



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR
CENTRO REGIONAL DE CIÊNCIAS NUCLEARES DO NORDESTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM TECNOLOGIAS ENERGÉTICAS E
NUCLEARES

JOÃO VICTOR FURTADO FRAZÃO DE MEDEIROS

**AVALIAÇÃO DE MODELOS UTILIZADOS NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE
ENERGIA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA LOCALIZADA NO SEMIÁRIDO
BRASILEIRO**

Recife

2023



CARACTERIZAÇÃO E SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS, ENERGIAS RENOVÁVEIS
E BIOTECNOLOGIA AMBIENTAL

Apoio



Gestão



JOÃO VICTOR FURTADO FRAZÃO DE MEDEIROS

**AVALIAÇÃO DE MODELOS UTILIZADOS NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE
ENERGIA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA LOCALIZADA NO SEMIÁRIDO
BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares.
Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Orientadora: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela.

Coorientador: Prof. Dr. Emerson Torres Aguiar Gomes.

Recife
2023

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

M488a	Medeiros, João Victor Furtado Frazão de. Avaliação de modelos utilizados na estimativa da geração de energia de uma usina fotovoltaica localizada no semiárido brasileiro / João Victor Furtado Frazão de Medeiros. - 2023. 109 folhas, il., gráfs., tabs. Orientadora: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela Coorientador: Prof. Dr. Emerson Torres Aguiar Gomes Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2023. Inclui Referências. 1. Energia Nuclear. 2. Modelagem da geração fotovoltaica. 3. Dados de 1-min. 4. Separação de GHI. 5. Modelos de transposição. 6. Albedo do solo. 7. Usinas fotovoltaicas. I. Vilela, Olga de Castro (Orientadora). II. Gomes, Emerson Torres Aguiar (Coorientador). III. Título. UFPE 621.042 CDD (22. ed.) BCTG/2023-176
-------	---

JOÃO VICTOR FURTADO FRAZÃO DE MEDEIROS

**AVALIAÇÃO DE MODELOS UTILIZADOS NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE
ENERGIA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA LOCALIZADA NO SEMIÁRIDO
BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Tecnologias Energéticas e Nucleares.
Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia.

Aprovada em: 21/07/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Rodrigo-Alonso Suárez (Examinador Externo)
Universidad de la República Uruguay

Prof. Dr. Chigueru Tiba (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira (Examinador Interno)
Comissão Nacional de Energia Nuclear

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que dentre todas as bênçãos, possibilitou o meu ingresso no Centro de Energias Renováveis (CER-UFPE) e o contato com pessoas excelentes que contribuíram no meu desenvolvido profissional e pessoal.

Aos meus pais, Robinson e Claudia, que sempre estiveram do meu lado, orientando e dando forças nos momentos de dúvidas e dificuldades, sempre me motivando a buscar ser alguém melhor para mim e para os próximos. À minha amada avó Rosenda Frazão, que faleceu no início do mestrado, por toda a atenção e ensinamentos que me impulsionaram a buscar ser alguém melhor. À minha namorada Lara Santiago, pelo apoio e incentivo durante todo esse período.

Aos meus amigos Janis Galdino, Diego Miranda, Lucas Barbosa, Rodrigo Farias, Evelyn Moreira, Mariana Sousa, Gabriel Dantas, Valentin Perrucci e todos os colegas do CER por todos os momentos compartilhados durante o mestrado. Momentos de alegria, de ansiedade, de diversão e de muito aprendizado que colaboraram para o meu desenvolvimento.

Aos meus orientadores Olga Vilela e Emerson Gomes, por toda a atenção, paciência, todos os ensinamentos, orientações e oportunidades de aprendizado. Além deles, destaco os Professores Alexandre Costa, Chigueru Tiba e Carlos Brayner pelo aprendizado e acolhimento, e também a todos os técnicos e colegas, como Rinaldo, Marcelo e Marcos por toda a parceria e trocas.

Por fim, agradeço às seguintes entidades pelo apoio financeiro ao longo desta caminhada: À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e à Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, por meio do Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP/FINEP, pelo apoio financeiro, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015. Em particular ao PRH 48.1 “Caracterização e Simulação de Reservatórios, Energias renováveis e Biotecnologia Ambiental” (PROCESSO ANP Nº48610.201019/2019-38), do Departamento de Energia Nuclear do Centro de Tecnologia e Geociências da UFPE.; à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF no âmbito do Programa de P&D ANEEL 23076.009704/2020-56 - Plataforma Solar de Petrolina.

RESUMO

A estimativa acurada da geração de energia de centrais fotovoltaicas é essencial no estudo de viabilidade dos projetos e na área de operação e manutenção (O&M) das usinas. As simulações das usinas fotovoltaicas (UFV) demandam informações de qualidade a respeito dos dados de entrada e dos modelos aplicados na modelagem. Diversos grupos de modelos são utilizados para estimar a produção anual da UFV, sendo a acurácia dos mesmos fortemente dependente das condições climáticas e das características do sistema. Nesta pesquisa são analisados detalhadamente os modelos de separação da irradiância global horizontal (*GHI*) nas componentes direta e difusa, bem como os modelos de transposição e os modelos do comportamento térmico e elétrico dos módulos. Dados de alta resolução de uma UFV de 2,5 MWp localizada na região semiárida brasileira são utilizados para determinar os modelos mais adequados às condições climáticas locais. Entre os modelos de separação, os modelos STARKE3, YANG4, STARKE2, ENGERER2, SKARTVEIT e DIRINT foram os que mais se adequaram ao clima semiárido, com destaque para os três primeiros. No que se refere aos modelos de transposição Hay e Davies, Reindl e Perez tiveram os melhores resultados na transposição da difusa, com destaque para o modelo de Perez incorporado com informações sobre o albedo do solo local, seja ele em termos médios (27,72%) ou com albedo uni ou bivariável. Quanto aos modelos térmicos, os modelos Mattei, King97, Sandia, Skoplaki e Faiman apresentaram bons resultados, e os modelos elétricos De Soto, CEC e PVWatts demonstraram os melhores desempenhos. Complementarmente, a geração de energia da central FV foi examinada e modelada com base na *GHI* medida em solo a partir de 12.600 combinações possíveis, passando por sete modelos de separação, nove modelos de transposição, quatro ópticos, dez térmicos e cinco elétricos, onde foi observado que a seleção dos modelos físicos possui impacto significativo na estimativa da geração da UFV, com variações de 14% no erro médio (nMBE) e de 4,3% na raiz do erro quadrático médio normalizado (nRMSE). O melhor conjunto de modelos, composto por STARKE2 (separação) + Perez (transposição) + Martin-Ruiz (ópticos) + Skoplaki (térmico) + De Soto (elétrico), apresenta erro médio na geração de 0,3% e nRMSE de 12,57%, com *Performance Ratio* simulado (84,5%) próximo ao real (84,75%). A depender das combinações variações no PR de 76% a 88% são encontradas. Outro fator importante que impacta fortemente as simulações é o fator de redução (*derating*), representado

pelas perdas não previstas nas modelagens, tais quais as perdas por *mismatch*, por sujidade, entre outras. As variações encontradas quanto a esse fator são de até 16% e, semelhante aos demais resultados, estão em linha com os valores reportados na literatura.

Palavras-chave: modelagem da geração fotovoltaica; dados de 1-min; separação de GHI; modelos de transposição; albedo do solo; usinas fotovoltaicas.

ABSTRACT

Accurate estimation of energy production in photovoltaic power plants (PVPP) is crucial for project feasibility assessment and operations and maintenance (O&M) activities. Simulations of PVPP require high-quality information regarding input data and applied modeling techniques. Various groups of models are used to estimate the annual production of PVPPs, and their accuracy strongly depends on climatic conditions and system characteristics. In this research, we conduct a detailed analysis of models that separate global horizontal irradiance into direct and diffuse components, as well as models for transposition and the thermal and electrical behavior of PV modules. High-resolution data collected at one-minute intervals from a 2.5 MWp PVPP located in the Brazilian semiarid region are utilized. Through this individual analysis, we determine accurate models that best fit the specific location and high-resolution data. Among the separation models, STARKE3, YANG4, STARKE2, ENGERER2, SKARTVEIT, and DIRINT demonstrate the best suitability for the semiarid climate. Regarding transposition models, Hay and Davies, Reindl, and Perez achieve the best results, with a notable performance in the transposition of diffuse irradiance by Perez, incorporating information on local soil albedo, whether in average terms (27.72%) or with univariate or bivariate albedo. The thermal models, including Mattei, King97, Sandia, Skoplaki, and Faiman, exhibit favorable outcomes, while the electrical models, De Soto, CEC, and PVWatts, demonstrate the highest performance. Additionally, the PVPP generation is examined and modeled based on ground-measured GHI, considering a total of 12,600 possible combinations, through seven separation models, nine transposition models, four optical models, ten thermal models, and five electrical models. It is observed that the selection of physical models significantly impacts the estimation of PVPP generation, with variations of 14% in normalized mean bias error (nMBE) and 4.3% in normalized root mean square error (nRMSE). In terms of performance ratio (PR), variations between 76% and 88% are observed. The optimal set of models, consisting of STARKE2 (separation) + Perez (transposition) + Martin-Ruiz (optical) + Skoplaki (thermal) + De Soto (electrical), achieves a PR of 84.5%, closely matching the real PR of 84.75%, with a generation bias of -0.3% and nRMSE of 12.57%. Another important factor that strongly affects the simulations is the derating factor, represented by the losses not predicted in the modeling, such as mismatch and

soiling losses, among others. The variations found for this factor are up to 16% and, similar to the other results, are in line with the values reported in the literature.

Keywords: modeling photovoltaic generation; 1-min data; GHI separation; transposition models; ground albedo; photovoltaic plants.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	OBJETIVOS.....	3
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
2	ESTADO DA ARTE	5
2.1	RADIAÇÃO INCIDENTE NO PLANO DO ARRANJO	9
2.1.1	Modelos de separação da radiação GHI em DHI e DNI	10
2.1.2	Modelos de transposição da radiação para o plano inclinado	14
2.2	MODELOS PARA SIMULAÇÃO DO MÓDULO FV.....	19
2.2.1	Modelos térmicos.....	19
2.2.2	Modelos de conversão fotovoltaica (Geração CC).....	23
2.3	MODELO DO INVERSOR	27
2.4	PERDAS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO	29
2.5	MODELOS UTILIZADOS EM SOFTWARES	31
3	METODOLOGIA.....	34
3.1	BANCO DE DADOS	36
3.1.1	Instrumentação e Medições Utilizadas.....	37
3.1.2	Avaliação da qualidade dos dados.....	41
3.2	PARÂMETROS ESTATÍSTICOS	43
4	ANÁLISE DOS MODELOS	46
4.1	MODELOS DE SEPARAÇÃO DE GHI	46
4.2	ANÁLISE DOS MODELOS DE TRANSPOSIÇÃO	52
4.2.1	Estudo do Albedo Local	52
4.2.2	Transposição a partir de DHI e DNI medidas.....	54
4.2.2.1	Análise dos modelos para diferentes Orientações e Cenários de Albedo	54
4.2.2.2	Análise dos modelos para diferentes inclinações	57

4.2.3	Transposição com DHI e DNI medidas ou estimadas	61
4.3	VALIDAÇÃO DOS MODELOS DO MÓDULO	66
4.3.1	Modelos Térmicos.....	66
4.3.2	Modelos de Conversão Fotovoltaica (Geração CC)	72
5	ANÁLISE DA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA.....	76
6	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS.....	85
	REFERÊNCIAS.....	88

1 INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica (FV) tem passado por uma notável ascensão nos últimos anos (REN21, 2022). Seu crescimento foi intensificado pela criação de políticas de incentivo em diversos países que levaram a melhorias das tecnologias e a redução de custos em toda cadeia de valor da energia solar FV. Apesar da inflação e dos desafios da cadeia de suprimentos enfrentados nos últimos anos com a pandemia, o custo nivelado da energia (LCOE - *levelized cost of energy*) de usinas fotovoltaicas (UFV) alcançou a mínima histórica (24 \$/MWh) na faixa de preços, o que pode configurar a consolidação da energia solar no setor, ainda que embora o LCOE médio tenha aumentado pela primeira vez na história em 2023 (LAZARD, 2023).

A crescente expansão do mercado fotovoltaico tem gerado um aumento significativo no número e no tamanho dos sistemas fotovoltaicos, bem como nos aportes dos investimentos e na relação risco-retorno associada. Por isso, é cada vez mais importante para projetistas, investidores e instituições financeiras identificar e minimizar os riscos que possam afetar a viabilidade e a operação desses projetos (THEVENARD; PELLAND, 2013). Em projetos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) uma das áreas relevantes relacionada ao risco é a quantificação da expectativa da produção de energia anual e do desempenho global do sistema fotovoltaico (OLIVEIRA, 2017).

A estimativa do desempenho e da geração FV é realizada a partir de ferramentas de modelagem gratuitas ou pagas que simulam a geração de energia elétrica, sendo assim, úteis para projetistas e integradores na análise de possíveis configurações do sistema e na estimativa da produção de energia (CAMERON *et al.*, 2011). Esses *softwares* fazem uso de uma cadeia de modelos matemáticos que estimam a geração de energia com base nas especificações do sistema FV e dos dados meteorológicos. Normalmente as simulações realizadas por essas ferramentas são realizadas na resolução horária, entretanto muitos estudos (RUTHER, NASCIMENTO e CAMPOS, 2017; HOFMANN e SECKMEYER, 2017; BALFOUR *et al.*, 2021) vêm relatando sobre a importância da resolução sub-horária, com destaque para resolução dos minutos, no dimensionamento correto dos inversores, nas boas práticas operacionais e simulações dos sistemas fotovoltaicos.

Em Hofmann e Seckmeyer (2017) a influência de diversos modelos de irradiância e as suas combinações na simulação de sistemas fotovoltaicos foi avaliada para

diferentes tipos de climas. Os autores avaliaram os modelos de separação da direta e difusa para diferentes resoluções temporais (1-h e 1-min), onde observaram que as simulações de sistemas FV devem ser conduzidas com dados medidos ou dados de 1-min obtidos a partir de dados horários, esses últimos chamados de dados sintéticos de 1-min (HOFMANN *et al.*, 2014). Os autores ainda ressaltam a importância das simulações com dados de alta resolução temporal para o correto dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos (BURGER e RÜTHER, 2006), para estimar as perdas por clipagem nos inversores e destacam ainda o forte impacto dos modelos de transposição da radiação para o plano inclinado, e que a escolha desses modelos e dos modelos de separação deve ser realizada com atenção, tendo em vista que a modelagem da radiação é fortemente dependente da localidade.

Um dos documentos exigidos pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE para participação em leilões de energia elétrica de empreendimentos fotovoltaicos é a Certificação de Produção Anual de Energia (EPE, 2021). Nela é necessário descrever dentre outras informações obrigatórias, os modelos utilizados e os fatores considerados no cálculo como perdas por temperatura, sujeira, *mismatch*, entre outras, indicando as referências bibliográficas associadas. Uma vez que existem diversos modelos na literatura e implementados nos *softwares*, e, como a aplicação dos modelos é fortemente dependente das condições climáticas do local a ser instalado (LAVE *et al.*, 2014; SENGUPTA *et al.*, 2021; MAYER e GRÓF, 2021), torna-se necessário avaliar os modelos que melhor se adequam à localidade, para poder assim estimar a produção anual de energia de maneira acurada, reduzindo as incertezas e os riscos contratuais existentes.

Neste sentido, o presente trabalho busca analisar diversos modelos existentes na cadeia de simulação de sistemas fotovoltaicos, confrontando estatisticamente os resultados de simulações com dados experimentais de uma UFV de 2,5 MWp localizada em Petrolina-PE, no semiárido brasileiro. As simulações são realizadas no nível de obtenção da irradiância direta e difusa, da irradiância no plano inclinado e dos modelos elétricos e térmicos dos módulos fotovoltaicos, como também a modelagem completa da UFV partindo da irradiância global horizontal até a estimativa da geração fotovoltaica.

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como principal objetivo analisar diferentes modelos empregados na simulação de UFV conectadas à rede, avaliando os modelos de separação da irradiância global nas componentes direta e difusa, os modelos de transposição para o plano inclinado, os modelos térmicos e elétricos dos módulos utilizando dados de 1-min de uma usina fotovoltaica de 2,5 MWp instalada no semiárido brasileiro, na região de Petrolina (PE). Essa avaliação busca demonstrar o desempenho dos modelos para a resolução temporal sub-horária (1-min) e as condições ambientais da região semiárida brasileira, haja vista o elevado potencial de geração solar dessa região.

Diante do objetivo geral exposto, os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos:

- Realizar o levantamento do estado da arte dos modelos empregados no processo de simulação de sistemas fotovoltaicos;
- Avaliar a acurácia dos modelos de decomposição da radiação global horizontal em direta e difusa horizontal;
- Avaliar estatisticamente os modelos de transposição da radiação horizontal para o plano inclinado;
- Avaliar os modelos térmicos comumente utilizados na literatura e aplicados nos *softwares*;
- Analisar os modelos elétricos de um diodo e modelos de translação do ponto de máxima potência;
- Realizar simulações da irradiância no plano inclinado, com base em dados da irradiância global horizontal, aplicando assim a combinação de modelos de separação + modelos de transposição;
- Analisar e comparar a acurácia das simulações da geração da UFV a partir de diferentes combinações de modelos;

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho é organizado em 6 capítulos, iniciando no Capítulo 1 com uma introdução sobre o tema proposto, apresentando a justificativa, relevância do trabalho e os objetivos que direcionam ao desenvolvimento deste trabalho.

No Capítulo 2 é apresentado o estado da arte tratando desde os modelos que são empregados no processo de simulação da geração fotovoltaica até o tema das perdas existentes em sistemas fotovoltaicos e dos modelos adotados nas ferramentas de simulação. Esse capítulo discorre sobre os modelos mais utilizados na literatura e nos *softwares* comerciais com respeito à separação da radiação global horizontal na radiação direta normal e difusa horizontal, bem como sobre os modelos de transposição da radiação ao plano do arranjo, os modelos quanto ao comportamento térmico e elétrico do módulo e também do inversor (conversão corrente contínua em corrente alternada), ainda são abordados os fatores de perdas dos sistemas FV e os modelos utilizados nos *softwares*.

O Capítulo 3 contempla a metodologia empregada na dissertação. Onde a linha geral de desenvolvimento do trabalho, o tratamento e qualificação de dados e os indicadores estatísticos selecionados são explanados.

O Capítulo 4 apresenta os resultados dos modelos de maneira individual, desde os modelos de separação, ao modelo de transposição, modelos térmicos e elétricos.

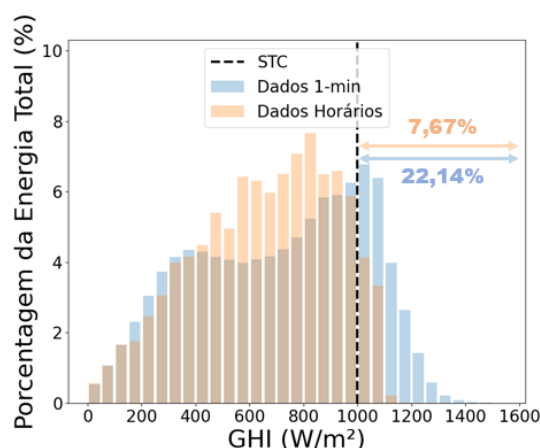
No Capítulo 5 encontram-se as análises voltadas a estimativa da geração de energia a partir de diversos modelos discutidos na literatura e aplicados em *softwares*. Por fim, as conclusões são sintetizadas no Capítulo 6 visando concatenar os principais resultados obtidos e as perspectivas futuras esperadas.

2 ESTADO DA ARTE

Diversos estudos avaliam os modelos que fazem parte da estrutura dos *softwares* de estimativa FV (e/ou projeto) de maneira isolada (YANG, 2022; MARTÍN-CHIVELET *et al.*, 2022), enquanto outros trabalhos avaliam as combinações de modelos com o objetivo de comparar a geração real com a geração de energia simulada. Esse segundo grupo de trabalhos utiliza, em geral, resoluções temporais horárias, diárias ou mensais. Em Roberts *et al.* (2017) um estudo na resolução horária é realizado, onde várias combinações partindo de 4 modelos de simulação de irradiância no plano do arranjo, 5 modelos de simulação de geração fotovoltaica (módulos) e 2 modelos de simulação de inversores foram avaliados com o uso da ferramenta MATLAB e validados com os dados medidos de um sistema de 2,2 kWp na Alemanha. As cinco melhores combinações a partir dos 5 modelos de geração dos módulos FV foram apresentadas, onde a melhor dentre as 5 apresentou geração anual próxima do valor medido, com erro médio normalizado (nMBE, ver seção 3.3) de - 0,2%, enquanto a pior combinação desse grupo subestimou a geração anual em 166,79 kWh, correspondendo a um nMBE de -8,9%.

Um dos trabalhos pioneiros na análise da resolução temporal na modelagem dos sistemas FV foi o publicado por Ransome e Funtan (2005). Os autores realizaram um estudo na Alemanha com medições de alta frequência (15 segundos) das irradiâncias, temperaturas e corrente e tensão em corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA). Os autores observaram que a modelagem com uso de dados horários tende a subestimar as perdas por clipagem quando comparadas com simulações com dados de elevada resolução (15-seg, 1-min, 5-min). Isso se deve ao fato de que as médias horárias dão mais importância aos níveis de baixa geração de energia. Esse impacto da resolução temporal pode ser observado ao se avaliar a porcentagem da energia total correspondente aos níveis de irradiância global horizontal (do inglês, *Global Horizontal Irradiance, GHI*), conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Percentual energético para diferentes níveis de irradiância e resolução de 1-h e 1-min.



Fonte: Elaboração própria.

O percentual de dados de *GHI* na escala horária superior a 1000 W/m² (irradiância atribuída na caracterização dos módulos FV em Condições de Teste Padrão – *STC*) corresponde a 7,67% da energia total incidente no plano horizontal, considerando um período de mais de 3 anos de dados em Petrolina (clima semiárido – *BSh*). Enquanto que na escala dos minutos o percentual aumenta para 22,14% da energia total, estando assim concentrada por grande parte do tempo em níveis de irradiância superior ao atribuído para determinação das características elétricas apresentadas nos *datasheets* dos módulos FV (1000 W/m²).

Em outras localidades de climas distintos, o mesmo impacto da resolução temporal é observado conforme pode ser visto na Tabela 1. Em alguns lugares as diferenças entre o percentual energético da resolução horária para resolução de 1-min correspondem a 7,5% como é o caso de Freiburg na Alemanha, entretanto para Petrolina-PE a diferença chega a ser superior a 14%, enquanto para Florianópolis-SC e Itiquira-MT a diferença é superior a 12% e a 10%, respectivamente.

Tabela 1 – Percentual energético da irradiância em diferentes localidades para resolução 1-h e 1-min.

Irradiância	Burger e Rüther (2006)				Nascimento <i>et al.</i> (2019)		Presente Trabalho	
	Freiburg (<i>Cfb</i>)		Florianópolis (<i>Cfa</i>)		Itiquira (<i>Aw</i>)		Petrolina (<i>BSh</i>)	
	1 min	1h	1 min	1h	1 min	1h	1 min	1h
Superior a 1000 W/m ²	16,50%	9,01%	23,40%	10,73%	20,80%	10,40%	22,14%	7,67%

Fonte: Elaboração própria.

Em Burger e Rütther (2006) discussões sobre o subdimensionamento de inversores com base em simulações horárias, minuto a minuto e resolução temporal ainda inferior (10ms) são realizadas. Os autores destacam a importância da utilização da alta resolução temporal nas simulações, revelando que as médias horárias escondem picos de radiação importantes que devem ser considerados no dimensionamento dos inversores do sistema FV, onde o conhecimento dos níveis de corrente e potência que os módulos e inversores podem apresentar são fundamentais para a garantia de segurança, integridade e desempenho esperado do sistema.

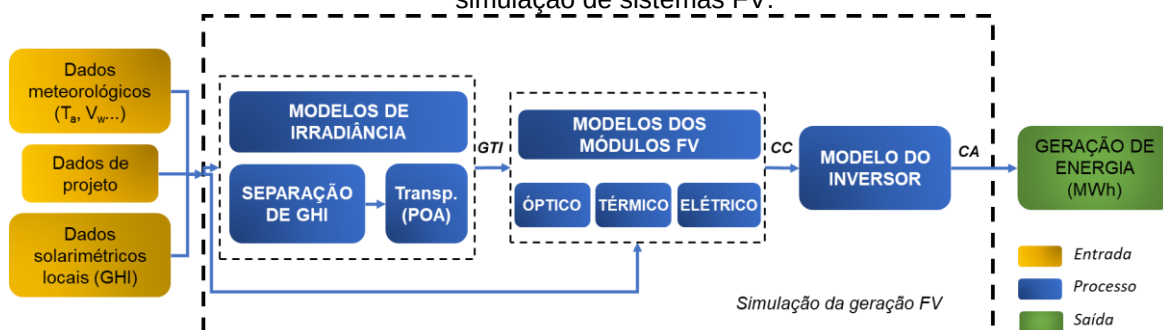
Em Hofmann e Seckmeyer (2017) a influência de diversos modelos de irradiância e as suas combinações na simulação de sistemas fotovoltaicos foi avaliada para diferentes tipos de climas, entretanto o clima semiárido seco, BSh da classificação Köppen-Geiger, característico de Petrolina-PE e de parte do Brasil que apresenta elevado potencial de geração solar, não foi contemplada. Os autores observaram que as simulações de sistemas FV devem ser conduzidas com dados medidos ou dados de 1-min obtidos a partir de dados horários médios, esses últimos chamados de dados sintéticos de 1-min (Hofmann *et al.*, 2014). Os autores ressaltam a importância das simulações com dados de alta resolução para dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, para estimar as perdas por clipagem nos inversores e destacam ainda o forte impacto dos modelos de transposição, e que a escolha desses modelos e dos modelos de separação deve ser realizada com atenção, tendo em vista que a modelagem da radiação é fortemente dependente da localidade.

A modelagem da geração de uma central fotovoltaica é fundamental para três níveis diferentes de geração, a modelagem da geração prevista, da geração esperada e comparação com a geração medida. A geração prevista é obtida a partir de dados históricos representativos do local, com o uso do ano meteorológico típico – TMY (do inglês, *Typical Meteorological Year*), a geração esperada é obtida aplicando o mesmo conjunto de modelos e considerações realizadas na concepção do projeto, entretanto, com dados meteorológicos medidos *in situ*, com o objetivo de simular a geração esperada para o período avaliado, e a geração medida é a geração devidamente obtida na saída da usina (KURTZ *et al.*, 2014). Em Moraes e Pontes (2021), são abordadas boas práticas de operação e manutenção de centrais fotovoltaicas, onde o desempenho global do sistema, descrito pelo *Performance Ratio (PR)* é o principal indicador de uma usina solar fotovoltaica, sendo o resultado do *PR* contabilizado

contratualmente de forma anual, onde é esperado que o *PR* medido seja similar ou superior ao *PR* esperado. Kurtz *et al.* (2014) destacam a importância de se realizar uma modelagem acurada do sistema, uma vez que o emprego de modelos não acurados desfavorece o correto funcionamento do sistema, podendo impactar essa relação do *PR* medido com o *PR* esperado, acarretando assim em riscos contratuais entre as partes.

Frente a esse cenário, fica evidente a importância da seleção dos modelos a serem aplicados no processo de simulação de sistemas fotovoltaicos com base em dados de alta resolução (1-min). Dessa forma, a Figura 2 apresenta o esquema com os grupos de modelos empregados no processo de simulação de sistemas FV. Para isso, os dados solarimétricos, meteorológicos e de projeto, além de considerações feitas pelo projetista (abordado na seção 2.4) são as entradas na simulação, onde essas informações são processadas pelos modelos de irradiância, subdivididos em modelos de separação da radiação global horizontal e modelos de transposição da radiação para o plano inclinado (do inglês, *Global Tilted Irradiance - GTI*), ou também representada na literatura como irradiância no plano do arranjo fotovoltaico (do inglês, *Plane of Array - POA*). Uma vez conhecida a irradiância incidente, os modelos ópticos e térmicos são aplicados, em seguida, os modelos elétricos dos módulos FV fornecem a geração em corrente contínua a ser injetada no inversor. Por fim, o modelo do inversor realiza a conversão CC-CA, tendo como saída a geração de energia e os indicadores de desempenho atrelados a operação da UFV.

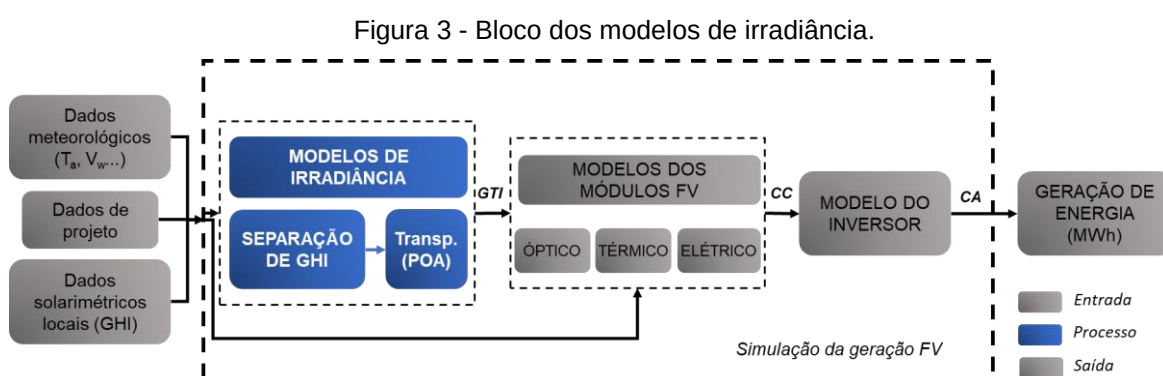
Figura 2 - Esquema representativo dos modelos, entradas e saídas aplicados no processo de simulação de sistemas FV.



Fonte: Elaboração própria.

2.1 RADIAÇÃO INCIDENTE NO PLANO DO ARRANJO

Para conhecer a potência de saída de um sistema fotovoltaico durante a fase de projeto, deve-se primeiro ter conhecimento da irradiância que incide no plano inclinado (GTI). Dessa forma, nessa seção o primeiro bloco da simulação dos sistemas FV será abordado, como destacado na Figura 3, tratando inicialmente dos modelos de separação da radiação global horizontal (*GHI*) nas componentes difusa horizontal (*DHI*) e direta normal (*DNI*) e em seguida dos modelos que transpõem a irradiância do plano horizontal para o plano do arranjo FV.



As componentes global, direta e difusa da radiação solar podem vir a estar disponíveis aos projetistas em determinado local. Entretanto, na maior parte das localidades as componentes difusa e direta não são medidas, uma vez que demandam maior investimento inicial e esforço operacional na utilização de dispositivos de rastreamento para medição dessas componentes (STARKE *et al.*, 2018). Dessa forma, os dados solarimétricos de entrada utilizados pelos projetistas nas simulações são geralmente atrelados à irradiância *GHI*, se fazendo necessário separá-la em *DNI* e *DHI* e, em seguida transpor todas as componentes para o plano do arranjo fotovoltaico. Para isso, diversos modelos são propostos na literatura, entretanto a acurácia na estimativa da radiação no plano inclinado varia de acordo com a localidade e com os modelos selecionados (REISE *et al.*, 2018), a notar ainda que existe uma escassez de modelos avaliados para o semiárido brasileiro, mesmo que esse apresente elevado recurso solar disponível.

2.1.1 Modelos de separação da radiação GHI em DHI e DNI

A separação/decomposição da irradiância global horizontal nas componentes difusa e direta é de suma importância para dois contextos, o primeiro é para calcular a radiação total incidente em superfícies com inclinações diferentes da horizontal e o segundo é para a estimativa do desempenho de coletores concentradores que se baseiam mais especificadamente na componente direta, sendo assim fundamental estimá-la com acurácia (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

O conhecimento das componentes direta e difusa a partir de *GHI* pode ser obtido com base na relação da fração difusa (k_d , razão entre *DHI* e *GHI*) com o índice de claridade (k_t , razão entre *GHI* e a irradiância extraterrestre no plano horizontal I_{ext}), como também com base na transmitância da irradiância direta normal (k_n , razão entre a *DNI* e a irradiância extraterrestre incidente no plano normal a radiação) em função de k_t . Uma vez determinada a relação entre k_d vs k_t ou entre k_n vs k_t , torna-se possível conhecer a componente difusa ou direta, respectivamente. Em seguida, devido à relação das irradiâncias apresentada na Equação 1, é possível obter todas as componentes da radiação no plano horizontal.

$$GHI = DNI \cos \theta_z + DHI \quad (1)$$

Onde θ_z é o ângulo zenital, correspondente ao ângulo entre o zênite e a linha da radiação direta.

Em Gueymard e Ruiz-Arias (2014) foi observado que os modelos horários podem geralmente ser aplicados com dados na resolução dos minutos, entretanto dois pontos são levantados pelos autores, o primeiro quanto ao aumento de erros aleatórios com o aumento da resolução temporal e, o segundo, que nem sempre os modelos horários conseguem descrever corretamente as situações transientes relacionadas ao efeito de lente produzido pelas nuvens, conhecido na literatura como sobreirradiância ou *cloud enhancement* (CE) (ANDRADE e TIBA, 2016). O mesmo fato é confirmado em trabalhos preliminares à presente dissertação (DE MEDEIROS *et al.*, 2022a; DE MEDEIROS *et al.*, 2022b), onde alguns modelos horários, como Reindl *et al.* (1990a), Skartveit *et al.* (1998) e Perez *et al.* (1992) apresentaram bons resultados para a cidade de Petrolina (9,11°S) e Araripina (7,57°S), entretanto alguns modelos sub-horários, concebidos na resolução dos minutos, podem apresentar maior

capacidade em descrever o comportamento da radiação difusa e direta para esses eventos de sobreirradiância (DE MEDEIROS *et al.*, 2022b).

