



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

Anelise Medeiros Pires

**Análise de desempenho de sistemas solares utilizando módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) com e sem camada antirreflexo em comparação com módulos fotovoltaicos de silício (Si)**

Florianópolis - SC

2024

Anelise Medeiros Pires

**Análise de desempenho de sistemas solares utilizando módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) com e sem camada antirreflexo em comparação com módulos fotovoltaicos de silício (Si)**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestra em Construção Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis - SC

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.  
Dados inseridos pelo próprio autor.

Pires, Anelise

Análise de desempenho de sistemas solares utilizando módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) com e sem camada antirreflexo em comparação com módulos fotovoltaicos de silício (Si) / Anelise Pires ; orientador, Ricardo Rüther, 2024.

124 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Análise de Sistemas Fotovoltaicos. 4. Telureto de cádmio (CdTe) . 5. Silício (Si). I. Rüther, Ricardo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Anelise Medeiros Pires

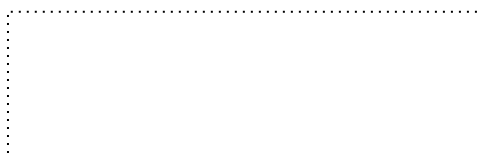
**Análise de desempenho de sistemas solares utilizando módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) com e sem camada antirreflexo em comparação com módulos fotovoltaicos de silício (Si)**

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 01 de março de 2024, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Profa. Ana Paula Melo, Dra.  
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Profa. Izete Zanesco, Dra  
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestra em Engenharia Civil no Programa da Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.



Coordenação do Programa de Pós-Graduação



Prof. Ricardo Rütger, PhD.  
Orientador

Florianópolis, 2024

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, gostaria de expressar meu sincero agradecimento ao meu orientador, Prof. Ricardo Rüther, por servir de inspira  o não apenas para mim, mas também para todos os meus colegas do grupo Fotovoltaica UFSC. Agradeço pelos ensinamentos valiosos que compartilha e por criar oportunidades que têm impacto positivo em nossas trajetórias pessoais e profissionais.

Gostaria de agradecer a minha família, pelo amor que me proporcionaram ao longo de toda a minha vida. Agradeço também por terem me ensinado a valorizar a educa  o e por terem proporcionado diversas oportunidades que moldaram meu caminho. Todos os ensinamentos recebidos são os pilares fundamentais que contrib  iram para o meu crescimento e forma  o, e por isso, sou imensamente grata.

Quero expressar meu profundo agradecimento    minha companheira, Marília Braga, por compartilhar a vida comigo. Obrigada pelo incentivo diário, pela amizade e por ser minha parceira de aventuras. Sem o teu apoio nada disso teria se concretizado.

Gostaria de agradecer aos meus amigos do Fotovoltaica UFSC por todas as trocas de conhecimento e momentos de descontra  o ao longo desses anos. Agradeço por construirmos uma atmosfera colaborativa e amigável, onde podemos aprender uns com os outros, não apenas academicamente, mas também pessoalmente. Em especial, gostaria de agradecer a Eduardo, Gabriel, Lucas N., Lucas S., Marília e Matheus H. pelo suporte durante os ensaios, pelo apoio durante o tratamento de dados e por todas as discussões que enriqueceram este trabalho.

Quero expressar meu profundo agradecimento a todos os meus amigos; cada um de vocês desempenhou um papel essencial na forma  o da pessoa que sou hoje. Agradeço por compartilharem não apenas as alegrias, mas também as tristezas da vida comigo, tornando cada desafio mais leve. A presença e amizade de vocês são inestimáveis, e sou grata por cada momento compartilhado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordena  o de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

## RESUMO

Foram analisados sistemas fotovoltaicos (FV) compostos por módulos FV de filme fino de telureto de cádmio (CdTe) (com e sem revestimento antirreflexo – *Anti Reflective Coating* ARC), e sistemas FV com módulos de silício multicristalino (multi-Si), instalados no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica/UFSC, em Florianópolis, sul do Brasil (27°S, 48°O). Foi realizada uma avaliação de desempenho durante dois anos de operação, entre 2018 e 2019, investigando o desempenho do sistema FV com módulos de CdTe e CdTe com ARC em relação ao tradicional multi-Si. Os resultados revelaram que ao longo do período analisado, o sistema com módulos FV de CdTe com ARC apresentou o melhor desempenho, com uma produtividade anual 5% superior ao sistema FV com módulos de multi-Si. A fim de avaliar os mecanismos associados às diferenças de desempenho entre os três sistemas FV em estudo, foram analisados os principais parâmetros ambientais que afetam o desempenho: temperatura, espectro solar, ângulo de incidência, baixas irradiâncias e influência da sujidade. A distribuição espectral da radiação solar seguida pela temperatura apresentou os maiores impactos no desempenho, resultando em benefícios energéticos de 1,8% e 1,2%, respectivamente, para os sistemas com módulos FV de CdTe. Uma segunda análise, investigando as tendências de degradação dos três sistemas FV foi realizada durante janeiro de 2018 e fevereiro de 2023. Nesta análise, o sistema FV com módulos de CdTe ARC destacou-se com a maior taxa de degradação, atingindo cerca de 1,57% ao ano, enquanto os sistemas com módulos de CdTe e multi-Si apresentaram taxas de 0,95%/ano e 0,81%/ano, respectivamente. Ensaios de curva IV realizados em módulos individuais indicam que a degradação observada no sistema com módulos FV de CdTe com ARC está associada à degradação da película antirreflexo e não à degradação do módulo fotovoltaico em si. A análise de degradação de longo prazo destacou que, apesar dos benefícios iniciais do CdTe ARC em comparação com o multi-Si, essas vantagens foram progressivamente reduzidas ao longo do tempo, principalmente devido à degradação da película antirreflexo. Estes resultados ressaltam a importância das análises de desempenho a longo prazo, especialmente em um cenário de constante evolução das tecnologias FV. Essas análises são essenciais para orientar decisões relacionadas à repotenciação e atualização de usinas FV.

**Palavras-chave:** Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos; Telureto de Cádmio (CdTe); Silício Multicristalino (multi-Si)..

## ABSTRACT

Three ground-mounted fixed-tilt photovoltaic (PV) systems installed at the Solar Energy Research Laboratory Fotovoltaica/UFSC in Florianópolis, southern Brazil (27°S, 48°W), were analyzed in this research. The PV systems are composed of cadmium telluride (CdTe) thin-film PV modules (both with and without Anti-Reflective Coating - ARC) and with multicrystalline silicon (mc-Si) modules. A performance evaluation was carried out during two years of operation, from 2018 to 2019, in order to investigate the performance advantages of CdTe and CdTe ARC PV modules over the traditional multi-Si PV modules. Results revealed that throughout the period analyzed, the CdTe with ARC PV system presented the best performance, with an overall annual energy yield 5% higher than the reference mc-Si PV system. In order to evaluate the performance behavior of the three PV systems under study, the main environmental parameters that affect the efficiency of PV systems were analyzed: temperature, spectrum, angle of incidence, weak-light responsivity, and soiling impact. Irradiation levels for all PV systems were identical, as they are all operating at the same site. Spectral content of sunlight, followed by temperature, presented the highest impacts on performance, resulting in estimated overall performance gains of 1.8% and 1.2%, respectively, for the CdTe systems. A second analysis investigating the degradation trends of the three PV systems was carried out between January 2018 and February 2023. In this analysis, the CdTe with ARC PV system had the highest degradation rate, reaching around 1.57% per year, while the CdTe and multi-Si PV systems presented rates of 0.95%/year and 0.81%/year, respectively. IV curve tests carried out on individual modules indicate that the pronounced degradation observed in the CdTe with ARC PV system is associated with degradation of the anti-reflective film and not degradation of the photovoltaic module itself. The long-term degradation analysis highlighted that, despite the initial benefits of the CdTe with ARC compared to multi-Si, these advantages were progressively reduced over time, mainly due to the degradation of the anti-reflective film. These results highlight the importance of long-term performance evaluations, especially in a scenario where PV technologies are constantly improving. These analyses are essential to guide decisions related to the repowering and upgrading of PV plants.



**Keywords:** PV performance; Cadmium Telluride (CdTe); Multicrystalline Silicon (mc-Si), anti-reflection coating.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira em novembro de 2023 (Fonte: ABSOLAR (2023)). .....	22
Figura 2 – Efeito de diferentes temperaturas em curvas IV com irradiância de 1000 W/m <sup>2</sup> (CRESESB, 2014). .....	27
Figura 3 – Eficiência de células de diferentes tecnologias FV para diversos níveis de irradiância (Adaptado de Reich et al. (2005)). .....	29
Figura 4 – Resposta espectral de tecnologias FV disponíveis comercialmente (Adaptado de MINNAERT et. al.(2014)). .....	30
Figura 5 – Imagem ilustrativa de módulos FV para comparação limpo vs. sujo. ....	33
Figura 6 – Imagem aérea do laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S; 48,4°O) (a), e vista dos sistemas em solo do laboratório, destacando os três sistemas analisados neste estudo (b). .....	40
Figura 7 – Imagem aérea da estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O). .....	41
Figura 8 – Padrões horários de sombreamento das 09:00 até 17:00 para março (a), junho (b), setembro (c) e dezembro (d) para os três sistemas FV analisados: multi-Si (forma em L na cor cinza), CdTe (retângulo laranja) e CdTe com ARC (retângulo azul). (PIRES et. al. 2021) .....	43
Figura 9 – Máscaras de sombreamento obtidas a partir do software Ecotect® para os três sistemas: multi-Si(a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). (PIRES et. al. 2021) .....	44
Figura 10 – Sombreamento horário obtido com o <i>software</i> Ecotect® para os três sistemas analisados: multi-Si (a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). (PIRES et. al. 2021) .....	45
Figura 11 – Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia. (PIRES et. al. 2021) .....	46
Figura 12 – IAM para multi-Si (triângulos em vermelho), CdTe (quadrados azuis) e CdTe com ARC (diamantes cinzas), de acordo com os fabricantes. (PIRES et. al. 2021) .....	49
Figura 13 – Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia. ....	54

Figura 14 – Imagens dos sensores de temperatura (a), irradiância e distribuição espectral (b) empregados na aquisição de dados ambientais durante os ensaios de curva IV. ....	55
Figura 15 – Imagem do módulo de referência utilizado durante os ensaios de curva IV. ....	56
Figura 16 – Rendimento energético (Yield) mensal e anual durante 2018 (barras em amarelo) e 2019 (barras em azul): multi-Si (cores mais escuras à esquerda), CdTe (cores médias ao meio) e CdTe com ARC (cores claras à direita). Meses não considerados para análise são maio de 2018 e janeiro de 2019 (mostrados como barras listradas) (PIRES et. al. 2021). ....	58
Figura 17 – Energia mensal desprezada devido ao filtro de sombreamento. (PIRES et. al. 2021). ....	59
Figura 18 – Diferença mensal e anual de produtividade dos sistemas de CdTe com e sem ARC em relação ao multi-Si. (PIRES et. al. 2021). ....	60
Figura 19 – Temperatura média do módulo estimada e ponderada pela irradiância para os sistemas em estudo (PIRES et. al. 2021). ....	61
Figura 20 – Perda mensal estimada por temperatura (PIRES et. al. 2021). ....	62
Figura 21 – Distribuição de irradiação geral para o período da análise (laranja escuro), para os períodos sem sombreamento (laranja médio) e para os períodos descartados em função do sombreamento (laranja claro) (PIRES et. al. 2021). ....	63
Figura 22 – Distribuição de irradiação sazonal de acordo com os níveis de irradiação para 2018 (a) e 2019 (b). Fevereiro e junho de 2019 não foram considerados na análise devido à indisponibilidade (PIRES et. al. 2021). ....	64
Figura 23 – Perfil de distribuição de irradiação global inclinada de acordo com o ângulo de incidência (AOI) para a localização dos sistemas FV sem o filtro de sombreamento horário (barras azuis escuras à esquerda), para os períodos de sombreamento (barras azuis médias) e para energia descartada da análise (barras azuis claras à direita) (PIRES et. al. 2021). ....	65
Figura 24 – Distribuição mensal da irradiação inclinada de acordo com o ângulo de incidência (AOI) para 2018 (a) e 2019 (b). As cores mais escuras representam valores de AOI mais altos, enquanto as cores mais claras representam valores de AOI mais baixos. Fevereiro e junho de 2019 não devem ser considerados devido à indisponibilidade de dados para estes meses e, portanto, são marcados com um asterisco no eixo x (PIRES et. al. 2021). ....	66

