



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

JANIS JOPLIM BEZERRA GALDINO

**SIMULAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA IRRADIÂNCIA ESPECTRAL POR MEIO
DE VARIÁVEIS METEOROLÓGICAS, COM BASE NA IDENTIFICAÇÃO DE
PADRÕES. APLICAÇÃO NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.**

Recife
2023

JANIS JOPLIM BEZERRA GALDINO

**SIMULAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA IRRADIÂNCIA ESPECTRAL POR MEIO
DE VARIÁVEIS METEOROLÓGICAS, COM BASE NA IDENTIFICAÇÃO DE
PADRÕES. APLICAÇÃO NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de doutora em Tecnologias Energéticas e Nucleares. Área de concentração: Fontes Renováveis de Energia, Correspondente ao indicado na ata de defesa

Orientador (a): Olga de Castro Vilela

Coorientador (a): Naum Fraidenraich

Recife

2023

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Galdino, Janis Joplim Bezerra.

Simulação e caracterização da irradiância espectral por meio de variáveis meteorológicas, com base na identificação de padrões: aplicação na geração fotovoltaica / Janis Joplim Bezerra Galdino. - Recife, 2024.

103f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2024.

Orientação: Olga de Castro Vilela.

Coorientação: Naum Fraidenraich.

1. Irradiância espectral; 2. Geração fotovoltaica; 3. Padrões atmosféricos. I. Vilela, Olga de Castro. II. Fraidenraich, Naum. III. Título.

UFPE-Biblioteca Central

JANIS JOPLIM BEZERRA GALDINO

**SIMULAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA IRRADIÂNCIA ESPECTRAL POR MEIO
DE VARIÁVEIS METEOROLÓGICAS, COM BASE NA IDENTIFICAÇÃO DE
PADRÕES. APLICAÇÃO NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.**

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

Aprovado em: 31/01/2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. Dr^ª. Olga de Castro Vilela (Orientadora)
Universidade Federal de Pernambuco - UFPE

Prof. Dr. Luis Arturo Gomez Malagón (Examinador Externo)
Universidade de Pernambuco - UPE

Prof. Dr. Fernando Ramos Martins (Examinador Externo)
Universidade Federal de São Paulo – UNIFESP

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

Prof. Dr. Germán Ariel Salazar (Examinador Externo)
Universidad Nacional de Salta - UNSa

AGRADECIMENTOS

Foram necessários quase 6 anos para a finalização deste trabalho. Durante esse período, houve momentos de muitas dificuldades pessoais, incluindo um desencontro com a minha pesquisa, e a vivência da pandemia mundial de COVID-19. Escolhi iniciar esta seção ressaltando primeiramente as adversidades, pois precisei de muitas pessoas para seguir firme e construir o meu trabalho de tese e meus agradecimentos vão sobretudo a elas.

A minha família. Em especial, aos meus pais, Vânia e Marcos, que são minha base, aos meus irmãos, Jeniffer e Ícaro, e a minha avó, Girlene.

A minha orientadora Olga Vilela, uma grande inspiração para mim, que acolheu meus momentos difíceis com a doçura e firmeza necessárias e está me guiando na jornada acadêmica em energia solar desde a minha graduação.

Ao meu coorientador Naum, que nutro uma profunda admiração. Sinto-me muito honrada em ter tido de forma tão presente a orientação de um grande entusiasta da energia solar ao longo da minha vida como pesquisadora.

Aos professores Dóris Veleda, Fernando Martins, Luis Arturo e Rodrigo Alonso, que atuaram como membros da banca de seminário e defesa de tese e do comitê de acompanhamento e fizeram sugestões que contribuíram com o desenvolvimento deste trabalho. Destaco também o professor Alexandre Costa, pelas caronas a UFPE e por ter me ajudado a conseguir ir ao CIEMAT, e o professor Germán Salazar, por ter me acompanhado na minha primeira iniciação científica em energia solar.

A Universidade Federal de Pernambuco, instituição na qual me sinto muito orgulhosa de fazer parte, e aos seus funcionários, técnicos e corpo docente. Em especial, aos funcionários do Departamento de Energia Nuclear e do Centro de Energias Renováveis: Aldo Sales, Elielza Moura, Emerson Gomes, Emmanuel Dutra, Evelyn Moreira, Floriano Melchades, Pablo Sousa e Rômulo Menezes. Destaco também os técnicos da área de testes do CER, que me auxiliaram em muitos experimentos. Em especial, a Rinaldo Oliveira.

Aos amigos e colegas do CER-UFPE, que de maneira leve alegraram meus dias de trabalho e com muita disposição e senso de união me ajudaram ao longo do trajeto. Em especial, Diego Miranda, João Victor Furtado, Gabriel Dantas, Leonardo Petribú, Lucas Barboza, Mariana Sousa e Rodrigo Farias. Também destaco meu agradecimento a Valentin, por não ter me deixado desistir, pelo apoio no momento

mais difícil e por falar tanto de *clustering*. É um imenso prazer trabalhar e aprender com eles.

Ao CIEMAT. Em especial a Luiz Zarzalejo, Rita Valenzuela, Francisco Cobos e Jesús Polo, por me receberem muito bem e pelas contribuições que adicionaram a este trabalho.

Ao DLR de Almería. Em especial, a Stefan Wilbert e Sergio Gonzalez, por fornecer os dados da irradiância espectral da Plataforma Solar de Almería.

A todos meus amigos e amigas. Em especial, Ana Maria, Jullya Clemente, Laís Albina, Matheus Soares, Marcela Rocha, Monique Nascimento e Rebeka Carvalho.

A Gabriel Muniz, pelo apoio e companheirismo.

A Taciana, cujo trabalho foi fundamental para a construção da minha autoestima como pesquisadora e para o resgate ao amor pelo meu trabalho

Pelo apoio financeiro, agradeço a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF por meio do projeto 23076.009704/2020-56 no âmbito do Programa de P&D ANEEL, como também ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq pela concessão de bolsa de doutorado no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares -PROTEN.

“O cosmos está dentro de nós. [...] Somos uma maneira do universo conhecer a si mesmo.” (CARL SAGAN).

RESUMO

Dados de irradiância solar espectral trazem um maior detalhamento sobre o comportamento da radiação solar, sendo importantes na análise da geração fotovoltaica (FV). Porém, por ser de difícil obtenção, a inclusão da variável da distribuição espectral da irradiância na modelagem da produção de energia fotovoltaica é pouco frequente. No presente estudo, foi desenvolvido um modelo para a simulação do espectro da irradiância global horizontal baseado no agrupamento de padrões atmosféricos que associaram um formato da irradiância espectral com condições meteorológicas. Foram obtidos 3 grupos de céu claro diferenciados pela massa de ar e 3 grupos de céu coberto que se caracterizaram pela proporção de radiação difusa na componente global da radiação. O nRMSE (normalizado pela média da observação) do modelo desenvolvido foi de 3,5 %, redução significativa quando comparado com o modelo SMARTS, que obteve nRMSE de 7 %. O modelo de agrupamento de padrões atmosféricos teve um melhor desempenho na simulação do espectro de GHI para todas as condições ambientais, mas especialmente para massa de ar mais elevada e céu com cobertura de nuvens. O fator espectral (SF) é um parâmetro que relaciona a geração FV a partir do espectro padrão de certificação e do espectro local. O SF foi calculado com base nos espectros medidos e simulados para as tecnologias de p-Si e CdTe para avaliar a influência do espectro local na geração fotovoltaica. Os valores de SF mostram que, em média, o espectro local, em relação ao padrão, apresenta uma redução menor que 1 % para o p-Si e um ganho de 3 % para CdTe na geração FV. Porém, foram observados com frequência relevante valores de SF da ordem de 2 % de redução e 6% de ganho, ocorrendo principalmente para os espectros pertencentes ao grupo de céu claro e massa de ar elevada e a alguns grupos de céu coberto. A adição do SF como parâmetro de entrada para a modelagem da geração FV melhorou o desempenho de modelos estatísticos de curva de potência, indicando que o SF é um fator importante na modelagem de potência em centrais FV.

Palavras-chave: irradiância espectral; geração fotovoltaica; fator espectral; padrões atmosféricos.

ABSTRACT

Solar spectral irradiance data provides greater detail on the behavior of solar radiation and is important in the analysis of photovoltaic (PV) generation. However, because it is difficult to obtain, the variable of the spectral distribution of irradiance is not often included in the modeling of photovoltaic energy production. This study developed a model to simulate the horizontal global irradiance spectrum based on the grouping of atmospheric patterns that associated a spectral irradiance format with meteorological conditions. Three groups of clear skies differentiated by air mass and three groups of overcast skies characterized by the proportion of diffuse radiation in the global radiation component were obtained. The model's nRMSE (normalized by the mean observation) was 3.5 %, a significant reduction compared to the SMARTS model, which obtained an nRMSE of 7 %. The atmospheric pattern clustering model better simulates the GHI spectrum for all environmental conditions, especially for higher air mass and cloud-covered skies. The spectral factor (SF) is a parameter that relates the PV generation from the certification standard spectrum and the local spectrum. The SF was calculated based on the measured and simulated spectra for p-Si and CdTe technologies to assess the influence of the local spectrum on photovoltaic generation. The SF values show that, on average, the local spectrum, compared to the standard, shows a reduction of less than 1% for p-Si and a gain of 3% for CdTe in PV generation. However, SF values of around 2% reduction and 6% gain were observed with relevant frequency, occurring mainly for spectra belonging to the clear sky and high air mass group, and some covered sky groups. Adding SF as an input parameter for modeling PV generation improved the performance of statistical power curve models, indicating that SF is an important factor in modeling power in PV plants.

Keywords: spectral irradiance; photovoltaic generation; spectral factor; atmospheric patterns.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – a) Esquema simplificado da radiação solar ao entrar na atmosfera terrestre, e b) espectros da irradiância solar direta e global e difusa no plano horizontal.	17
Figura 2 – a) Espalhamento de Rayleigh e b) Lorenz-Mie.	19
Figura 3 – Irradiância espectral extraterrestre e na superfície da Terra.	20
Figura 4 - Variação sofrida pelo espectro solar a partir de mudanças na a) massa de ar, b) aerossóis (AOD), c) ozônio, e d) quantidade de água precipitável (w).	22
Figura 5 – Faixas de absorção do espectro solar para as tecnologias FV de silício monocristalino (m-Si), silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS).	27
Figura 6 – Resposta espectral normalizada para diferentes tecnologias FV.	28
Figura 7 – Espectro solar extraterrestre e padrão ASTM G173-03 para irradiância global e direta.	29
Figura 8 – a) Eficiência quântica externa medida para os módulos m-Si utilizados, e b) Valores de densidade de corrente fotogerada (mA/cm^2) para os espectros ASTM G173-3 e médio local originais e normalizados a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$	34
Figura 9 – a) Espectros padrão ASTM G-173-3 e local médio simulado para a cidade de Petrolina, e b) A diferença relativa entre eles por comprimento de onda.	35
Figura 10 – Valores Instantâneos de <i>Mismatch Factor</i> em função da irradiância integrada para as tecnologias FV a-Si, CdTe, c-Si e CIGS para Freiburg, Alemanha.	37
Figura 11– Média anual do fator espectral (SF) para diferentes tecnologias fotovoltaicas e diversas localidades.	39
Figura 12 – Espectrorradiômetros EKO MS-711 (à esquerda) e EKO MS-712 (à direita) da Plataforma Solar de Petrolina.	45
Figura 13 - Dispersão entre os valores de GHI obtidos pelo piranômetro e pela integral do espectro (Petrolina).	46
Figura 14 - Dados elétricos do módulo FV da Plataforma Solar de Petrolina, modelo 330P.	47
Figura 15 – Diagrama de blocos da metodologia da modelagem do espectro de GHI baseada na identificação de padrões atmosféricos.	48
Figura 16 - Irradiância espectral simulada pelo SMARTS com e sem a aplicação do filtro gaussiano.	53

Figura 17 – Curvas da resposta espectral das tecnologias fotovoltaicas de silício policristalino (p-Si) e telureto de cádmio (CdTe).	55
Figura 18 – Esquema da metodologia dos modelos de curva de potência empíricos.	56
Figura 19 – Variação do índice Calinski-Harabasz considerando o espectro de GHI e o conjunto de variáveis meteorológicas com o número de grupos.	60
Figura 20 – Variação do nRMSE da simulação do espectro de GHI com o número de grupos.	60
Figura 21 – Formação dos grupos a partir de 2 até 15 divisões.	62
Figura 22 – A média para cada grupo formado dos: a) Espectros de GHI; b) Espectros padronizados de GHI.	63
Figura 23 – Espectros padronizados de GHI para a condição de céu claro para diferentes valores de massa de ar. Para facilitar a visualização, no gráfico à esquerda, as curvas do espectro padronizado de GHI com a massa de ar mais elevada ficaram à frente, sobrepondo as curvas com massa de ar mais baixa. O contrário ocorre no gráfico à direita.	64
Figura 24 - Percentual médio de energia das radiações solar UV (abaixo de 400 nm; gráfico à esquerda), VIS (400-700 nm; gráfico central) e IV (acima de 700nm; gráfico à direita) com a massa de ar para os espectros de GHI de céu claro medidos.	64
Figura 25 – Espectros padronizados de GHI para céu claro, considerando a) as médias o grupo 1 para Petrolina e Almería; b) as médias do grupo 2 para Petrolina e Almería; c) as médias grupo 3 para Petrolina e Almería; e d) as médias dos 3 grupos para ambas localidades.	65
Figura 26 – Histogramas das variáveis meteorológicas para os grupos de céu claro.	66
Figura 27 - Espectros padronizados de GHI para a condição de céu coberto para diferentes valores de umidade relativa. Para facilitar a visualização, no gráfico à esquerda, as curvas do espectro padronizado de GHI com a umidade relativa mais elevada ficaram à frente, sobrepondo as curvas com umidade relativa mais baixa. O contrário ocorre no gráfico à direita.	68
Figura 28 - Percentual médio de energia das radiações solar UV (gráfico à esquerda), VIS (gráfico central) e IV (gráfico à direita) com a umidade relativa para os espectros de GHI de céu coberto medidos.	69

Figura 29 – Histograma da umidade relativa para o grupo 1 de céu coberto para Petrolina (azul) e Almería (laranja).....	69
Figura 30 - Espectros padronizados de GHI para céu coberto, considerando a) as médias o grupo 1 para Petrolina e Almería; b) as médias do grupo 2 para Petrolina e Almería; c) as médias grupo 3 para Petrolina e Almería; e d) as médias dos 3 grupos para ambas localidades.	70
Figura 31 - Histogramas das variáveis meteorológicas para os grupos de céu coberto.	72
Figura 32 – Espectros padronizados de GHI de cada grupo para os períodos de treinamento (gráficos à esquerda) e teste (gráficos à direita). A linha preta representa a média dos espectros padronizados.	73
Figura 33 - A média para cada grupo formado no período de teste dos: a) Espectros de GHI; b) Espectros padronizados de GHI.	75
Figura 34 - Histogramas de algumas variáveis meteorológicas para os 6 grupos formados no período de teste.....	76
Figura 35 – valores do nRMSE com o comprimento de onda para a simulação do espectro de GHI para condições de céu claro a partir dos modelos SMARTS e do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos. a) Visão geral; e b) visão da faixa de nRMSE entre 0 e 40 %.....	77
Figura 36 – Espectros de GHI para condições de céu claro observado e simulado pelo SMARTS e pelo MLR agrupamento de padrões atmosféricos para diferentes momentos. a) nRMSE do SMARTS = 4,77% e nRMSE do MLR agrupamento = 2,55% (Petrolina); b) nRMSE do SMARTS = 38,44% e nRMSE do MLR agrupamento = 11,09% (Petrolina); c) nRMSE do SMARTS = 40,93% e nRMSE do MLR agrupamento = 14,00% (Almería); e d) nRMSE do SMARTS = 4,68% e nRMSE do MLR agrupamento = 2,06% (Almería).	79
Figura 37 - Espectros de GHI para condições de céu coberto observado e simulado pelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos para diferentes momentos. a) nRMSE do MLR agrupamento = 6,43 % (Petrolina); b) nRMSE do MLR agrupamento = 72,93 % (Petrolina).....	81
Figura 38 – Histogramas dos valores de SF observados nas localidades de Almería e Petrolina para as tecnologias de a) p-Si; e b) CdTe.....	82
Figura 39 – Histogramas do SF de acordo com os grupos de padrões atmosféricos. a) SF p-Si para os grupos de céu claro de Almería; b) SF p-Si para os grupos de céu	

claro de Petrolina; c) SF p-Si para os grupos de céu coberto de Almería; d) SF p-Si para os grupos de céu coberto de Petrolina; e) SF CdTe para os grupos de céu claro de Almería; f) SF CdTe para os grupos de céu claro de Petrolina; g) SF CdTe para os grupos de céu coberto de Almería; d) SF CdTe para os grupos de céu coberto de Petrolina.84

Figura 40 – Gráfico diagrama de caixa (*boxplot*) do fator espectral do p-Si para Petrolina discriminado pela hora do dia.85

Figura 41 – SF observado e simulado para a) p-Si (exemplo de resultado para Petrolina); e b) CdTe (exemplo de resultado para Almería).86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Energia do <i>gap</i> para diferentes semicondutores.	27
Tabela 2 – Variações mensais para o <i>Spectral Factor</i> SF para as tecnologias de c-Si, a-Si e CdTe para diversos locais.....	38
Tabela 3 – Informações sobre as estações solarimétricas utilizadas neste estudo. .	44
Tabela 4– Principais variáveis de entrada do SMARTS e sua origem.	52
Tabela 5 – Conjuntos de variáveis de entrada empregados na simulação por modelos estatísticos da potência FV da Plataforma Solar de Petrolina.....	56
Tabela 6 – Modelos para obtenção da temperatura de operação do módulo FV.....	57
Tabela 7 – Média das variáveis meteorológicas, solarimétricas e oriundas do espectro de GHI para um número de grupos igual a 2.	61
Tabela 8 – Valores médios da massa de ar para os grupos de céu claro formados.	65
Tabela 9 - Quantidade de dados pertencentes aos grupos de céu claro considerando o período de treinamento.	67
Tabela 10 – Média das variáveis meteorológicas dos grupos de céu coberto formados.	69
Tabela 11 - Quantidade de dados pertencentes aos grupos de céu coberto considerando o período de treinamento.....	71
Tabela 12- Quantidade de dados pertencentes aos grupos considerando o período de teste.	75
Tabela 13 – Estatísticos da modelagem do espectro de GHI para condições de céu claro para Petrolina e Almería a partir dos modelos SMARTS e do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos.	78
Tabela 14 – Estatísticos para a modelagem do espectro de GHI para as condições de céu claro para Petrolina e Almería separados por grupos a partir do SMARTS e do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos.....	79
Tabela 15 – nRMSE para a simulação do espectro de GHI obtidos separadamente por grupos e de forma geral com o MLR global e com o MLR por agrupamento de padrões atmosféricos.	81
Tabela 16 – Estatísticos para o cálculo do SF para o p-Si e CdTe utilizando os espectros de GHI simulados com o modelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos.....	86

Tabela 17 – Estatísticos para a simulação da potência DC da Plataforma Solar de Petrolina a partir de modelos semiempíricos e modelos físicos com diferentes conjuntos de variáveis de entrada.....	87
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AERONET	<i>Aerosol Robotic Network</i>
AM	Massa de ar
APE	Energia média do fóton
AOD	Profundidade óptica de aerossóis (<i>Aerosol Optical Depth</i>)
a-Si	Silício amorfo
BSRN	<i>Baseline Solar Radiation Network</i>
CAMS	<i>Copernicus Atmosphere Monitoring Service</i>
CdTe	Telureto de cádmio
CH	Índice Calinski-Harabasz
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
COR	Correlação de Pearson
c-Si	Silício cristalino
DC	Corrente contínua (<i>Direct Current</i>)
DHI	Irradiância difusa horizontal (<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>)
DNI	Irradiância direta normal (<i>Direct Normal Irradiance</i>)
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
EQE	Eficiência quântica externa
FASCODE	<i>Fast Atmospheric Spectral Code</i>
FARMS-NIT	<i>Fast All-Sky Model for Solar Applications – Narrowband Irradiance on Tilted-Surface</i>
FV	Fotovoltaica(o)
FWHM	Parâmetro de largura completa na metade do máximo (<i>Full Width at Half Maximum</i>)
GCM	Modelo de circulação global da atmosfera (<i>General Circulation Model</i>)
GHI	Irradiância global horizontal (<i>Global Horizontal Irradiance</i>)
IV	Infravermelho(a)
LID	Degradação induzida pela luz (<i>Light induced Degradation</i>)
MERRA-2	<i>Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications</i>
m-Si	Silício monocristalino
MLR	Regressão multilinear (<i>Multilinear Regression</i>)
MM	Fator de descasamento espectral (<i>Spectral Mismatch Factor</i>)

MODIS	<i>Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer</i>
MODTRAN	<i>Moderate Resolution Transmission</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
nRMSE	Raiz do erro quadrático médio normalizado pela média da observação
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
PID	Degradação induzida por potencial (<i>Potential Induced Degradation</i>)
POA	Irradiância no plano dos módulos FV (<i>Plane of Array Irradiance</i>)
p-Si	Silício policristalino
RMSE	Raiz do erro quadrático médio (<i>Root Mean Square Error</i>)
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SF	Fator spectral (<i>Spectral Factor</i>)
SMARTS	<i>Spectral Model for Atmospheric Transmission of Sunshine</i>
SR	Resposta Espectral (<i>Spectral Response</i>)
STC	Condição padrão de certificação (<i>Standard Test Conditions</i>)
STDr	Razão entre os desvios padrões da simulação e da observação
UV	Ultravioleta
VIS	Luz visível

LISTA DE SÍMBOLOS

AM	Massa de ar
c	Velocidade da luz no vácuo ($2,997 \times 10^8$ m/s)
CH	Índice Calinski-Harabasz
E	Irradiância espectral
$E_{0\lambda}$	Irradiância espectral extraterrestre
E_{albedo}	Albedo espectral
$E_{\text{DIF}\lambda}$	Espectro da irradiância difusa
$E_{\text{DIR}\lambda}$	Espectro da radiação direta
$E_{\text{fóton}}$	Energia do fóton
EQE	Eficiência quântica externa
F_R	Fração de radiação difusa espalhada por Rayleigh
F_A	Fração de radiação difusa espalhada por aerossóis
f_{perdas}	Percentual de perdas global
FWHM	Parâmetro de largura completa na metade do máximo (<i>Full Width at Half Maximum</i>)
G	Irradiância integrada
G_0	Irradiância no topo da atmosfera
GHI_{CS}	Irradiância global horizontal de céu claro
h	Constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34}$ m ² kg/s)
I_{POA}	Irradiância no plano do coletor
k	Constante de Boltzmann ($1,380 \times 10^{-23}$ J K ⁻¹)
K_c	Índice de céu claro
K_d	Razão difusa
K_n	Transmitância da radiação direta
K_t	Índice de claridade
k_λ	Coeficiente de extinção (ou atenuação) para o comprimento de onda λ
q	Carga elementar ($1,6 \times 10^{-19}$ J/eV)
m	Massa óptica relativa
MM	Fator de descasamento espectral (<i>Spectral Mismatch Factor</i>)
$n_{\text{módulos}}$	Número de módulos fotovoltaicos total
P_{DC}	Potência de saída do sistema fotovoltaico em corrente contínua
P_{MOD}	Potência de saída do módulo fotovoltaico

P_{STC}	Potência do módulo na condição padrão de certificação
SF	Fator espectral (<i>Spectral Factor</i>)
T	Temperatura
T_{abs}	Transmitância global dos processos de absorção
T_{amb}	Temperatura ambiente
T_{op}	Temperatura de operação do módulo fotovoltaico
V_w	Velocidade do vento
W	Quantidade de água precipitável
$W(\lambda)$	Operador do filtro gaussiano para o comprimento de onda λ
$X(\lambda)$	Valor da irradiância para o comprimento de onda λ antes da aplicação do filtro Gaussiano
$\bar{X}(\lambda)$	Valor da irradiância para o comprimento de onda λ após aplicação do filtro Gaussiano
A	Expoente do comprimento de onda ou expoente de Ångström
β	Coeficiente de turbidez de Ångström
γ	Coeficiente de variação da potência com a temperatura
θ	Ângulo de incidência da radiação no plano do coletor
θ_z	Ângulo de zênite
λ	Comprimento de onda
$\rho_{c\lambda}$	Reflectância do céu
$\rho_{b\lambda}$	Reflectância da superfície local para radiação direta
$\rho_{d\lambda}$	Reflectância da superfície local para radiação difusa
$T_{\lambda,i}$	Transmitância atmosférica para uma luz monocromática de comprimento de onda λ para o processo de atenuação i
Φ	Densidade do fluxo de fótons espectral

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	CONCEITOS PRELIMINARES	16
2.1	Espectro solar e componentes atmosféricos.....	16
2.2	Resposta Espectral de dispositivos fotovoltaicos	26
3	REVISÃO DE LITERATURA	30
3.1	Modelos de simulação da irradiância espectral.....	30
3.2	Impacto do espectro solar na geração fotovoltaica	33
4	OBJETIVOS	41
5	INOVAÇÃO	41
6	MATERIAIS E MÉTODOS	43
6.1	Origem dos dados.....	43
6.2	Modelagem da irradiância espectral.....	48
6.3	Modelos de referência de simulação do espectro solar	52
6.4	Análise do impacto do espectro na geração fotovoltaica	54
7	RESULTADOS E DISCUSSÃO	59
7.1	Identificação dos padrões atmosféricos	59
7.1.1	Grupos de céu claro	63
7.1.2	Grupos de céu coberto	67
7.1.3	Grupos no período de teste	72
7.2	Simulação do espectro de GHI	77
7.3	Impacto do espectro solar na geração fotovoltaica	81
8	CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS.....	87
	REFERÊNCIAS.....	90

1 INTRODUÇÃO

Analisar o recurso solar e o impacto de outras variáveis ambientais na produção de energia são formas de estimular o avanço da tecnologia fotovoltaica. Caracterizar bem o recurso solar auxilia na tomada de decisões para a criação e instalação de projetos solares. Além disso, a modelagem do comportamento da radiação solar é fundamental para a simulação da geração de energia fotovoltaica (FV). Neste sentido, sua aplicação pode estar voltada para modelar a produção esperada de uma usina solar, auxiliando na detecção de falhas no sistema e na análise de desempenho da usina, ou, ainda, ser utilizada para modelos de prognóstico de geração.

Para fins comerciais e comparativos, os módulos FV são todos certificados de acordo com uma condição padrão de teste (STC, *standard test condition*), que estabelece os valores de 1000 W/m^2 para a irradiância sob espectro solar AM 1,5 e 25°C para a temperatura do módulo sob velocidade do vento de 1 m/s . Ainda, para melhorar as estimativas do funcionamento do módulo FV em condições reais de operação, parâmetros representativos do comportamento em função da temperatura e irradiância também precisam ser fornecidos. A influência dessas variáveis já é bastante conhecida na literatura para as tecnologias fotovoltaicas mais populares, como silício cristalino e amorfo (Alonso-Abella et al., 2014; Chantana et al., 2020; Magare et al., 2016; Rodrigo et al., 2019).

Entretanto, o impacto da irradiância não está somente vinculado ao valor total de energia, mas também ao formato do espectro incidente. A irradiância solar espectral possui forte influência no desempenho de células e módulos fotovoltaicos (tecnologia de conversão direta da energia solar em eletricidade). A energia da radiação solar está distribuída em comprimentos de onda em função de características físicas da atmosfera e as células fotovoltaicas apresentam uma resposta espectral diferente dependendo dos materiais que a constituem. Portanto, apenas o valor integrado do espectro solar não é suficiente para caracterizar a geração FV. Como uma forma de padronizar a certificação dos módulos fotovoltaicos e outros equipamentos, um espectro solar terrestre padrão ASTM G173-03 foi estabelecido. Ele representa o espectro médio anual de várias localidades dos Estados Unidos para radiação direta e global no plano inclinado a 37° e massa de ar 1,5 (ASTM G173-03, 2012). Apesar de ter boa representatividade, vários estudos mostram o impacto da diferença entre os espectros padrão e local na geração de diferentes tecnologias

fotovoltaicas em várias localidades (Alonso-Abella et al., 2014; Dirnberger et al., 2015; Nofuentes et al., 2014).

A variabilidade do espectro solar está relacionada com diversas variáveis atmosféricas, como gases constituintes da atmosfera (CO_2 , ozônio, etc), aerossóis, vapor d'água e transmitância das nuvens; além de informações geográficas, como latitude, longitude, altitude e cobertura do solo, e parâmetros da geometria Sol-Terra, como ângulo de zênite. Como dados medidos de espectro são bastante raros, modelos de simulação foram desenvolvidos, os mais usuais utilizam uma abordagem física recebendo parâmetros atmosféricos como entrada, como os softwares libRadtran (Emde et al., 2016) e SMARTS (Gueymard, 1995). Porém, esses modelos têm como saída apenas o espectro da irradiância solar em condições de céu claro (SMARTS) ou necessitam uma parametrização complexa para a simulação da transmitância das nuvens (libRadtran). Além disso, dados sobre a atmosfera nem sempre são de fácil obtenção e, por isso, modelos estatísticos e semiempíricos, que têm como entrada dados meteorológicos com maior disponibilidade (irradiância global e difusa, temperatura, umidade relativa do ar, pressão atmosférica, etc.) também foram desenvolvidos para simulação da irradiância espectral (Campo-Ávila et al., 2019; Moreno-Sáez & Mora-López, 2014). Alguns combinam a saída do modelo físico com informação de cobertura de nuvem para simular o espectro também sob céu nublado (Behrendt et al., 2013; Ernst et al., 2016; Mueller et al., 2004; Peled & Appelbaum, 2016).

Neste contexto, no presente trabalho foi desenvolvido um modelo empírico para simulação do espectro da irradiância global horizontal baseado em técnicas de agrupamento de padrões e regressão multilinear. Em relação aos modelos estatísticos existentes na literatura, o principal diferencial deste trabalho é a caracterização do espectro solar para diferentes condições atmosféricas, associando o formato da distribuição da irradiância solar com padrões atmosféricos definidos por variáveis solarimétricas e meteorológicas. A metodologia aqui proposta aprofundou os estudos sobre os diversos formatos do espectro solar, sobre como as variáveis meteorológicas podem ser utilizadas para descrevê-lo e possibilitou a simulação de espectros da irradiância global horizontal para condições pouco investigadas.

Com o espectro solar simulado, calculou-se o fator espectral SF que foi empregado para avaliar o impacto da variação da irradiância espectral na geração fotovoltaica a partir da análise da sua variabilidade e do uso em modelos curva de

potência para energia FV. Neste sentido, o presente trabalho traz como inovação a simulação e a análise dos valores de SF para diferentes padrões atmosféricos e a avaliação do emprego dessa variável na modelagem da curva de potência para uma usina FV em operação. Para isso, foram utilizados dados da Plataforma Solar de Petrolina, em Pernambuco, e da Plataforma Solar de Almería, na Espanha. Ambas contam com uma estação solarimétrica com medições da distribuição espectral da irradiância global horizontal. Para avaliar o impacto do espectro solar na geração FV, foram utilizados os dados da produção da usina FV da Plataforma Solar de Petrolina.

Vale ressaltar que, além da aplicação em energia fotovoltaica, a caracterização e modelagem do espectro solar pode ser empregada em outras áreas, como nos estudos das mudanças climáticas (Bornman et al., 2019; Xu & Cui, 2021), na agronomia e nos impactos da radiação na vida terrestre (Benelli et al., 2020; Miyauchi & Nakajima, 2016) e na ciência e tecnologia dos materiais.

2 CONCEITOS PRELIMINARES

2.1 Espectro solar e componentes atmosféricos

A energia proveniente do Sol se propaga de forma radiativa através de ondas eletromagnéticas. Para cada comprimento de onda (ou frequência), há um valor de energia associado. O fluxo de emissão do Sol pode ser representado pela Lei de Planck, mostrada na Equação 1, considerando-o como um corpo negro de temperatura por volta de 5760 K. A Lei de Planck descreve de forma aproximada a distribuição da radiação solar emitida pelo sol.

$$E(\lambda, T) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5} \frac{1}{e^{\frac{hc}{kT\lambda}} - 1} \quad (1)$$

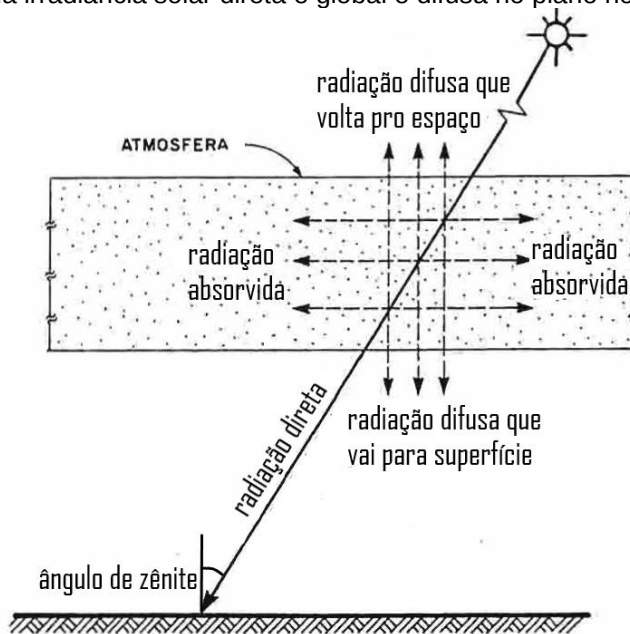
Onde: λ – comprimento de onda (m), T – temperatura do corpo negro (K), E – energia irradiada por unidade de área e por unidade de comprimento de onda (irradiância; W/m^2m^{-1}), h – constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34} m^2kg/s$), c – velocidade da luz no vácuo ($2,997 \times 10^8 m/s$), k – constante de Boltzmann ($1,380 \times 10^{-23} J K^{-1}$).