O modelo ENGERER2, concebido em Engerer (2015) foi o pioneiro na descrição radiação difusa para os eventos de sobreirradiância. Em Bright e Engerer (2019) esse modelo é reparametrizado, dando origem ao modelo ENGERER4 que foi proposto para várias resoluções temporais (1-min, 5-min, 10-min, 15-min, 30-min, 1-h e 1 dia), onde os coeficientes adotados no modelo ENGERER4 acarretam numa menor descrição dos dados observados em momentos de *cloud enhancement*, além disso, em alguns trabalhos da literatura é observado um menor desempenho desse modelo frente a versão original do ENGERER2 (DE MEDEIROS *et al.*, 2022b; YANG, 2022).

Um modelo largamente avaliado e um dos pioneiros que usa uma função logística é o modelo BRL concebido por Ridley *et al.* (2010) na resolução horária. Nos últimos anos, alguns autores adaptaram este modelo para dados de 1-min. Em Lemos *et al.* (2017), o ajuste foi realizado com base nos dados da rede SONDA (Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais) para o Brasil. O modelo implementado, aqui denominado BRL-BR (SALAZAR *et al.*, 2018), atribui valores de β ajustado para o Brasil. A Equação 1 apresenta o modelo descrito por Ridley *et al.* (2010), onde a parametrização dos coeficientes dá origem aos modelos BRL e BRL-BR. É observado na literatura que ambos modelos conseguem descrever a dispersão dos dados observados de 1-min se os momentos de *cloud enhancement* forem removidos (Starke *et al.*, 2018).

$$k_d^{BRL} = \frac{1}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi)} \quad (2)$$

Onde HSA corresponde à hora solar aparente, α a elevação solar, K_t ao índice de claridade diário e ψ à persistência. De maneira semelhante a BRL-BR, Every *et al.* (2020) parametrizam o modelo BRL-BR para dados de diversas localidades do planeta. Os autores ainda propõem uma parametrização específica para diferentes tipos de climas seguindo a classificação de Köppen-Geiger, dando origem ao modelo EVERY2 e uma versão global, que resulta no modelo EVERY1. Os coeficientes são apresentados na Tabela 2.

Em Starke *et al.* (2018), o modelo BRL é adaptado ao acrescentar na equação o parâmetro K_{CSI} . Esse parâmetro é definido como a razão entre GHI e a irradiância GHI de céu claro (do inglês, *Clear-Sky Irradiance*, CSI) obtida a partir do modelo Solis (Ineichen, 2008). Os autores definem dois modelos sendo o modelo STARKE1 para dados da Austrália e o STARKE2 parametrizado para o Brasil. A Equação X apresenta o modelo adotado.

$$k_d^{STARKE2} = \begin{cases} \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi + \beta_6 \frac{CSI}{277,78}\right)\right]} & , K_{CSI} < 1,05 \\ \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_7 + \beta_8 k_t + \beta_9 HSA + \beta_{10} \alpha + \beta_{11} K_t + \beta_{12} \psi + \beta_{13} \frac{CSI}{277,78}\right)\right]} & , K_{CSI} \geq 1,05 \text{ e } k_t > 0,65 \end{cases} \quad (3)$$

Os limites de K_{CSI} e k_t apresentados pelo modelo Starke *et al.* (2018) dizem respeito aos eventos de sobreirradiância. Em Starke *et al.* (2021), os limites considerados correspondem a K_{CSI} maior igual a 1,05 e k_t maior que 0,75. Além disso, os autores acrescentam o índice de claridade horário ($k_{t,h}$) no modelo e realizam a parametrização para tipos diferentes de climas, os coeficientes para o clima de Petrolina (BSh) estão apresentados na Tabela 2. O modelo STARKE3 pode ser observado na Equação 4.

$$k_d^{STARKE3} = \begin{cases} \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_8 + \beta_9 k_t + \beta_{10} HSA + \beta_{11} \alpha + \beta_{12} K_t + \beta_{13} \psi + \beta_{14} \frac{CSI}{277,78} + \beta_{15} k_{t,h}\right)\right]} & , K_{CSI} < 1,05 \\ \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi + \beta_6 \frac{CSI}{277,78} + \beta_7 k_{t,h}\right)\right]} & , K_{CSI} \geq 1,05 \text{ e } k_t > 0,75 \end{cases} \quad (4)$$

De forma semelhante a Starke *et al.* (2021), Yang e Boland (2019) propuseram uma alteração em um modelo já existente, os autores modificaram o modelo de Engerer (2015), acrescentando a fração difusa horária ou 30-min obtida com base em dados de satélite. Devido à maior complexidade para implementação, Yang (2021) propõe uma alteração nesse modelo, substituindo a fração difusa de dados de satélite pelo k_d obtido pelo modelo Engerer2 na resolução horária ($k_{d,h}^{Engerer2}$). Esse parâmetro visa a descrever as variações de baixa frequência, semelhantemente a um índice de variabilidade. Com essa alteração o modelo denominado YANG4 é escrito conforme Equação 5, onde k_{de} representa uma porção da fração difusa atribuída aos eventos

de sobreirradiância, θ_z é o ângulo zenital, Δk_{tc} corresponde à diferença entre o k_t medido e o índice de claridade de céu claro obtido pelo modelo de céu claro TJ (THRELKELD e JORDAN, 1957) que apresenta resultados consistentes segundo os trabalhos de Sun *et al.* (2019) e Bright e Engerer (2019).

$$k_d^{YANG4} = C + \frac{1 - C}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \theta_z + \beta_4 \Delta k_{tc} + \beta_6 k_d^{Engerer2})} + \beta_5 k_{de} \quad (5)$$

A Tabela 2 apresenta os coeficientes adotados em cada um dos modelos discutidos. Todos os coeficientes listados na Tabela 2 foram obtidos a partir do ajuste original realizado pelos autores de cada modelo.

Tabela 2 – Coeficientes dos modelos de separação para Petrolina (clima BSh).

Coef.	BRL	BRL-BR	ENGERER2	ENGERER4	EVERY1	EVERY2	STARKE2	STARKE3	YANG4
C	-	-	0,042336	0,10562	-	-	-	-	0,0361
β_0	-5,38	-6,26	-3,7912	-4,1332	-6,862	-6,734	-6,37505	-1,7463	-0,5744
β_1	6,63	5,97	7,5479	8,2578	9,068	8,853	6,68399	-2,20055	4,3184
β_2	0,006	0,024	-0,010036	0,010087	0,01468	0,02454	0,01667	0,01182	-0,0011
β_3	-0,007	-0,0053	0,003148	0,00088801	-0,00472	-0,00495	0,02552	-0,03489	0,0004
β_4	1,75	2,84	-5,3146	-4,9302	1,703	1,874	3,32837	2,46116	-4,7952
β_5	1,31	2,41	1,7073	0,44378	1,084	0,939	1,97935	0,70287	1,4414
β_6	-	-	-	-	-	-	-0,74116	0,00329	-2,8396
β_7	-	-	-	-	-	-	0,19486	2,30316	-
β_8	-	-	-	-	-	-	-3,52376	-6,53133	-
β_9	-	-	-	-	-	-	-0,00325	6,63995	-
β_{10}	-	-	-	-	-	-	-0,03737	0,01318	-
β_{11}	-	-	-	-	-	-	2,68761	-0,01043	-
β_{12}	-	-	-	-	-	-	1,60666	1,73562	-
β_{13}	-	-	-	-	-	-	1,07129	0,85521	-
β_{14}	-	-	-	-	-	-	-	-0,0003	-
β_{15}	-	-	-	-	-	-	-	2,63141	-

Fonte: Elaboração própria.

Além dos modelos multiparâmetros, um modelo recente de maior praticidade na implementação e que busca alcançar os eventos de sobreirradiância, é o concebido por Abreu *et al.* (2019). O modelo ABREU corresponde a uma função polinomial de segundo grau e varia em função de k_t . Os coeficientes A , B e n são obtidos para diferentes tipos de climas, onde o clima árido apresenta os coeficientes denotados na Equação 6.

$$k_d^{ABREU} = \{1 + [A (k_t - 0,5)^2 + B (k_t - 0,5) + 1]^{-N}\}^{-\frac{1}{N}} ; A = 11,39 , B = -6,25 , N = 1,86 \quad (6)$$

Os modelos de natureza empírica não possuem validade “universal” para aplicação. A empregabilidade dos mesmos pode não ser acurada para um local específico, onde erros significativos podem ser apresentados e, dessa forma, faz-se necessária a validação do modelo para a localidade em estudo (SENGUPTA *et al.*, 2021)

Com base no exposto acima, os modelos de separação selecionados para análise correspondem a alguns modelos horários discutidos na literatura na resolução de 1-min (GUEYMARD e RUIZ-ARIAS, 2016) e os modelos concebidos na resolução dos minutos e apresentados nesse trabalho. Dessa forma, como modelos horários temos os modelos de Erbs *et al.* (1982) – ERBS, Orgill e Hollands (1977) – O&H, Chandrasekaran e Kumar (1994) – C&K, as variações dos modelos de Reindl *et al.* (1990a) (REINDL1, REINDL2 e REINDL3), os modelos de Maxwell (1987) - DISC, Perez *et al.* (1992) - DIRINT, Skartveit *et al.* (1998) – SKARTVEIT e Ridley *et al.* (2010) – BRL. Os modelos de 1-min considerados foram os modelos de Engerer (2015) - ENGERER2, Bright e Engerer (2019) - ENGERER4, Lemos *et al.* (2017) - BRL-BR, Every *et al.* (2020) - EVERY1 e EVERY2, Starke *et al.* (2018) - STARKE2, Starke *et al.* (2021) - STARKE3, Yang (2021) - YANG4 e Abreu *et al.* (2019) - ABREU, totalizando assim 19 modelos de separação de GHI.

2.1.2 Modelos de transposição da radiação para o plano inclinado

A próxima etapa considerando-se os modelos de irradiância tem como objetivo conhecer a radiação que incide no plano inclinado. Para isso é necessário transpor as componentes da irradiância do plano horizontal (abordados na seção anterior) e considerar ainda a parcela refletida pelo solo e vista pela superfície dos módulos no

cálculo da radiação incidente no plano do arranjo fotovoltaico. Dessa forma, a radiação global inclinada (GTI) pode ser escrita como a soma da parcela direta, difusa e refletida (SENGUPTA *et al.*, 2021).

$$GTI = DNI \cos(AI) + DHI * SVF + RHI * GVF \quad (7)$$

A primeira parcela pode ser obtida a partir de uma simples transformação geométrica, onde a componente DNI é multiplicada pelo cosseno do ângulo de incidência (AI) (ver Equação 8). A parcela difusa que incide no plano inclinado é obtida pelo produto de DHI com o fator de vista do céu (SVF). Já a irradiância refletida pelo solo que é vista pelo arranjo FV pode ser obtida pela irradiância refletida horizontal RHI multiplicada pelo fator de vista do solo (do inglês *Ground View Factor* - GVF) que considera a inclinação (β) do arranjo FV nos cálculos (Equação 9). A irradiância RHI corresponde ao produto da GHI com a reflectância do solo, ρ_g , também conhecida como albedo conforme Equação 10.

$$\cos(AI) = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (8)$$

$$GVF = (1 - \cos \beta)/2 \quad (9)$$

$$\rho_g = RHI/GHI \quad (10)$$

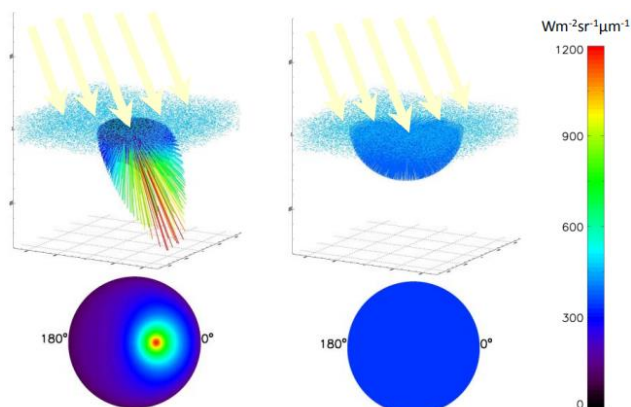
Onde γ_s é o ângulo azimutal solar e γ é o ângulo azimutal do arranjo fotovoltaico.

A reflectância do solo (albedo) é conhecida por variar de acordo com vários fatores, como a natureza da superfície do solo, o ângulo zenital solar, a coloração, a cobertura de nuvens, a presença ou ausência de neve e outros fatores (THEVENARD *et al.*, 2006).

Dentre as três componentes no cálculo de GTI , a irradiância difusa é a mais difícil a ser computada, pois ela varia fortemente em função das condições de nebulosidade e de claridade da atmosfera local (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Diversos autores têm estudado essa componente a partir de diferentes abordagens, desde modelos isotrópicos que consideram apenas a difusa isotrópica nos cálculos do SVF (BADESCU, 2002; KORONAKIS, 1986; LIU e JORDAN, 1961; TEMPS e COULSON, 1977, até modelos mais complexos e elaborados que tratam da difusa circumsolar e/ou do brilho do horizonte com mais detalhes, chamados de modelos de céu anisotrópico (HAY e DAVIES, 1980; KLUCHER, 1979, PEREZ *et al.*, 1990; REINDL *et*

al., 1990b). A Figura 4 retrata os dois tipos de radiação difusa após interação com a atmosfera, à esquerda é demonstrado uma maior intensidade da radiação próximo ao disco solar que proporciona a irradiância direta normal, esse aumento é caracterizado pela irradiância circumsolar, já à direita a radiação é considerada uniformemente distribuída para todo o domo.

Figura 4 – Irradiância Difusa Anisotrópica e Isotrópica.



Fonte: Xie e Sengupta, 2016.

O modelo isotrópico apresentado em Liu e Jordan (1961) [LJ] considera uma distribuição isotrópica da radiação difusa semelhante à imagem da direita da Figura 4, sendo a irradiância difusa que incide na superfície inclinada dada pela *DHI* corrigida por um fator de vista do céu, representado por $(1 + \cos \beta)/2$. Em Koronakis (1986) uma correção no fator de vista do céu de Liu e Jordan é proposta, o autor corrige o SVF para $(2 + \cos \beta)/3$ buscando aumentar a parcela da *DHI* na irradiância inclinada, sobrestimando a difusa inclinada (do inglês, *Diffuse Tilted Irradiance – DTI*) frente ao modelo isotrópico de LJ. Tian *et al.* (2001) também propõe uma alteração no SVF correspondendo a $(1 - \beta/180)$, β em graus. Em Badescu (2002), uma abordagem 3D é realizada e comparada ao modelo isotrópico LJ, mostrando que a estimativa do SVF correspondendo a $(3 + \cos 2\beta)/4$ é ligeiramente mais acurada para superfícies de baixa inclinação em locais de elevadas latitudes.

O modelo proposto por Hay e Davies (1980) considera além da radiação difusa isotrópica, a radiação circumsolar que é a resultante do espalhamento da radiação solar direta, sendo concentrada na área oriunda do ângulo sólido compreendido pelo disco solar (Figura 4, imagem à esquerda). O índice de anisotropia de Hay e Davies (F_{HD}) é utilizado nesse modelo. Em 1977, Temps e Coulson (1977) aplicaram um fator

de correção na difusa isotrópica para explicar a nebulosidade descrita pela difusa do brilho do horizonte. Baseado nesses autores Klucher (1979) modificou o fator de correção pelo fator de modulação de Klucher (F) que é descrito por $1 - (DHI/GHI)^2$. De maneira semelhante a Klucher (1979), Reindl *et al.* (1990b) modificaram o modelo de Hay e Davies (1980) e propuseram o acréscimo da parcela difusa do brilho do horizonte, ao descobrir uma relação entre essa componente e a radiação difusa em função da nebulosidade do céu. Esse modelo é referenciado como HDKR na literatura (DUFFIE e BECKMAN, 2013) devido à contribuição dos 3 trabalhos no desenvolvimento do modelo, nesse trabalho HDKR será descrito como modelo Re.

Outro modelo anisotrópico bastante utilizado e estudado na literatura é o modelo de Perez *et al.* (1990), onde as parcelas difusas isotrópicas, circumsolar e horizontal são analisadas mais minuciosamente. Nesse modelo coeficientes que representam ângulos sólidos da região circumsolar são utilizados (coeficientes a_1 e a_2), além disso, funções empíricas da claridade do céu que descrevem a radiação circumsolar (F_1) e o brilho do horizonte (F_2) são utilizados considerando a massa de ar (AM), a radiação extraterrestre incidente normal (DNI_{ext}) e o ângulo zenital (θ_z).

No mesmo ano que o trabalho de Perez, Muneer (1990) propôs um modelo que diferencia as condições de céu nublado das condições de céu não nublado. A Equação 11 relaciona a irradiância difusa de uma superfície inclinada (DTI) com o DHI , em que, para uma superfície inclinada em um dia nublado, o índice de anisotropia de Hay e Davies (F_{HD}) se torna zero (Equação 12) e o termo T se torna uma razão entre a irradiância de uma superfície inclinada e a irradiância horizontal difusa. T corresponde a uma função da distribuição de radiação (b) e da inclinação da superfície (β) para um determinado local, de modo que a parametrização adotada correspondendo a versão proposta para todo o planeta (MUNEER *et al.*, 2004).

$$SVF_{Mu} = T(1 - F_{HD}) + F_{HD}R_b \quad (11)$$

$$F_{HD} = \frac{DNI}{DNI_{ext}} \quad (12)$$

$$T = \cos^2 \frac{\beta}{2} + \frac{2b}{\pi(3 + 2b)} \left[\sin \beta - \beta \cos \beta - \pi \sin^2 \frac{\beta}{2} \right] \quad (13)$$

Em Yang *et al.* (2013) 10 modelos de transposição e 5 modelos de decomposição foram avaliados para o clima tropical de Singapura (Classificação

Köppen-Geiger: Af), foram utilizados dados registrados a cada minuto e calculado com médias de 5-min. Os autores observaram que para superfícies com pequenas inclinações (ex: inferior a 20°) o *improvement* do erro em função do modelo selecionado não foi tão significativo para a localidade, como demonstrado na Tabela 3, entretanto os modelos de Reindl [Re], Hay e Davies [HD] e Perez [Pe] apresentaram melhores desempenhos. Em David *et al.* (2013) foi observado que a resolução temporal de 1-min tende a ter valores maiores de nRMSE do que quando utilizado dados horários, entretanto o ranqueamento dos modelos continua o mesmo, os autores observaram melhor desempenho global para o modelo de Perez. A Tabela 3 contempla o resultado médio dos modelos para diferentes inclinações e azimutes, semelhantemente ao realizado por Fan *et al.* (2021) que realizou a análise para diferentes inclinações e concatenou o desempenho global dos modelos. A notar que em todos esses trabalhos os modelos anisotrópicos apresentam melhores resultados.

Tabela 3 – Síntese dos resultados da literatura para os modelos de transposição.

Modelo	Yang et al. (2013) (1,3°N, 5-min)		David et al. (2013) (21,3°S, 1-min)		Yang (2016) (39,7°N, 15-min)		Fan et al. (2021) (41,2°N, 2-min)	
	18,3° NE		β : 20° e 40° / γ : 0°, 30°, 60° e 90°		40° / γ : 180°		β : 30°, 60° e 90° / γ : 180°	
	MBE / nMBE	RMSE / nRMSE	MBE / nMBE	RMSE / nRMSE	MBE / nMBE	RMSE / nRMSE	MBE / nMBE	RMSE / nRMSE
LJ	2,99/-	- / 10,28%	-	-	- / 3,9%	- / 7,6%	- / -3,33%	- / 7,59%
Ba	-2,08/-	- / 10,13%	-	-	- / 6,8%	- / 10,1%	- / -2,96%	- / 9,29%
Ti	-13,15/-	- / 10,02%	-	-	- / 7,4%	- / 10,6%	- / -2,9%	- / 8,85%
Ko	4,78/-	- / 10,34%	-	-	- / 2,7%	- / 6,8%	- / -3,6%	- / 9,17%
Klu	14,36/-	- / 10,0%	-	-	- / 0,2%	- / 4,4%	- / -3,71%	- / 7,49%
HD	6,78/-	- / 8,55%	-21,79/-	43,6/9,0%	- / 1,0%	- / 5,2%	- / 0,18%	- / 6,02%
Re	7,09/-	- / 8,56%	-	-	- / 0,7%	- / 5,0%	- / 0,23%	- / 5,72%
Pe	2,45/-	- / 8,64%	-14,49/-	39,4/8,2%	- / -0,3%	- / 4,0%	-	-
Mu	-	-	-	-	- / -0,3%	- / 5,2%	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Como as estimativas dos modelos são fortemente afetadas pelo local avaliado, devido às características específicas do local e à natureza estocástica da radiação solar, encontrar o modelo mais acurado para a região em estudo é imprescindível (MALEKI *et al.*, 2017). Além disso, Jahn *et al.* (2016) ressaltam a importância no uso de modelos de transposição que se adequem bem à localidade, destacando o papel importante que eles possuem na estimativa do desempenho de sistemas FV. Os

autores obtiveram incertezas de aproximadamente 10% na estimação do desempenho final relacionadas ao uso de modelo de transposição que não se adequou à localidade, enquanto que a utilização de um bom modelo acarretou em erros na ordem de 2 %. Dessa forma, os modelos de transposição de Liu e Jordan [LJ], Tian [Ti], Badescu [Ba], Koronakis [Ko], Klucher [Klu], Hay e Davies [HD], Reindl [Re], Perez [Pe] e Muneer [Mu] serão selecionados e avaliados para Petrolina-PE.

2.2 MODELOS PARA SIMULAÇÃO DO MÓDULO FV

Uma vez conhecida a radiação incidente no plano do arranjo fotovoltaico, a temperatura da célula FV (T_c) é calculada a partir dos dados meteorológicos, solarimétricos e de projeto. Assim, torna-se possível estimar a geração de energia em corrente contínua (CC) do sistema em questão.

2.2.1 Modelos térmicos

Os modelos de temperatura buscam determinar o comportamento térmico das células fotovoltaicas a partir de variáveis meteorológicas pertinentes e parâmetros atrelados aos componentes do sistema, sendo ferramentas essenciais para prever e estimar o comportamento térmico de sistemas fotovoltaicos sob condições reais de operação. Alguns modelos são largamente utilizados na literatura como os modelos que serão avaliados nesse trabalho, sendo os modelos de Ross (1982), King (1997), King *et al.* (2004), Mattei *et al.* (2006), Skoplaki *et al.* (2008), Faiman (2008), PVsyst e o modelo NOCT, referente à Temperatura Nominal de Operação da Célula (em inglês, *Nominal Operating Cell Temperature* – NOCT).

O modelo NOCT é comumente utilizado como referência para estimativa da temperatura da célula sob condições operacionais. Especificada pela Comissão Eletrotécnica Internacional (em inglês, *International Electrotechnical Commission* – IEC) na IEC 61215:2005 (IEC, 2005), e apresentado na NBR 16274:2014 no procedimento de cálculo da energia injetada na rede, o modelo NOCT é amplamente utilizado na análise e dimensionamento de sistemas FV e é escrito conforme Equação 14.

$$T_{c,NOCT} = T_a + \frac{GTI}{G_{NOCT}}(T_{NOCT} - 20) \quad (14)$$

Onde T_{NOCT} e G_{NOCT} corresponde a temperatura e a irradiância em condições NOCT, respectivamente, sendo a primeira fornecida no *datasheet* do módulo e a segunda correspondendo a 800 W/m².

Ross (1976) desenvolveu um dos primeiros modelos de temperatura para células fotovoltaicas. O autor se baseia no balanço energético de um módulo fotovoltaico sem carga e leva em conta a energia absorvida pela célula, a energia perdida por condução com o *backsheet* do módulo, convecção e radiação. O modelo de Ross fornece uma compreensão abrangente do comportamento térmico das células FV através do coeficiente de condutância térmica global, k , também conhecido e abordado neste trabalho como k de Ross. Esse indicador expressa o aquecimento dos módulos FV em relação à temperatura ambiente e que varia em função da irradiância incidente no plano do módulo fotovoltaico, sendo obtido pela razão $\Delta(T_c - T_a)/\Delta GTI$. O modelo é descrito a partir da Equação 15.

$$T_{c,ROSS} = T_a + k GTI \quad (15)$$

Alguns valores típicos do k de Ross encontrados na literatura são apresentados na Tabela 4. Onde valores pequenos de k representam sistemas que conseguem trocar calor com o meio mais facilmente, assim não esquentando tanto e tendendo a performar melhor, enquanto que valores do parâmetro k de Ross elevados, normalmente estão atrelados a Sistemas Integrados a Edificação, também conhecidos como BIPV (do inglês, *Building Integrated Photovoltaics*), que apresentam uma pequena câmara de ar na parte traseira dos módulos, impedindo a troca térmica, e assim tendendo a operar com temperaturas superiores.

Tabela 4 – Valores do parâmetro k de Ross.

Condição de Instalação do módulo	Parâmetro de Ross (Km ² /W)
Sistema Flutuante	0,0183 – 0,0255 ^[1]
Instalado em solo (livre)	0,0208
Telhado Plano	0,0260
Telhado Inclinado, bem ventilado	0,0200
Telhado Inclinado, ventilação intermediária	0,0342
Telhado Inclinado, BIPV, baixa ventilação	0,0563
Telhado Inclinado, BIPV, elevada inclinação	0,0364 ^[2]
Integrado a Fachada, BIPV, módulo FV transparente	0,0455
Integrado a Fachada, BIPV, módulo opaco, câmara de ar pequena	0,0538
Integrado a Fachada, BIPV, módulo opaco, câmara de ar grande	0,0360 ^[2]

^[1]: Valores obtidos de Galdino et al. (2021) e Vilela et al. (2019).

^[2]: Valores obtidos de Assoa et al. (2020) e Assoa et al. (2023).

Fonte: Adaptado de Skoplaki et al. (2008), baseado nos dados de Nordmann e Clavadetscher (2003).

Em Duffie e Beckman (1991), o comportamento térmico é estimado considerando uma série de parâmetros, como a temperatura da célula (T_{NOCT}), ambiente ($T_{a,NOCT}$) e a irradiância (G_{NOCT}) em condições normais de operação (NOCT), o coeficiente de temperatura (γ), a eficiência (η) e a temperatura em condições padrão de teste (T_{ref}), como também a eficiência ótica do módulo ($\tau\alpha$), representada pelo produto entre a transmitância do vidro (τ) e o coeficiente de absortância da célula (α), adotado como 0,9 (SKOPLAKI *et al.*, 2008).

$$T_{c,DB} = \frac{T_a + (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}} \right) \left[1 - \frac{\eta}{\tau\alpha} (1 + \gamma T_{ref}) \right]}{1 - (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}} \right) \frac{\gamma \eta}{(\tau\alpha)}} \quad (16)$$

O modelo de King (1997) ($T_{m,KING97}$) diferentemente de Ross (1976) e Duffie e Beckman (1991), inclui além da temperatura ambiente e irradiância, a influência que a velocidade do vento (V_w) possui na temperatura do módulo. Este modelo leva em consideração não mais a irradiância NOCT, mas a irradiância em STC, G_{STC} (1000 W/m²) e é escrito conforme a Equação 17.

$$T_{m,KING97} = T_a + \frac{GTI}{G_{STC}} [0.0712V_w^2 - 2.411V_w + 32.96] \quad (17)$$

King *et al.* (2004) expande o modelo anterior, incluindo uma análise unidimensional da condução térmica, considerando a influência da ventilação e da convecção na dissipação de calor da célula. Este modelo é amplamente utilizado para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos e é empregado em *softwares* comerciais e em bibliotecas abertas como a *pvlb* do *python*. Neste trabalho o modelo de King apresentado nas Equação 18 e 19 será abordado como modelo térmico de Sandia. Esse modelo consiste em avaliar inicialmente a temperatura do módulo fotovoltaico (T_m) e, em seguida, com base na temperatura do módulo e nos aspectos construtivos do módulo e do tipo de montagem, estimar a temperatura da célula (T_c) a partir dos parâmetros a , b e ΔT demonstrados na Tabela 5.

$$T_m = GTI * \exp(a + b * V_w) + T_a \quad (18)$$

$$T_{c,SANDIA} = T_m + \frac{GTI}{G_{STC}} \Delta T \quad (19)$$

Tabela 5 – Parâmetros do modelo Sandia para diferentes tipos de módulo e aspectos construtivos.

Módulo	Instalação	a	b	ΔT (°C)
Vidro/célula/vidro	Sistema de Solo	-3,47	-0,0594	3
Vidro/célula/vidro	Telhado Integrado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/célula/polímero	Sistema de Solo	-3,56	-0,0750	3
Vidro/célula/polímero	Isolado na parte posterior	-2,81	-0,0455	0

Fonte: Adaptado de King *et al.* (2004).

De maneira similar, em Mattei *et al.* (2006) a temperatura e a eficiência da célula são estimadas com base na temperatura ambiente, irradiância e ventilação existente. O modelo térmico de Mattei ($T_{c,mattei}$) foi obtido com base em medições minuto a minuto para módulos de silício policristalino, esse modelo considera o coeficiente de troca de calor (U_{PV}) variando em função da velocidade do vento, conforme Equação 20. O modelo é então obtido pela Equação 21.

$$U_{PV} = 26.6 + 2.3 V_w \quad (20)$$

$$T_{c,MATTEI} = \frac{U_{PV}T_a + GTI(\tau\alpha - \eta - \beta\eta T_{ref})}{U_{PV} - \beta\eta GTI} \quad (21)$$

A partir de validações experimentais realizadas para dados integrados a cada 5 minutos, o modelo de Faiman (2008) atribui um fator de perda térmica, representado pelos fatores U que se assemelha ao coeficiente de troca de calor de Mattei *et al.* (2006), sendo dividido em uma componente constante, denominada U_c , e um fator proporcional à velocidade do vento, U_v . Empregado com ligeiras modificações no *software* PVsyst, os fatores U dependem do tipo de montagem adotada no sistema fotovoltaico. Em sistemas com livre circulação de ar na parte posterior do módulo, notavelmente sistemas de solo, valores de $29 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ e $0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ para respectivamente, U_c e U_v , são recomendados pela ferramenta quando na ausência de dados de velocidade do vento, montagens de sistemas completamente integrados a edificação, onde somente um lado contribui com trocas térmicas por convecção e casos intermediários, que existe uma câmara de ar na parte posterior dos módulos também recebem sugestões de valores para U_c e U_v , sendo respectivamente valores

de $15 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$, $0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ e $20 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$, $0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ (PVSYST, 2023). O autor Faiman (2008) encontrou valores de 25 e 6,84 para ambos coeficientes com base em diferentes tipos de módulos. A Equação 22 e 23 apresentam os modelos PVsyst ($T_{c,PVsyst}$) e de Faiman ($T_{c,FAIMAN}$).

$$T_{c,PVsyst} = T_a + \frac{\alpha GTI(1 + \eta)}{U_c + U_v V_w} \quad (22)$$

$$T_{c,FAIMAN} = T_a + \frac{GTI}{U_c + U_v V_w} \quad (23)$$

Semelhantemente à equação proposta por Duffie e Beckman (1991), Skoplaki *et al.* (2008) desprezam a troca de calor por radiação considerada nos fatores U e acrescentam a razão dos coeficientes convectivos no cálculo da temperatura da célula. Esse termo corresponde a $h_{w,NOCT}/h_w$, onde h_w corresponde à convecção forçada realizada pela ação do vento e é escrita conforme Equação 24, e $h_{w,NOCT}$ é obtido pela equação a partir da velocidade do vento adotada na condição NOCT (1 m/s), $h_{w,NOCT}$ resultando no valor de $10,91 \text{ W/m}^2\text{K}$ (SKOPLAKI *et al.*, 2008). O comportamento térmico por $T_{c,SKOPLAKI}$ é descrito sob a forma de:

$$h_w = 8.91 + 2.0 V_w \quad (24)$$

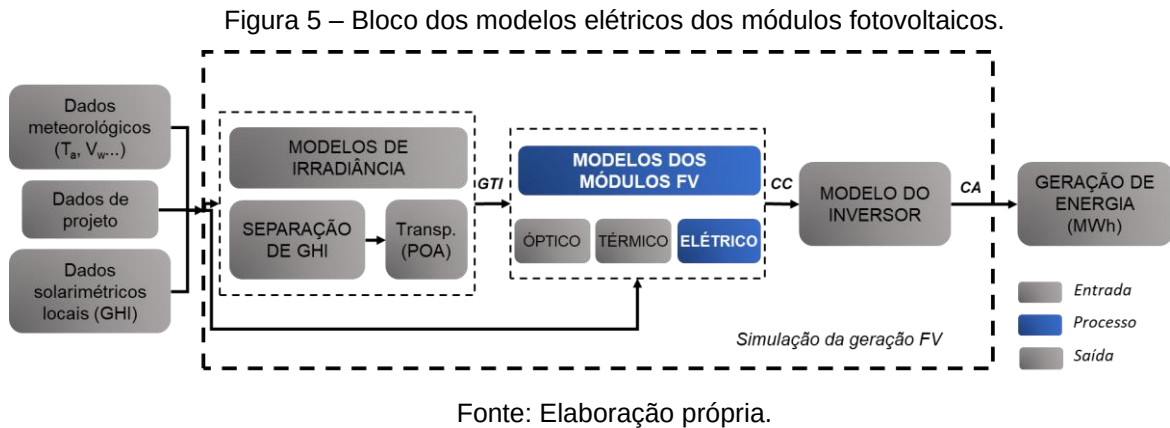
$$T_{c,SKOPLAKI} = \frac{T_a + \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}}\right) \frac{h_{w,NOCT}}{h_w} (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \frac{\eta}{\tau\alpha} (1 + \beta T_{ref})\right]}{1 - \frac{\beta \eta}{(\tau\alpha)} \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}}\right) \frac{h_{w,NOCT}}{h_w} (T_{NOCT} - T_{a,NOCT})} \quad (25)$$

Dessa forma, os modelos térmicos NOCT, Sandia, King97, Ross, Duffie e Beckman [DB], PVsyst, Mattei, Skoplaki, Faiman e um novo modelo proposto abordado na seção 4.3.1 são avaliados para o sistema instalado em solo com estrutura fixa localizado em Petrolina.