Figura 25 – Fatores espectrais médios mensais estimados para multi-Si (triângulos vermelhos) e CdTe (quadrados azuis), água precipitável medida (diamantes amarelos) e massa de ar calculada (cinza Xs) para 2018 (a) e 2019 (b) (PIRES et. al. 2021).	.68
Figura 26 – Resultados de potência corrigida e normalizada dos sistemas analisados neste estudo medidos em 2018 e 2023 (barras amarelas). Incerteza das medidas (barras pretas) e intervalo de valores esperados considerando-se a tolerância e a degradação informadas pelo fabricante no <i>datasheet</i> dos módulos FV (retângulos roxos).	74
Figura 27 – Módulo de CdTe com ARC com a película antirreflexo removida, em comparação com os demais módulos do mesmo sistema.	77
Figura 28 – Taxas de degradação estimadas com o método SLS para a PR corrigida de todos os sistemas FV: (a) multi-Si, (b) CdTe e (c) CdTe ARC.	78
Figura 29 – Taxas de degradação calculadas com os métodos SLS (barras amarelas) e YOY modificado (barras azuis) para todos os sistemas FV analisados. Taxa de degradação estimada pelos fabricantes representada em linha preta tracejada.	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre módulo tradicional de silício multi-Si e exemplares dos dois principais tipos de módulos de silício cristalino comercializados atualmente. ...	24
Tabela 2 – Comparação entre módulos multi-Si e exemplares dos dois principais tipos de módulos de silício cristalino comercializados atualmente. ....	26
Tabela 3 – Principais parâmetros elétricos dos sistemas FV analisados. ....	39
Tabela 4 – Coeficientes do método de dois parâmetros para multi-Si e CdTe. ....	50
Tabela 5 - Potência dos ensaios de curva IV normalizada e corrigida para STC.....	69
Tabela 6 – Resumo da análise da influência dos parâmetros ambientais no desempenho das tecnologias de módulos FV analisadas neste estudo (PIRES et. al. 2021). ....	71
Tabela 7 – Potência medida nos ensaios de curva IV normalizada e corrigida para STC. ....	73

## LISTA DE ABREVIATURAS

AM	Air Mass
AOI	Angle of Incidence
ARC	Antireflective coating
a-Si	Silício Amorfo
ASTM	American Society for Testing and Materials
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de cádmio
Cfa	Clima Subtropical Úmido
CIGS	Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIGS)
FV	Fotovoltaica
IAM	Incidence Angle Modifier
IV	Corrente x Tensão
Multi-Si	Multicristalino
PR	Performance Ratio
SF	Spectral Factor
Si	Silício
STC	Standard Test Conditions
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>19</b>
2.1	<i>Objetivo Geral.....</i>	19
2.2	<i>Objetivos Específicos.....</i>	19
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>21</b>
3.1	<i>Energia Solar Fotovoltaica.....</i>	21
3.2	<i>Tecnologias de Módulos FV.....</i>	22
3.3	<i>Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos.....</i>	26
3.3.1	Temperatura .....	27
3.3.2	Nível de Irradiância Solar.....	28
3.3.3	Resposta Espectral.....	29
3.3.4	Ângulo de Incidência Solar .....	31
3.3.5	Sujidade.....	32
3.3.6	Degradação de Sistemas FV .....	34
3.3.7	Índices de Desempenho .....	37
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>39</b>
4.1	<i>Instrumentação .....</i>	39
4.2	<i>Avaliação de Desempenho .....</i>	41
4.2.1	Análise de Desempenho.....	41
4.2.2	Análise de Sombreamento.....	42
4.2.3	Processamento de Dados.....	45
4.2.4	Estimativa da Temperatura de Operação .....	47
4.2.5	Avaliação de Desempenho para Baixas Irradiâncias e Ângulo de Incidência	47
4.2.6	Avaliação Espectral .....	50
4.3	<i>Avaliação de Degradação.....</i>	51
4.3.1	Estimativa de Degradação.....	51
4.3.2	Processamentos de Dados.....	53
4.3.3	Avaliação de Potência em Campo.....	54

<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>58</b>
5.1	<i>Avaliação de PRODUTIVIDADE.....</i>	58
5.1.1	Perdas em Função da Temperatura.....	60
5.1.2	Desempenho sob Baixos Níveis de Irradiância.....	62
5.1.3	Efeito do Ângulo de Incidência.....	65
5.1.4	Avaliação Espectral.....	67
5.1.5	Influência da Sujidade.....	68
5.1.6	Panorama Geral de Desempenho.....	69
5.2	<i>Análise de Degradação.....</i>	73
5.2.1	Avaliação de Potência em Campo.....	73
5.2.2	Avaliação de Degradação.....	77
<b>6</b>	<b>Considerações Finais.....</b>	<b>81</b>
	APÊNDICE – ARTIGOS PUBLICADOS SOBRE O TEMA.....	95



## 1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia solar fotovoltaica (FV) é predominantemente dominado pelas tecnologias tradicionais de silício, representando cerca de 95% da produção global anual em 2021. No entanto, no segmento de tecnologias de filme fino, destaca-se o telureto de cádmio (CdTe), liderando com uma produção global de aproximadamente 8,5 GWp em 2021, o que equivale a 97% da produção total de filmes finos (FRAUNHOFER ISE, 2023). O domínio de mercado entre as tecnologias de filme fino intensificou-se com a introdução da nova geração de módulos de CdTe de grande área, que alcançaram uma eficiência recorde superior a 19% (STREVEL, 2017). Devido ao seu menor coeficiente negativo de temperatura e a resposta espectral concentrada em comprimentos de onda mais curtos (com um espectro mais azul em comparação com o padrão do silício cristalino), os módulos de CdTe demonstram bom desempenho em ambientes quentes, ensolarados e úmidos. Essas características fazem desta tecnologia uma forte competidora em relação às tecnologias de silício cristalino, especialmente quando considerada sua aplicação em grande escala (MUNSHI et al., 2018).

Alguns estudos evidenciaram um desempenho superior do CdTe em comparação com o multi-Si em ambientes caracterizados por climas quentes e ensolarados no Brasil (BRAGA et al., 2018; BRAGA et al., 2020; CAMPOS, et al., 2018; NASCIMENTO, et al., 2016; NASCIMENTO, et al., 2018a; NASCIMENTO et al., 2020; ZOMER et al., 2020). Esta vantagem de desempenho pode ser atribuída ao menor coeficiente de temperatura desta tecnologia e a uma resposta espectral mais voltada para menores comprimentos de onda (BRAGA et. al., 2019; NANN; EMERY, 1992; RÜTHER; LIVINGSTONE, 1995). Além disso, os módulos FV de CdTe com ARC buscam proporcionar uma vantagem ainda maior a essa tecnologia, reduzindo as perdas relacionadas ao ângulo de incidência. Esse aprimoramento resulta em um desempenho melhor em condições reais de operação, especialmente para sistemas com inclinação fixa. (GRAMMATICO; LITTMANN, 2017; PASSOW, 2018). Contudo, apesar das vantagens dos módulos FV de CdTe em climas quentes, com a ampla adoção do uso de módulos bifaciais da tecnologia de silício cristalino em usinas FV, os benefícios climáticos do CdTe têm se tornado menos significativos frente ao ganho

bifacial das células de Si, que nos últimos anos se consolidaram no mercado fotovoltaico mundial (DE BONA et al., 2022).

Este estudo tem como objetivo analisar o desempenho de três sistemas FV, orientados ao norte) instalados na cidade de Florianópolis, Brasil (27°S, 48°W, Cfa) (ALVARES et al., 2013). Os sistemas FV foram instalados em 2016 no Laboratório Fotovoltaica-UFSC da Universidade Federal de Santa Catarina. O primeiro sistema FV é composto por módulos de silício multicristalino (multi-Si); os outros dois, em CdTe, sendo um deles revestido com película antirreflexiva (Anti Reflective Coating – ARC).

Inicialmente, o desempenho dos sistemas FV objetos deste estudo foi avaliado durante dois anos, investigando as vantagens de desempenho do CdTe e CdTe ARC em relação ao tradicional multi-Si para climas quentes e ensolarados (PIRES et. al. 2021). Contudo, ao estender o período desta análise foi observado um decaimento nas produtividades, sendo que o sistema de CdTe ARC apresentou uma tendência de decaimento energético mais acentuada que os demais (PIRES et. al. 2022). Entre os fatores que poderiam ocasionar o decaimento na produtividade dos sistemas estão as variações no entorno, que mudaram significativamente desde 2020, resultando em períodos frequentes de sombreamento nos sistemas. Para mitigar completamente a influência do sombreamento e prosseguir com a análise inicial, seria necessário reduzir significativamente os horários de análise diária. O filtro de horários restrito poderia introduzir viés à comparação entre sistemas, uma vez que excluindo períodos significativos do dia é possível beneficiar uma tecnologia mais que a outra. Além disso, uma degradação de potência dos módulos também poderia ter influenciado na queda de desempenho observada. Sendo assim, optou-se por realizar uma segunda análise focando somente nas tendências de degradação dos sistemas FV durante cinco anos. Desta forma, o presente trabalho é dividido em duas etapas:

1. Análise de desempenho comparativa entre as três tecnologias durante 2018 e 2019, investigando as vantagens de desempenho do CdTe e do CdTe ARC em relação ao multi-Si em climas quentes e ensolarados.
2. Análise da redução de desempenho e tendências de degradação dos três sistemas FV ao longo de cinco anos de operação.

Considerando que o Brasil é um mercado de grande relevância para a indústria fotovoltaica, caracterizado por um abundante recurso solar (PEREIRA et al., 2017) e uma capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em rápido crescimento (ABSOLAR, 2023), torna-se crucial uma análise comparativa entre módulos fotovoltaicos de CdTe e silício multi-Si para o clima brasileiro. Essa avaliação é especialmente importante tendo em vista vantagens de desempenho observadas na literatura para módulos de CdTe em climas quentes. Os resultados desta análise podem guiar as escolhas tecnológicas de acordo com as condições específicas da região, buscando assegurar a eficiência e o desempenho ideais dos sistemas fotovoltaicos.

Por fim, diante do crescimento no número de usinas solares e do contínuo avanço das tecnologias FV, a realização de análises de longo prazo para o acompanhamento dos sistemas instalados torna-se cada vez mais crucial. Essas análises não apenas oferecem *insights* valiosos sobre o desempenho, a durabilidade e a eficiência dos sistemas ao longo do tempo, mas também desempenham um papel fundamental na validação e aprimoramento contínuo das tecnologias.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GERAL**

Este estudo tem como objetivo analisar e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos (FV) com módulos de filme fino de telureto de cádmio (CdTe) com e sem película ARC, com um sistema com módulos tradicionais de multi-Si, avaliando os mecanismos relacionados às diferenças de desempenho encontradas ao longo da análise.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Os objetivos específicos deste estudo são:

- Comparar o desempenho de três sistemas FV de inclinação fixa compostos por tecnologias FV diferentes durante dois anos de operação.
- Analisar os principais fatores ambientais que influenciam o desempenho dos sistemas FV investigados.

