

O IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NAS PERDAS POR TEMPERATURA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM TRÊS LOCALIDADES BRASILEIRAS

Matheus Körbes Bracht – matheus.bracht@posgrad.ufsc.br

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Aline Kirsten Vidal de Oliveira

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Roberto Lamberts

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Ricardo Rüther

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo. Com o aumento das temperaturas globais, as energias renováveis, especialmente a solar fotovoltaica (FV), tornam-se cruciais. No entanto, as condições climáticas afetam significativamente o desempenho desses sistemas, com a temperatura ambiente sendo um fator crucial. Este trabalho aborda o impacto das mudanças climáticas nas perdas de potência de módulos fotovoltaicos devido à temperatura. Foram analisados dois modelos de estimativa de temperatura (Ross e Faiman) em três localidades brasileiras (Cuiabá, Florianópolis e Fortaleza) para diferentes cenários climáticos futuros (RCP2.6 e RCP8.5) até 2090. Os arquivos climáticos futuros foram previamente desenvolvidos com base nas projeções de modelos climáticos do projeto CORDEX-CORE, considerando HadGEM2, MPI-ESM e NorESM1 como Modelos Globais de Circulação (GCMs) e regcm e remo como modelos regionais aninhados (RCMs). Os cenários RCP2.6 e RCP8.5 foram selecionados para analisar possíveis futuros otimistas e pessimistas. Os resultados mostram que Cuiabá experimenta os maiores aumentos médios e máximos de perda de potência. Para os casos de Cuiabá e Fortaleza o cenário pessimista, os modelos HadGEM2-regcm apresentaram as maiores perdas (5,11% e 3,57% para 2090, respectivamente), enquanto NorESM1-remo mostrou cenários mais amenos (3,82% e 3,02% também para 2090, respectivamente). Os resultados demonstram o impacto das mudanças climáticas nas perdas de potência dos módulos fotovoltaicos, especialmente em regiões com altas temperaturas.

Palavras-chave: Desempenho de sistemas fotovoltaicos, Mudanças climáticas, Perdas por temperatura.

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento das temperaturas globais devido às emissões de gases de efeito estufa, a implementação de energias renováveis se torna cada vez mais imprescindível. No entanto, as energias renováveis são mais vulneráveis às condições climáticas em comparação com as usinas de energia baseadas em combustíveis fósseis, pois são principalmente influenciadas pelas condições meteorológicas, como radiação solar, temperatura do ar e da superfície, e níveis de umidade. A tecnologia de solar fotovoltaica (FV) tem dominado o mercado de energias renováveis devido ao seu menor custo, instalação mais fácil e maior confiabilidade (Tahir *et al.*, 2022).

À medida que a competitividade da geração FV aumenta no mercado de energia, a confiabilidade e o desempenho da tecnologia tornam-se uma preocupação importante no setor de energia solar. Diversas variáveis específicas contribuem para o desempenho dos sistemas FV e eles diferem amplamente de acordo com a localização, como sujeira, conteúdo espectral da luz, temperatura e níveis de umidade. O desempenho do módulo FV é principalmente influenciado pela irradiância solar e temperatura ambiente. A irradiância solar afeta positivamente o desempenho do FV, enquanto a temperatura ambiente mais elevada faz com que a temperatura da célula aumente, diminuindo o rendimento do FV. Como a principal rota tecnológica para os sistemas de energia sustentáveis do futuro, é imprescindível analisar os efeitos das mudanças climáticas na geração de energia FV (Feron *et al.*, 2020).

Nos últimos anos, pesquisadores desenvolveram métodos para integrar cenários climáticos futuros do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) em simulações de sistemas fotovoltaicos (Zuluaga *et al.*, 2022; Russo *et al.*, 2023). O IPCC utiliza Modelos de Circulação Geral (GCMs) para projetar variáveis climáticas com base em diferentes cenários e perfis de emissões (RCPs) (Van Vuuren *et al.*, 2011). Apesar do número de GCMs com desempenhos variáveis, suas saídas apresentam resoluções espaciais e temporais mais grosseiras, aumentando a incerteza (Eyring *et al.*, 2019). Para superar isso, aplica-se frequentemente um método de *downscaling* dinâmico às saídas dos GCMs, utilizando Modelagem Climática Regional (RCMs) para obter informações mais detalhadas e resultados mais confiáveis em regiões diversas. Essas projeções de modelos climáticos apresentam sensibilidades diferentes às emissões e, portanto, é interessante que seja utilizado um conjunto para avaliar as incertezas inerentes às previsões futuras.