2.2.2 Modelos de conversão fotovoltaica (Geração CC)

Com o conhecimento do comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos, da irradiância incidente e das configurações de projeto é possível estimar a geração de energia em corrente contínua (CC) do sistema, para isso, os modelos que descrevem

o comportamento da geração elétrica dos módulos fotovoltaicos são empregados (ver Figura 5). Esses modelos são classificados em dois grupos, os modelos físicos baseados no circuito elétrico equivalente de um diodo que possibilitam a translação de toda a curva I-V para qualquer condição de operação (DE SOTO *et al.*, 2006) e os que realizam a translação de um único ponto (normalmente ponto de máxima potência) das condições padrões de teste (STC) para qualquer condição de operação.

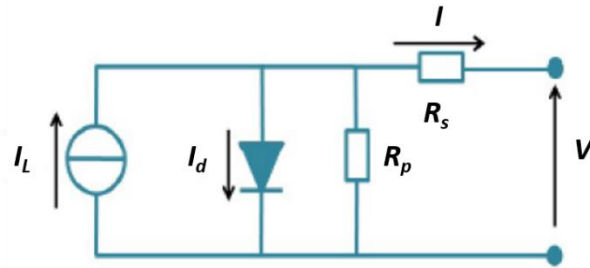


O primeiro grupo, referente aos modelos de um diodo, é o mais utilizado na modelagem de módulos e arranjos fotovoltaicos, sendo necessário extrair inicialmente cinco parâmetros sob condições STC para, em seguida, simular o sistema FV para condições reais de operação, ou seja, irradiâncias e temperaturas diferentes das condições padrões (STC). Os cinco parâmetros a serem extraídos são a corrente fotogerada (I_L), o fator de idealidade do diodo (n), a corrente de saturação do diodo (I_o), a resistência série (R_s) e a resistência paralela (R_p) da célula (MA; YANG; LU, 2014). Já o segundo grupo são métodos diretos de solução a partir de equações explícitas, possuindo assim maior simplicidade na aplicação e acurácia aceitável. Ambos grupos são largamente utilizados nas ferramentas de simulação e na literatura.

Os modelos baseados no circuito elétrico equivalente de um diodo com uma resistência série (R_s) e uma resistência paralelo (R_p) (ver Figura 6) representam o funcionamento de uma célula, módulo ou conjunto de módulos FV. Uma célula FV pode ser representada matematicamente pela Equação 26 (modelo de um diodo).

$$I = I_L - I_d - I_p = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (26)$$

Figura 6 - Representação do circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Elaboração própria.

Onde as componentes I e V são, respectivamente, a corrente e a tensão de saída da célula FV, n é o fator de idealidade do diodo, $V_t = kT_c/q$ é a tensão térmica da junção, onde k a constante de Boltzmann ($1,381\text{E-}23$ J/K), q é a carga do elétron ($1,602\text{E-}19$ C) e T_c é a temperatura da célula fotovoltaica.

Em primeiro momento, os modelos realizam o ajuste da curva característica determinando os cinco parâmetros (I_L , I_o , n , R_s e R_p) com base em considerações realizadas e nas condições de contorno estabelecidas pelos autores dos modelos. Cada modelo atribui suas próprias considerações e formas de resolução da Equação 26. Em De Soto *et al.* (2006) um fator diferente chamado de fator de idealidade do diodo modificado (a) é proposto, cujo valor é usualmente inferior a 1, enquanto que os valores do fator de idealidade do diodo (n) estão concentrados entre 1 e 2. Além disso em De Soto *et al.* (2006) os 5 parâmetros são extraídos na condição STC a partir dos dados fornecidos pelo fabricante. Quatro equações obtidas a partir de três pontos conhecidos (V_{oc} , cuja corrente é 0 A, I_{sc} , cuja tensão é 0 V e P_{mp} , cuja corrente e tensão são de máxima potência) e a equação do coeficiente de temperatura são utilizadas na determinação dos parâmetros, para isso um processo iterativo se faz necessário. Uma vez os 5 parâmetros são determinados para condição STC, os autores transladam a curva característica para qualquer condição operacional. Em Dobos *et al.* (2012), um sexto parâmetro, chamado Ajuste, é adicionado na modelagem da geração elétrica dos módulos fotovoltaicos. Esse parâmetro ajusta os coeficientes de temperatura da corrente de curto circuito (α_{cc}) e da tensão de circuito aberto (β_{oc}) fornecidos pelos fabricantes e é apresentado na literatura como modelo CEC (do inglês, *California Energy Commission*). Wang *et al.* (2021) avaliaram o modelo CEC de 6 parâmetros proposto por Dobos *et al.* (2012) e dois modelos de geração que transladam o ponto

de máxima potência para diferentes tecnologias fotovoltaicas. Os autores observaram que o modelo de um diodo e o modelo PVWatts, que translada o ponto de máxima potência, conseguem descrever a geração dos módulos de silício cristalino, entretanto o modelo CEC apresenta resultados mais acurados para essa tecnologia.

Em Roberts *et al.* (2017) os dois grupos de modelos elétricos dos módulos FV foram avaliados, sendo três modelos baseados no circuito elétrico equivalente, De Soto *et al.* (2006), Villalva *et al.* (2009), Walker (2001) e dois modelos de translação do ponto de máxima potência, sendo Diaf *et al.* (2007) e o modelo do *software* Homer Energy, que equivale ao modelo PVWatts. Os autores observaram que os modelos do segundo grupo tendem a superestimar a potência de saída do sistema FV, enquanto que os modelos baseados no circuito elétrico equivalente tendem a subestimar a potência de saída. O modelo de De Soto *et al.* (2006) foi o que apresentou melhor acurácia no processo de simulação do sistema fotovoltaico.

Enquanto a maioria dos modelos de um diodo (DE SOTO *et al.*, 2006; DOBOS *et al.*, 2012) necessita códigos complexos que demandam diversas iterações até convergirem, os modelos que transladam o ponto de máxima potência demandam poucas entradas, possuem rápido processamento computacional e boa precisão na estimativa da energia gerada. Um dos modelos de translação do ponto de máxima potência é o modelo PVWatts utilizado no *software* desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). O modelo estima a potência de saída do arranjo FV para diferentes condições de operação, corrigindo a potência de saída pela temperatura, dessa forma levando em conta as características térmicas das células. O modelo PVWatts é escrito conforme Equação 27.

$$P_{dc,PVWATTS} = \frac{GTI}{G_{STC}} P_{STC} (1 + \gamma(T_c - 25)) \quad (27)$$

Onde γ corresponde ao coeficiente de temperatura da potência e P_{STC} a potência STC do módulo ou arranjo considerado.

Huld *et al.* (2011) propõem um modelo que estima a potência de saída em função da temperatura de operação e irradiância, com alguns coeficientes determinados a partir de medições *indoor* e *outdoor*. O modelo é escrito na forma:

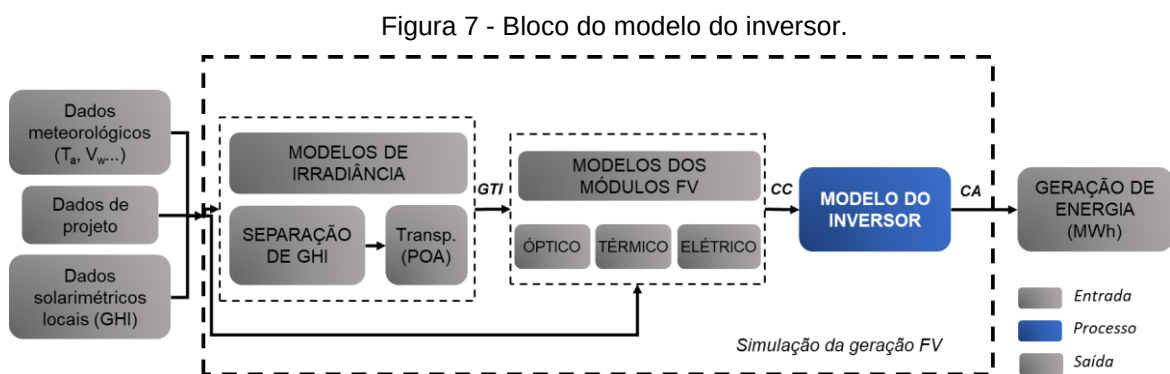
$$P_{dc,HULD} = GTI' P_{STC} [1 + k_1 \ln(GTI') + k_2 (\ln(GTI'))^2 + k_3 (T_c - 25) + k_4 (T_c - 25) \ln(GTI') + k_5 (T_c - 25) (\ln(GTI'))^2 + k_6 (T_c - 25)^2] \quad (28)$$

Onde GTI' corresponde a GTI dividido por 1000 W/m^2 , os coeficientes k_1 até k_6 correspondem à $k_1 = -0,01724$, $k_2 = -0,04047$, $k_3 = -0,0047 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, $k_4 = 1,49 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, $k_5 = 1,47 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, $k_6 = 5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-2}$, sendo representativos para módulos de silício cristalino.

Outro modelo de simples aplicação e que apresentou bom desempenho para as condições climáticas de São Paulo e para módulos monocristalinos (OLIVEIRA e BORGES, 2021), foi o modelo de um diodo ideal proposto por Saloux *et al.* (2011). Esse modelo realiza simplificações desprezando os efeitos da resistência série (R_s) e resistência paralelo (R_p) por esse motivo é considerado o modelo de um diodo ideal. No presente trabalho esse modelo que utiliza várias equações explícitas para estimar a potência de saída do arranjo FV será tratado como modelo Saloux. Além dele, os modelos De Soto, CEC, Huld e PVWatts serão empregados.

2.3 MODELO DO INVERSOR

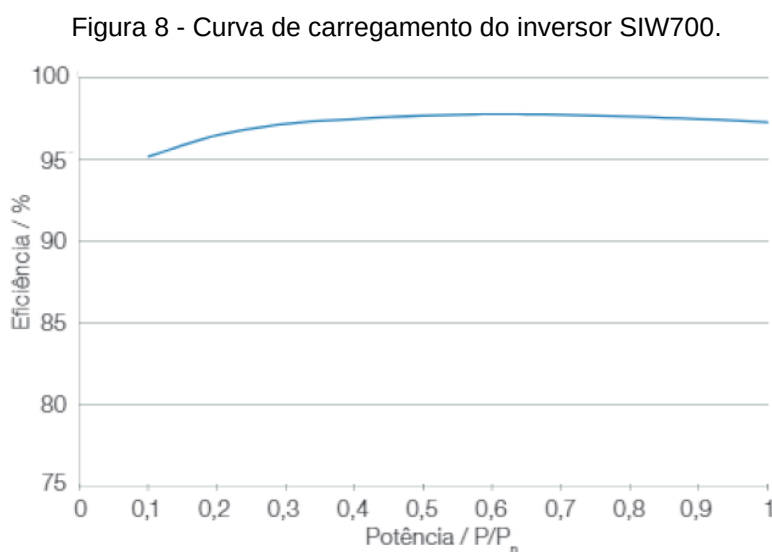
O último bloco presente no esquema representativo de simulações de sistemas FV é o do modelo do inversor conforme pode ser observado na Figura 7.



Fonte: Elaboração própria.

O inversor é o componente do sistema fotovoltaico responsável por realizar a conversão de energia em corrente contínua (CC) que é fornecida pelo gerador fotovoltaico, para corrente alternada (CA).

Na presente pesquisa a conversão da energia CC em CA será realizada a partir da curva da eficiência do inversor. A Figura 8 apresenta a eficiência do inversor (eixo das ordenadas) para diferentes carregamentos (eixo das abscissas). O carregamento é o termo referente à razão entre a potência real de saída e a potência nominal (PINTO *et al.*, 2011). Os inversores instalados na UFV de Petrolina são os inversores SIW700 da empresa WEG, na Figura 8 observa-se que a elevada eficiência do inversor é presente desde pequenos carregamentos até a potência de saída equivalente à potência nominal (carregamento igual a 1), favorecendo assim a operação otimizada até em momentos próximos ao nascer e ao pôr do sol (baixa irradiância e geração de energia).



Fonte: Fabricante (WEG).

Um dos modelos do inversor utilizados na literatura (VISSER *et al.*, 2022) e disponível na biblioteca do *pvl* é o modelo PVWatts desenvolvido pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (DOBOS *et al.*, 2014). Esse modelo é utilizado na presente pesquisa para realizar a conversão CC-CA. Ele se baseia em análises da Comissão de Energia da Califórnia (CEC – *California Energy Commission*) e caracteriza a curva da eficiência do inversor em função do carregamento. A função da curva da eficiência (η) é descrita conforme a Equação 29.

$$\eta = \frac{\eta_{nom}}{\eta_{ref}} \left(-0,0162 \frac{P_{dc}}{P_{dc0}} - \frac{0,0059}{P_{dc}/P_{dc0}} + 0,9858 \right) \quad (29)$$

Onde η_{nom} é a eficiência nominal do inversor, η_{ref} é a eficiência de referência, P_{dc} é a potência CC simulada e P_{dc0} é a potência limite do inversor, calculada pela razão entre a potência CA nominal sobre η_{nom} . Quando a potência CC simulada ultrapassa a potência limite do inversor (P_{dc0}), a potência de saída é “ceifada” para o valor nominal, ocorrendo o fenômeno chamado clipagem (do inglês, *clipping*).

Além da redução na geração dada pelas perdas do inversor, existem outras perdas nos sistemas fotovoltaicos, algumas delas demandam o conhecimento prévio dos projetistas e engenheiros responsáveis na hora de realizar as considerações para simular a operação da usina fotovoltaica.

2.4 PERDAS NO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Como os modelos não podem prever algumas perdas, tais como sujidade, perdas nas conexões, LID – *Light Induced Degradation*, disponibilidade da rede elétrica, entre tantas outras. O fator de degradação ou fator de redução (do inglês *derating factor*) é normalmente obtido com base em estimativas ou medições em campo, e representam os impactos negativos no desempenho dos sistemas fotovoltaicos (ROBERTS *et al.*, 2017), correspondendo um multiplicador que reduz a potência de saída do sistema FV.

Alguns valores típicos do fator de redução são reportados na literatura (MARION, B. *et al.*, 2005; ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2017; SHIREK; LASSITER, 2013) e também nos softwares, onde são abordados como perdas e em valores percentuais (%). As ferramentas computacionais normalmente adotam valores padrões (*default*) para algumas perdas. A Tabela 6 apresenta os valores *default* considerados pelos *softwares* e na literatura, outras perdas como as perdas na conversão CC/CA, perdas térmicas dos módulos e ópticas não entram no fator de redução, pois fazem parte dos modelos matemáticos adotados nas simulações.

Tabela 6 – a) Perdas padrões adotadas nos softwares (em %) e b) fatores de perda adotados na literatura (valor entre 0 e 1)

	a) Perdas nos softwares (%)				b) Perdas na literatura (fatores de redução)			
	<i>PVsyst</i>	<i>PVWatts</i>	<i>SAM</i>	<i>PV*SOL</i>	<i>Marion et al. (2005)</i>	<i>Roberts et al. (2017)</i>	<i>Silva (2019)</i>	<i>Barboza et al. (2022)</i>
<i>Imprecisão nos dados dos módulos</i>	- 0,4 %	1 %	-	-	-	0,95	-	-
<i>LID</i>	2 %	1,5 %	-	-	0,98	-	-	-
<i>Mismatch</i>	2,1 %	2 %	2 %	2 %	0,98	0,98	0,999	0,98
<i>Sujidade</i>	3 %	2 %	5 %	-	0,95	0,98	-	0,98
<i>Degradação</i>	0,7	-	-	-	-	-	-	-
<i>Diodos e conexões</i>	-	0,5 %	0,5 %	0,5 %	0,995	0,995	-	0,995
<i>Disponibilidade</i>	2 %	3 %	-	-	0,98	-	-	-
<i>Cabeamento</i>	1,5%	2 %	2,98 %	-	0,97	0,97	0,989	0,99
<i>Perdas AC</i>	-	-	-	-	0,93	-	0,959	-
<i>Outras perdas</i>	-	3 %	-	1 %	-	0,955	-	0,99
<i>Total*</i>	10,4 %	14,08 %	10,5 %	3%	0,804	0,84	0,947	0,937

* Total em porcentagem equivale a $[1 - (\text{produto de } (1 - \text{perda}/100))] * 100$; Total como fator de redução é o produto de todos os fatores adotados.

Fonte: Elaboração própria.

As perdas no cabeamento são normalmente calculadas a partir dos dados técnicos do cabeamento da UFV, no presente trabalho as perdas ôhmicas do cabeamento equivalem a 0,71% (1,4mΩ). O *mismatch* da string também foi calculado considerando a relação de Lorente *et al.* (2014), onde são considerados 4 módulos (1/4 dos módulos da *string*) que apresentam potência na tolerância máxima (ε) informada pelo fabricante, a Equação 30 apresenta a forma de calcular o *mismatch*.

$$f_{\text{mismatch}} = \frac{\frac{N_{s1}}{N_s} \left(2\varepsilon - \mu\varepsilon \frac{1 - \varepsilon}{1 + \varepsilon} \right)}{2\varepsilon \frac{N_{s1}}{N_s} - \varepsilon + 1} \quad (30)$$

Onde ε é a máxima tolerância do módulo, N_{s1} o número de módulos que trabalham na tolerância máximo, N_s o número de módulos da *string* (19 módulos) e μ corresponde ao parâmetro de módulos em série, correspondendo a $(V_{oc}/V_{mp}) - 1$. A máxima tolerância (ε) indicada no *datasheet* do módulo é de 5 Wp para mais, correspondendo a 1,5% a mais na potência de pico. Alguns *softwares* consideram além do próprio *mismatch*, um fator de redução negativo e igual a 0,4% representado pelo fator de redução da qualidade do módulo ($f_{\text{qual.}}$). Esse fator contribui positivamente para potência, ao invés de considerar o valor máximo de tolerância indicado no *datasheet*

que corresponderia a 1,5%, considerou-se um valor mais conservador de $\frac{1}{4}$ dessa tolerância no f_{qual} . o que equivale a aproximadamente -0,38%.

Quanto às perdas por LID foi considerado o valor comumente encontrado na literatura pra módulos policristalinos semelhantes aos da UFV em análise. Já a sujidade depositada nos módulos foi considerada conforme a parametrização realizada em Ramos *et al.* (2022) para a mesma UFV. Todas as perdas estão descritas na Tabela 7 e o fator de redução (*derating*) total da UFV é calculado conforme a Equação 31. As perdas totais em percentual, são obtidas a partir da subtração de 1 menos o fator de redução total vezes 100,

$$f = f_{mism}.f_{ohm}.f_{LID}f_{qual}.f_{suj} \quad (31)$$

Tabela 7 – Perdas consideradas.

Perda	Código	Valor	Fator de perda
Ôhmicas	$f_{ohm.}$	0,71%	0,9929
Mismatch	$f_{mism.}$	0,50%	0,995
LID	f_{LID}	2%	0,98
Qualidade do módulo	$f_{qual.}$	-0,378%	1,00378
Sujidade	f_{suj}	1,8%	0,982
TOTAL (f):		4,57%	0,9543

Fonte: Elaboração própria.

2.5 MODELOS UTILIZADOS EM SOFTWARES

Diversos *softwares* são disponibilizados gratuitamente ou comercialmente para simulação e estudo da viabilidade de projetos de sistemas fotovoltaicos. Esses *softwares* muitas vezes disponibilizam ferramentas gráficas de desenho para estudo de sombreamento, além de banco de dados dos equipamentos a serem empregados e dados meteorológicos das localidades. Cada *software* faz uso de diversos modelos ao longo do processo de simulação, alguns deles disponibilizam ainda a possibilidade de escolha para o projetista de qual modelo aplicar, cabendo ao projetista o conhecimento de quais modelos melhor se adequam às características climáticas do local, a resolução temporal da análise, como também a tecnologia FV aplicada.

A Tabela 8 apresenta os modelos empregados em *softwares* comumente utilizados no mercado e abordados na literatura, sendo eles o Homer Energy, PV*SOL, PVSyst, PVWatts, RETScreen e SAM. As informações de quais modelos são

adotados e a resolução temporal possível a ser utilizada na simulação foram retiradas de manuais (DOBOS *et al.*, 2014; RETSCREEN, 2005; GILMAN, 2015) e plataformas de suporte ao cliente de cada uma das ferramentas (PVSYST, 2023; PVSOL, 2023; HOMER, 2023), como também a partir do manuseio prático do *software*.

Tabela 8- Modelos aplicados nos softwares Homer, PV*SOL, PVSyst, PVWatts, RETScreen e SAM

Software	Resolução temporal	Modelos de separação	Modelos de transposição	Modelo óptico	Modelo térmico	Modelos do módulo	Modelo do inversor
<i>Homer Energy</i>	Sub-horário / Horário / Mensal	Erbs <i>et al.</i> (1982)	Reindl <i>et al.</i> (1990b)	N/A*	Duffie e Beckmann	PVWatts ou Modelo ideal sem correção de temperatura	Modelo simplificado da eficiência
<i>PV*SOL</i>	Sub-horário / Horário / Mensal	Orgill e Hollands (1976) Erbs <i>et al.</i> (1982) Reindl <i>et al.</i> (1990a) Perez <i>et al.</i> (1992) Hofmann (2017) Skartveit <i>et al.</i> (1998) Ridley <i>et al.</i> (2010)	Liu e Jordan (1961) Hay e Davies (1980) Klucher (1979) Perez <i>et al.</i> (1990) Reindl <i>et al.</i> (1990b)	Ashrae	NOCT (1-h) / modelo dinâmico (1-min)	Modelo PV*SOL (1 diodo) ou 2 diodos	Curva de carregamento do inversor (eficiência relativa)
<i>PVSyst</i>	Horário / Mensal	Erbs <i>et al.</i> (1982)	Hay e Davies (1980) Perez <i>et al.</i> (1990)	Ashrae ou Fresnel	Modelo PVSyst	- Modelo PVSyst (MERMOUD e LEJEUNE, 2010) - Modelo da Sandia (KING <i>et al.</i> , 2004)	Curva de carregamento do inversor (1 curva ou 3 curvas)
<i>PVWatts</i>	Horário	N/A*	Perez <i>et al.</i> (1990)	Fresnel	Fuentes (1987)	PVWatts (DOBOS <i>et al.</i> , 2014)	PVWatts (DOBOS <i>et al.</i> , 2014)
<i>RETScreen</i>	Horário / Mensal	Erbs <i>et al.</i> (1982)	Liu e Jordan (1961)	N/A*	NOCT	PVWatts (DOBOS <i>et al.</i> , 2014)	Modelo simplificado da eficiência
<i>SAM</i>	Sub-horário / Horário / Mensal	N/A*	Liu e Jordan (1961) Reindl <i>et al.</i> (1990b) Perez <i>et al.</i> (1990)	Sandia	- NOCT - Prilliman (2020)	-PVWatts -Modelo da Sandia (KING <i>et al.</i> , 2004) - Modelo CEC - Modelo de 1 diodo (IEC61853)	- Modelo CEC - Curva da eficiência do Datasheet - Carga Parcial

* N/A: Não aplicável.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Tabela 8 é possível observar que algumas ferramentas permitem realizar simulações sub-horárias, outras ferramentas que ainda não realizam a simulação sub-horária, como a exemplo do PVSyst, já estão desenvolvendo estudos

para solucionar a problemática relacionada aos efeitos das flutuações da irradiância nas simulações de sistemas FV (VILLOZ *et al.*, 2022; PVSYST, 2013).

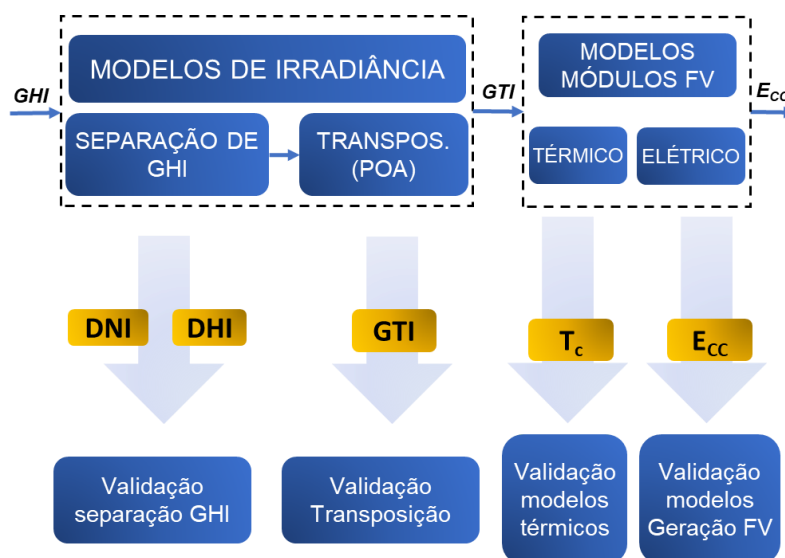
Alguns dos modelos disponibilizados nos *softwares* serão empregados no presente trabalho, devido à sua relevância na área de simulação de sistemas FV. Além disso, a relevância na literatura e para a localidade avaliada (clima semiárido: BSh) também são consideradas na seleção dos modelos no âmbito dessa pesquisa.

Dessa forma, essa breve revisão bibliográfica forneceu uma visão geral dos modelos empregados no processo de simulação dos sistemas fotovoltaicos destrinchando algumas características e resultados obtidos de alguns trabalhos, como também as perdas consideradas no processo de simulação e os modelos utilizados pelos *softwares*. Todas essas informações coletadas permitem uma melhor compreensão da metodologia a ser desenvolvida na presente pesquisa.

3 METODOLOGIA

Com base no estado da arte apresentado sobre o processo de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a metodologia deste trabalho propõe inicialmente a avaliação dos modelos de maneira individual e, em seguida, a análise das diversas combinações de modelos utilizadas no processo de simulação da UFV, validando-as a partir de dados experimentais de uma usina de 2,5 MWp instalada na região de Petrolina (PE). Dessa forma, o presente trabalho está dividido em 2 principais etapas, (i) análise individual dos blocos de validação presentes na Figura 9 e (ii) aplicação das diversas combinações de modelos na simulação da UFV conforme Figura 10.

Figura 9 - Esquema representativo da validação individual dos modelos.



Fonte: Elaboração própria.

Em um primeiro momento, os modelos serão avaliados individualmente em virtude da disponibilidade dos dados de entrada e saída de cada um dos blocos presentes na Figura 9. Por exemplo, a estação solarimétrica próxima a UFV disponibiliza os dados de *GHI*, *DNI* e *DHI*, dessa forma, a componente *GHI* será separada em direta e difusa pelos modelos de separação e o resultado será validado com os valores medidos. O mesmo acontecerá para as demais validações. Nessa etapa, os modelos empregados são apresentados na Tabela 9. A seleção desses modelos foi realizada com base em sua relevância na literatura, na utilização nos *softwares* e nos bons resultados para aplicações em clima do semiárido.

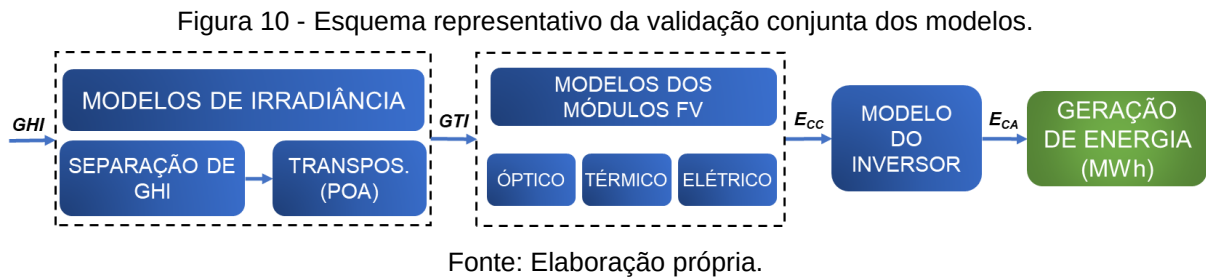
Tabela 9 – Modelos selecionados para a análise individual.

Modelos de Separação		Modelos de Transposição		Modelos térmicos		Modelos de conversão FV	
Código	Referência	Código	Referência	Código	Referência	Código	Referência
O&H	Orgill e Hollands (1976)	LJ	Liu e Jordan (1961)	Ross	Ross (1976)	DeSoto	De Soto (2006)
ERBS	Erbs <i>et al.</i> (1982)	Ko	Koronakis (1986)	DB	Duffie e Beckman (1991)	CEC	Dobos <i>et al.</i> (2012)
DISC	Maxwell (1987)	Ti	Tian <i>et al.</i> (2001)	King97	King <i>et al.</i> (1997)	PVWatt	Dobos <i>et al.</i> (2014)
REINDL1	Reindl, Beckman e Duffie (1990a)	Ba	Badescu (2002)	Sandia	King <i>et al.</i> (2004)	Saloux	Saloux <i>et al.</i> (2011)
REINDL2		Klu	Klucher (1979)	Mattei	Mattei <i>et al.</i> (2006)	Huld	Huld <i>et al.</i> (2011)
REINDL3		HD	Hay e Davies (1980)	Skoplaki	Skoplaki <i>et al.</i> (2008)	-	-
DIRINT	Perez <i>et al.</i> (1992)	Re	Reindl <i>et al.</i> (1990b)	Faiman	Faiman (2008)	-	-
C&K	Chandrasekaran e Kumar (1994)	Mu	Muneer (1990)	PVsyst	PVsyst (2023) / Kaldellis <i>et al.</i> (2014)	-	-
SKARTVEIT	Skartveit <i>et al.</i> (1998)	Pe	Perez <i>et al.</i> (1990)			-	-
BRL	Ridley <i>et al.</i> (2010)	-	-	-	-	-	-
ENGERER2	Engerer (2015)	-	-	-	-	-	-
BRL-BR	Lemos <i>et al.</i> (2017)	-	-	-	-	-	-
STARKE2	Starke <i>et al.</i> (2018)	-	-	-	-	-	-
ENGERER4	Bright e Engerer (2019)	-	-	-	-	-	-
ABREU	Abreu <i>et al.</i> (2019)	-	-	-	-	-	-
EVERY1	Every <i>et al.</i> (2020)	-	-	-	-	-	-
EVERY2	Starke <i>et al.</i> (2021)	-	-	-	-	-	-
STARKE3	Yang (2021)	-	-	-	-	-	-
YANG4		-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

Em segundo momento, a análise será realizada comparando a geração da UFV medida em corrente alternada (CA) com a estimativa obtida por 12.600 combinações de modelos matemáticos. Para essa análise, alguns modelos que apresentaram bons resultados na primeira etapa do trabalho (análise individual, ver seção 4) são selecionados e, dessa forma, a partir dos dados de *GHI* de entrada (ver Figura 10) a modelagem da produção de energia da usina é realizada e comparada com a geração CA medida. Os modelos ópticos existentes na Figura 10 são acrescentados somente nesta segunda etapa, pois a análise e validação do modificador do ângulo de

incidência (do inglês, *Incident Angle Modifier* - IAM) demandam análises mais detalhadas, manuseando o dispositivo em condições controladas (*indoor*) (IEC 61853-2, 2016; SAW et al., 2023) ou realizando experimentos *outdoor* que necessitem de medições da Irradiância Global Normal (GNI) (IEC 61853-2, 2016), inviabilizando assim a análise individual dos modelos ópticos dos módulos da UFV.



Nessa segunda etapa da pesquisa, os resultados das simulações são comparados estatisticamente com os dados de geração real medido, e com o desempenho global do sistema, representado pelo *Performance Ratio* (PR). O PR é um dos principais indicadores de desempenho das UFV, sendo normalmente indicado nos contratos de serviços de O&M, como uma indicação de performance mínima a ser atingida (MORAIS e PONTES, 2022). O PR é muito utilizado pois representa o desempenho do sistema FV independentemente do local em que a usina está instalada e do tamanho do sistema (KHALID et al., 2016), sendo calculado pela Equação 32.

$$PR = \frac{E_{ac}}{P_{nom}} \frac{G_{STC}}{H_t} \quad (32)$$

Onde E_{ac} corresponde a energia gerada em corrente alternada (MWh), P_{nom} é a potência nominal da UFV (MWp) e H_t corresponde a irradiação total que incide nos módulos fotovoltaicos (kWh/m²). A notar que os modelos selecionados para esta segunda etapa da metodologia são apresentados no início da seção 5.

3.1 BANCO DE DADOS

Inicialmente, os dados utilizados nessa pesquisa são adquiridos e tratados seguindo a metodologia de qualificação de dados descrita em Petribú et al. (2017) e

em Miranda *et al.* (2022), que consideram filtros de qualidade recomendados pela *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) além de filtros propostos pelos autores.

3.1.1 Instrumentação e Medições Utilizadas

As bases de dados utilizadas correspondem à Estação Solarimétrica do Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (CRESP), aos dados do sistema SCADA da UFV de 2,5 MWp, a base de dados térmicos e da Estação Solarimétrica da UFPE. Todas as bases de dados estão situadas na cidade de Petrolina, no estado de Pernambuco, cujo clima local é o semiárido quente, tipo BSh na classificação Köppen-Geiger, a latitude é de 9,11 °S, a longitude de 40,44 °O e altitude de 385 m em relação ao nível do mar.

Os dados utilizados correspondem a medições realizadas segundo a segundo e registradas na frequência dos minutos. O período da campanha de medição de cada uma das estações é apresentado na Tabela 10 junto às variáveis utilizadas em cada uma delas, correspondendo aos dados solarimétricos, meteorológicos, térmicos e elétricos da UFV.

Tabela 10 – Base de dados utilizadas.

Base de dados	Código	Período de medição		Variáveis de interesse
		Início	Fim	
Estação Solarimétrica do CRESP	ESOL-CRESP	2018-09-26	2022-04-28	GHI, DHI, DNI, T_{amb} , V_w , HR, P_{atm}
Sistema SCADA	SCADA	2018-11-02	2022-04-26	$GTI_{15^\circ N}$, I, V, P
Base de dados térmicos	TE	2021-12-03	2021-12-23	T_{mod}
Estação Solarimétrica da UFPE	ESOL-UFPE	2021-12-03	2022-04-27	GHI, RHI, $GTI_{45^\circ N}$, $GTI_{45^\circ S}$, $GTI_{45^\circ L}$, $GTI_{45^\circ O}$

Fonte: Elaboração própria.