- Realizar uma análise das tendências de degradação destes sistemas ao longo de cinco anos de operação, através da estimativa de taxas de degradação.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico é um processo físico que permite a conversão direta da energia proveniente do Sol em energia elétrica. Este método de produção de energia elétrica possui diversas vantagens, tais como simplicidade de instalação, resultando em um curto período de implantação, característica modular, podendo ser aplicada desde pequenos equipamentos até usinas de grande porte, além de possuir alta confiabilidade. Adicionalmente, a geração de energia elétrica por este método é praticamente silenciosa, não poluente e utiliza uma fonte de energia renovável.

A sustentabilidade e a redução das emissões de gases de efeito estufa são tópicos importantes no cenário global, e a energia solar fotovoltaica se destaca como uma opção renovável e de baixo impacto ambiental. Com condições climáticas favoráveis, o Brasil possui um enorme potencial para aproveitar a energia do sol e transformá-la em energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos (PEREIRA et al., 2017). A contribuição da energia solar fotovoltaica para a matriz energética brasileira não apenas diversifica as fontes de geração de energia, mas também ajuda a diminuir a dependência de fontes não renováveis e a mitigar os impactos ambientais associados. Segundo a ABSOLAR, em 2023 a energia solar fotovoltaica representa cerca de 16% da matriz elétrica brasileira em termos de potência instalada, como pode ser observado na Figura 1 (ABSOLAR, 2023).

Um grande marco para o setor de energia solar no Brasil foi a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012). Esta resolução, que regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica, permitiu o avanço da geração distribuída por meio de fontes renováveis. Ao possibilitar a instalação de sistemas de pequeno porte, a ANEEL abriu caminho para a descentralização da geração de energia e impulsionou o crescimento do mercado de energia solar.

O Brasil tem vivido um aumento expressivo na instalação de usinas solares fotovoltaicas, tanto em grande escala quanto em projetos de menor porte, como sistemas residenciais e comerciais. Entre os anos de 2022 e 2023, a capacidade instalada registrou um crescimento significativo de mais de 10 GW, atingindo um total

de 35.739 MW. Dessa capacidade, cerca de 30% correspondem a usinas centralizadas (ABSOLAR, 2023).

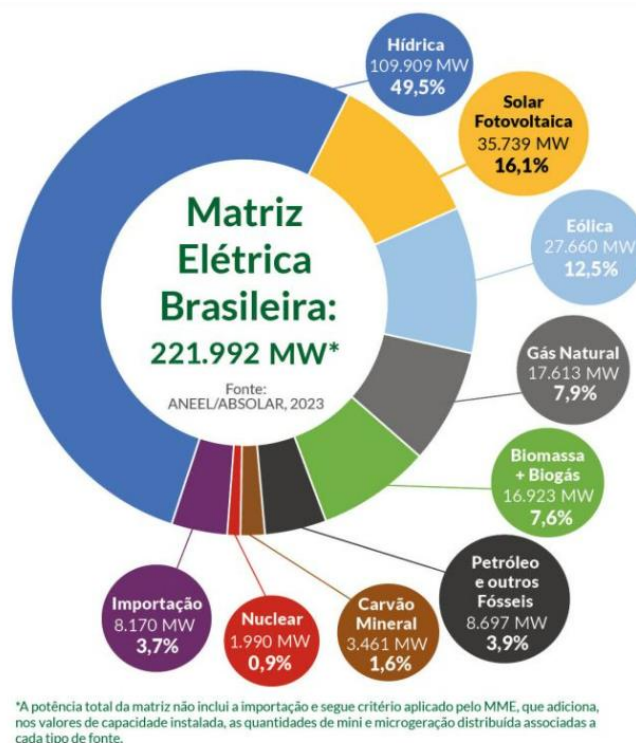


Figura 1 – Matriz elétrica brasileira em novembro de 2023 (Fonte: ABSOLAR (2023)).

### 3.2 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FV

Em um sistema FV os equipamentos responsáveis pela conversão de energia solar em energia elétrica são os módulos FV, os quais são compostos por células FV construídos através de materiais semicondutores, como o silício (Si), o mais prevalente deles devido à sua eficiência, disponibilidade e vasta experiência do setor de microeletrônica e física dos semicondutores. Além do silício, outros materiais semicondutores são empregados para diversificar as opções tecnológicas, como o telureto de cádmio (CdTe) e o disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) (IEA, 2021; PARIDA et. al., 2011; RÜTHER, 2004).

Tradicionalmente, as tecnologias FV para aplicações terrestres são divididas na literatura em três categorias. As melhores eficiências a nível de células para cada uma

das diferentes tecnologias que compõem estas categorias são apresentadas constantemente pelo NREL (NREL, 2023).

A primeira categoria engloba células solares fabricadas com silício (Si), um dos materiais mais abundantes do mundo (TYAGI *et al.*, 2013). As células de silício cristalino (c-Si), sejam mono ou multicristalinas, destacam-se por sua elevada eficiência e têm consistentemente liderado o mercado (FRAUNHOFER ISE, 2023). Durante a fabricação das células de silício, ocorre um processo chamado de dopagem, que consiste na introdução de impurezas para modificar as propriedades elétricas do material. Todas as células solares de silício empregam uma combinação de silício tipo p e silício tipo n, que formam a junção p-n, essencial para o funcionamento de uma célula solar. Células do tipo n têm sua base usualmente dopada com fósforo, enquanto células do tipo p têm sua base usualmente dopada com Boro.

Durante os primeiros anos da popularização da energia solar fotovoltaica, as células de silício multicristalino predominaram devido ao custo mais baixo, mesmo apresentando uma eficiência ligeiramente inferior em comparação com as células de silício monocristalino. A partir de 2018, com a ampla adoção das células de silício monocristalino do tipo PERC (células com a presença de uma camada de passivação na parte traseira), estas passaram a dominar o mercado e continuam sendo líderes até os dias atuais (VICARI STEFANI *et al.*, 2023). Atualmente, mais de 70% do mercado de células de silício é composto por células de silício monocristalino tipo p com tecnologia PERC (VDMA, 2023). Entretanto, as projeções indicam uma tendência crescente no uso de células de silício cristalino do tipo n, especialmente com a arquitetura TOPCon, prevendo-se que essa tecnologia representará cerca de 60% do mercado em 10 anos. A estrutura das células TOPCon envolve a inserção de novas camadas visando reduzir as perdas por recombinação (VDMA, 2023).

Entre as topologias emergentes e presentes nas projeções também é possível citar as células HJT (*Heterojunction with Intrinsic Thin layer*), IBC (*Interdigitated Back Contact*) e Tandem. HJT utiliza uma fina camada intrínseca de silício amorfo entre camadas de silício tipo p e tipo n, visando uma eficiência aprimorada pela redução de recombinação de portadores de carga. Por sua vez, a tecnologia IBC possui contatos na parte traseira da célula, permitindo uma distribuição mais eficaz da corrente elétrica

gerada, resultando em menor resistência e perdas. Já as células solares tandem combinam materiais semicondutores com diferentes respostas espectrais para otimizar a absorção de diferentes comprimentos de onda de luz solar, melhorando assim a eficiência global da conversão de energia solar em eletricidade (VICARI STEFANI et al., 2023).

Entre os módulos FV de silício, a topologia que mais se destaca no mercado atualmente são os módulos bifaciais. Ao contrário dos módulos convencionais, que absorvem a irradiância solar apenas pela parte frontal do módulo, os módulos bifaciais podem absorver também a irradiância solar refletida na parte posterior da célula fotovoltaica pelo solo ou outras superfícies, aumentando assim a eficiência global da geração de energia. Espera-se que até 2027 mais da metade de módulos FV no mercado sejam bifaciais (VDMA, 2023).

A título de exemplo, a Tabela 1 apresenta uma comparação entre um módulo tradicional de silício multicristalino de 2013 e exemplares dos dois principais tipos de módulos de silício cristalino comercializados hoje. Observa-se não apenas uma evolução em termos de eficiência, como também redução das perdas por temperatura e melhoria dos fatores de degradação.

Tabela 1 – Comparação entre módulo tradicional de silício multi-Si e exemplares dos dois principais tipos de módulos de silício cristalino comercializados atualmente.

Tecnologia de célula	Multi-Si Tipo p AL-BSF	Mono-Si Tipo p PERC	Mono-Si Tipo n TOPCon
<b>Ano</b>	2013	2021	2023
<b>Eficiência</b>	15,90%	21,60%	22,70%
<b>Coefficiente de temperatura</b>	-0,42%/°C	-0,34%/°C	-0,29%/°C
<b>Degradação no 1º ano</b>	<3%	<2%	<1%
<b>Degradação anual</b>	0,70%	0,45%	0,40%
<b>Bifacialidade</b>	Não se aplica	>70%	>80%

A segunda categoria de células é composta por células de filme finos, que tradicionalmente traziam consigo o objetivo de redução de custos de produção por utilizarem camadas muito finas de semicondutor, apesar das menores eficiências. Quando comparadas com células de silício cristalino, as células de filme fino utilizam menos materiais e necessitam de menos processos em sua fabricação. Originalmente, esta categoria era composta principalmente por células de CdTe, CIGS



e a-Si. Atualmente o CdTe é a principal tecnologia comercial nesta categoria, impulsionado principalmente por esforços de P&D internos da empresa norte-americana First Solar® e pelos incentivos que as empresas americanas recebem nos Estados Unidos (FIRST SOLAR, 2023a). Em 2026 a empresa contará com uma capacidade de produção de 25GW, sendo mais da metade nos Estados Unidos (FIRST SOLAR, 2023b).

Devido ao menor coeficiente de temperatura e à resposta espectral favorecida em comprimentos de onda mais curtos (mais azul), o CdTe tem um bom desempenho em lugares quentes, ensolarados e úmidos. Estas características tornam esta tecnologia um forte oponente das tecnologias de silício cristalino para utilização em escala (MUNSHI et al., 2018). Apesar dessas vantagens, com a ampla adoção do uso de módulos bifaciais da tecnologia de silício cristalino em usinas FV, os benefícios climáticos do CdTe têm se tornado menos significativos frente ao ganho bifacial (DE BONA et al., 2022).

De modo a tornar o produto mais competitivo, em 2023 foram lançados os módulos bifaciais de CdTe. Apesar da capacidade de captar irradiância tanto pela face frontal quanto pela face posterior, a eficiência de conversão na parte posterior ainda é muito baixa quando comparado com os módulos bifaciais de silício cristalino, como pode ser observado na Tabela 1 e na Tabela 2.

A Tabela 2 traz ainda uma comparação entre versões de módulos FV de CdTe. Ao longo dos anos, nota-se que o coeficiente de temperatura, que anteriormente representava uma das principais vantagens dessa tecnologia, não diminuiu. Atualmente, é possível encontrar módulos de silício cristalino com coeficientes menores, conforme indicado na Tabela 1. É importante mencionar que o fabricante espera lançar ainda em 2024 módulos bifaciais com coeficientes de bifacialidade de 25%, degradação anual de 0,2% e coeficientes de temperatura de  $-0,24\%/^{\circ}\text{C}$  (FIRST SOLAR, 2023b). Contudo, estes avanços devem ser validados e testados em campo.

Tabela 2 – Comparação entre módulos multi-Si e exemplares dos dois principais tipos de módulos de silício cristalino comercializados atualmente.

