a variabilidade interanual a partir das anomalias mensais de fator de capacidade híbrido solar-eólico. A Figura B.4 mostram a variação relativa dos percentis de geração mensal híbrida em função da fração solar. Nota-se que para extremos mínimos assim como para o 5º percentil ($P5$) há um ponto de hibridização ótimo para SMS em torno de $SF = 0,8$. Neste ponto há um aumento de 23% sobre o CF médio no ponto de mínima geração mensal, contribuindo para um aumento da segurança energética em escala interanual. Em PTR há predominância da menor variabilidade interanual solar de maneira que o ponto ótimo tende a uma planta puramente fotovoltaica.

Figura B.4 - Variação interanual relativa dos percentis de geração mensal híbrida em função da fração solar.



(a) PTR



(b) SMS

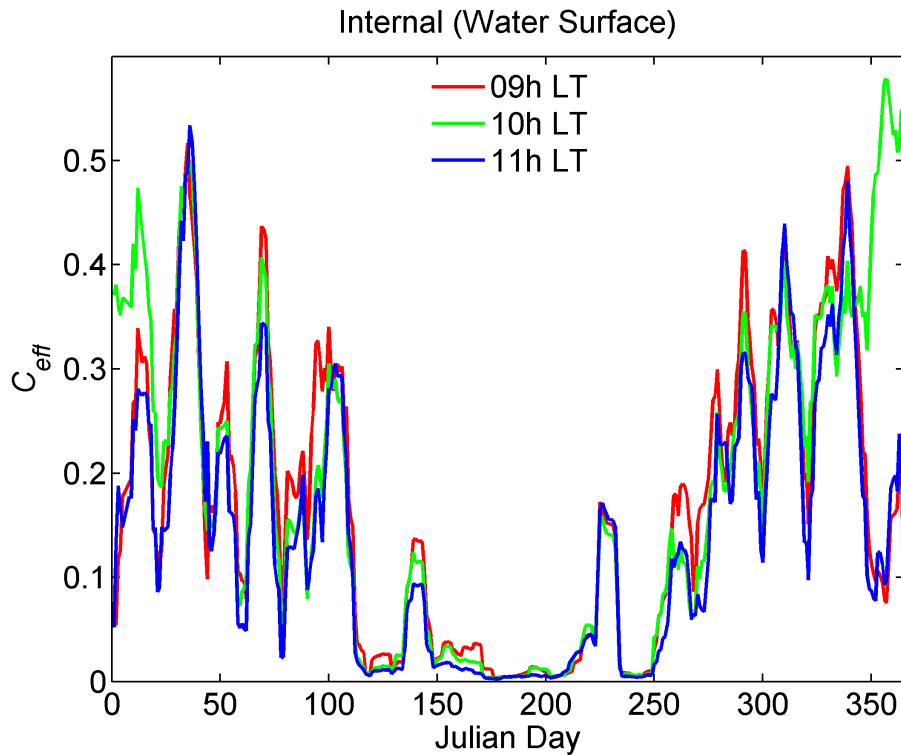
APÊNDICE C

MATERIAL SUPLEMENTAR SOBRE COMPLEMENTARIDADE HIDRO-SOLAR

C.1 Detecção do *sunlint* no reservatório

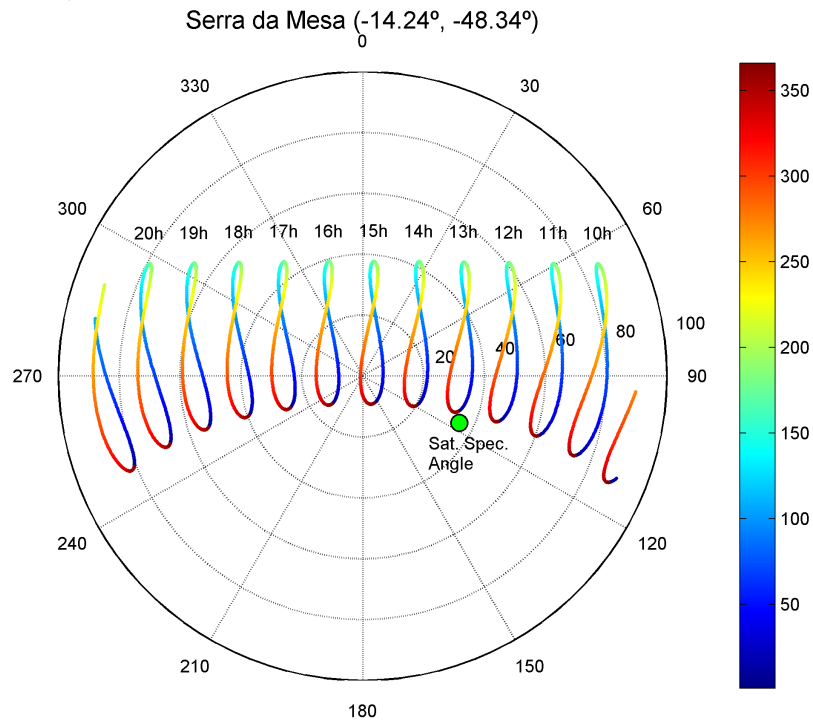
O fenômeno do *sunlint* afeta as medições de refletância visível do satélite devido à reflexão especular da luz solar sobre as superfícies da água. É geometricamente dependente e, portanto, apresenta uma característica recorrente para satélites geostacionários que duram vários dias em horas específicas devido à lenta mudança na declinação do eixo da Terra. A refletância anormalmente alta observada sobre a água nos mapas de verão austral mostrados na Figura 5.6 chamou a atenção sobre a possível ocorrência de reflexo do sol sobre o reservatório de Serra da Mesa. Para sua detecção, foi realizada uma análise comparativa da refletância superficial por horas consecutivas, conforme mostrado na Figura C.1. O padrão descolado da curva de 10h LT é observado de 5 de dezembro a 29 de janeiro. As diferenças da nebulosidade antes (9h) e depois (11h) sugerem que não foram nuvens que causaram o brilho elevado às 10h.

Figura C.1 - Serie anual de cobertura efetiva de nuvens (C_{eff}) para os horários de 9h, 10h e 11h Local para a área interna do reservatório de Serra da Mesa.