A Estação Solarimétrica do CRESP (ESOL-CRESP) realiza medições da irradiância global horizontal a partir de dois piranômetros (*GHI1* e *GHI2*), irradiância direta normal (*DNI*), difusa horizontal (*DHI*), temperatura ambiente (T_{amb}), umidade relativa (*HR*), pressão atmosférica (P_{atm}) e a velocidade do vento (V_w). Para fins de modelagem do comportamento térmico dos módulos, a velocidade do vento medida pelo anemômetro a 10 metros de altura é corrigida para a altura dos módulos fotovoltaicos seguindo a lei logarítmica, que relaciona a velocidade do vento para

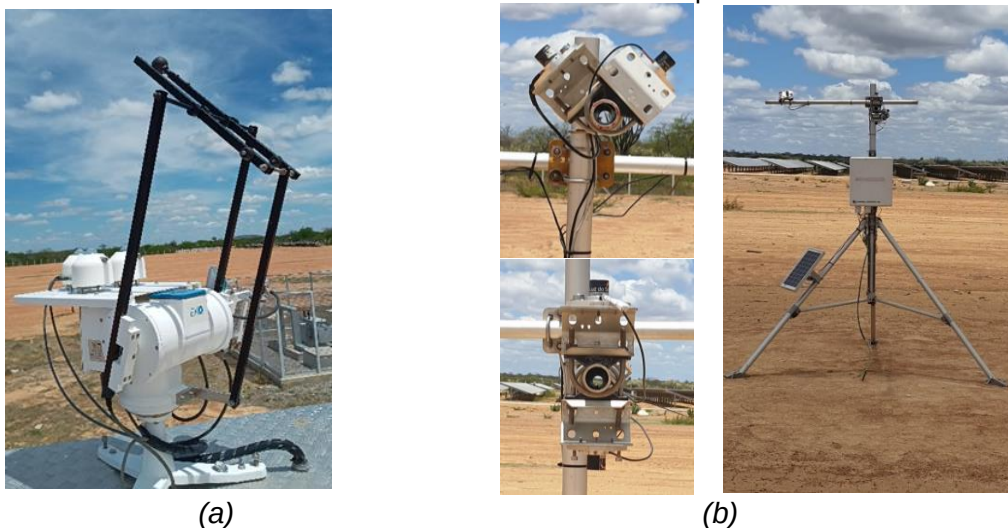
diferentes alturas a partir da rugosidade do ambiente (PRILLIMAN *et al.*, 2020). A relação logarítmica é apresentada na Equação 33.

$$v(z) = v(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (33)$$

Onde z_r é a altura onde é realizada a medição, z é a altura nominal dos módulos fotovoltaicos, $v(x)$ é a velocidade do vento na altura x e z_0 é a rugosidade da superfície. No presente trabalho foram considerados os valores de $z_r = 10$ m, $z = 1,5$ m e z_0 foi considerado 0,001 m baseado nas classes de rugosidade do atlas eólico e solar de Pernambuco (“Atlas Eólico e Solar de Pernambuco”, [s.d.]).

Quanto aos dados de irradiância da Estação Solarimétrica do CRESP foram utilizados piranômetros da EKO, modelo MS-80 (classe A), faixas de medição de 0 a 4000 W/m², faixa espectral de 285 nm a 3000 nm com tempo de resposta de 0,5s, para medir GHI e DHI (a difusa é medida por uma esfera de sombreamento acoplada ao *tracker* solar, também chamada de *shadow ball*). O pireliômetro também é da marca EKO, modelo MS-57 (classe A), com mesma faixa de medição e tempo de resposta, a faixa espectral é de 20 nm a 4000 nm e mede a componente Direta Normal (DNI). O *tracker* instalado é da marca EKO, modelo STR-22 SET 10. A Figura 11-a apresenta uma foto com o rastreador e os sensores acoplados.

Figura 11 - (a) Estação Solarimétrica do CRESP à esquerda com três piranômetros térmicos para medição de GHI1, GHI2 e DHI, pireliômetro para medição de DNI e tracker modelo EKO. (b) Estação UFPE instalada com sensores inclinados a 45° e sensores para medir o albedo local.



Fonte: Elaboração própria.

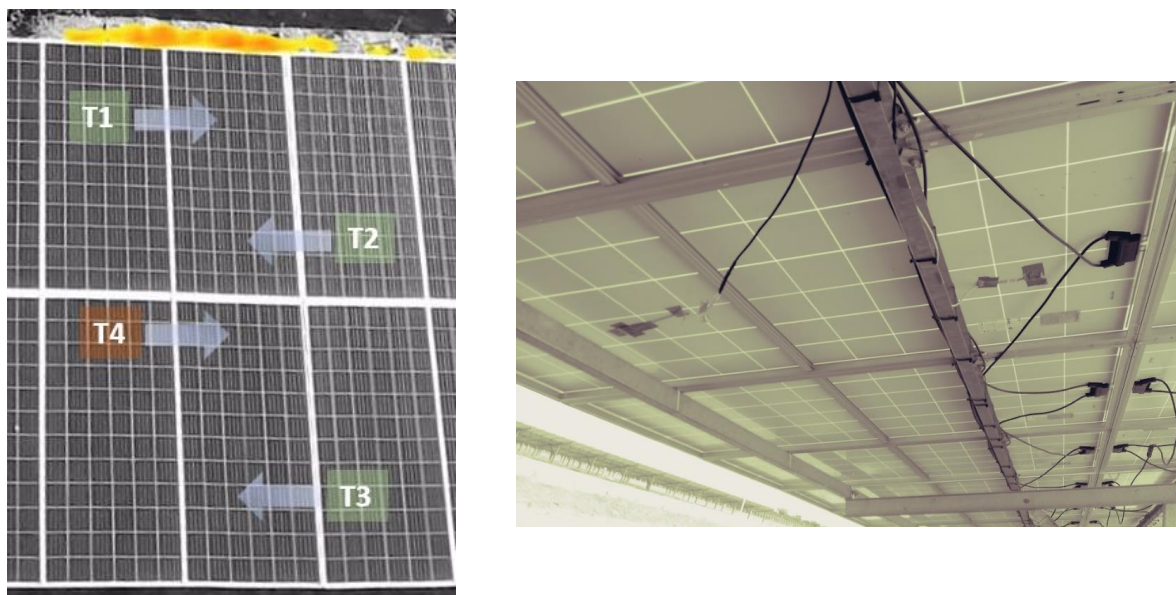
A Estação Solarimétrica da UFPE (ESOL-UFPE), apresentada na Figura 11-b, foi instalada a aproximadamente 75m da ESOL-CRESP e conta com seis piranômetros fotovoltaicos, quatro sensores Li-Cor Li-200R são dispostos a 45° em relação ao plano horizontal voltados para o Norte, Sul, Leste e Oeste, e dois sensores para medição do albedo local a partir da irradiância global horizontal e da irradiância refletida horizontal (RHI), conforme Equação 10 apresentada na seção 2.1.2.

Os sensores fotovoltaicos apresentam uma resposta espectral mais limitada que os piranômetros térmicos, pois não abrangem todo o espectro solar, além de se degradarem mais rapidamente, por esse motivo é fundamental realizar calibrações periódicas com solarímetros térmicos (PICCIOLI, 2022). Todos os 6 sensores fotovoltaicos foram então calibrados com um piranômetro secundário CMP22 da Kipp & Zonen antes da campanha de medição (outubro/2021) e durante a campanha (março/2022). A aplicação desses sensores viabiliza realizar diversos estudos devido a estes serem mais econômicos e possuírem um menor tempo de resposta. Os sensores FV utilizados possuem faixa de medição de até 3000 W/m², tempo de resposta inferior a 1 μ s e apresentam incertezas típicas de até $\pm 5\%$.

Além das bases de dados solarimétricos, tem-se os dados obtidos pelo sistema SCADA e os dados térmicos para análise do comportamento térmico (ver seção 2.2.1 e seção 4.3.1). Os dados térmicos são medidos com os sensores LM35 que foram previamente calibrados com um PT100. O sensor é acoplado na parte central da célula, ficando em contato com o *backsheet* do módulo, o acoplamento é realizado com pasta térmica e fita isolante a fim de reduzir a troca térmica convectiva do sensor com o ambiente e otimizar a medição da temperatura do módulo.

Cinco sensores foram acoplados em células de diferentes módulos fotovoltaicos. Uma análise termográfica foi realizada para garantir a boa distribuição da temperatura e boa condição das células antes da realização do experimento. A Figura 12 apresenta os módulos de análise, onde somente as temperaturas dos sensores T1, T2 e T3 são consideradas (em verde), haja vista que T5 realiza a medição do módulo de referência que não está em operação e T4 queimou ao longo da campanha (em vermelho). A temperatura adotada corresponde à média das temperaturas dos sensores T1, T2 e T3.

Figura 12 - Localização dos sensores térmicos T1, T2, T3 e T4 acoplados no backsheet dos módulos.



Fonte: Elaboração própria.

Já os dados do sistema SCADA incluem os dados elétricos de corrente, tensão, potência CC e potência ativa da UFV, como também os dados solarimétricos dos piranômetros térmicos inclinados a 15°N (inclinação dos módulos fotovoltaicos). A irradiância global inclinada (GTI) no plano do arranjo FV é medida a partir de 10 piranômetros EKO, modelo MS-40 (classe A), faixas de medição de 0 a 2000 W/m^2 , faixa espectral de 285 nm a 3000 nm com tempo de resposta inferior a 18s, estes sensores distam da estação do CRESP de 140 metros a 195 metros.

Quanto aos equipamentos da UFV, são utilizados módulos da *Canadian Solar Inc.* modelo CS6U-330P em estrutura fixa inclinada a 15°N , 7600 módulos contemplam o arranjo fotovoltaico da UFV, sendo 400 *strings* com 19 módulos cada. Dois inversores são instalados por eletrocentro, totalizando 4 inversores na usina sendo o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI – razão entre a potência CC sobre a potência CA) de dois inversores de 1,0868 e dos outros dois de 1,0032. As características elétricas dos módulos e dados gerais da planta são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 – Dados Gerais da Planta Base e dados elétricos do módulo FV na condição STC.

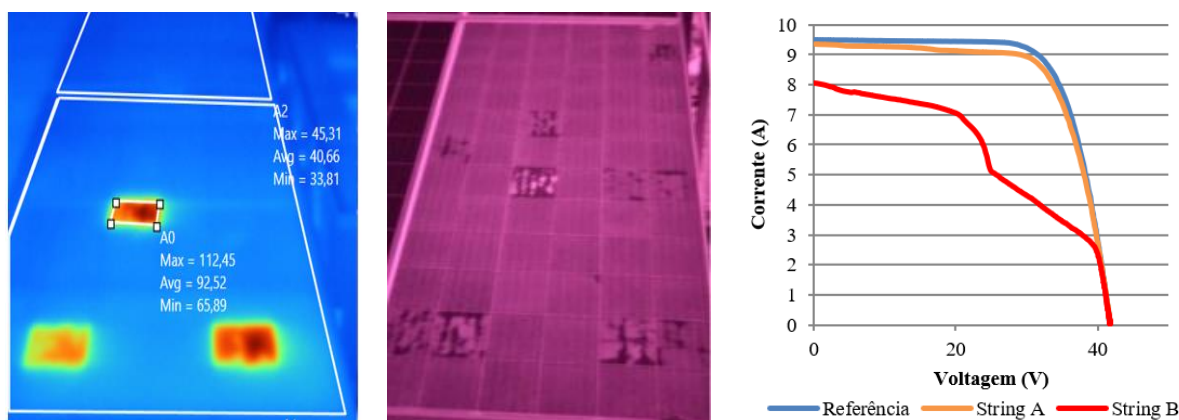
Dados gerais da PB	
Latitude	9,11° S
Longitude	40,44° O
Altitude	385 m
Tipo de instalação	Fixa
Inclinação dos módulos	15° N
Tecnologia	Silício policristalino
Módulo FV	CS6U – 330P 1000V
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	45,6 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9,45 A
Tensão de Máxima Potência (V_{mp})	37,2 V
Corrente de Máxima Potência (I_{mp})	8,88 A
Eficiência (η)	16,97%
Coeficiente de temperatura da potência (γ)	-0,41%/°C
Quantidade de módulos	7600
Potência instalada	2.508 kWp
Inversor	SIW700-T600-33
Quantidade de inversores	4

Fonte: Elaboração própria.

3.1.2 Avaliação da qualidade dos dados

Para a análise da estimativa da geração de energia (seção 5) foram considerados somente os dados do primeiro ano, iniciando em novembro de 2018 a outubro de 2019, pois ao longo dos anos subsequentes a degradação natural dos módulos poderia servir como fonte de erro, além também da deterioração por eventos que danificaram alguns módulos da UFV nos anos seguintes conforme discutido em Galdino *et al.* (2022) em análises termográficas, por eletroluminescência e experimentos da curva I-V. Tais danos podem ser observados na Figura 13.

Figura 13 - Análises termográficas, por eletroluminescência e da curva I-V realizadas na UFV.

Fonte: Galdino *et al.* (2022).

Além disso o filtro da altura solar foi aplicado, desconsiderando os momentos de início e fim do dia, correspondendo aos momentos de altura solar inferior a 7° ou θ_z maior que 83° , esses momentos podem ser desconsiderados devido à baixa geração que esses momentos possuem, para a UFV de Petrolina esses momentos correspondem a 0,21% da geração total. Ainda foram descartados os dias que possuem mais de 30% de lacunas nos dados (*Not a Number – NaN*) e também, os instantes em que a geração é igual a 0, correspondendo aos desligamentos dos inversores. Na literatura esses instantes correspondem a valores entre 1 e 3,4% do ano, valores típicos para plantas FV durante o primeiro ano de operação (MAYER e GRÓF, 2021). Na UFV avaliada, esses momentos de desligamento correspondem a 3,40%, 3,11%, 2,60% e 6,50% para os quatro inversores da UFV.

O resultado da qualidade dos piranômetros é mostrada na Tabela 12, com valores de dados anômalos (flag 3) inferiores a 2% para todas as bases de dados. Os dados noturnos foram considerados na análise, por esse fato valores próximos a 50% são encontrados para os dados não testados (Flag 5).

Tabela 12 – Qualidade dos dados solarimétricos por Flag.

Flags de Qualidade	CRESP (N = 1.886.490)				Estação UFPE (N = 209.407)				
	GHI	GHI2	DHI	DNI	GHI	GTI 45°N	GTI 45°S	GTI 45°L	GTI 45°O
1 - Dado Bom	38,81%	38,88%	38,67%	37,73%	37,57%	35,89%	35,96%	35,89%	35,92%
2 - Dado Suspeito	0,14%	0,08%	0,10%	0,00%	8,02%	0,00%	0,01%	0,01%	0,02%
3 - Dado Anômalo	0,01%	0,00%	0,18%	1,30%	0,01%	0,10%	0,02%	0,09%	0,05%
5 - Dado não testado	46,24%	46,24%	46,24%	46,19%	53,14%	53,14%	53,14%	53,14%	53,14%
6 - Dado não disponível	14,80%	14,80%	14,80%	14,79%	1,26%	10,87%	10,87%	10,87%	10,87%

Flags de Qualidade	SCADA - GTI 15°N (N=1.892.160)									
	S01	S02	S03	S04	S05	S06	S07	S08	S09	S10
1 - Dado Bom	30,48%	30,48%	30,39%	30,34%	30,38%	33,33%	33,29%	33,15%	33,12%	33,13%
2 - Dado Suspeito	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%
3 - Dado Anômalo	0,92%	0,92%	1,00%	1,06%	1,01%	0,61%	0,65%	0,78%	0,81%	0,80%
5 - Dado não testado	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%	49,83%
6 - Dado não disponível	18,76%	18,76%	18,77%	18,77%	18,78%	16,22%	16,22%	16,23%	16,24%	16,24%

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados da garantia de qualidade indicam para a Estação do CRESP que os dados de *GHI* e *GHI2* possuem poucos dados anômalos (0,01% e 0,0%, respectivamente), enquanto que a *DHI* e a *DNI* apresentam, respectivamente, 0,18% e 1,30% de *outliers*. Para a Estação UFPE os dados anômalos para as componentes

GHI, GTI 45° Norte, Sul, Leste e Oeste, são respectivamente 0,01%, 0,10%, 0,02%, 0,09% e 0,05%.

Quanto os dados de GTI inclinados a 15°N, os resultados dos testes de qualidade indicam percentual inferior a 1,06% para os 10 sensores existentes na usina. Uma vez retirados os dados anômalos, a média da irradiância é obtida. Frente aos percentuais baixos de indicativos de *outliers* para as componentes da radiação na estação do CRESP, da UFPE e do sistema SCADA, pode-se afirmar que os dados medidos são, em sua maioria, confiáveis.

3.2 PARÂMETROS ESTATÍSTICOS

Os indicadores estatísticos considerados nessa pesquisa são comumente utilizados na literatura para avaliação e validação dos modelos. Os estatísticos selecionados são o erro médio (*Mean Bias Error*, MBE), erro médio absoluto (*Mean Absolute Error*, MAE), a raiz do erro quadrático médio (*Root Mean Square Error*, RMSE), seus normalizados (nMBE, nMAE e nRMSE), a correlação (R), o coeficiente de determinação (R²), a razão entre o desvio padrão estimado (σ_{sim}) e o observado (σ_{obs}), também chamado de *stdr* e o *skill score* de Taylor (SS4) (Taylor, 2001).

O MBE, também chamado de *bias*, indica o quanto o modelo subestima ou superestima os resultados em relação aos valores medidos. Quando o MBE é negativo, o modelo subestima os valores medidos. Esse indicador é dimensional e sua unidade é a mesma do parâmetro estudado, podendo também ser escrito em termos relativos normalizando pela média (nMBE) como é observado na Equação 35.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{med}^i) \quad (34)$$

$$nMBE = \frac{1}{N \bar{x}_{med}} \sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{med}^i) \quad (35)$$

Onde N é o número de dados durante o tempo de análise, x_{sim} , x_{med} e $\bar{x}_{med}$ são respectivamente, os valores simulados, medidos e o valor médio medido.

O erro médio absoluto (do inglês, *Mean Bias Error* - MAE) e o erro médio absoluto normalizado (nMAE) tratam da média das diferenças absolutas entre a estimativa e a

medição, fornecendo uma magnitude média dos erros. Esse erro indica que quanto menor o valor de MAE, mais preciso é o modelo.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |x_{sim}^i - x_{med}^i| \quad (36)$$

$$nMAE = \frac{1}{N \bar{x}_{med}} \sum_{i=1}^N |x_{sim}^i - x_{med}^i| \quad (37)$$

A raiz do erro quadrático médio (RMSE) e seu normalizado (nRMSE) fornecem informações sobre a dispersão dos dados, fazendo uma comparação termo a termo do desvio real entre os dados medidos e os dados simulados pelo modelo. Ele representa uma média do erro, porém devido ao fator quadrático no erro, tem-se que erros maiores possuem um maior peso nesse indicador. A unidade do RMSE é a mesma do parâmetro que está sendo avaliado e quanto menor o valor de RMSE, mais acurado é o modelo. Esse indicador e seu normalizado (nRMSE) são obtidos pelas Equações 38 e 39.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{med}^i)^2} \quad (38)$$

$$nRMSE = \frac{1}{\bar{x}_{med}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{med}^i)^2} \quad (39)$$

Como abordado em Mermoud e Lejeune (2010), para simulações de sistemas fotovoltaicos, os parâmetros informados pelos fabricantes para as condições STC podem não ser exatamente representativos para todos os módulos, acarretando na produção de erros. Entretanto esses erros estão relacionados às incertezas do parâmetro, e não à qualidade do modelo, para esses casos o *bias* (MBE/nMBE) pode ser significativo, mas se o modelo é bom, a distribuição do erro representada pelo RMSE deve permanecer baixa. Da mesma maneira para a modelagem da radiação, onde as incertezas atreladas às medições dos sensores podem impactar no *bias* dos modelos, entretanto os modelos que apresentam menor nRMSE possuem maior capacidade para descrever a variável avaliada.

Outro estatístico muito avaliado na modelagem do comportamento térmico é o coeficiente de determinação (R^2). O R^2 corresponde ao quadrado da correlação de

Pearson (R) e é uma medida da qualidade da predição de uma regressão linear. Quanto mais o R^2 e o R se aproxima de 1, mais o modelo matemático utilizado descreve o comportamento real do parâmetro em estudo.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{med}^i)^2}{\sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - \bar{x}_{med}^i)^2} \quad (40)$$

Por fim, o SS4 indica o desempenho geral do modelo, uma vez que o mesmo considera a correlação (R) e o desvio padrão do modelo normalizado pelo desvio padrão da observação (stdr) (PERRUCI, 2018). O SS4 é obtido pela Equação 41.

$$SS4 = \frac{(1 + R)^4}{4(stdr + 1/stdr)^2} \quad (41)$$

4 ANÁLISE DOS MODELOS

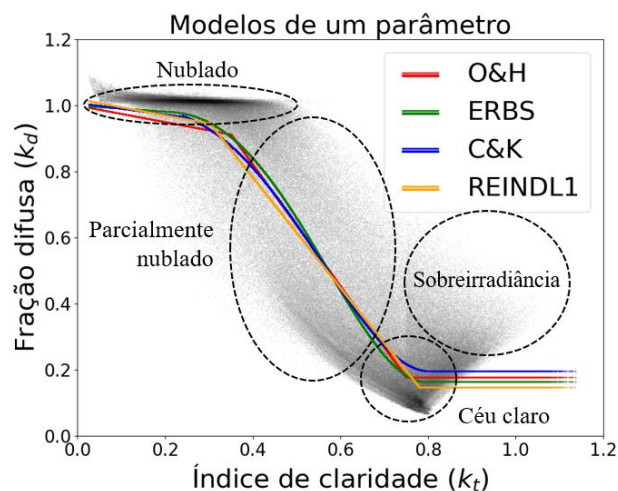
Comumente utilizados nos softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos e amplamente discutidos na literatura (GUEYMARD e RUIZ-ARIAS, 2016; ABREU, CANHOTO e COSTA, 2019; YANG, 2022), os modelos de difusa/direta, também chamados de modelos de decomposição/separação da irradiância global horizontal, e os modelos de transposição da radiação para o plano inclinado são empregados nas ferramentas de simulação com o intuito de conhecer a energia que incide no plano do arranjo fotovoltaico e, conseqüentemente, auxiliar nas simulações de sistemas fotovoltaicos.

4.1 MODELOS DE SEPARAÇÃO DE GHI

Com base nos dados da Estação Solarimétrica do CRESP (latitude 9,11°S e longitude 40,44°O), os modelos selecionados apresentados na seção 3. Metodologia foram aplicados para obtenção da componente difusa e conseqüentemente, da componente direta normal.

A dispersão dos pontos no gráfico k_d vs k_t não consegue ser bem descrita pelos modelos de um parâmetro concebidos em resoluções horárias ou diárias, já que esses modelos somente reproduzem momentos de céu nublado, parcialmente nublado e de céu claro, conforme mostrado na Figura 14. Condições intermediárias em que o céu varia, bem como as condições de k_t e k_d elevados (tipicamente associadas ao fenômeno de sobreirradiância), podem ser reproduzidas pelo modelo Abreu *et al.* (2019) e por modelos multiparâmetros apresentados na Figura 15. A nível dos estatísticos (Tabela 13 e 14), observa-se que o modelo de um parâmetro ABREU apresenta um menor nMBE e nMAE que os demais modelos de um parâmetro (C&K, ERBS, O&H e REINDL1) tanto para difusa quanto para direta, entretanto frente aos modelos multiparâmetros, o modelo não consegue se destacar.

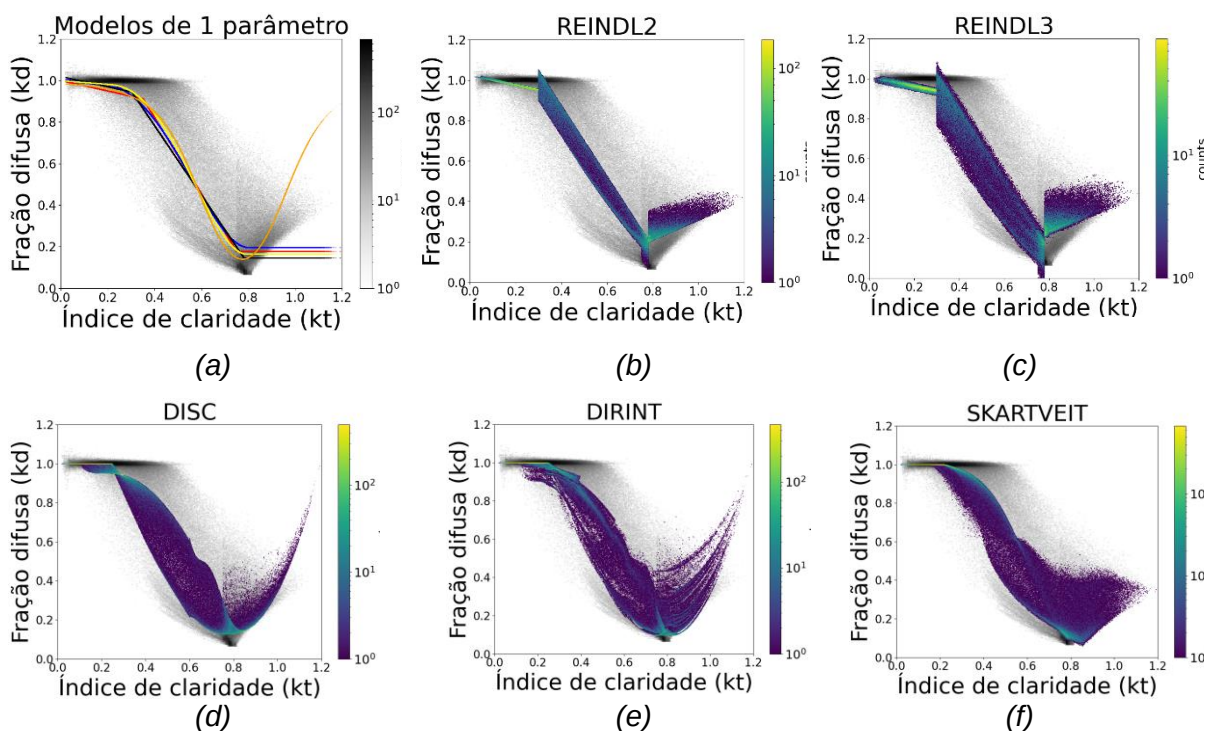
Figura 14 - Diferentes condições de céu através do gráfico k_d vs k_t .

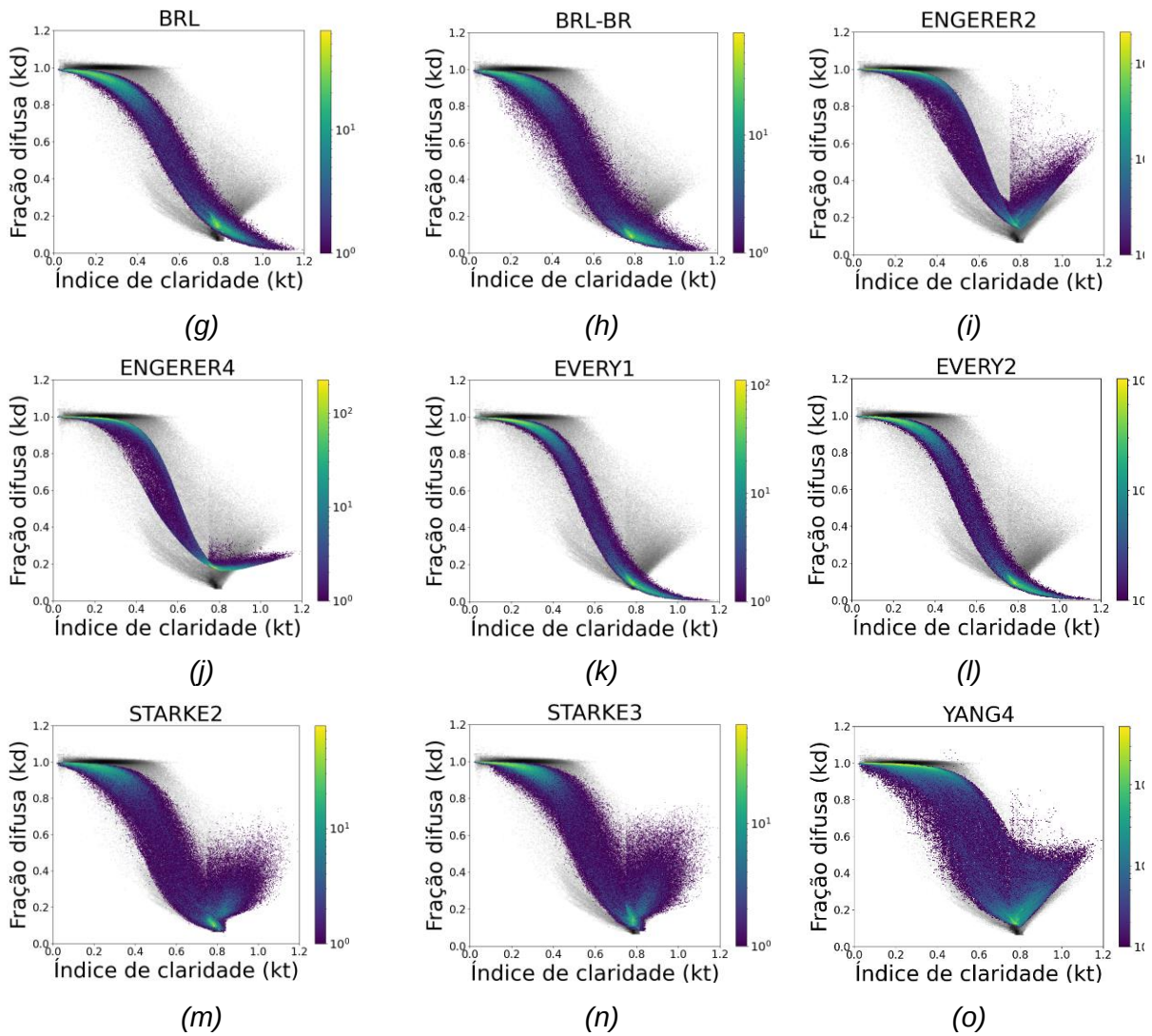


Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 15 também se observa que alguns modelos conseguem alcançar grande parte da dispersão dos dados medidos, tais quais os modelos de Skartveit, Starke2, Starke3 e Yang4. As regiões cuja dispersão apresentam cor esverdeada nos gráficos demonstram a maior concentração de dados, sendo elas: a região de baixo k_t correspondendo a momentos de céu nublado e a região com elevada concentração, com k_t próximo ao valor de 0,8, correspondendo a momentos de céu claro.

Figura 15 - Gráficos da dispersão k_d vs k_t .





Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 15, é possível observar que nem todos os modelos multiparâmetros reproduzem a região de *cloud enhancement*. Alguns modelos como os modelos BRL-BR descrevem a dispersão dos dados de 1-min, conseguindo se ajustar aos dados caso os momentos de CE sejam removidos (STARKE *et al.*, 2018). Ao aplicar esse modelo, como os modelos de Every1 e Every2, observa-se que para elevados níveis de radiação (elevado k_t) a fração difusa é fortemente subestimada o que acarreta na sobrestimação da componente direta.

Ainda é observado visualmente na Figura 15, que os modelos Skartveit, DIRINT, Starke2, Starke3 e Yang4 fornecem uma nuvem de pontos que engloba os dados medidos de uma forma mais completa. A Tabela 13 apresenta os resultados dos estatísticos comparando os valores estimados por cada modelo com os dados de

DNI medidos na estação. Na tabela, estão destacados em negrito os 6 melhores modelos de cada estatístico e o melhor modelo possui o valor sublinhado.

Tabela 13 - Estatísticos da irradiância DNI para os modelos avaliados.

MODELOS	nMAE (%) [*]	nMBE (%) [*]	nRMSE (%) [*]	stdr (-)	SS4 (-)
ABREU	19,27	6,61	29,36	1,040	0,910
BRL	20,33	9,61	30,45	1,074	0,911
BRL_BR	22,92	17,82	34,18	1,127	0,914
C&K	19,82	4,71	28,23	<u>1,005</u>	0,912
DIRINT	16,18	8,32	24,39	1,057	0,943
DISC	18,18	9,69	27,24	1,057	0,929
ENGERER2	15,80	-1,02	24,97	1,020	0,930
ENGERER4	17,40	3,37	26,99	1,062	0,923
ERBS	20,06	7,13	29,99	1,059	0,909
EVERY1	22,81	12,58	35,65	1,164	0,892
EVERY2	22,77	15,37	34,63	1,134	0,904
O&H	20,28	6,68	29,27	1,033	0,910
REINDL1	21,55	8,81	31,03	1,052	0,904
REINDL2	17,06	0,80	24,46	0,963	0,929
REINDL3	16,89	4,49	24,47	0,961	0,931
SKARTVEIT	15,96	7,79	24,44	1,063	0,942
STARKE2	14,93	7,79	22,34	1,029	0,951
STARKE3	<u>13,60</u>	<u>-0,84</u>	<u>20,17</u>	0,981	<u>0,952</u>
YANG4	14,14	-3,99	22,30	<u>1,005</u>	0,945

*: Valor médio medido da DNI para os cálculos de nMAE, nMBE e nRMSE corresponde a 402,27 W/m².
Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar na Tabela 13 e 14 que os modelos que melhor descrevem os eventos de *cloud enhancement* na dispersão da Figura 15 são os que se correlacionam melhor com os dados medidos. Os modelos Yang4, Starke3, Starke2, Engerer2, DIRINT e Skartveit se destacam como principais modelos, já que os seis modelos aparecem como *top 6* ao menos 3 vezes para cada um dos estatísticos apresentados nas Tabelas 13 e 14. Vale salientar que os modelos de Starke2, DIRINT e Skartveit possuem um *bias* (nMBE) considerável tanto para *DHI* quanto para *DNI*, enquanto o modelo de Engerer2 e Starke3 têm um *bias* melhor ajustado para ambas as componentes.

