

# PERSPECTIVAS DE PRODUTIVIDADE FV MÉDIA DIÁRIA NO BRASIL EM CENÁRIOS DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS DO MODELO MOHC-HADGEM2-ES: TENDÊNCIAS E SENSIBILIDADES REGIONAIS E SAZONAIS

João Vitor Do Erre de Jesus Abreu – joao.erre@ufrgs.br  
Paulo Smith Schneider  
PROMEC/ UFRGS

## 7.1. Estratégias e políticas para energias renováveis

**Resumo.** Este trabalho apresenta uma modelagem para avaliação termodinâmica do módulo FV de 278Wp da Canadian Solar, modelo KuMax CS3U-375MS, e simulação de sua perspectiva de produtividade média diária por MWp regional e sazonal em cenários de mudanças climáticas do modelo climático MOHC-HadGEM2-ES. A modelagem se baseia no modelo de céu isotrópico para simulação da irradiância no plano do módulo FV, e a avaliação termodinâmica do módulo FV é feita a partir dos dados de temperatura ambiente e de irradiância no plano horizontal. A modelagem foi aplicada a 24 localidades abrangendo as cinco regiões do Brasil. Todas as simulações foram considerando a velocidade do vento igual a 1 m/s e a inclinação do módulo FV igual ao absoluto da latitude da localidade. A modelagem foi aplicada nos dados históricos de 1990 a 2005 e nos dados de 2020 a 2049 dos cenários de emissões RCP4.5 e RCP 8.5. Os resultados médios diários regionais e sazonais são analisados, sendo comparados o período histórico com as décadas de 2020, 2030 e 2040 de cada cenário de emissões. Os resultados apontam a não uniformidade da geração FV entre as cinco regiões do Brasil ao longo das quatro estações do ano, com mediana dos valores superior a 4,0MWh/MWp dia e inferior a 8,0 MWh/MWp dia, considerando todas as regiões e estações. A análise de sensibilidade da potência elétrica CC apontou como principais fontes de incerteza considerando todas as regiões e estações a irradiância incidente no plano horizontal e a inclinação do módulo FV, seguidas do parâmetro de montagem adimensional.

**Palavras-chave:** Transição Energética, Planejamento Energético, Energia Solar

## 1. INTRODUÇÃO

De acordo com (UN, 2022), mudanças climáticas se referem às mudanças de longo prazo nas temperaturas e nos padrões climáticos na Terra, podendo tais mudanças terem origem natural, como devido aos diferentes ciclos do Sol, ou não, sendo que desde meados do século XIX as atividades humanas têm sido o principal motor das mudanças climáticas devido ao aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE), que contribuem para maior retenção da fração da energia emitida pelo Sol que incide na Terra.

Recentemente (MME, 2020), elencou possíveis impactos e consequências das mudanças climáticas para a fonte solar como o aumento nas intensidades média e máxima das pluviosidades e, por consequência, dos detritos carreados, o aumento da intensidade e da frequência de descargas atmosféricas, aumentos nas intensidades média periódica e máxima instantânea dos ventos, e o aumento na temperatura ambiente que, por consequência, reduz a eficiência termodinâmica de sistemas térmicos. Nessa linha, (EPE, 2018) apontou que os efeitos das mudanças climáticas no aproveitamento da energia solar poderão variar dependendo da localização e do tipo de usina, não estando restritos somente à radiação, de forma que os módulos FVs tenderão a observar sua eficiência e produtividade alteradas.

Quanto à avaliação do potencial FV, (Duran; Dincer; Rosen, 2007) modelam a potência elétrica considerando a corrente e tensão de máximas potências. Por sua vez, (Joshi; Dincer; Reddy, 2009) avaliaram sistemas FVs, térmicos e FV-térmico, modelando a potência elétrica produzida em função da corrente e da tensão de máxima potência e da corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, considerando o coeficiente de transferência de calor por convecção e por radiação modelado como função linear da velocidade do vento, além da avaliação sobre o aspecto fotônico da radiação solar e sua consequência termodinâmica. Por outro lado, (Yaghoubirad *et al.*, 2022) modelaram o potencial FV como função de parâmetros de placa de módulo FVs, como corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e fator de preenchimento.

Sobre os impactos das mudanças climáticas no Brasil, (Santos; Lucena, 2021) avaliaram os impactos nos potenciais técnico e econômico para geração FV distribuída no setor residencial brasileiro sob os cenários climáticos atuais e de mudanças climáticas, onde projetam redução do potencial técnico de sistemas residenciais FVs distribuídos fruto da elevação da temperatura ambiente, sendo que impacto depende da região avaliada. Em relação à média brasileira, os autores apontam reduções gerais no potencial técnico próxima a 1,0% ao final de 2033 no cenário mais agressivo avaliado no trabalho, onde há aumento da temperatura em 4°C. Por outro lado, apontam que nos cenários de mudanças climáticas avaliados não é afetado o potencial econômico da geração FV distribuída no setor residencial brasileiro.

Nesse contexto, (Ghanim; Farhan, 2023) propôs que a produtividade futura de módulos FVs depende da modelagem adotada, porque ela é fortemente dependente das condições de irradiância, temperatura ambiente e de velocidade do vento, sendo que dados de irradiância dificilmente estão disponíveis na qualidade e quantidade necessárias em campo. Nesse campo, a modelagem da irradiância foi objeto de estudo de (Qiu, R. *et al.*, 2022), que demonstraram a existência de diversas metodologias para estimativa da irradiância no plano horizontal, sendo que os resultados das diferentes metodologias dependem da potência computacional disponível e das habilidades de programação e modelagem do operador, de forma que a melhor metodologia para projeção da irradiância depende das informações e condições operacionais disponíveis e das variáveis consideradas na modelagem.