Frente à ausência de dados medidos de qualidade, grande parte de avaliações de potencial FV, de projeção de desempenho e do custo nivelado de energia de empreendimentos são baseadas em modelos de estimativa de temperatura. Diversos destes modelos foram propostos pela literatura, sendo que dois se destacam por serem amplamente utilizados em estudos e softwares de simulação: Ross (Ross, 1981) e Faiman (Faiman, 2008).

Esse artigo pretende avaliar o efeito das mudanças climáticas e da incerteza de dois diferentes cenários de emissões (RCP2.6 e RCP8.5) e seis combinações de modelos globais e regionais nos resultados de dois diferentes modelos de temperatura, Ross e Faiman, para três localidades brasileiras.

2. ARQUIVOS CLIMÁTICOS FUTUROS

Os arquivos climáticos futuros utilizados foram desenvolvidos por Bracht *et al.* (2024) para as 27 capitais estaduais brasileiro considerando o uso em ferramentas de simulação energética de edificações. O método é baseado no trabalho de Machard *et al.* (2020) e também é utilizado no Anexo 80 da Agência Internacional de Energia (IEA-EBC). Os arquivos climáticos desenvolvidos estão disponíveis em Bracht *et al.* (2023).

Os dados sobre as condições climáticas futuras foram obtidos a partir de diversas projeções provenientes de modelos climáticos regionais participantes do projeto *Coordinated Regional Downscaling Experiment* (Giorgi *et al.*, 2022). Estas projeções integram o experimento CORDEX-CORE, sendo selecionados para o estudo três Modelos Climáticos Globais (GCMs) - HadGEM2, MPI-ESM e NorESM1, e dois Modelos Climáticos Regionais (RCMs) aninhados (regcm e remo) para o *downscaling* dinâmico, resultando em um conjunto de seis modelos com resolução espacial de aproximadamente 25 km. Os cenários de emissão RCP8.5 (pessimista) e RCP2.6 (otimista) foram selecionados, sendo ambos considerados na elaboração dos arquivos climáticos.

Os valores futuros das variáveis climáticas, originalmente em intervalos de 3 horas, foram interpolados e ajustados para uma resolução horária. Em seguida, aplicaram-se diferentes métodos de correção de viés a variáveis climáticas específicas, utilizando séries históricas de dados meteorológicos. Estas séries, referentes ao período entre 2001 e 2021, consistem em medições horárias obtidas em estações meteorológicas localizadas em cada cidade. Essas séries históricas servem como base para o desenvolvimento dos arquivos meteorológicos TMYx disponíveis no site do OneClimate Building (Crawley e Lawrie, 2023). Esses arquivos utilizam dados derivados de registros meteorológicos horários do ISD (Banco de Dados Integrado da Superfície da NOAA dos EUA), complementados com dados de radiação solar do conjunto de dados de reanálise ERA5. Vale ressaltar que os arquivos finais criados representam um ano meteorológico típico (TMY) para cada intervalo (2010, 2050 e 2090), excluindo a consideração de ondas de calor e anos atípicos. Para o presente trabalho foram considerados os arquivos climáticos das cidades de Florianópolis (Santa Catarina), Fortaleza (Ceará) e Cuiabá (Mato Grosso). A Tab. 1 apresenta as informações a respeito das três localidades.

Tabela 1 - Descrição das localidades analisadas.

Localização	Latitude	Longitude	Altitude (m)	Classificação climática de Köppen-Geiger
Fortaleza, Ceará	-3.78°	-38.53°	25.0	As'
Cuiabá, Mato Grosso	-15.65°	-56.12°	188.1	Aw
Florianópolis, Santa Catarina	-27.67°	-48.55°	6.1	Cfa

3. MODELOS DE ESTIMATIVA DE TEMPERATURA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A literatura oferece vários métodos para estimar os valores de temperatura de uma célula ou módulo fotovoltaico a partir de diversas variáveis de entrada (Segado *et al.*, 2015). Os modelos utilizados nesta análise são apresentados nas subseções a seguir.

3.3 Modelo de Ross

O método mais tradicional para a estimativa de temperatura em sistemas fotovoltaicos é o método desenvolvido por Ross (1981), apresentado na Eq. (1).

$$T_{Ross} = T_{amb} + \left[\frac{NOCT - 20}{80} \right] G \quad (1)$$

Na equação, NOCT é a temperatura nominal da célula FV de funcionamento em °C, determinada em condições de irradiação de 800 W/m², temperatura do ar ambiente de 20°C e vento de 1 m/s. Neste trabalho, a temperatura utilizada foi de 42°C, de acordo com a temperatura NOCT indicada na especificação técnica do módulo de referência utilizado (Canadian Solar, 2020). G é a irradiância incidente no plano do conjunto, expressa em mW/cm²; T_{amb} é a temperatura ambiente, em °C; e T_{Ross} é a temperatura da célula estimada resultante, também em °C.