Tecnologia de célula	CdTe Série 4	CdTe Série 6 Plus	CdTe Série 6 Plus Bifacial
<b>Ano</b>	2014	2022	2023
<b>Eficiência</b>	16,3%%	19,0%	19,0% <sup>1</sup>
<b>Coefficiente de temperatura</b>	-0,34%/°C	-0,32%/°C	-0,32%/°C
<b>Degradação no 1º ano</b>	<3%	<2%	<2%
<b>Degradação anual</b>	0,7%	0,3%	0,3%
<b>Bifacialidade</b>	Não se aplica	Não se aplica	15%

Por fim, a terceira categoria busca novos conceitos de células para diminuir custo e impacto ambiental na produção dos módulos com matéria prima abundante, não tóxica e materiais mais eficientes. Contudo, atualmente é possível assumir que a definição da terceira geração foi ampliada e inclui outras tecnologias FV, tais como células orgânicas, *quantum dot cells* e células de perovskita. A longo prazo a terceira geração apresenta uma perspectiva melhor de redução de custos; contudo, ainda possui custos comparados aos da primeira e segunda gerações, bem como baixa expectativa de vida e baixa eficiência quando depositados em grandes áreas (ALLOUHI et al., 2022; GREEN et al., 2019; KANT; SINGH, 2022; NASCIMENTO, 2019; PARIDA et. al., 2011)

### 3.3 DESEMPENHO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

O desempenho de sistemas FV é influenciado por diversos fatores, dentre os quais pode-se destacar: irradiância, sombreamento, temperatura de operação dos módulos FV e acúmulo de sujeira. Estes fatores podem variar de acordo com o local de instalação dos sistemas e/ou com a frequência de manutenção no local, como é o caso do acúmulo de sujeira sobre os módulos FV. A maneira que estes fatores irão influenciar o desempenho dos sistemas é intrínseco de cada tecnologia FV, ou seja, algumas tecnologias serão afetadas mais negativamente ou positivamente que outras em determinados aspectos.

---

<sup>1</sup> A eficiência de módulos fotovoltaicos bifaciais é atualmente medida apenas pela face frontal do módulo.

### 3.3.1 Temperatura

A temperatura é um dos principais fatores ambientais que afeta o desempenho dos módulos FV e é estudada por diversos autores. Na literatura são propostos diversos modelos de temperatura para módulos FV como funções de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento (SEGADO et. al., 2015).

A temperatura tem um efeito negativo na eficiência dos módulos, à medida que a temperatura aumenta, a tensão de circuito aberto diminui significativamente, enquanto a corrente de curto-circuito aumenta ligeiramente. Essa diminuição de tensão é atribuída, entre outros fatores, à redução da banda proibida do próprio semicondutor, fenômeno intrínseco às propriedades termoelétricas do material (HULD et. al., 2015; SKOPLAKI et. al., 2009). A Figura 2 exibe as curvas IV para diferentes temperaturas, permitindo a observação da influência da temperatura na tensão e corrente de células fotovoltaicas.

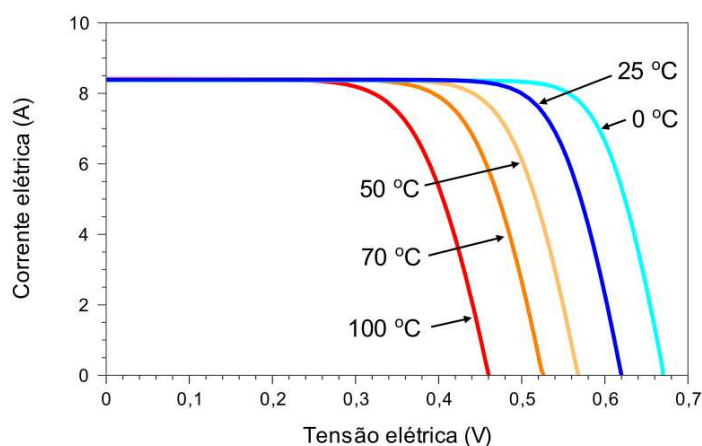


Figura 2 – Efeito de diferentes temperaturas em curvas IV com irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> (Fonte: CRESESB (2014)).

A redução na eficiência em função da temperatura é determinada pelo coeficiente de temperatura, o qual indica como as características elétricas destes módulos variam em resposta às mudanças de temperatura. Módulos de diferentes tecnologias possuem coeficientes de temperatura distintos. Módulos compostos de silício cristalino apresentam um coeficiente de temperatura mais elevado em comparação aos módulos de filme fino. Isso implica que os módulos de silício cristalino são mais sensíveis às variações de temperatura. Dessa forma, é plausível inferir que o impacto térmico seja mais pronunciado nesses módulos em comparação a algumas

tecnologias fotovoltaicas de filme fino, indicando um potencial de desempenho superior dessas últimas em climas quentes. (DASH et al., 2017; DASH; GUPTA, 2015; HULD et al., 2010; NASCIMENTO et al., 2020; SCHWEIGER et al., 2015a) .

### 3.3.2 Nível de Irradiância Solar

A intensidade da radiação solar (irradiância) também é um dos parâmetros que mais influencia o desempenho de sistemas FV. A eficiência dos módulos FV é medida em laboratório sob uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , o que corresponde aproximadamente à irradiância em torno do meio-dia solar em um dia ensolarado sem nuvens. Embora grande parte da energia de um sistema FV seja gerada em altos níveis de irradiância (BURGER et. al., 2006), dependendo da época do ano e da cobertura de nuvens, a baixa irradiância pode ter uma influência significativa no desempenho de um sistema FV (RÜTHER et. al., 2017).

A literatura mostra a importância de levar em consideração o desempenho em baixos níveis de irradiância de diferentes tecnologias FV, com muitos autores investigando este efeito (RANDALL et al., 2001; RANDALL et. al., 2003; REICH et al., 2005) e alguns focando em algumas tecnologias FV de filme fino (SCHWEIGER et al., 2015; SHEN et al., 2016), as quais devem apresentar melhor desempenho com níveis de irradiância reduzidos quando comparados ao silício cristalino (AHSAN; KHAN, 2019). De acordo com os resultados de medição do simulador solar apresentados em Nascimento et al. (2020), sistemas com módulos de multi-Si apresentam um subdesempenho acentuado em baixos níveis de irradiância, enquanto sistemas com módulos de CdTe demonstram um ganho de desempenho de cerca de 5% em níveis de irradiância que variam de 100 a  $500 \text{ W/m}^2$ . Resultados semelhantes podem ser encontrados em (DASH et al., 2017; HULD et al., 2010).

A Figura 3 mostra a eficiência de diferentes tecnologias FV em relação às condições STC para diferentes níveis de irradiância. É possível observar que a tecnologia a-Si atinge eficiência nominal em praticamente qualquer nível de irradiância; contudo, o mesmo não é verdade para as demais tecnologias FV analisadas.

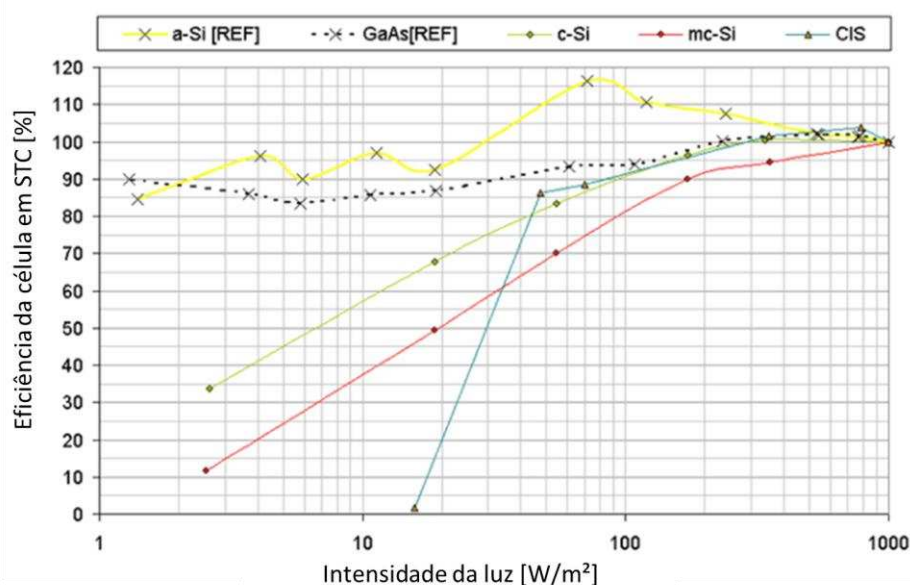


Figura 3 – Eficiência de células de diferentes tecnologias FV para diversos níveis de irradiância (Adaptado de REICH et al. (2005)).

### 3.3.3 Resposta Espectral

O desempenho de sistemas FV também é afetado por mudanças no espectro solar. A capacidade de conversão de energia de módulos FV para diferentes comprimentos de onda da radiação solar é denominado como resposta espectral (*Spectral Response* – SR). A resposta espectral representa a conversão dos fótons incidentes em energia elétrica em um dispositivo FV e pode ser definida como os amperes gerados por watt de radiação incidente em um determinado comprimento de onda (RODRIGO et al., 2017). Devido às propriedades intrínsecas dos materiais, as distintas tecnologias FV respondem de forma diferente a distribuição espectral da luz solar.

A Figura 4 apresenta a resposta espectral de algumas tecnologias FV disponíveis comercialmente. É possível observar que as tecnologias CdTe e a-Si apresentam resposta espectral praticamente em comprimentos de onda mais curtos. Sendo assim, é esperado que o desempenho destas tecnologias seja beneficiado em regiões com distribuições espectrais mais azuis (RÜTHER et. al., 2002). Em contrapartida, as tecnologias à base de silício cristalino possuem uma resposta espectral mais ampla, variando até 1200 nm.

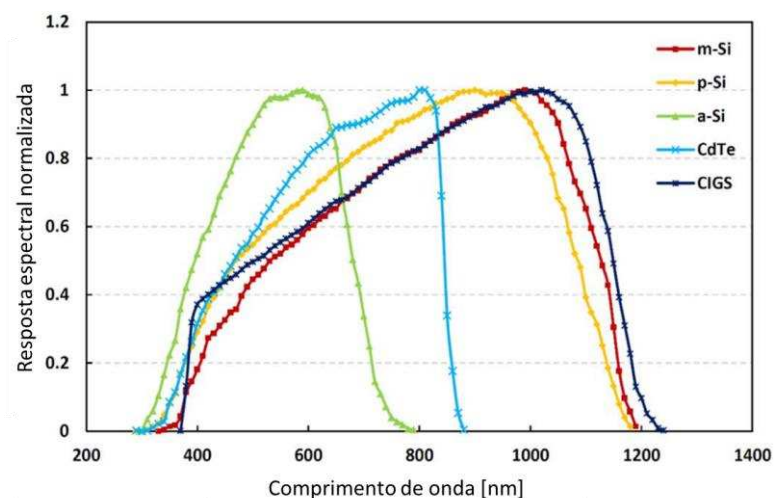


Figura 4 – Resposta espectral de tecnologias FV disponíveis comercialmente (Adaptado de MINNAERT et. al.(2014).

Na literatura há diversos índices para quantificar os efeitos de diferentes distribuições espectrais de luz sobre tecnologias FV. Rodrigo et al. (2017) classificam os índices usados para quantificar os efeitos da distribuição espectral da luz solar sobre os dispositivos FV em duas categorias: índices dependentes de dispositivos FV e não dependentes de dispositivos FV. Os índices que não dependem do dispositivo FV caracterizam a distribuição espectral em si, portanto um índice calculado para uma distribuição espectral específica é válido para todas as tecnologias FV. Por outro lado, os índices dependentes do dispositivo FV levam em consideração a resposta espectral da tecnologia FV e, portanto, devem ser recalculados para diferentes tecnologias FV.