Em um trabalho recente, (Oka; Mizutani; Ashina, 2020) aplicou modelagem para projeção dos dados futuros utilizando um ano base, onde concluiu que a seleção do ano base implica em modificação das projeções futuras. Nesse âmbito, (Estrada; Guerrero, 2014) propuseram que projeções de dados futuros dependem da qualidade de dados disponíveis e dos objetivos almejados.

Acerca de mudanças climáticas e FV, (De Jong *et al.*, 2019) estimaram seus impactos no potencial solar e eólico brasileiro utilizando modelos climáticos regionais da América do Sul, onde se debruçaram diretamente sobre os dados futuros de velocidade do vento, temperatura e irradiância no plano horizontal resultantes dos modelos climáticos HADGEM2-ES/Eta, MIROC5/Eta RCP 8.5 e CANESM2/Eta RCP8.5, onde concluíram que os resultados das projeções dependem do modelo climático utilizado e da região analisada.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO

ESGF (*Earth System Grid Federation*) desempenha um papel na coleta, preservação e distribuição de dados climáticos, através de seus diversos nós, dentre os quais se inclui DKRZ (*Deutsches Klimarechenzentrum, German Climate Computing Center*). Esses dados climáticos são oriundos de múltiplas fontes, incluindo observações diretas e simulações de modelos climáticos, que são verificados e padronizados. Dentre as variáveis disponibilizadas se encontram projeções de variáveis climáticas como a radiação solar de onda curta incidente na superfície (*rsds, surface downwelling shortwave radiation*) e a temperatura do ar na superfície (*tas*), que são indicadores fundamentais na avaliação das mudanças climáticas, segundo (ESGF, 2023).

As simulações que projetam *rsds* e *tas* são derivadas de modelos climáticos que resolvem equações matemáticas baseadas em princípios físicos fundamentais, como continuidade e conservação da energia e do *momentum*. Esses modelos simulam a dinâmica da atmosfera, dos oceanos, da terra e do gelo, incorporando as equações de transporte para descrição dos fluxos de energia, massa e *momentum*. (ESGF, 2023) assevera que a precisão das projeções dessas variáveis depende da resolução desses modelos de equações diferenciais e da representação de processos físicos, como a interação entre radiação solar e matéria, bem como os efeitos de retroalimentação do clima.

Nessa esteira, para avaliação dos impactos das mudanças climáticas em sistemas solar FVs, o presente trabalho fez uso dos metadados de *tas* e *rsds* disponibilizados na plataforma para os períodos histórico, de 1990 a 2005, e cenários futuros de menores emissões (RCP 4.5) e de maiores emissões (RCP 8.5), de 2020 a 2049.

Os cenários RCP 4.5 e 8.5 se referem às trajetórias de concentração usadas nos cenários do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), no Quinto Relatório de Avaliação (AR5). RCP 4.5 e 8.5 são trajetórias prescritas para as concentrações de gases de efeito estufa e aerossóis, juntamente com a mudança no uso da terra, que integram um conjunto de resultados climáticos amplos utilizados para modelagem climática. As trajetórias são caracterizadas pela força radiativa produzida pelas emissões de CO<sub>2</sub> no final do século 21, segundo (San José *et al.*, 2016).

Para a avaliação da energia solar e cálculo da irradiância no plano inclinado do módulo, foi utilizada a modelagem de (Duffie; Beckman, 1989), cujo equacionamento segue.

A declinação solar  $\delta$ , em  $^{\circ}$ , é dada pela Eq. (1).

$$\delta = 23,45 \sin \left( \frac{2\pi(284+n_{day})}{365} \right) \quad (1)$$

Onde  $n_{day}$  é o dia juliano, sendo 1 de janeiro dia 1, e 31 de dezembro o dia 365.

O ângulo horário  $w$ , em  $^{\circ}$ , é dado pela Eq. (2).

$$w = 15(t-12) \quad (2)$$

Onde  $t$  é a hora do dia

O ângulo horário do pôr do sol  $w_s$ , em  $^{\circ}$ , é dado pela Eq. (3).

$$w_s = (-\tan \varphi \tan \delta) \quad (3)$$

Onde  $\varphi$  é a latitude da localidade, em  $^{\circ}$ .

A razão entre a radiação solar direta na superfície inclinada  $a$  e radiação solar no plano horizontal  $R_b$ , adimensional, é dado pela Eq. (4).

$$R_b = \frac{\cos(\varphi + \text{tilt}) \cos \delta \cos \omega + \sin(\varphi + \text{tilt}) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta} \quad (4)$$

Onde,  $\text{tilt}$  é a inclinação da superfície em relação à horizontal, em  $^\circ$ .

O fator de correção da excentricidade da órbita da Terra  $E_0$ , adimensional, é dado pela Eq.(5).

$$E_0 = 1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi n_{\text{day}}}{365}\right) \quad (5)$$

A radiação diária extraterrestre no plano horizontal  $H_0$ , em MJ/m<sup>2</sup>dia, é dado pela Eq.(6).

$$H_0 = \frac{24.3600.I_{sc}}{\pi.10^6} E_0 \left( (\cos \varphi \cos \delta \sin w_s) + \frac{\pi w_s}{180} (\sin \varphi \sin \delta) \right) \quad (6)$$

Onde, a constante solar  $I_{sc}$  é igual a 1367 W/m<sup>2</sup>.