3.4 Modelo de Faiman

Outro método bem aceito para a estimativa da temperatura do módulo é apresentado por Faiman (2008), o qual é adotado pelas normas IEC 61853 (International Electrotechnical Commission, 2016; 2018) e uma adaptação do modelo é utilizada pelo *software* amplamente utilizado de simulação fotovoltaica PVsyst® (PVsyst, 2023). O modelo proposto por Faiman é mais sofisticado do que o de Ross, pois também leva em consideração a velocidade do vento como um fator na resposta térmica do módulo fotovoltaico. O modelo é apresentado na Eq. (2).

$$T_{Faiman} = T_{amb} + \left[\frac{G}{U_0 + U_1 v} \right] \quad (2)$$

Onde T_{amb} é a temperatura ambiente, G é a irradiância incidente no plano do conjunto, expressa em W/m²; v é a velocidade do vento; U₀ é o coeficiente de transferência de calor constante e U₁ é o coeficiente de transferência de calor por convecção (Faiman, 2008). T_{Faiman} é a temperatura do módulo resultante estimada, em °C. Neste trabalho, os coeficientes U₀ e U₁ foram estabelecidos como 6,25 e 26,4, respectivamente, baseados em valores típicos para o modelo (Faiman, 2008).

4. TRATAMENTO DE DADOS

Foi desenvolvido um *script* em Python para extrair os dados de entrada necessários dos 108 arquivos climáticos considerados e aplicar nas funções para cálculo da temperatura dos módulos fotovoltaicos segundo os dois modelos citados anteriormente. As funções dos modelos de temperatura são provenientes da biblioteca *pvlip python* (Holmgren *et al.*, 2018). Dessa forma, foram obtidas as temperaturas do módulo fotovoltaico para cada um dos anos meteorológicos típicos para cada projeção de modelo climático, cenário e período. Como simplificação, consideramos todas as localidades com os módulos instalados na horizontal, igualando a irradiância incidente no plano do conjunto a radiação global horizontal. Foi considerado um módulo de referência (Canadian Solar, 2020) com coeficiente de temperatura (Pmax) de -0,36%/°C e a temperatura de 25°C como base para cálculo das perdas. Assim foi possível calcular o percentual de perdas de potência máxima por temperatura ao longo das 8760 horas de cada arquivo climático.

Para simplificar as comparações entre os diferentes cenários e períodos foram considerados os seguintes indicadores:

1. Perda de Pmax média anual (%)
2. Perda de Pmax máxima anual (%)

É importante notar que ao calcular a média anual de perda, considera-se também horas do ano em que não haveria geração fotovoltaica, por exemplo, o período noturno. Por último, foram calculados os valores médios desses indicadores entre os diferentes modelos climáticos em conjunto com o desvio-padrão para averiguar o comportamento das incertezas nos resultados ao longo dos diferentes casos.

5. RESULTADOS

A Tab. 2 apresenta os valores médios entre as projeções dos modelos climáticos para as três variáveis climáticas consideradas em Faiman e Ross, temperatura do ar (T_{amb}), radiação global horizontal (GHI) e velocidade do vento (V). É possível verificar os menores aumentos de temperatura média no cenário RCP2.6 até 2050, seguidos por uma estabilização ou até redução no período de 2090. Esse resultado também está coerente com o esperado nesse cenário, que indica que o nível de forçamento radiativo devido às emissões de gases de efeito estufa atingirá o pico até meados do século, para depois retornar a 2,6 W/m² até 2100.

Considerando o cenário mais pessimista (RCP8.5), percebe-se que Cuiabá ultrapassa a temperatura média do ar de Fortaleza já em 2050, ampliando a diferença em 2090. Quanto ao recurso solar, pode-se notar uma maior estabilização dos valores, com exceção da redução esperada para Florianópolis ao longo do cenário RCP8.5. Apesar da velocidade média do vento não apresentar mudanças tão perceptíveis ao longo dos períodos, é importante verificar a diferença entre as três localidades. Fortaleza apresenta as maiores velocidades médias, seguida por Florianópolis e, por último, Cuiabá. Essa situação da capital mato-grossense em paralelo ao grande aumento de temperaturas previsto tende a impactar nos valores de perda devido à temperatura dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 2 - Descrição das principais variáveis climáticas nos locais analisados.