As ondas eletromagnéticas são divididas em várias regiões de acordo com a faixa de comprimento de onda, o espectro solar está compreendido majoritariamente

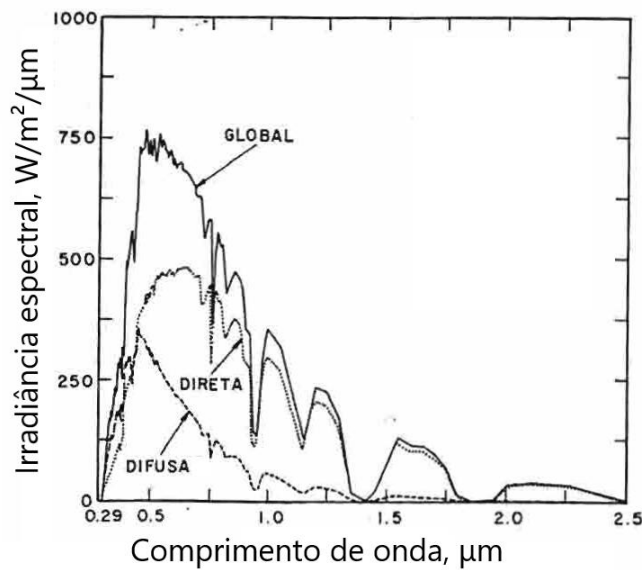
entre os valores de 200-4500 nm. Dentro desse intervalo, a radiação solar está dividida em três faixas: ultravioleta (UV, de 200-400 nm), visível (VIS, de 400-700 nm) e infravermelho (IV, de 700-4500 nm).

A radiação solar vai se propagando no espaço até atingir a atmosfera terrestre, antes desse ponto, o espectro solar é denominado de extraterrestre. Ao adentrar na atmosfera da Terra, a irradiância solar é atenuada por vários constituintes atmosféricos, sendo espalhada e absorvida ao longo do seu trajeto. A energia espalhada é chamada de radiação difusa, e parte dela volta para o espaço, enquanto outra incide na superfície terrestre. Parte da radiação chega na superfície sem sofrer nenhuma dispersão, chama-se essa parcela de radiação direta. A soma da radiação direta no plano horizontal com a difusa no plano horizontal é denominada global. Para projetar a radiação direta no plano horizontal, utiliza-se o cosseno do ângulo de zênite, θ_z , formado pela direção da radiação direta com o eixo vertical. A Figura 1 apresenta um esquema simplificado da radiação solar ao entrar na atmosfera da Terra e os espectros da radiação global, direta e difusa no plano horizontal.

Figura 1 – a) Esquema simplificado da radiação solar ao entrar na atmosfera terrestre, e b) espectros da irradiância solar direta e global e difusa no plano horizontal.



a)



b)

Fonte: Adaptada de Iqbal (1983).

É comum associar a irradiância a um único valor, G , que representa a integração da energia ao longo de todos os comprimentos de onda, como mostra a Equação 2. Neste trabalho, a irradiância integrada será referida apenas como irradiância, enquanto que a distribuição por comprimento de onda da energia solar será denominada por irradiância espectral ou espectro da irradiância. A integração pode ser também dos espectros da irradiância direta ou difusa.

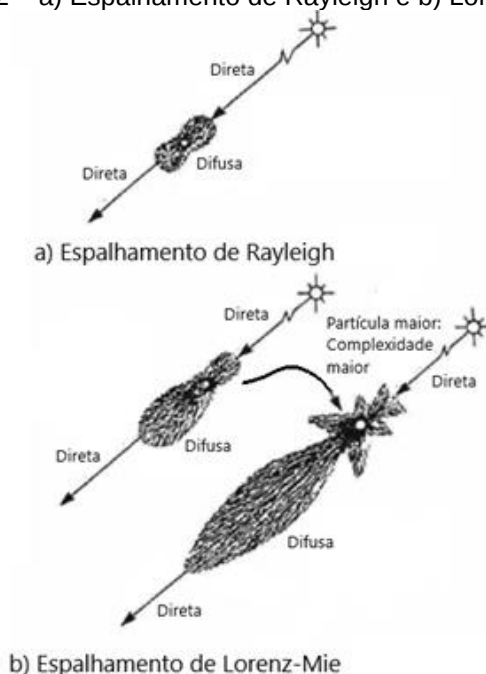
$$G = \int_0^{\infty} E(\lambda) d\lambda \quad (2)$$

A irradiância é uma variável que pode ser medida mais facilmente do que o seu espectro associado e, por isso, ela é mais utilizada como referência para o desempenho de dispositivos fotovoltaicos. Porém, o mesmo valor de irradiância integrada pode ter origem de diferentes formatos de espectros. Isso pode acarretar em erros na estimativa do funcionamento esperado desses dispositivos FV, como será discutido nas Seções 2.2 e 3.2.

As propriedades de transmitância, espalhamento e absorção da luz de um determinado material variam com o comprimento de onda da radiação, sendo o resultado final a soma dos efeitos individuais para cada comprimento de onda. O espalhamento é a reemissão da radiação em todas as direções após ela interagir com uma partícula. De acordo com o tamanho dessa partícula, o tipo de espalhamento

será diferente, podendo ser regido pela teoria de Rayleigh (moléculas ou partículas muito pequenas), de Lorenz-Mie (partículas de tamanho da ordem ou maiores que o comprimento de onda) ou sofrerem majoritariamente reflexão (partículas muito grandes). O espalhamento de Rayleigh é máximo na direção de incidência da luz, sendo idênticos nos dois sentidos (frente e para trás), atingindo seu valor mínimo na direção perpendicular à incidência da radiação. O espalhamento Lorenz-Mie é máximo somente na mesma direção e sentido da luz e torna-se mais complexo nas outras direções. Um esquema dos espalhamentos de Rayleigh e Lorenz-Mie é mostrado na Figura 2.

Figura 2 – a) Espalhamento de Rayleigh e b) Lorenz-Mie.

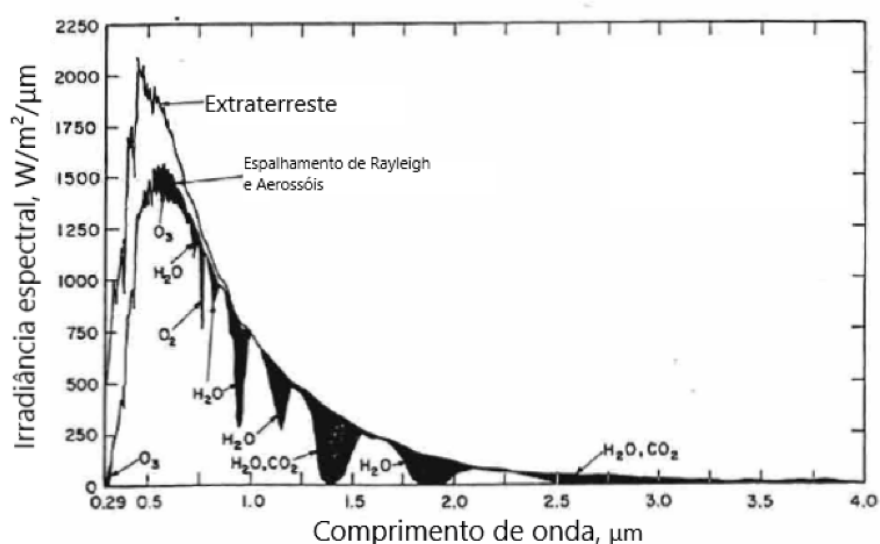


Fonte: Adaptada de Iqbal (1983).

A atmosfera é constituída principalmente por moléculas de ar (78,08 % de nitrogênio, 20,95 % de oxigênio, 0,93 % de argônio e 0,04% de outros gases - percentuais em termos de volume para atmosfera seca), vapor d'água e particulados (poeira, fuligem, partículas de água e gelo) (Ahrens e Henson, 2018). Todos esses componentes exercem influência sob a radiação incidente na superfície terrestre e são altamente variáveis no tempo e espaço, sendo função da altitude, clima e atividades agrícolas e industriais da região e sua vizinhança. A Figura 3 mostra o espectro solar extraterrestre e na superfície da Terra, destacando os componentes com maior impacto na atenuação.

As moléculas de ar espalham radiação de acordo com a teoria de Rayleigh e absorve energia somente em comprimentos de onda específicos. O ozônio (O_3) é um dos gases mais importantes na absorção da radiação extraterrestre. Ele absorve principalmente na região UV, ainda que contribua fraca e moderadamente no visível e infravermelho. Na região UV e VIS, os gases O_2 e N_2 , junto com os átomos de oxigênio e nitrogênio, possuem uma contribuição forte na absorção. Por fim, na região do IV, as moléculas de gases que se destacam são o CO_2 , CH_4 , óxidos de nitrogênio, junto com os outros gases mencionados anteriormente.

Figura 3 – Irradiância espectral extraterrestre e na superfície da Terra.



Fonte: Adaptada de Iqbal (1983).

Os aerossóis têm um grande impacto no espalhamento e absorção da radiação. Eles são definidos por pequenas partículas líquidas ou sólidas em suspensão no ar. A medição da concentração de aerossóis na atmosfera local é muitas vezes rara e, por isso, medidas indiretas através da visibilidade do ar e turbidez são realizadas para sua estimativa (Gueymard, 1995).

O vapor d'água é responsável pela maior parte da absorção de radiação na região IV. Para quantificá-lo em estudos atmosféricos, é utilizado o parâmetro quantidade de água precipitável, w , dado pela quantidade de vapor d'água presente na direção de zênite entre o topo da atmosfera e a superfície terrestre. Outra forma de descrevê-la é como a espessura de água em estado líquido que se formaria se todo o vapor na direção de zênite fosse condensado em uma superfície de uma área unitária e, por isso, sua unidade é comumente dada em cm. Seu valor pode variar

bastante com o local e com a estação, indo de valores menores que 0,1 cm em atmosferas extremamente secas para mais de 4 cm em lugares úmidos (Iqbal, 1983). É possível também relacionar a quantidade de água precipitável com outras variáveis atmosféricas, como temperatura, umidade relativa do ar e pressão atmosférica.

Além de seu estado em vapor, a água também é de fundamental importância para a transmitância atmosférica em sua forma líquida e em gelo. As nuvens são constituídas por gotículas de água e gelo que estão em suspensão na atmosfera. Seu impacto na radiação varia bastante de acordo com o tamanho e fase das partículas de água, sua altitude e espessura, podendo transmiti-la, absorvê-la ou espalhá-la.

Para determinar a atenuação causada pelos constituintes atmosféricos na radiação solar extraterrestre, é necessário saber a quantidade de moléculas e partículas que ela irá atravessar, o que é dado pela integral da densidade dos constituintes atmosféricos ao longo da trajetória percorrida do topo da atmosfera até a superfície. A massa óptica de ar relativa ou simplesmente massa de ar, AM (do inglês, *air mass*), é uma grandeza que representa a proporção de atmosfera atravessada pela radiação. Ela é definida como a razão do comprimento do percurso direto da radiação na atmosfera até o ponto de interesse com o comprimento do percurso na direção vertical (ou seja, na direção do zênite local). Por essa razão, seu valor mínimo é 1. Para uma atmosfera homogênea e não-refrativa, desprezando a curvatura da Terra, a massa óptica relativa do ar, AM (do inglês, *air mass*), é dada pela Equação 3-a. Essa fórmula simplificada apresenta erros muito baixos para ângulo de zênite até 60°, mas cresce significativamente à medida que θ_z se aproxima de 90°. Para valores de θ_z maiores que 60°, deve-se considerar a curvatura da Terra. A fórmula apresentada em Kasten e Young (1989), apresentada na Equação 3-b, leva conta esse fator e foi a adotada neste estudo. A massa de ar possui forte influência no espectro da irradiância solar pois indica a proporção de atmosfera que a radiação irá atravessar. Quanto maior o caminho óptico percorrido pela radiação (maior a massa de ar), maior será a atenuação sofrida por ela, pois aumentará as interações com os componentes atmosféricos. Além disso, como o perfil de densidade dos componentes atmosféricos não são iguais nem uniformes, para um cálculo mais preciso, deve-se considerar diferentes massas ópticas relativas para cada processo de atenuação, como espalhamento de Rayleigh, absorção por moléculas de ar, ozônio, vapor d'água, aerossóis, etc (Gueymard, 1995). Neste estudo, porém, foi

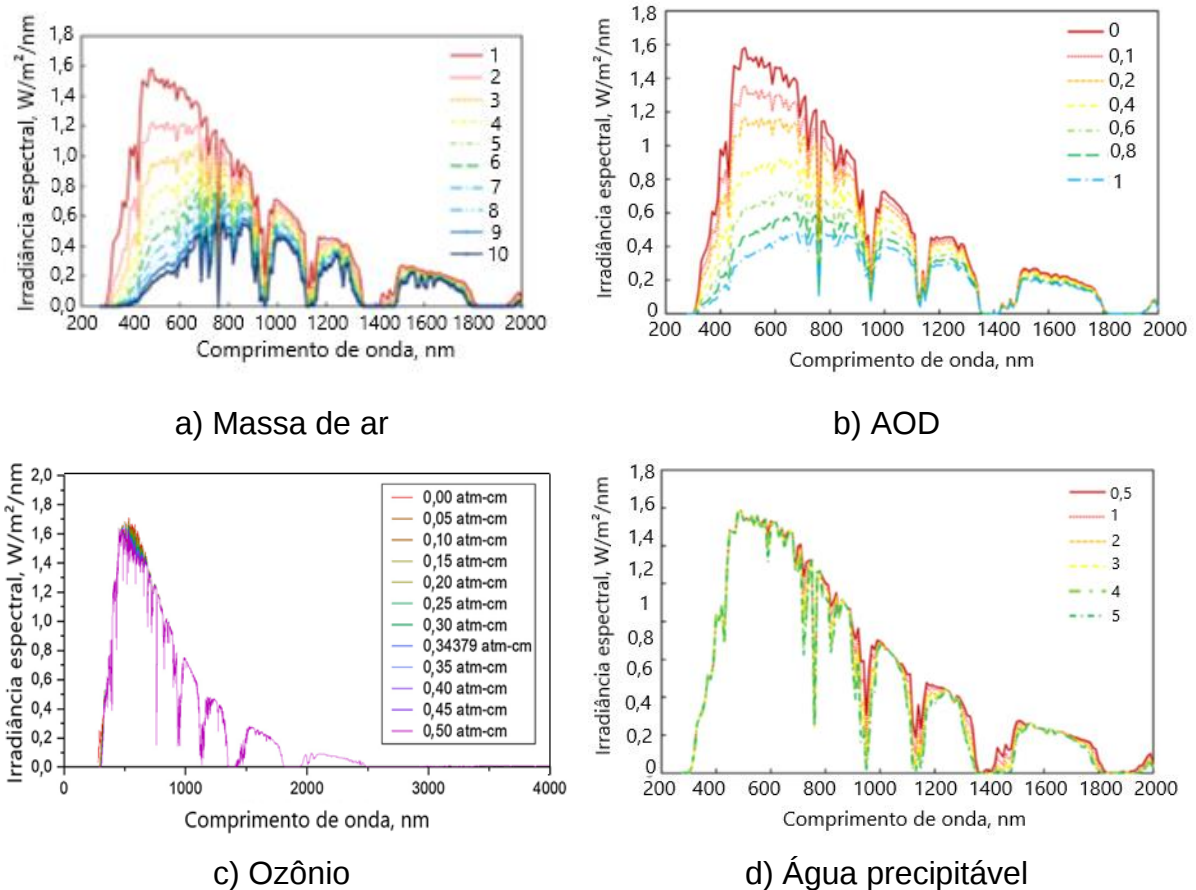
considerada a simplificação de uma massa óptica relativa para todos os componentes atmosféricos, representada pela massa de ar da Equações 3 e 4.

$$AM = \sec(\theta_z), \quad \theta_z < 60^\circ \quad (3)$$

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,50572(96,07995 - \theta_z)^{-1,6364}}, \quad \theta_z \geq 60^\circ \quad (4)$$

A Figura 4 mostra uma análise de sensibilidade da variação sofrida pelo espectro solar a partir de mudanças na massa de ar, aerossóis (representado pela profundidade óptica de aerossóis AOD – *Aerosol Optical Depth*), ozônio e quantidade de água precipitável (w).

Figura 4 - Variação sofrida pelo espectro solar a partir de mudanças na a) massa de ar, b) aerossóis (AOD), c) ozônio, e d) quantidade de água precipitável (w).



Os espectros foram gerados a partir de simulações feitas pelo software SMARTS considerando como referência os valores do espectro padrão ASTM G173-03, mantendo todos os parâmetros constantes com exceção daquele em análise. Fonte: Adaptadas de Braga et al. (2019) e Fernández et al. (2014).

A quantidade de potência atenuada pela atmosfera pode ser analisada de acordo com a Lei de Bouguers, também chamada de Lei de Lambert ou Lei de Beer, que diz que a atenuação da radiação depende da distância percorrida e do fluxo da radiação, como mostra a Equação 5.

$$E_{\lambda} = E_{0\lambda} e^{-k_{\lambda}m} \quad (5)$$

Onde: k_{λ} – coeficiente de extinção (ou atenuação) para o comprimento de onda λ , m – massa óptica relativa.

Cada processo terá uma massa óptica relativa e seu coeficiente de atenuação próprio, que poderá variar com ao longo do caminho percorrido pela luz. Para um cálculo mais preciso, pode-se dividir a atmosfera em várias camadas com comportamento homogêneo. A transmitância atmosférica $\tau_{\lambda,i}$, para uma luz monocromática de comprimento de onda λ , para o processo de atenuação i , pode ser calculada a partir da Equação 6.

$$\tau_{\lambda,i} = e^{-k_{\lambda,i}m} \quad (6)$$

A atenuação total será, portanto, a resultante da combinação dos processos individuais decorrentes de cada constituinte atmosférico para cada comprimento de onda. De forma simplificada, considerando os processos de atenuação como independentes um do outro, a Equação 7 mostra a transmitância resultante para uma luz monocromática de comprimento de onda λ .

$$\tau_{\lambda} = \prod_{i=1}^j \tau_{\lambda,i} \quad (7)$$

Onde: i – índice que se refere ao processo de atenuação, j – número de processos de atenuação.

Os coeficientes de atenuação podem ser calculados a partir de relações com parâmetros atmosféricos, como é o caso dos aerossóis, mostrado na Equação 8.

$$k_{\lambda_a} = \beta \lambda^{-\alpha} \quad (8)$$

Onde: β – coeficiente de turbidez de Ångström, α – expoente do comprimento de onda ou expoente de Ångström e k_{λ_a} é o coeficiente de atenuação referente à atenuação por aerossóis.

Para os aerossóis, o produto entre o coeficiente de extinção e a massa óptica relativa se chama espessura (ou profundidade) óptica de aerossóis (AOD, *Aerosol Optical Depth*). O coeficiente de turbidez de Ångström representa a quantidade de aerossóis na atmosfera na vertical, enquanto que α está relacionado com a distribuição do tamanho das partículas, em que quanto maior o seu valor, maior a quantidade de partículas pequenas em comparação com as grades.

Então, conhecendo a transmitância da atmosfera é possível obter a irradiância que incide na superfície a partir da extraterrestre, ou seja, o espectro da radiação direta ($E_{DIR\lambda}$), como mostra a Equação 9.

$$E_{DIR\lambda} = E_{0\lambda} \tau_{\lambda_w} \tau_{\lambda_a} \tau_{\lambda_{oz}} \dots = E_{0\lambda} \tau_{\lambda} \quad (9)$$

Onde os subíndices w , a e oz se referem aos processos de atenuação causados pelo vapor d'água, aerossóis e ozônio, respectivamente, utilizados como exemplos.

Além da irradiância direta, parte da radiação difusa chega à superfície terrestre. Ela é oriunda do espalhamento causados por moléculas (Rayleigh) e aerossóis e dos processos de múltiplas reflexões entre a superfície e a atmosfera (albedo). As Equações 10 a 13 mostram um modelo simplificado para o espectro da irradiância difusa ($E_{DIF\lambda}$) no plano horizontal (Gueymard, 1995).

$$E_{DIF\lambda} = E_{ray\lambda} + E_{aer\lambda} + E_{albedo\lambda} \quad (10)$$

$$E_{ray\lambda} = F_R E_{0\lambda} (1 - \tau_{\lambda_R}) T_{abs} \cos(\theta_z) \quad (11)$$

$$E_{aer\lambda} = F_A E_{0\lambda} (1 - \tau_{\lambda_a}) T_{abs} \cos(\theta_z) \quad (12)$$

$$E_{albedo\lambda} = \frac{\rho_{c\lambda} (\rho_{b\lambda} E_{DIR\lambda} \cos(\theta_z) + \rho_{d\lambda} (E_{ray\lambda} + E_{aer\lambda}))}{1 - \rho_{d\lambda} \rho_{c\lambda}} \quad (13)$$

Onde: F_R e F_A – frações de radiação difusa espalhada por Rayleigh e aerossóis, respectivamente, que vão para a superfície, corrigidas pelas múltiplas reflexões superfície-atmosfera; $T_{\lambda R}$ e $T_{\lambda a}$ – transmitâncias dos espalhamentos de Rayleigh e de aerossóis, respectivamente; T_{abs} – transmitância global dos processos de absorção; $\rho_{c\lambda}$, $\rho_{b\lambda}$ e $\rho_{d\lambda}$ – reflectâncias do céu, da superfície local para radiação direta e da superfície local para radiação difusa.

O estado da atmosfera em um determinado momento pode ser caracterizado por variáveis meteorológicas. A temperatura ambiente traz uma percepção da quantidade de energia térmica das partículas atmosféricas; a umidade relativa indica a quantidade de vapor d'água na atmosfera em comparação com o máximo que ela poderia conter na temperatura em que ela se encontra; a pressão atmosférica é a medida da força que a coluna de ar exerce sob a superfície, estando relacionada com a densidade de partículas do ar e a temperatura. A integral da irradiância no plano horizontal (GHI – *global horizontal irradiance*), da irradiância direta normal (DNI) e da irradiância difusa no plano horizontal (DHI) fornecem a quantidade de radiação solar disponível na superfície proveniente diretamente do disco solar e também do espalhamento da atmosfera. Apesar de essas variáveis não serem as necessárias para os cálculos de transmitância da atmosfera, elas muitas vezes podem ser utilizadas para a simulação de alguns parâmetros, como a quantidade de água precipitável. Além disso, alguns coeficientes obtidos das relações entre as variáveis solarimétricas, GHI, DNI e DHI com a irradiância extraterrestre (G_0 , irradiância no topo da atmosfera) e com irradiância global de céu claro (GHI_{CS} , simulação de GHI para a condição do céu sem a atenuação das nuvens) podem fornecer indicativos da transmitância da atmosfera e da radiação que sofreu espalhamento. Esses coeficientes são o índice de claridade (K_t), o índice de céu claro (K_c), a razão difusa (K_d) e a transmitância da radiação direta (K_n), dados respectivamente pelas Equações de 14 a 17.

$$K_t = \frac{GHI}{G_0 \cdot \cos(\theta_z)} \quad (14)$$

$$K_c = \frac{GHI}{GHI_{CS}} \quad (15)$$

$$K_d = \frac{DHI}{GHI} \quad (16)$$

$$K_n = \frac{DNI}{G_0} \quad (17)$$

Como forma de distinguir dois conjuntos de variáveis, neste estudo, convencionou-se utilizar o termo variáveis meteorológicas para fazer menção às variáveis de GHI, DNI, DHI, temperatura ambiente, umidade relativa, pressão atmosférica, precipitação, o índice de céu claro K_c , a razão difusa K_d , a transmitância da radiação direta K_b , o índice de claridade K_t e massa de ar; e o termo variáveis (ou parâmetros) atmosféricos para fazer referência às variáveis de AOD, quantidade de água precipitável, concentração de gases atmosféricos, turbidez atmosférica e aos parâmetros de Ångström.

2.2 Resposta Espectral de dispositivos fotovoltaicos

Como mencionado na Seção 2.1, as propriedades relacionadas à interação da luz com a matéria variam de acordo com o comprimento de onda da radiação. O efeito fotovoltaico é o processo de conversão da energia do Sol diretamente em eletricidade através da absorção da luz.

A luz possui propriedade dual, se comportando ora como onda eletromagnética ora como partícula, dependendo do fenômeno que está sendo analisado. A partícula de luz é denominada fóton. O efeito fotovoltaico ocorre através da excitação de um elétron, ao absorver um fóton, da camada de valência para a camada de condução. Porém, para que o par de cargas elétron-lacuna formado com a excitação do elétron seja coletado e aproveitado para a geração de corrente elétrica, o material precisa ter algumas características específicas. Uma delas é que a diferença de energia entre as bandas de valência e condução, denominada energia de *bandgap* (ou *gap*), não deve ser nem nula nem muito elevada, propriedade que caracteriza os materiais semicondutores. Além disso, o elétron só absorve fótons de energia igual ou superior a energia do *gap*, que varia conforme o material semicondutor. A Tabela 1 mostra os valores da energia do *gap* para alguns semicondutores importantes para a tecnologia solar fotovoltaica.

A energia do fóton, $E_{\text{fóton}}$, está relacionada com o comprimento de onda de acordo com a Equação de Planck, mostrada na Equação 18.

$$E_{\text{fóton}}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda} \quad (18)$$

Onde: λ – comprimento de onda (m), h – constante de Planck ($6,626 \times 10^{-34}$ m²kg/s), c – velocidade da luz no vácuo ($2,997 \times 10^8$ m/s).

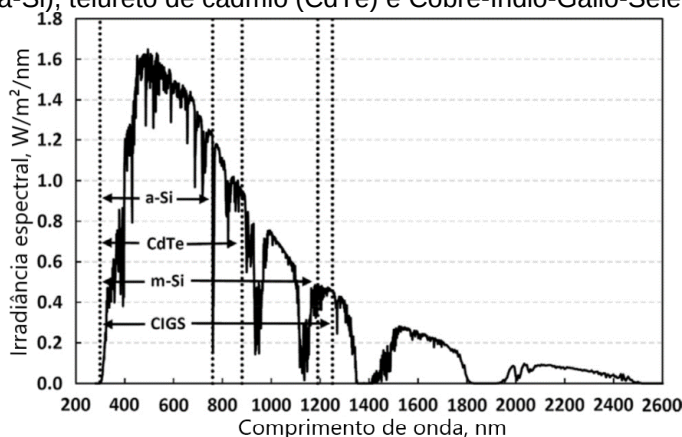
Tabela 1 – Energia do *gap* para diferentes semicondutores.

Material semicondutor	Energia do gap (eV)
Silício (Si)	1,12
Germânio (Ge)	0,67
Telureto de Cádmio (CdTe)	1,44

Fonte: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/Tables/Semgap.html>.

Nota-se pela Equação 18 que a energia do gap pode ser vinculada a um valor de comprimento de onda e eles possuem uma relação inversamente proporcional. Portanto, quanto maior a energia do gap, menor será a faixa de absorção da tecnologia FV, como ilustra Figura 5.

Figura 5 – Faixas de absorção do espectro solar para as tecnologias FV de silício monocristalino (m-Si), silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS).



Fonte: Adaptada de Rodrigo et al. (2019).

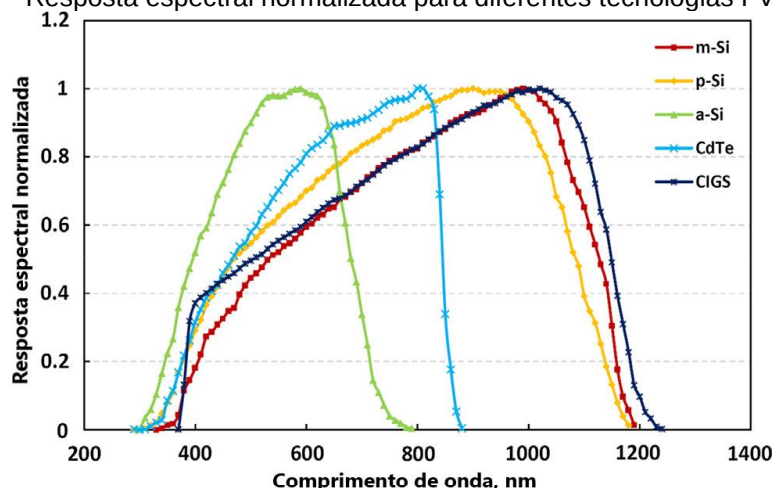
Contudo, o módulo FV não consegue absorver todos os fótons da sua faixa de absorção e nem o faz de maneira constante e uniforme para toda a faixa, possuindo uma eficiência de absorção para cada comprimento de onda. Dois parâmetros usualmente utilizados para mensurar isso são a eficiência quântica externa, EQE, que relaciona o número de portadores de carga coletados pelo módulo FV pelo número de

fótons incidentes; e a resposta espectral (SR, *Spectral Response*), que é a razão entre corrente gerada por potência incidente, ambas por comprimento de onda. A Equação 19 mostra a relação entre EQE e SR.

$$SR = \frac{q\lambda}{hc} EQE \quad (19)$$

A Figura 6 mostra a resposta espectral normalizada para as tecnologias FV de silício monocristalino (m-Si), silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e Cobre-Índio-Gálio-Selênio (CIGS). Como pode ser visto na Figura 6, cada tecnologia FV absorve de maneira distinta o espectro de irradiância incidente, respondendo de maneira diferente para espectros diferentes mesmo que eles possuam a mesma energia integrada associada. Então, com o objetivo de padronizar a certificação dos módulos fotovoltaicos e outros equipamentos, um espectro solar terrestre padrão ASTM G173-03 foi estabelecido. Ele representa o espectro médio anual de várias localidades dos Estados Unidos para radiação direta e global no plano inclinado a 37° e massa de ar 1,5, sob condição de céu limpo, dando uma irradiância integrada de 1000 W/m² (ASTM G173-03, 2012). A Figura 7 mostra o espectro ASTM G173-03.

Figura 6 – Resposta espectral normalizada para diferentes tecnologias FV.

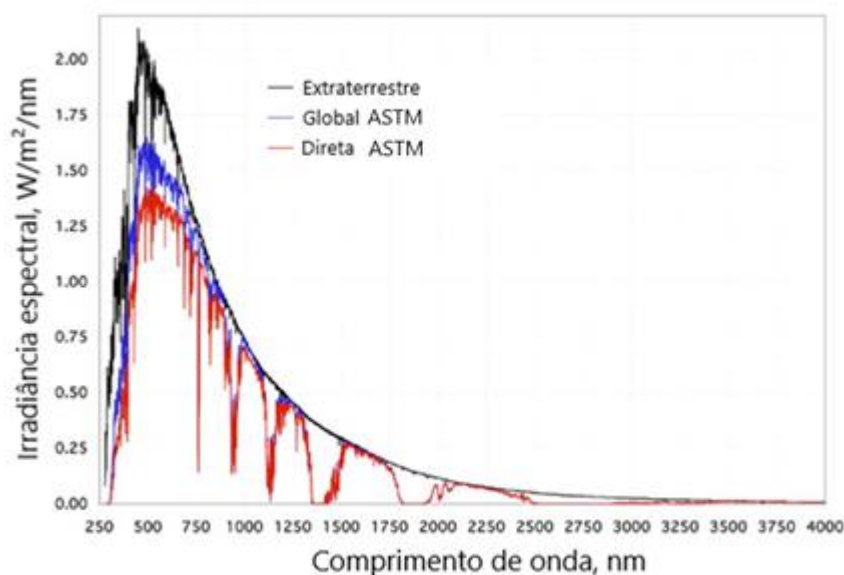


Fonte: Adaptada de Rodrigo et al. (2019).

Além do espectro padrão, há outras condições ambientais especificadas para a certificação dos módulos FV, definidas pela norma IEC 60904-3. Junto com o espectro ASTM G173-3, com 1000 W/m² de irradiância integrada, o módulo precisa estar a uma temperatura de 25°C sob velocidade de vento de 1 m/s. Essa é a condição

padrão de teste STC (*Standard Test Condition*). Apesar de atender às necessidades de certificação, a condição STC não representa todas as irradiâncias espectrais as quais o módulo FV estará submetido durante seu funcionamento. Portanto, ainda que o módulo FV esteja sujeito as mesmas condições de irradiância integrada e temperatura que na STC, seu desempenho elétrico irá diferir do que está previsto em suas especificações caso o espectro solar incidente seja diferente. Contudo, é comum modelos que avaliam a performance do módulo FV utilizando como entrada apenas o valor da irradiância global integrada e a temperatura. O impacto do espectro na geração fotovoltaica será discutido com mais detalhes na Seção 3.2 deste trabalho.

Figura 7 – Espectro solar extraterrestre e padrão ASTM G173-03 para irradiância global e direta.



Fonte: Adaptada de NREL (<https://redc.nrel.gov/solar//spectra/am1.5/>).