A radiação horária extraterrestre no plano horizontal  $I_0$ , em MJ/m<sup>2</sup>.h, é dado pela Eq.(7).

$$I_0 = \frac{12.3600}{\pi} I_{sc} E_0 \left[ \cos \varphi \cos \delta (\sin w_2 - \sin w_1) + \frac{\pi(w_2 - w_1)}{180} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad (7)$$

Onde  $w_1$  e  $w_2$  definem o ângulo entre duas horas, em  $^\circ$ .

O índice de claridade horário  $k_t$ , adimensional, é dado pela Eq.(8).

$$k_t = \frac{I_h}{I_0} \quad (8)$$

Onde a radiação horária global no plano horizontal  $I_h$  é em MJ/m<sup>2</sup>.h.

O índice de claridade diário  $K_t$ , adimensional, é dado pela Eq. (9).

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (9)$$

Onde a radiação diária global no plano horizontal  $H$  é em MJ/m<sup>2</sup>dia.

A fração difusa da radiação solar horária  $k_d$ , adimensional, é dada pela Eq.(10).

$$k_d = \frac{I_d}{I} = \left\{ \begin{array}{l} 1,0 - 0,09k_t, \text{ se } k_t \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4, \text{ se } 0,22 < k_t \leq 0,80 \\ 0,165, \text{ se } k_t > 0,8 \end{array} \right\} \quad (10)$$

Onde a radiação solar direta  $I_b$ , em MJ/m<sup>2</sup>hora, é dada pela Eq. (11).

$$I_b = \left(1 - \frac{I_d}{I}\right) I \quad (11)$$

E a radiação solar no plano inclinado  $I_t$ , em MJ/m<sup>2</sup>hora, é dado pela Eq.(12).

$$I_t = I_b R_b + I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (12)$$

A modelagem proposta por (Skoplaki; Boudouvis; Palyvos, 2008) é utilizada para avaliação energética do módulo FV, considerando o módulo FV isotérmico, e somente as perdas por convecção forçada.

A temperatura do módulo FV  $t_c$ , em  $^\circ\text{C}$ , é dado pela Eq. (13).

$$t_c \cong tas + \omega \left( \frac{\frac{h_{w,NOCT}}{I_{NOCT}} (T_{NOCT} - T_{0,NOCT}) \left[ 1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha} (1 + \beta_{ref} T_{ref}) \right]}{8,9I + 2 V_f} \right) I_t \quad (13)$$

Onde,  $tas$  indica a temperatura ambiente, em °C,  $\omega$  indica o coeficiente de montagem do módulo, adimensional,  $I_t$  a irradiância no plano inclinado, em W/m<sup>2</sup>,  $V_f$  a velocidade do vento, em m/s, o subscrito  $NOCT$  indica a condição nominal de temperatura da célula em (i.e.  $\eta_c = 0$ ), o subscrito  $a,NOCT$  indica a temperatura ambiente na condição  $NOCT$ ,  $\eta_{ref}$  a eficiência de referência do módulo,  $\tau\alpha$  o produto da transmitividade do vidro e da absortividade da célula FV, aproximadamente igual a 0,90, e  $\beta_{ref}$  o coeficiente de correção da eficiência para a temperatura, em %/°C,  $T_{ref}$  indica a temperatura de referência do módulo, em °C.

A eficiência energética do módulo FV  $\eta_c$ , adimensional, é dado pela Eq. (14):

$$\eta_c = \eta_{ref} \left[ 1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref}) \right] \quad (14)$$

A potência elétrica CC produzida pelo módulo FV  $P_{out}$ , em W, é dada pela Eq. (15).

$$P_{out} = AI_t \eta_c \quad (15)$$

Onde  $A$  é a área do módulo FV, em m<sup>2</sup>.

E a produtividade por intervalo de tempo por MWp instalado, em MWh/MWp, é dado pela Eq. (15).

$$produtividade = P_{out} \cdot 3h \cdot N_{MWp} \quad (16)$$

Onde  $N_{MWp}$  é o número de módulos por MWp, igual a 3.598 módulos FV de 278 Wp.

### 3. METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho visa determinar as condições de  $t_c$ ,  $\eta_c$ ,  $P_{out}$  do módulo FV em função dos dados de placa do modelo de módulo FV empregado, das condições de montagem (inclinação e parâmetro de montagem adimensional do módulo FV) e das condições de irradiância no plano inclinado do equipamento e de temperatura ambiente.

O objetivo desta modelagem é oferecer resultados das variáveis destacadas para o período histórico e para as décadas de 2020, 2030 e 2040 nos cenários de menores emissões (RCP 4.5) e de maiores emissões (RCP 8.5), através de simulação para localidades no território brasileiro. A modelagem deste trabalho pode ser sintetizada na Fig. 1.

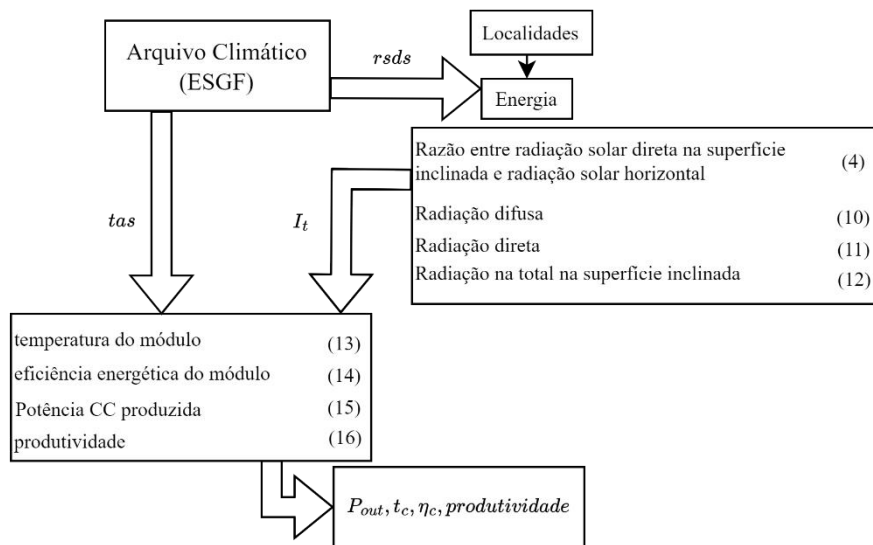


Figura 1 - modelo de cálculo de  $t_c$ ,  $\eta_c$ ,  $P_{out}$  e produtividade. [Fonte:autor]