Cenário	Localização	Período	T _{amb} média (°C)		GHI (kWh/m ²)		V médio (m/s)	
			Média	σ	Média	σ	Média	σ
RCP2.6	Cuiabá	2010	26.86	0.11	1,937	14	2.44	0.05
		2050	27.76	0.37	1,950	23	2.44	0.02
		2090	27.71	0.37	1,966	12	2.49	0.04
	Florianópolis	2010	21.11	0.14	1,568	14	3.37	0.02
		2050	21.54	0.29	1,547	24	3.37	0.05
		2090	21.53	0.18	1,561	32	3.38	0.01
	Fortaleza	2010	27.26	0.06	2,095	28	4.67	0.04
		2050	27.93	0.25	2,093	40	4.82	0.15
		2090	27.78	0.24	2,082	28	4.76	0.12
RCP8.5	Cuiabá	2010	26.94	0.18	1,960	24	2.39	0.05
		2050	28.82	0.54	1,945	28	2.47	0.02
		2090	31.74	1.23	1,987	61	2.58	0.08
	Florianópolis	2010	21.14	0.10	1,562	17	3.36	0.04
		2050	22.11	0.19	1,499	26	3.34	0.05
		2090	23.40	0.59	1,412	42	3.33	0.09
	Fortaleza	2010	27.26	0.04	2,092	16	4.71	0.05
		2050	28.62	0.32	2,072	36	4.77	0.14
		2090	30.42	0.51	2,059	75	4.83	0.20

Ao analisarmos o efeito da temperatura no desempenho dos módulos nos cenários avaliados, é possível notar um incremento dos valores de perdas médias anuais de P_{max} ao longo do tempo (Fig. 1). Assim como os valores de temperatura média, os maiores incrementos ocorreram no cenário RCP8.5, mais pessimista. No cenário RCP2.6 nota-se um aumento até o período de 2050, seguido por uma estabilização ou até decréscimo nos valores de perdas médias, também seguindo o comportamento da temperatura média anual.

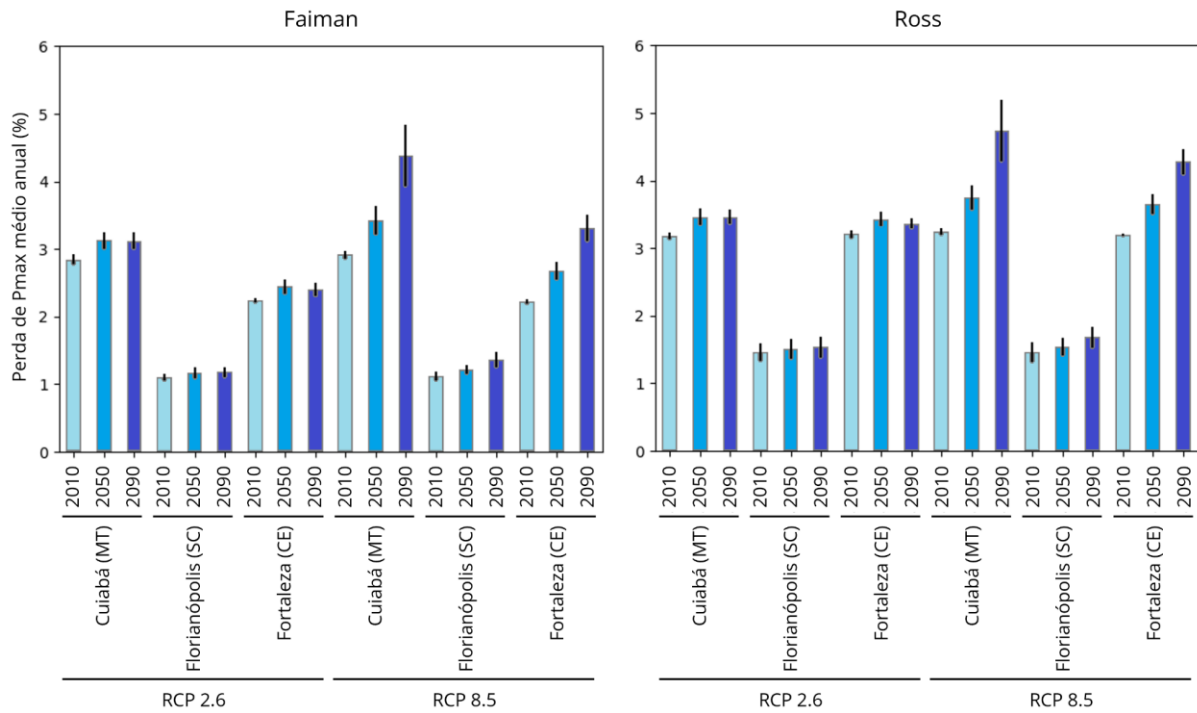


Figura 1 - Perdas de Pmax médio anual por modelo de cálculo de temperatura do módulo, cenário de emissões, localidade e período.