Para quantificar o impacto da distribuição espectral local ( $E_G(\lambda)$ ) em relação ao espectro de referência ASTM G173-03 ( $E_G^*(\lambda)$ ), para uma dada resposta espectral ( $SR(\lambda)$ ), o fator espectral (*Spectral Factor* – SF), é tipicamente usado (RODRIGO et al., 2017). Este índice é bastante utilizado e adequado para esta situação, pois quantifica os ganhos espectrais reais de uma tecnologia FV para uma dada distribuição espectral da radiação incidente. É importante destacar, contudo, para corrigir medidas da curva característica de módulos FV (curva IV) ou outros parâmetros dependentes da irradiância, o fator de descasamento espectral (*Mismatch Factor* – MM) é um índice mais adequado, considerando que correlaciona a resposta espectral do sensor de referência e do dispositivo em teste, bem como os espectros

de referência e medidos (RODRIGO et al., 2017). A fórmula para o cálculo do SF é mostrada na Equação (1).

$$SF = \frac{\int E_G(\lambda)SR(\lambda)d\lambda}{\int E_G^*(\lambda)SR(\lambda)d\lambda} \cdot \frac{\int E_G^*(\lambda)d\lambda}{\int E_G(\lambda)d\lambda} \quad (1)$$

### 3.3.4 Ângulo de Incidência Solar

O ângulo de incidência (*Angle of Incidence – AOI*) pode ser definido como o ângulo entre o raio de luz solar incidente e uma linha perpendicular ao plano do módulo FV. O AOI em um módulo FV depende da sua orientação, do período do ano e da localização geográfica (EBERT et al., 2014; JANAKEERAMAN, 2013). Quando AOI aumenta, uma porcentagem maior da irradiância incidente no plano do módulo FV é refletida, reduzindo assim a irradiância recebida pelas células FV (MARION, 2017).

#### 3.3.4.1 Modificador do ângulo de incidência

O modificador de ângulo de incidência (*Incidence Angle Modifier – IAM*) é um fator que corresponde à redução da irradiação que efetivamente atinge a superfície da célula FV, devido à reflexão que ocorre no vidro do módulo, em relação à irradiância incidente normal ao plano. Sendo assim, o fator IAM descreve a refletividade e absorção e é uma função do ângulo de incidência (DYNGE; STOVELAND, 2013). Há diversos modelos analíticos que permitem descrever o fator IAM, como o modelo de ASHRAE (ASHRAE, 1978) e Sandia (KING et. al., 2004).

#### 3.3.4.2 Revestimento antirreflexo

Revestimentos antirreflexo (*Antireflective Coating – ARC*) são aplicados na indústria solar fotovoltaica para aumentar o desempenho dos módulos pela diminuição da reflexão da irradiância incidente. O principal benefício da tecnologia ARC é aumentar a absorção de irradiância solar, o que permite maior eficiência do módulo e melhor desempenho. O ARC também aumenta a transmissividade da luz em ângulos oblíquos (diminuição das perdas de ângulo de incidência) e pode ter benefícios em relação a sujidade (GRAMMATICO et. al., 2017; PASSOW, 2018).

Na literatura há uma variedade de materiais que têm sido objeto de investigação para compor películas antirreflexo. Estudos indicam que essas películas podem ser aplicadas de diferentes maneiras nos módulos fotovoltaicos (FV): na superfície externa do vidro, na parte posterior do vidro ou diretamente sobre as células FV. A aplicação do revestimento na superfície do vidro é particularmente atrativa, pois permite a integração em sistemas de energia FV já existentes sem a necessidade de alterações significativas, além de reduzir a reflexão causada pela superfície do vidro frontal (SARKIN et al., 2020; SHANMUGAM et al., 2020).

### 3.3.5 Sujidade

O acúmulo de sujidade sobre os módulos FV diminui a irradiância solar incidente nas células e pode causar perdas no sistema. Essa redução da irradiância solar se dá devido à absorção, dispersão e reflexão de contaminantes na superfície do módulo (SINHA et al., 2014).

As perdas devido à sujidade estão relacionadas com as características climáticas locais (frequência e intensidade das chuvas, umidade, eventos de incêndio, tipo de solo nas proximidades do local) e tipo de módulo FV usado (emoldurado, vidro/vidro etc.) (NASCIMENTO, 2019). De modo geral, a instalação de módulos FV com uma inclinação maior que  $10^\circ$  facilita a limpeza dos mesmos com a chuva. Contudo, em sistemas FV instalados em regiões com clima seco, onde o regime de chuvas não é suficiente para a limpeza, ou regiões de baixa latitude, onde a inclinação de instalação do módulo FV não é suficiente para um bom escoamento da sujidade, é necessária uma limpeza manual (QASEM et al., 2014).

Um dos principais efeitos do acúmulo de sujidade sobre os módulos FV é a atenuação de irradiância incidente nas células FV, contudo, esta não é a única causa da redução de desempenho devido à sujidade. A sujidade pode afetar o desempenho dos módulos FV ocasionando descasamentos elétricos (*mismatch*) e, adicionalmente, atenuando certos comprimentos de onda, podendo ter impactos distintos para tecnologias FV com respostas espectrais variadas (HICKEL, 2017).

Sistemas FV instalados em regiões com predominância de ventos fortes ou com uma grande concentração de areia/partículas soltas ao redor podem muitas vezes apresentar um padrão de sujidade não uniforme, como mostrado na Figura 5 (HICKEL,



2017; HICKEL et al., 2016). Este padrão de sujidade não uniforme resulta não apenas na atenuação da irradiação, mas também no descasamento elétrico, que ocorre quando os parâmetros elétricos de uma célula ou módulo são significativamente diferentes dos demais, aumentando consideravelmente as perdas de sujidade (LORENZO et. al., 2014). Além disso, é importante considerar que a sujidade não uniforme pode afetar de maneira distinta as tecnologias fotovoltaicas devido às suas características construtivas, como formato das células e a presença de diodos de bypass.



Figura 5 – Imagem ilustrativa de módulos FV para comparação entre módulos limpos e sujos.

Adicionalmente, a sujidade pode afetar o desempenho de sistemas FV atenuando a irradiação de uma forma espectralmente dependente e impactando cada tecnologia FV de maneira diferente. Qasem et al. (2014) mostrou em seu trabalho que há uma relação entre densidade de poeira e transmitância espectral, especialmente para quantidades menores de poeira depositada em painéis fotovoltaicos. Em seus resultados foi observado que o pó de baixa densidade ( $<19 \text{ mg/cm}^2$ ) apresenta uma

transmitância reduzida em comprimentos de onda baixos, atuando como um filtro para a entrada de radiação na superfície de um módulo FV, que também é um resultado de John et al. (2015). Considerando a resposta espectral limitada a menores comprimentos de onda da tecnologia CdTe (FIRST SOLAR, 2017; ISHII et al., 2015), é importante destacar que a sujidade também tem um impacto espectral negativo sobre estes sistemas FV.

### 3.3.6 Degradação de Sistemas FV

A degradação de módulos FV é um fenômeno intrínseco de cada tecnologia e afeta a eficiência e o desempenho dos sistemas FV ao longo do tempo. O desempenho a longo prazo dos módulos FV possui um papel importante na determinação da produção de energia e viabilidade econômica dos sistemas FV e tem despertado interesse crescente ao longo dos últimos anos (LUO et al., 2019).

Até alguns anos atrás, nos documentos técnicos fornecidos pelos fabricantes de módulos FV, era comum encontrar garantias que indicavam uma taxa de degradação entre 2% e 3% no primeiro ano de operação, seguida por uma degradação anual de 0,5% a 0,7% a partir do segundo ano em diante. Além disso, as garantias de desempenho linear estendiam-se por 20 a 25 anos (FIRST SOLAR, 2015; GCL, 2017). Contudo, o panorama atual apresenta mudanças significativas. Em documentos mais recentes, as taxas de degradação no primeiro ano agora variam de 1% a, no máximo, 2%, enquanto as degradações anuais a partir do segundo ano foram otimizadas para oscilar entre 0,3% e 0,45%. Observa-se também um aumento na extensão das garantias lineares, com alguns fabricantes oferecendo agora cobertura por até 30 anos (CANADIAN SOLAR, 2023; FIRST SOLAR, 2022).

Diante do rápido crescimento na implantação de sistemas FV e com o avanço das tecnologias, é importante acompanhar o desempenho de longo prazo de usinas FV. Neste contexto, compreender as taxas de degradação de módulos FV é fundamental para realizar projeções do rendimento energético de usinas ao longo de sua vida operacional e tomar decisões estratégicas, como uma possível substituição dos módulos FV (LUO et al., 2019).

### 3.3.6.1 Metodologias para Cálculo de Taxas de Degradação

Existem diversas metodologias utilizadas para calcular taxas de degradação em sistemas FV. Uma abordagem viável envolve a realização de medições pontuais de curvas características (curvas IV) de módulos FV para determinar a potência máxima em Condições Padrão de Teste (*Standard Test Condition* – STC) em módulos específicos ao longo de anos consecutivos. No entanto, essa abordagem enfrenta desafios significativos devido à alta precisão exigida, que só é alcançada em ambientes controlados e requer a execução em laboratórios por meio de simuladores solares de luz pulsada - *flash tests*. Outra complicação vinculada a essa metodologia é a necessidade de retirar os módulos FV da usina para a realização destes ensaios, o que pode comprometer a integridade da amostra, além de causar pequenas indisponibilidades na operação da usina (PASCUAL et al., 2021).

Uma abordagem adicional envolve a análise de indicadores de desempenho, utilizando diversas metodologias para calcular as taxas de degradação por meio do monitoramento contínuo de dados em condições reais de operação (PASCUAL et al., 2021). Contudo, um desafio associado a essa abordagem é a exigência de sistemas de aquisição de dados confiáveis e com grande capacidade de armazenamento. Apesar disso, essa abordagem é atrativa, pois não impacta a operação da usina e pode ser realizada de maneira remota.

Diferentes metodologias para cálculo de desempenho a longo prazo podem ser utilizadas, dentre elas podem ser citadas: *Standard Least Square Regression* (SLS), *Robust Regression*, *Year on Year* (YOY) e *modified YOY*.

- *Standard Least Square Regression*

A técnica dos mínimos quadrados é um dos métodos mais utilizados na literatura para calcular degradação. Este método de regressão linear fundamenta a escolha global da linha de melhor ajuste entre os pontos de dados em análise. A linha de melhor ajuste determinada pelo método dos mínimos quadrados possui uma equação que destaca a relação entre os pontos de dados. É um método sensível a valores atípicos e variações sazonais, podendo, assim, apresentar uma incerteza bastante elevada (PHINIKARIDES et al., 2014). Contudo, ainda é uma metodologia considerada viável e adequada para a representação da degradação de sistemas FV

e requer uma disponibilidade menor de dados (JORDAN; DECEGLIE; KURTZ, 2016; PASCUAL et al., 2021).

- *Year on Year (YOY)*

A metodologia YOY estabelece uma linha entre dois pontos (horas, dias, semanas ou meses) em anos consecutivos para determinar a taxa de degradação específica para esses dois pontos. Esse processo é repetido para os demais pontos de dados desse ano e, subseqüentemente, para todos os anos. Por exemplo, será estabelecida uma linha entre 01/01/2018 e 01/01/2019; após uma linha entre 02/01/2018 e 02/01/2019 e assim por diante, até abranger todo o período disponível de dados. Se o índice de desempenho utilizado em qualquer um dos dois dias usados para o cálculo de YOY estiver ausente ou indisponível devido a uma interrupção de dados, então a estimativa da taxa de degradação não será calculada para este dia, o que é uma desvantagem do método. O resultado é uma distribuição de taxas, na qual a tendência central, seja a média ou a mediana, é vista como representativa do comportamento de longo prazo do sistema (JORDAN et. al., 2016).