Foram coletados os dados de  $rsds$  e  $tas$  da base de dados ESGF, nó DKRZ, para cada localidade. Os dados disponibilizados na base de dados são para cada 3 horas. Dessa forma, o dado informado foi considerado como o

representativo da média da variável nas três horas que antecederam, e considerado constante durante o período. Foi considerado como horário representativo da posição solar a hora dada pela média entre duas horas subsequentes de  $rsds$  na base de dados. Após a determinação do horário representativo da posição solar, foi calculado o índice de claridade horário utilizando a variável  $rsds$  como o dado de irradiância no plano horizontal. A partir do índice de claridade e da irradiância no plano horizontal, foram determinadas as componentes direta e difusa da radiação no período analisado. De posse das componentes direta e difusa de cada intervalo de tempo para cada uma das localidades selecionadas, foi aplicado a modelagem para determinação da irradiância no plano inclinado, considerando a inclinação do módulo de cada localidade como igual ao absoluto da latitude de sua localização. Pelo modelo de céu isotrópico, a irradiância no plano inclinado é dada pela soma das componentes direta, difusa e refletida pelo solo, enquanto a irradiância no plano horizontal é dada pelas componentes direta e difusa, segundo (Duffie; Beckman, 1989). Foram eliminados os pontos onde  $rsds$  é igual a zero para uso como dados de entrada na modelagem e foram descartados dos resultados analisados os intervalos onde  $R_b$  foi menor que zero ou maior que 3 e onde  $\eta_c$  foi menor que zero ou maior que 1. O limite para  $R_b$  menor que 3 foi em consonância ao apontado por (Duffie; Beckman, 1989). Dessa forma, obteve-se  $I_t$  no plano inclinado do módulo FV de cada localidade.

O resultado de  $I_t$  foi utilizado em conjunto ao dado de  $tas$  para aplicação da análise de energia para determinar  $t_c$ ,  $\eta_c$ ,  $P_{out}$  e produtividade em cada intervalo de tempo. Foram considerados o coeficiente de montagem do módulo FV como igual a 1 para a avaliação energética e a velocidade do vento igual a 1 m/s para todas as simulações. Foram utilizados os dados de placa do módulo FV KuMax de 278 Wp CS3U-375MS, da CanadianSolar, para a determinação de  $t_c$ ,  $\eta_c$  e  $P_{out}$ . As especificações elétricas do módulo FV utilizado no presente trabalho seguem na Tab. 1.

Tabela 1 - Especificações elétricas do módulo KuMax (1000V/1500V) CS3U-375MS para as condições de irradiância 1.000 W/m<sup>2</sup>, velocidade do vento 1 m/s, temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Potência máxima	278 W
Dimensões do módulo	2.000 x 992 x 40 mm
Área módulo	1,984 m <sup>2</sup>
Número de módulos por 1MWp de UFV	3.598
Área de 1MWp de módulos FV	7.122,3 m <sup>2</sup>
Coeficiente $\alpha$	0,05 %/°C
Coeficiente $\beta$	-0,29 %/°C
Coeficiente de $P_{max}$	-0,37 %/°C
NOCT	42 ± 2 °C

As localidades analisadas foram selecionadas dentre a lista de estações automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2024). Foram escolhidas uma localidade de cada Estado, se disponível na lista, com o objetivo de ter uma representante de cada Estado da Federação. O ganho para o trabalho em utilizá-las está na modificação da latitude entre as localidades, possibilitando, eventualmente, análise das variáveis por localidade, e não por região. As coordenadas, Estado e a região geográfica de cada localidade selecionada seguem na Tab. 2. Na Fig. 2 segue a posição destacada de cada localidade selecionada no mapa do Brasil.

Tabela 2 - Estado, coordenadas e região geográfica das localidades analisadas.

Localidade	ESTADO	Latitude	Longitude	Região
Água Branca	AL	-9,265 °	-37,938 °	Nordeste
Altamira	PA	-3,214 °	-52,213 °	Norte
Apodi	RN	-5,627 °	-37,815 °	Nordeste
Arco Verde	PE	-8,434 °	-37,055 °	Nordeste
Bacabal	MA	-4,218 °	-44,776 °	Nordeste
Bage	RS	-31,306 °	-54,119 °	Sul
Barreiras	BA	-12,156 °	-45,008 °	Nordeste
Benjamin Constant	AM	-4,379 °	-70,03 °	Norte
Brasília	DF	-15,79 °	-47,926 °	Centro-Oeste
Campina Grande	PB	-7,226 °	-35,905 °	Nordeste
Campos	RJ	-21,743 °	-41,333 °	Sudeste
Canarana	MT	-13,471 °	-52,271 °	Centro-Oeste
Caracaraí	RR	1,833 °	-61,121 °	Norte
Formosa	GO	-15,549 °	-47,339 °	Centro-Oeste
Franca	SP	-20,584 °	-47,383 °	Sudeste
Irati	PR	-25,503 °	-50,638 °	Sul