Pode-se observar ainda que os maiores aumentos ocorrem em Cuiabá e Fortaleza. Ambas as localidades já apresentavam o dobro do valor de perdas médias em comparação a Florianópolis. Com as mudanças climáticas prevê-se que as perdas médias entre as projeções climáticas saiam da casa dos 3%, para valores acima de 4% no modelo Faiman e Ross para o caso de Cuiabá. Ainda que haja discrepâncias entre os valores específicos de perdas, é possível notar que a tendência é bastante similar independente do modelo de cálculo de temperatura considerado. Nota-se também que Fortaleza apresenta valores mais distintos entre Faiman e Ross, possivelmente por conta da consideração da velocidade do vento, maior na capital do Ceará.

A respeito das incertezas, é possível notar que os maiores valores de desvio-padrão são encontrados nos períodos de 2090 para Cuiabá considerando o cenário RCP8.5. Nota-se um aumento bastante grande do desvio-padrão ao longo dos períodos tanto para Cuiabá quanto para Fortaleza, com Florianópolis apresentando um maior desvio-padrão para o período de 2010, especialmente no modelo de Ross.

Na Fig. 2 são apresentados os resultados de perda de Pmax médio ao longo do ano novamente. Entretanto, dessa vez são apresentados os resultados individuais de cada projeção de modelo climático. Para simplificação, optamos em realizar essa visualização apenas para o cenário RCP8.5 e o modelo de cálculo de temperatura de Faiman. Quanto aos modelos climáticos mais extremos, tanto Cuiabá quanto Fortaleza apresentaram a combinação de modelos HadGEM2-regcm como maiores perdas de Pmax e o modelo NorESM1-remo com as menores perdas de desempenho. Quanto ao modelo climático com valores mais intermediários, o modelo MPI-ESM-regcm apresentou valores mais medianos em vários períodos, com exceção de 2090 para Fortaleza, onde alcançou o segundo maior resultado. Para Florianópolis verifica-se que há uma ordem bastante diferente entre os modelos, entretanto é importante destacar que as diferenças entre os resultados são bastante inferiores às demais localidades. Dessa forma, pequenas diferenças entre os arquivos climáticos podem explicar as diferenças nos valores obtidos.

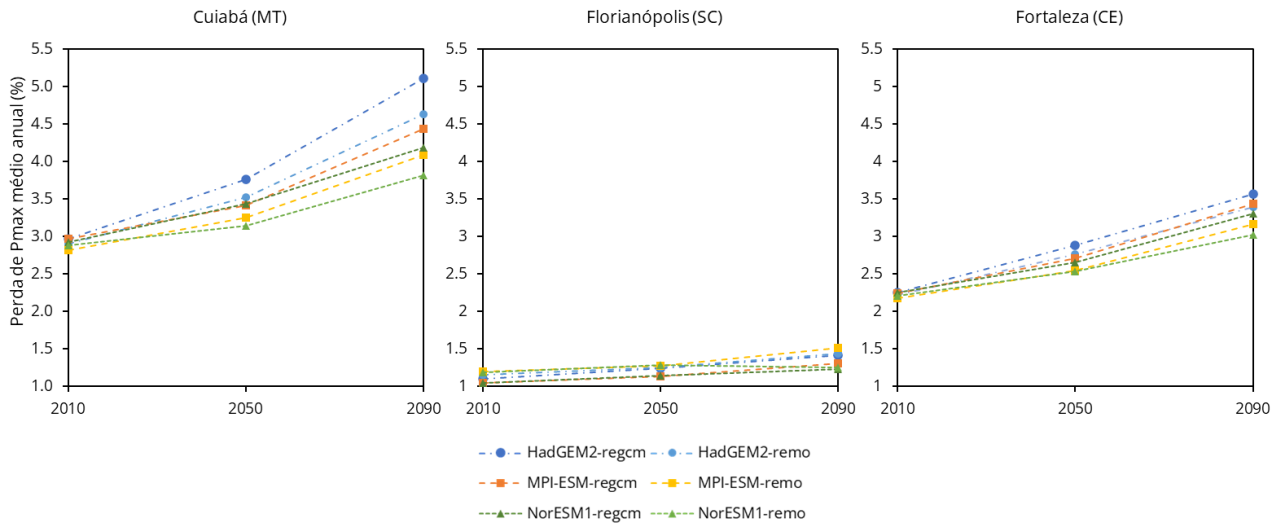


Figura 2 - Perdas de Pmax média anual para o cenário RCP8.5 por localidade e considerando os diferentes modelos climáticos.