Esta metodologia é menos sensível a *outliers* e variações sazonais em comparação com a regressão padrão, contudo, requer uma grande disponibilidade de dados (JORDAN et. al., 2016).

- *Year on Year Modified*

Uma terceira metodologia, chamada de YOY modificado, consiste em utilizar uma linha de regressão que passa por todos os pontos de dados de um dado intervalo (horas, dias, semanas ou meses) ao longo de todos os anos disponíveis. Assim como na abordagem original YOY, o procedimento é repetido para todos os pontos de dados restantes do ano. Contudo, diferentemente do YOY, o modelo modificado realiza diversas regressões para todos os dados compreendidos no período (JORDAN et. al., 2016). Por exemplo, é calculada uma regressão entre 01/01/2018 e 31/12/2018, após é calculada uma regressão entre 02/01/2018 e 01/01/2019, e assim por diante, até abranger todo o período disponível de dados. Da mesma forma que para o YOY, o resultado para o modelo modificado é uma distribuição de taxas, na qual a tendência central, seja a média ou a mediana, é vista como representativa do comportamento

de longo prazo do sistema. Assim como o YOY, o modelo modificado é menos sensível a outliers e variações sazonais, mas é mais robusto frente à indisponibilidade de dados (JORDAN et. al., 2016)..

### 3.3.7 Índices de Desempenho

O uso de parâmetros de desempenho adequados pode garantir uma análise de desempenho mais consistente e, adicionalmente, pode facilitar a comparação entre sistemas FV com configurações distintas e instalados em localidades diferentes (MARION et al., 2005). A especificação técnica IEC 61724-3 define parâmetros que podem ser utilizados para analisar o desempenho de sistemas FV, como a Produtividade (*yield*) e a Taxa de Desempenho (*Performance Ratio – PR*) (IEC, 2016).

#### 3.3.7.1 Produtividade (*Yield*)

A produtividade de um determinado período de tempo  $\tau$  é obtida pela razão entre a produção de energia de um sistema FV nesse mesmo período pela potência instalada, como mostrado na Equação (2) (IEC, 2016).

$$Y_{\tau} = \frac{E_{\tau}}{P_{nom}} \quad (2)$$

Onde:

$Y_{\tau}$  = Produtividade em um período  $\tau$  [kWh/kWp]

$E_{\tau}$  = Energia do sistema FV para o período  $\tau$  [kWh]

$P_{nom}$  = Potência nominal do sistema FV [kWp]

A produtividade normaliza a energia produzida em relação ao tamanho do sistema e, portanto, é um parâmetro adequado para comparar o desempenho de sistemas FV de tamanhos diferentes (MARION et al., 2005).

#### 3.3.7.2 Taxa de Desempenho (*Performance Ratio – PR*)

A Taxa de Desempenho é a razão entre a geração medida do sistema FV e o desempenho máximo teórico possível para um determinado período. A Taxa de Desempenho é definida pela Equação (3) (IEC, 2016).

$$PR_{\tau} = \frac{E_{\tau} \times G_{ref}}{P_{nom} \times H_{\tau}} \quad (3)$$

Onde:

$PR_{\tau}$  = Taxa de desempenho para o período  $\tau$  [%]

$E_{\tau}$  = Energia do sistema FV para o período  $\tau$  [kWh]

$G_{ref}$  = Irradiação de referência [1 kW/m<sup>2</sup>]

$P_{nom}$  = Potência nominal do sistema FV [kW]

$H_{\tau}$  = Irradiação sobre o plano dos módulos durante o período analisado [kWh/m<sup>2</sup>]

Este índice de desempenho é muito utilizado para avaliar o efeito geral das perdas de um sistema FV como: eficiência do inversor, temperatura do módulo FV, descasamento elétrico, sujidade, entre outros. A taxa de desempenho é independente do *layout* dos arranjos e da irradiação sobre o sistema; assim, sistemas instalados em regiões e condições ambientais distintas podem ser comparados (MARION et al., 2005).

## 4 METODOLOGIA

### 4.1 INSTRUMENTAÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos analisados neste estudo (Figura 6) encontram-se instalados no Laboratório Fotovoltaico da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), localizado na cidade de Florianópolis, SC (27°S, 48°W). O clima na região é subtropical úmido (Cfa), de acordo com a classificação climática Köppen-Geiger (ALVARES et al., 2013), caracterizado por verões quentes e úmidos, além de invernos suaves a frios. Esses sistemas estão situados em uma área urbana dentro da ilha de Florianópolis, em proximidade ao mar (cerca de 800 m), estando, portanto, sujeitos a elevada umidade e à maresia.

A Tabela 3 apresenta as principais especificações elétricas dos sistemas FV analisados neste trabalho. Todos os três sistemas têm inversores idênticos e com baixo fator de carregamento (DESCHAMPS et. al., 2019) para minimizar incertezas relativas as medições, além de evitar perdas por saturação de energia (*clipping*), o que poderia interferir nas avaliações de desempenho.

Tabela 3 – Características elétricas dos sistemas FV analisados.

<b>Parâmetro</b>	<b>multi-Si</b>	<b>CdTe</b>	<b>CdTe ARC</b>
Potência Nominal do Módulo	235 Wp	110 Wp	110 Wp
Eficiência do Módulo	14,20%	15,30%	15,30%
Coeficiente de Temperatura	-0,45 %/°C	-0,34 %/°C	-0,34 %/°C
Módulos em Série	10	5	5
Strings em paralelo	1	4	4
Potência total do sistema	2,35 kWp	2,2 kWp	2,2 kWp
Potência nominal do inversor	2,5 kW	2,5 kW	2,5 kW
Orientação	Norte	Norte	Norte
Inclinação	20°	18°	16°

Além dos parâmetros elétricos dos sistemas FV, dados ambientais – como irradiação global, difusa e direta, temperatura ambiente e umidade relativa – também foram utilizados nas análises. Os dados ambientais foram coletados por meio de sensores instalados na estação meteorológica do Laboratório Fotovoltaica-UFSC, mostrados na Figura 7.



(a)



(b)

Figura 6 – Imagem aérea do laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S; 48,4°O) (a), e vista dos sistemas em solo do laboratório, destacando os três sistemas analisados neste estudo (b).



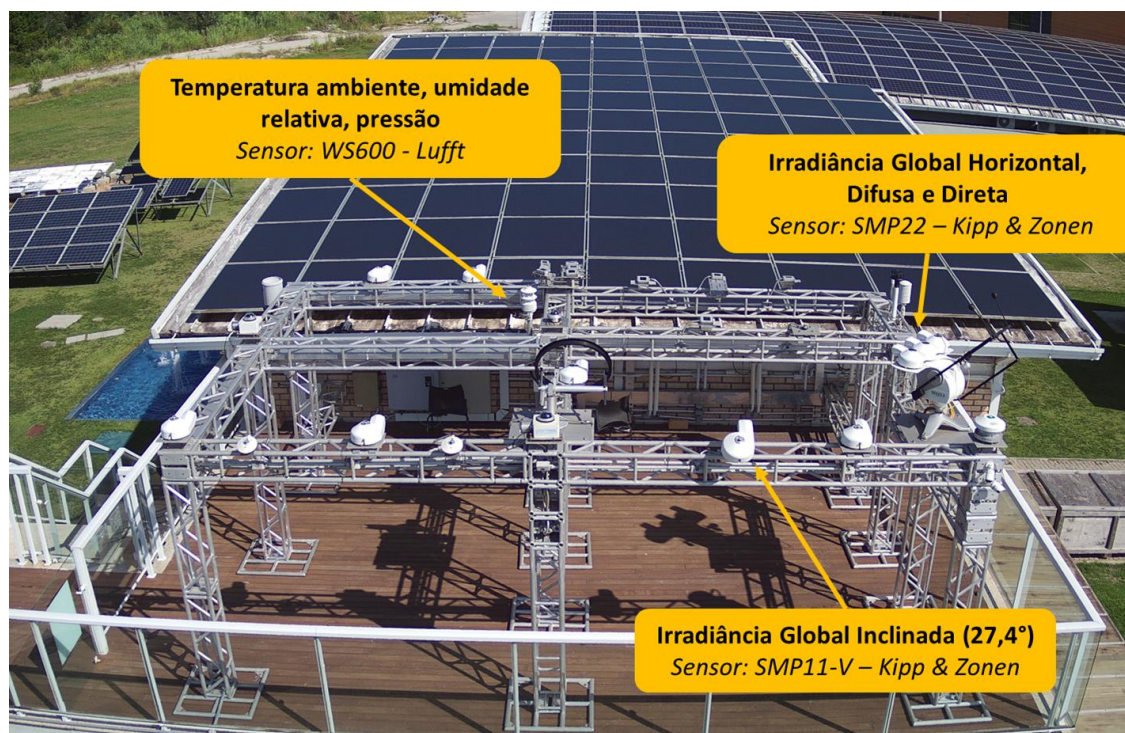


Figura 7 – Imagem aérea da estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O).

## 4.2 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

A avaliação dos sistemas FV com o objetivo de comparar o desempenho dos sistemas FV compostos por módulos FV de CdTe com e sem película ARC em comparação com sistemas compostos por módulos de multi-Si foi realizada para o período de 2018 e 2019.

### 4.2.1 Análise de Desempenho

A avaliação de desempenho dos sistemas analisados neste estudo foi conduzida utilizando o indicador de produtividade (Yield). Dado que as diferenças nos ângulos de inclinação dos sistemas fotovoltaicos são insignificantes e que a potência instalada é ligeiramente maior para o sistema de silício multi-Si (2,35 kWp para multi-Si e 2,20 kWp para CdTe), optou-se pela normalização proporcionada pela métrica de produtividade energética como a mais apropriada para a comparação de desempenho entre os três sistemas.

#### 4.2.2 Análise de Sombreamento

Durante todos os meses de 2018 e 2019 os sistemas utilizados nesta análise estavam sujeitos a sombreamento de edifícios próximos e de uma turbina eólica durante certos períodos do dia e do ano, como pode ser observado na Figura 6b. A cerca localizada próximo aos sistemas com módulos FV de CdTe foi instalada somente em 2020, após a análise de desempenho aqui apresentada.

O padrão de sombreamento causado por objetos próximos difere de um sistema para outro. Adicionalmente, as características construtivas dos módulos resultam em comportamentos distintos quando os módulos são expostos a sombreamento parcial: os módulos de silício multi-Si são subdivididos em séries por diodos de *bypass*, ocasionando perdas não lineares devido ao sombreamento parcial, enquanto os módulos de CdTe não possuem diodos de *bypass*, resultando em perdas lineares devido ao sombreamento. Sendo assim, para assegurar que os distintos padrões de sombreamento não interfiram nos resultados, é crucial excluir da análise os momentos em que um ou mais sistemas estão sombreados.

Para identificar e quantificar padrões de sombreamento e perdas nos sistemas avaliados, um modelo 3D desenvolvido no SketchUp® foi analisado no software Ecotect®, utilizando a metodologia descrita por Zomer e Rütther (2017). A análise de sombreamento para cada sistema foi conduzida em intervalos horários, diários, mensais e anuais.

A Figura 8 mostra os padrões de sombreamento horário de 09:00 até 17:00 para os três sistemas FV analisados durante os meses de solstícios de março (Figura 8a) e dezembro (Figura 8d), e os meses de equinócios de junho (Figura 8b) e setembro (Figura 8c). É possível notar que os sistemas são menos afetados pelo sombreamento durante o verão (dezembro, Figura 8d), quando o sol está mais alto no céu. Em contraste, o sombreamento é o que mais afeta os sistemas durante o inverno (junho, Figura 8b).