Os diagramas de Taylor apresentados nas Figura 16 e 17 comparam a irradiância difusa e direta modelada, à irradiância observada (ponto destacado na cor magenta) para Petrolina. O diagrama é dividido em 3 regiões, os modelos concentrados na região R1 apresentam desvio padrão e correlação razoáveis, a

região R2 indica modelos com correlações razoáveis e desvios distantes do desvio observado, já a região R3 representa modelos com baixas correlações (RODRIGUES *et al.*, 2019).

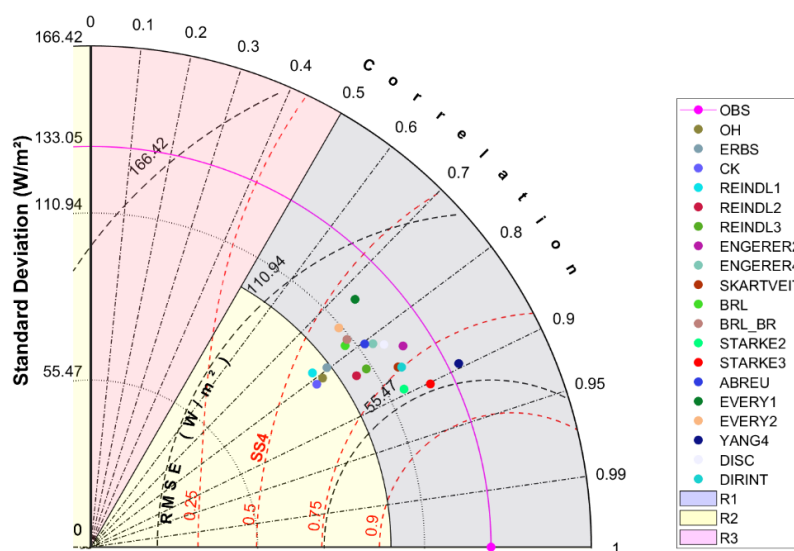
Tabela 14 - Estatísticos da irradiância DHI para os modelos avaliados.

MODELOS	nMAE (%) [*]	nMBE (%) [*]	nRMSE (%) [*]	stdr (-)	SS4 (-)
ABREU	23,62	-7,95	38,09	0,852	0,645
BRL	26,23	-11,30	40,36	0,810	0,606
BRL_BR	27,88	-22,44	45,30	0,823	0,601
C&K	25,74	-5,24	37,52	0,696	0,592
DIRINT	20,60	-7,66	32,22	0,897	0,748
DISC	23,85	-8,15	36,59	0,890	0,681
ENGERER2	21,22	3,33	34,35	0,928	0,714
ENGERER4	23,00	-2,50	36,72	0,869	0,660
ERBS	25,25	-9,25	39,00	0,741	0,596
EVERY1	27,93	-17,27	47,28	0,904	0,554
EVERY2	28,02	-20,23	46,22	0,827	0,565
O&H	25,61	-8,37	38,10	0,716	0,599
REINDL1	27,13	-11,60	40,55	0,704	0,564
REINDL2	23,46	2,03	33,99	0,790	0,679
REINDL3	23,25	-1,28	33,89	0,820	0,689
SKARTVEIT	20,02	-7,70	32,49	0,889	0,743
STARKE2	18,01	-7,36	29,03	0,876	0,789
STARKE3	18,16	3,58	27,34	0,941	0,814
YANG4	18,54	7,66	30,01	1,027	0,805

*: Valor médio medido da DHI para os cálculos de nMAE, nMBE e nRMSE corresponde a 209,55 W/m².

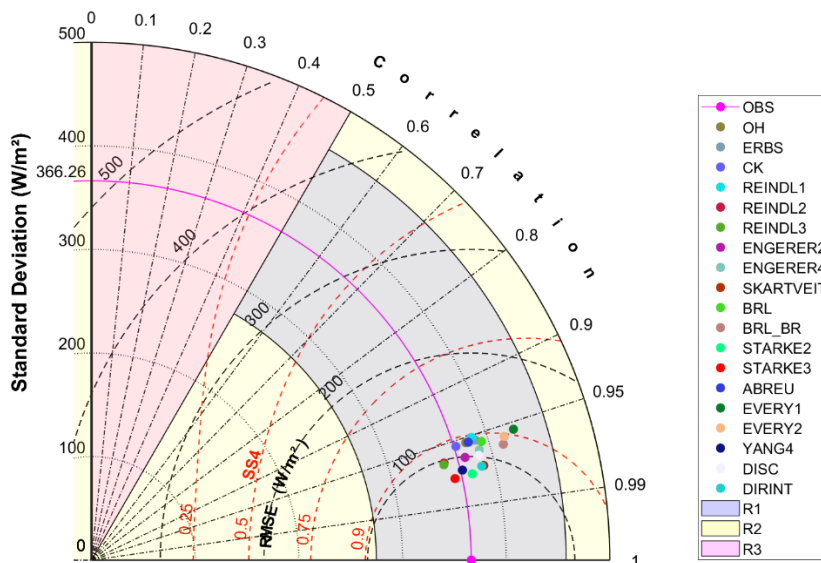
Fonte: Elaboração própria.

Figura 16 - Diagrama de Taylor da irradiância difusa (DHI) simulada pelos modelos de separação.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 17 - Diagrama de Taylor da irradiância direta (DNI) simulada pelos modelos de separação.



Fonte: Elaboração própria.

Com base nas Figura 16 e 17, pode-se observar que os modelos de um parâmetro se concentram próximos uns dos outros na região R2 para a *DHI*, com exceção de ABREU que apresenta melhor desvio padrão e está concentrado na região R1. Os modelos de um parâmetro apresentam para a componente *DHI*, *skill score* de Taylor entre 0,56 e 0,64, sendo o modelo de ABREU com melhor SS4, nRMSE entre 37,5% e 40,5% e nMBE de -5,6% a -12,13%. Para *DNI*, C&K apresenta a melhor relação entre o desvio padrão, o SS4 varia entre 0,904 e 0,912, o nRMSE se concentra entre 28,23% e 31,03% e o bias mais próximo de 0 também pertence ao modelo C&K estimando melhor a irradiância direta normal dentre os modelos univariados.

Dentre os modelos multiparâmetros, o bom resultado obtido pelo modelo de Skartveit *et al.* (1998) foi semelhante ao obtido por Rodrigues *et al.* (2019) na escala horária para as cidades de São João do Rio do Peixe, Coremas e Patos na Paraíba, também pertencentes ao clima do semiárido (classificação Köppen-Geiger BSh e latitudes entre 6,73°S e 7,03°S), onde o modelo Skartveit foi destacado como mais representativo para as três localidades. Os estatísticos encontrados pelos autores abordavam RMSE da componente *DHI* da ordem de 50 W/m², enquanto no presente trabalho o menor valor encontrado foi de 58,32 W/m² para o modelo Starke3,

demonstrando assim, um pequeno aumento na dispersão dos modelos quando aplicados à escala sub-horária (1-min), conforme verificado em Gueymard e Ruiz-Arias (2014).

Além disso, em Yang (2022) diversos modelos recentes aqui estudados foram avaliados para diferentes climas, dentre as 9 localidades de clima BSh, o modelo YANG4 foi predominantemente o mais adequado para obtenção de *DHI* e *DNI* para o clima semiárido, seguido dos modelos STARKE3 e STARKE2. O autor observou que o nRMSE encontrado para os melhores modelos varia em função da localidade avaliada, a variação encontrada para *DNI* é de 10,99% a 31,71% e de 27,74% e 38,10% para *DHI*. No presente trabalho os valores encontrados estão dentro ou próximo desse *range*, sendo de respectivamente 20,17% e 27,34%, valores encontrados para o modelo STARKE3. Os três modelos destacados em Yang (2022) são os que mais se aproximam da observação conforme observado nas Figuras 16 e 17 com cores vermelha (STARKE3), azul (YANG4) e verde clara (STARKE2).

4.2 ANÁLISE DOS MODELOS DE TRANSPOSIÇÃO

Uma vez que todas as componentes da radiação no plano horizontal são conhecidas, a transposição para o plano do arranjo pode ser realizada. A análise desses modelos se inicia com o estudo do albedo próximo a UFV em Petrolina, em seguida com o impacto que o mesmo possui na transposição da radiação para o plano do arranjo, e por fim, avaliando os modelos que separam GHI combinados aos modelos de transposição.

4.2.1 Estudo do Albedo Local

A análise dos modelos de transposição foi demonstrada em De Medeiros *et al.* (2022c), comparando os modelos de transposição para três cenários distintos de albedo local. Esse estudo preliminar avalia os modelos de transposição para o cenário de albedo constante e igual a 20% (valor *default* adotado pelos *softwares*), para o cenário de albedo médio local e o terceiro cenário, que é um modelo univariado, correspondendo a uma equação de segundo grau em função do ângulo zenital, descrevendo assim o comportamento médio da reflectância do solo de Petrolina.

Já no presente trabalho os modelos de transposição serão avaliados para 4 diferentes orientações (Norte, Sul, Leste e Oeste), para 2 níveis de inclinação (15° e 45°) e 4 cenários de albedo, o primeiro (i) correspondendo ao albedo igual a 20%, (ii) ao albedo médio local, (iii) ao modelo univariado Mz_23 e (iv) ao modelo bivariado M2_26, cenários iii e iv com modelos propostos por Tuomirantta *et al.* (2021), conforme equações 42 e 43. Dentre diversos modelos avaliados, o Mz_23 foi o melhor modelo univariado para locais áridos e semiáridos (TUOMIRANTA *et al.*, 2021)

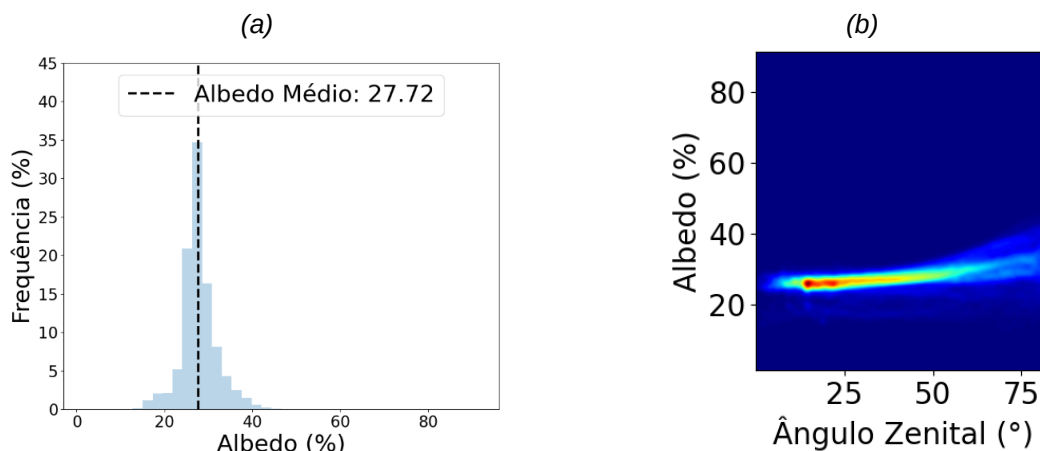
$$\rho_{Mz_23} = \rho_n \frac{1 + b}{1 + b \cos \theta_z} \quad (42)$$

$$\rho_{M2_26} = (1 - k_d) \rho_n \frac{1 + b}{1 + b \cos \theta_z} + k_d \rho_d \quad (43)$$

Onde ρ_n corresponde ao albedo para ângulo zenital baixo, sendo obtido pela média do albedo para θ_z entre 0 e 5°, b ao coeficiente de ajuste e ρ_d corresponde a reflectância difusa, obtida de acordo com Ineichen, Guisan e Perez (1990).

O albedo médio medido para o tipo de solo predominantemente arenoso do semiárido foi de 27.72% conforme pode ser observado na Figura 18a, onde medições de albedo superior a 40% podem ser observadas (Figura 18a e 18b), tais valores elevados correspondem aos horários próximos ao início ou fim do dia, essa variação é explicada em Marion (2020) devido ao aumento do ângulo de incidência da radiação na superfície o que favorece o aumento da reflectância do solo.

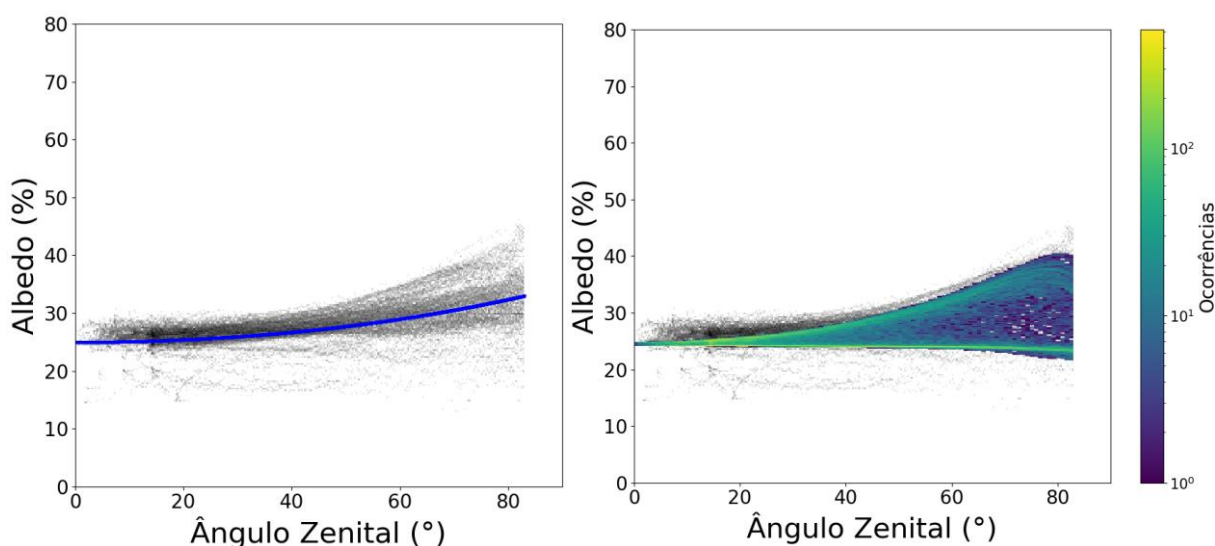
Figura 18 - Albedo médio medido para Petrolina apresentado em a) histograma. b) Dispersão ρ vs θ_z .



Fonte: Elaboração própria.

A maior concentração dos dados de albedo ocorre na região próxima a 27%, conforme pode ser observado na Figura 18a e 18b. O albedo médio do solo para o período avaliado (dez/21 a abril/22) corresponde a 27,72%, com variações mensais médias entre 26,95% (dezembro) e 28,26% (fevereiro). Os modelos univariados e bivariados desenvolvidos por Tuomiranta *et al.* (2021) conseguem descrever o perfil ascendente do albedo em função do ângulo zenital. O modelo univariado se assemelha ao modelo proposto em De Medeiros *et al.* (2022c), já o modelo bivariado consegue descrever a maior dispersão dos pontos.

Figura 19 - Albedo modelado pelo modelo a) Mz_23. b) M2_26.



Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 Transposição a partir de DHI e DNI medidas

4.2.2.1 Análise dos modelos para diferentes Orientações e Cenários de Albedo

A análise comparativa entre os modelos de transposição foi realizada para os quatro cenários e para quatro diferentes orientações. O valor de albedo igual a 20% foi considerado para o primeiro cenário (*i*) porque normalmente é aplicado como valor padrão em *softwares* comerciais. Para este cenário, os resultados indicam um melhor desempenho do modelo Perez, com menor nRMSE e maior SS4 para todas as orientações avaliadas, semelhante a Yang (2016) e García *et al.* (2021).

As orientações Leste e Oeste avaliadas apresentaram nRMSE mais elevados para alguns modelos do que os sensores voltados para o Norte e o Sul, fato também

observado em David *et al.* (2013), em que o incremento do azimute da superfície para o Leste ou Oeste acarretou no aumento do nRMSE. Apesar dos maiores valores de nRMSE para as orientações leste e oeste, observa-se a mesma descrição dos modelos, onde os modelos Hay e Davies (HD), Reindl (Re), Muneer (Mu) e Perez (Pe) foram predominantemente performantes, com ênfase no modelo de Perez. A Tabela 15, 16, 17 e 18 apresentam as métricas estatísticas para os quatro cenários adotados, *i*, *ii*, *iii* e *iv* respectivamente. Os quatro melhores modelos foram destacados em **negrito** para cada um dos estatísticos, e o melhor modelo para cada métrica foi sublinhado.

Tabela 15 - Estatísticos para o cenário (i) de albedo igual a 20%.

Cenário (i)	Norte ($\overline{GTI} = 381,76\text{W/m}^2$)			Sul ($\overline{GTI} = 403,70\text{W/m}^2$)			Leste ($\overline{GTI} = 389,51\text{W/m}^2$)			Oeste ($\overline{GTI} = 459,39\text{W/m}^2$)		
	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Ba	-5,62	16,98	0,947	-7,19	16,23	0,951	-7,88	19,18	0,938	-12,40	21,73	0,932
Ko	3,89	16,97	0,946	1,80	14,32	0,955	1,21	17,96	0,936	-4,68	19,19	0,927
LJ	0,84	16,17	0,948	-1,08	14,15	0,955	-1,70	17,71	0,938	-7,16	19,61	0,929
Ti	-5,62	16,98	0,947	-7,19	16,23	0,951	-7,88	19,18	0,938	-12,40	21,73	0,932
HD	-1,61	15,27	0,953	-2,58	13,32	0,961	-2,63	15,50	0,955	-6,86	16,49	0,954
Klu	3,59	16,05	0,952	1,87	13,72	0,960	2,31	15,69	0,954	<u>-3,45</u>	16,20	0,949
Mu	1,57	15,24	0,956	<u>0,43</u>	13,30	0,962	<u>0,22</u>	15,58	0,955	-4,38	15,13	0,958
Pe	-1,97	<u>14,35</u>	<u>0,960</u>	-2,01	<u>12,90</u>	<u>0,964</u>	-1,83	<u>13,84</u>	<u>0,964</u>	-7,26	<u>14,94</u>	<u>0,966</u>
Re	<u>-0,78</u>	15,26	0,953	-1,80	13,19	0,962	-1,86	15,42	0,955	-6,20	16,21	0,954

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16 - Estatísticos para o cenário (ii), albedo local e igual a 27,72%.

Cenário (ii)	Norte ($\overline{GTI} = 381,76\text{W/m}^2$)			Sul ($\overline{GTI} = 403,70\text{W/m}^2$)			Leste ($\overline{GTI} = 389,51\text{W/m}^2$)			Oeste ($\overline{GTI} = 459,39\text{W/m}^2$)		
	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Ba	-4,16	16,40	0,949	-5,81	15,53	0,953	-6,53	18,67	0,938	-11,24	20,97	0,934
Ko	5,35	17,37	0,947	3,18	14,58	0,956	2,56	18,21	0,936	-3,51	18,89	0,928
LJ	2,30	16,28	0,949	<u>0,30</u>	14,07	0,956	<u>-0,35</u>	17,71	0,938	-5,99	19,14	0,931
Ti	-4,16	16,40	0,949	-5,81	15,53	0,953	-6,53	18,67	0,938	-11,24	20,97	0,934
HD	<u>-0,16</u>	15,00	0,955	-1,21	12,94	0,963	-1,31	15,26	0,956	-5,72	15,86	0,956
Klu	5,04	16,52	0,952	3,25	14,06	0,960	3,66	16,11	0,953	<u>-2,28</u>	15,96	0,950
Mu	3,02	15,51	0,956	1,81	13,48	0,962	1,55	15,79	0,955	-3,23	14,79	0,959
Pe	-0,51	<u>14,15</u>	<u>0,961</u>	-0,63	<u>12,70</u>	<u>0,965</u>	-0,50	<u>13,73</u>	<u>0,965</u>	-6,11	<u>14,27</u>	<u>0,967</u>
Re	0,67	15,10	0,955	-0,42	12,92	0,963	-0,54	15,27	0,956	-5,06	15,63	0,956

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17 - Estatísticos para o cenário (iii), albedo dinâmico univariado.

Cenário (iii)	Norte ($\overline{GTI} = 381,76\text{W/m}^2$)			Sul ($\overline{GTI} = 403,70\text{W/m}^2$)			Leste ($\overline{GTI} = 389,51\text{W/m}^2$)			Oeste ($\overline{GTI} = 459,39\text{W/m}^2$)		
	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Ba	-4,38	16,50	0,948	-6,01	15,64	0,953	-6,77	18,71	0,939	-11,44	21,08	0,933
Ko	5,13	17,27	0,947	2,98	14,49	0,956	2,32	18,08	0,937	-3,71	18,89	0,928
LJ	2,08	16,23	0,948	0,10	14,05	0,956	-0,59	17,63	0,938	-6,19	19,18	0,931
Ti	-4,38	16,50	0,948	-6,01	15,64	0,953	-6,77	18,71	0,939	-11,44	21,08	0,933
HD	-0,38	15,03	0,955	-1,41	12,99	0,963	-1,56	15,27	0,956	-5,92	15,97	0,955
Klu	4,83	16,41	0,952	3,04	13,98	0,960	3,43	15,97	0,954	-2,47	15,97	0,950
Mu	2,80	15,43	0,956	1,60	13,42	0,962	1,31	15,70	0,955	-3,43	14,82	0,959
Pe	-0,73	14,18	0,961	-0,83	12,73	0,965	-0,74	13,72	0,965	-6,31	14,38	0,967
Re	0,45	15,10	0,954	-0,62	12,95	0,963	-0,78	15,27	0,956	-5,26	15,72	0,956

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 18 - Estatísticos para o cenário (iv), albedo dinâmico bivariado.

Cenário (iv)	Norte ($\overline{GTI} = 381,76\text{W/m}^2$)			Sul ($\overline{GTI} = 403,70\text{W/m}^2$)			Leste ($\overline{GTI} = 389,51\text{W/m}^2$)			Oeste ($\overline{GTI} = 459,39\text{W/m}^2$)		
	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Ba	-4,42	16,50	0,949	-6,04	15,67	0,953	-6,84	18,72	0,939	-11,49	21,04	0,934
Ko	5,09	17,21	0,947	2,95	14,46	0,956	2,25	18,03	0,937	-3,76	18,81	0,929
LJ	2,04	16,19	0,949	0,07	14,04	0,956	-0,66	17,60	0,939	-6,23	19,11	0,932
Ti	-4,42	16,50	0,949	-6,04	15,67	0,953	-6,84	18,72	0,939	-11,49	21,04	0,934
HD	-0,41	14,97	0,955	-1,44	12,97	0,963	-1,63	15,25	0,956	-5,97	15,92	0,956
Klu	4,79	16,38	0,953	3,01	13,98	0,960	3,36	15,95	0,954	-2,52	15,91	0,950
Mu	2,77	15,39	0,956	1,57	13,42	0,962	1,24	15,68	0,955	-3,48	14,78	0,960
Pe	-0,76	14,18	0,961	-0,87	12,77	0,965	-0,81	13,72	0,965	-6,36	14,36	0,967
Re	0,42	15,04	0,955	-0,65	12,93	0,963	-0,86	15,24	0,956	-5,31	15,67	0,956

Fonte: Elaboração própria.

De forma semelhante a García *et al.* (2021), os modelos anisotrópicos (HD, Klu, Mu, Pe e Re) apresentaram melhores resultados do que os modelos isotrópicos (LJ, Ko, Ti e Ba) por se ajustarem melhor aos dados experimentais. Também foi observado que as simulações conduzidas com albedo variando em função do ângulo zenital solar (univariado ou bivariado) ou albedo considerado constante, mas com base em medições locais, levaram a resultados mais precisos do que as simulações conduzidas com albedo padrão constante igual a 20%. Esse fato é válido para os modelos que subestimaram os dados observacionais, Badescu (2002), Tian *et al.*

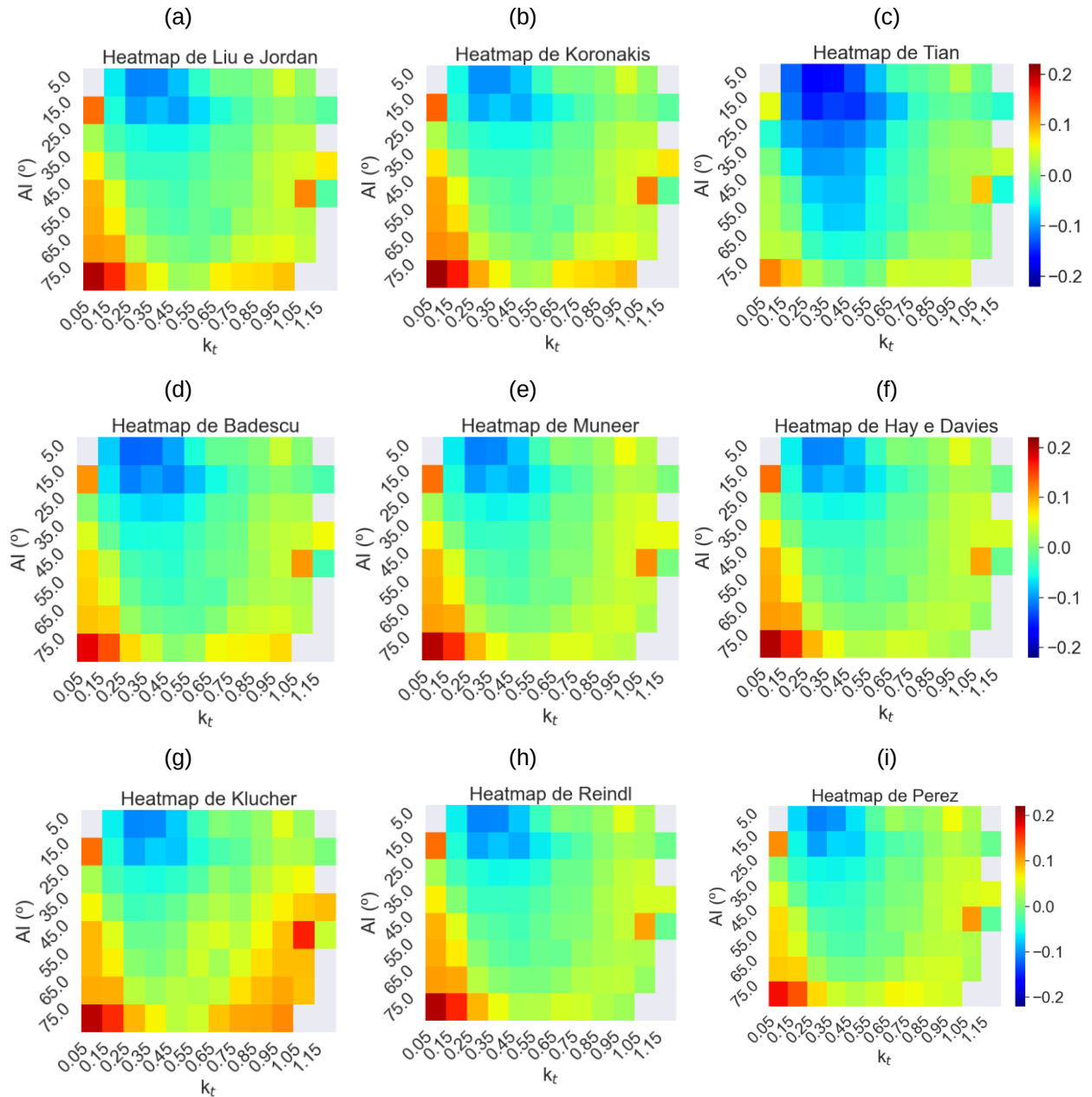
(2001), Hay e Davies (1980), Perez *et al.* (1990) e Reindl *et al.* (1990b). Esses modelos apresentaram nMBE negativo para o cenário *i* (albedo = 20%), conforme apresentado na Tabela 15. Quando o ajuste do albedo foi realizado (cenários *ii*, *iii* e *iv*), considerando os dados medidos localmente (albedo médio) e o albedo univariado e bivariado, observou-se uma redução do *bias* para esses modelos, bem como uma melhoria no nRMSE. Como exemplo, pode-se observar a redução no nRMSE para o modelo Perez com orientação norte, o nRMSE é de 14,4% com albedo constante (0,20), enquanto a simulação com albedo univariado e bivariado resultou na redução dessa métrica estatística (14,2% para ambos).

Além disso, a partir da Tabela 16 a 18, pode-se observar que a entrada na estimativa da irradiância global inclinada com o albedo médio local não afeta substancialmente o SS4 em comparação com as simulações que consideram o albedo variável. No entanto, ela tende a ter melhor *bias* e melhor distribuição dos dados estimados, o que leva a um desempenho ligeiramente melhor. Em Nygren e Sundström (2021), sistemas fotovoltaicos com módulos bifaciais foram avaliados para três condições de albedo, albedo variável, albedo fixo e albedo derivado de satélite. Observou-se que, para a face frontal dos módulos, a variação do tipo de albedo não tem um grande impacto. Entretanto, para a face posterior, as simulações realizadas com albedo variável apresentaram maior precisão quando comparadas ao albedo fixo e ao albedo derivado de satélite.

4.2.2.2 Análise dos modelos para diferentes inclinações

Para facilitar a análise comparativa dos modelos, os *heatmaps* de cada um dos modelos são apresentados considerando o albedo fixo e igual a 27,72% para as bases de dados de baixa inclinação (15°) e maior inclinação (45°). Os *heatmaps* apresentam o *bias* normalizado (nMBE) para diferentes ângulos de incidência (AI) e índices de claridade (k_t), onde o nMBE é calculado considerando o intervalo de cada bloco, por exemplo, para célula de 75° AI e 0,05 k_t , o nMBE é calculado para $AI \in [70^\circ; 80^\circ]$ e $k_t \in [0; 0,10]$. A Figura 20 apresenta o *heatmap* dos 9 modelos para a inclinação 15°N, onde as cores quentes (vermelho) indicam que o modelo sobrestima a medição e cores frias (azul) indicam que o modelo subestima a observação.

Figura 20 - Heatmap de nMBE dos modelos de transposição com inclinação 15°N.

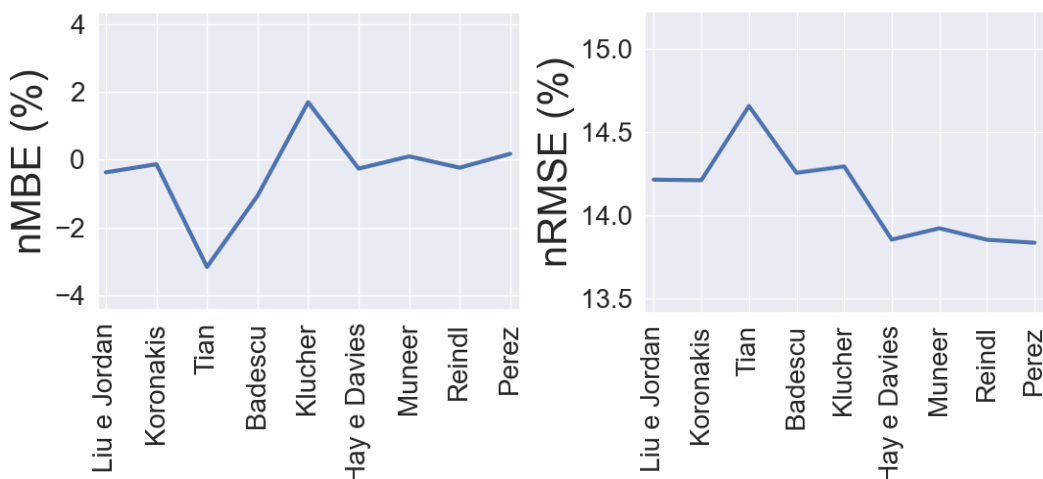


Fonte: Elaboração própria.

A partir da Figura 20 se observa que os modelos isotrópicos tendem a subestimar a irradiância global inclinada para momentos de baixo índice de claridade, quando a irradiância difusa possui maior importância, com destaque para o modelo de Tian *et al.* (2001) que subestima fortemente a observação para diversos intervalos de k_t e AI. Os modelos anisotrópicos tendem a apresentar cores mais suaves que as cores dos modelos isotrópicos, com destaque para os modelos de Muneer, Hay e

Davies, Reindl e Perez, tal comportamento é observado na Figura 21 em que retrata bons resultados de nMBE e nRMSE para esses modelos na inclinação de 15°.

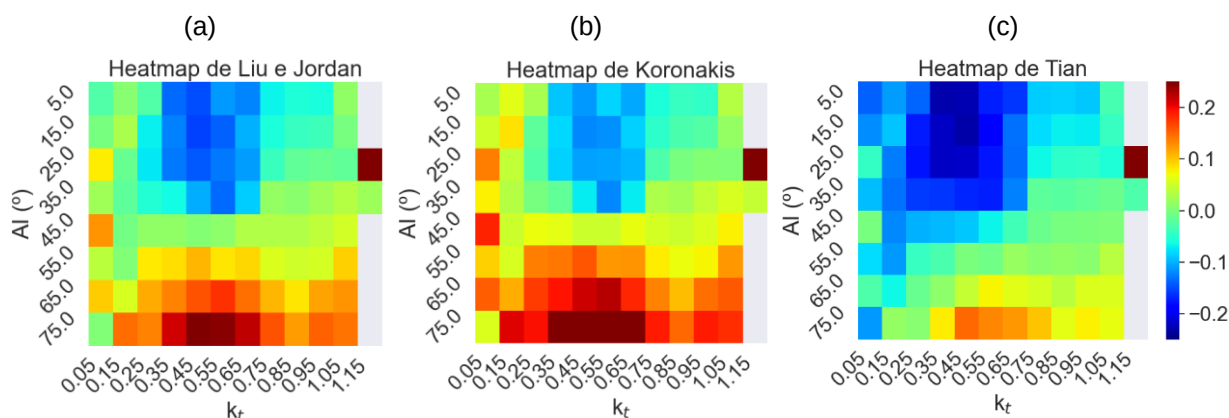
Figura 21 - nMBE e nRMSE para os modelos de transposição com inclinação de 15°.