Quando analisamos os valores máximos de perda de Pmax ao longo do ano (Fig. 3), podemos observar valores de perda bastante elevados. Os valores de Faiman se mostram mais elevados para Cuiabá em ambos os cenários de emissão. As incertezas também são maiores para o modelo de Faiman, possivelmente por uma maior incerteza relacionada às previsões da velocidade de vento nos modelos climáticos. Assim como nas perdas médias, é possível observar um incremento nos valores ao longo do tempo, em especial no cenário pessimista (RCP8.5). Os maiores aumentos ocorreram novamente em Cuiabá no cenário pessimista, demonstrando as grandes transformações climáticas que tendem a ocorrer no centro-oeste brasileiro.

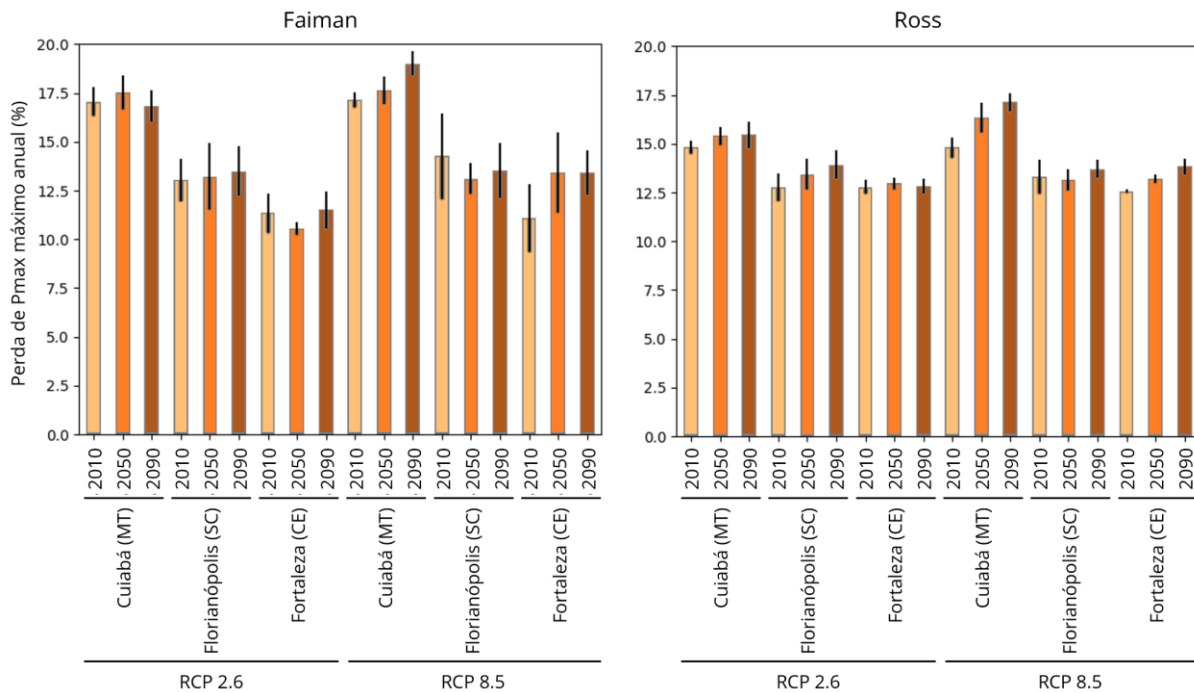


Figura 3 - Perdas máximas anuais de Pmax por modelo de cálculo de temperatura do módulo, cenário de emissões, localidade e período.

Outro fator que chama atenção é o aumento das perdas máximas previstas para ocorrer em Florianópolis no cenário RCP2.6. Essa tendência é acompanhada de maiores valores de desvio-padrão, especialmente considerando Faiman, chamando atenção para a relativa incerteza dessa projeção.

6. CONCLUSÕES

Esse trabalho analisou o impacto das mudanças climáticas previstas nos valores de temperatura dos módulos fotovoltaicos. Foram analisadas diferentes projeções de modelos climáticos regionais e, também, dois modelos diferentes

para estimar as temperaturas dos módulos, Faiman e Ross. Para avaliar o efeito anual do aumento de temperatura foi utilizada uma métrica de perda de potência máxima (Pmax) em percentuais médios e máximos ao longo dos anos típicos dos três períodos (2010, 2050 e 2090).