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 Modelos de simulação da irradiância espectral

Devido a pouca disponibilidade de medidas observacionais de irradiância espectral, foram desenvolvidos diversos modelos para a simulação do espectro solar. Os primeiros modelos utilizavam uma abordagem física, calculando a transmitância atmosférica a partir de métodos numéricos (Bird & Riordan, 1986; Leckner, 1978). Modelos mais robustos dividem a atmosfera em várias camadas homogêneas e empregam teorias físicas e empíricas para obter as propriedades dos componentes atmosféricos, sendo chamados de modelos de transferência radiativa. O MODTRAN (*Moderate Resolution Transmission*) e o FASCOD (*Fast Atmospheric Spectral Code*) são um dos modelos mais completos e complexos de simulação da irradiância espectral, que utilizam, além da teoria da transferência radiativa, propriedades da mecânica quântica dos constituintes atmosféricos e uma base de dados de alta resolução para absorção de mais de 60 moléculas presentes na atmosfera. Porém, o uso desses modelos requer uma expertise elevada dos processos físicos atmosféricos além de uma grande quantidade de parâmetros de entrada de difícil obtenção (Myers et al., 2004).

Como alternativa, modelos mais simples estão disponíveis, que utilizam mais relações empíricas na teoria de transferência radiativa. Os mais populares são o SPCTRL, o libRadtran e o SMARTS2 (*Spectral Model for Atmospheric Transmission of Sunshine*), sendo o último um pouco mais complexo que o primeiro e o mais empregado na literatura, obtendo menores erros em relação ao SPCTRL2 (Myers et al., 2004). Como entrada, esses modelos utilizam parâmetros atmosféricos como concentração de gases atmosféricos (por exemplo, ozônio), quantidade de água precipitável e profundidade óptica de aerossóis (AOD). Por sua vez, esses parâmetros atmosféricos costumam ser obtidos através de fotômetros solares em estações terrestres (por exemplo, estações AERONET – *Aerosol Robotic Network*), sensores de satélite, como o MODIS (*Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer*) a bordo dos satélites AQUA e TERRA ou por modelos de reanálise da circulação global da atmosfera (GCM – *General circulation model*), como a CAMS (*Copernicus Atmosphere Monitoring Service*) e o MERRA-2 (*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications*).

O SPCTRL e o SMARTS se limitam à simulação do espectro solar sob condição de céu claro. Com o libRadtran, é possível simular o efeito das nuvens, porém é necessária a parametrização correta do modelo com dados referentes à transmitância da atmosfera sob essas condições. Para contabilizar os efeitos das nuvens de forma simplificada, Nann & Riordan (2002) propuseram um modelo semi-empírico, SEDES1, que utilizavam dados de irradiância global e difusa integrada, temperatura e umidade relativa do ar para simular o espectro solar, através de relações empíricas de ajustes lineares do índice de claridade, K_t , com o efeito da cobertura de nuvens. Primeiramente, eles empregavam o modelo SPCTRL2 para obter a irradiância solar de céu claro e depois aplicavam a correção do efeito das nuvens. O SEDES1 foi se aprimorando e novas relações foram sendo utilizadas (Myers, 2012; Nann & Emery, 1992). De maneira similar, o modelo SOLIS simula o espectro de céu claro com o *software* libRadtran e depois corrige para céu nublado, mas utiliza dados de satélite para obter informações sobre a cobertura de nuvens (Behrendt et al., 2013; Mueller et al., 2004). Adicionalmente, a ferramenta computacional SunCalculator, desenvolvida por Ernst et al. (2016), inclui a opacidade das nuvens, obtida através da razão da radiação difusa com a global, no espectro de céu claro simulado pelo SMARTS. Peled & Appelbaum (2016) utilizaram métodos baseados em redes neurais que têm como entrada a irradiância integrada global e direta, os índices de claridade, a razão difusa, a massa de ar e o espectro de céu claro simulado pelo SPECTRL2 para simular o espectro solar sob qualquer condição, obtendo uma melhora média no erro do modelo para o espectro no plano horizontal de 15% em comparação com o SEDES2.

Com a finalidade de fornecer informações mais detalhadas da radiação solar, o centro de pesquisa americano NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) criou a base de dados NSRDB (*National Solar Radiation Database*) que disponibiliza gratuitamente dados da irradiância espectral para qualquer ângulo de incidência, empregando dados do MERRA-2 para parâmetros atmosféricos e as imagens do satélite geoestacionário GOES para obter informações sobre cobertura e tipo de nuvens. A NSRDB combina as simulações de irradiância espectral de céu claro do SMARTS com a parametrização robusta da transmitância das nuvens do libRadtran para simular a irradiância espectral com os efeitos da cobertura de nuvens através do modelo FARMS-NIT (*Fast All-Sky Model for Solar Applications – Narrowband Irradiance on Tilted-Surface*; Sengupta et al., 2018; Xie et al., 2019). Como saída, a NSRDB é capaz de fornecer simulações do espectro em escala horária para 450

orientações do plano de incidência da radiação em 2002 comprimentos de onda, de 0,28 μm até 4 μm (Xie et al., 2019). Diversos estudos utilizaram a base de dados da NSRDB em diferentes aplicações. Em relação à energia fotovoltaica, Ripalda et al. (2020) calcularam para os Estados Unidos o impacto do espectro solar na produção de energia de módulos silício cristalino (c-Si), peroviskita e telureto de cádmio (CdTe) em sistemas fixos e com rastreamento, usando como base os dados de espectro da NSRDB. Trabalhos similares foram realizados analisando o impacto do espectro em módulos de multijunção (Warmann & Atwater, 2017, 2019) e expandindo a avaliação para outros lugares na América Central e do Sul (Kinsey, 2021). A base de dados da NSRDB foi avaliada para obtenção do espectro da irradiância global horizontal para Petrolina, Pernambuco, com valores de nRMSE de 16,03 % para momentos de céu claro e 52,80 % para todos os céus (Galdino et al., 2023).

Em contrapartida aos modelos físicos, foram propostos modelos estatísticos que têm como entrada variáveis mais acessíveis, como irradiância global horizontal e direta normal, temperatura, parâmetros geográficos (latitude e longitude) e data (dia e hora), para simplificar a simulação do espectro solar. Para condensar a informação do espectro da irradiância, a energia média do fóton (APE, *Average Photon Energy*), parâmetro que qualifica o espectro em relação a sua energia total e a quantidade de fótons disponíveis pode ser calculada através da Equação 20 (Minemoto et al., 2009). A APE indica como a energia total do espectro está distribuída. Valores altos indicam que o espectro é bastante energético nos comprimentos de onda menores (ou seja, um espectro “mais azul”) e valores baixos indicam que o espectro é bastante energético em comprimentos de onda maiores (ou seja, “mais vermelho”). Moreno-Sáez e Mora-López (2014) desenvolveram um algoritmo para modelagem do espectro solar a partir das relações da APE com o formato da distribuição espectral da irradiância e com variáveis meteorológicas. Primeiramente, foram criados 3 grupos (*clusters*) caracterizados cada um por um formato da distribuição da irradiância espectral normalizada e por faixas de valores de APE. Em seguida, obteve-se uma relação entre o valor da APE e as variáveis meteorológicas utilizando redes neurais. Então, com novos dados ambientais, simula-se o valor da APE e ele é utilizado para determinar o formato da distribuição da irradiância solar. A partir dos 3 formatos do espectro normalizado obtidos, a irradiância espectral é obtida utilizando um fator multiplicador, determinado através da relação das variáveis meteorológicas, o índice de claridade (K_t) e da APE com a energia total do espectro. Fazendo uso dessa

mesma metodologia, Campo-Ávila *et al.* (2019), avaliou diferentes métodos estatísticos para estimação da irradiância espectral, encontrando os menores erros utilizando os modelos de inteligência artificial baseado em árvores de decisão para determinar o formato do espectro e de regressão multilinear para estimar sua energia (fator multiplicador). Torres-Ramírez *et al.* (2015) empregaram metodologia similar, relacionando, em vez da APE, a massa de ar junto com o K_t , encontrando um erro no ajuste do formato do espectro inferior a 5%.

$$APE = \frac{\int E(\lambda)d\lambda}{q \int \Phi(\lambda)d\lambda}, \text{ em que } \phi(\lambda) = \frac{E(\lambda)}{E_{f\acute{o}ton}(\lambda)} \quad (20)$$

Onde: Φ - a densidade do fluxo de fótons ($m^{-2}s^{-1}nm^{-1}$); q - a carga elementar ($1,6 \times 10^{-19}$ J/eV).

3.2 Impacto do espectro solar na geração fotovoltaica

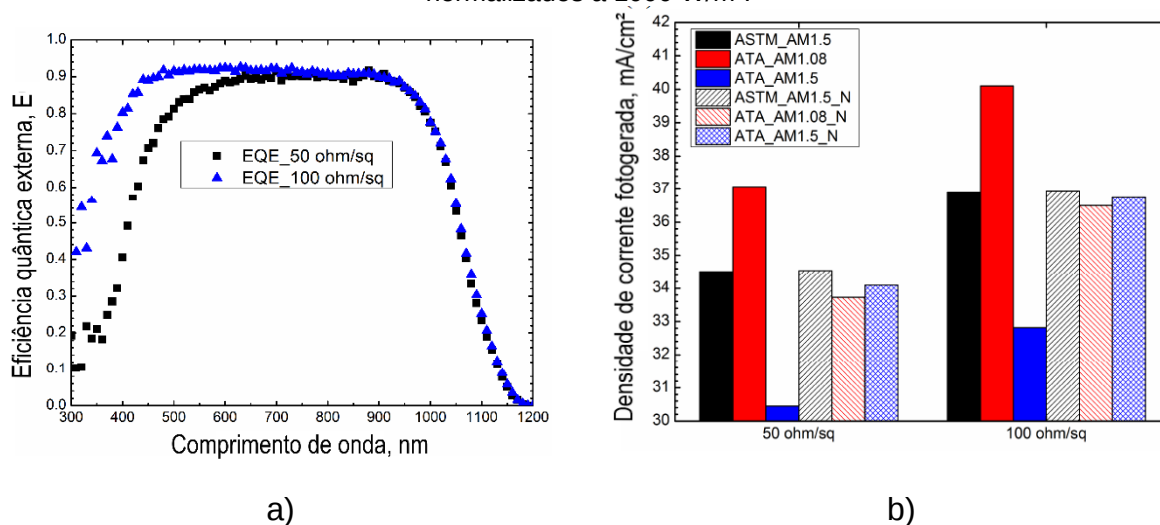
Cada tecnologia fotovoltaica tem uma resposta espectral diferente e, portanto, a absorção do espectro solar ocorre de maneira distinta para cada uma delas. Por isso, o efeito da variação do espectro na geração FV é amplamente estudado na literatura. Em sua maioria, os estudos levam em consideração a diferença entre as gerações sob os espectros locais e o padrão ASTM G173-3.

Marzo *et al.* (2018) utilizaram um longo período de dados de satélite (Giovanni, NASA) e GCM (Era Interim) de profundidade óptica de aerossóis, ozônio, quantidade de água precipitável, umidade relativa do ar e albedo como entrada do software SMARTS para estimar o espectro solar médio local de GHI em toda a extensão do deserto do Atacama para condições de céu claro ao meio dia, levando em consideração os valores representativos da massa de ar (AM 1,08) e ângulo de inclinação ideal para o funcionamento do módulo FV (18°) para essa localidade. Em seus resultados, observou-se que o espectro médio local é 55% mais energético que o padrão. Além disso, a densidade de corrente fotogerada foi calculada empregando os espectros solares padrão e o médio local para 2 módulos de silício monocristalino (m-Si) com 50 Ω/sq e 100 Ω/sq de resistência em folha¹. A eficiência quântica externa

¹ Resistência em folha é uma medida de resistividade de superfície utilizada em semicondutores. Sua unidade é comumente expressa em Ω/sq (ohm por quadrado) (Taherian e Kausar, 2018).

(EQE) medida dos módulos é mostrada na Figura 8-a. Os resultados para a densidade de corrente fotogerada para a faixa de comprimento de onda de 300-1200 nm para os espectros originais e normalizados para 1000 W/m² podem ser observados na Figura 8-b. Nota-se que ao se comparar os espectros originais, o módulo FV submetido ao espectro solar médio local gera um valor significativamente maior do que sob o espectro padrão, já que possui um valor de energia integrada maior. Em relação aos espectros normalizados, ainda há uma diferença na geração e o espectro padrão passa a produzir a maior corrente, apesar de ambos terem energia integrada associada de 1000 W/m². Embora a densidade de corrente fotogerada para os espectros normalizados não diferirem muito, 2,3% e 1,1% para os módulos de 50 Ω/sq e 100 Ω/sq, respectivamente, para uma área maior, essa diferença terá um impacto relevante no total de corrente produzida.

Figura 8 – a) Eficiência quântica externa medida para os módulos m-Si utilizados, e b) Valores de densidade de corrente fotogerada (mA/cm²) para os espectros ASTM G173-3 e médio local originais e normalizados a 1000 W/m².

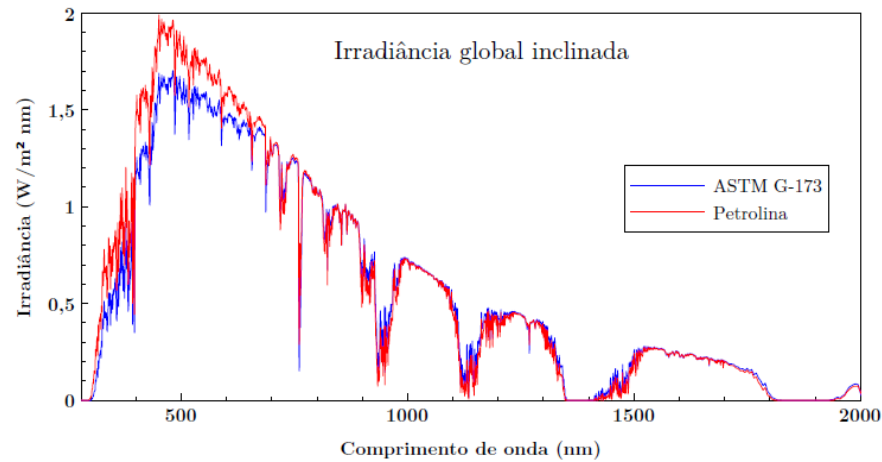


A sigla ATA indica o espectro médio local, os valores 1.5 e 1.08 representam a massa de ar e N indica se foi realizada a normalização do espectro. Fonte: Adaptada de Marzo et al. (2018).

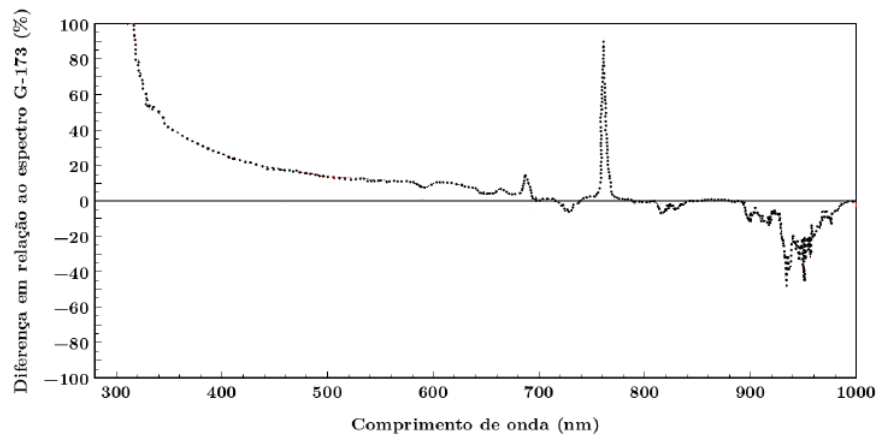
De maneira semelhante, Haag (2012) simulou o espectro médio local para 4 cidades brasileiras, Petrolina (PE), Alta Floresta (MT), Manaus (AM) e Porto Alegre (RS) aplicando no software SMARTS os parâmetros atmosféricos obtidos por dados de satélite (Giovanni, NASA) validados com dados da rede AERONET, que possui estações nas localidades analisadas, medindo AOD, ozônio e quantidade de água precipitável. A Figura 9 mostra o espectro médio local em relação ao padrão ASTM G-173-3 e a diferença relativa entre eles. Pode-se observar que o espectro médio

simulado para Petrolina é mais energético, apresentando uma discrepância mais alta na faixa UV e visível.

Figura 9 – a) Espectros padrão ASTM G-173-3 e local médio simulado para a cidade de Petrolina, e b) A diferença relativa entre eles por comprimento de onda.



a)



b)

Fonte: Adaptada de Haag (2012).

Para calcular o impacto da diferença entre um espectro observado e o padrão ASTM G-173-3 em dispositivos fotovoltaicos, foi definido o fator de descasamento espectral (*Spectral Mismatch Factor*), MM, dado pela Equação 21, encontrada na norma técnica IEC 60904-7 (*Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices*).

$$MM = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)SR(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{ref}(\lambda)SR(\lambda)d\lambda} \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{ref}(\lambda)SR_{ref}(\lambda)d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda)SR_{ref}(\lambda)d\lambda} \quad (21)$$

Onde λ é o comprimento de onda e os subíndices 1 e 2 delimitam seu intervalo de integração; E e E_{ref} são, respectivamente, as irradiâncias espectrais observada e de referência (ASTM G-173-3), e SR e SR_{ref} são as respostas espectrais dos dispositivos fotovoltaicos de interesse e de medição da radiação, respectivamente.

Em geral, a Equação 21 é simplificada, considerando o valor de SR_{ref} unitário para os comprimentos de onda quando o instrumento de medição é o piranômetro, assim o lado direito da Equação 21 se torna uma razão entre as irradiâncias globais integradas observada e de referência, G e G_{ref} , respectivamente, como mostra a Equação 22. Nessa forma o MM passa a ser chamado de Fator Espectral (SF, *Spectral Factor*). Ainda, pode-se aproximar a corrente fotogerada (I_{ph}), obtida como resultado das integrais do lado esquerdo da Equação 22 pela corrente de curto circuito (I_{sc}), obtendo a Equação 23. É comum na literatura que autores se refiram ao MM e ao SF de forma intercambiável.

$$SF = \frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{ref}(\lambda) SR(\lambda) d\lambda} \frac{G_{ref}}{G} \quad (22)$$

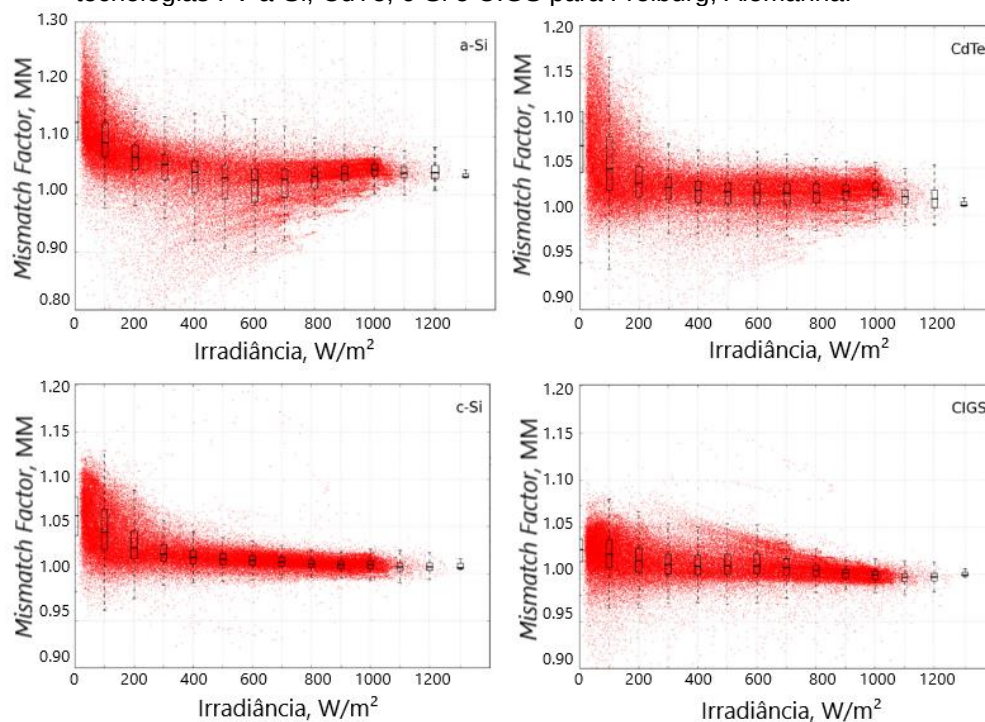
$$SF = \frac{I_{sc}}{I_{sc_{ref}}} \frac{G_{ref}}{G} \quad (23)$$

Valores de SF ou MM maiores que 1 indicam que o espectro local favorece à geração fotovoltaica em relação ao espectro de referência. O contrário ocorre para valores de SF ou MM menores que 1. Por exemplo, para os casos em que os valores de SF são 1,02 e 0,99 tem-se que, para a mesma irradiância integrada, a geração fotovoltaica com o espectro local foi 2% maior, no primeiro caso ($SF = 1,02$), e 1% menor, no segundo caso ($SF = 0,99$), do que com o espectro padrão de certificação. Quando SF ou MM é igual a 1 significa que não há diferença na geração fotovoltaica a partir do espectro local e do espectro de referência.

Dirnberger et al. (2015) calcularam o *mismatch fator* MM para 3 anos de medição de espectro solar na cidade de Freiburg, Alemanha, entre 2010 e 2013, para as tecnologias de c-Si, a-Si, CdTe e CIGS. Os seus resultados estão mostrados na Figura 10. Ao analisar os valores de MM, os autores ressaltaram a importância de considerar a influência do espectro da irradiância solar no desempenho dos módulos

FV em modo operacional, já que valores bastante significativos, na ordem de 10%, foram encontrados para a-Si. Nesse estudo, também foram avaliadas as variações mensais e anuais do *Spectral Factor SF*. A mais expressiva, foi observada para o silício amorfo, com variação mensal de -3% (inverno) a 6% (verão), enquanto que a tecnologia de c-Si não apresentou variações mensais, com um valor médio de SF médio de 1,014 (1,4%). Nofuentes et al. (2017) encontraram variações mais altas de SF para a cidade de Jaén, Espanha, entre -25% a 15% para a-Si e -5% a 5% para c-Si com um ano de medição de irradiância espectral. Para as cidades brasileiras de Assu (RN) e Florianópolis (SC), Braga et al. (2019) obtiveram, respectivamente, variações mensais de SF de 0 a 6% e -2 a 0% para c-Si; e 6 a 10% e 2 a 4% para a nova geração de CdTe. Diversos outros trabalhos foram realizados visando obter o impacto da irradiância espectral nos módulos FV em várias localidades do planeta (Alonso-Abella et al., 2014; Margare et al., 2016; Rodrigo et al., 2019; Chantana et al., 2020). Na Tabela 2 estão reunidos alguns resultados de SF para algumas cidades de forma simplificada.

Figura 10 – Valores Instantâneos de *Mismatch Factor* em função da irradiância integrada para as tecnologias FV a-Si, CdTe, c-Si e CIGS para Freiburg, Alemanha.



Fonte: Adaptada de Dirnberger et al. (2015).

De forma a contemplar diferentes zonas climáticas e ampliar a cobertura especial do SF, Polo et al. (2017) simularam através do SMARTS a média anual do *Spectral Factor* para 124 localidades no planeta para o ano de 2012, utilizando como entrada dados da rede AERONET, dados de satélite (MODIS, NASA) e GCM (MACC, ECMWF). O resultado pode ser observado na Figura 11. Nota-se que a tecnologia de silício cristalino possui pouca variação anual para todas as regiões estudadas, enquanto que o amorfo apresenta mudanças significativas, corroborando os trabalhos citados anteriormente.

Tabela 2 – Variações mensais para o *Spectral Factor* SF para as tecnologias de c-Si, a-Si e CdTe para diversos locais.

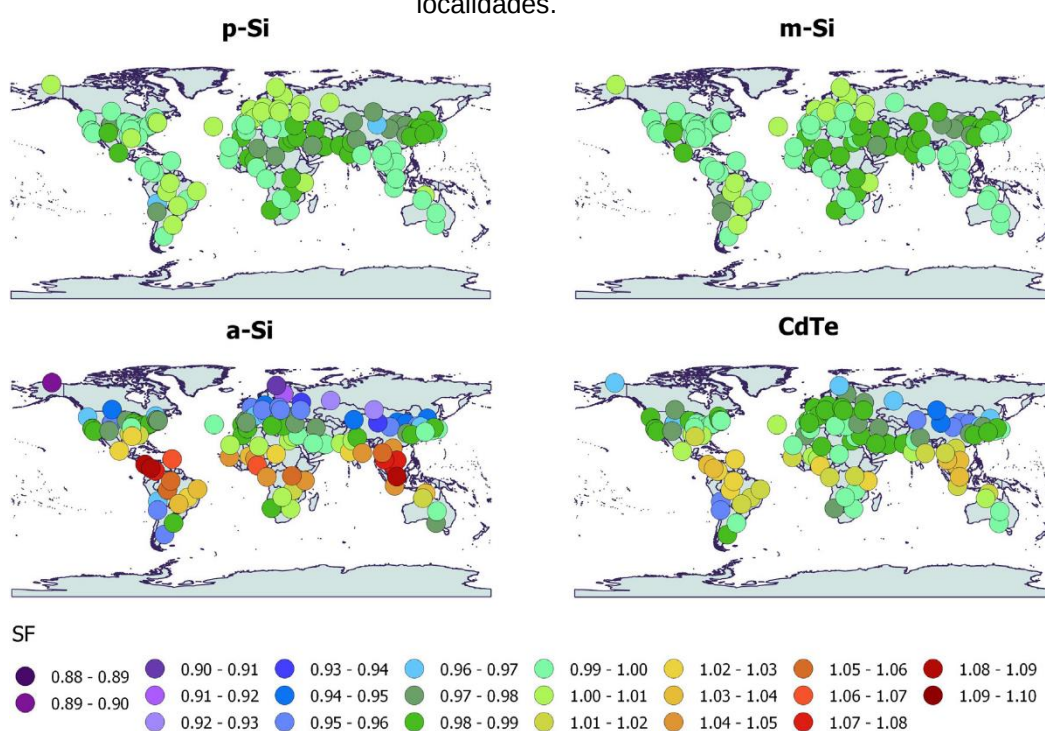
Local	c-Si	a-Si	CdTe	Espectro	Referência
Freiburg, Alemanha	1 a 2%	-3 a 6%	1 a 4%	Medido	Dirnberger et al. (2015)
Jaén, Espanha	-2 a 2%	-25 a 10%	-4 a 4%	Medido	Nofuentes et al. (2017)
Madrid, Espanha	-3 a 3%	-30 a 15%	-6 a 4%	Medido	Nofuentes et al. (2017)
Stuttgart, Alemanha	-2 a 0%	-16 a 4%	-7 a 2%	Simulado	Alonso-Abella et al. (2014)
Tamanrasset, Argélia	-1%	-3 a 6%	-2 a 2%	Simulado	Alonso-Abella et al. (2014)
Gurgaon, Índia	2,6 a 4,5%	-12 a 8,8%	-	Medido	Margare et al. (2016)
Florianópolis, Brasil	-2 a 0%	-	0 a 2%	Medido	Braga et al. (2019)
Assu, Brasil	0 a 6%	-	6 a 10%	Medido	Braga et al. (2019)
Granada, Espanha	0 a 2%	-11 a 1%	-4 a 0%	Medido	Rodrigo et al. (2019)
Kusatsu, Japão	0 a 5%	1 a 8%	-3 a 1%	Medido	Chantana et al. (2020)
Tsukuba, Japão	-10 a 0%	-9 a 8%	-10 a 1%	Medido	Chantana et al. (2020)
Miyazaki, Japão	-10 a 1%	-2 a 4%	-5 a 0%	Medido	Chantana et al. (2020)

Fonte: Própria.

A APE também é um parâmetro bastante usado para avaliação do espectro solar, mostrando superficialmente qual faixa do espectro é mais influente em termos energéticos, fazendo referência a cor azul para espectros com valores altos de APE, e vermelho para espectros com valores mais baixos de APE. Para o espectro de referência ASTM G173-03, integrado na faixa de 350-1050 nm, seu valor é 1,88 eV. Apesar de ser um parâmetro que não depende da tecnologia fotovoltaica, Minemoto et al. (2009) mostraram a relevância da APE para o cálculo do impacto do espectro na geração de energia, validando seus resultados com medidas experimentais. Uma forte relação entre o *mismatch factor* MM e a APE foi exibida nos trabalhos de Chantana et al. (2020) avaliando um ano de medições de espectro solar para 3

idades no Japão e diferentes tecnologias FV. Além dele, há diversos estudos que apontam uma relação entre a APE e o MM, SF ou outro parâmetro de desempenho do módulo, como a relação entre as potências ou eficiências para as condições observada e a padrão STC, normalizada pela irradiância global (Chantana et al., 2017; Cornaro et al., 2013; Ishii et al., 2013; Minemoto et al., 2009; Nofuentes et al., 2017; Norton et al., 2015; Polo et al., 2017; Sirisamphanwong & Ketjoy, 2012; Takeguchi et al., 2021; Tsuji et al., 2018).

Figura 11– Média anual do fator espectral (SF) para diferentes tecnologias fotovoltaicas e diversas localidades.



As cores representam a média do valor médio anual do fator de impacto do espectro. As cores mais próximas dos tons de verde dizem respeito a médias próximas a 1. Fonte: Polo et al. (2017).

Em alguns estudos, foram utilizados modelos estatísticos para simular diretamente o impacto do espectro na geração. Piliouguine et al., 2013 simularam a curva característica (curva do comportamento elétrico, tensão *versus* corrente, de um módulo FV) a partir de métodos baseados em redes neurais tendo como entradas o APE, GHI e a temperatura do módulo FV, obtendo uma melhora significativa em relação à simulação sem utilizar um fator de caracterização do espectro. Peng et al. (2019), através de ajustes polinomiais relacionando o impacto do espectro com a massa de ar e a razão difusa, simulou a corrente de curto circuito (I_{cc}), obtendo erros

baixos até para valores de massa de ar elevados. Modelos empíricos para o cálculo de SF e MM também foram propostos, utilizando como entrada variáveis meteorológicas e atmosféricas. Caballero et al. (2018) fez um ajuste polinomial utilizando a massa de ar de acordo com a tecnologia FV e os valores de AOD e a quantidade de água precipitável para obter o MM.

O *software* de simulação de sistemas fotovoltaicos PVSyst, um dos mais utilizados para o desenvolvimento de projetos FV, considera desprezível o efeito do espectro solar na geração de módulos de c-Si, mas utiliza modelos empíricos baseados no valor de APE em função da massa de ar e do K_c para a simulação da corrente gerada em módulos de a-Si e num ajuste não linear utilizando a massa de ar e a quantidade de água precipitável para simulação do SF para módulos de CdTe, conforme (Lee & Panchula, 2016; PVSYST). O manual do *software* PV*SOL, também muito utilizado para projetos FV, faz menção à influência do espectro solar na geração FV, informando que permite ao usuário a inserção de um coeficiente de perdas médio de 1% referente a desvios do espectro real para o padrão.

A partir da avaliação dos estudos descritos acima, fica evidente que o efeito do espectro solar na geração fotovoltaica deve ser considerado, justificando a inserção de dados de irradiância espectral simulados ou observados para a modelagem da potência de saída de módulos FV. Como medições da irradiância espectral não são acessíveis, pode-se utilizar modelos para simular o espectro solar e seu efeito sobre a geração fotovoltaica.

4 OBJETIVOS

Este trabalho teve como objetivos principais:

- i) Aumentar a acurácia da simulação do espectro da irradiância global horizontal utilizando variáveis meteorológicas mais acessíveis que os parâmetros atmosféricos empregados na modelagem física, estabelecendo uma relação entre um padrão atmosférico caracterizado por essas variáveis meteorológicas e o formato da distribuição espectral de GHI.
- ii) Analisar a influência do espectro solar na geração fotovoltaica através do fator espectral (SF), mostrando sua variabilidade com a distribuição do espectro solar e os padrões atmosféricos.

As hipóteses, então, formuladas para o desenvolvimento desta pesquisa foram:

- 1) A distribuição da irradiância espectral pode ser simulada a partir de um padrão atmosférico definido por variáveis meteorológicas e solarimétricas. Como relatado na Seção 2.1, a distribuição da irradiância espectral é influenciada pela transmitância da atmosfera, que, por sua vez, depende da concentração de gases atmosféricos e aerossóis, da transmitância das nuvens e da massa de ar. Diante disso, foi investigado se a influência dessas variáveis atmosféricas na irradiância espectral poderia ser compreendida analisando apenas as variáveis meteorológicas. Por exemplo, se a atenuação provocada por aerossóis ou nuvens no espectro solar pode ser compreendida por uma relação entre as variáveis de índice de claridade K_t , índice de céu claro K_c e razão difusa K_d , umidade relativa, pressão atmosférica e temperatura do ar.
- 2) Diferentes padrões atmosféricos podem ter uma distribuição distinta de valores de fator espectral e, conseqüentemente, interferirem de forma específica na geração fotovoltaica.

5 INOVAÇÃO

Modelos estatísticos baseados em algoritmos de agrupamentos que utilizam variáveis meteorológicas como entrada para simular o espectro solar também foram

desenvolvidos na literatura conforme descrito na Seção 3.1. Em relação a esses trabalhos, este estudo tem como destaque:

- i) O agrupamento dos formatos da distribuição do espectro solar teve por objetivo identificar padrões atmosféricos de maneira a caracterizar diferentes grupo de espectro, associando-os a diferentes estados atmosféricos (por exemplo, grupo 1 são os momentos de céu claro e baixa massa de ar, grupo 2 são momentos de alta difusa, etc). Diferente dos modelos estatísticos desenvolvidos em Moreno-Sáez e Mora-López (2014), Campo-Ávila et al. (2019), e Torres-Ramírez et al. (2015), o presente trabalho investigou a relação entre as variáveis atmosféricas e o formato do espectro solar, tendo a formação de diferentes padrões atmosféricos como um indicativo do número de grupos criados.
- ii) Os dados utilizados contemplam diferentes tipos de céu, sem restrições para momentos com cobertura de nuvem ou de altos valores de massa de ar, sendo dados medidos para duas localidades distintas (Petrolina, no Brasil, e Almería, na Espanha).