Macapá	AP	-0,045 °	-51,11 °	Norte
Morada Nova	CE	-5,137 °	-38,357 °	Nordeste
Palmas	TO	-10,148 °	-48,314 °	Norte
Paranaíba	MS	-19,664 °	-51,191 °	Centro-Oeste
Picos	PI	-7,081 °	-41,435 °	Nordeste
Propriá	SE	-10,214 °	-36,842 °	Nordeste
Salinas	MG	-16,155 °	-42,285 °	Sudeste
Tarauacá	AC	-8,16 °	-70,769 °	Norte

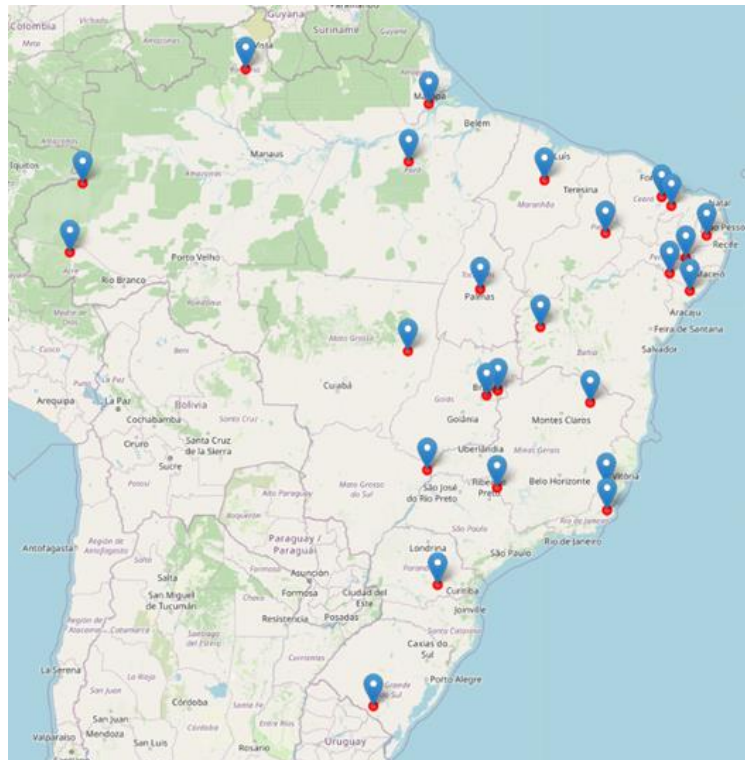


Figura 2 - Localidades analisadas. [Fonte: autor]

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Produtividade Média Diária

A aplicação da modelagem permitiu chegar às previsões de  $rsds$ ,  $P_{out}$  e produtividade para cada intervalo de tempo analisado. Os resultados foram agrupados para análise de média diária por estação do ano e região geográfica. A Fig. 3 apresenta os gráficos para a média diária de  $rsds$  por estação e região, conforme arquivos climáticos, e a Fig. 4 apresenta os gráficos para a produtividade média diária por estação e região.

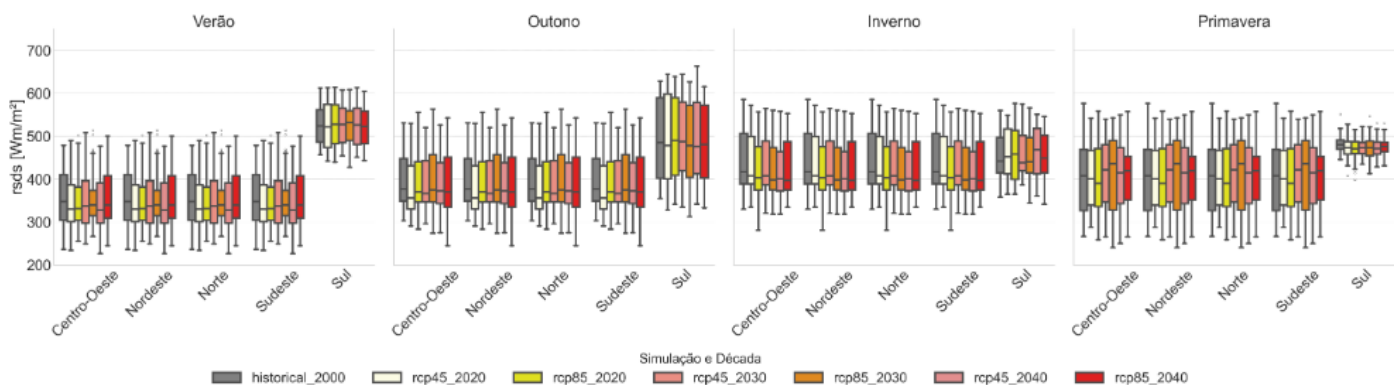


Figura 3 - Previsão para *rsds*, cenários RCP 4.5 e RCP 8.5, para 2020, 2030 e 2040, comparados com os dados históricos.

Os gráficos da Fig. 3 apresentam os resultados de *rsds* para o período histórico e décadas dos cenários RCP 4.5 e RCP 8.5. Para os períodos histórico e cenários de emissões, a região Sul apresenta os maiores valores de *rsds* durante o verão, as maiores medianas durante o outono e a primavera, e valores comparáveis às demais regiões durante o inverno. As demais regiões apresentam dados históricos e futuros semelhantes ao longo das quatro estações, com *rsds* medianas de 300 a 500 Wm/m<sup>2</sup>, de forma que não é possível inferir tendência de modificação na variável *rsds* nas estações, com o passar das décadas e entre cenários de emissões.