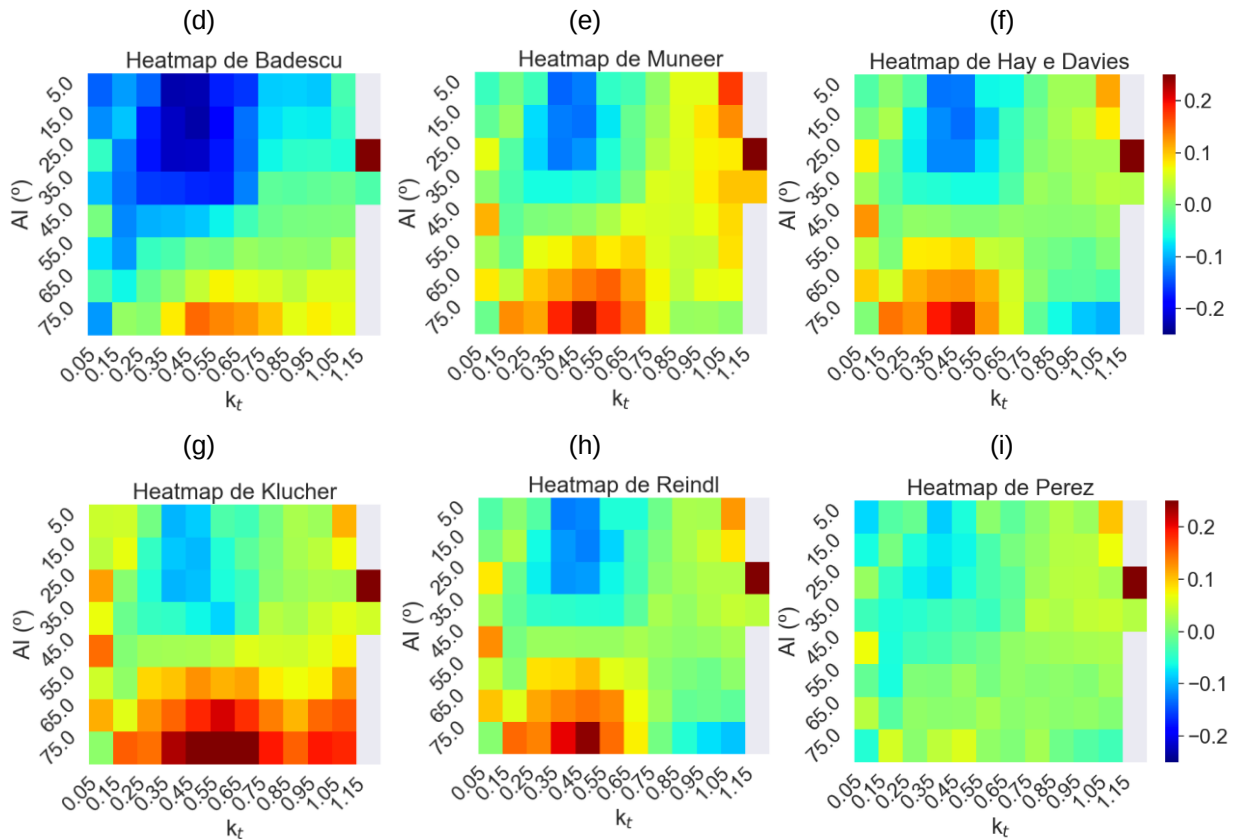


Fonte: Elaboração própria.

As diferenças sutis observadas nos *heatmaps* dos quatro melhores modelos para a inclinação de 15° se tornam mais visíveis quando avaliadas para a inclinação de 45°, onde a transposição da radiação difusa possui maior impacto e assim, a atribuição da difusa circumsolar e do brilho do horizonte passam a ter maior importância na estimativa da radiação global inclinada. A Figura 22 contém os *heatmaps* dos modelos para as inclinações de 45° Leste, essa orientação foi escolhida para estudo mais detalhado devido a existência de medições para todos os ângulos de incidência.

Figura 22 - Heatmap de nMBE dos modelos de transposição com inclinação de 45°.





Fonte: Elaboração própria.

Com a inclinação de 45° é possível observar que os erros da modelagem da radiação difusa possuem maior impacto na irradiância global inclinada, onde os momentos de baixo k_t em que a parte referente a DHI é mais importante, se observa que os modelos isotrópicos subestimam a GTI , já os modelos anisotrópicos tendem a apresentar cores mais suaves, mais esverdeadas e assim, menor erro para diferentes valores de k_t e AI .

Ainda é possível observar que a modelagem da irradiância circumsolar e do brilho do horizonte considerada por Perez, permite uma maior assertividade na estimação da GTI , apresentando erros próximos a zero para todos os tipos de céu, nublado, variado, céu claro e com momentos de sobreirradiância. Dentre os modelos anisotrópicos, o modelo de Klucher sobrestima a irradiância para ângulos de incidência elevados, onde a modelagem da radiação circumsolar considerada pelo modelo se difere dos demais modelos anisotrópicos, sobrestimando a radiação difusa inclinada (DTI – *Diffuse Tilted Irradiance*).

4.2.3 Transposição com DHI e DNI medidas ou estimadas

Como nem sempre os projetistas possuem as componentes *DHI* e *DNI* medidas localmente, devido ao elevado custo inicial (DE MEDEIROS *et al.*, 2022a), a irradiância que incide no plano dos módulos é obtida a partir da difusa e direta estimada pelos modelos de separação. O uso desses modelos acarreta no incremento adicional de erros, sendo fundamental avaliar o impacto que os mesmos apresentam na estimativa de *GTI* (PICCIOLI, 2022).

Esse incremento é observado na Tabela 19 que apresenta as melhores estimativas de *GTI* com base nos estatísticos *nMBE*, *nRMSE* e *SS4* para todas as orientações a partir dos 19 modelos avaliados na seção 4.1 mais a *DHI* e *DNI* medidas servindo como entradas de direta e difusa nos modelos de transposição. Os dois melhores modelos de cada estatístico são apresentados e estão em **negrito** e o melhor valor do estatístico está sublinhado.

Tabela 19 - Desempenho das melhores combinações de modelos de separação + modelos de transposição obtidas para cada estatístico e para diferentes inclinações (15° e 45°) e orientações (Norte, Sul, Leste e Oeste).

Modelos de irradiância		45° Norte ($\overline{GTI} = 381,76\text{W/m}^2$)		
DHI e DNI	Transposição	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Engerer4	Reindl	<u>0,03</u>	15,49	0,949
Every2	Muneer	-0,07	14,74	0,954
Medidas	Perez	-0,76	<u>13,96</u>	<u>0,960</u>
Starke2	Perez	-1,13	14,17	0,959
Modelos de irradiância		45° Sul ($\overline{GTI} = 403,70\text{W/m}^2$)		
DHI e DNI	Transposição	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
O&H	Perez	<u>-0,01</u>	13,12	0,962
Engerer2	Perez	0,02	13,27	0,961
Medidas	Perez	-0,60	<u>12,70</u>	<u>0,964</u>
Reindl3	Hay e Davies	-0,53	12,88	0,963
Starke2	Perez	0,13	12,99	0,963
Modelos de irradiância		45° Leste ($\overline{GTI} = 389,51\text{W/m}^2$)		
DHI e DNI	Transposição	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Reindl1	Reindl	<u>0,06</u>	16,21	0,949
Starke3	Hay e Davies	0,07	15,52	0,952
Medidas	Perez	-0,53	<u>13,60</u>	<u>0,964</u>
Starke3	Perez	0,13	14,63	0,959
Starke2	Perez	1,32	14,71	0,959
Modelos de irradiância		45° Oeste ($\overline{GTI} = 459,39\text{W/m}^2$)		
DHI e DNI	Transposição	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Yang4	Klucher	<u>-1,71</u>	17,00	0,942
Reindl3	Klucher	-1,73	14,66	0,957
Medidas	Perez	-5,86	<u>14,16</u>	<u>0,966</u>
Reindl3	Muneer	-3,00	14,36	0,961
Starke2	Perez	-6,15	14,54	0,965

Modelos de irradiância		15° Norte ($\overline{GTI} = 503,14\text{W/m}^2$)		
DHI e DNI	Transposição	nMBE (%)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Medidas	Muneer	<u>0,10</u>	13,92	0,953
Medidas	Koronakis	-0,14	14,21	0,951
BRL-BR	Reindl	1,25	<u>13,81</u>	0,955
BRL-BR	Hay e Davies	1,23	13,81	0,955
BRL-BR	Perez	1,69	13,89	<u>0,955</u>

Fonte: Elaboração própria.

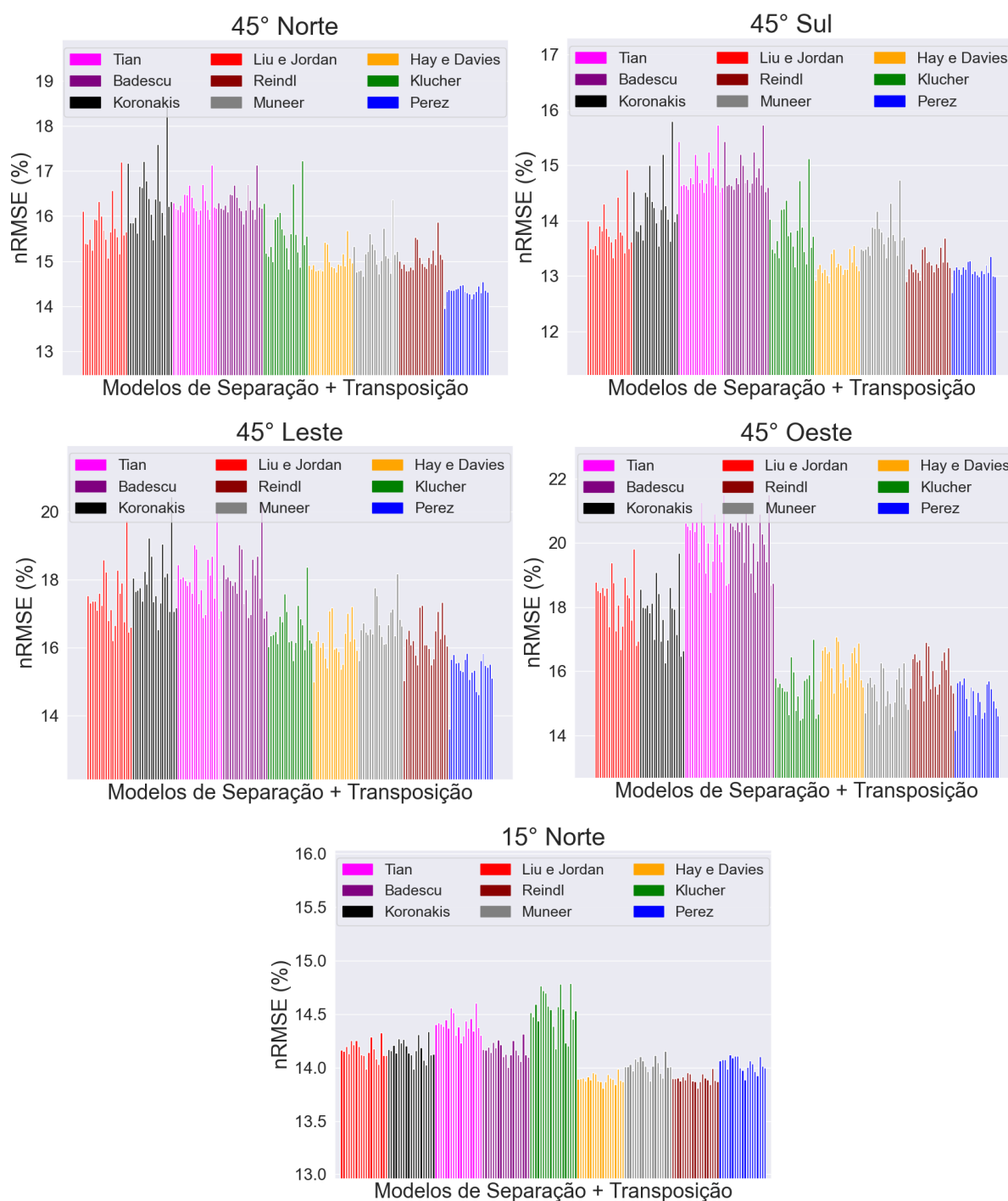
A Tabela 19 apresenta as melhores formas de se determinar a irradiância *GTI* a partir da *GHI* com base nas 180 possibilidades (19 modelos de separação + *DHI* e *DNI* medidas vezes os 9 modelos de transposição, $20 \times 9 = 180$). É possível observar que quando observada a distribuição do erro (nRMSE) os melhores resultados normalmente são obtidos quando transpostos por Perez. Além disso, é possível observar que a combinação Starke2 + Perez apresenta para todas as orientações um *skill score* de Taylor elevado, conseguindo assim apresentar elevado desempenho para todas as orientações.

Para o caso de baixa inclinação (15°N) é possível observar que os melhores resultados passam pelos dados medidos de *DHI* e *DNI* ou por modelos de separação que apresentaram baixa acurácia para as condições avaliadas (ver seção 4.1.), como o modelo BRL-BR que foi ajustado com base em dados de 1-min que descartam os momentos de *cloud enhancement*, não se adequando as condições e local avaliado. Isso se deve ao *off-set* que ocorre ao inserir um modelo de separação com menor acurácia como entrada em um modelo de transposição. Em Yang *et al.* (2013) é observado para baixas inclinações que o desempenho dos modelos anisotrópicos é similar ao dos modelos isotrópicos, não existindo ganhos expressivos e que o incremento de modelos de separação acarreta em erro adicional na estimativa de *GTI*.

Ainda quanto a baixa inclinação (15°) é possível observar na Figura 23 pequenas diferenças entre as 180 combinações avaliadas, valendo destacar o ligeiro impacto que os modelos de separação possuem para estimar a radiação no plano inclinado para superfícies fixas de baixa inclinação, a variação do nRMSE foi de 0,98%, variando de 13,81% a 14,79%, semelhante à obtida por Yang *et al.* (2013) (nRMSE de 9,43% a 11,25% para inclinação de 18,3° e 7,90% a 8,69% para inclinação de 6,1° e 20 combinações de modelos de separação e transposição). Para inclinações mais acentuadas, é possível observar na Figura 23 que a variação se torna mais importante (Norte: 4,26%, Sul: 2,93%, Leste: 5,83%, Oeste: 7,16%), sendo assim

necessário utilizar modelos acurados. A notar igualmente que dentre as 180 combinações, é possível observar para todas as orientações que o modelo de transposição Perez predominantemente apresenta resultados mais acurados, independentemente da *DHI* e *DNI* adotada.

Figura 23 - Resultados de nRMSE de todas as 180 possibilidades para as diferentes configurações.



Fonte: Elaboração própria.

Ao analisar o impacto da estimativa de *DHI* na irradiância *GTI* a partir de um bom modelo é possível compreender a resiliência do modelo de transposição frente aos dados de entrada. Semelhante a Piccioli (2022) o indicador $\Delta RMSE$ foi adotado e é calculado a partir da Equação 44, onde o modelo Starke3 foi selecionado como o modelo de separação usado para a estimação da *DHI* e *DNI*.

$$\Delta RMSE = 100 * (nRMSE_{STARKE3} - nRMSE_{med}) / nRMSE_{med} \quad (44)$$

Em Piccioli (2022) para estações em clima subtropical úmido (Cfa), o modelo isotrópico de Liu e Jordan apresentou maior resiliência frente ao uso de modelos de separação, seguido dos modelos de Hay e Davies e o modelo de Reindl (HDKR). Na presente pesquisa, para Petrolina com clima semiárido quente (BSh) os modelos isotrópicos de Badescu e Tian apresentaram maior resiliência quando adotando dados de *DHI/DNI* acurados, pela Figura 23 é possível observar que para outros modelos de separação, Tian e Badescu podem apresentar elevada variação no *nRMSE*. Vale salientar que para as inclinações de 45° o fator de vista do céu (*SVF*) dos modelos Tian e Badescu são equivalentes, por esse fato o $\Delta RMSE$ corresponde a valores iguais da Tabela 20. Semelhante a Piccioli (2022), Hay e Davies e o modelo de Reindl apresentaram maior resiliência frente os demais modelos anisotrópicos. A Tabela 20 apresenta a variação percentual no *nRMSE*.

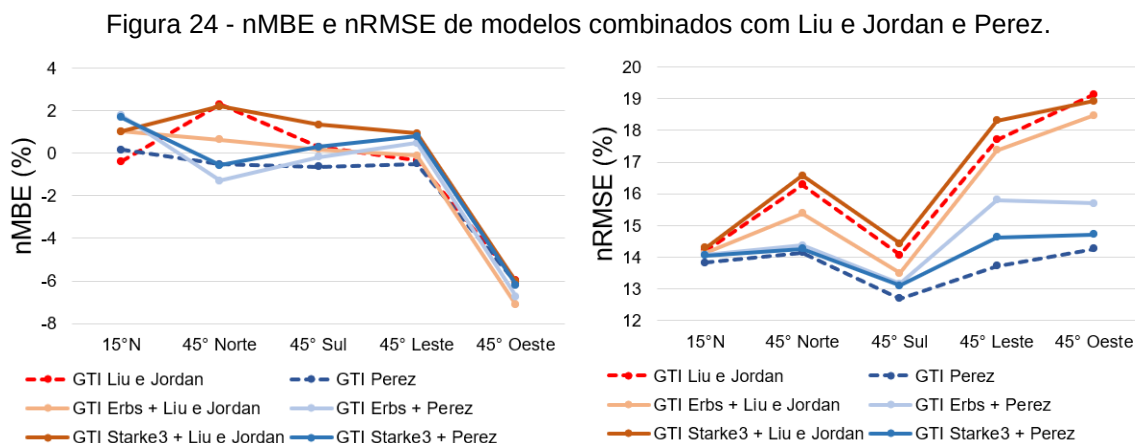
Tabela 20 - Variação percentual do $\Delta RMSE$: *nRMSE* obtido pela *DHI* estimada frente a *DHI* medida.

MODELOS	15° Norte	45° Norte	45° Sul	45° Leste	45° Oeste	Média
Tian	-1,49	2,55	-1,2	0,81	1,3	0,39
Badescu	-0,02	2,55	-1,2	0,81	1,3	0,69
Koronakis	0,7	2,47	4,65	5,55	0,27	2,73
Liu e Jordan	0,51	2,8	3,04	4,36	0,71	2,28
Reindl	0,63	0,54	2,48	4,33	0,78	1,75
Muneer	1,4	2,73	6,22	6,67	2,28	3,86
Hay e Davies	0,6	0,16	1,51	3,53	0,8	1,32
Klucher	3,41	2,65	4,98	7,51	-0,38	3,63
Perez	1,66	2,27	3,22	7,55	3,99	3,74

Fonte: Elaboração própria.

Em Lave et al. (2014) foi observado que a combinação dos modelos de separação e transposição não é considerada um somatório linear de erros dos

modelos individuais. O mesmo foi observado ao considerar dois tipos de modelo um com baixo erro (Starke3) e outro com erro mais elevado (Erbs). Ao compará-los com os modelos de transposição de Liu e Jordan (isotrópico) e Perez (anisotrópico), se observa que o *bias* negativo na *DHI* (Erbs: nMBE da *DHI* de -6,71% e -16,06% para o período de 15° e 45°, respectivamente), acarreta na sobrestimação da *DNI* (Erbs: nMBE da *DNI* de 4,92% e 14,48% para o período da análise de 15° e 45°, respectivamente), tipicamente o *bias* positivo na *DNI* acarreta na sobrestimação da *GTI* devido ao elevado peso que ela possui na estimativa da *GTI*. Entretanto, caso os modelos de transposição possuam *bias* negativo na modelagem da difusa inclinada (*DTI*), a *GTI* tenderá a ser subestimada. Ao inserir o modelo de separação nesse cenário, a junção dos erros pode servir como um *off-set* para acertar a *GTI*. Tal tendência é observada nos gráficos da Figura 24, onde um bom modelo de separação (Starke3) quando combinado com Liu e Jordan tende a obter resultados inferiores de nMBE e nRMSE frente ao conjunto Erbs + Liu e Jordan, enquanto que um bom modelo de transposição (Perez), ao possuir *DHI* e *DNI* estimadas de um modelo acurado, possui desempenho melhor. Dessa forma, caso se conheça os desempenhos dos modelos para a localidade de estudo, é preferível utilizar modelos que se adequem ao local.



Fonte: Elaboração própria.

As análises conduzidas nesta seção devem ser estendidas para sistemas FV que realizam o rastreamento solar, é fundamental avaliar os modelos de separação e de transposição para esses sistemas pois eles experienciam mais momentos de baixos ângulos de incidência, onde as componentes *DNI* e *DHI* devem ser estimadas

com maior acurácia. Além disso, pretende-se validar essas análises para outras localidades da região semiárida brasileira.

4.3 VALIDAÇÃO DOS MODELOS DO MÓDULO

A análise dos modelos térmicos e elétricos são descritos nesta seção. Para avaliação do comportamento térmico dos módulos foi utilizada a temperatura média dos três sensores térmicos instalados nos módulos e para esse experimento se utilizou dados do piranômetro térmico inclinado no plano dos módulos (15°N).

4.3.1 Modelos Térmicos

A modelagem do comportamento térmico foi realizada inicialmente com a parametrização abordada na literatura e descrita na seção 2.2.1. Posteriormente, os modelos são ajustados para as condições da instalação da UFV e também climáticas da região do semiárido.

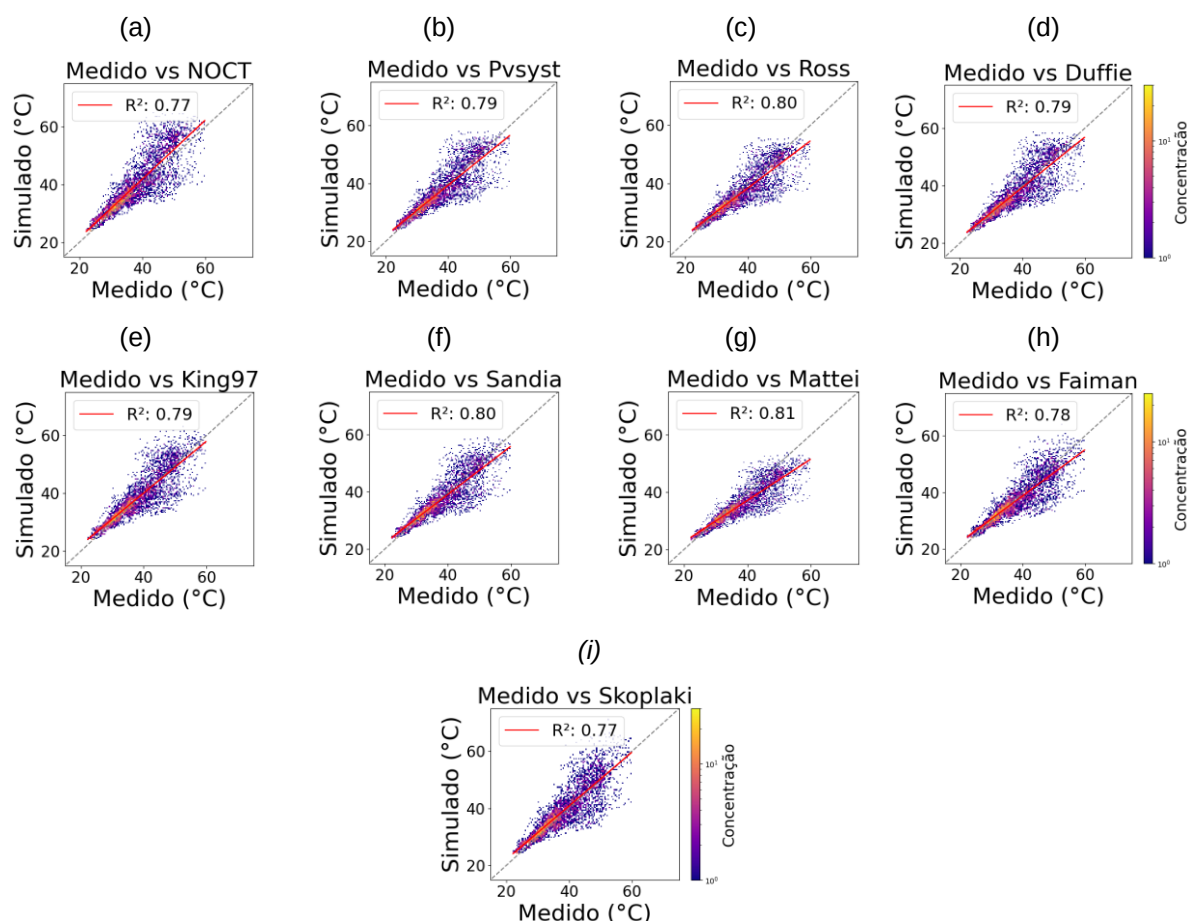
As medições da temperatura da parte posterior do módulo (*backsheet*) (T_m ou T_b , índice b de *backsheet*) tendem a ser inferiores à da célula fotovoltaica (T_c), a diferença entre ambas temperaturas depende dos materiais utilizados no módulo e do nível de irradiância (LI *et al.*, 2020). A IEC 61274-1:2017 *Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring* indica que essas diferenças são tipicamente de 1 a 3°C dependendo da construção do módulo e que essas diferenças devem ser estimadas em função da irradiância, utilizando a condutividade térmica dos materiais do módulo, mas não especifica qual método empregar (SANTIAGO *et al.*, 2018).

Uma vez que as medições em campo são realizadas na parte posterior dos módulos, será utilizada a metodologia adotada no trabalho de Akhsassi *et al.* (2018), onde a temperatura da célula calculada pelos modelos é transformada em temperatura do módulo pela relação apresentada em Sandia (Equação 45, com $\Delta T=3$). Todos os modelos abordados na seção 2.2.1 necessitam corrigir a temperatura da célula para a temperatura do módulo, exceto os modelos Sandia, King97, Ross e Faiman, os dois primeiros estimam a temperatura do módulo (*backsheet*) e os dois últimos consideram que a temperatura da célula e do módulo são equivalentes.

$$T_m = T_c - \frac{GTI}{G_{STC}} \Delta T \quad (45)$$

Após correção da temperatura estimada da célula para temperatura do módulo, a dispersão das simulações obtidas pelos modelos frente à medição térmica é apresentada na Figura 25, destacando o estatístico coeficiente de determinação (R^2).

Figura 25 - Simulado vs Medido dos modelos térmicos.



Fonte: Elaboração própria.

É possível observar na Figura 25 que alguns modelos apresentam elevado R^2 entretanto a linha de ajuste em vermelho, não está alinhada com a reta identidade, demonstrando que a dispersão dos pontos tende a subestimar a medição, como é o caso do modelo Mattei. Outros modelos apresentam maior alinhamento da linha de ajuste (vermelha) com a reta identidade ($y=x$, em cinza), entretanto os dados estão bem dispersos apresentando menor R^2 , como é o caso do modelo NOCT. A Tabela 21 apresenta os estatísticos para os modelos apresentados. O SS4 é apresentado pois leva em consideração a relação dos desvios padrões com a correlação, trazendo

assim mais informações sobre o desempenho dos modelos. Os seis melhores modelos de cada estatístico estão destacados em **negrito** e o melhor sublinhado.

Tabela 21 - Desempenho dos modelos térmicos.

MODELOS	MBE (°C)	nMBE (%) [*]	RMSE (°C)	nRMSE (%) [*]	SS4 (-)
Duffie	-0,33	-0,87	3,77	10,04	0,791
Faiman	-0,74	-1,96	3,80	10,10	0,781
King97	<u>0,32</u>	<u>0,86</u>	3,79	10,08	0,794
Mattei	-2,20	-5,84	4,16	11,07	0,776
NOCT	1,88	4,99	4,82	12,81	0,758
PVsyst	-0,35	-0,93	3,73	9,93	0,793
Ross	-1,15	-3,06	3,77	10,02	0,793
Sandia	-0,52	-1,37	<u>3,64</u>	<u>9,67</u>	<u>0,799</u>
Skoplaki	1,04	2,76	4,27	11,35	0,770

^{*}: Valor médio medido da T_c para os cálculos de nMBE e nRMSE corresponde a 37,61 °C.

Fonte: Elaboração própria.

Pela Tabela 21 é possível observar que os erros variam entre aproximadamente -2,2°C e 1,9°C, com RMSE entre 3,6 e 4,8°C. Em Oliveira *et al.* (2021) análises também na resolução de 1-min demonstram valores de RMSE entre 3,1°C e 11,3°C a depender das localidades no globo. Alguns lugares como no Reino Unido, o RMSE do modelo de Ross e o de Faiman foram de, respectivamente, 3,6°C e 3,9°C, próximos aos obtidos na presente pesquisa.

Ainda quanto a Tabela 21 é possível observar que o modelo NOCT, um dos mais utilizados na literatura e sugerido em normas, sobrestima o comportamento térmico dos módulos em 4,99%, essa sobrestimativa também é observada em Li *et al.* (2020). Os modelos Ross, PVsyst e Duffie são modelos que não consideram a velocidade do vento nas análises, e mesmo não considerando a troca convectiva forçada, apresentaram bons resultados. Em Santiago *et al.* (2018) foi observado que os modelos que usam a velocidade do vento precisam ter as expressões de transferência térmica global determinados experimentalmente para a localidade e condições da instalação, uma vez ajustados é possível alcançar resultados otimizados.

Nesse sentido, o ajuste dos coeficientes dos modelos foi realizado para os módulos instalados em estrutura fixa com inclinação de 15°N em Petrolina, a técnica

empregada foi o *curve fit* em *python*, onde os novos coeficientes são apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 - Coeficientes originais dos modelos e ajustado localmente para dados de 1-min.

Ross			PVsyst			Skoplaki		Faiman		King97		Mattei		Sandia
<u>Original</u>	k	0,0208	U _c	29	h _c	8,91	U _c	25	a	0,0712				
			U _v	0	h _v	2	U _v	6,84	b	-2,411	h _c	26,6	a	-3,56
									c	32,96	h _v	2,3	b	-0,076
<u>Ajustado</u>	k	0,0221	U _c	36,71	h _c	15,50	U _c	36,78	a	0,0361				
			U _v	0	h _v	1,24	U _v	1,78	b	-1,429	h _c	25,73	a	-3,60
									c	27,49	h _v	2,0	b	-0,063

Fonte: Elaboração própria.

Os ajustes são realizados em todos os modelos exceto Duffie e NOCT que não contam com coeficientes convectivos que podem ser parametrizados. Após os ajustes, é observado na Tabela 23 que os modelos que consideram a velocidade do vento apresentaram ganho na simulação do comportamento térmico dos módulos.

Tabela 23 - Desempenho dos modelos térmicos ajustados para Petrolina.

MODELOS	MBE (°C)	nMBE (%)*	RMSE (°C)	nRMSE (%)*	SS4 (-)
Duffie	-0,33	-0,87	3,77	10,04	0,791
Faiman	-0,53	-1,41	3,63	9,66	0,800
King97	-0,53	-1,42	3,63	9,66	0,800
Mattei	-0,49	-1,30	3,61	9,60	0,800
NOCT	1,88	4,99	4,82	12,81	0,758
PVsyst	-0,64	-1,69	3,72	9,88	0,794
Ross	-0,62	-1,65	3,72	9,88	0,794
Sandia	-0,54	-1,42	3,63	9,66	0,800
Skoplaki	-0,56	-1,49	3,65	9,70	0,799

*: Valor médio medido da T_c para os cálculos de nMBE e nRMSE corresponde a 37,61 °C.

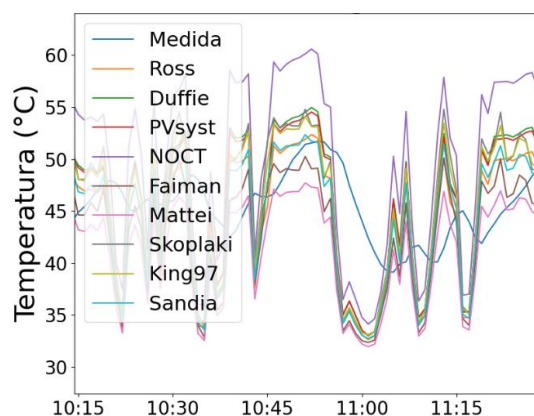
Fonte: Elaboração própria.

Com o ajuste realizado, é possível observar que os modelos Faiman, King97, Skoplaki, Mattei e Sandia apresentaram os melhores desempenhos globais, e que alguns modelos que utilizam a velocidade do vento como variável de entrada apresentaram ganhos importantes com o ajuste local. Para o modelo Mattei, que tinha

apresentado elevado coeficiente de determinação inicialmente, entretanto baixo desempenho global com maior subestimativa das temperaturas e elevado nRMSE, após ajuste, obteve melhora do nRMSE de 1,47%, saindo de 11,07% para 9,6% e do nMBE saindo de -2,2°C para -0,49°C. De maneira geral, é possível observar após reparametrização dos modelos que os modelos que consideram a velocidade do vento tendem a apresentar resultados ligeiramente melhores. Entretanto não apresentam ganhos muito expressivos, por exemplo o modelo de Ross é um modelo simples e que consegue apresentar resultados satisfatórios quanto a estimativa do comportamento térmico. Essa ligeira diferença se deve ao pequeno impacto que a V_w possui na modelagem da temperatura, apesar de pequeno, quando disponível deve ser levada em consideração nos cálculos da temperatura dos módulos (AKHSASSI *et al.*, 2018). Além disso, a velocidade do vento na altura dos módulos para a localidade de Petrolina e período avaliado não é tão expressiva, o que corrobora com a ligeira melhora na modelagem.

A notar ainda que todos esses modelos são considerados modelos de regime permanente (PRILLIMAN *et al.*, 2022), pois não levam em consideração a inércia térmica dos módulos, como pode ser observado na Figura 26, onde momentos entre 10:45 e 11:15 de um dia de céu variável ocorre inicialmente um pico nas temperaturas modeladas e logo em seguida, o decaimento rápido da temperatura simulada. Essa grande variação se dá pelas variações abruptas da irradiância, devido à passagem de nuvens. Ao mesmo tempo, pode-se observar que a temperatura medida tem comportamento suavizado, resfriando aos poucos, conforme pode ser observado na Figuras 26.