Para a análise do efeito do espectro solar na produção FV, o presente estudo traz como contribuições:

- i) A simulação do fator espectral SF a partir de simulações do espectro solar baseadas no agrupamento de padrões, mostrando a sua variabilidade para diferentes estados atmosféricos.
- ii) Os trabalhos apresentados na Seção 3.2 simulam o fator espectral SF baseados na simulação do espectro (Minemoto et al., 2009; Cornaro et al., 2013; Nofuentes et al., 2014; Sirisamphanwong e Ketjoy, 2012; Chantana et al., 2017; Norton et al., 2015; Ishii et al. 2013; Tsuji et al., 2018; Polo et al., 2017; Takeguchi et al., 2021) ou a partir de variáveis meteorológicas e atmosféricas (Piliougine et al., 2015; Lee et al., 2016; Caballero et al., 2018; Peng et al., 2019), mas não mostram a aplicação do SF em modelos de curva de potência FV. No presente estudo, o SF foi empregado em modelos de geração FV e validado com dados de produção de uma usina FV real em operação.

6 MATERIAIS E MÉTODOS

6.1 Origem dos dados

Foram utilizados no presente trabalho dados observacionais de origem de estações solarimétricas e do sistema de monitoramento da geração elétrica de uma usina fotovoltaica.

Os dados observacionais são oriundos das estações solarimétricas da Plataforma Solar de Petrolina e da Plataforma Solar de Almería. Elas contam com diversos sensores radiométricos e de variáveis meteorológicas, utilizados para monitorar as irradiâncias global e difusa no plano horizontal, irradiância normal direta, temperatura ambiente, pressão atmosférica, umidade relativa do ar, precipitação e velocidade e direção do vento. A Tabela 3 apresenta algumas informações sobre as estações solarimétricas utilizadas neste trabalho. Além disso, ambas estações solarimétricas possuem os espectrorradiômetros EKO MS-711 e MS-712, mostrados na Figura 12 que, combinados, fornecem medições do espectro de GHI na faixa de 300-1700 nm, em um intervalo de 1 nm e com resolução temporal de 1 minuto. Vale ressaltar que medições da irradiância global espectral com essa resolução e com alta frequência são bastantes raras. Apesar de os espectrorradiômetros estarem localizados dentro das estações solarimétricas, as medições do espectro solar são registradas em uma base de dados distinta, vinculada aos softwares WSDisp e WSDac da EKO Instruments.

Segundo a classificação climática de Köppen-Geiger, Petrolina se encontra em uma região com clima do tipo BSw'h', semiárido quente e seco, caracterizado pela escassez e irregularidade das precipitações, possuindo um período de estação seca entre os meses de maio a outubro e outro de estação chuvosa entre os meses de novembro a abril (chuvas no verão). Apresenta uma precipitação pluviométrica média de 567 mm/ano com uma distribuição espacial irregular, temperatura média anual de 26,3 °C e umidade relativa do ar de 58% (Alvares et al., 2013; de Oliveira Silva et al., 2019). Já a Plataforma Solar de Almería está localizada na região do deserto de Tabernas, com baixos índices pluviométricos, com uma média de 182 dias de céu claro por ano. O clima na região de Tabernas é classificado como BWk semiárido com grandes oscilações de temperatura diária, verões quentes e secos e invernos com temperaturas baixas. A cidade de Tabernas possui médias anuais para temperatura

de 17,3 °C, para a umidade relativa do ar de 55% e para precipitação pluviométrica de 305 mm (CLIMATE DATA).

Tabela 3 – Informações sobre as estações solarimétricas utilizadas neste estudo.

Estação solarimétrica	Plataforma Solar de Petrolina	Plataforma Solar de Almería
Local	Petrolina, Pernambuco, Brasil.	Tabernas, Almería, Espanha.
Coordenadas geográficas	9,106961° Sul; 40,441944° Oeste	37,097005° Norte; 2,364750° Oeste
Altitude	387 m	505 m
Instrumentos de medição da irradiância	- GHI e DHI: piranômetros EKO MS-80; - DNI: pireliômetro EKO MS-57; - Sistema de rastreamento DNI e DHI: EKO STR-22G; - Espectrorradiômetro: EKO MS-711 e MS-712.	- GHI e DHI: piranômetros Kipp & Zonnen CM21 e CM11; - DHI: pireliômetros Kipp & Zonnen CH1, CHP1 e Eppley Labs. NIP; - Sistema de rastreamento DNI e DHI: Kipp & Zonnen 2AP; - Espectrorradiômetro: EKO MS-711 e MS-712
Instrumentos de medição de outras variáveis meteorológicas	- Temperatura ambiente e umidade relativa: termohigrômetro Delta Ohm HD9009-TRR; - Pressão atmosférica: barômetro Delta Ohm HD4V8T BARO. - Precipitação: pluviômetro de balsa Delta Ohm HD2013; - Velocidade do vento: anemômetro Barani Design Tech MeteoWind 2.	- Temperatura ambiente e umidade relativa: Thies DL16; - Pressão atmosférica: barômetro Thies DL16. - Precipitação: pluviômetro Young 52203; - Velocidade do vento: anemômetro Herter Instruments.
Sistema de aquisição de dados	Datalogger Campbell Scientific CRX1000X	Datalogger Thies DL16
Período das medições	Setembro de 2018 a dezembro de 2021	Março de 2018 a dezembro 2019

Fonte: própria.

Os dados dos solarímetros e as variáveis meteorológicas passaram por um procedimento de garantia de qualidade descrito em Petribú et al. (2017) e Miranda et al. (2022), que aplica aos dados de radiação a metodologia da BSRN (*Baseline Solar Radiation Network*) com alguns ajustes assumindo parâmetros regionais típicos da região do semiárido nordestino não caracterizados na metodologia de âmbito global utilizada na BSRN. Para todas as variáveis avaliadas, também se utilizam técnicas estatísticas. Além disso, são empregados testes globais que avaliam as séries

temporais como um todo a partir dos seus registros temporais (*timestamps*). Os dados para o período noturno foram desconsiderados.

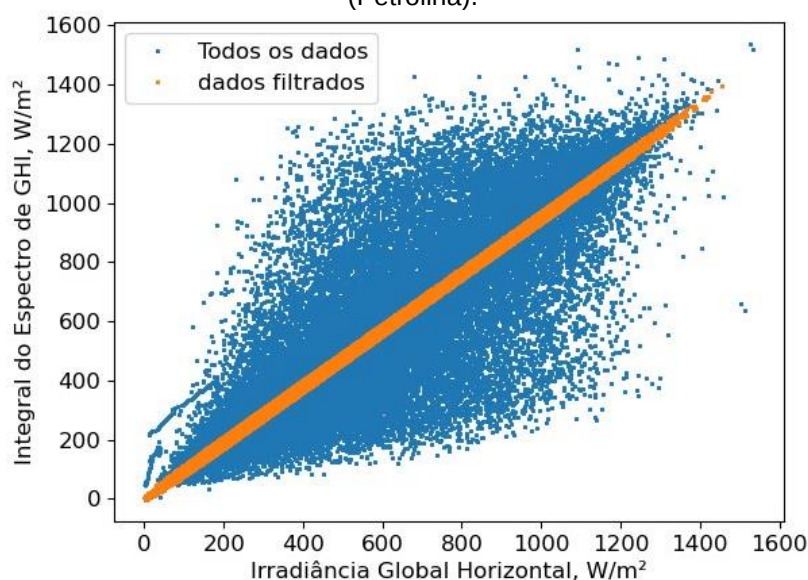
Figura 12 – Espectrorradiômetros EKO MS-711 (à esquerda) e EKO MS-712 (à direita) da Plataforma Solar de Petrolina.



Em relação aos dados do espectro de GHI, o procedimento de qualidade consistiu em dois tipos de testes: i) avaliação dos registros temporais para detecção de *timestamps* repetidos ou anômalos; e ii) comparação com os valores de GHI (*broadband*) medidos pelos piranômetros térmicos da estação solarimétrica. Apesar de possuírem o mesmo intervalo (1 minuto), os dados dos espectrorradiômetros e dos piranômetros são obtidos de formas distintas. Enquanto o espectrorradiômetro realiza medições “instantâneas” a cada minuto, os dados coletados dos piranômetros representam a média dentro de um minuto de valores medidos de irradiância com taxa de amostragem de 1 Hz. Como a irradiância pode apresentar variações abruptas e expressivas dentro deste intervalo, os valores médios obtidos para irradiância por vezes podem não corresponder aos valores instantâneos medidos pelo espectrorradiômetro para o mesmo *timestamp*. Por isso, neste trabalho, foram rechaçados os dados para os momentos de descasamento entre as medições da irradiância fornecida pelos piranômetros e a integral do espectro. Apesar de a medida do piranômetro ser referente à faixa de 285-3000 nm, pode-se considerar que a maior parte da energia contida no espectro solar está dentro da faixa de medição do espectrorradiômetro (300-1700 nm). Foram considerados momentos de descasamento aqueles em que o módulo da diferença entre os valores de GHI obtidos pelos piranômetros e a integral do espectro fossem superiores a 20 W/m², valor adotado com base na diferença entre a integral do espectro ASTM G173-03 de 280-

4000 nm para a integral de 300-1700 nm (medida do espectrorradiômetro). A Figura 13 mostra a dispersão entre os valores de GHI obtidos pelo piranômetro e pela integral do espectro, destacando em laranja as medições que foram utilizadas neste estudo (dados filtrados). Em torno de 38 % dos dados foram rejeitados com a aplicação desse filtro. Também foram desconsiderados os momentos com valores muito baixos de irradiância, inferiores a 50 W/m².

Figura 13 - Dispersão entre os valores de GHI obtidos pelo piranômetro e pela integral do espectro (Petrolina).



No gráfico, 62 % dos dados estão contidos nos pontos laranjas. Fonte: própria.

Em relação aos dados de monitoramento e geração elétrica de uma planta FV, eles foram obtidos através do sistema supervisorio da usina FV da Plataforma Solar de Petrolina através da ferramenta SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). A planta FV possui 7600 módulos FV de silício policristalino modelo CS6U 330P da Canadian Solar, totalizando 2,5 MW de potência nominal. Os módulos estão orientados para o norte com inclinação de 15°. A Figura 14 mostra parte do manual do módulo contendo suas especificações. A planta base é formada por dois eletrocentros, cada um com dois inversores. Para o presente estudo, foram utilizadas as variáveis de potência de entrada dos inversores e da irradiância no plano dos módulos FV (POA) provenientes do sistema SCADA.

Para o procedimento de qualidade da irradiância no plano do coletor, foram feitas adaptações nos testes aplicados a GHI, como a utilização de um índice de claridade para o plano inclinado, empregando o ângulo de incidência da radiação no

plano do coletor (θ) ao invés do ângulo de zenital (θ_z). Para a potência elétrica, devido a sua forte dependência com a irradiância, também foram empregados testes de qualidade adaptados de GHI para os limites físicos possíveis. Além disso, foi aplicado um teste que avaliou zeros isolados nas medidas elétricas associadas ao inversor, ocasionados por falhas no sistema de aquisição de dados. Todas as variáveis do sistema SCADA também foram submetidas a testes globais para análise da série temporal.

Figura 14 - Dados elétricos do módulo FV da Plataforma Solar de Petrolina, modelo 330P.

DADOS ELÉTRICOS/STC*				
CS6U	315P	320P	325P	330P
Potência nominal máx. (P _{máx})	315 W	320 W	325 W	330 W
Tensão operacional ideal (V _{mp})	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C			
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)			
Desempenho do módulo contra incêndio	TIPO 1 (UL 1703) ou CLASSE C (IEC 61730)			
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A			
Classificação da aplicação	Classe A			
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W			

* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m², espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.

Fonte: Canadian Solar.

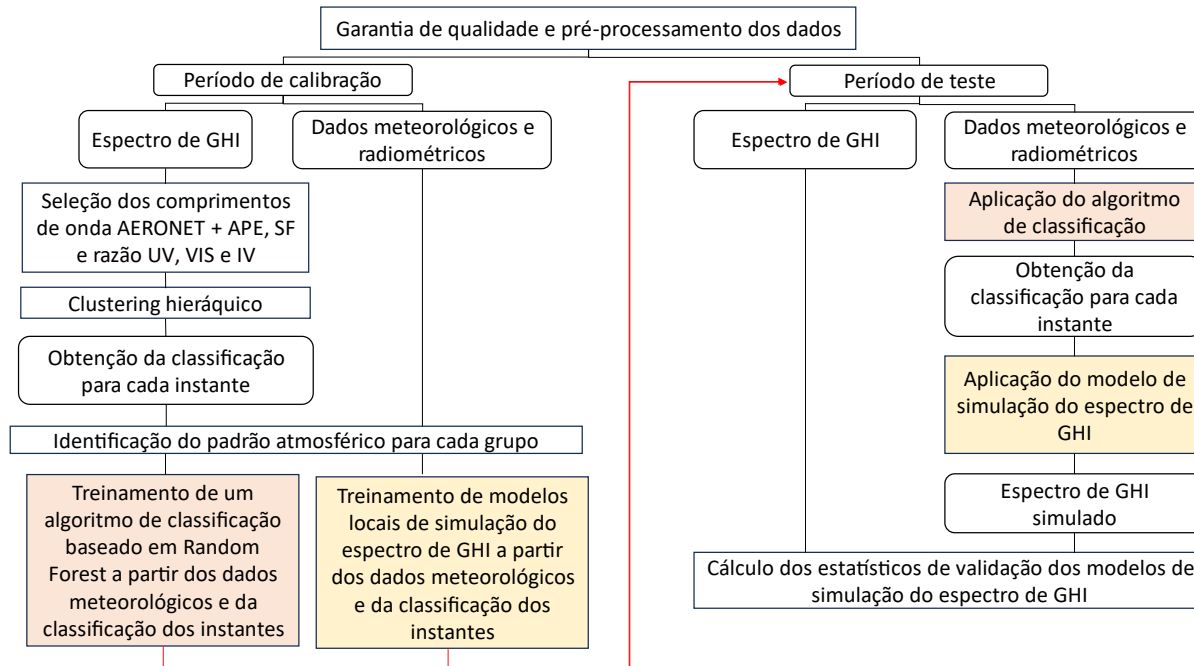
Adicionalmente, a plataforma CAMS (*Copernicus Atmosphere Monitoring Service*) do centro de europeu de previsões meteorológicas de médio prazo ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*) foi utilizada para obtenção de parâmetros atmosféricos, como profundidade óptica de aerossóis e concentração de ozônio, de vapor d'água e de gases atmosféricos. As simulações da plataforma CAMS têm como base um modelo simplificado de transferência radiativa da atmosfera, o Heliosat, que faz uso de imagens do satélite METEOSAT (Qu et al., 2017). Além dos parâmetros atmosféricos, a partir da plataforma CAMS também foram obtidas simulações para GHI em condições de céu claro, com base no modelo McClear (Lefèvre et al., 2013).

6.2 Modelagem da irradiância espectral

A metodologia geral da modelagem da irradiância espectral baseada na identificação de padrões atmosféricos está mostrada de forma simplificada no diagrama de blocos apresentado na Figura 15.

Inicialmente, os dados são submetidos ao processo de garantia de qualidade, descrito na Seção 6.1, seguido por um procedimento de pré-processamento, que consiste nas etapas de sincronização de diferentes bases de dados (estações solarimétricas e espectrorradiômetros), na amostragem dos dados e na separação dos períodos de calibração (treinamento) e validação (teste) dos modelos. A amostragem é um procedimento de seleção de um subconjunto (amostra) do conjunto total de dados (população) que possa representar toda a série. Ela foi necessária para reduzir o esforço computacional requerido no treinamento da modelagem do espectro de GHI devido à grande quantidade de dados disponíveis.

Figura 15 – Diagrama de blocos da metodologia da modelagem do espectro de GHI baseada na identificação de padrões atmosféricos.



Para o treinamento dos modelos, foram utilizadas 50000 medições do espectro no total, 25000 de cada localidade. A quantidade restante dos dados foi usada para validação da modelagem do espectro de GHI. A separação dos dados em períodos de calibração e teste foi realizada pela técnica de embaralhamento aleatório

(*shuffling*). A amostra de dados utilizada para o período de treinamento foi comparada com o total de dados disponíveis com o objetivo de avaliar se a amostra conseguiu preservar as mesmas características que a população. Para isso, foram obtidos histogramas das variáveis de massa de ar, GHI, DNI, DHI, K_c , K_d , umidade relativa, temperatura ambiente, APE, SF (p-Si e CdTe) e as proporções das energias UV, VIS e IV no espectro medido. Foi verificado que a amostra obteve distribuições semelhantes ao da população com respeito às variáveis analisadas. A técnica descrita possibilitou o treinamento da modelagem do espectro com uma amostra representativa dos dados e com uma redução no esforço computacional requerido.

No período de calibração, foi aplicada uma técnica de agrupamento (*clustering*) aos dados do espectro de GHI. Também com o intuito de reduzir o esforço computacional, dos 1401 comprimentos de onda disponíveis, foram selecionados apenas os valores de irradiância para 16 deles como entrada do procedimento de *clustering*, são eles: 340, 380, 440, 500, 555, 664, 675, 681, 750, 777, 870, 937, 997, 1020, 1240, 1640 nm. Esses comprimentos de onda foram escolhidos pois são os utilizados para medição da profundidade óptica de aerossóis e concentração de vapor de água na atmosfera a partir de fotômetros solares, como os utilizados na rede AERONET. Para evitar que as variáveis de maior grandeza sejam mais influentes no treinamento do algoritmo de *clustering*, os valores das irradiâncias para os comprimentos de ondas selecionados foram padronizados, tornando suas médias iguais a zero e os desvios padrões iguais a 1. Além disso, como entrada para o algoritmo de *clustering*, também foram empregadas variáveis obtidas a partir do espectro solar: o APE, os fatores espectrais (SF) para c-Si e CdTe e as proporções de energia das faixas UV, VIS e IV no espectro. A técnica de agrupamento utilizada foi o *clustering* hierárquico aglomerativo. Neste método, cada observação é considerada inicialmente um grupo que, a cada iteração, vai se aglomerando com outro até atingir o número de grupos pré-definido pelo usuário (Garcia-Gutierrez et al., 2022). Como critério empregado para aglomerar grupos, foi utilizado o mínimo aumento na variância interna de um grupo ao se agregar mais um elemento, método conhecido como *Ward*.

Como saída do algoritmo de agrupamento, tem-se a classificação de cada instante em um grupo, através de uma variável categórica. A partir dessa classificação, cada grupo foi caracterizado de acordo com variáveis meteorológicas e parâmetros da geometria solar. Para isso, foram obtidas as distribuições e a média de

cada uma das variáveis meteorológicas para cada um dos grupos formados com o intuito de verificar se uma condição meteorológica específica define um formato particular na distribuição espectral da irradiância solar, ou seja, se um determinado padrão atmosférico está associado a um grupo de espectros formado.

Além da caracterização dos grupos, com a saída do algoritmo de agrupamento no período de calibração foram realizados dois procedimentos:

- 1) Treinamento de um algoritmo de classificação baseado na técnica de *random forest*, que combina várias árvores de decisão formadas por subconjuntos das variáveis de entrada, utilizando diversas amostragens do conjunto de dados para seu treinamento (Liu & Sun, 2019). O *random forest* é uma técnica supervisionada, ou seja, requer o conhecimento prévio da classificação de cada observação do conjunto de treinamento. Como entrada para o algoritmo de *random forest*, foram utilizadas as variáveis GHI, DNI, DHI, temperatura ambiente, umidade relativa, pressão atmosférica, precipitação, o índice de céu claro K_c , a razão difusa K_d , a transmitância da radiação direta K_b , o índice de claridade K_t e massa de ar. A variável categórica que indica a qual grupo cada instante pertence foi usada como variável “alvo”. O objetivo desse procedimento foi obter um algoritmo que relacione conjuntos de estados atmosféricos aos grupos formados pelos diferentes formatos da distribuição do espectro solar. A partir dele, pode-se realizar uma associação a um formato de espectro de GHI específico utilizando somente variáveis meteorológicas.
- 2) Treinamento de modelos de simulação do espectro de GHI especializados em cada grupo (modelos locais), utilizando a técnica de regressão multilinear (MLR), que obtém pelo método dos mínimos quadrados uma relação linear entre as variáveis regressoras e a variável “alvo” (Perruci, 2018). Como entrada para a simulação do espectro de GHI, também foram empregadas as variáveis GHI, DNI, DHI, temperatura ambiente, umidade relativa, pressão atmosférica, precipitação, o índice de céu claro K_c , a razão difusa K_d , a transmitância da radiação direta K_b , o índice de claridade K_t e massa de ar. Os parâmetros da regressão foram ajustados para cada comprimento de onda.

No período de teste do modelo, primeiramente aplicou-se o algoritmo de classificação ao conjunto de variáveis meteorológicas para se obter o grupo de cada

instante. Após isso, de acordo com cada grupo, o modelo local de MLR foi empregado para a obtenção do espectro simulado de GHI. Para o período de teste, os valores observacionais do espectro de GHI foram utilizados somente para a validação do modelo, que se deu através do cálculo dos seguintes parâmetros estatísticos: i) raiz do erro quadrático médio (RMSE); ii) RMSE normalizado pela média da observação (nRMSE), iii) correlação de Pearson (COR); iv) razão entre os desvios padrões da simulação e da observação (STDr); e v) viés (bias).

A definição da quantidade de grupos de espectro de GHI que seriam utilizados foi parte fundamental da metodologia deste trabalho. Para isso, todo o procedimento aqui descrito foi realizado utilizando uma quantidade de grupos de espectro de GHI variando de 2 a 15 e os resultados obtidos foram comparados. A quantidade de grupos formados foi analisada pelos seguintes critérios: i) se um novo grupo formado tem uma tendência significativa de ser caracterizado por uma determinada condição meteorológica; ii) se a criação de um novo grupo possibilitou a melhoria na simulação do espectro de GHI; e iii) através de métricas estatísticas de validação de agrupamentos de dados.

A validação do agrupamento de dados foi realizada a partir do índice Calinski-Harabasz (CH), que é uma razão entre as características de coesão dentro dos grupos e de separação entre grupos. A coesão avalia a similaridade de um ponto em relação aos outros pontos do mesmo grupo, obtida através do cálculo das distâncias do ponto para o centroide do grupo. A separação relaciona as distâncias dos centroides dos grupos para o centroide global dos dados. O cálculo do índice CH é mostrado na Equação 24 (Wang & Xu, 2019). O índice CH foi utilizado pois possibilita a avaliação do agrupamento quando não se tem previamente uma classificação definida para o período de teste, como é o caso dos dados utilizados neste trabalho.

$$CH = \frac{\left[\frac{\sum_{k=1}^K n_k ||c_k - c||^2}{(K - 1)} \right]}{\left[\frac{\sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{n_k} ||d_i - c_k||^2}{(N - K)} \right]} \quad (24)$$

Onde: d - pontos do conjunto de dados; c - centroide central; c_k - centroide do k-ésimo grupo; n_k - número de pontos dentro do k-ésimo grupo; N - número total de

pontos; K - número total de grupos; e o operador || diz respeito à distância euclidiana entre dois pontos.

6.3 Modelos de referência de simulação do espectro solar

Para comparar os resultados da simulação do espectro de GHI obtidos pela metodologia aqui proposta, foram utilizados como referência o modelo de abordagem física SMARTS e um modelo estatístico baseado em regressão multilinear.

A simulação da irradiância espectral realizada através do modelo SMARTS teve como entrada parâmetros atmosféricos e informações sobre local e data. Na Tabela 4, encontram-se as principais variáveis de entrada utilizadas neste trabalho para a simulação do espectro com o SMARTS.

A programação do SMARTS, porém, permite apenas a simulação do espectro solar de céu claro. Por isso, a análise do modelos físico ficou restrita apenas a momentos de céu claro, que foram detectados utilizando o algoritmo Bright-Sun (Bright et al., 2020). Um total de 10147 e 110000 momentos de céu claro foram detectados para Petrolina e Almería, respectivamente.

Tabela 4– Principais variáveis de entrada do SMARTS e sua origem.

Principais variáveis de entrada do SMARTS	Fonte
Pressão atmosférica, temperatura ambiente, umidade relativa do ar e temperatura média do dia.	Estação solarimétrica da Plataforma Solar de Petrolina.
Quantidade de água precipitável, concentração de ozônio e profundidade óptica de aerossóis a 550 nm.	Plataforma CAMS.
Concentração de CO ₂ (381 ppmv).	Valor estimado em Haag (2012).
Concentração de gases (" <i>light polluted</i> "), irradiância espectral extraterrestre (índice 0), modelo de aerossóis (" <i>S&F_URBAN</i> "), albedo (" <i>Light soil</i> ").	Modelos predefinidos na configuração interna do <i>software</i> SMARTS.
Estação do ano, correção da distância Sol-Terra e ângulo zenital.	Calculados a partir da data com as equações da geometria solar.

O espectro simulado pelo SMARTS está compreendido na faixa de 280-4000 nm com resolução variável ao longo dos comprimentos de onda, 0,5 nm para a faixa de 280-400 nm, 1 nm para a faixa de 400-1700 nm, e 5 nm para a faixa de 1700-4000 nm.

Os espectrorradiômetros (MS-711 e MS-712) possuem resolução de 6,5 nm, que é diferente da saída do SMARTS descrita anteriormente. Apesar de os dados observacionais terem um intervalo de 1 nm, a medição de um dado comprimento de onda também leva em consideração as medições da irradiância nos comprimentos de

onda vizinhos, de acordo com a resolução do instrumento (Xue et al., 2021). Por isso, foi aplicado um filtro gaussiano nos espectros simulados pelo SMARTS, utilizando como parâmetro de largura completa na metade do máximo (FWHM, do inglês, *Full Width at Half Maximum*) o valor de 6,5 nm. As Equações 25 a 28 descrevem o procedimento realizado para aplicar o filtro gaussiano (Gueymard, 2001). A Figura 16 mostra um exemplo da irradiância espectral simulada pelo SMARTS com e sem a aplicação do filtro gaussiano.

$$W(\lambda) = \exp \left[-\frac{(\lambda - \lambda_c)^2}{2\sigma^2} \right] \quad (25)$$

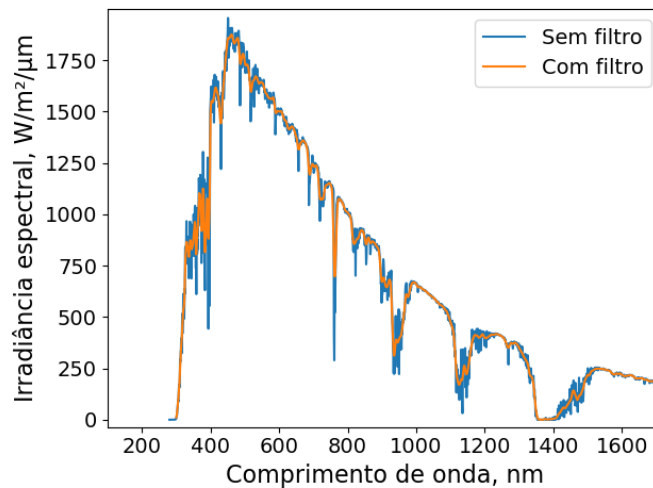
$$\sigma = FWHM \cdot (8 \ln(2))^{-0,5} \cong 2,76 \quad (26)$$

$$\bar{X}(\lambda) = \frac{\sum_{\lambda_c - \Delta\lambda}^{\lambda_c + \Delta\lambda} W(\lambda) X(\lambda)}{\sum_{\lambda_c - \Delta\lambda}^{\lambda_c + \Delta\lambda} W(\lambda)} \quad (27)$$

$$\Delta\lambda = \frac{FWHM}{d\lambda} + 3 \quad (28)$$

Onde λ - comprimento de onda; λ_c - comprimento de onda onde ocorre o pico da irradiância; $d\lambda$ - intervalo entre dois comprimentos de onda consecutivos (neste caso, 1 nm); $W(\lambda)$ - operador do filtro gaussiano para o comprimento de onda λ ; $X(\lambda)$ - valor da irradiância para o comprimento de onda λ ; $\bar{X}(\lambda)$ - valor da irradiância para o comprimento de onda λ após aplicação do filtro.

Figura 16 - Irradiância espectral simulada pelo SMARTS com e sem a aplicação do filtro gaussiano.



Após a aplicação do filtro gaussiano, foi realizada a sincronização dos comprimentos de onda dos espectros simulados com a observação, selecionando das simulações somente os valores para os comprimentos de onda entre 300 nm a 1700 nm em um intervalo de 1 nm.

Em relação ao modelo de referência de abordagem estatística, foi utilizada a técnica de regressão multilinear com as mesmas variáveis meteorológicas e solarimétricas empregadas no modelo proposto por este trabalho, GHI, DNI, DHI, temperatura ambiente, umidade relativa, pressão atmosférica, precipitação, o índice de céu claro K_c , a razão difusa K_d , a transmitância da radiação direta K_b , o índice de claridade K_t e massa de ar. Porém, utilizando toda a base de dados para o treinamento sem separação de grupos. O ajuste dos parâmetros da regressão foi realizado de forma distinta para cada comprimento de onda. Diferente do modelo proposto neste trabalho que é formado por um conjunto de modelos locais, treinados, cada um, para um grupo específico de distribuição espectral. O desenvolvimento desse modelo de referência teve por objetivo avaliar se treinar modelos estatísticos para distintos padrões atmosféricos poderia melhorar a simulação do espectro solar.

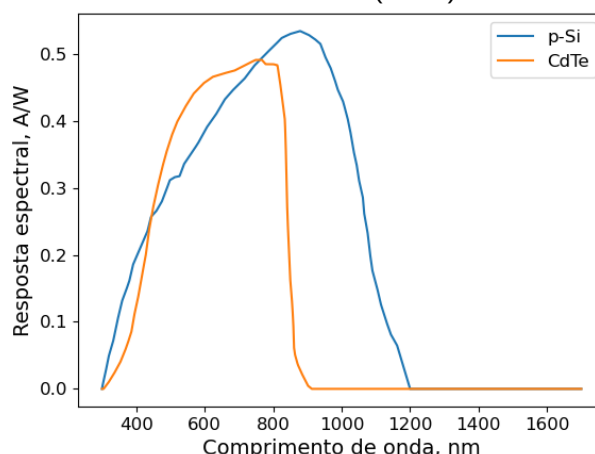
6.4 Análise do impacto do espectro na geração fotovoltaica

A variável utilizada para avaliar o impacto do espectro na geração fotovoltaica foi o fator espectral, SF, definido na Equação 22 da Seção 3.2. Duas tecnologias fotovoltaicas foram consideradas para o cálculo do SF, o silício policristalino (p-Si) e telureto de cádmio (CdTe), ambas tecnologias de módulos comerciais. Os módulos da usina fotovoltaica da Plataforma Solar de Petrolina são de p-Si. A Figura 17 mostra a curva da resposta espectral utilizada para o cálculo do SF para essas duas tecnologias.

Os valores de SF foram calculados para os espectros de GHI observados e suas variabilidades diária e ao longo de todo período de dados foram analisadas através de histogramas e gráficos de diagrama de caixa (*boxplot*). A variabilidade do SF também foi analisada para cada grupo de padrão atmosférico formado.

Além disso, os valores de SF também foram calculados a partir dos espectros de GHI simulados e comparados com os obtidos através das observações.

Figura 17 – Curvas da resposta espectral das tecnologias fotovoltaicas de silício policristalino (p-Si) e telureto de cádmio (CdTe).



Fonte: Adaptada de Diniz et al. (2022)

Dados da geração da planta FV foram confrontados com o SF obtidos para p-Si com o objetivo de avaliar se há uma tendência na produção de energia da planta FV com a mudança no SF. Porém, o SF é calculado para o espectro no plano horizontal e os módulos da usina estão orientados ao norte com uma inclinação de 15°. Por isso, o espectro medido no espectrorradiômetro não é o mesmo que o espectro incidente no plano dos módulos, representando uma limitação desta análise.

Como uma maneira de mitigar essa limitação, a geração FV da usina foi simulada através de vários modelos, alguns com abordagem semiempírica e outros puramente estatísticos, considerando diversos parâmetros de entrada, como temperatura ambiente (T_{amb}), irradiância no plano do coletor (I_{POA}), velocidade do vento (V_w), ângulo de incidência da radiação no plano do coletor (θ) e fator espectral (SF).

Os modelos puramente empíricos tiveram como base diferentes técnicas estatísticas para simular a potência da usina FV. Foram elaborados modelos empíricos baseados nas técnicas de regressão multilinear e regressão por *Random Forest*, empregando diferentes conjuntos de variáveis de entrada, como mostra a Tabela 5. Para o treinamento dos modelos físicos, foi levado em consideração os grupos formados a partir da metodologia apresentada na Seção 6.2.