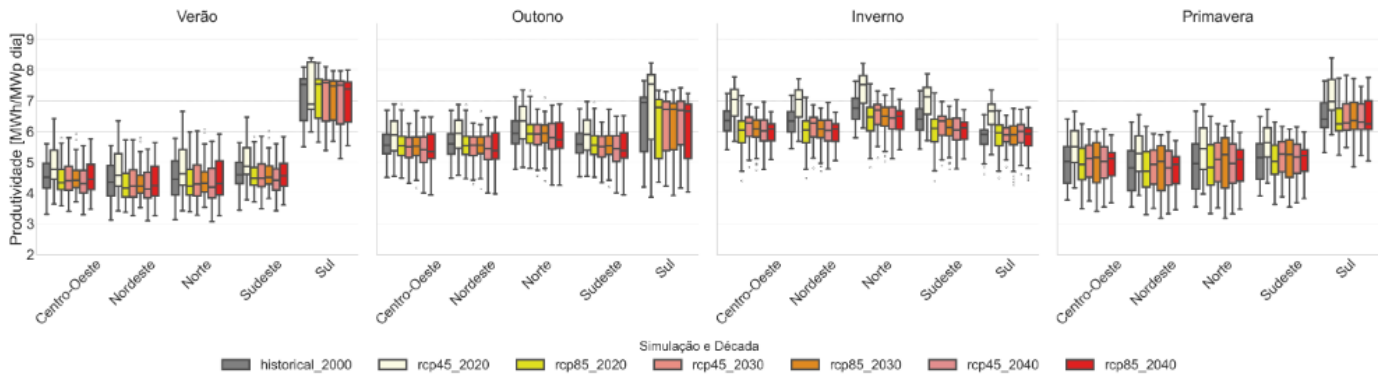


Figura 4 - Previsão para produtividade, cenários RCP 4.5 e RCP 8.5, para 2020, 2030 e 2040, comparados com os dados históricos.

Os gráficos da Fig. 4 apresentam os resultados de produtividade por região e estação para cada MWp de módulo FV instalado para o período histórico e décadas de 2020, 2030 e 2040 dos cenários RCP 4.5 e RCP 8.5. Os resultados de produtividade são referentes à produtividade em CC. Diferente dos resultados de *rsds*, os resultados de produtividade salientam a não uniformidade da geração FV entre as regiões e estações ao longo do ano.

Durante o verão no período histórico, se destaca a região Sul com maior produtividade dentre as regiões, com mediana inferior a 8,0 MWh/MWp dia. As demais regiões apresentam produtividade mediana inferior a 5,0 MWh/MWp dia durante o verão. Não se destaca eventual alteração da produtividade com o passar das décadas e cenários de emissões durante o verão.

No outono no período histórico, a região Sul permanece com a maior produtividade, com mediana superior a 7,0 MWh/MWp, enquanto as demais regiões apresentam mediana da produtividade superior a 5,0 MWh/MWp dia. Não se destaca eventual alteração da produtividade com o passar das décadas e cenários de emissões durante o outono.

No inverno no período histórico, a região Norte apresenta a maior produtividade mediana, próxima a 7,0 MWh/MWp dia, enquanto as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste apresentam produtividade mediana superior a 6,0 MWh/MWp dia. A região Sul apresenta os menores valores de produtividade durante o inverno, com valores inferiores a 6,0 MWh/MWp dia. É possível destacar eventual alteração da produtividade com o passar das décadas e cenários de emissões durante o inverno nas regiões Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sudeste, e aparente não alteração da produtividade na região Sul.

Durante a primavera no período histórico, os resultados da região Sul são os maiores dentre as cinco regiões, com mediana superior a 6,0 MWh/MWp dia. As demais regiões apresentam produtividade mediana superior a 5,0 MWh/MWp dia na primavera. Não se destaca eventual alteração da produtividade com o passar das décadas e cenários de emissões durante a primavera.

Todas as regiões apresentaram produtividade mediana no período histórico e nos cenários de emissões superior a 4,0 MWh/MWp dia, independente da estação do ano. Somente no verão, no cenário de emissões RCP 4.5, década de 2020, há mediana dos dados de produtividade inferiores ao histórico na região Sul. Nas demais estações e regiões, os resultados de produtividade de RCP 4.5, década de 2020, apresentam dados superiores aos históricos da estação na região. Nas décadas seguintes do cenário RCP 4.5 e nas décadas do cenário RCP 8.5, os resultados de produtividade não apresentam visível divergência ou tendência em relação resultados históricos da região na estação, exceto durante o inverno.

## 4.2 Sensibilidade

Foi realizada análise de sensibilidade para avaliação do impacto na saída  $P_{out}$ . A análise de sensibilidade aplicada foi a de Sobol para produzir estimativas mais precisas do impacto das entradas ( $\beta_{ref}$ ,  $tilt$ ,  $\omega$ , *rsds*, *tas*) na saída, para avaliação da sensibilidade a variações nas entradas.