Foi possível verificar o aumento esperado das temperaturas médias anuais do ar e consequente aumento das temperaturas dos módulos e perda de Pmax para os períodos futuros, em especial no cenário pessimista de emissões (RCP8.5). Conforme esperado, o cenário otimista (RCP2.6) apresentou aumentos de temperatura mais reduzidos, seguido por uma estabilização a partir de 2050.

Pela análise realizada, Cuiabá apresentou os maiores aumentos médios e máximos anuais de perda de Pmax. A capital mato-grossense apresenta um grande aumento da temperatura média anual, alta radiação global horizontal e baixa velocidade média do ar em comparação às outras duas localidades.

Sobre a análise dos diferentes modelos climáticos, foi possível destacar os valores mais elevados para o modelo HadGEM2-regcm para Cuiabá e Fortaleza (5,11% e 3,57% para 2090, respectivamente), enquanto o modelo NorESM1-remo apresentou os cenários mais amenos (3,82% e 3,02% também para 2090, respectivamente) para o indicador de perda de Pmax médio anual utilizando o modelo de Faiman. O caso de Florianópolis apresentou uma baixa divergência entre os resultados, fazendo com os que os modelos se comportassem de forma diferente das demais capitais analisadas.

Importante destacar como limitação desse trabalho, a consideração de um módulo com tecnologia de mercado atual. Espera-se que até o período de 2050 e 2090, diferentes tecnologias fotovoltaicas sejam desenvolvidas com diferentes coeficientes de perdas por temperatura. Entretanto, as usinas instaladas hoje funcionarão pelos próximos 20 ou 30 anos e, portanto, serão afetadas pelo aumento de temperatura. A análise demonstra a necessidade de utilização dos coeficientes de temperatura como critério de design para as novas tecnologias que estão sendo desenvolvidas.

Como trabalhos futuros, recomenda-se analisar séries históricas futuras para verificar o impacto de ondas de calor extremas nos resultados, já que os anos típicos dos períodos futuros (2010, 2050 e 2090) podem mascarar esses fenômenos. Além disso, deve-se buscar avaliar o impacto das mudanças climáticas de forma mais sistêmica na usina, considerando as temperaturas de funcionamento dos inversores, distribuição e transmissão.

REFERÊNCIAS

- Bracht, M.K., Olinger, M.S., Krelling, A.F., Gonçalves, A.R., Melo, A.P. and Lamberts, R., 2023. Brazil - Future weather files for building energy simulation. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.10015137>.
- Bracht, M.K., Olinger, M.S., Krelling, A.F., Gonçalves, A.R., Melo, A.P. and Lamberts, R., 2024. Multiple regional climate model projections to assess building thermal performance in Brazil: Understanding the uncertainty. *Journal of Building Engineering*, 88, p.109248. <https://doi.org/10.1016/j.jobe.2024.109248>.
- Canadian Solar, 2020. Datasheet - Ku Power - HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE. Available at: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2020/05/Canadian_Solar-Datasheet-KuPower_CS3K-MS_EN.pdf> [Accessed 30 November 2023].
- Crawley, D. B., L., L., 2023. Repository of free climate data for building performance simulation - Climate.OneBuilding.Org. Available at: <<https://climate.onebuilding.org/>> [Accessed 30 November 2023].
- Eyring, V., Cox, P.M., Flato, G.M., Gleckler, P.J., Abramowitz, G., Caldwell, P., Collins, W.D., Gier, B.K., Hall, A.D., Hoffman, F.M., Hurtt, G.C., Jahn, A., Jones, C.D., Klein, S.A., Krasting, J.P., Kwiatkowski, L., Lorenz, R., Maloney, E., Meehl, G.A., Pendergrass, A.G., Pincus, R., Ruane, A.C., Russell, J.L., Sanderson, B.M., Santer, B.D., Sherwood, S.C., Simpson, I.R., Stouffer, R.J. and Williamson, M.S., 2019. Taking climate model evaluation to the next level. *Nature Climate Change*, 9(2), pp.102–110. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0355-y>.
- Faiman, D., 2008. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(4), pp.307–315. <https://doi.org/10.1002/pip.813>.
- Feron, S., Cordero, R.R., Damiani, A. and Jackson, R.B., 2020. Climate change extremes and photovoltaic power output. *Nature Sustainability*, 4(3), pp.270–276. <https://doi.org/10.1038/s41893-020-00643-w>.
- Giorgi, F., Coppola, E., Jacob, D., Teichmann, C., Abba Omar, S., Ashfaq, M., Ban, N., Bülow, K., Bukovsky, M., Buntmeyer, L., Cavazos, T., Ciarlo, J., Da Rocha, R.P., Das, S., Di Sante, F., Evans, J.P., Gao, X., Giuliani, G., Glazer, R.H., Hoffmann, P., Im, E.-S., Langendijk, G., Lierhammer, L., Llopart, M., Mueller, S., Luna-Nino, R., Nogherotto, R., Pichelli, E., Raffaele, F., Reboita, M., Rechid, D., Remedio, A., Remke, T., Sawadogo, W., Sieck, K., Torres-Alavez, J.A. and Weber, T., 2022. The CORDEX-CORE EXP-I Initiative: Description and Highlight Results from the Initial Analysis. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 103(2), pp.E293–E310. <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0119.1>.
- Holmgren, W., Hansen, C. and Mikofski, M., 2018. pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), p.884. <https://doi.org/10.21105/joss.00884>.
- International Electrotechnical Commission, 2016. IEC 61853-2 Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 2: Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements.
- International Electrotechnical Commission, 2018. IEC 61853-3:2018 Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 3: Energy rating of PV modules.
- Machard, A., Inard, C., Alessandrini, J.-M., Pelé, C. and Ribéron, J., 2020. A Methodology for Assembling Future Weather Files Including Heatwaves for Building Thermal Simulations from the European Coordinated Regional Downscaling Experiment (EURO-CORDEX) Climate Data. *Energies*, 13(13), p.3424. <https://doi.org/10.3390/en13133424>.