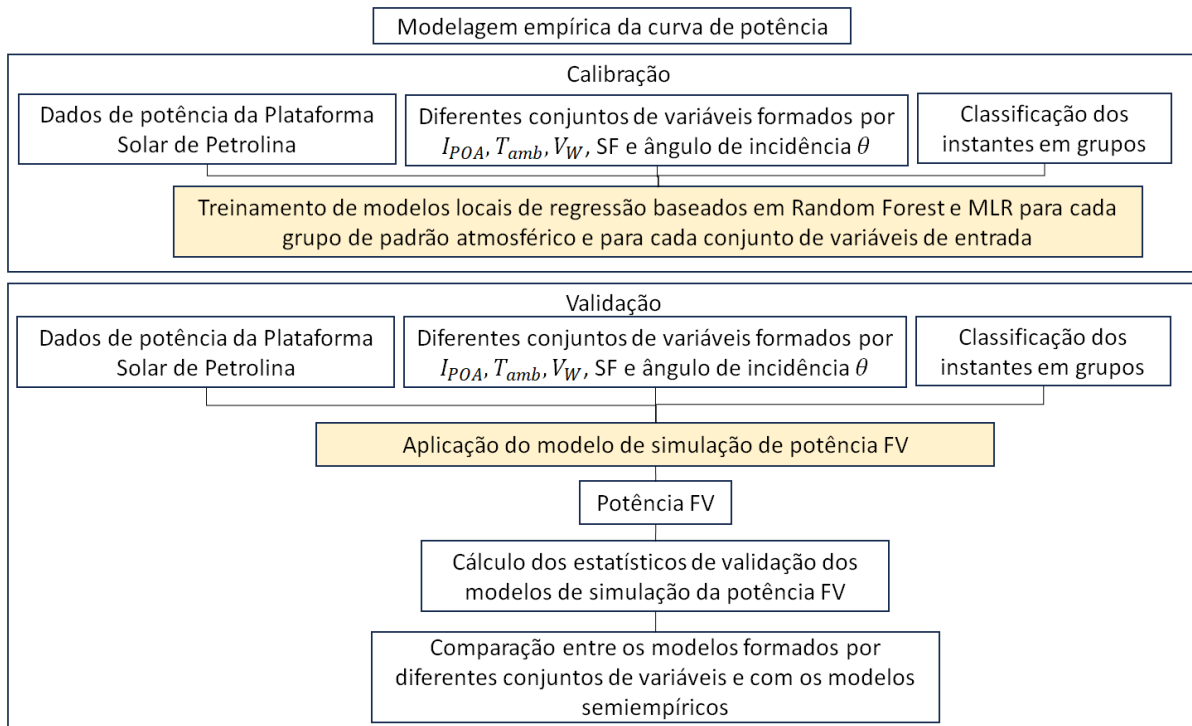
Como alvo dos modelos, foi utilizada a potência de entrada dos inversores da Plataforma Solar de Petrolina, em corrente contínua (DC), cujo valor nominal varia de 652,08 a 601,92 kW, a depender da quantidade de módulos associados ao inversor.

Tabela 5 – Conjuntos de variáveis de entrada empregados na simulação por modelos estatísticos da potência FV da Plataforma Solar de Petrolina.

Variáveis de entrada	
Conjunto 1	I_{POA} , T_{amb} e V_W
Conjunto 2	I_{POA} , T_{amb} , V_W , SF e ângulo de incidência θ
Conjunto 3	I_{POA} , T_{amb} , V_W , e SF
Conjunto 4	I_{POA} , T_{amb} , V_W e ângulo de incidência θ

A Figura 18 apresenta a metodologia aplicada para os modelos de curva de potência empíricos.

Figura 18 – Esquema da metodologia dos modelos de curva de potência empíricos.



Os modelos semiempíricos são baseados na translação da curva de potência de módulos FV, como mostra a Equação 29 (Furtado, 2023)

$$P_{MOD} = \frac{I_{POA}}{I_{STC}} P_{STC} [1 + \gamma (T_{op} - T_{STC})] \quad (29)$$

Onde P_{MOD} é a potência de saída do módulo FV, γ é o coeficiente de variação da potência com a temperatura e os parâmetros de entrada do modelo são a

irradiância no plano do coletor (I_{POA}) e a temperatura de operação do módulo FV (T_{op}). A potência do módulo nas condições STC (P_{STC}) é 330 W. A variável I_{POA} é medida através de módulos de referência da planta FV de Petrolina que se encontram na mesma inclinação e orientação dos módulos FV em operação. Contudo, a temperatura de operação precisa ser simulada. Diversos modelos foram aplicados para este fim, e eles estão descritos na Tabela 6. Em Furtado (2023) pode-se encontrar uma análise mais detalhada do uso desses modelos para a Plataforma Solar de Petrolina.

Para os modelos de curva de potência semiempíricos, foi considerado também um percentual de perdas global (f_{perdas}) de 0,93, que envolve alguns processos de redução de potência aos quais os módulos estão sujeitos durante sua operação, como sujidade, descasamento entre módulos, perdas por cabeamento, degradação, etc (Furtado, 2023; Ramos et al., 2022). Além disso, a potência de saída do sistema FV deve levar em consideração o número de módulos total ($n_{módulos}$). A Equação 30 mostra a potência de saída do sistema FV (P_{DC}).

$$P_{DC} = f_{perdas} n_{módulos} P_{MOD} \quad (30)$$

Os modelos semiempíricos foram utilizados como referência para comparar os resultados obtidos com os modelos estatísticos que empregam o SF como variável de entrada.

Tabela 6 – Modelos para obtenção da temperatura de operação do módulo FV.

Modelo de temperatura de operação do módulo FV	Equação
NOTC (IEC, 2005)	$T_{op} = T_{amb} + \frac{I_{POA}}{I_{NOCT}} (T_{NOCT} - 20)$
Ross (Ross, 1976)	$T_{op} = T_{amb} + k_{ross} I_{POA}$ $k = 0,028$ (parâmetro do modelo de Ross para módulos FV instalados em solo)
Skoplaki (Skoplaki et al., 2008)	$h_w = 8,91 + 2V_w$ $T_{op} = \frac{T_{amb} + \left(\frac{I_{POA}}{I_{NOCT}}\right) \frac{h_{wNOCT}}{h_w} (T_{NOCT} - T_{ambNOCT}) \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau\alpha} (1 + \beta T_{STC})\right]}{1 - \frac{\beta\eta_{STC}}{\tau\alpha} \left(\frac{I_{POA}}{I_{NOCT}}\right) \frac{h_{wNOCT}}{h_w} (T_{NOCT} - T_{ambNOCT})}$

	$h_{W_{NOCT}} = 10,91 \text{ W/m}^2\text{K}$ (velocidade do vento na condição NOCT é 1 m/s)
King (King, 1997)	$T_{op} = T_{amb} + \frac{I_{POA}}{I_{STC}} (0,0712V_W^2 - 2,411V_W + 32,96)$
Sandia (King et al., 2004)	$T_m = I_{POA} \exp(a + bV_W) + T_{amb}$ $T_{op} = T_m + \frac{I_{POA}}{I_{STC}} \Delta T$ $a = -3,56$, $b = -0,0750$ e $\Delta T = 3$ (parâmetros do modelo Sandia para sistemas FV instalados em solo com módulos do tipo vidro/célula/polímero)
Mattei (Matteiet al., 2006)	$U_{PV} = 26,6 + 2,3V_W$ $T_{op} = \frac{U_{PV}T_{amb} + I_{POA}(\tau\alpha - \eta_{STC} - \beta\eta_{STC}T_{STC})}{U_{PV} - \beta\eta_{STC}I_{POA}}$
Faiman (Faiman, 2008)	$T_{op} = T_{amb} + \frac{I_{POA}}{U_C + U_V V_W}$ $U_C = 29 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ e $U_V = 0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ (parâmetros do modelo de Faiman para sistemas instalados em solo)
PVSyst (Faiman, 2008)	$T_{op} = T_{amb} + \frac{\alpha I_{POA}(1 + \eta_{STC})}{U_C + U_V V_W}$ $U_C = 25 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ e $U_V = 6,84 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ (parâmetros do modelo PVSyst para sistemas instalados em solo)
Duffie (Duffie e Beckman, 1991)	$T_{op} = \frac{T_{amb} + (T_{NOCT} - T_{amb_{NOCT}}) \left(\frac{I_{POA}}{I_{NOCT}} \right) \left(1 - \frac{\eta_{STC}(1 - \gamma T_{STC})}{\tau\alpha} \right)}{1 + (T_{NOCT} - T_{amb_{NOCT}}) \left(\frac{I_{POA}}{I_{NOCT}} \right) \left(\frac{\gamma\eta_{STC}}{\tau\alpha} \right)}$

7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seção de resultados está dividida em três seções: i) identificação dos padrões atmosféricos; ii) simulação do espectro de GHI; e iii) análise do impacto do fator espectral na geração fotovoltaica.

7.1 Identificação dos padrões atmosféricos

Para definição da quantidade de grupos ideal utilizada para simulação do espectro de GHI, todo o algoritmo foi testado variando o número de grupos formados no *clustering* desde 2 a 15. Os grupos formados são o que foi chamado neste trabalho de padrão atmosférico, definidos pelo formato do espectro de GHI e caracterizados por um conjunto de variáveis meteorológicas.

Um dos critérios para a definição da quantidade de grupos formados foi o índice de Calinski-Harabasz, que avalia a variância dentro dos grupos e intergrupos. Para cada grupo, ele foi calculado considerando os espectros de GHI e também o conjunto formado pelas variáveis meteorológicas. A Figura 19 mostra a variação do índice Calinski-Harabasz para ambos os conjuntos de variáveis com o número de grupos. Quanto maior o valor do índice Calinski-Harabasz, mais internamente homogêneo são os grupos formados e mais heterogêneos são os grupos entre si. Pode-se observar que, apesar da formação dos grupos levar em consideração apenas variáveis oriundas do espectro de GHI (irradiância de comprimentos de onda selecionados, APE, SF para p-Si e CdTe e as proporções da energia nas faixas UV, VIS e IV), o comportamento do índice Calinski-Harabasz com o número de grupos do conjunto de variáveis meteorológicas foi similar ao do espectro de GHI, alcançando valores ainda maiores. Isso indica que a formação de grupos da distribuição da irradiância espectral está bastante relacionada com a criação de grupos de variáveis meteorológicas. Além disso, é possível notar na Figura 19 que, para as duas curvas, o valor máximo é atingido no número 4 de grupos e que, após esse valor, a formação de novos grupos acarretou ou em uma menor variância intergrupos ou em uma maior variância dentro dos grupos. Mas um pico menor surge para o valor de 7 grupos, principalmente na curva do espectro padronizado de GHI, indicando que a formação de um sétimo grupo contribuiu na criação de grupos heterogêneos.

O valor do nRMSE na simulação do espectro de GHI também foi empregado para avaliar a quantidade de grupos formados. A Figura 20 apresenta a variação nos valores de nRMSE da simulação do espectro de GHI com o número de grupos considerado pelo algoritmo. Nota-se no gráfico uma redução de quase 1 ponto percentual no valor do nRMSE quando se passa de 2 para 8 grupos, variando de 3,87% para 3,02%, e que a partir de 9 grupos a redução no nRMSE é muito mais lenta, atingindo o valor de 2,84% para 15 grupos.

Figura 19 – Variação do índice Calinski-Harabasz considerando o espectro de GHI e o conjunto de variáveis meteorológicas com o número de grupos.

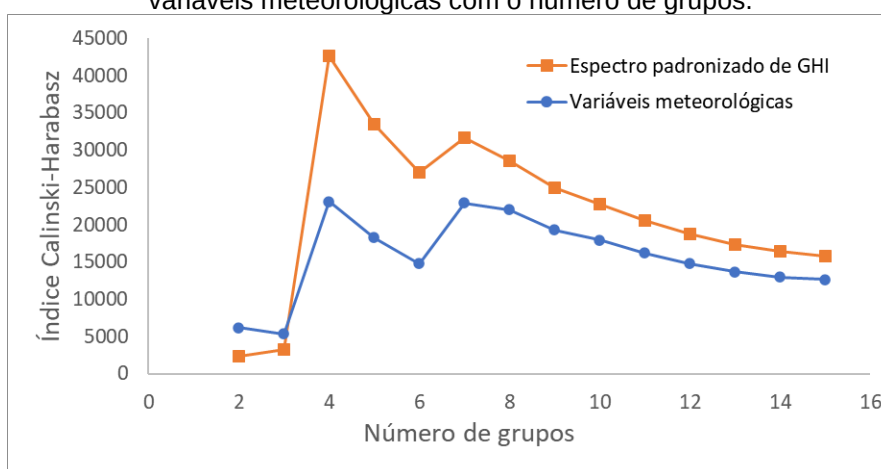
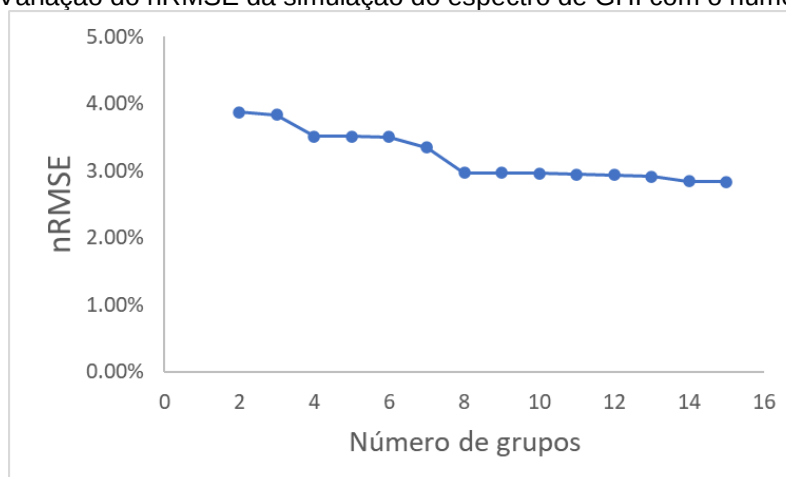


Figura 20 – Variação do nRMSE da simulação do espectro de GHI com o número de grupos.



Para avaliar se a criação de um grupo definiu um padrão atmosférico, foram analisadas as distribuições e as médias das variáveis meteorológicas e solarimétricas. A Tabela 7 apresenta a média das variáveis meteorológicas, solarimétricas e oriundas do espectro de GHI para o caso mais simples, onde o número de grupos definido foi

igual a 2. Logo neste primeiro caso, pode-se observar a formação de um grupo de céu claro e massa de ar elevada (grupo 2). Com o aumento no número de grupos, o conjunto de dados foi se dividindo em grupos de céu claro ($K_c \geq 0,9$) e céu coberto ($K_c < 0,5$). A Figura 21 mostra o processo de formação dos grupos desde 2 até 15 divisões da base de dados do espectro de GHI, destacando em azul os grupos de céu claro, em cinza os de céu coberto e em verde os grupos com K_c intermediário. Pode-se notar que com o aumento do número de grupos definidos, uma nova classe surge oriunda da divisão de um grupo anterior, como indica as setas vermelhas da Figura 21. Por exemplo, para o caso do número de grupos definidos igual a 3, têm-se um grupo de céu claro, um grupo de céu coberto e um grupo de K_c intermediário. Quando o número de grupos definidos passou para 4, o grupo de K_c intermediário se dividiu em dois, um de céu coberto e outro de céu claro. Isso ocorreu, pois, a grande quantidade de dados está concentrada em valores altos ou baixos de K_c .

Tabela 7 – Média das variáveis meteorológicas, solarimétricas e oriundas do espectro de GHI para um número de grupos igual a 2.

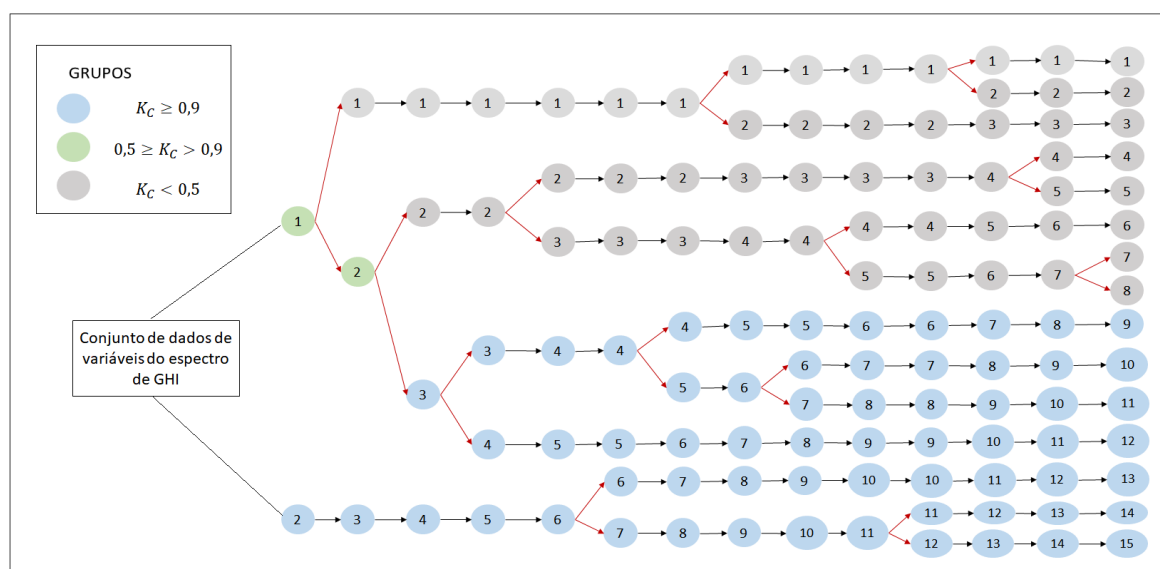
um número de grupos igual a 2.

Variáveis meteorológicas							
	Massa de ar	Temperatura ambiente (°C)	Umidade relativa (%)	Precipitação (mm)	Pressão atmosférica		
Grupo 1	1,68	26,66	45,03	7,53E-05	962,44		
Grupo 2	3,56	27,30	46,07	0,00E+00	962,23		
Variáveis solarimétricas							
	Kc	Kt	Kd	GHI (W/m²)	DNI (W/m²)	DHI (W/m²)	
Grupo 1	0,80	0,63	0,46	575,88	549,10	166,24	
Grupo 2	1,00	0,61	0,38	304,46	544,86	103,14	
Variáveis do espectro de GHI							
	Proporção IV	Proporção UV	Proporção VIS	SF CdTe	APE	SF p-Si	Integral do espectro (W/m²)
Grupo 1	44,85%	6,53%	48,35%	1,03	1,68	1,00	546,92
Grupo 2	47,67%	5,02%	47,07%	1,03	1,63	1,01	289,28

Ao analisar a composição desses grupos, foi observado que, a partir do número de grupos igual a 7, o algoritmo de agrupamento começou a criar conjuntos separando pela localidade, ou seja, foram criados grupos onde só existiam espectros de Petrolina ou só espectros de Almería. Isso pode ser a razão do surgimento de um novo pico no

índice de Calinski-Harabasz na Figura 19 para o número 7 de grupos e na queda mais pronunciada no nRMSE que é vista na Figura 20 para o número de grupos igual a 8, pois, a partir daí, há a criação de modelos especializados somente em um local. Contudo, como o objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo capaz de descrever o formato da distribuição espectral da irradiância solar associando-o às características meteorológicas de uma forma geral, não foram considerados os grupos para localidades específicas. Com isso, tem-se que o número máximo de classes formadas com essa metodologia que engloba as duas localidades são 6, em que 3 são grupos de céu claro e 3 são de céu coberto. Vale ressaltar que a metodologia proposta continuaria válida caso o objetivo fosse especializar modelos para localidades específicas. A média dos espectros médios e dos espectros padronizados médios de GHI para cada grupo pode ser vista na Figura 22. Os grupos de céu claro e céu coberto serão discutidos separadamente nas próximas subseções (Seções 7.1.1 e 7.1.2).

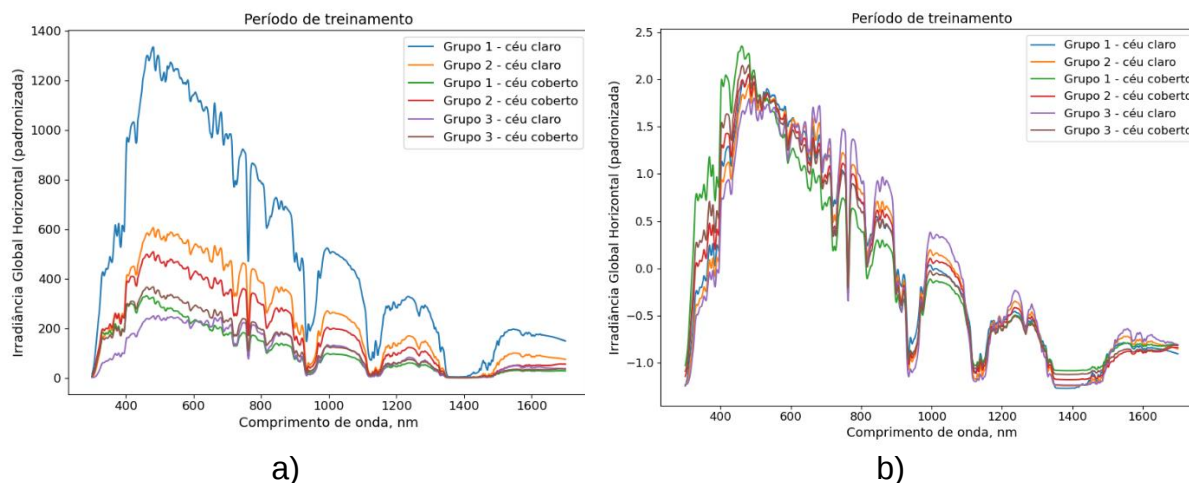
Figura 21 – Formação dos grupos a partir de 2 até 15 divisões.



No trabalho de Moreno-Sáez e Mora-López (2014), o agrupamento de espectros foi realizado utilizando um algoritmo baseado na técnica de *k-means* e o critério empregado para definir o número de grupos foi um teste estatístico de homogeneidade. A partir desse teste, eles encontraram que apenas 3 grupos seriam o suficiente para simular o espectro solar e o APE. Nas métricas apresentadas no presente estudo, foi observado um ganho em relação à simulação do espectro de GHI

e ao índice Calinski-Harabasz com o número de grupos a partir de 4. Além disso, pode-se notar na Figura 22, que para a formação de 6 grupos, foram obtidos espectros com diferentes características de formato e intensidade.

Figura 22 – A média para cada grupo formado dos: a) Espectros de GHI; b) Espectros padronizados de GHI.



7.1.1 Grupos de céu claro

Com relação à formação dos grupos de céu claro, observou-se que a massa de ar foi o parâmetro que mais qualificava os grupos, que se refletiu também nos valores médios de GHI e DNI de cada um, já que quanto maior a massa de ar, menor será a intensidade da radiação, devido ao aumento da atenuação causada pelos componentes atmosféricos. A Figura 23 mostra a variação no formato da distribuição espectral da irradiância global horizontal com a massa de ar. Percebe-se que, para valores de massa de ar elevados, há um aumento na proporção de radiação IV. Por ser mais energética, a radiação UV sofre mais espalhamento e tende a ser mais facilmente absorvida (Iqbal, 1983), logo, quando a radiação solar percorre um caminho óptico maior (maior massa de ar), a faixa de radiação UV sofre ainda mais atenuações, reduzindo sua proporção da distribuição espectral total. Isso fica mais evidente na Figura 24, que apresenta os valores médios para o percentual de cada faixa da radiação solar com a massa de ar para os espectros de GHI de céu claro. As médias foram obtidas dividindo os dados de acordo com a massa de ar para valores de 1 a 10, em intervalos de 1 unidade, ou seja, o primeiro ponto dos gráficos da Figura 24 representa a média do percentual de energia para espectros com valores de massa de ar entre 1 e 2 e assim por diante. Além disso, também foi calculado o valor do

desvio padrão da média para definir a barra de erro. A partir da Figura 24, pode-se notar que há uma redução nos percentuais de energia das radiações UV e VIS com aumento da massa de ar, e o oposto ocorre com a proporção de energia de radiação IV.

Figura 23 – Espectros padronizados de GHI para a condição de céu claro para diferentes valores de massa de ar. Para facilitar a visualização, no gráfico à esquerda, as curvas do espectro padronizado de GHI com a massa de ar mais elevada ficaram à frente, sobrepondo as curvas com massa de ar mais baixa. O contrário ocorre no gráfico à direita.

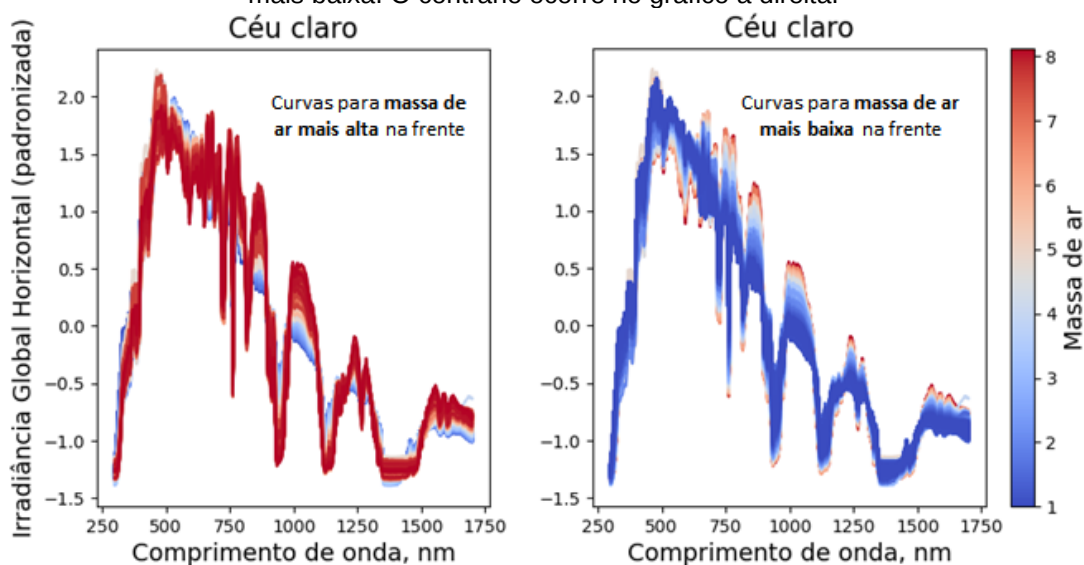
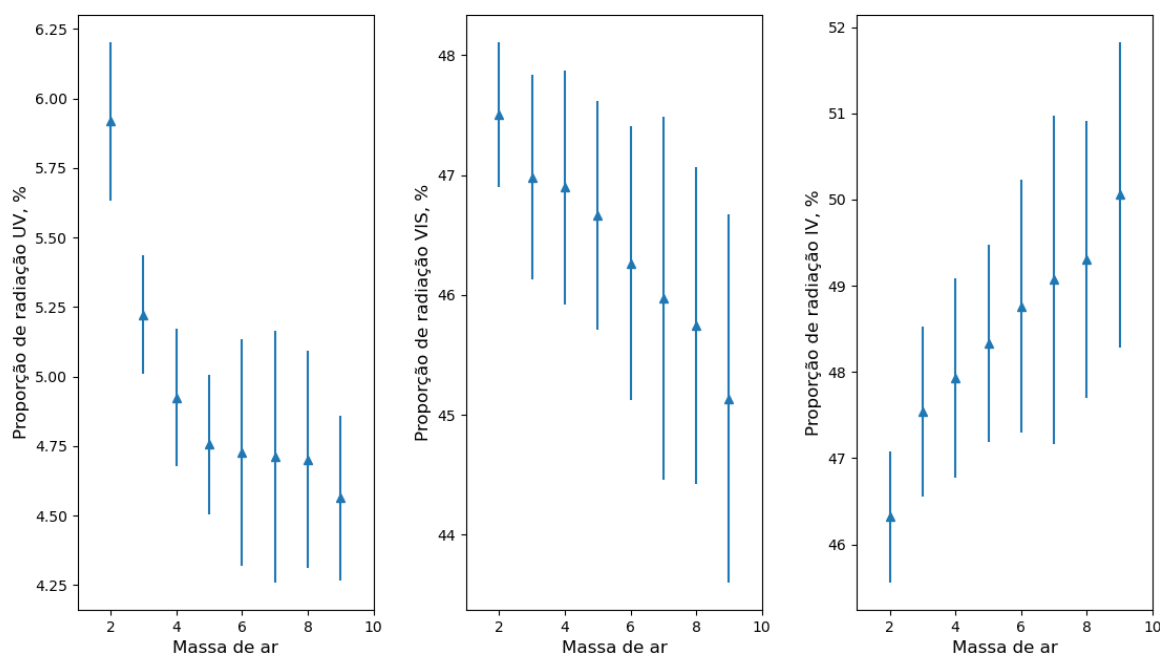


Figura 24 - Percentual médio de energia das radiações solar UV (abaixo de 400 nm; gráfico à esquerda), VIS (400-700 nm; gráfico central) e IV (acima de 700nm; gráfico à direita) com a massa de ar para os espectros de GHI de céu claro medidos.



Em relação aos valores médios da massa de ar para os grupos de céu claro formados, a Tabela 8 apresenta os resultados. Na medida em que mais grupos são gerados, os conjuntos de céu claro se dividem por faixas de massa ar.

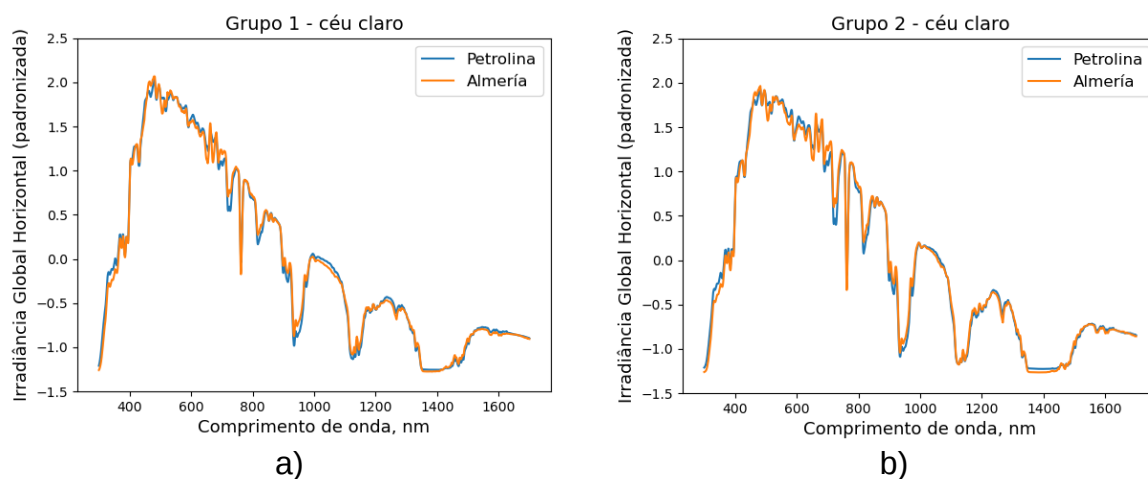
Na Figura 25, encontram-se os gráficos do espectro médio de GHI para cada grupo e cada localidade, como também a média geral dos grupos de céu claro. Pode-se observar que o formato dos espectros de GHI médios para as duas localidades são bastante semelhantes. Almería, por ter um clima mais seco, em média, apresenta um valor ligeiramente mais alto de energia nos comprimentos de onda de absorção do vapor d'água que Petrolina.

Tabela 8 – Valores médios da massa de ar para os grupos de céu claro formados.

1 grupo de céu claro	2 grupos de céu claro	3 grupos de céu claro
AM = 3,52	AM ₁ = 1,51 AM ₂ = 3,52	AM ₁ = 1,51 AM ₂ = 2,98 AM ₃ = 5,42

As características dos grupos de céu claro em relação às variáveis massa de ar, temperatura ambiente, umidade relativa, K_c , K_d , K_t , K_b , APE e pressão atmosférica podem ser vistas nos histogramas apresentados na Figura 26. Pode-se observar como a massa de ar difere os grupos e o seu aumento provoca mais espalhamento (um aumento na radiação difusa, K_d) e atenuação da radiação (redução no K_t).

Figura 25 – Espectros padronizados de GHI para céu claro, considerando a) as médias o grupo 1 para Petrolina e Almería; b) as médias do grupo 2 para Petrolina e Almería; c) as médias grupo 3 para Petrolina e Almería; e d) as médias dos 3 grupos para ambas localidades.