A Figura 9 mostra as máscaras de sombreamento obtidas através do *software* Ecotect® para cada sistema FV. Estes diagramas de máscaras de sombreamento mostram, em uma escala de 0% (branco) a 100% (preto), o impacto de sombreamento de objetos que afetam os sistemas FV. A presença dos objetos de sombreamento mencionados anteriormente pode ser observada nas máscaras de sombreamento:

edifícios localizados a oeste dos três sistemas e turbina eólica a leste do multi-Si e sul/sudeste dos sistemas CdTe. A análise resultou em uma porcentagem anual de sombreamento de 10% para o sistema multi-Si, 11% para o sistema CdTe e 8% para o sistema CdTe com ARC.

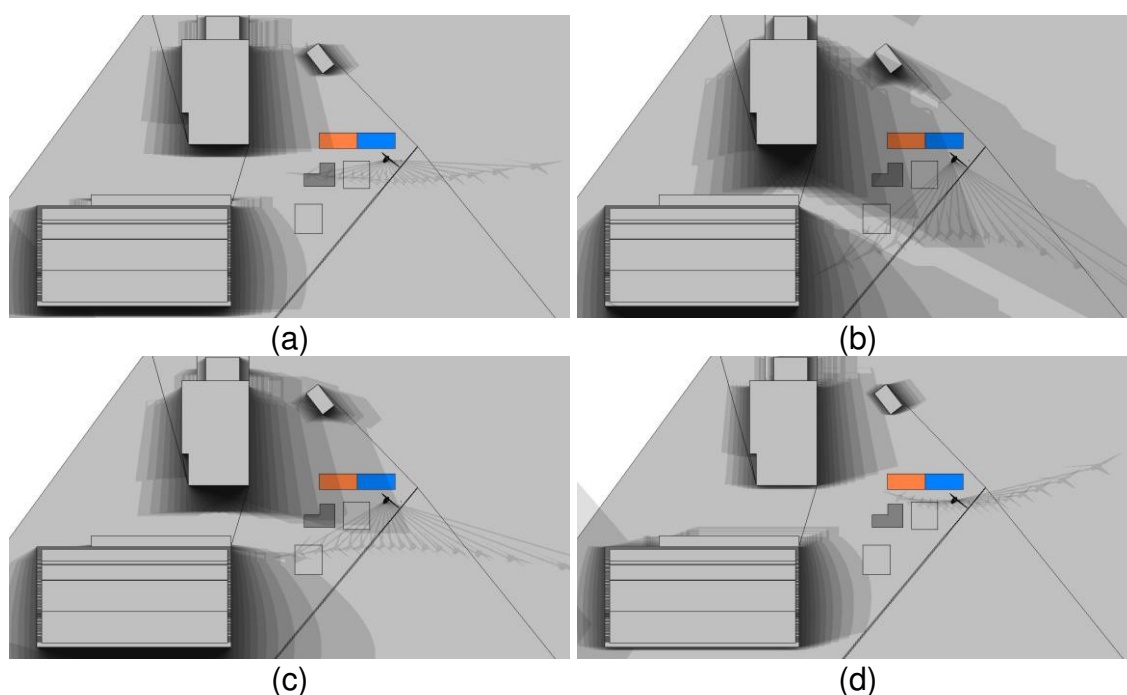


Figura 8 – Padrões horários de sombreamento das 09:00 até 17:00 para março (a), junho (b), setembro (c) e dezembro (d) para os três sistemas FV analisados: multi-Si (forma em L na cor cinza), CdTe (retângulo laranja) e CdTe com ARC (retângulo azul). (Fonte: PIRES et. al. (2021))

A Figura 10 apresenta o padrão de sombreamento horário, expresso em porcentagem, ao longo de um ano completo, obtido por meio do uso do Ecotect® para cada sistema analisado. Os resultados da análise de sombreamento horário foram empregados para determinar os períodos de filtragem utilizados na avaliação de desempenho neste estudo.

Duas opções de filtros de sombreamentos foram avaliadas, ambas utilizando a mesma janela de tempo para a análise dos três sistemas, possibilitando, assim, a comparação entre eles.

1. *Filtro anual*: Neste caso o pior cenário de sombreamento durante todo o ano para todos os sistemas é considerado e aplicado para todos os dias do ano. Este filtro limita consideravelmente a janela de tempo utilizada para a análise dos dados, mesmo para as épocas do ano em que o

sombreamento é menos proeminente. No entanto, este método de filtragem permite uma comparação mês a mês dos resultados, uma vez que todos os meses levam em conta a mesma janela de tempo para a análise.

2. *Filtro diário*: Este método de filtragem considera o pior caso de sombreamento para todos os sistemas, diariamente. Este método possui o melhor aproveitamento de dados, considerando o maior período possível de dados para cada dia do ano, embora torne inviável uma análise mês a mês.

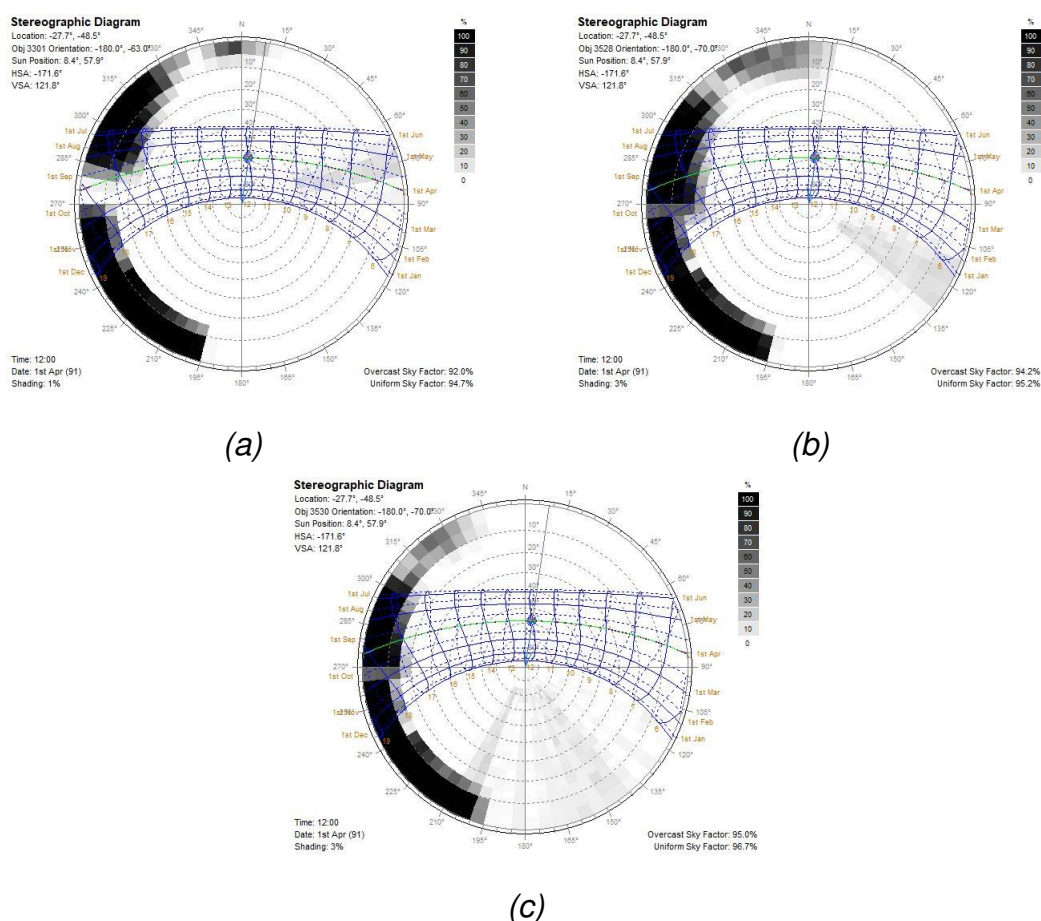


Figura 9 – Máscaras de sombreamento obtidas a partir do software Ecotect® para os três sistemas: multi-Si(a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). (Fonte: PIRES et. al. (2021))

Enquanto um filtro anual permite uma comparação mensal dos dados, um filtro diário resulta em um melhor aproveitamento dos dados, principalmente no início da manhã e no final da tarde. O filtro diário foi escolhido para a análise, levando em consideração que os sistemas fotovoltaicos avaliados devem apresentar diferentes

respostas espectrais e comportamentos em diferentes ângulos de incidência, especialmente durante o início e o fim do dia, quando os ângulos de incidência e os valores de massa de ar são maiores. Para estimar a perda mensal de energia originada pela aplicação deste filtro foram utilizados dados de irradiância global inclinada (latitude local) de um piranômetro SMP11 Kipp & Zonen® sem sombras (mostrado na Figura 10).

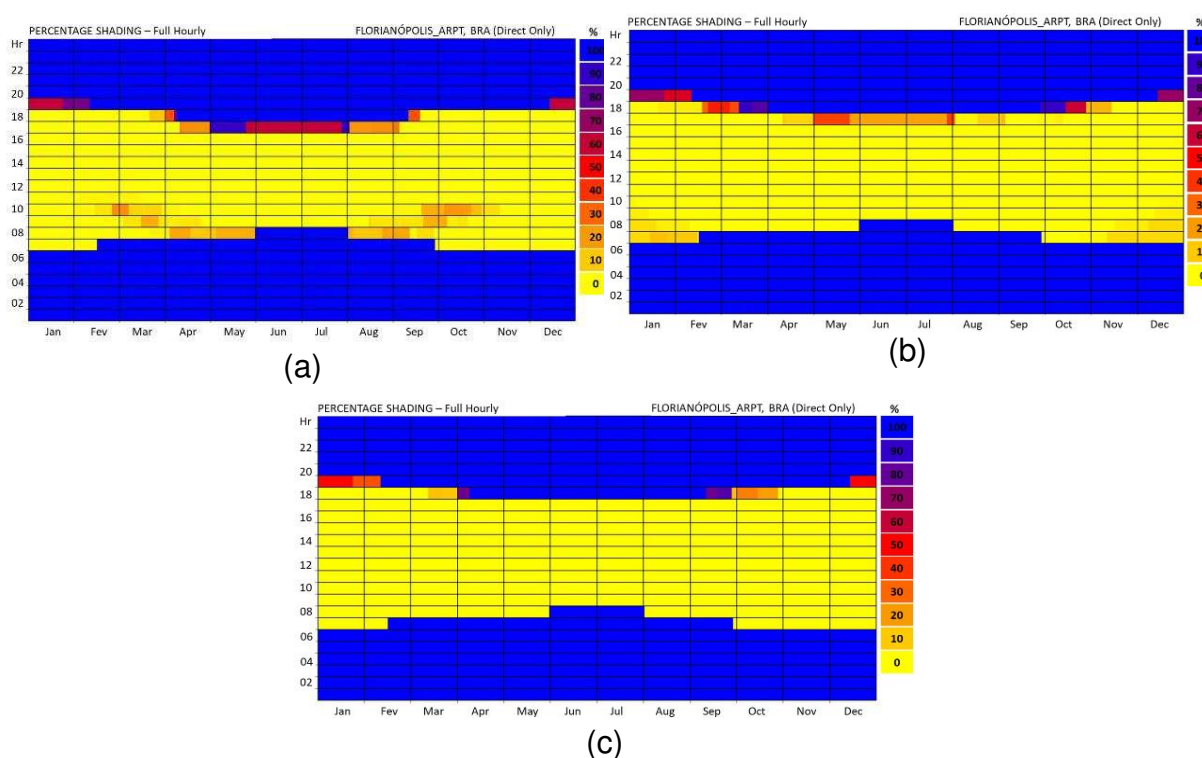


Figura 10 – Sombreamento horário obtido com o *software* Ecotect® para os três sistemas analisados: multi-Si (a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). (Fonte: PIRES et. al. (2021))

#### 4.2.3 Processamento de Dados

Os dados de parâmetros elétricos dos três sistemas FV em avaliação neste estudo foram adquiridos de seus respectivos inversores com armazenamento de um minuto. Nas análises conduzidas, foram utilizadas medições em corrente contínua (CC) para assegurar que as perdas elétricas no inversor não fossem contabilizadas. A Figura 11 apresenta um fluxograma representando todas as etapas do processamento de dados de potência descritos nesta seção.