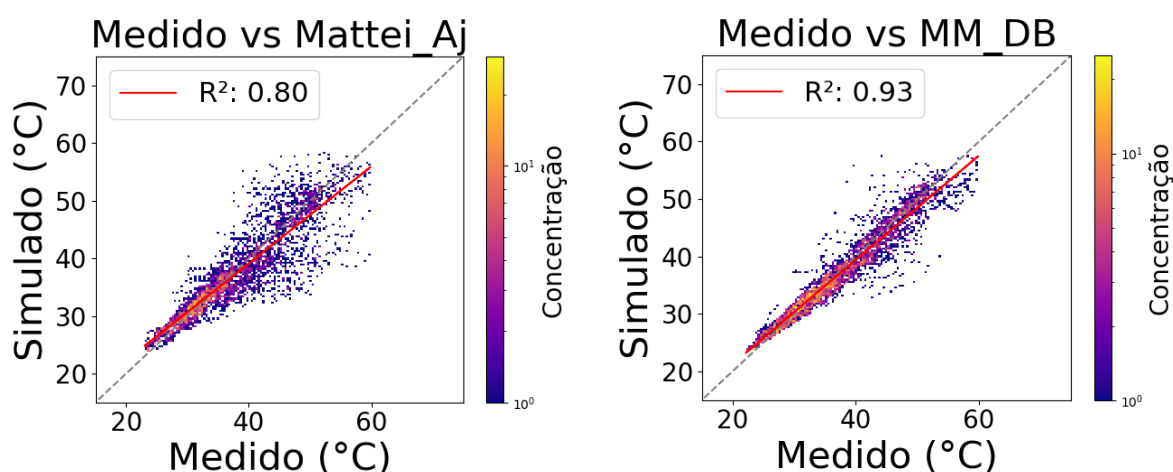
Figura 26 - Comportamento térmico minuto a minuto dos modelos.



Fonte: Elaboração própria.

Nesse sentido, foi aplicado um modelo que consiste na média móvel do modelo de Duffie e Beckman (DB). Esse modelo consiste na média móvel de 10-min de DB, onde para os instantes iniciais em que a média móvel ainda não teria capturado a janela de 10 minutos do modelo DB, o modelo da média móvel é preenchido com os valores instantâneos do modelo de Duffie e Beckman. Esse modelo foi selecionado devido à facilidade de aplicação do mesmo (varia em função de T_{amb} e GTI) e bons resultados do *bias* (MBE e nMBE). O conceito de média móvel é também empregado em Prilliman *et al.* (2022). Os ganhos dessa modelagem podem ser observados na Figura 27, ao comparar o melhor modelo com reparametrização dos coeficientes, modelo Mattei (ajustado), e o modelo média móvel de Duffie e Beckman (MM_DB).

Figura 27 - Simulado vs Medido para o melhor modelo ajustado e a Média Móvel de Duffie e Beckman.



Fonte: Elaboração própria.

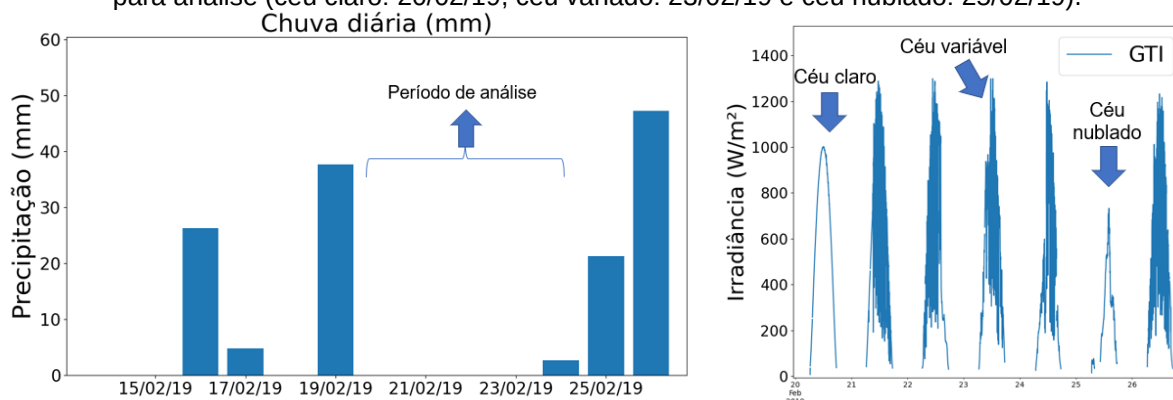
Além da maior concentração de dados próximos a reta identidade (reta de cor cinza), os dados simulados pelo modelo MM_DB apresentam elevado R^2 (0,93), RMSE de 2,15°C (nRMSE de 5,72%), MBE de -0,37°C (nMBE de -0,97%). Frente ao modelo Mattei ajustado os ganhos nessa abordagem permitem a redução de 1,5°C no RMSE e aumento de 0,13 no R^2 (0,80 para 0,93). Apesar da metodologia ser diferente, em Prilliman *et al.* (2022) os resultados obtidos com a média móvel do modelo proposto pelos autores acarretam no ganho de até 2,40°C no RMSE para a localidade de Orlando, em Albuquerque os ganhos no RMSE foram de 1,10°C, próximo ao valor aqui obtido.

4.3.2 Modelos de Conversão Fotovoltaica (Geração CC)

Uma vez realizada a modelagem térmica, foram avaliados os modelos de conversão fotovoltaica, também chamados de modelos do módulo. Os modelos elétricos selecionados para análise foram os modelos CEC, De Soto, Saloux, Huld e PVWatts apresentados na seção 2.2.2.

Os modelos foram avaliados para três dias de céu distintos, dias de céu claro, variável e nublado, todos para o primeiro ano de operação, buscou-se analisar as *strings* para dias após um período de chuva (Figura 28), para garantir que a perda por sujidade não estaria interferindo na modelagem. Além disso, foram escolhidas *strings* da usina que não apresentam módulos com avarias, onde inspeções visuais e termográficas realizadas em 2021 e 2022 confirmam a boa qualidade dos módulos para avaliação no período do primeiro ano de operação. Sabendo-se da boa condição dos módulos, as *strings* A e B apresentadas na Figura 29 foram analisadas quanto a modelagem da geração de energia em corrente contínua.

Figura 28 - Período de análise destacado após período de chuva (a esquerda). Dias selecionados para análise (céu claro: 20/02/19, céu variado: 23/02/19 e céu nublado: 25/02/19).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 29 - Strings A e B selecionadas para análise.



Fonte: Elaboração própria.

A variável de maior importância na modelagem da conversão fotovoltaica é a potência de saída dos módulos estimada pelos modelos. Conhecendo a irradiância que incide nos módulos, a temperatura de operação do módulo e as informações das fichas técnicas do módulo, é possível realizar a modelagem elétrica a partir dos modelos apresentados na seção 2.2.2. A Tabela 24 apresenta o desempenho dos modelos para cada um dos dias apresentados na Figura 28, sendo o dia de céu claro (20/02/2019), céu variado (23/02/2019) e céu nublado (25/02/2019), todos com base em dados de 1-min.

Tabela 24 - Desempenho dos modelos elétricos para dias e strings diferentes.

Dia Selecionado	String	MODELOS	MBE (kW)	nMBE (%)	RMSE (kW)	nRMSE (%)	SS4 (-)
Céu Claro (20/02/2019)	String A	CEC	-0,02	-0,62	0,05	1,49	0,999
		DeSoto	-0,02	-0,58	0,05	1,46	0,999
		PVWatts	-0,03	-0,77	0,06	1,83	0,999
		Huld	-0,10	-2,84	0,11	3,15	0,999
		Saloux	-0,10	-2,87	0,13	3,68	0,998
	String B	CEC	0,00	0,09	0,05	1,48	0,999
		DeSoto	0,00	0,13	0,05	1,47	0,999
		PVWatts	0,00	-0,06	0,06	1,74	0,999
		Huld	-0,07	-2,14	0,09	2,62	0,999
		Saloux	-0,07	-2,17	0,10	3,02	0,998
Céu Variado (23/02/2019)	String A	CEC	0,04	1,32	0,15	5,19	0,992
		DeSoto	0,04	1,36	0,15	5,20	0,992
		PVWatts	0,04	1,25	0,15	5,34	0,992
		Huld	-0,03	-1,20	0,15	5,16	0,992
		Saloux	-0,06	-2,22	0,19	6,57	0,989
	String B	CEC	0,03	1,06	0,18	6,34	0,988
		DeSoto	0,03	1,09	0,18	6,35	0,988
		PVWatts	0,03	0,98	0,19	6,51	0,987
		Huld	-0,04	-1,46	0,19	6,42	0,988
		Saloux	-0,07	-2,47	0,23	7,79	0,984
Céu Nublado (25/02/2019)	String A	CEC	0,01	0,34	0,06	3,70	0,997
		DeSoto	0,01	0,36	0,06	3,69	0,997
		PVWatts	0,01	0,62	0,07	4,06	0,996
		Huld	-0,07	-4,25	0,09	5,58	0,997
		Saloux	-0,13	-7,80	0,15	9,09	0,994
	String B	CEC	0,02	1,53	0,07	4,09	0,997
		DeSoto	0,03	1,55	0,07	4,10	0,997
		PVWatts	0,03	1,82	0,07	4,56	0,996
		Huld	-0,05	-3,12	0,08	4,86	0,997
		Saloux	-0,11	-6,71	0,14	8,36	0,994

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Tabela 24 pode-se constatar que os modelos que levam em conta o circuito elétrico equivalente de um diodo (CEC e De Soto) apresentaram de maneira global melhor desempenho. Esses modelos possuem maior capacidade em estimar a potência de saída com eficácia (OLIVEIRA, 2017), pois calculam os parâmetros do circuito equivalente para cada condição de operação (G_{TI} e T_{mod}), em seguida, calculam o ponto de máxima potência. Pequenas variações são observadas entre o desempenho do modelo CEC e o do modelo DeSoto, pois a diferença entre ambos modelos está no acréscimo do sexto parâmetro no modelo CEC, o Ajuste corrige os coeficientes de temperatura da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto, esse parâmetro é obtido na biblioteca do *System Advisor Model* (SAM, 2023).

Em Oliveira (2017) três modelos de um diodo são avaliados para diferentes tecnologias FV, o autor observou que dentre os modelos de Lorenzo, Mermoud & Lejeune e o modelo de De Soto, o modelo proposto por De Soto *et al.* (2006) desempenhou ligeiramente melhor que o Mermoud & Lejeune para tecnologias de silício policristalino com melhor qualidade na estimativa e menor erro (nRMSE e nMBE). Para outras tecnologias (CdTe e CIS), o modelo De Soto teve menor capacidade que o de Mermoud e Lejeune em estimar o desempenho elétrico dos módulos fotovoltaicos.

Ainda na Tabela 24, dentre os modelos que transladam o ponto de máxima potência (PVWatts, Huld e Saloux), observa-se que o modelo PVWatts apresenta desempenho superior ao modelo Huld e Saloux para dias de céu nublado e variável, com ligeiras diferenças em céu variado. Semelhante a Wang *et al.* (2021), o erro obtido pelo modelo PVWatts é ligeiramente superior ao modelo de um diodo CEC para módulos de silício policristalino, as análises conduzidas pelos autores na resolução de 1-min demonstram ganhos do modelo CEC frente ao PVWatts para os estatísticos nMBE e nRMSE. Conforme observado nos valores dos estatísticos na Tabela 24, observa-se que dias de céu variado possuem nRMSE superior aos demais tipos de dias, isso acontece devido a esse estatístico dar ênfase a erros elevados, tendo em vista a componente quadrática do RMSE (ver Equação 38), por esse motivo as análises na resolução dos minutos tendem a apresentar mais erros aleatórios do que as resoluções horárias (GUEYMARD e RUIZ-ARIAS, 2014), e assim maiores valores

de RMSE frente as médias de 15-min, ou horárias, pois as médias suavizam os picos existentes nos momentos de céu transiente.

Ainda no trabalho de Wang *et al.* (2021) são observados que os modelos que transladam o ponto de máxima potência podem estimar a potência de saída com um nível de acurácia aceitável, entretanto os modelos de um diodo apresentam maior acurácia para módulos de silício monocristalino e policristalino.

Análises futuras poderão ser realizadas para outros tipos de tecnologias, visando avaliar a universalidade dos modelos na estimativa da potência de saída dos sistemas fotovoltaicos.

5 ANÁLISE DA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE ENERGIA

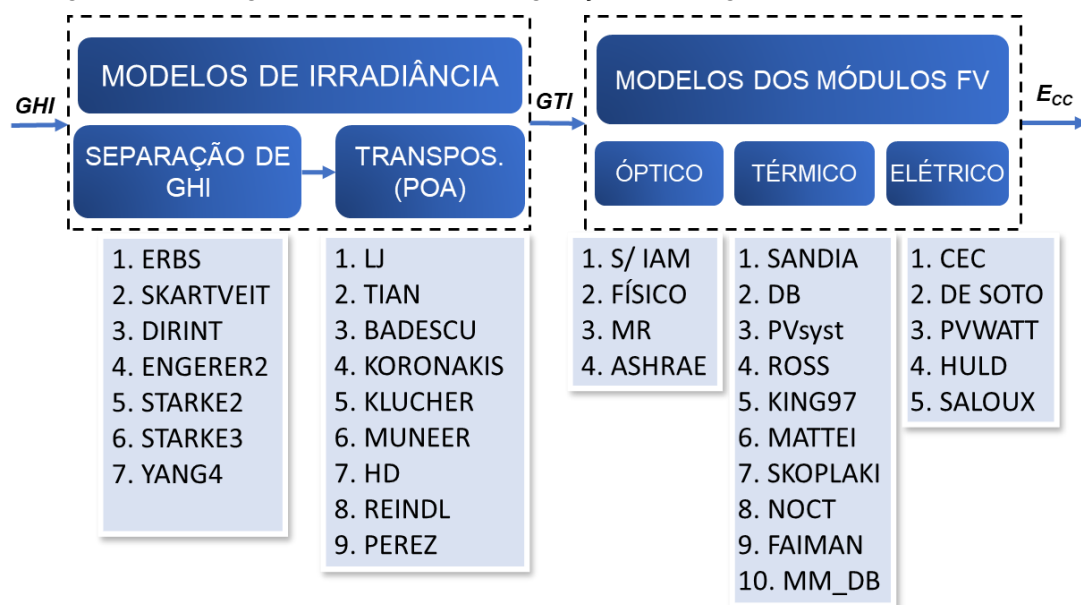
Para avaliar a geração de energia a partir da GHI medida em solo, as simulações foram conduzidas com base nos dados do primeiro ano de operação da UFV, onde só foram considerados os instantes em que se tem dados disponíveis das componentes solarimétricas (GHI , DHI , DNI e GTI), meteorológicas (T_{amb} , HR e V_w) e elétricas (P_{cc} e P_{ac}).

Como visto na seção 4.2, a inserção de modelos de separação que apresentam elevados erros na obtenção de DHI e DNI podem servir como *off-set* para acertar a GTI quando combinadas com os modelos de transposição, devido a isso, optou-se por avaliar a estimativa da geração utilizando somente os melhores modelos abordados na seção dos modelos de separação de GHI , semelhante à Silva (2019), além também do modelo de ERBS utilizado em diversas ferramentas de simulação. Dessa forma, os modelos empregados nessa análise são: Yang4, Starke3, Starke2, Engerer2, DIRINT, SKARTVEIT e ERBS.

A irradiância incidente no plano do arranjo (plano inclinado) é estimada a partir dos modelos de difusa inclinada de Liu e Jordan, Tian, Badescu, Koronakis, Klucher, Hay e Davies, Muneer, Reindl e Perez, considerando que a irradiância no plano inclinado enxerga o albedo da superfície sendo a média do albedo local (27,72%).

Quanto aos modelos do módulo, a nível óptico foram considerados 4 cenários: sem perdas ópticas por reflexão, perdas por IAM pelo modelo físico que faz uso das leis de Fresnel, modelo Ashrae e o modelo de Martin-Ruiz (2001), conforme pode ser observado na Tabela 25. A nível térmico foram considerados os modelos ajustados de Sandia, Duffie, PVsyst, Ross, King97, Mattei, Skoplaki, NOCT, Faiman e a Média Móvel (MM_DB). A nível de conversão FV, foram utilizados os modelos de um diodo propostos por De Soto e CEC e os modelos do ponto de máxima potência de PVWatts, Saloux e Huld. A conversão CC-CA foi realizada a partir do modelo PVWatts descrito na seção 2.3. Dessa forma, o fluxograma da Figura 30 ilustra os modelos adotados em cada etapa para estimativa da geração de energia a partir da GHI .

Figura 30 - Fluxograma da estimativa da geração de energia com os modelos descritos abaixo.



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 25 – Modelos ópticos utilizados na análise da estimativa da geração a partir da GHI.

CENÁRIO	MODELO	OBSERVAÇÃO
S/ IAM	Sem IAM	Não são consideradas perdas por reflexão
Físico	Leis de Fresnel	Módulos sem camada antirreflexiva, $n = 1,526$, $k = 4m^{-1}$ e $L = 2mm$
MR	Martin e Ruiz (2001)	Módulos de silício policristalino $a_r = 0,16$
Ashrae	ASHRAE (1977)	$b = 0,05$

Fonte: Elaboração própria.

A partir de todos os modelos apresentados na Figura 30 a estimativa da geração de energia da UFV é realizada com base em 12.600 combinações possíveis. A Tabela 26 apresenta os valores médios dos estatísticos nMBE, nRMSE e SS4 para cada um dos modelos adotados, por exemplo toda a modelagem realizada que utiliza o modelo ERBS é agrupada e a média dos estatísticos é apresentada na Tabela 26, da mesma forma para os demais modelos. Os modelos que apresentam os valores destacados em verde tendem a apresentar melhores resultados frente aos demais valores.

Tabela 26 – Valor médio dos estatísticos nMBE, nRMSE e SS4 para cada grupo de modelo obtido na estimativa da geração de energia.

GRUPO	MODELOS	nMBE	nRMSE	SS4
Separação	ERBS	-2,19	13,35	0,955
	STARKE3	-2,14	13,40	0,955
	STARKE2	-2,23	13,31	0,956
	YANG4	-2,17	13,46	0,954
	DIRINT	-2,26	13,33	0,955
	SKARTVEIT	-2,26	13,34	0,955
	ENGERER2	-2,22	13,43	0,955
Transposição	Liu e Jordan	-2,23	13,43	0,954
	Koronakis	-1,93	13,30	0,955
	Tian	-4,81	14,19	0,953
	Badescu	-2,86	13,56	0,954
	Klucher	-0,18	13,19	0,955
	Hay e Davies	-2,13	13,16	0,956
	Muneer	-1,81	13,16	0,956
	Reindl	-2,10	13,16	0,956
	Perez	-1,77	13,14	0,956
IAM	S/ IAM	-1,44	13,33	0,955
	Físico	-2,50	13,40	0,955
	Ashrae	-2,56	13,41	0,955
	Martin-Ruiz	-2,34	13,36	0,955
Térmicos	Sandia	-2,69	13,26	0,956
	Duffie	-3,09	13,35	0,955
	PVsyst	-1,24	13,25	0,955
	Ross	-1,81	13,23	0,956
	King97	-2,05	13,21	0,956
	Mattei	-1,70	13,21	0,956
	Skoplaki	-1,82	13,19	0,956
	NOCT	-4,80	13,90	0,954
	Faiman	-0,26	13,37	0,955
	MM-DB	-2,64	13,78	0,953
Elétricos	CEC	-1,00	13,00	0,956
	DeSoto	-0,97	13,00	0,956
	PVWatt	-1,00	13,06	0,955
	Saloux	-4,47	14,38	0,952
	Huld	-3,61	13,44	0,956

Fonte: Elaboração própria.

Pode ser observado na Tabela 26 que as maiores diferenças nas métricas são observadas para os grupos de modelos de transposição, modelos elétricos e térmicos. Apesar das médias descritas pelos modelos elétricos apresentarem maior divergência com modelos que apresentam as menores (13%) e maiores (14,38%) médias, é possível observar que o modelo Saloux é o único modelo dentre os 4 que se distancia dos demais modelos, apresentando médias de nMBE, nRMSE que se diferenciam dos demais.

Quanto aos modelos de transposição é possível observar que os modelos anisotrópicos (Klucher, Hay e Davies, Muneer, Reindl e Perez) apresentam melhores médias que os isotrópicos, com ligeiras diferenças entre os modelos anisotrópicos, entretanto o modelo de Perez apresenta uma ligeira melhora quanto à média de todos os 3 estatísticos. Além disso, as simulações com o modelo de transposição isotrópico Tian, com o modelo térmico NOCT e MM_DB e o modelo elétrico Saloux indicam os piores cenários de simulação, obtendo assim maiores erros.

O mesmo é verificado ao considerar não só as médias apresentadas na Tabela 26, mas toda a variação dos estatísticos para as 12.600 combinações, foram observadas variações no nRMSE que vão de 12,54% a 16,86%, no nMBE de -10% a 4,08% e SS4 de 0,946 a 0,9585, onde dentre os piores resultados estatísticos das combinações tendem a passar pelos modelos Tian, NOCT, MM_DB e Saloux. A Tabela 27 apresenta o percentual de cada um dos modelos que estão presentes no *Top 1%* melhores resultados e no conjunto de 1% piores resultados para a UFV avaliada. Essa análise considera a avaliação dos melhores e piores conjuntos para cada estatístico (nMBE, nRMSE e SS4) individualmente, de forma que dentre as 12.600 combinações, as 126 melhores combinações, ou seja 1% de todas as 12.600 combinações são avaliadas. Por exemplo, a Tabela 27 indica que o modelo STARKE2 está presente em 55% dos conjuntos com os melhores resultados de nRMSE, sugerindo que sua aplicação com os modelos de transposição, ópticos, térmicos e elétricos tende a produzir resultados positivos em termos de nRMSE e SS4. Os valores mais próximos de 100% para a coluna 1% melhores combinações estão destacados em verde, da mesma forma a cor verde indica que se o modelo não está presente ou aparece poucas vezes (valor próximo a 0%) dentre as 126 piores combinações analisadas, ele possui bom desempenho na modelagem fotovoltaica. Valores destacados em vermelho indicam que o modelo não está entre os melhores modelos na modelagem da geração da UFV e para a coluna 1% piores combinações, indica o baixo desempenho em modelar a geração da central fotovoltaica.

Tabela 26 – Participação dos diferentes modelos entre o 1% melhores combinações de modelos e o 1% piores combinações em termos de nMBE, nRMSE e SS4.

GRUPO	MODELOS	1% MELHOR			1% PIOR		
		nMBE	nRMSE	SS4	nMBE	nRMSE	SS4
Separação	ERBS	14%	6%	0%	12%	13%	13%
	STARKE3	15%	8%	2%	15%	13%	17%
	STARKE2	14%	55%	63%	13%	10%	6%
	YANG4	13%	0%	0%	15%	22%	30%
	DIRINT	15%	19%	24%	14%	10%	5%
	SKARTVEIT	14%	13%	10%	14%	12%	8%
	ENGERER2	14%	0%	0%	16%	19%	21%
Transposição	Liu e Jordan	5%	0%	0%	0%	0%	13%
	Koronakis	13%	0%	0%	0%	0%	11%
	Tian	0%	0%	0%	87%	100%	54%
	Badescu	17%	0%	0%	13%	0%	17%
	Klucher	15%	0%	0%	0%	0%	4%
	Hay e Davies	17%	26%	21%	0%	0%	0%
	Muneer	10%	6%	6%	0%	0%	0%
	Reindl	15%	32%	22%	0%	0%	0%
	Perez	9%	37%	51%	0%	0%	0%
IAM	S/ IAM	29%	1%	0%	11%	13%	40%
	Físico	25%	18%	47%	32%	30%	21%
	Ashrae	21%	16%	2%	33%	33%	20%
	Martin-Ruiz	26%	65%	51%	24%	24%	18%
Térmicos	Sandia	5%	23%	17%	13%	10%	0%
	Duffie	8%	2%	1%	17%	16%	0%
	PVsyst	48%	0%	0%	0%	0%	6%
	Ross	0%	3%	5%	0%	3%	2%
	King97	24%	33%	30%	0%	4%	1%
	Mattei	2%	10%	20%	0%	2%	2%
	Skoplaki	0%	29%	28%	0%	2%	1%
	NOCT	0%	0%	0%	58%	40%	4%
	Faiman	13%	0%	0%	0%	0%	17%
	MM-DB	1%	0%	0%	13%	22%	68%
Elétricos	CEC	36%	51%	22%	0%	0%	1%
	DeSoto	33%	49%	21%	0%	0%	0%
	PVWatt	30%	0%	0%	0%	0%	4%
	Saloux	0%	0%	0%	78%	82%	95%
	Huld	2%	0%	57%	22%	18%	0%

Fonte: Elaboração própria.

Diferente da Tabela 26, em que apresenta as médias, os melhores resultados das combinações na Tabela 27 tendem a passar pelos modelos HD, Muneer, Reindl e Perez, não incluindo o modelo de Klucher que possui valor médio das simulações próximo aos demais modelos anisotrópicos. Além disso, dentre o 1% pior, o modelo Tian está presente em todas as piores combinações quanto ao estatístico nRMSE, demonstrando o baixo desempenho do modelo para as condições avaliadas.

Quanto aos modelos ópticos, o modelo proposto por Martin e Ruiz (2001) apresentou melhor resultado, estando em mais da metade dos casos para os estatísticos nRMSE e SS4 (65% e 51%, respectivamente). Para os modelos térmicos, observa-se um melhor desempenho global do modelo King97 estando presente em mais de 1/5 das combinações para todos os estatísticos (nMBE, nRMSE e SS4) e para os modelos elétricos, os modelos de um diodo CEC e De Soto apresentam melhor resultado global, estando verde em todos os estatísticos e cenários (1% Melhor e 1% Pior).

Dentre o 1% melhor das combinações a nível de nRMSE, o modelo que apresentou menor *bias* foi o conjunto STARKE2 + Perez + Martin-Ruiz + Skoplaki + De Soto subestimando a geração em -0,3%, correspondendo a 2,130 GWh frente aos 2,136 GWh medidos, com nRMSE de 12,57%. O melhor resultado apresentado a nível de nRMSE foi a combinação STARKE2 + Perez + Martin-Ruiz + Sandia + De Soto, apresentando nRMSE de 12,54%, nMBE de -1,18% (2,111 GWh) e SS4 de 0,9584. A Tabela 28 apresenta os melhores e piores resultados a nível de geração e de desempenho global da UFV (PR).

Tabela 28 – Estatísticos, geração e Performance Ratio (PR) das melhores e piores combinações.

COMBINAÇÃO	nMBE (%)	nRMSE (%)	GERAÇÃO (GWh)	PR (%)
Medido	-	-	2,136	84,75
STARKE2 + Perez + Martin-Ruiz + Skoplaki + De Soto	- 0,30	12,57	2,130	84,50
STARKE2 + Perez + Martin-Ruiz + Sandia + De Soto	- 1,18	12,54	2,111	83,75
YANG4 + Tian + Ashrae + NOCT + Saloux	-10,01	16,86	1,923	76,27
STARKE3 + Klucher + S/ IAM + Faïman + De Soto	4,08	13,87	2,224	88,21

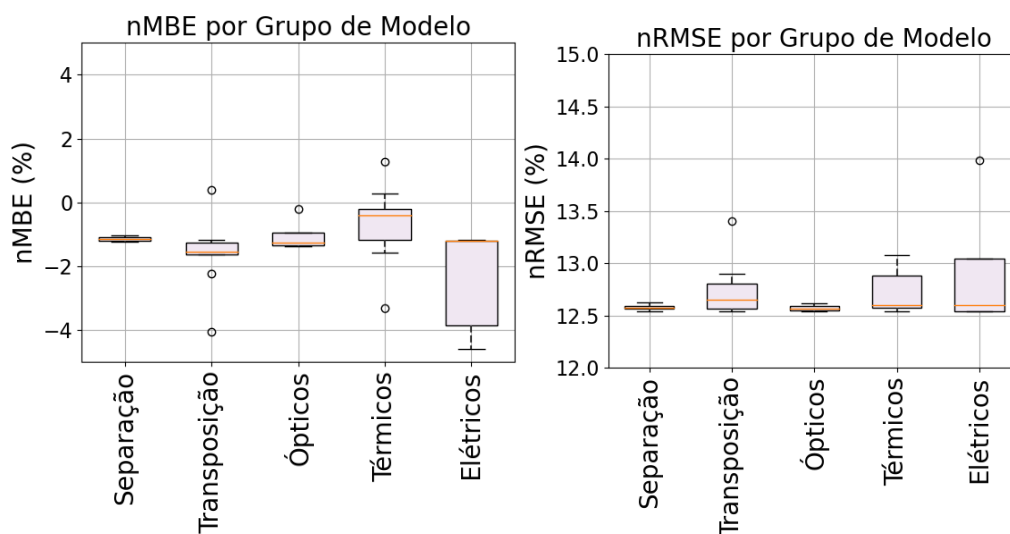
Fonte: Elaboração própria.

A partir da Tabela 28 constata-se que as duas primeiras combinações que fazem parte do 1% melhores combinações a nível de nRMSE apresentam geração bem próxima da real, com destaque para a combinação com o modelo Skoplaki que apresenta 6MWh de diferença (-0,30% de nMBE) e PR bem próximo do medido. Demonstrando assim, que esses modelos possuem capacidade aprimorada em descrever a geração da UFV.

Considerando a combinação de menor nRMSE, foi realizada uma análise de sensibilidade dos grupos de modelos, onde se variou o tipo de modelo com base na parametrização do conjunto STARKE2 + Perez + Martin-Ruiz + Sandia + De Soto, ou

seja, para avaliar a sensibilidade da simulação com diferentes modelos de separação, decidiu-se adotar o modelo de transposição Perez, modelo óptico Martin-Ruiz (MR), modelo térmico da Sandia e modelo de geração De Soto, variando assim somente os modelos de separação adotados nesta seção. Da mesma forma, foi realizada para os outros grupos de modelo, sempre buscando permanecer os demais modelos do conjunto que obteve menor nRMSE. A Figura 31 apresenta a sensibilidade dos grupos de modelos com base nessa parametrização.

Figura 31 - Sensibilidade dos grupos de modelos para UFV avaliada.



Fonte: Elaboração própria.

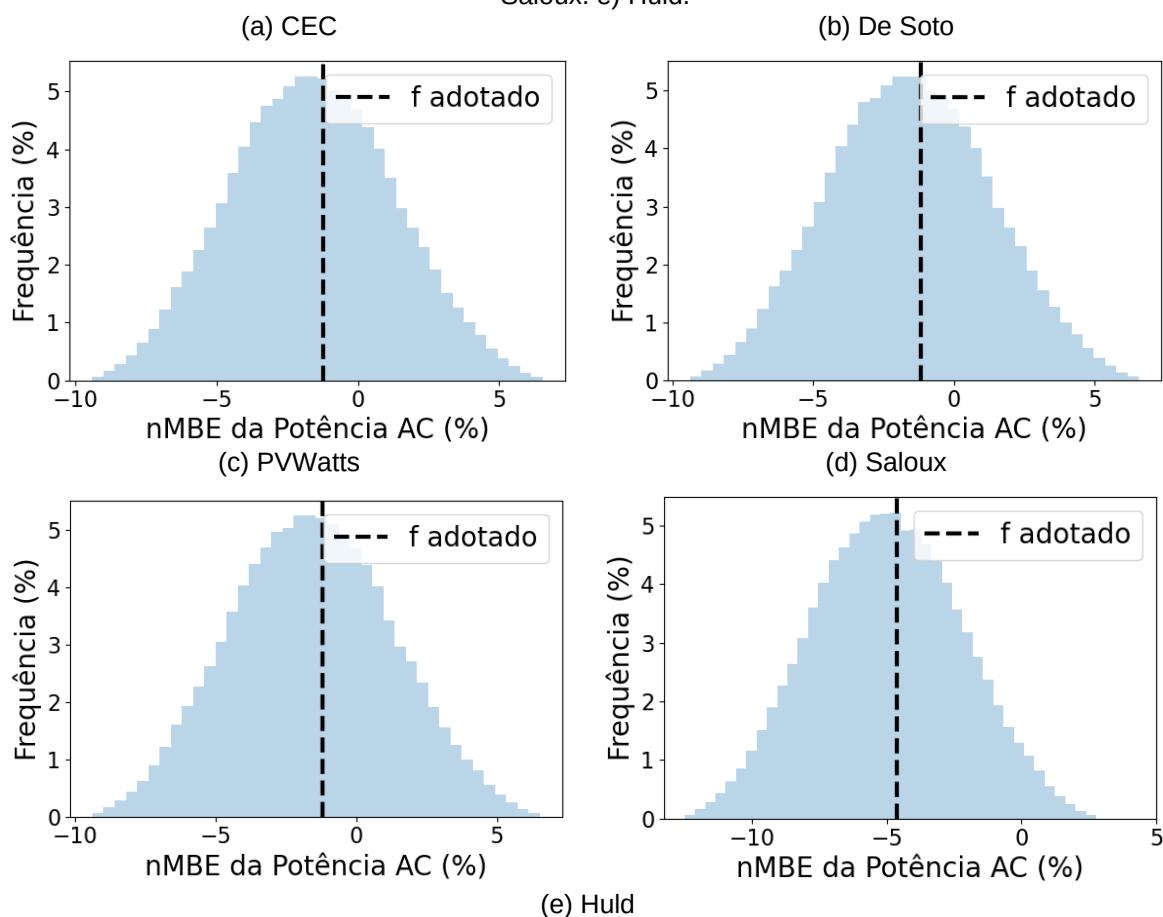
Devido à baixa inclinação da usina e à estrutura fixa do sistema, os modelos de separação e transposição não possuíram o maior impacto na modelagem, os modelos de transposição foram o terceiro grupo de modelos a apresentar maior influência na simulação da UFV. O grupo de modelos que teve maior impacto foram os modelos elétricos com diferença máxima e mínima no nMBE e nRMSE de -5,78% e 1,45%, respectivamente. Essa variação elevada se dá devido aos modelos Saloux e Huld subestimarem fortemente a geração real da UFV, entretanto se fossem considerados somente os modelos mais utilizados na literatura, CEC, De Soto e PVWatts, a variação de nMBE ficaria de 0,03% e no nRMSE de 0,04%, indicando assim que os modelos de transposição e térmicos possuem o maior impacto na modelagem.