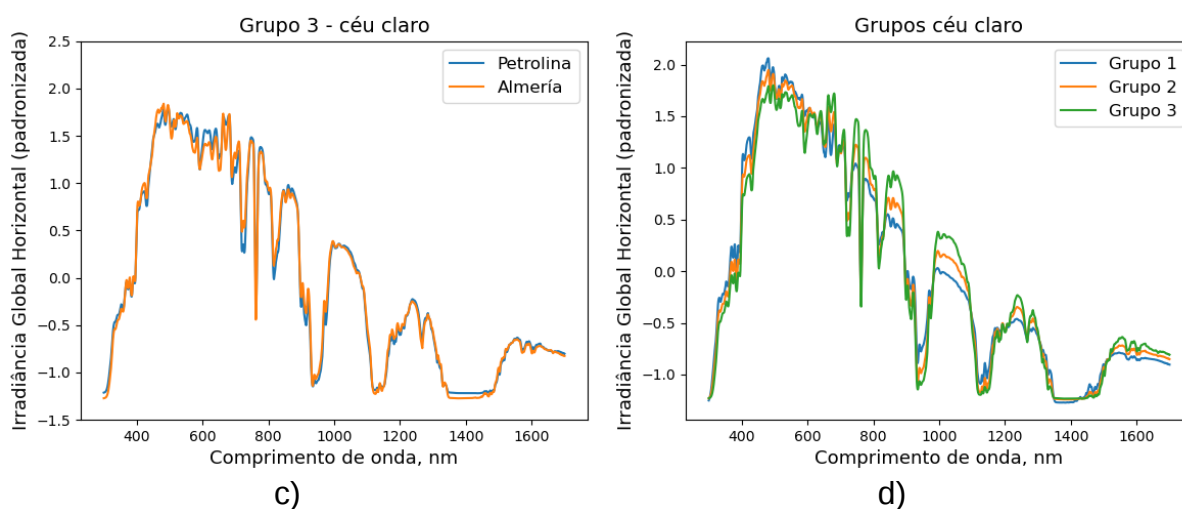
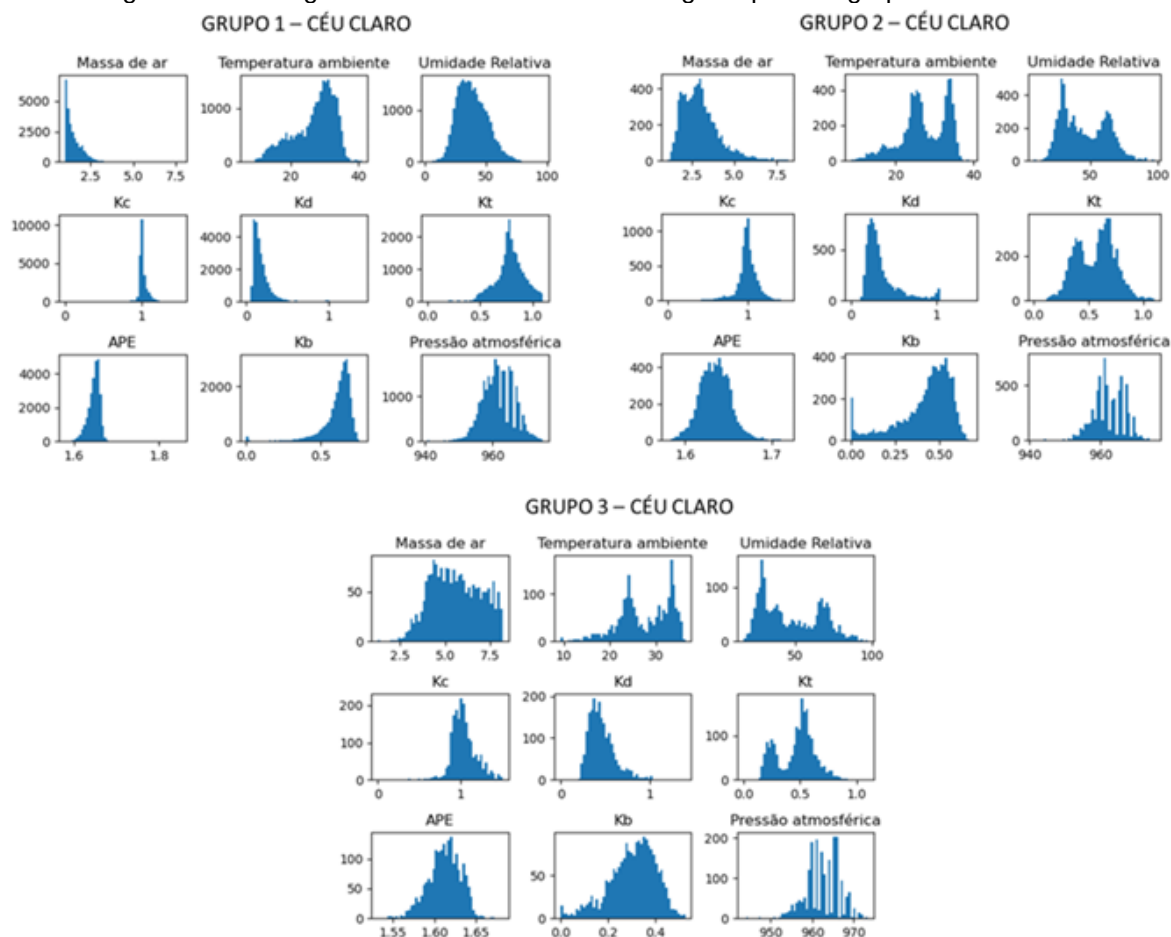


Figura 26 – Histogramas das variáveis meteorológicas para os grupos de céu claro.



O eixo y dos histogramas representa a frequência absoluta.

A Tabela 9 mostra a quantidade de dados, considerando o período de treinamento, pertencentes a cada grupo de céu claro. Nela, pode-se notar que há uma alta ocorrência de céu claro em Almería, em que aproximadamente 88 % dos seus

dados no período de treinamento foram classificados em algum grupo de céu claro. Enquanto que para Petrolina, a incidência é bem menor.

Tabela 9 - Quantidade de dados pertencentes aos grupos de céu claro considerando o período de treinamento.

	Petrolina	Almería
Grupo 1 (AM = 1,51)	8235 (32,94%)	18040 (73,69 %)
Grupo 2 (AM = 2,98)	4051 (16,20 %)	2941 (12,01 %)
Grupo 3 (AM ₃ = 5,42)	1423 (5,69 %)	577 (2,36 %)

7.1.2 Grupos de céu coberto

Na formação dos grupos de céu coberto, verificou-se que, diferentemente do que ocorreu para as classes de céu claro, a massa de ar não foi um parâmetro qualificador, apresentando um valor médio em torno de 2 para todos os grupos de céu coberto criados. No entanto, após uma análise subjetiva das características dos grupos, foi observado que os parâmetros que diferenciaram os grupos de céu coberto foram principalmente o K_C , o K_t , a umidade relativa e a precipitação. Na Figura 27, os espectros padronizados de GHI para céu coberto são apresentados em um mapa de cores de acordo com a umidade relativa. Observa-se que na faixa entre 20 e 60 % de umidade relativa há uma maior dispersão nos formatos do espectro padronizado de GHI, mas que os espectros tendem a um formato específico para umidade relativa acima de 80 % e abaixo de 20 %. A maior dispersão reflete a complexidade dos processos de reflexão e transmitância das nuvens. De maneira análoga à Figura 24, a Figura 28 apresenta os percentuais da energia nas faixas da radiação UV, VIS e IV com a umidade relativa, com as médias obtidas em intervalos de 10 %. Na Figura 28, pode-se perceber que os espectros de céu coberto com umidade abaixo de 20 % são mais vermelhos, mas que, em média, os espectros com umidade entre 30 e 40 % têm maior proporção de UV, porém, observando a barra de erro (desvio padrão), há uma alta dispersão da proporção do espectro nessas faixas de radiação. Nota-se também que para valores muito baixos de umidade relativa, as irradiâncias nos comprimentos de onda de absorção de vapor d'água são mais intensos, como esperado.

Diferente dos grupos de céu claro que foram divididos em faixas de massa de ar, os grupos de céu coberto foram definidos por mais de um parâmetro. Na

Tabela 10, encontram-se as médias de algumas variáveis meteorológicas dos grupos de céu coberto formados. Pode-se observar que o grupo 1 se caracteriza por uma temperatura mais elevada, umidade relativa mais baixa, K_c e K_t muito baixos, alta difusa e sem precipitação, indicando que são momentos em que o disco solar está obstruído por nuvens que não provocam precipitação. Porém, analisando as características do grupo 1, foram encontradas tendências diferentes para as localidades de Petrolina e Almería em relação aos valores de umidade relativa, como mostra a Figura 29. Nota-se no histograma que em Petrolina há uma maior quantidade de espectros nesse grupo em comparação com Almería e que, para Petrolina, eles são observados mais para valores de umidade baixa, enquanto que, para Almería, sua ocorrência maior é para os valores em torno de 60 % de umidade relativa. Já os grupos 2 e 3 possuem os valores médios de umidade relativa e temperatura similares, porém o grupo 2 apresenta K_c e K_t médios um pouco mais altos. Com exceção da temperatura ambiente, não foram encontradas divergências nas médias das variáveis meteorológicas entre as localidades estudadas para esses dois grupos. Os espectros médios de GHI para os 3 grupos de céu coberto formados são apresentados na Figura 30.

Figura 27 - Espectros padronizados de GHI para a condição de céu coberto para diferentes valores de umidade relativa. Para facilitar a visualização, no gráfico à esquerda, as curvas do espectro padronizado de GHI com a umidade relativa mais elevada ficaram à frente, sobrepondo as curvas com umidade relativa mais baixa. O contrário ocorre no gráfico à direita.

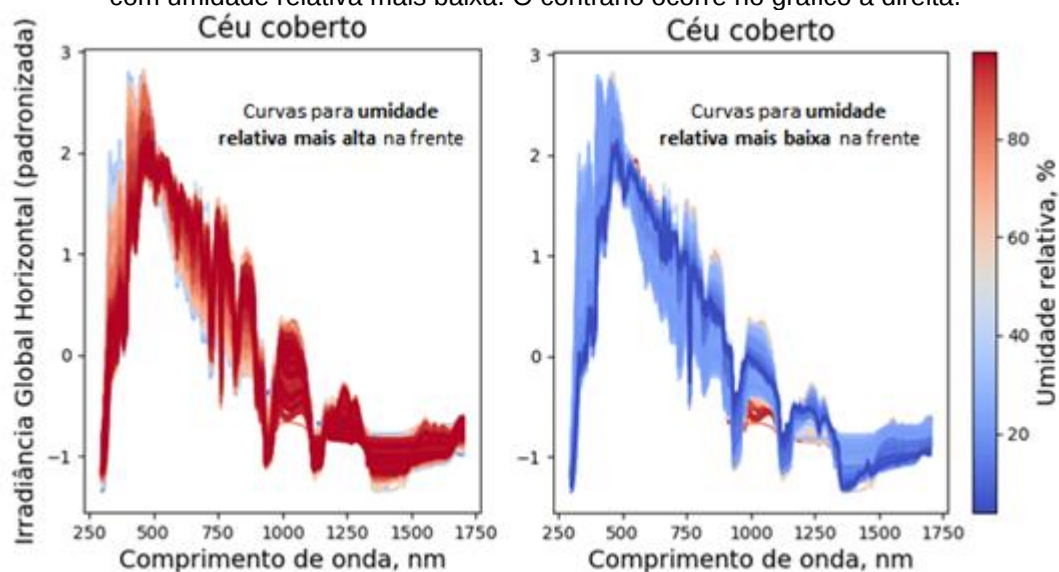


Tabela 10 – Média das variáveis meteorológicas dos grupos de céu coberto formados.

	K _c	K _T	K _d	GHI (W/m ²)	Temperatura ambiente (°C)	Umidade relativa (%)	Precipitação (mm)	Pressão atmosférica
GRUPO 1	0.28	0.19	0.98	156.36	29.04	43.57	0	962.24
GRUPO 2	0.45	0.32	0.96	272.12	25.99	57.82	4.33E-05	964.35
GRUPO 3	0.34	0.23	0.97	186.07	24.16	60.33	1.14E-03	961.69

Figura 28 - Percentual médio de energia das radiações solar UV (gráfico à esquerda), VIS (gráfico central) e IV (gráfico à direita) com a umidade relativa para os espectros de GHI de céu coberto medidos.

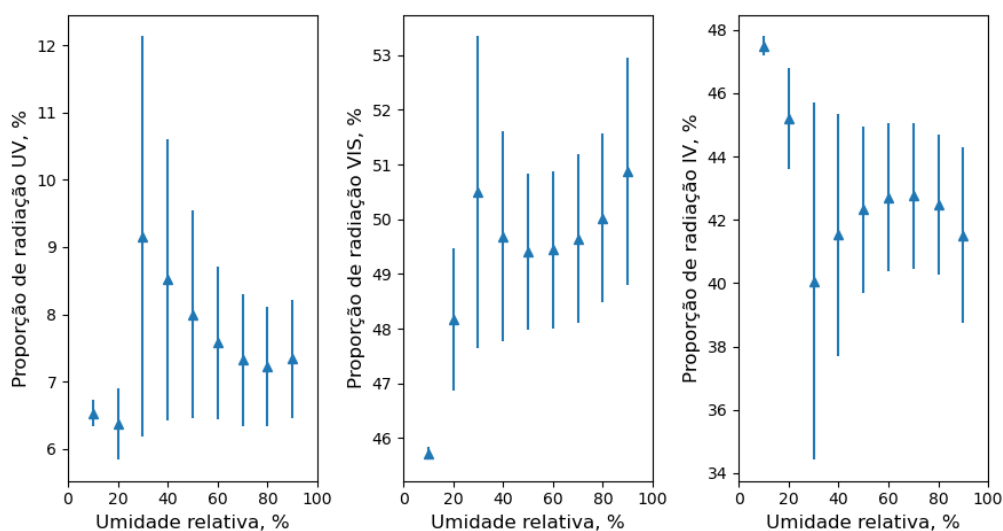
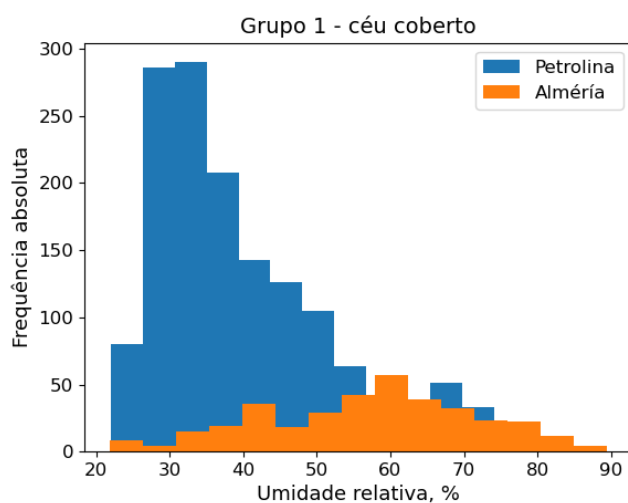
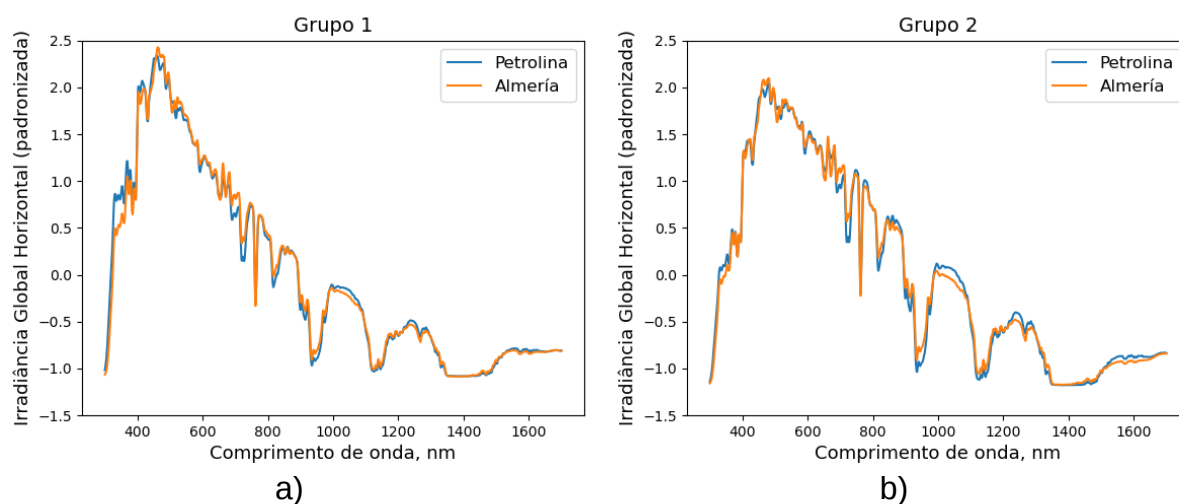


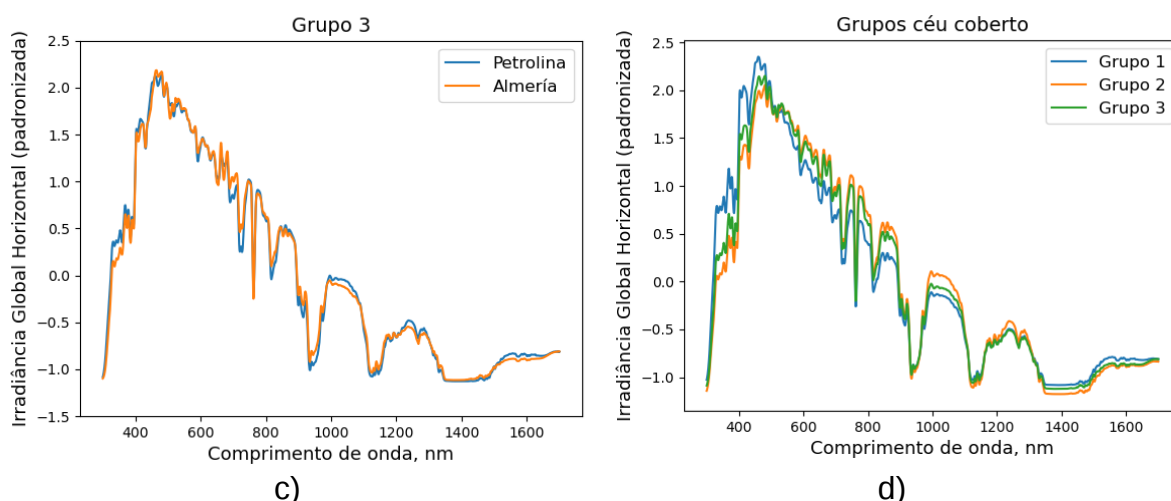
Figura 29 – Histograma da umidade relativa para o grupo 1 de céu coberto para Petrolina (azul) e Almería (laranja).



Na Figura 30, pode-se observar que dentro de cada grupo as duas localidades apresentam comportamento similar em relação ao formato do espectro mesmo que haja especificidades climáticas para as cidades. Verifica-se que o espectro de Almería tem uma proporção de energia na faixa UV menor, o que pode ser um reflexo da massa de ar mais elevada em Almería ou indicar uma maior concentração de aerossóis em sua atmosfera. Além disso, o comportamento dos comprimentos de onda de absorção do vapor d'água mais energéticos para Almería também é observado para os espectros de céu coberto. Nota-se também que o grupo 1 possui um formato do espectro bastante marcado por um alto percentual de energia na faixa do UV e do visível até aproximadamente 500 nm em detrimento da irradiância nos outros comprimentos de onda, similar ao espectro da radiação difusa mostrado na Figura 1-b. Esse grupo é caracterizado por uma baixa transmitância da atmosfera, refletida nos valores baixos de K_c e K_t , provavelmente ocasionada por nuvens que não provocam precipitação. Já os grupos 2 e 3 possuem formatos médios de espectro de GHI semelhantes, sendo o grupo 2 com valores maiores de transmitância de acordo com o K_c e K_t . Uma possível interpretação para a formação dos espectros de céu coberto é a fração entre as componentes direta e difusa na radiação global, sendo o grupo 1 o de maior proporção de radiação difusa, o 2 o de menor e o 3 possui características intermediárias.

Figura 30 - Espectros padronizados de GHI para céu coberto, considerando a) as médias o grupo 1 para Petrolina e Almería; b) as médias do grupo 2 para Petrolina e Almería; c) as médias grupo 3 para Petrolina e Almería; e d) as médias dos 3 grupos para ambas localidades.





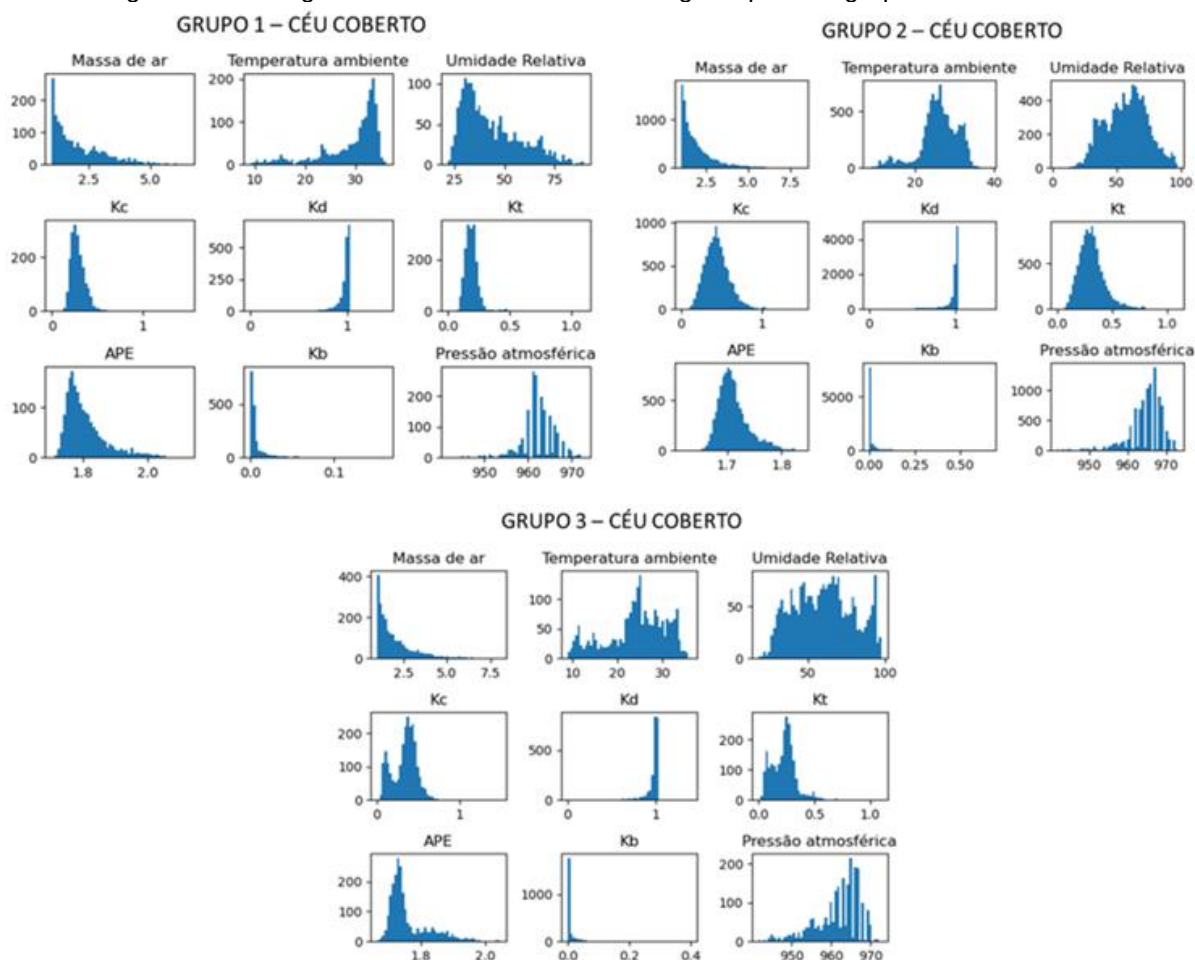
A Tabela 11 mostra a quantidade de dados, considerando o período de treinamento, pertencentes a cada grupo de céu coberto. Apesar de ser o menor em quantidade de dados, o grupo 1 foi a primeira classe de céu coberto formada pelo algoritmo de *clustering* pelo seu formato de espectro ser bastante distinto dos demais.

Tabela 11 - Quantidade de dados pertencentes aos grupos de céu coberto considerando o período de treinamento.

	Petrolina	Almería
Grupo 1	1471 (5,88%)	360 (1,47 %)
Grupo 2	8456 (33,82 %)	1632 (6,66 %)
Grupo 3	1364 (5,46 %)	930 (5,46 %)

As características dos grupos de céu coberto em relação às variáveis massa de ar, temperatura ambiente, umidade relativa, K_C , K_d , K_t , K_b , APE e pressão atmosférica podem ser vistas nos histogramas apresentados na Figura 31. Para os grupos de céu coberto, a relação entre as variáveis K_C , K_d , K_t , K_b , umidade relativa e pressão atmosférica parece ser o fator que classificam os grupos. O grupo 1 tem os menores valores de K_C e K_t , enquanto que, o grupo 2, dentre os grupos de céu coberto, possui os maiores. Por fim, observa-se também que grupo 3 apresenta altos valores de umidade relativa e baixos valores de pressão atmosférica

Figura 31 - Histogramas das variáveis meteorológicas para os grupos de céu coberto.



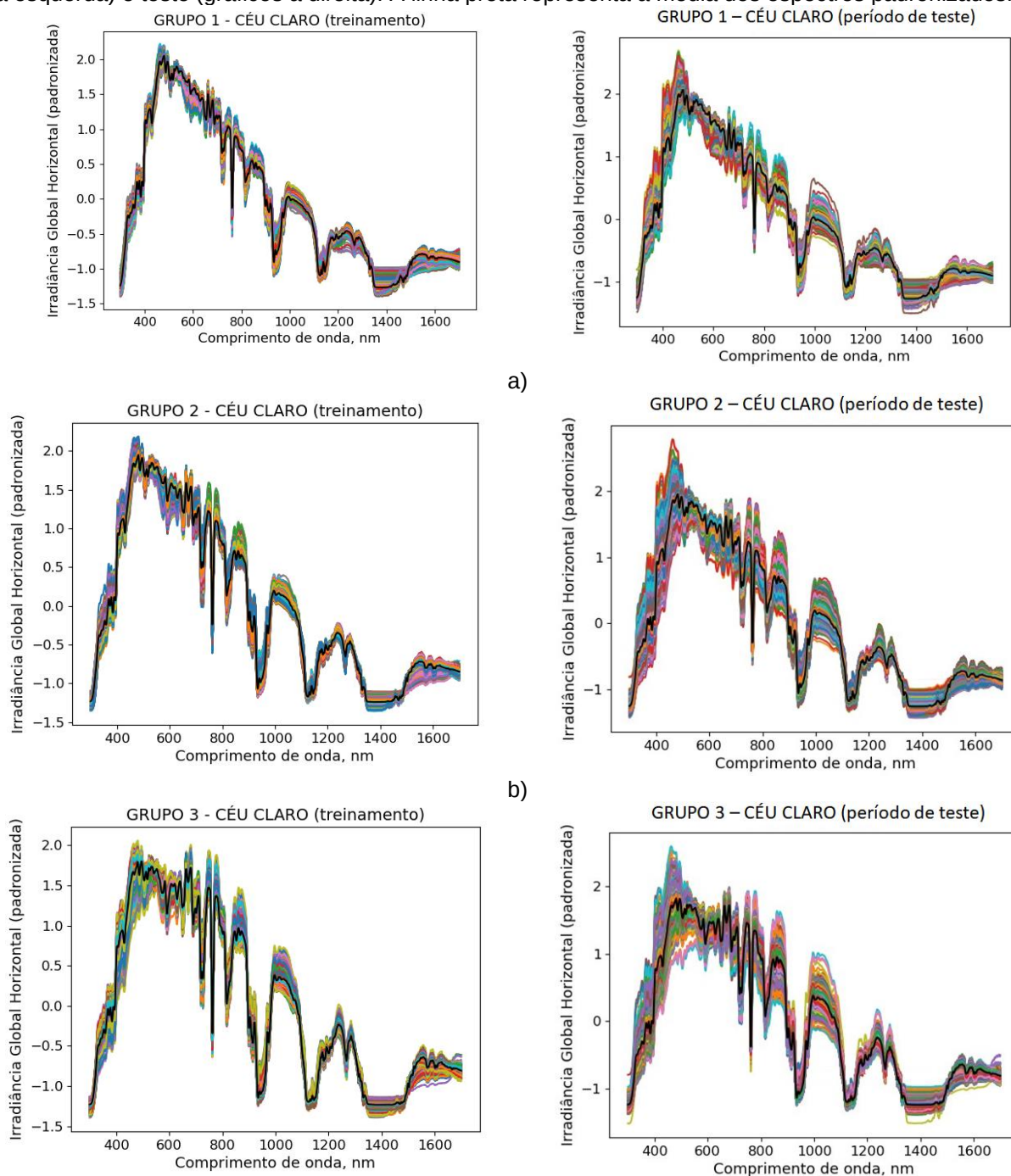
O eixo y dos histogramas representa a frequência absoluta.

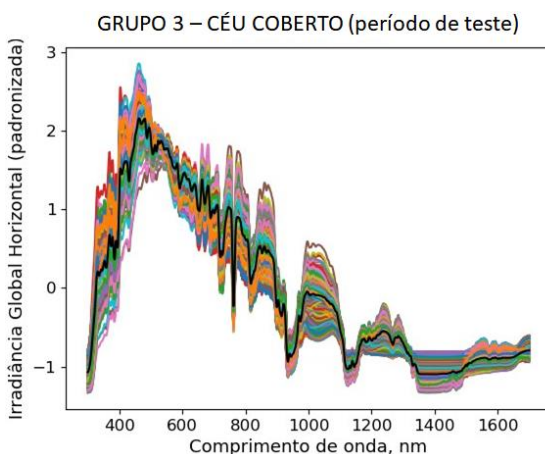
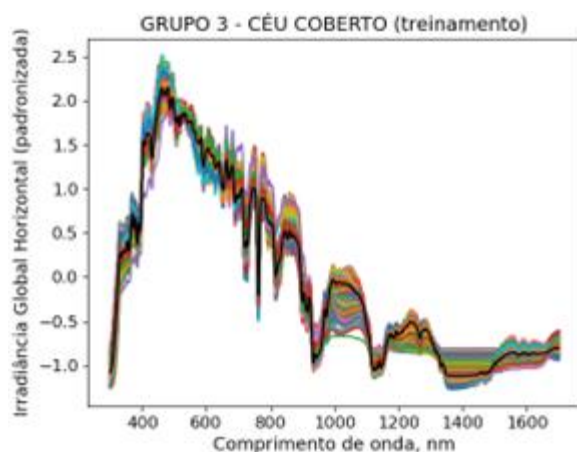
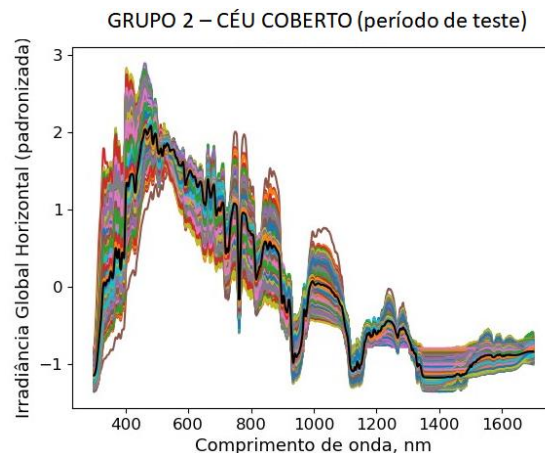
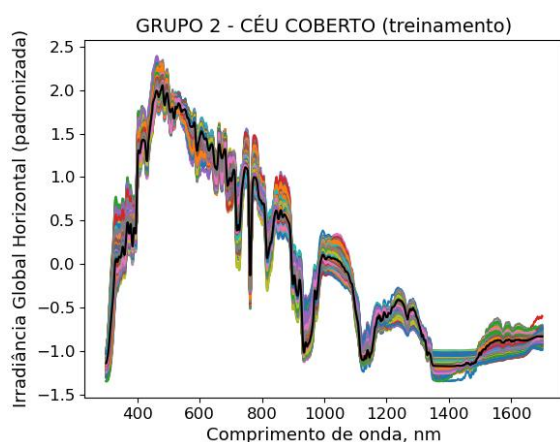
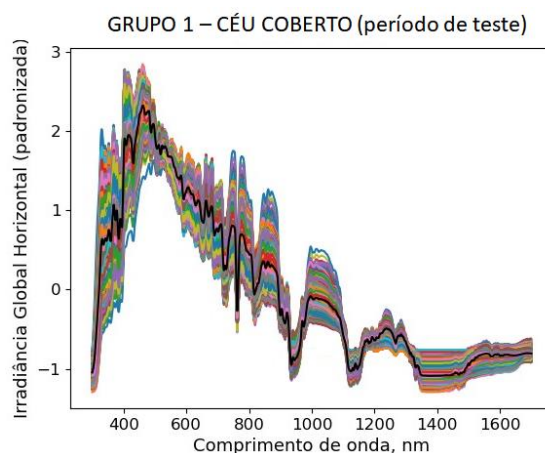
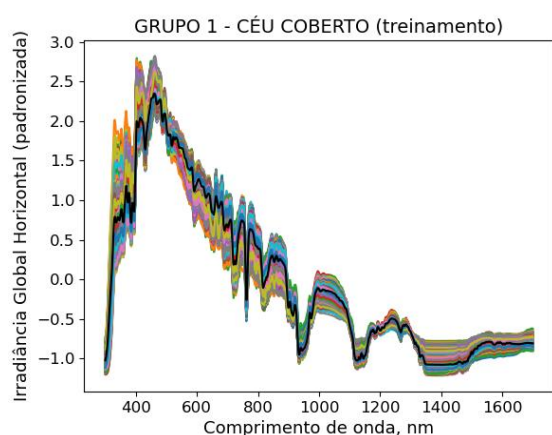
7.1.3 Grupos no período de teste

No período de teste, os dados do espectro não são mais utilizados como entrada do modelo. Em vez disso, as variáveis meteorológicas são empregadas no modelo de classificação para identificar os grupos atmosféricos e, a partir disso, simular o espectro de GHI com o modelo de regressão linear apropriado. Neste estudo, a avaliação do modelo de classificação foi realizada de forma subjetiva, analisando se os grupos formados no período de teste a partir das variáveis meteorológicas conseguiram manter as mesmas características dos grupos formados no período de treinamento. A Figura 32 mostra todos os espectros padronizados pertencentes a cada grupo para os períodos de treinamento (onde os grupos foram definidos por variáveis do espectro solar) e de teste (onde os grupos foram definidos por variáveis meteorológicas). Nos gráficos apresentados, a linha preta em destaque

representa a média de todos os espectros padronizados. Pode-se notar que a dispersão em torno do espectro padronizado médio aumentou no período de teste em relação ao de treinamento. Também é possível observar que houve muitos instantes em que a classificação não alcançou resultados satisfatórios e, com isso, há dentro dos grupos espectros com formatos que diferem bastante do obtido no período de treinamento.