Apesar das evidências empíricas, uma avaliação analítica da geometria dos satélites solares também foi realizada para confirmar a ocorrência do fenômeno. É conhecido pela ótica básica que a reflexão especular implica incidência idêntica e ângulos zênite refletidos ao longo do plano que contém o vetor incidente e o vetor normal de superfície. O vetor de incidência é dado pela geometria solar, enquanto o refletido é dado pela geometria da vista de satélite, que é fixada para um satélite geoestacionário para qualquer ponto da superfície da Terra. Para uma avaliação combinada dessas geometrias, traçamos o analema para 9h, 10h e 11h LT para as coordenadas da bóia SIMA (Tabela 2) no reservatório de Serra da Mesa na Figura C.2. A geometria de visualização de satélite (ângulos zênite e azimutal) foi extraída dos arquivos de navegação brutos GOES-16 e plotada. A curva analema mostra a posição do Sol (altitude e azimute) na mesma hora ao longo do ano.

Figura C.2 - Analemma no reservatório de Serra da Mesa (coordenadas da bóia SIMA) e correspondente reflexão especular oposta aos ângulos de visão de satélite (preto).



O círculo verde indica uma margem de 5° da posição especular. Escala de cores mostra o dia juliano.

A partir da Figura A3, é possível confirmar que a anomalia de refletância observada durante os meses de dezembro e janeiro às 10h LT foi causada por sunglint. A posição solar não pode ser tratada como uma fonte pontual. Uma margem de 5° da posição de reflexão especular foi incluída para contabilizar as variações angulares devido ao ângulo sólido do disco solar (0, 53°), à extensão do lago e principalmente devido à ondulações na superfície da água. Esta margem parece bastante conservadora, uma vez que qualquer declive na faceta da água causa um desvio duplo em um ângulo especular devido à simetria de reflexão. Para oceanos, onde a água é muito mais ondulada, o *sun glint* é de grande preocupação e existe uma literatura bem estabelecida sobre sua detecção e correção (ZHANG; WANG, 2010; KAY et al., 2009). Para a sequência de trabalho, as amostras de 10h local afetadas pelo *sun glint* foram excluídas da análise.