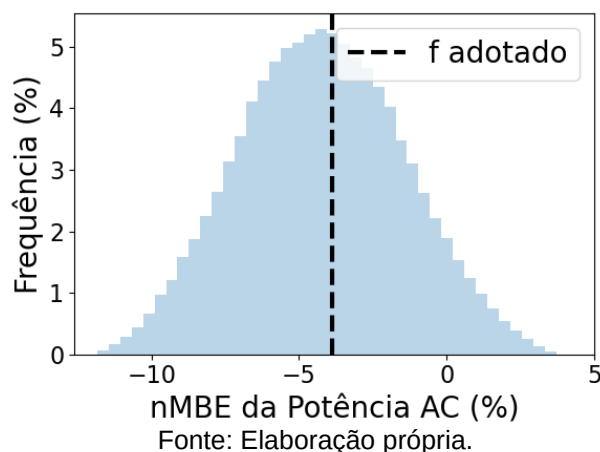
Os modelos térmicos apresentaram diferenças de máximo e mínimo de 4,64% para o nMBE e 0,98% para o nRMSE. Os modelos de transposição ficaram em

segundo lugar apresentando elevada variação no nMBE (4,53%) e a segunda maior no nRMSE (0,5%).

Outro fator importante que impacta fortemente as simulações é o fator de perdas (*derating*). As perdas consideradas no *derating* não são facilmente mensuráveis (ROBERTS *et al.*, 2017) e por isso influenciam nas incertezas na estimativa da potência de saída da UFV. Semelhante ao trabalho de Roberts *et al.* (2017), um estudo sobre as incertezas do fator de redução é realizado, onde variações no fator de redução são adotadas com base nas incertezas propostas em Thevenard e Pelland (2013). A Figura 32 apresenta o impacto que a parametrização das perdas pode apresentar na simulação da UFV em função do tipo de modelo elétrico.

Figura 32 - Impacto do fator de redução no bias da geração de saída da UFV considerando a combinação STARKE2-Perez-MR-Sandia e modelo elétrico a) CEC. b) De Soto. c) PVWatts. d) Saloux. e) Huld.





Observa-se que a escolha incorreta no fator de redução pode acarretar em erros significativos na estimativa da geração da UFV, variações que podem alcançar -12,5% e até 6,5% a depender do modelo elétrico até 16% podem ser observadas para alguns cenários, sendo fundamental o engenheiro responsável pela análise da UFV e o projetista terem acesso as informações da UFV que corroborem com a correta estimativa do fator de redução (ROBERTS *et al.*, 2017). Ainda é possível observar na Figura 32 que os cenários que utilizam os modelos de um diodo CEC e De Soto e o modelo de máxima potência PVWatts apresentam distribuição normal do *bias* próximo a 0%, confirmando a melhor acurácia desses modelos elétricos frente a Huld e Saloux.

6 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

O presente estudo analisa diferentes modelos empregados na simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, avaliando individualmente os modelos de separação da irradiância global nas componentes direta e difusa, os modelos de transposição para o plano inclinado, os modelos térmicos e elétricos dos módulos utilizando dados de alta resolução (1-min) de uma UFV de 2,5 MWp instalada no semiárido brasileiro. Esse estudo ainda avalia a geração da UFV a partir de 12.600 combinações de modelos compostos por sete modelos de separação de GHI, nove modelos de transposição, quatro ópticos, dez térmicos e cinco elétricos, sendo, para o semiárido brasileiro, o primeiro trabalho detalhado que avalia todos os modelos de maneira individual e o impacto de cada grupo na modelagem da geração fotovoltaica.

Na análise individual dos modelos é possível destacar os seguintes pontos:

- (i) Os modelos de separação que descrevem os eventos de sobreirradiância tendem a apresentar resultados mais acurados na estimativa da *DHI* e *DNI*. Os modelos multivariados STARKE3, YANG4, STARKE2, ENGERER2, DIRINT e SKARTVEIT apresentaram os melhores resultados para a localidade avaliada, resultado semelhante ao obtido em De Medeiros *et al.* (2022b) para outra cidade do semiárido, sendo a cidade de Araripina (clima BSh) no Brasil.
- (ii) Quanto aos modelos de transposição, os modelos anisotrópicos apresentaram melhores resultados do que os modelos isotrópicos para todas as orientações e inclinações. As simulações conduzidas com o albedo variável ou com o albedo constante e equivalente à média local medida, acarretaram em simulações mais acuradas. Ainda foi possível observar que para baixa inclinação, pequenas variações são observadas entre estimar a *GTI* a partir de *DHI* e *DNI* medidas ou estimadas. Já para inclinações mais acentuadas (45°) foi observado que os melhores resultados são obtidos pelo modelo de transposição Perez, que se destacou para todos os cenários avaliados. Para a inclinação de 15° o modelo de Perez, Hay e Davies, Reindl e Muneer apresentaram desempenhos semelhantes.
- (iii) Na seção 4.3.1 foram avaliados inicialmente nove modelos térmicos que possuem como entrada a irradiância, temperatura ambiente e alguns modelos consideram ainda os dados de velocidade do vento. Ao empregar os modelos com a parametrização da literatura, observou-se que os modelos Duffie e

Beckman, PVsyst, Ross e Sandia apresentaram os melhores desempenhos. Após ajuste dos coeficientes para as condições de instalação e climáticas de Petrolina, foi observado que o modelo Mattei, King97, Skoplaki, Sandia e Faiman apresentaram os melhores resultados. Um modelo ainda foi proposto com o objetivo de descrever a inércia térmica dos módulos, apresentando o melhor desempenho para as condições avaliadas. Entretanto quando aplicado para estimar a geração da UFV, o mesmo modelo não conseguiu ter um desempenho satisfatório quando combinado aos demais modelos existentes. Como perspectivas futuras, propõe-se analisar o acoplamento da modelagem térmica com a modelagem elétrica de forma mais detalhada, utilizando modelos de regime permanente como entrada na modelagem de média móvel, bem como, modelos específicos de regime transiente, considerando a inércia térmica do sistema.

- (iv) A partir dos resultados apresentados na seção 4.3.2 é possível constatar que os modelos CEC, De Soto e PVWatts apresentaram resultados superiores aos modelos Huld e Saloux para condições de céu claro, variado e nublado.

Na análise da estimativa da geração da UFV a partir das 12.600 combinações é possível ressaltar os seguintes pontos:

- (i) Conforme observado em De Medeiros *et al.*, (2022b) e aqui validado com dados medidos, a seleção dos modelos de separação apresenta pequeno impacto na estimativa do desempenho de sistemas fixos com baixa inclinação. Esses modelos tendem a possuir maior influência no desempenho de sistemas fixos com maiores inclinações ou sistemas do tipo *tracker*, pois evidenciam mais momentos de baixo ângulo de incidência, com maior influência da DNI.
- (ii) Para a UFV analisada que conta com estrutura fixa de 15°N, os grupos que mais apresentaram impacto no desempenho da UFV foram os grupos de transposição da radiação para o plano inclinado, os modelos térmicos e os modelos elétricos. Dentre as melhores simulações, os modelos de transposição anisotrópicos Hay e Davies (1979), Reindl *et al.* (1990b) e Perez *et al.* (1990) foram os que mais estiveram presentes dentre as melhores combinações avaliadas, com destaque para o modelo de transposição da difusa de Perez. Dentre os modelos térmicos, o modelo de Sandia, King97, Mattei e Skoplaki

estiveram mais presentes no 1% melhores combinações avaliadas, com destaque para o modelo King97 que esteve mais vezes dentre todos os modelos térmicos avaliados. Dentre os modelos elétricos, os que mais estiveram presentes nas combinações inseridas no 1% melhor dos 12.600 conjuntos possíveis, foram os modelos de um diodo, CEC e De Soto.

- (iii) Foi observado ainda que o conjunto de modelos que obteve excelente nRMSE e o menor bias, estimou a geração anual com apenas 6 MWh de diferença, com bias de -0,3% e nRMSE de 12,57% o conjunto STARKE2 + Perez + Martin-Ruiz + Skoplaki + De Soto estimou o desempenho global da UFV com PR de 84,5% enquanto que o medido foi de 84,75%. A má seleção dos modelos pode alterar esses resultados para nRMSE de 12,57% até 16,86%, nMBE que vai de -10 a 4,08% e valores de *Performance Ratio* de 76,27% ou 88,21%, valores esses que possibilitariam riscos contratuais para as empresas de O&M.
- (iv) Além dos próprios modelos matemáticos que servem como fontes de erros na estimativa da geração de UFVs, foi identificado também que a estimativa do fator de perdas depende fortemente da experiência e conhecimento do projetista. A análise variando o fator de redução indica que a má escolha, adotada por valores padrões, sem considerar as características e informações da instalação, pode acarretar na subestimação de até 12%, e sobrestimação de até 6,5% a depender do modelo elétrico. Variações ainda mais significativas (de -30% a 25%) são encontradas na literatura (ROBERTS *et al.*, 2017).

Considerando os impactos que as condições climáticas possuem na operação dos sistemas fotovoltaicos (MILOSAVLJEVIĆ *et al.*, 2022), os resultados obtidos no presente trabalho são relevantes para a localidade avaliada e para locais que possuam condições climáticas semelhantes, como também sistemas que possuam as mesmas características, tais quais sistemas fixos com módulos monofaciais de silício cristalino. Com base nos presentes resultados, sugere-se para trabalhos futuros estender as análises para sistemas FV do tipo *tracker* bifaciais, dando maior importância para a componente *DNI* e para o albedo local, e também, aplicar tal metodologia para outras localidades da região semiárida e outros sistemas, visando validar tais modelos de maneira global para a região. Além disso, sugere-se realizar um estudo do *mismatch* espacial em grandes UFVs com dados de alta resolução e avaliar o impacto na modelagem e desempenho de grandes centrais FV.

REFERÊNCIAS

- ABREU, E. F. M.; CANHOTO, P.; COSTA, M. J. Prediction of diffuse horizontal irradiance using a new climate zone model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 110, p. 28–42, 2019.
- AKHSASSI, M., EL FATHI, A., ERRAISSI, N., AARICH, N., BENNOUNA, A., RAOUFI, M., & OUTZOURHIT, A. Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar PV module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 180, 271-279, 2018.
- ANDRADE, R. C. e TIBA, C. Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil. *Renewable energy*, v. 86, p. 1433-1441, 2016.
- ASHRAE. 93-77. Methods of testing to determine the thermal performance of solar collectors. New York, 1977.
- ASSOA, Y. B., VALENCIA-CABALLERO, D., RICO, E., DEL CAÑO, T., e FURTADO, J. V. Performance of a large size photovoltaic module for façade integration. *Renewable Energy*, 2023.
- ASSOA, Y.B., DE MEDEIROS, J.V.F.F. E THONY, P. Impact of Configurations on the Performance Prediction of Building Integrated Photovoltaic Modules. In *EU PVSEC 2020, 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, p. 1937-1940, 2020.
- ATLAS EÓLICO E SOLAR DE PERNAMBUCO. Disponível em: <<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/chapter/climatologia.html?Uso%20do%20Solo%20e%20Rugosidade>>. Acesso em: 15 maio. 2023.
- BADESCU, V. 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy*, v. 26, n. 2, p. 221–233, 2002
- BALFOUR, J., HILL, R., WALKER, A., ROBINSON, G., GUNDA, T. e DESAI, J. Masking of photovoltaic system performance problems by inverter clipping and other design and operational practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 145, p. 111067, 2021.
- BARBOZA, L. E. A., DE MEDEIROS, J. V. F. F., DE NEGREIROS, A. C. F., DE SÁ CAMPOS, M. H., VILELA, O. C., GOMES, E. T. A., & FRAIDENRAICH, N. (2022, August). Análise Do Desempenho De Um Sistema Fotovoltaico Com Rastreamento De Eixo Único. In *Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*.
- BRIGHT, J. M. e ENGERER, N. A. Engerer2: Global re-parameterisation, update, and validation of an irradiance separation model at different temporal resolutions. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 11, n 3, p. 033701, 2019.
- BURGER, B. e RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, v. 80, no 1, p. 32-45, 2006.

CAMERON, C. P., STEIN, J. S.; HANSEN, C. Evaluation of PV performance models and their impact on project risk. Albuquerque, United States, 2011.

CHANDRASEKARAN, J., e KUMAR, S. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location. *Solar Energy*, v. 53, n. 6, p. 505-510, 1994.

DAVID, M., LAURET, P., e BOLAND, J. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy*, 51, 124-131, 2013.

DE MEDEIROS, J.V.F.F., DE MIRANDA, D.R., GOMES, E.T.A., VILELA, O.C., PEREIRA, A.C., JATOBA, E.B., e DE MELO FILHO, J.B. Avaliação de modelos utilizados na estimativa da radiação difusa na resolução dos minutos para uma cidade de baixa latitude. In Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS p. 1-10, 2022a.

DE MEDEIROS, J.V.F.F., BARBOZA, L.E.A., MIRANDA, D.R., VILELA, O. C., GOMES, E.T.A. e SALAZAR, G. Modelos de Separação de GHI: Validação para dados de 1-min e Análise do impacto na geração de sistemas fotovoltaicos em baixa latitude. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA*, v. 26, p. 279-290, 2022b.

DE MEDEIROS, J. V. F. F., BARBOZA, L.E.A., MIRANDA, D.R., GOMES, E.T.A., VILELA, O.C., PEREIRA, A.C., JATOBA, E.B., CODECEIRA NETO, A., MELO FILHO, J.B. A comparison of eight transposition models applied for different orientations at minute resolution. EuroSun 2022, Kassel, Alemanha. 2022c.

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.

DIAF, S. DIAF, D., BELHAMEL, M., HADDADI, M., e LOUCHE, A.. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy policy*, 35(11), 5708-5718, 2007.

DOBOS, A., An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model, *Journal of Solar Energy Engineering*, v. 134, 2012.

DOBOS, A. P. PVWatts version 5 manual (No. NREL/TP-6A20-62641). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.

DUFFIE J.A., BECKMAN W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes* 2nd edition, Wiley, New York, NY, 1991.

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*, 4th edition, Wiley, New York, NY, 2013.

ENGERER, N. A. Minute resolution estimates of the diffuse fraction of global irradiance for southeastern Australia. *Solar Energy*, v. 116, p. 215-237, 2015.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982.

EPE, Empreendimentos Fotovoltaicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014.

EVERY, J. P., Li, L., e DORRELL, D. G. Köppen-Geiger climate classification adjustment of the BRL diffuse irradiation model for Australian locations. *Renewable Energy*, v. 147, p. 2453-2469, 2020.

FAIMAN, D. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, n. 4, p. 307–315, 2008.

FAN, Y., WANG, Z., WANG, J., CAI, L., ZHAO, B., ZHOU, M., & LI, Q. Evaluation of 12 transposition models using observations of solar radiation and power generation. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 12(1), 444-452, 2021.

FUENTES, M. K. A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays. SAND85-0330. Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories, 1987.

GALDINO, J.B., BARCELAR, T. S., MIRANDA, D., PETRIBÚ, L., VILELA, O.C., BARBOSA, E. M. Comportamento térmico de painéis solares em diferentes formas de montagens de uma usina fotovoltaica flutuante. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 8, p. 78-86, 2021.

GALDINO, J.J.B., MIRANDA, D.R., DE MEDEIROS, J.V.F.F., PERRUCI, V.P., PEREIRA, A.C., JATOBA, E.B., CODECEIRA NETO, A., MELO FILHO, J.B. Impacto de módulos danificados na produção de energia em sistemas fotovoltaicos. XVIII Congresso Ibérico e o XIV Congresso Ibero-Americano de Energia Solar. Palma, Espanha. 2022.

GARCÍA I., DE BLAS M., HERNÁNDEZ B., SÁENZ C., TORRES J.L. Diffuse irradiance on tilted planes in urban environments: Evaluation of models modified with sky and circumsolar view factors. *Renewable Energy*. v. 180, p. 1194-1209, 2021.

GILMAN, Paul. SAM photovoltaic model technical reference. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2015.

GUEYMARD, C. A. e RUIZ-ARIAS, J. A. Performance of Separation Models to Predict Direct Irradiance at High Frequency: Validation over Arid Areas. p. 79–12, 2014.

GUEYMARD, C. A. e RUIZ-ARIAS, J. A. Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Solar Energy*, v. 128, p. 1–30, 2016.

GILMAN, P. SAM photovoltaic model technical reference (No. NREL/TP-6A20-64102). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2015.

HAY, J. E.; DAVIES, J. A. Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface. p. 59–72, 1980.

HOFMANN, M., RIECHELMANN, S., CRISOSTO, C., MUBARAK, R. e SECKMEYER, G. Improved synthesis of global irradiance with one-minute resolution for PV system simulations. *International Journal of Photoenergy*, v. 2014, 2014.

HOFMANN, M. e SECKMEYER, G. Influence of various irradiance models and their combination on simulation results of photovoltaic systems. *Energies*, v. 10, n. 10, p. 1495, 2017.

HOMER, 2023. Disponível em
<https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.5/homers_calculations.html>

HULD, T., FRIESEN, G., SKOCZEK, A., KENNY, R. P., SAMPLE, T., FIELD, M., & DUNLOP, E. D. A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 95, n. 12, p. 3359-3369, 2011. IEC. IEC 61215 - Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval, 2005.

INEICHEN, P., GUIBAN, O., e PEREZ, R. Ground-reflected radiation and albedo. *Solar Energy*, v. 44, n. 4, p. 207-214, 1990.

INEICHEN, P. A broadband simplified version of the Solis clear sky model. *Solar Energy*, v. 82, n. 8, p. 758-762, 2008.

IEC. IEC 61215: 2005. Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval, 2005.

IEC, IEC 61853-2: 2016, Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 2: Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements, 2016.

JAHN, U., HERZ, M., NDRIO, E., MOSER, D., BELLUARDO, G., RICHTER, M., TJENGDRAWIRA, C. *Minimizing Technical Risks in Photovoltaic Projects*. Solar Bankability, 2017.

KALDELLIS, J. K., KAPSALI, M., e KAVADIAS, K. A. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable Energy*, v. 66, p. 612-624, 2014.

KHALID, A. M., MITRA, I., WARMUTH, W., SCHACHT, V. Performance ratio—Crucial parameter for grid connected PV plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 65, p. 1139-1158, 2016.

KING D.L. Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions. In: *Proceedings of the NREL/SNL photovoltaic program review meeting*, Lakewood, CO, p. 1–22, 1997.

KING, D. L.; BOYSON, William E.; KRATOCHVIL, J. A. Photovoltaic Array Performance Model. . United States.: [s.n.], 2004.

KLUCHER, Thomas M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, v. 23, n. 2, p. 111–114, 1979.

KORONAKIS, Pericles S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*, v. 36, n. 3, p. 217–225, 1986.

KURTZ, S., NEWMILLER, J., KIMBER, A., FLOTTEMESCH, R., RILEY, E., DIERAUF, T., MCKEE, J. e KRISHNANI, P. Analysis of photovoltaic system energy performance evaluation method (No. NREL/TP-5200-60628). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2013.

LAVE, M., HAYES, W., POHL, A., e HANSEN, C. W. Evaluation of global horizontal irradiance to plane-of-array irradiance models at locations across the United States. *IEEE journal of Photovoltaics*, v. 5, n. 2, p. 597-606, 2015.

LAZARD. Lazard's levelized cost of energy analysis - version 16.0. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/typdgxmm/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>>. Acesso em: 22 de maio de 2023.

LEMOES, L. F., STARKE, A. R., BOLAND, J., CARDEMIL, J. M., MACHADO, R. D., e COLLE, S. Assessment of solar radiation components in Brazil using the BRL model. *Renewable Energy*, v. 108, p. 569-580, 2017.

LI, C., SPATARU, S. V., ZHANG, K., YANG, Y., & WEI, H. A Multi-State Dynamic Thermal Model for Accurate Photovoltaic Cell Temperature Estimation. *IEEE Journal of Photovoltaics*, p. 1–9, 2020.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. Daily insolation on surfaces tilted toward the equator. *ASRHAJ*, v. 3, n. 10, p. 53–9, 1961.

LORENTE, D. G., PEDRAZZI, S., ZINI, G., DALLA ROSA, A., & TARTARINI, P. Mismatch losses in PV power plants. *Solar Energy*, 100, 42-49, 2014.

MA, T.; YANG, H.; LU, L. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. *Solar Energy*, v. 100, p. 31–41, 2014.

MALEKI, S. A. M.; HIZAM, H.; GOMES, C.. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited. *Energies*, v. 10, n. 1, p. 134, 2017.

MARION, B., ADELSTEIN, J., BOYLE, K. E., HAYDEN, H., HAMMOND, B., FLETCHER, T., ... & TOWNSEND, T. (2005, January). Performance parameters for grid-connected PV systems. In *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. (pp. 1601-1606). IEEE, 2005.

MARION, B. Albedo data sets for bifacial PV systems. In 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (pp. 0485-0489). IEEE, 2020.

MARTÍN-CHIVELET, N., POLO, J., SANZ-SAIZ, C., NÚÑEZ BENÍTEZ, L. T., ALONSO-ABELLA, M., e CUENCA, J. Assessment of PV Module Temperature Models for Building-Integrated Photovoltaics (BIPV). *Sustainability*, v. 14, n. 3, p. 1500, 2022.

MARTIN, N.; RUIZ, J. M. Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar energy materials and solar cells*, v. 70, n. 1, p. 25-38, 2001.

MATTEI, M., NOTTON, G., CRISTOFARI, C., MUSELLI, M., & POGGI, P. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy*, v. 31, n. 4, p. 553–567, 2006.

MAXWELL, E. L. A quasi-physical model for converting hourly global horizontal to direct normal insolation (No. SERI/TR-215-3087). Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA), 1987.

MAYER, M. J. e GRÓF, G. Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting. *Applied Energy*, v. 283, p. 116239, 2021.

MERMOUD, A., e LEJEUNE, T. Performance assessment of a simulation model for PV modules of any available technology. In *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. WIP, 2010.

MILOSAVLJEVIĆ, D. D., KEVKIĆ, T. S., & JOVANOVIĆ, S. J. Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study. *Open Physics*, v. 20, n. 1, p. 431-451, 2022.

MIRANDA, D.R., PETRIBU, L., DE MEDEIROS, J. V. F. F., BARBOZA, L.E.A., VILELA, O.C., PEREIRA, A.C., JATOBA, E.B., CODECEIRA NETO, A., MELO FILHO, J.B. Quality Control procedure for solar radiation at minute resolution. *EuroSun 2022*, Kassel, Alemanha. 2022.

MORAIS, C. V. S. e PONTES, I. C. C. Boas práticas de operação e manutenção em usinas fotovoltaicas para uma maior eficiência e confiabilidade. Trabalho de Conclusão de Curso. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2022.

MUNEER, T. Solar radiation model for Europe. *Building services engineering research and technology*, v. 11, n. 4, p. 153-163, 1990

MUNEER, T., GUEYMARD, C., e KAMBEZIDIS, H. Solar radiation and daylight models. 2004.

NASCIMENTO, L. R. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. Tese de doutorado. Universidade Federal de Santa arina, Florianópolis, 2019.

NORDMANN, T. CLAVADETSCHER, L. Understanding temperature effects on PV system performance, in: Proc. Third World Conf. Photovolt. Energy Convers., Osaka, Japan, p. 2243–2246, 2003.

NYGREN, A., SUNDSTRÖM, E. Modelling bifacial photovoltaic systems: Evaluating the albedo impact on bifacial PV systems based on case studies in Denver, USA and Västerås, Sweden, 2021.

OLIVEIRA, R. e BORGES, C. LT. A comparison of photovoltaic models for estimating power generation: a case study of Brazilian data. *Clean Technologies and Environmental Policy*, vol. 23, p. 517-530, 2021.

OLIVEIRA, A. K. V., BRAGA, M., OH, S., DITTMANN, S., GOTTSCHALG, R., RODRÍGUEZ-GALLEGOS, C. D., REINDL, T., ETTALBI, K., BETTS, T., BURNHAM, L., E RÜTHER, R. Analysis of Temperature Inertia of PV Modules Using Different Temperature Estimation Models. 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, p. 1269–1274, 2021.

OLIVEIRA, L. G. M. Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2017.

ORGILL, J. F.; HOLLANDS, K. G. T. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, v. 19, n. 4, p. 357–359, 1976.

PEREZ, R., SEAL, R. D., MAXWELL, E. L., e ZALENKA, A. J. A. T. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. *ASHRAE transactions*, v. 98, n. 1, p. 354–369, 1992.

PEREZ, R., INEICHEN, P., SEALS, R., MICHALSKY, J. e STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar energy*, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.

PERRUCCI, V. P. Análise da complementariedade entre diferentes técnicas estatísticas para aumento na resolução espacial do comportamento do vento local. Dissertação de Mestrado, CER, UFPE, Recife, 2018.

PETTRIBÚ, L., SABINO, E., BARROS, H., COSTA, A., BARBOSA, E., e Vilela, O. C. Procedimento objetivo para a garantia de qualidade de dados de radiação solar. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 21, p. 11.67, 2017.

PICCIOLI, I. Modelado de la irradiancia solar sobre superficies inclinadas : Impacto de la separación directa-difusa en los modelos de transposición [en línea]. Dissertação de mestrado. Montevideo: Udelar. FI., 2022.

PINTO, A.; ZILLES, R.; ALMEIDA, M. Eficiência Brasileira de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 15, 2011.

PRILLIMAN, M., STEIN, J. S., RILEY, D., & TAMIZHMANI, G. Transient weighted moving average model of photovoltaic module back-surface temperature. In 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (pp. 0490-0497). IEEE, 2020.

PVSYST. Forum PVsyst: 15 minute resolution modelling. 2013. Disponível em: <<https://forum.pvsyst.com/topic/168-15-minute-resolution-modelling/>>. Acesso em 24/04/2023.

PVSYST, 2023. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help>>. Acesso em: 20 de abril de 2023.

PVSOL, 2023. Disponível em: <<https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/>>. Acesso em 20 de abril de 2023.

RAMOS, M. R., DE MEDEIROS, J. V. F. F., MIRANDA, D., VILELA, O.C., PEREIRA, A.C., JATOBA, E.B., e DE MELO FILHO, J.B. Avaliação De Desempenho da Planta Fotovoltaica de 2, 5 MWp do Cresp com Parametrização Do Software Pvsyst. In : Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS. 2022. p. 1-9.

RANSOME, S., e FUNTAN, P. Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV system performance accurately. In 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 2005.

REINDL, D. T., BECKMAN, W. A. e DUFFIE, J. A. Diffuse Fraction Correlations. Solar Energy, v. 45, n. 1, p. 1–7, 1990a.

REINDL, D. T., BECKMAN, W. A., e DUFFIE, J. A. Evaluation of Hourly Tilted Surface Radiation Models. Solar Energy, v. 45, n. 1, p. 9–17, 1990b.

REISE, C., MÜLLER, B., MOSER, D., BELLUARDO, G., INGENHOVEN, P. DRIESSE, A., RAZONGLES, G., RICHTER, M. Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments, IEA PVPS Task 13, Report IEA-PVPS T13-12:2018, 2018.

REN21. 2022. Renewables 2022 Global Status Report. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf>. Acesso em: 21 de maio de 2023.

RETSCREEN, Clean Energy Project Analysis: Photovoltaic Project Analysis. RETScreen International. 2005. Disponível em: <<https://msessd.ioe.edu.np/wp-content/uploads/2017/04/Textbook-clean-energy-project-analysis.pdf>>.

RIDLEY, B., BOLAND, J., e LAURET, P. Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors. Renewable Energy, v. 35, n. 2, p. 478-483, 2010.

RODRIGUES, D., PETRIBÚ, L., GALDINO, J. e VILELA, O. D. C. Estudo comparativo de modelos de estimativa da radiação difusa no sertão da paraíba, região nordeste do Brasil. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA, v. 23, p. 7-18, 2019.

ROSS, R. G. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. In: 12th Photovoltaic specialists conference. p. 801-806, 1976.

RUTHER, R., DO NASCIMENTO, L. R., e CAMPOS, R. A. Performance assessment issues in utility-scale photovoltaics in warm and sunny climates. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, v. 2, p. 35, 2017.

SALAZAR, G. A., NOLLAS, F. M., GUEYMARD, C. A., FILHO, M. H. O. P., 2018. Análisis de valores de irradiancia difusa medidos y estimados usando los modelos BRL y Engerer, caso de estudio: La Quiaca (Argentina). VII CBENS - VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado

SALOUX, E., TEYSSEDOU, A., e SORIN, M.. Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. *Solar energy*, v. 85, no 5, p. 713-722, 2011.

SAM, 2023. System Advisor Model. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>

SANTIAGO, I., TRILLO-MONTERO, D., MORENO-GARCIA, I. M., PALLARÉS-LÓPEZ, V., & LUNA-RODRÍGUEZ, J. J. Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 90, p. 70–89, 2018.

SAW, M. H., SOH, H. L., NG, A., BIRGERSSON, K. E., TAY, S. E. R., & PRAVETTONI, M. A Spot-Area Method to Evaluate the Incidence Angle Modifier of Photovoltaic Devices—Part 1: Cells. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2023.

SENGUPTA, M., HABTE, A., WILBERT, S., GUEYMARD, C. e REMUND, J. Best practices handbook for the collection and use of solar resource data for solar energy applications. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, 2021.

SHIREK, G. J.; LASSITER, B. A. Photovoltaic Power Generation: Modeling Solar Plants' Load Levels and Their Effects on the Distribution System. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 19, n. 4, p. 63–72, 2013.

SILVA, M. K. D. Estudo de modelos matemáticos para análise da radiação solar e desenvolvimento de ferramenta para modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos (Doctoral dissertation, Dissertação (mestrado)-Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2019. Disponível em:< <http://repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/335282>>).

SKARTVEIT, A.; OLSETH, J. A.; TUFT, M. E.. An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. *Solar Energy*, v. 63, n. 3, p. 173–183, 1998.

SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. G., E PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 92, n. 1, p. 1393–1402, 2008.

STARKE, A. R., LEMOS, L. F., BOLAND, J., CARDEMIL, J. M. e Colle, S. Resolution of the cloud enhancement problem for one-minute diffuse radiation prediction. *Renewable Energy*, v. 125, 472-484, 2018.

STARKE, A. R., LEMOS, L. F., BARNI, C. M., MACHADO, R. D., CARDEMIL, J. M., BOLAND, J. e COLLE, S. Assessing one-minute diffuse fraction models based on worldwide climate features. *Renewable Energy*, v. 177, 700-714, 2021.

SUN, X., BRIGHT, J. M., GUEYMARD, C. A., ACORD, B., WANG, P., e ENGERER, N. A. Worldwide performance assessment of 75 global clear-sky irradiance models using principal component analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 111, p. 550-570, 2019.

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

TEMPS, R. C.; COULSON, K. L. Solar Radiation Incident Upon Slopes of Different Orientations. *Solar Energy*, v. 19, n. 2, p. 179–184, 1977.

THEVENARD, D., HADDAD, K. Ground reflectivity in the context of building energy simulation. *Energy and buildings*, v. 38, n. 8, p. 972-980, 2006

THEVENARD, D.; PELLAND, S.. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*, v. 91, p. 432–445, 2013.

THRELKELD, J. L. e JORDAN, R. C. Direct solar radiation available on clear days. *Heat, Piping Air Cond.*, v. 29, n. 12, 1957.

TIAN, Y. Q., DAVIES-COLLEY, R. J., GONG, P., THORROLD, B. W. Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agricultural and Forest Meteorology*, 109(1), 67-74, 2001.

TUOMIRANTA, A., ALET, P. J., BALLIF, C., & GHEDIRA, H. Worldwide performance evaluation of ground surface reflectance models. *Solar Energy*, 224, 1063-1078, 2021.

VILELA, O. D. C., BACELAR, T. S., FRAIDENRAICH, N., & BARBOSA, E. M. D. S. Previsão da temperatura e do desempenho do gerador fotovoltaico flutuante a partir de suas características elétricas medidas em reais condições ambientais. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 23, p. 21-28, 2019.

VILLALVA, M. G., GAZOLI, J. R. FILHO, E. R.. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009.

VILLOZ, A., WITTMER, B., MERMOUD, A., OLIOSI, M. e BRIDEL-BERTOMEU, A., A Model Correcting The Effect Of Sub-Hourly Irradiance Fluctuations On Overload Clipping Losses In Hourly Simulations. In : WCPEC-8: 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. 2022.

VISSER, L. R., ELSINGA, B., ALSKAIF, T. A., e VAN SARK, W. G. Open-source quality control routine and multi-year power generation data of 175 PV systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 14(4), 043501, 2022.

XIE, Y. e SENGUPTA, M. Performance analysis of transposition models simulating solar radiation on inclined surfaces. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016.

YANG, D., DONG, Z., NOBRE, A., KHOO, Y. S., JIRUTITIJAROEN, P., & WALSH, W. M. DONG, Z., NOBRE, A., KHOO, Y. S., JIRUTITIJAROEN, P., e WALSH, W. M. Evaluation of transposition and decomposition models for converting global solar irradiance from tilted surface to horizontal in tropical regions. *Solar Energy*, v. 97, p. 369–387, 2013.

YANG, D.. Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. *Solar Energy*, v. 136, p. 288–302, 2016.

YANG, D., e BOLAND, J. Satellite-augmented diffuse solar radiation separation models. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 11, n. 2, p. 023705, 2019.

YANG, D. Temporal-resolution cascade model for separation of 1-min beam and diffuse irradiance. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 13, n. 5, p. 056101, 2021.

YANG, D. Estimating 1-min beam and diffuse irradiance from the global irradiance: A review and an extensive worldwide comparison of latest separation models at 126 stations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 159, p. 112195, 2022.

WALKER, G.. Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering*, v. 21, n. 1, p. 49–55, 2001.

WANG, M., PENG, J., LUO, Y., SHEN, Z., & YANG, H. Comparison of different simplistic prediction models for forecasting PV power output: assessment with experimental measurements. *Energy*, 224, 120162, 2021