Figura 32 – Espectros padronizados de GHI de cada grupo para os períodos de treinamento (gráficos à esquerda) e teste (gráficos à direita). A linha preta representa a média dos espectros padronizados.



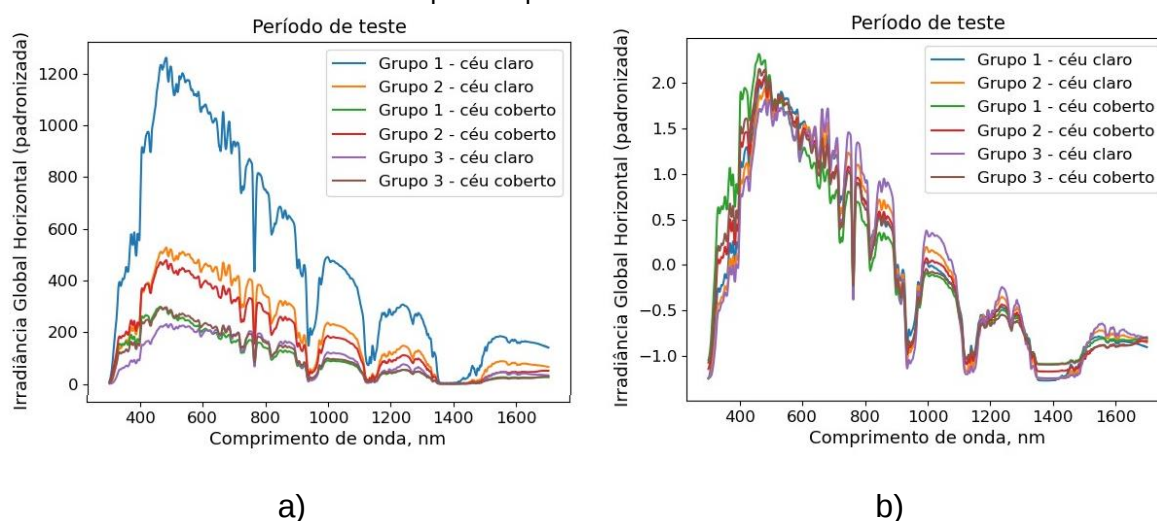


f)

Para avaliar se os erros de classificação foram significativos, foram analisados os espectros médios de GHI de cada grupo, apresentado na Figura 33, como também os histogramas das variáveis meteorológicas dos grupos formados no período de teste, mostrados na Figura 34. Esses resultados foram comparados com os obtidos para o período de treinamento com o objetivo de verificar se os erros de classificação resultaram numa mudança nas características médias do grupo. Para os grupos de

céu claro, as características dos grupos, tanto em relação às médias quanto em relação à distribuição das variáveis meteorológicas, foram mantidas no período de teste. Porém, para céu coberto, os grupos 1 e 3 apresentaram modificações no espectro médio no período de teste em relação ao período de treinamento (Figura 22), o que indica que o algoritmo de classificação não obteve resultados satisfatórios em identificar esses grupos no período de teste.

Figura 33 - A média para cada grupo formado no período de teste dos: a) Espectros de GHI; b) Espectros padronizados de GHI.



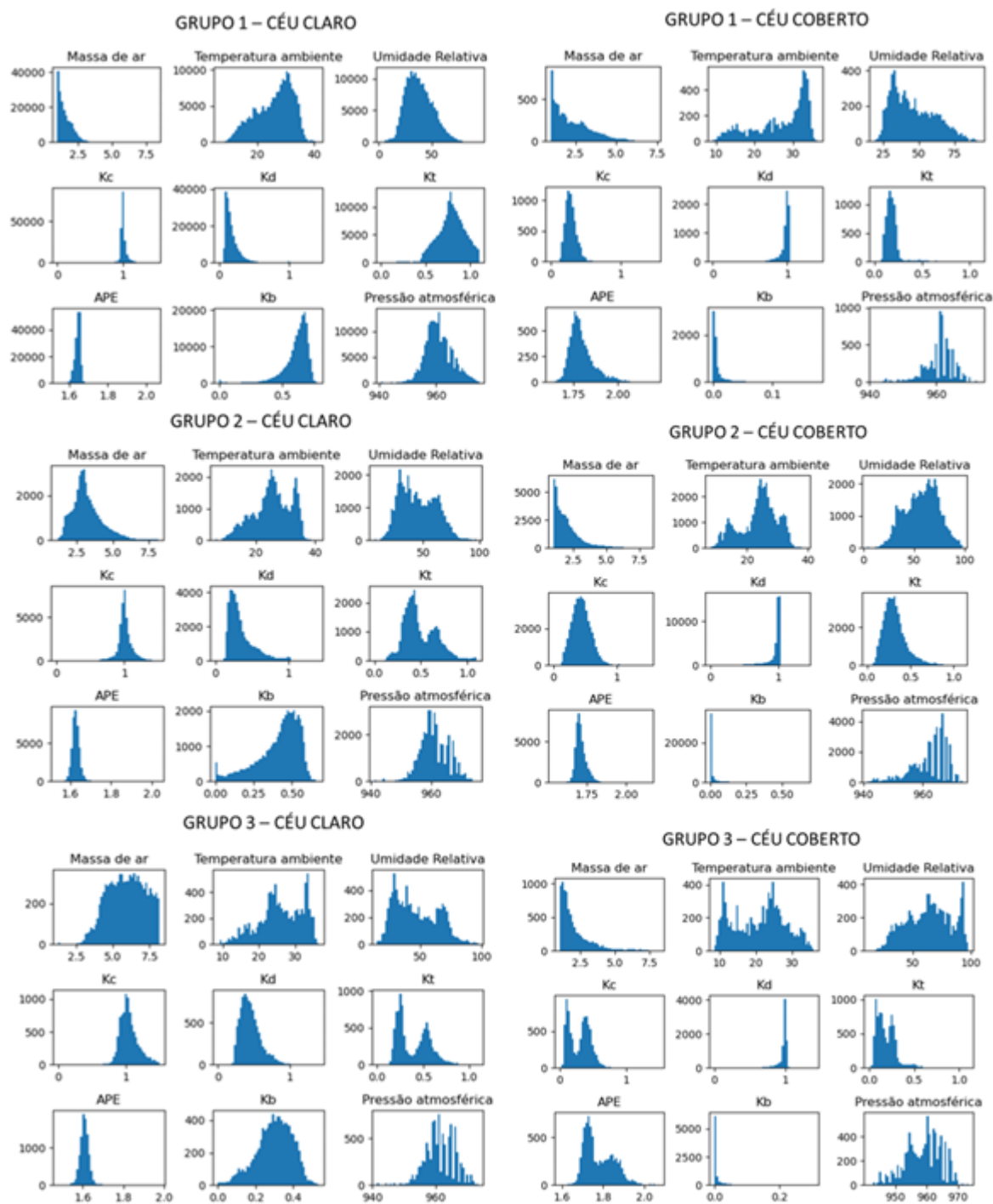
A Tabela 12 mostra a quantidade de dados, considerando o período de teste, pertencentes a cada grupo. Em relação ao período de treinamento, a proporção de dados em cada grupo se mostrou similar.

Tabela 12- Quantidade de dados pertencentes aos grupos considerando o período de teste.

	Petrolina	Almería
Grupo 1 – céu claro	25063 (33,81%)	162067 (72,70 %)
Grupo 2 – céu claro	11570 (15,61 %)	27815 (12,48 %)
Grupo 3 – céu claro	4195 (5,66 %)	5078 (2,27 %)
Grupo 1 – céu coberto	4068 (5,48%)	2801 (1,26 %)
Grupo 2 – céu coberto	26931 (36,33 %)	18804 (8,43 %)
Grupo 3 – céu coberto	2298 (3,10 %)	6373 (2,86 %)

Figura 34 - Histogramas de algumas variáveis meteorológicas para os 6 grupos formados no período de teste.

PERÍODO DE TESTE



O eixo y dos histogramas representa a frequência absoluta.

7.2 Simulação do espectro de GHI

O modelo de simulação do espectro de GHI baseado no agrupamento de padrões atmosféricos foi comparado com o modelo físico de referência, o SMARTS. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos para a simulação do espectro de GHI para condições de céu claro para as localidades de Petrolina e Almería a partir do SMARTS e do modelo proposto neste trabalho (MLR agrupamento). Os valores apresentados na Tabela 13 foram resultantes da média dos estatísticos obtidos para cada um dos espectros. O SMARTS obteve resultados com nRMSE de 7,53 % para Petrolina e 6,20% para Almería, sendo menor o erro obtido para a faixa IV da radiação. O modelo MLR baseado no agrupamento de padrões atmosféricos conseguiu alcançar os melhores resultados, com nRMSE de 3,55 % e 3,37 % para Petrolina e Almería, respectivamente, com erros mais baixos na faixa da radiação visível. O nRMSE também foi analisado também em relação ao comprimento de onda, como mostra a Figura 35, para o modelo aqui proposto e o SMARTS. Observa-se que o principal aprimoramento do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos em relação ao SMARTS ocorre nos comprimentos de onda mais energéticos, a faixa UV e a VIS até aproximadamente 500 nm, mas que a melhoria ocorre em quase todo o espectro solar. Os erros altos nos comprimentos de onda da absorção de vapor d'água estão associados aos valores baixos da irradiância nessas faixas, que se observam nos dois modelos.

Figura 35 – valores do nRMSE com o comprimento de onda para a simulação do espectro de GHI para condições de céu claro a partir dos modelos SMARTS e do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos. a) Visão geral; e b) visão da faixa de nRMSE entre 0 e 40 %.

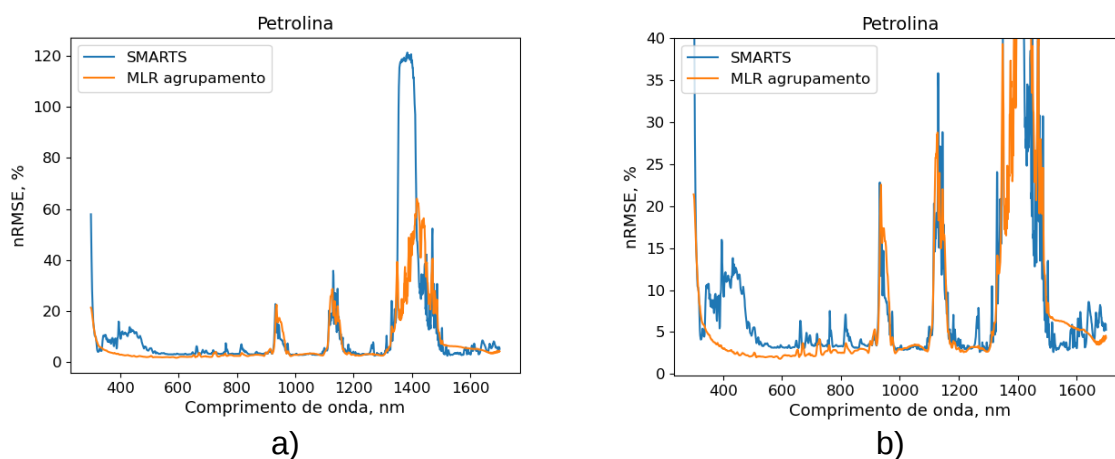


Tabela 13 – Estatísticos da modelagem do espectro de GHI para condições de céu claro para Petrolina e Almería a partir dos modelos SMARTS e do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos.

SMARTS – Petrolina					
Faixa	COR	STDr	RMSE (W/m²/μm)	nRMSE	Bias (W/m²/μm)
UV	0,998	1,06	30,02	9,99 %	18,23
VIS	0,996	1,02	51,30	6,41 %	24,51
IV	0,999	1,00	11,74	5,08 %	0,93
Todas	0,998	1,02	26,96	7,53 %	7,23
SMARTS - Almería					
Faixa	COR	STDr	RMSE (W/m²/μm)	nRMSE	Bias (W/m²/μm)
UV	0,997	1,04	27,27	7,84 %	16,20
VIS	0,992	1,01	48,86	5,14 %	- 1,40
IV	0,998	0,99	13,89	4,97 %	-0,75
Todas	0,998	1,00	26,50	6,20 %	0,33
MLR agrupamento - Petrolina					
Faixa	COR	STDr	RMSE (W/m²/μm)	nRMSE	Bias (W/m²/μm)
UV	0,998	0,99	14,14	4,87 %	-1,84
VIS	0,999	1,00	17,02	2,30 %	-0,41
IV	0,999	1,00	9,12	4,37 %	0,16
Todas	0,999	1,00	11,65	3,55 %	-0,11
MLR agrupamento - Almería					
Faixa	COR	STDr	RMSE (W/m²/μm)	nRMSE	Bias (W/m²/μm)
UV	0,999	1,00	11,56	3,73 %	1,28
VIS	0,999	1,00	19,61	2,32 %	0,35
IV	0,999	1,00	10,02	4,05 %	-0,04
Todas	0,999	1,00	12,79	3,37 %	0,14

Como visto na Seção 7.1.1, os espectros de GHI de céu claro foram classificados em 3 grupos que se diferenciam pela massa de ar. O desempenho dos modelos SMARTS e do MLR agrupamento foi analisado para cada um dos grupos e os resultados estão apresentados na Tabela 14. O grupo 1 representa os espectros de céu claro de massa de ar mais baixa, o grupo 3 os espectros de massa de ar mais elevada e o grupo 2 de massa de ar intermediária. Nota-se que, para todos os casos analisados, o nRMSE aumentou com a massa de ar, o que também pode estar relacionado com a baixa irradiância para essas condições. Porém, pode-se observar uma redução significativa do erro da simulação do espectro de GHI para os grupos 2 e 3, de massa de ar intermediária e alta, do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos em relação ao SMARTS.

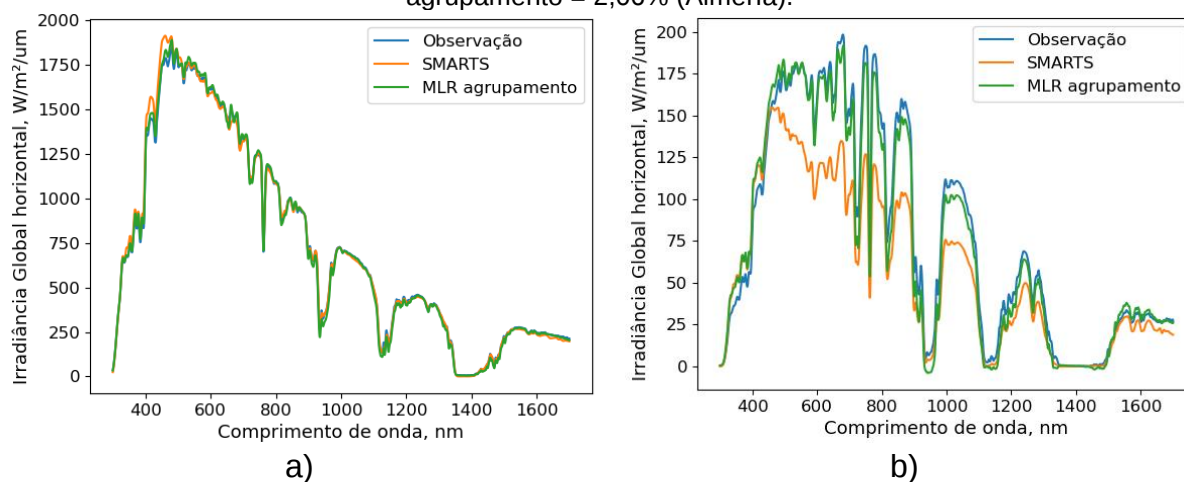
Na Figura 36, são mostrados exemplos de espectros de GHI de céu claro observados e simulados pelo SMARTS e pelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos para momentos em que o SMARTS conseguiu simular bem a irradiância espectral (Figura 36-a para Petrolina e Figura 36-c para Almería), com valores de nRMSE em torno de 5 %, e para casos em que esse modelo físico obteve erros bastante elevados (Figura 36-b para Petrolina e Figura 36-d para Almería), da ordem

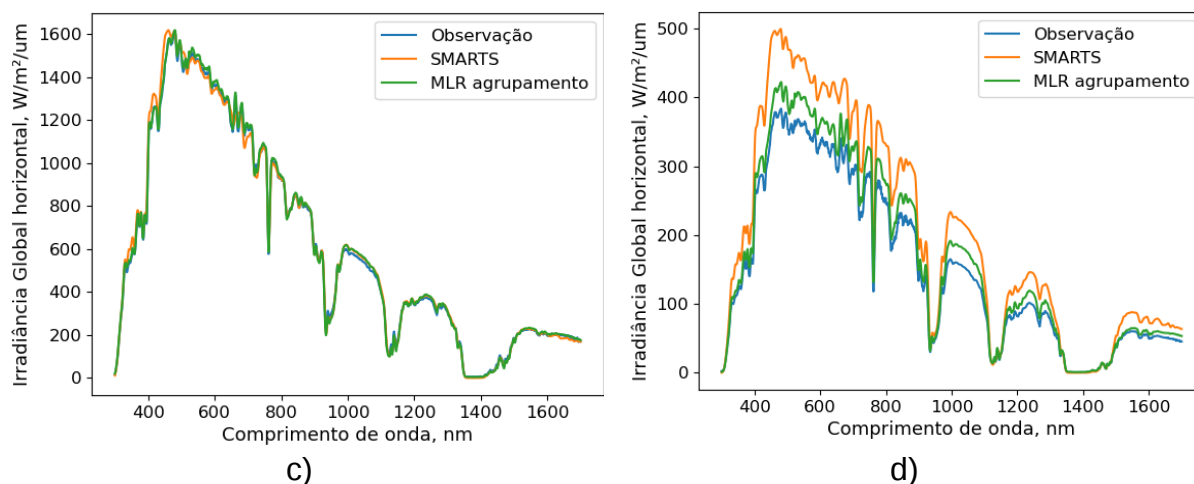
de 40 %. Neste trabalho, a comparação com o modelo físico teve como objetivo mostrar a maior abrangência do modelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos em simular diferentes formatos de espectro da irradiância solar de céu claro. Vale destacar o espectro de GHI da Figura 36-b, classificado como pertencente ao grupo 3 de céu claro, cuja distribuição é bastante distinta do espectro padrão ASTM-173, e o modelo aqui proposto conseguiu simular de maneira satisfatória o seu formato e sua intensidade.

Tabela 14 – Estatísticos para a modelagem do espectro de GHI para as condições de céu claro para Petrolina e Almería separados por grupos a partir do SMARTS e do MLR com agrupamento de padrões atmosféricos.

Grupos Céu claro	nRMSE			
	SMARTS - Petrolina	SMARTS - Almería	MLR agrupamento – Petrolina	MLR agrupamento – Almería
1	5,67 %	5,86 %	2,36 %	2,94 %
2	11,28 %	9,20 %	3,51 %	4,33 %
3	12,57 %	15,15 %	5,71 %	6,99 %

Figura 36 – Espectros de GHI para condições de céu claro observado e simulado pelo SMARTS e pelo MLR agrupamento de padrões atmosféricos para diferentes momentos. a) nRMSE do SMARTS = 4,77% e nRMSE do MLR agrupamento = 2,55% (Petrolina); b) nRMSE do SMARTS = 38,44% e nRMSE do MLR agrupamento = 11,09% (Petrolina); c) nRMSE do SMARTS = 40,93% e nRMSE do MLR agrupamento = 14,00% (Almería); e d) nRMSE do SMARTS = 4,68% e nRMSE do MLR agrupamento = 2,06% (Almería).





Em relação à simulação dos espectros de GHI para as condições de céu coberto, não foi utilizado o modelo físico SMARTS. Em vez disso, como referência foi adotado um modelo estatístico baseado também em regressão multilinear que teve como entrada as mesmas variáveis meteorológicas que o MLR com agrupamento de padrões. Porém, o modelo MLR de referência, chamado de MLR global, não separou o período de treinamento em grupos. O resultado da simulação do espectro de GHI pode ser visto na Tabela 15. Observa-se que, de modo geral e também para os grupos de céu claro de massa de ar baixa (grupo 1 céu claro) e intermediária (grupo 2 céu claro), a diferença no nRMSE não é muito significativa, porém, ao se analisar os outros grupos, há uma redução expressiva dos desvios na modelagem da distribuição da irradiância espectral. Devido à grande proporção de dados classificados nos grupos 1 e 2 de céu claro, essa melhoria dos outros grupos não refletiu de forma mais evidente ao se comparar o resultado geral.

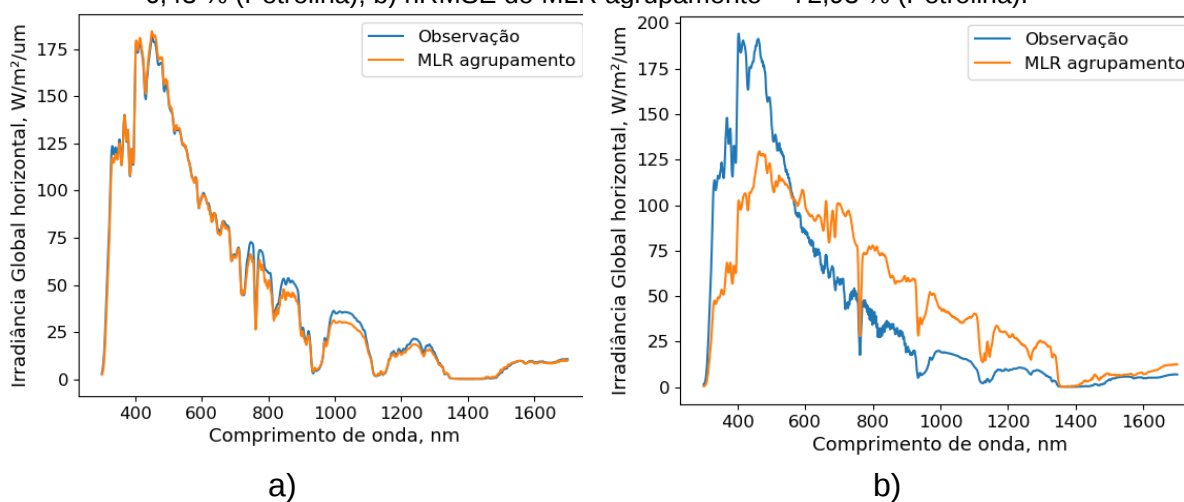
Exemplos para simulação do espectro de GHI com o modelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos para condições de céu claro estão mostrados na Figura 37-a para um valor baixo de nRMSE (6,23 %) e na Figura 37-b para nRMSE alto (72,93 %). Nas duas situações, tem-se que os espectros observados têm formatos bastante similares ao do grupo 1 de céu coberto, porém, somente no primeiro caso (Figura 37-a), a classificação baseada nas variáveis meteorológicas foi realizada de forma adequada e a simulação obteve resultado satisfatório. No segundo caso (Figura 37-b), a observação do conjunto de variáveis meteorológicas foi classificada como grupo 1 de céu claro, resultando em um erro bastante elevado na simulação do espectro. É importante destacar que a distribuição espectral do grupo 1 de céu coberto é também bastante distinta do espectro padrão ASTM-173 e que, quando a

classificação é feita de forma correta, o modelo aqui proposto alcançou bons resultados na simulação do comportamento do espectro solar sob essas condições.

Tabela 15 – nRMSE para a simulação do espectro de GHI obtidos separadamente por grupos e de forma geral com o MLR global e com o MLR por agrupamento de padrões atmosféricos.

nRMSE							
	Grupo 1 céu claro	Grupo 2 céu claro	Grupo 3 céu claro	Grupo 1 céu coberto	Grupo 2 céu coberto	Grupo 3 céu coberto	Geral
MLR Global	3,15%	5,28%	12,27%	18,07%	8,58%	16,40%	4,01 %
MLR agrupamento	2,93%	4,02%	6,25%	12,15%	6,96%	9,99%	3,51 %

Figura 37 - Espectros de GHI para condições de céu coberto observado e simulado pelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos para diferentes momentos. a) nRMSE do MLR agrupamento = 6,43 % (Petrolina); b) nRMSE do MLR agrupamento = 72,93 % (Petrolina).



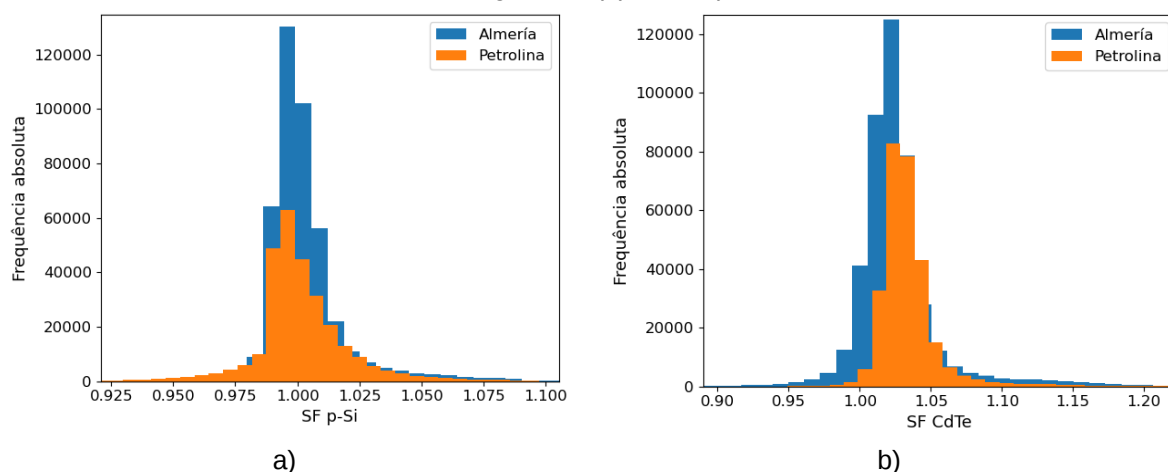
Campo Ávila et al. (2019) desenvolveram um modelo estatístico baseado em agrupamento de espectro e regressão com variáveis meteorológicas. Eles formaram 3 grupos de espectro solar utilizando o algoritmo de agrupamento *k-means* e conseguiram, para massa de ar menor que 2,1, erros 7 % para condição de céu claro e 16 % para céu coberto. O modelo aqui proposto alcançou melhores resultados e foi mais abrangente em relação às condições meteorológicas simuladas utilizando variáveis oriundas do espectro para a formação dos grupos.

7.3 Impacto do espectro solar na geração fotovoltaica

O fator espectro SF foi a métrica utilizada neste trabalho para avaliar o impacto do espectro solar na geração fotovoltaica. Ele foi calculado a partir dos espectros de GHI observados para as localidades de Petrolina e Almería com a resposta espectral

das tecnologias de módulo FV de silício policristalino (p-Si) e telureto de cádmio (CdTe). A Figura 38 apresenta os histogramas dos valores de SF observados para p-Si e CdTe para Almería e Petrolina. É desejável que o valor do SF fique em torno de 1 para que não haja divergências significativas em relação ao espectro padrão de certificação. Pode-se observar que para o p-Si, o valor do SF está concentrado em 1, com um percentual de dados entre 0,99 e 1,01 de 60 % para Petrolina e 72 % para Almería. Para o CdTe, o SF médio para as duas localidades foi de 1,03, mostrando que, para essa tecnologia, o espectro ASTM-173 tende a subestimar a geração. Além disso, a concentração de dados em torno da média para o CdTe é de 40 % entre 1,02 e 1,04 para Almería e 60 % para Petrolina. Nota-se que, para a maioria dos casos, as variações no espectro não provocaram discrepâncias significativas na produção FV, como reportado também nos trabalhos de (Alonso-Abella et al., 2014; Margare et al., 2016; Polo et al., 2017; Rodrigo et al., 2019; Chantana et al., 2020). Porém, o SF pode alcançar valores de 5 % e até 10 % (CdTe) em alguns momentos. Vale ressaltar também que na modelagem da curva de potência de módulos fotovoltaicos, o fator de perdas é composto por diversos fatores, como sujidade, cabeamento, degradação por PID (degradação induzida por potencial; do inglês, *Potential Induced Degradation*) e LID (degradação induzida pela luz; do inglês, *Light induced Degradation*), e alguns deles são da ordem de 1 %. Portanto, é importante incluir o fator espectral na modelagem da geração FV. Como mencionado na Seção 3.2, alguns dos softwares mais populares de projetos FV desprezam a influência da variação do espectro solar.

Figura 38 – Histogramas dos valores de SF observados nas localidades de Almería e Petrolina para as tecnologias de a) p-Si; e b) CdTe.



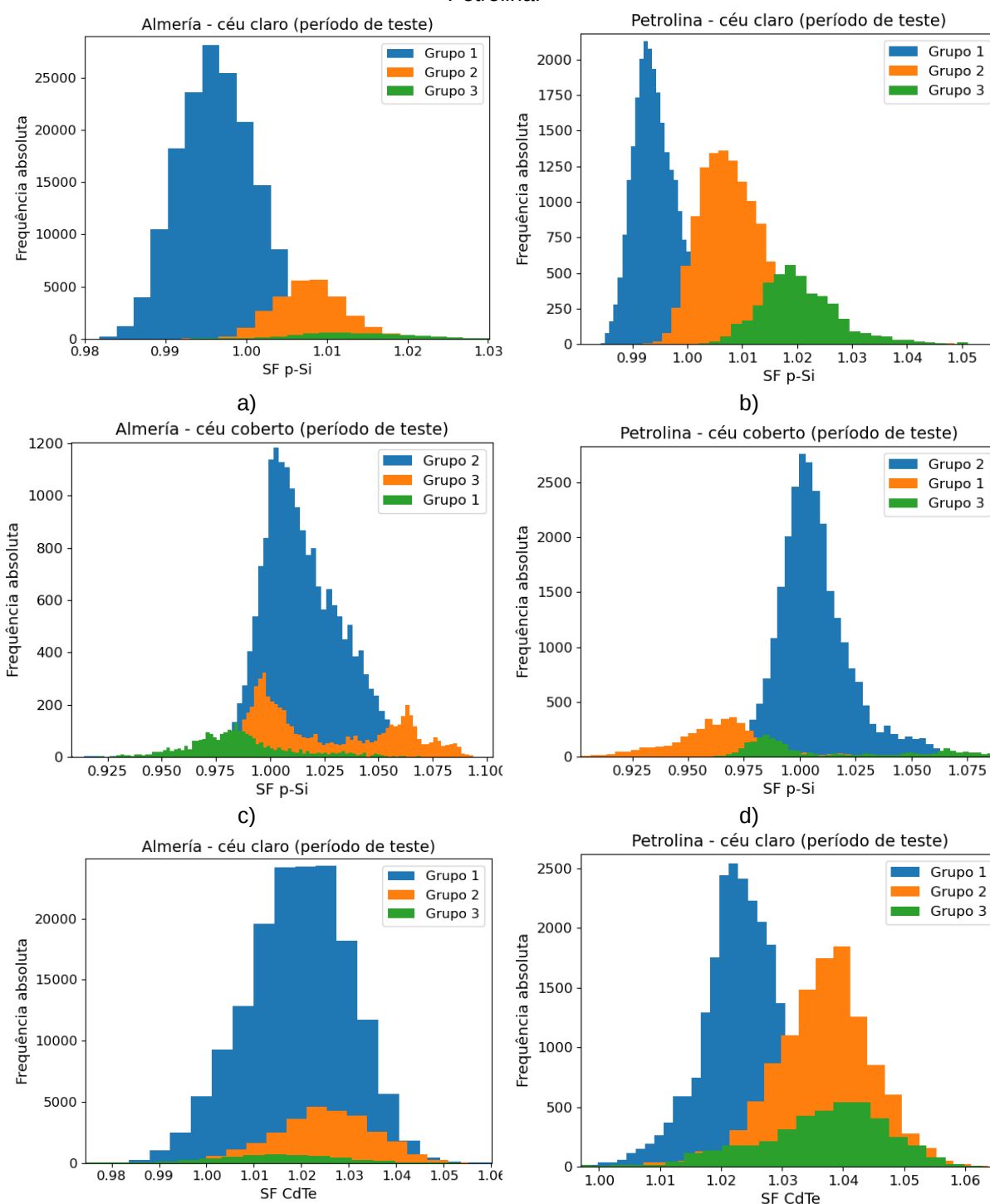
Foi observado que os grupos de padrões atmosféricos encontrados possuem comportamentos característicos em relação ao SF. A Figura 39 mostra o histograma do SF para as tecnologias de p-Si e CdTe para Almería e Petrolina de acordo com os grupos de céu claro e céu coberto formados. Para o p-Si, os grupos de céu claro têm valores médios de SF distintos, em que os espectros do grupo 1 (massa de ar baixa) tendem a ter um SF um pouco abaixo de 1 e os grupos 2 e 3 (massa de ar intermediária e alta) valores acima de 1, mostrando que o aumento da massa de ar acarreta num acréscimo no SF para o p-Si. Como visto nas Figura 23 e Figura 24, o espectro solar para massa de ar mais elevadas tem maior proporção de energia na faixa de radiação IV quando comparado a espectros de massa de ar baixa. Devido à resposta espectral do p-Si possuir seu valor máximo entre 800-1100 nm (faixa IV), o aumento da massa de ar favorece a geração FV dessa tecnologia em relação ao espectro ASTM-173. Esse comportamento também é observado para o CdTe em Petrolina, em que os grupos 2 e 3 tendem a ter um espectro mais favorável a geração FV que o espectro padrão, com valores de SF médios em torno de 1,04, enquanto que o grupo 1 tem sua média um pouco maior que 1,02. Com o CdTe para Almería não foi observada a mesma tendência. O pico da resposta espectral do CdTe está entre 600-800 nm, fazendo com que a geração FV também seja beneficiada por um aumento na proporção de energia nas faixas da radiação do VIS e IV.