- Mora Segado, P., Carretero, J. and Sidrach-de-Cardona, M., 2015. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(10), pp.1267–1282. <https://doi.org/10.1002/pip.2549>.
- PVsyst, 2023. Array thermal losses. Available at: <https://www.pvsyst.com/help/thermal_loss.htm> [Accessed 30 November 2023].
- Ross, R. G. Jr., 1981. Design Techniques for Flat-Plate Photovoltaic Arrays. In: 15th IEEE Photovoltaic Specialist Conference. 15th IEEE Photovoltaic Specialist Conference. Orlando, FL.
- Russo, M.A., Carvalho, D., Martins, N. and Monteiro, A., 2023. Future perspectives for wind and solar electricity production under high-resolution climate change scenarios. *Journal of Cleaner Production*, 404, p.136997. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136997>.
- Tahir, F., Baloch, A.A.B. and Al-Ghamdi, S.G., 2022. Impact of climate change on solar monofacial and bifacial Photovoltaics (PV) potential in Qatar. *Energy Reports*, 8, pp.518–522. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.02.197>.
- Van Vuuren, D.P., Edmonds, J., Kainuma, M., Riahi, K., Thomson, A., Hibbard, K., Hurtt, G.C., Kram, T., Krey, V., Lamarque, J.-F., Masui, T., Meinshausen, M., Nakicenovic, N., Smith, S.J. and Rose, S.K., 2011. The representative concentration pathways: an overview. *Climatic Change*, 109(1–2), pp.5–31. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0148-z>.
- Zuluaga, C.F., Avila-Diaz, A., Justino, F.B., Martins, F.R. and Ceron, W.L., 2022. The climate change perspective of photovoltaic power potential in Brazil. *Renewable Energy*, 193, pp.1019–1031. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.029>.

THE IMPACT OF CLIMATE CHANGE ON TEMPERATURE-RELATED LOSSES OF PHOTOVOLTAIC MODULES IN THREE BRAZILIAN LOCATIONS

Abstract. *With the increase in global temperatures, renewable energies, especially photovoltaic solar (PV), become crucial. However, climatic conditions significantly affect the performance of these systems, with ambient temperature being a crucial factor. This work addresses the impact of climate change on the power losses of photovoltaic modules due to temperature. Two temperature estimation models (Ross and Faiman) were analyzed in three Brazilian locations (Cuiabá, Florianópolis, and Fortaleza) for different future climate scenarios (RCP2.6 and RCP8.5) until 2090. Future weather files were previously developed based on climate model projections from the CORDEX-CORE project, considering HadGEM2, MPI-ESM, and NorESM1 as General Circulation Models (GCMs) and regcm and remo as two nested Regional Climate Models (RCMs). The RCP2.6 and RCP8.5 scenarios were selected to analyze possible optimistic and pessimistic futures. The results show that Cuiabá experiences the highest average and maximum power loss increases. For the Cuiabá and Fortaleza scenarios in the pessimistic outlook, the HadGEM2-regcm models exhibited the highest losses (5.11% and 3.57% by 2090, respectively), whereas NorESM1-remo portrayed more moderate scenarios (3.82% and 3.02% also by 2090, respectively). The results demonstrate the impact of climate change on the power losses of photovoltaic modules, especially in regions with elevated temperatures.*

Keywords: *Photovoltaic system performance, Climate change, Temperature losses*