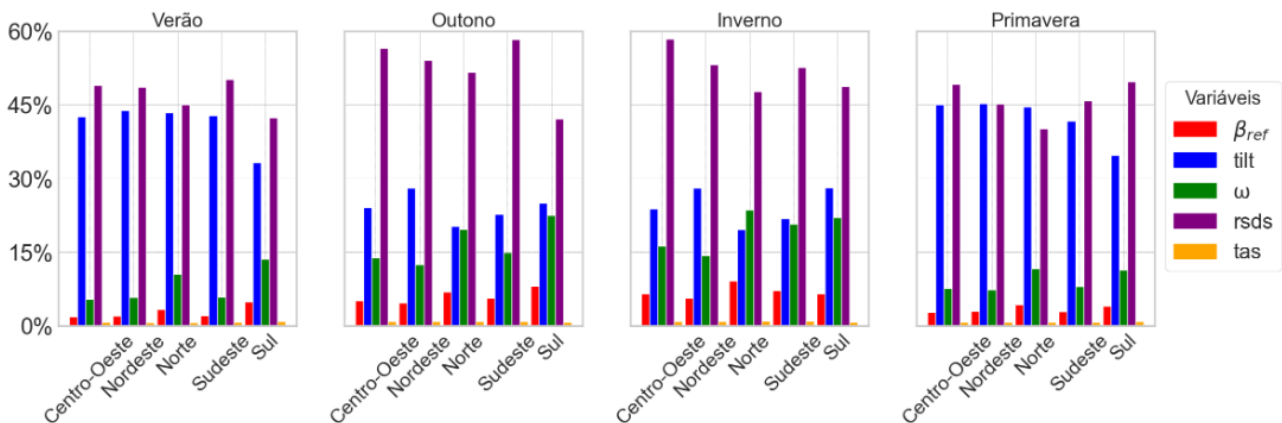
A técnica de Sobol é um método Quasi-Monte Carlo porque utiliza padrão determinístico, distribuindo as amostras de forma uniforme no espaço de amostra, em sequências de baixa discrepância, para amostragem mais eficiente no contexto de análise de sensibilidade – sequências de Sobol. Segundo (Sobol, 2001), essa diferença para o método de Monte Carlo, que usa amostragem aleatória, resulta em taxas de convergência mais rápidas e maior consistência nos resultados para os métodos Quasi-Monte Carlo para análise de sensibilidade global, através da análise da variância da saída. O método de Sobol aplicado neste trabalho utilizou 1024 e 2048 amostras dos parâmetros de entrada, com cálculo da média entre resultados das duas amostras, e normalização dos coeficientes para obtenção da sensibilidade total normalizada de cada parâmetro de entrada. A Tab. 3 apresenta a definição dos parâmetros de entrada e seus limites analisados para as sensibilidades totais da saída  $P_{out}$ .

Tabela 3 - Parâmetros e limites analisados para sensibilidade de  $P_{out}$ .

Parâmetro	Nome do Parâmetro	Unidade	Limites analisados
$\beta_{ref}$	Coefficiente de correção da eficiência para a temperatura	%/°C	[0.003, 0.005]
$tilt$	Inclinação do módulo	°	[-50%, +50%]
$\omega$	parâmetro de montagem adimensional	-	[1, 2.7]
$rsds$	Irradiância incidente no plano horizontal	W/m <sup>2</sup>	[-10%, +10%]
$tas$	Temperatura ambiente	°C	[-10%, +10%]

As variáveis analisadas foram em consonância às pesquisadas por (Qiu, T. *et al.*, 2022) e (Skoplaki; Boudouvis; Palyvos, 2008) combinadas. Os limites selecionados de redução da potência em função da temperatura e do parâmetro de montagem adimensional foram os apontados por (Skoplaki; Boudouvis; Palyvos, 2008) comparando, também, os dados da folha de dados do módulo selecionado neste trabalho, Tab. 1.

A Fig. 5 apresenta os resultados da sensibilidade total normalizada das cinco variáveis na saída  $P_{out}$  por estação e região.

Figura 5 - Sensibilidade de  $P_{out}$  às variáveis elencadas, para os dados históricos, por estação e região.

A variável que apresentou a maior sensibilidade total na saída  $P_{out}$  é  $rsds$ , independente da região e da estação. No verão, as principais variáveis em toda as regiões foram as incertezas de  $rsds$  e de  $tilt$ , uma vez que estes parâmetros impactam diretamente na irradiância incidente no plano do módulo. No outono, as principais fontes de incerteza foram  $rsds$  e  $\omega$ , que impactam diretamente na temperatura de operação do módulo, com destaque que, quanto maior a temperatura média diária da região, mais sensível se torna o parâmetro  $\omega$ . No inverno, novamente, as principais fontes de incerteza foram  $rsds$  e  $\omega$ , com aumento da sensibilidade de  $\omega$  nas regiões onde a temperatura média diária é maior, enquanto os níveis irradiância na região na estação são comparáveis ao outono. Na primavera, devido aos maiores níveis de irradiância, a sensibilidade de  $P_{out}$  é semelhante ao verão, onde as variáveis  $rsds$  e  $tilt$  se apresentam como as maiores fontes de incerteza na saída  $P_{out}$ , sendo maior a sensibilidade à  $rsds$  quanto menor a temperatura média diária.

Tais resultados estão em consonância aos encontrados por (Qiu, T. *et al.*, 2022), que assevera que a geração teórica de energia em sistemas FVs é altamente sensível a variações em fatores que influenciam diretamente no ângulo de incidência dos raios solares e à irradiância solar incidente no módulo, que determinam o limite superior da geração de energia FV e têm impacto direto na produção de potência elétrica CC. (Qiu, T. *et al.*, 2022) também propõe que fatores ambientais, como radiação solar e altitude solar, tendem a influenciar mais a geração de energia do que fatores técnicos (representados na variável  $\beta_{ref}$ ), o que explica a instabilidade da geração de energia FV devido a variações ambientais. Entre os fatores técnicos, (Qiu, T. *et al.*, 2022) destaca que a eficiência das células FV e o ângulo de inclinação do painel são cruciais, o que salienta a importância de otimizá-los para melhorar a eficiência energética e a produção de potência elétrica CC por esses equipamentos.