Em relação aos valores de SF para os grupos de céu coberto, observa-se que o grupo 1, que tem a maior proporção de energia UV dentre todos os grupos formados, e, por isso, tende a ter os menores valores de SF tanto para p-Si quanto para CdTe. O grupo 3 de céu coberto (alta difusa e alta umidade) possui dois picos, um para valores um pouco abaixo de 1 (p-Si) ou em torno de 1,30 (CdTe) e outro para os valores mais elevados de SF. Para o grupo 2, os valores médios ficaram um pouco acima de 1 para p-Si e de 1,04 para CdTe.

Ao longo do dia, o valor do SF também sofre variações. Na Figura 40, encontra-se gráficos do tipo diagrama de caixa (*boxplot*) para cada hora do dia, variando das 6h às 17h. É possível observar a influência da massa de ar, com os horários do começo e final do dia (massa de ar elevada) com espectros mais favoráveis à geração FV que o padrão de certificação. Outros autores também mostraram a importância da massa de ar como um parâmetro na simulação do espectro solar ou da geração FV (Lee & Panchula, 2016; Peng et al., 2019; Galdino et al., 2022). Além disso, no gráfico, também há uma grande quantidade de pontos que foram considerados como

outliers, devido a sua baixa frequência de ocorrência, mas mesmo entre os limites superiores e inferiores considerados como não *outliers*, pode-se encontrar valores para a influência do espectro no p-Si de – 2% (SF 0,98) até 5 % (SF 1,05).

Figura 39 – Histogramas do SF de acordo com os grupos de padrões atmosféricos. a) SF p-Si para os grupos de céu claro de Almería; b) SF p-Si para os grupos de céu claro de Petrolina; c) SF p-Si para os grupos de céu coberto de Almería; d) SF p-Si para os grupos de céu coberto de Petrolina; e) SF CdTe para os grupos de céu claro de Almería; f) SF CdTe para os grupos de céu claro de Petrolina; g) SF CdTe para os grupos de céu coberto de Almería; d) SF CdTe para os grupos de céu coberto de Petrolina.



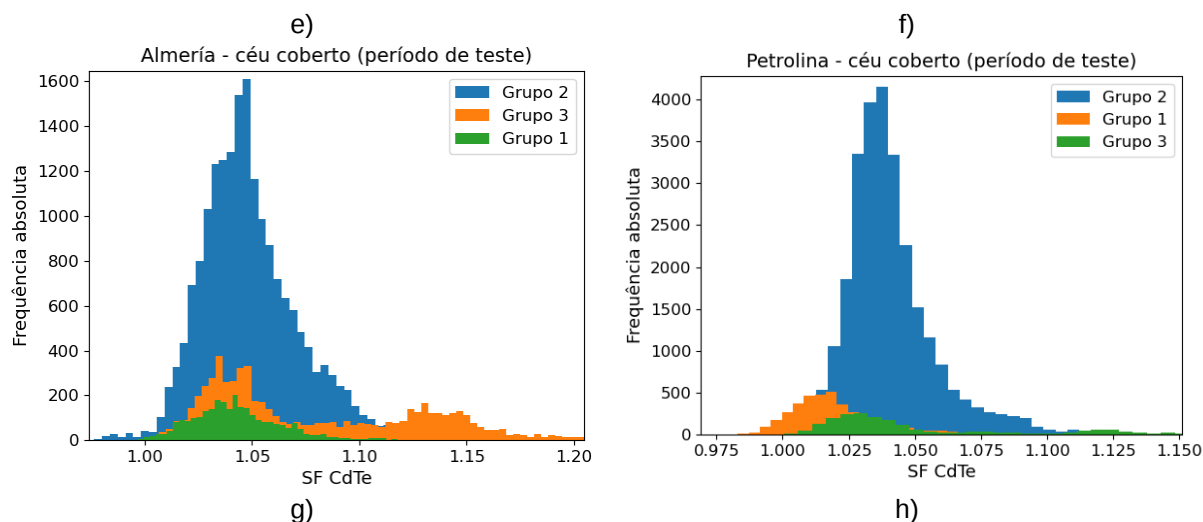
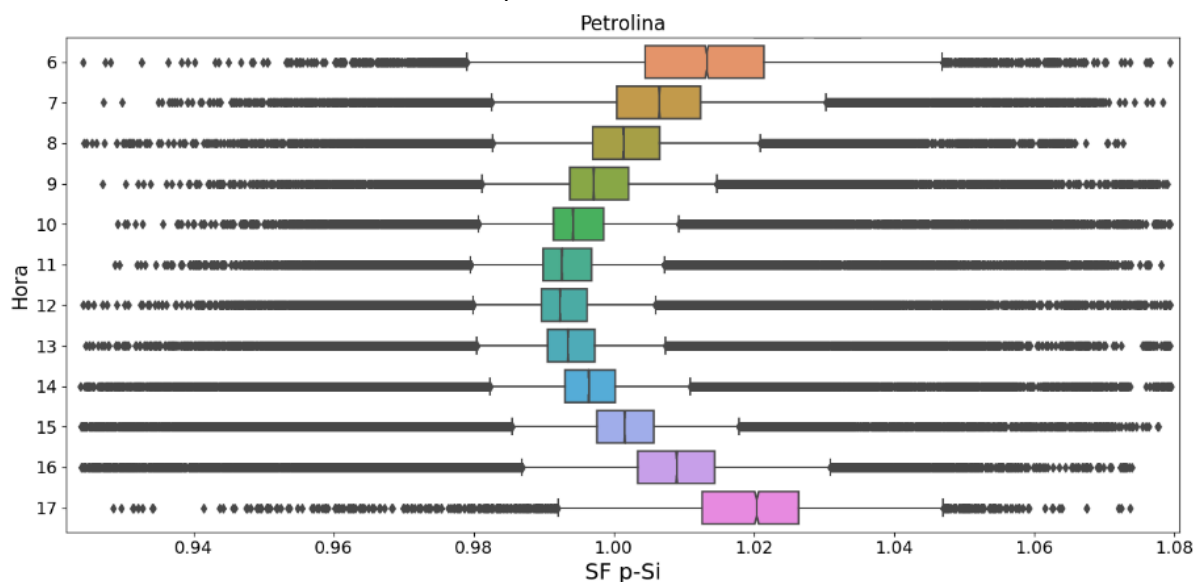


Figura 40 – Gráfico diagrama de caixa (*boxplot*) do fator espectral do p-Si para Petrolina discriminado pela hora do dia.



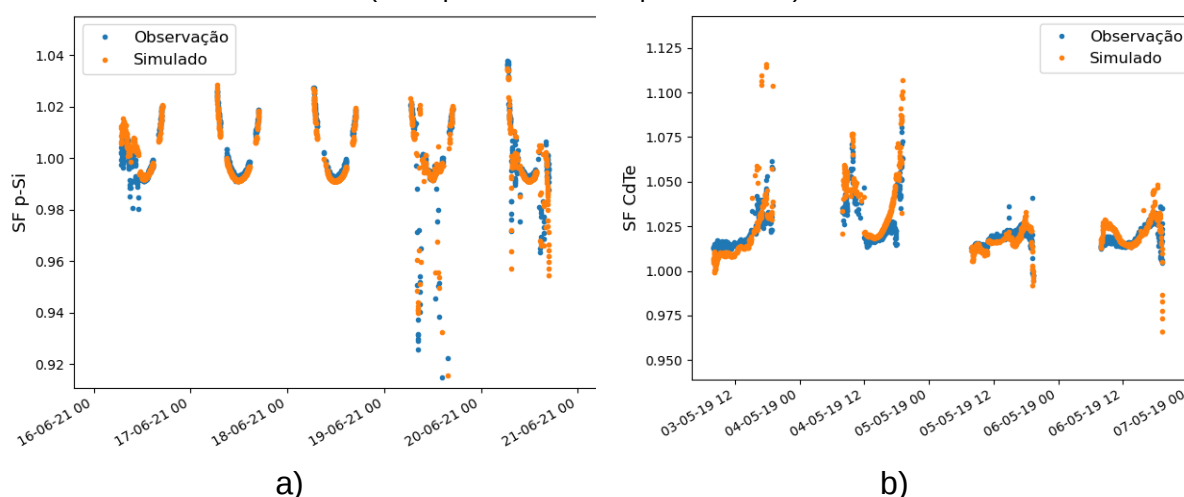
Com os espectros simulados pelo modelo de MLR baseado em agrupamento de padrões atmosféricos, foram calculados os valores de SF para o p-Si e o CdTe para serem comparados com SF obtido dos espectros de GHI observados. O resultado está apresentado na Tabela 16. Caballero et al. (2018) simularam o SF para diferentes tecnologias FV para a cidade de Jaén na Espanha e encontraram nRMSE valores inferiores a 0,3% para p-Si e CdTe, porém seu modelo utilizou como variáveis de entrada, além da massa de ar, parâmetros atmosféricos como AOD e quantidade de água precipitável medidas localmente. Além disso, a faixa de valores do SF medidos nesse estudo variou de 0,96 a 1,04 para o CdTe e 0,99 a 1,03 para o p-Si. Neste estudo, foram encontradas faixas de valores de SF muito mais abrangentes,

como mostra a Figura 38. Exemplo de algumas simulações do SF para o p-Si e o CdTe são apresentados na Figura 41, em que se pode observar que o modelo é capaz de simular valores menos frequentes de SF.

Tabela 16 – Estatísticos para o cálculo do SF para o p-Si e CdTe utilizando os espectros de GHI simulados com o modelo MLR com agrupamento de padrões atmosféricos.

SF simulado					
Tecnologia	COR	STDr	RMSE	nRMSE	Bias
p-Si	0,779	1,03	0,01	0,95 %	$2,81 \cdot 10^4$
CdTe	0,819	1,01	0,01	1,21 %	$2,48 \cdot 10^5$

Figura 41 – SF observado e simulado para a) p-Si (exemplo de resultado para Petrolina); e b) CdTe (exemplo de resultado para Almería).



Os valores do SF para o p-Si foram utilizados para modelar a potência de saída da usina FV da Plataforma Solar de Petrolina. Como o espectro de GHI não representa o espectro incidente no módulo FV, o valor do SF não foi utilizado como um multiplicador no cálculo do fator de perdas dos modelos físicos. Em vez disso, o SF foi aplicado como entrada para modelos físicos e simulação de potência FV junto com outras variáveis, como irradiância no plano do coletor, temperatura ambiente, velocidade do vento e ângulo de incidência da radiação. A Tabela 17 apresenta os resultados para a simulação da potência DC da Plataforma Solar de Petrolina a partir de modelos semiempíricos e modelos físicos com diferentes conjuntos de variáveis de entrada. Foi considerado o valor médio dos estatísticos para os 4 inversores modelados. Pode-se observar que os modelos estatísticos obtiveram um melhor desempenho na simulação de potência em comparação com os modelos semiempíricos, cujo melhor resultado foi pro modelo de Ross com nRMSE médio de 7,94 %. Dentre os modelos estatísticos, a regressão multilinear apresentou os

menores erros e, para ambas as técnicas estatísticas, o emprego do conjunto 2 como entrada forneceu os melhores resultados. O conjunto 2 é formado pelas variáveis irradiância no plano do coletor, temperatura ambiente, velocidade do vento, SF p-Si para o espectro de GHI medido e ângulo de incidência da radiação no módulo. Em comparação com o conjunto 1, que não considera o SF nem o ângulo de incidência, a redução do erro não foi tão expressiva, mas vale salientar que o SF utilizado não é calculado com base no espectro que incide no plano do módulo, mas, sim no plano horizontal. Apesar disso, os resultados apontam que a adição do SF trouxe uma melhoria na simulação da potência da usina FV.

Tabela 17 – Estatísticos para a simulação da potência DC da Plataforma Solar de Petrolina a partir de modelos semiempíricos e modelos físicos com diferentes conjuntos de variáveis de entrada

MODELOS		RMSE (kW)	nRMSE (%)	Bias (kW)
Modelos semiempíricos (modelo translação do ponto de máxima potência + modelos térmicos)	NOTC	20,16	9,79	-9,10
	Ross	20,39	7,94	-0,74
	Skoplaki	21,44	8,34	-3,88
	King	21,19	8,25	-3,34
	Sandia	21,04	8,19	-3,07
	Mattei	36,40	14,17	22,05
	Faiman	27,65	10,76	-11,70
	PVSyst	20,53	7,99	-0,25
	Duffie	22,06	8,58	-4,92
Modelos de regressão multilinear	Conjunto 1	19,16	7,45	0,30
	Conjunto 2	18,57	7,22	0,07
	Conjunto 3	18,95	7,37	0,15
	Conjunto 4	18,90	7,35	0,24
Modelos de regressão por <i>Random Forest</i>	Conjunto 1	19,85	7,72	0,29
	Conjunto 2	18,83	7,32	0,11
	Conjunto 3	19,44	7,56	0,15
	Conjunto 4	19,04	7,41	0,19

8 CONCLUSÃO E PERSPECTIVAS

No presente trabalho, foi desenvolvido um modelo de simulação da irradiância espectral baseado no agrupamento de padrões atmosféricos. A partir dessa metodologia, os espectros de GHI foram caracterizados através do formato da sua distribuição e a relação com variáveis meteorológicas. Foram formados 6 grupos, definidos pelos diferentes formatos de espectro solar e características ambientais, englobando duas regiões de clima distintos, Petrolina (Brasil) e Almería (Espanha).

Foi encontrado que, apesar de cada localidade ter sua especificidade, os formatos dos espectros médios para cada grupo foram semelhantes para as duas regiões, indicando que um conjunto de variáveis meteorológicas conseguem refletir os efeitos dos componentes atmosféricos na distribuição do espectro solar de forma geral.

Dentre os grupos formados, 3 foram de céu claro, caracterizados por faixas de massa de ar. Foi encontrado que há uma mudança significativa na proporção da energia do espectro solar nas faixas do UV e VIS com a massa de ar, provocando uma mudança no seu formato. Espectros com massa de ar mais elevada tendem a ser mais energéticos na faixa do infravermelho, devido ao aumento da atenuação da radiação com o maior comprimento óptico percorrido pela luz. Em relação aos espectros de céu coberto, também foram formados 3 grupos, porém sua caracterização foi mais complexa. Os resultados indicam que os grupos de céu coberto se diferenciam pela proporção de radiação difusa na componente global, com um dos grupos obtendo um formato bastante semelhante ao do espectro da irradiância difusa no plano horizontal. Essa proporção de radiação difusa na componente global pode ser verificada pelos coeficientes K_c , K_t , K_d e K_b . Além dessas variáveis, a umidade relativa e a pressão atmosférica podem configurar também como parâmetros importantes na classificação dos grupos de céu coberto, já que um dos grupos formados concentrou valores altos de umidade relativa e baixos de pressão atmosférica.

A formação dos grupos possibilitou uma melhora significativa na simulação do espectro solar em relação ao modelo físico SMARTS, com valores de nRMSE de 3,51 % em comparação com 7 %. Além disso, o modelo desenvolvido proporcionou a simulação de espectros de GHI para a condição de céu coberto com parâmetros de fácil obtenção, as variáveis meteorológicas. Comparado a modelos estatísticos, o agrupamento do espectro solar a partir de padrões atmosféricos propiciou um melhor desempenho na simulação do espectro de GHI para todas as condições ambientais, mas especialmente para massa de ar mais elevada e céu com cobertura de nuvens. Quando comparado a um modelo global, treinado sem distinção de grupos, o agrupamento de padrões reduziu o erro na simulação do espectro de GHI em torno de 6 pontos percentuais para as condições de massa de ar elevada e céu coberto.

A partir dos espectros observados e simulados foram calculados os valores do fator espectral, SF. Foi encontrado que espectros de céu claro e massa de ar baixa possuem um SF médio um pouco menores que 1 para o p-Si e 1,02 para CdTe e que

o aumento da massa de ar e, como consequência, da proporção da radiação IV tendem a favorecer a geração fotovoltaica para essas duas tecnologias em relação ao espectro ASTM 173-03. Além disso, os resultados apontam uma alta concentração dos valores de SF entre 0,99 e 1,01 para p-Si e 1,02 e 1,04 para CdTe, mas que valores divergentes dessa média também tem uma frequência relevante, principalmente para os grupos de céu claro e massa de ar elevada e para alguns grupos de céu coberto. Quando utilizado para modelar a potência de entrada do inversor da usina FV da Plataforma Solar de Petrolina através de modelos estatísticos, a introdução do SF reduziu o erro dos modelos em quase 1 ponto percentual em comparação com modelos que só utilizam a irradiância no plano do coletor, temperatura ambiente e velocidade do vento como entrada, indicando que o SF é um fator importante na modelagem de potência em centrais. Porém, como o SF não foi obtido a partir do espectro no plano dos módulos FV, uma análise mais aprofundada deve ser realizada.

A metodologia proposta e os resultados aqui encontrados possibilitam o desenvolvimento de diversos estudos. Como perspectivas, são apontadas as seguintes questões:

- i) O treinamento e a validação do modelo com dados de outras localidades de climas diferentes.
- ii) Um estudo da seleção das melhores variáveis de entrada para o algoritmo de agrupamento. Neste estudo, foram empregadas as irradiâncias dos comprimentos de onda de medição da rede AERONET (16 ao todo), o APE, os fatores espectrais para o p-Si e Cdte e as proporções de energia na faixa do UV, VIS e IV. Porém, não foi avaliado aqui quais são os comprimentos de onda que melhor representam a variabilidade dos formatos do espectro solar e quantos são necessários para representa-lo.
- iii) A simulação das outras componentes da radiação solar, os espectros da irradiância direta, difusa e a global em um plano inclinado.
- iv) O emprego do SF em modelos de prognóstico.

Apesar do foco do estudo ter sido a geração fotovoltaica, os resultados produzidos sobre a caracterização e simulação do espectro solar também podem ter aplicações em diferentes áreas, com ciências atmosféricas, ciências dos materiais e agronomia.

REFERÊNCIAS

- Ahrens, C. D., & Henson, R. (2018). Essentials of meteorology: An invitation to the atmosphere.
- Alonso-Abella, M., Chenlo, F., Nofuentes, G., & Torres-Ramírez, M. (2014). Analysis of spectral effects on the energy yield of different PV (photovoltaic) technologies: The case of four specific sites. *Energy*, 67, 435–443. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.024>
- Alvares, C. A., Stape, J. L., Sentelhas, P. C., De Moraes Gonçalves, J. L., & Sparovek, G. (2013). Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, 22(6), 711–728. <https://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507>
- Behrendt, T., Kuehnert, J., Hammer, A., Lorenz, E., Betcke, J., & Heinemann, D. (2013). Solar spectral irradiance derived from satellite data: A tool to improve thin film PV performance estimations? *Solar Energy*, 98, 100–110. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.05.011>
- Benelli, A., Cevoli, C., & Fabbri, A. (2020). In-field hyperspectral imaging: An overview on the ground-based applications in agriculture. *Journal of Agricultural Engineering*, 51(3), 129–139. <https://doi.org/10.4081/jae.2020.1030>
- Bird & Riordan. (1986). *Solar Energy Research Institute, Golden, CO 80401* (p. 87). http://legacy.spitzer.caltech.edu/espanol/edu/ritter/ritter_bio.html
- Bornman, J. F., Barnes, P. W., Robson, T. M., Robinson, S. A., Jansen, M. A. K., Ballare, C. L., & Flint, S. D. (2019). Linkages between stratospheric ozone, UV radiation and climate change and their implications for terrestrial ecosystems. *Photochemical and Photobiological Sciences*, 18(3), 681–716. <https://doi.org/10.1039/c8pp90061b>
- Braga, M., do Nascimento, L. R., & Rüther, R. (2019). Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. *Solar Energy*, 188(June), 976–988. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.073>
- Bright, J. M., Sun, X., Gueymard, C. A., Acord, B., Wang, P., & Engerer, N. A. (2020). BRIGHT-SUN: A globally applicable 1-min irradiance clear-sky detection model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121(January), 109706. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109706>
- Caballero, J. A., Fernández, E. F., Theristis, M., Almonacid, F., & Nofuentes, G. (2018).

- Spectral Corrections Based on Air Mass, Aerosol Optical Depth, and Precipitable Water for PV Performance Modeling. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 8(2), 552–558. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2017.2787019>
- Chantana, J., Imai, Y., Kawano, Y., Hishikawa, Y., Nishioka, K., & Minemoto, T. (2020). Impact of average photon energy on spectral gain and loss of various-type PV technologies at different locations. *Renewable Energy*, 145, 1317–1324. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.139>
- Chantana, J., Mano, H., Horio, Y., Hishikawa, Y., & Minemoto, T. (2017). Spectral mismatch correction factor indicated by average photon energy for precise outdoor performance measurements of different-type photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 114, 567–573. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.061>
- de Oliveira Silva, D. A., Oliveira Lopes, P. M., Barbosa de Albuquerque Moura, G., Farias de França e Silva, Ê., Bezerra da Silva, J. L., & Bezerra, A. C. (2019). Evolução Espaço-Temporal do Risco de Degradação da Cobertura Vegetal de Petrolina-PE. *Revista Brasileira de Meteorologia*, 34(1), 89–99. <http://dx.doi.org/10.1590/0102-7786334018>
- del Campo-Ávila, J., Piliougine, M., Morales-Bueno, R., & Mora-López, L. (2019). A data mining system for predicting solar global spectral irradiance. Performance assessment in the spectral response ranges of thin-film photovoltaic modules. *Renewable Energy*, 133, 828–839. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.083>
- Diniz, A. S. A., Duarte, T. P., Costa, S. A., Braga, D. S., Santana, V. C., & Kazmerski, L. L. (2022). Soiling Spectral and Module Temperature Effects: Comparisons of Competing Operating Parameters for Four Commercial PV Module Technologies. *Energies*, 15(15), 5415.
- Dirnberger, D., Blackburn, G., Müller, B., & Reise, C. (2015). On the impact of solar spectral irradiance on the yield of different PV technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 132, 431–442. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.09.034>
- Emde, C., Buras-Schnell, R., Kylling, A., Mayer, B., Gasteiger, J., Hamann, U., Kylling, J., Richter, B., Pause, C., Dowling, T., & Bugliaro, L. (2016). The libRadtran software package for radiative transfer calculations (version 2.0.1). *Geoscientific Model Development*, 9(5), 1647–1672. <https://doi.org/10.5194/gmd-9-1647-2016>
- Ernst, M., Holst, H., Winter, M., & Altermatt, P. P. (2016). SUNCALCULATOR: A program to calculate the angular and spectral distribution of direct and diffuse

- solar radiation. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 157, 913–922. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2016.08.008>
- Fernández, E. F., Almonacid, F., Ruiz-Arias, J. A., & Soria-Moya, A. (2014). Analysis of the spectral variations on the performance of high concentrator photovoltaic modules operating under different real climate conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 127, 179–187. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.04.026>
- Garcia-Gutierrez, L., Voyant, C., Notton, G., & Almorox, J. (2022). Evaluation and Comparison of Spatial Clustering for Solar Irradiance Time Series. *Applied Sciences (Switzerland)*, 12(17). <https://doi.org/10.3390/app12178529>
- Gueymard, C. A. (2001). Parameterized transmittance model for direct beam and circumsolar spectral irradiance. *Solar Energy*, 71(5), 325–346. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(01\)00054-8](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(01)00054-8)
- IEC 60904-3:2019 - Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data.
- Ishii, T., Otani, K., Itagaki, A., & Utsunomiya, K. (2013). A simplified methodology for estimating solar spectral influence on photovoltaic energy yield using average photon energy. *Energy Science and Engineering*, 1(1), 18–26. <https://doi.org/10.1002/ese3.3>
- Kasten, F., & Young, A. T. (1989). Revised Optical Air Mass Tables. *Applied Optics*, 28(22), 4735–4738.
- Kinsey, G. S. (2021). Solar cell efficiency divergence due to operating spectrum variation. *Solar Energy*, 217(December 2020), 49–57. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.01.024>
- Leckner, B. (1978). The spectral distribution of solar radiation at the earth's surface-elements of a model. *Solar Energy*, 20(2), 143–150. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(78\)90187-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(78)90187-1)
- Lee, M., & Panchula, A. (2016). Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2016-Novem, 1351–1356. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749836>
- Lefèvre, M., Oumbe, A., Blanc, P., Espinar, B., Gschwind, B., Qu, Z., Wald, L., Schroedter-Homscheidt, M., Hoyer-Klick, C., Arola, A., Benedetti, A., Kaiser, J. W., & Morcrette, J. J. (2013). McClear: A new model estimating downwelling solar radiation at ground level in clear-sky conditions. *Atmospheric Measurement*

- Techniques*, 6(9), 2403–2418. <https://doi.org/10.5194/amt-6-2403-2013>
- Liu, D., & Sun, K. (2019). Random forest solar power forecast based on classification optimization. *Energy*, 187, 115940. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115940>
- Magare, D. B., Sastry, O. S., Gupta, R., Betts, T. R., Gottschalg, R., Kumar, A., Bora, B., & Singh, Y. K. (2016). Effect of seasonal spectral variations on performance of three different photovoltaic technologies in India. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 7(1), 93–103. <https://doi.org/10.1007/s40095-015-0190-0>
- Marzo, A., Ferrada, P., Beiza, F., Besson, P., Alonso-Montesinos, J., Ballestrín, J., Román, R., Portillo, C., Escobar, R., & Fuentealba, E. (2018). Standard or local solar spectrum? Implications for solar technologies studies in the Atacama desert. *Renewable Energy*, 127, 871–882. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.039>
- Minemoto, T., Nakada, Y., Takahashi, H., & Takakura, H. (2009). Uniqueness verification of solar spectrum index of average photon energy for evaluating outdoor performance of photovoltaic modules. *Solar Energy*, 83(8), 1294–1299. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.03.004>
- Miranda, D., Petribú, L., Galdino, J., Furtado, J. V., Barboza, L., Costa, A., Gomes, E., Pereira, A., Jatobá, E., & Codeceira, A. (2022). *Quality Assurance Procedure for Solar Radiation at Minute Resolution. flag 1*. <https://doi.org/10.18086/eurosun.2022.15.04>
- Miyauchi, M., & Nakajima, H. (2016). Determining an Effective UV Radiation Exposure Time for Vitamin D Synthesis in the Skin Without Risk to Health: Simplified Estimations from UV Observations. *Photochemistry and Photobiology*, 92(6), 863–869. <https://doi.org/10.1111/php.12651>
- Moreno-Sáez, R., & Mora-López, L. (2014). Modelling the distribution of solar spectral irradiance using data mining techniques. *Environmental Modelling and Software*, 53, 163–172. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2013.12.002>
- Mueller, R. W., Dagestad, K. F., Ineichen, P., Schroedter-Homscheidt, M., Cros, S., Dumortier, D., Kuhlemann, R., Olseth, J. A., Piernavieja, G., Reise, C., Wald, L., & Heinemann, D. (2004). Rethinking satellite-based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module. *Remote Sensing of Environment*, 91(2), 160–174. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2004.02.009>
- Myers, D. R. (2012). Direct beam and hemispherical terrestrial solar spectral distributions derived from broadband hourly solar radiation data. *Solar Energy*,

- 86(9), 2771–2782. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.014>
- Myers, D. R., Emery, K., & Gueymard, C. (2004). Revising and validating spectral irradiance reference standards for photovoltaic performance evaluation. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 126(1), 567–574. <https://doi.org/10.1115/1.1638784>
- Nann, S., & Emery, K. (1992). Spectral effects on PV-device rating. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 27(3), 189–216. [https://doi.org/10.1016/0927-0248\(92\)90083-2](https://doi.org/10.1016/0927-0248(92)90083-2)
- Nann, S., & Riordan, C. (2002). *Solar spectral irradiance under overcast skies (solar cell performance effects)*. 1110–1115. <https://doi.org/10.1109/pvsc.1990.111789>
- Nofuentes, G., de la Casa, J., Solís-Alemán, E. M., & Fernández, E. F. (2017). Spectral impact on PV performance in mid-latitude sunny inland sites: Experimental vs. modelled results. *Energy*, 141, 1857–1868. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.078>
- Nofuentes, G., García-Domingo, B., Muñoz, J. V., & Chenlo, F. (2014). Analysis of the dependence of the spectral factor of some PV technologies on the solar spectrum distribution. *Applied Energy*, 113, 302–309. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.07.044>
- Norton, M., Amillo, A. M. G., & Galleano, R. (2015). Comparison of solar spectral irradiance measurements using the average photon energy parameter. *Solar Energy*, 120, 337–344. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.06.023>
- Peled, A., & Appelbaum, J. (2014). A solar spectrum model based on artificial neural-networks. In 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (pp. 2327-2334).
- Peng, J., Lu, L., & Wang, M. (2019). A new model to evaluate solar spectrum impacts on the short circuit current of solar photovoltaic modules. *Energy*, 169, 29–37. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.003>
- Perruci, V. P. (2018). *Análise De Complementaridade Entre Diferentes Técnicas Estatísticas Para Aumento Na Resolução Espacial Do Comportamento Do Vento Local*. 98.
- Piliougine, M., Elizondo, D., Mora-López, L., & Sidrach-de-Cardona, M. (2013). Multilayer perceptron applied to the estimation of the influence of the solar spectral distribution on thin-film photovoltaic modules. *Applied Energy*, 112(2013), 610–617. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.053>

- Polo, J., Alonso-Abella, M., Ruiz-Arias, J. A., & Balenzategui, J. L. (2017). Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies. *Solar Energy*, 142, 194–203. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.024>
- Qu, Z., Oumbe, A., Blanc, P., Espinar, B., Gesell, G., Gschwind, B., Klüser, L., Lefèvre, M., Saboret, L., Schroedter-Homscheidt, M., & Wald, L. (2017). Fast radiative transfer parameterisation for assessing the surface solar irradiance: The Heliosat-4 method. *Meteorologische Zeitschrift*, 26(1), 33–57. <https://doi.org/10.1127/metz/2016/0781>
- Ramos, R., Victor, J., Frazão, F., Miranda, D., Vilela, O. C., Pereira, A. C., & Jatoba, E. B. (2022). AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 2 , 5 MWp DO CRESP COM PARAMETRIZAÇÃO DO SOFTWARE PVSYST. 2014.
- Ripalda, J. M., Chemisana, D., Llorens, J. M., & García, I. (2020). Location-Specific Spectral and Thermal Effects in Tracking and Fixed Tilt Photovoltaic Systems. *IScience*, 23(10). <https://doi.org/10.1016/j.isci.2020.101634>
- Rodrigo, P. M., Varona, J., Soria-Moya, A., Almonacid-Cruz, B., & Fernández, E. F. (2019). Comparative assessment of simplified indexes for the spectral characterisation of photovoltaic systems. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 133, 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2018.09.077>
- Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., & Shelby, J. (2018). The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89(March), 51–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.003>
- Sirisamphanwong, C., & Ketjoy, N. (2012). Impact of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of photovoltaic system under Thai climatic conditions. *Renewable Energy*, 38(1), 69–74. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.07.008>
- Taherian, R., & Kausar, A. (2018). Electrical Conductivity in Polymer-Based Composites: Experiments, Modelling, and Applications. William Andrew.
- Takeguchi, K., Chantana, J., Nakayama, K., Kawano, Y., Nishimura, T., Hishikawa, Y., & Minemoto, T. (2021). Accurate estimation of outdoor performance of photovoltaic module through spectral mismatch correction factor under wide range of solar spectrum. *Current Applied Physics*, 28(April), 59–71. <https://doi.org/10.1016/j.cap.2021.04.023>
- Torres-Ramírez, M., Elizondo, D., García-Domingo, B., Nofuentes, G., & Talavera, D.

- L. (2015). Modelling the spectral irradiance distribution in sunny inland locations using an ANN-based methodology. *Energy*, 86, 323–334. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.037>
- Tsuji, M., Rahman, M. M., Hishikawa, Y., Nishioka, K., & Minemoto, T. (2018). Uniqueness verification of solar spectrum obtained from three sites in Japan based on similar index of average photon energy. *Solar Energy*, 173(June), 89–96. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.039>
- Wang, X., & Xu, Y. (2019). An improved index for clustering validation based on Silhouette index and Calinski-Harabasz index. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 569(5), 0–6. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/569/5/052024>
- Warmann, E. C., & Atwater, H. A. (2017). Predicting energy production for multijunction photovoltaics: Effects of spectral variation and cumulative irradiance. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017*, 1728–1732. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366062>
- Warmann, E. C., & Atwater, H. A. (2019). Predicting Geographic Energy Production for Tandem PV Designs Using a Compact Set of Spectra Correlated by Irradiance. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 9(6), 1596–1601. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2937236>
- Xie, Y., Sengupta, M., & Wang, C. (2019). A Fast All-sky Radiation Model for Solar applications with Narrowband Irradiances on Tilted surfaces (FARMS-NIT): Part II. The cloudy-sky model. *Solar Energy*, 188(June), 799–812. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.058>
- Xu, Y., & Cui, G. (2021). Influence of spectral characteristics of the Earth's surface radiation on the greenhouse effect: Principles and mechanisms. *Atmospheric Environment*, 244(516), 117908. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2020.117908>