## 5. CONCLUSÕES

Como conclusões do presente trabalho é possível destacar a não uniformidade da geração solar FV ao longo do ano no Brasil, além de que a tendência de variação em relação aos dados históricos depende da variável analisada, do cenário de emissões e da localidade em foco. Além disso, os parâmetros que têm maior sensibilidade na potência elétrica CC produzida pelo módulo FV dependem da região e estação, mas majoritariamente são aqueles que impactam na efetiva irradiância incidente no plano do módulo FV, seguido do nível de integração da planta, que impacta na temperatura de operação do módulo FV.

Dessa forma, o ângulo de inclinação do módulo FV e a seleção de módulos FVs mais eficientes maximizam a irradiância incidente no painel e sua conversão em potência elétrica CC, respectivamente. Também, a instalação dos módulos FV de forma a proporcionar menor temperatura de operação possibilita alcançar maior eficiência energética, o que contribui para aumentar sua produção de potência elétrica CC.

### *Agradecimentos*

Agradecimento especial para toda a equipe da Engcomp pelo incentivo e liberdade e ao time do PROMEC pela confiança, disponibilidade e liberdade.

## REFERÊNCIAS

- DE JONG, P. *et al.* Estimating the impact of climate change on wind and solar energy in Brazil using a South American regional climate model. *Renewable Energy*, vol. 141, p. 390–401, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.086>.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*.
- DURAN, A.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. Thermodynamic analysis of solar photovoltaic cell systems. vol. 91, p. 153–159, 2007.
- EPE, E. de P. E. *Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético : Considerações Iniciais*. 2018.
- ESGF. ESGF Node at DKRZ. 2023.
- ESTRADA, F.; GUERRERO, V. M. A new methodology for building local climate change scenarios: A case study of monthly temperature projections for Mexico City. *Atmosfera*, vol. 27, n. 4, p. 429–449, 2014. Disponível em: [http://dx.doi.org/10.1016/S0187-6236\(14\)70040-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0187-6236(14)70040-2).
- GHANIM, M. S.; FARHAN, A. A. Projected patterns of climate change impact on photovoltaic energy potential: A case study of Iraq. *Renewable Energy*, vol. 204, n. April 2022, p. 338–346, 2023.
- INMET. Catálogo de Estações Automáticas. 2024. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/paginas/catalogoaut>. Acedido em: 17 Jan. 2024.
- JOSHI, A. S.; DINCER, I.; REDDY, B. V. Thermodynamic assessment of photovoltaic systems. *Solar Energy*, vol. 83, n. 8, p. 1139–1149, 2009. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2009.01.011>.
- MME. Pne 2050: Anexo. p. 1–232, 2020.
- OKA, K.; MIZUTANI, W.; ASHINA, S. Climate change impacts on potential solar energy production: A study case in Fukushima, Japan. *Renewable Energy*, vol. 153, p. 249–260, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.126>.
- QIU, R. *et al.* Modeling daily global solar radiation using only temperature data: Past, development, and future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 163, n. May, p. 112511, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112511>.
- QIU, T. *et al.* Potential assessment of photovoltaic power generation in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 154, n. November 2021, p. 111900, 2022.
- SAN JOSÉ, R. *et al.* Impacts of the 4.5 and 8.5 RCP global climate scenarios on urban meteorology and air quality: Application to Madrid, Antwerp, Milan, Helsinki and London. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 2016.
- SANTOS, A. J. L.; LUCENA, A. F. P. Climate change impact on the technical-economic potential for solar photovoltaic energy in the residential sector: a case study for Brazil. *Energy and Climate Change*, vol. 2, n. December 2020, 2021.
- SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2008.
- SOBOL, I. M. Global sensitivity indices for nonlinear mathematical models and their Monte Carlo estimates. *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 55, n. 1–3, p. 271–280, 2001.
- UN. United Nation, Climate Actions. 2022.
- YAGHOUBIRAD, M. *et al.* Performance assessment of a solar PV module for different climate classifications based on energy, exergy, economic and environmental parameters. *Energy Reports*, vol. 8, p. 68–84, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.05.100>.

## **PERSPECTIVES ON AVERAGE DAILY PV PRODUCTIVITY IN BRAZIL IN CLIMATE CHANGE SCENARIOS OF THE MOHC-HADGEM2-ES MODEL: REGIONAL AND SEASONAL TRENDS AND SENSITIVITIES**

**Abstract.** *This work presents a modeling for the thermodynamic assessment of the 278Wp Canadian Solar KuMax CS3U-375MS PV module and the simulation of its prospective average daily productivity per MWp regionally and seasonally in climate change scenarios of the MOHC-HadGEM2-ES climate model. The modeling is based on the isotropic sky model for simulating irradiance on the PV module plane, and the thermodynamic assessment of the PV module is made using data on ambient temperature and irradiance on the horizontal plane. The modeling was applied to 24 locations covering the five regions of Brazil. All simulations were conducted considering a wind speed of 1 m/s and the PV module inclination equal to the absolute latitude of the location. The modeling was applied to historical data from 1990 to 2005 and to data from 2020 to 2049 from the RCP4.5 and RCP 8.5 emission scenarios. The average daily regional and seasonal results are analyzed, comparing the historical period with the decades of 2020, 2030, and 2040 for each emission scenario. The results indicate non-uniform PV generation across the five regions of Brazil throughout the four seasons, with median values exceeding 4.0 MWh/MWp per day and less than 8.0 MWh/MWp per day, considering all regions and seasons. The sensitivity analysis of DC electric power identified the main sources of uncertainty, considering all regions and seasons, as the incident irradiance on the horizontal plane and the inclination of the PV module, followed by the dimensionless mounting parameter.*

**Keywords:** *Energy Transition, Energy Planning, Solar Energy*