Para a avaliação de desempenho, foram considerados apenas os períodos nos quais todos os sistemas estavam operando normalmente, sem sombreamento. As

medições de potência em corrente contínua (CC) foram agregadas em médias horárias, gerando valores de geração de energia por hora. Apenas as horas com 30 minutos ou mais de dados foram consideradas como válidas. Nos dados horários, aplicou-se o filtro de sombreamento diário mencionado na seção anterior, excluindo os momentos em que um ou mais dos sistemas FV estavam sombreados. O mesmo filtro foi aplicado a todos os sistemas fotovoltaicos, sempre considerando o padrão de sombreamento mais adverso entre eles.

A energia horária foi integrada para obter valores diários, sendo que apenas os dias com pelo menos 75% dos dados esperados foram considerados no próximo estágio do processo. Os dados esperados foram definidos como o número de horas dentro da janela de tempo sem sombras de um dia. Os valores diários foram finalmente integrados em valores mensais, e apenas meses com 50% ou mais de dias previstos foram considerados representativos. Em meses nos quais houve dias suficientes para serem considerados representativos, mesmo que ainda não estivessem completos, foi aplicado um multiplicador proporcional para derivar um valor energético mais significativo que representasse a geração de energia ao longo de um mês completo. Para garantir que as discrepâncias de desempenho entre os sistemas não fossem afetadas, essa extrapolação foi aplicada de maneira uniforme para todos.

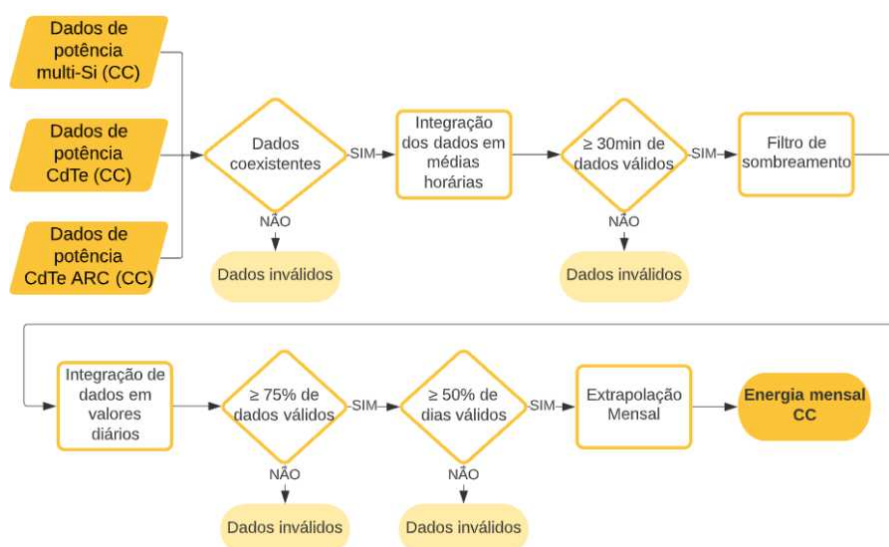


Figura 11 – Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia. (Fonte: PIREs et. al. (2021))

#### 4.2.4 Estimativa da Temperatura de Operação

Conforme mencionado anteriormente, espera-se que a temperatura tenha um papel importante no desempenho de sistemas FV (HULD et. al., 2015; SCHWEIGER et al., 2015) e que algumas tecnologias FV de filme fino apresentem melhores resultados em climas quentes, como Florianópolis, devido a seu menor coeficiente de temperatura (NASCIMENTO et al., 2020).

Para quantificar as vantagens térmicas dos sistemas de CdTe neste estudo, o modelo de Ross (ROSS, 1976) foi empregado para estimar a temperatura do módulo. Este modelo estima a temperatura com base na temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) e na irradiância no plano dos módulos ( $G$ ), como mostrado na Equação (4). Devido à ausência de um sensor de irradiância no plano dos sistemas avaliados, foi utilizada a irradiância medida com inclinação igual a latitude local ( $27,4^\circ$ ), que para este local de baixa latitude não deve resultar em diferenças significativas na irradiância (ZOMER et al., 2013). Adicionalmente, o modelo também utiliza um coeficiente  $k$ , como pode ser observado na Equação (4). Este coeficiente é um valor constante dado em  $^\circ\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}^2$ , que depende da tecnologia FV do módulo, *layout* e outros fatores. Os valores de  $k$  utilizados foram  $0,024 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}^2$  e  $0,025 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}^2$ , para os sistemas multi-Si e CdTe, respectivamente (SEGADO et. al., 2015). Devido as suas características construtivas quase idênticas e tipo de montagem e localização, apenas uma temperatura estimada foi calculada para os sistemas com módulos FV de CdTe.

$$T_{Ross} = T_{amb} + kG \quad (4)$$

As temperaturas dos módulos foram estimadas por hora; foi calculada uma média diária ponderada pela irradiância e a partir dela foi calculada uma média mensal ponderada pela irradiância. Optou-se por médias ponderadas para melhor representar a influência da temperatura nos períodos em que a geração de energia é mais significativa.

#### 4.2.5 Avaliação de Desempenho para Baixas Irradiâncias e Ângulo de Incidência

Informações do fabricante mostram que os módulos de multi-Si usados neste estudo têm uma perda de eficiência de menos de 5% a uma irradiância de  $200 \text{ W}/\text{m}^2$

(HANWHA SOLAR, 2012). Nascimento et al. (2020) avaliaram o desempenho em baixas irradiâncias de algumas tecnologias FV. De acordo com os resultados de medição do simulador solar os módulos de multi-Si apresentam um subdesempenho acentuado em baixos níveis de irradiação, enquanto o CdTe demonstrou um ganho de desempenho de cerca de 5% em irradiâncias que variam de 100 a 500 W/m<sup>2</sup>. É importante ressaltar que, embora os módulos de CdTe utilizados na presente análise sejam fabricados pela mesma empresa que os utilizados no estudo apresentado por Nascimento et al. (2020), eles provêm de diferentes gerações (séries) de produção de módulos FV, com diferentes “receitas”, o que pode resultar em uma resposta a baixas irradiâncias ligeiramente diferente (GRUNOW et al., 2004; JANKE S et al., 2013; LITZENBURGER et al., 2014; SHEN et al., 2016). Entretanto, devido à falta de dados de desempenho em baixas irradiâncias para este modelo específico de CdTe, foram utilizados os resultados de NASCIMENTO et al. (2020).

Além das diferenças no desempenho em baixas irradiâncias, os sistemas FV em estudo têm perdas distintas em ângulos de incidência não-normal. Para este estudo, os valores de IAM foram adquiridos de arquivos .pan<sup>2</sup> fornecidos pelos fabricantes dos módulos instalados em cada um dos três sistemas FV em avaliação, como mostrado na Figura 12. Para o sistema multi-Si, o fabricante utiliza o modelo ASHRAE (ASHRAE, 1978; SOUKA et. al, 1966) com  $b_0=0,05$ . De acordo com o fabricante dos módulos de CdTe, os módulos com e sem ARC têm um comportamento que não pode ser representado pelo modelo ASHRAE (FIRST SOLAR, 2016). Portanto, o fabricante recomenda o uso do Modelo Sandia (KING et. al., 2004) ou valores tabulados de IAM apresentados nos arquivos .pan dos módulos FV. Adicionalmente, o fabricante dos módulos de CdTe alega que os módulos com ARC também têm um ganho na incidência normal, o que resulta em maior potência STC para módulos que, antes da aplicação do revestimento, pertenciam à mesma *bin class* (FIRST SOLAR, 2016; PASSOW, 2018).

---

<sup>2</sup> O arquivo \*.pan é uma extensão de arquivo do software PVsyst®, o qual reúne todas as características dos módulos FV, especialmente as elétricas. Esses arquivos são geralmente disponibilizados pelos fabricantes.



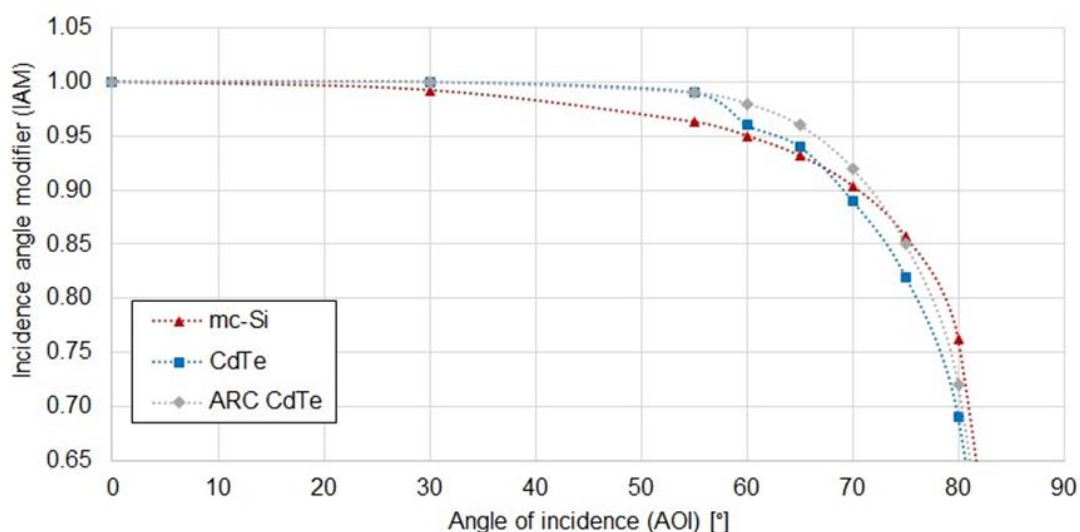


Figura 12 – IAM para multi-Si (triângulos em vermelho), CdTe (quadrados azuis) e CdTe com ARC (diamantes cinzas), de acordo com os fabricantes. (Fonte: PIRES et. al. (2021))

Em função destas características, as distribuições de energia de acordo com o nível de irradiação e ângulo de incidência foram computadas para avaliar os possíveis ganhos/perdas em relação às baixas irradiâncias e ângulo de incidência dos sistemas FV investigados neste estudo. Devido à falta de medições de irradiação nos planos dos módulos para todo o período analisado, foram utilizadas medidas de um piranômetro Kipp & Zonen® SMP11 inclinado com ângulo igual a latitude local, instalado na estação meteorológica (Figura 7) para estabelecer a irradiação proveniente de níveis de irradiância variando de 0 W/m<sup>2</sup> a mais de 1200 W/m<sup>2</sup>, em incrementos de 200 W/m<sup>2</sup>, e de ângulos de incidência variando de 0° a 90°, em incrementos de 5°. Conforme mencionado anteriormente, as diferenças entre as medidas de irradiância inclinadas em 27,4° (latitude local) e plano de inclinação dos módulos FV (18°-20°) são insignificantes para a localização do local devido à sua baixa latitude (ZOMER et al., 2013). Deve-se ressaltar que este método foi aplicado neste estudo apenas para estimar perdas de AOI (Angle of incidence) usando os dados disponíveis; no entanto, para uma análise mais precisa, as perdas em função do ângulo de incidência devem ser devidamente quantificadas utilizando medidas de irradiação direta no plano dos módulos.

#### 4.2.6 Avaliação Espectral

Foi realizada uma avaliação espectral a fim de quantificar ganhos e perdas espectrais sazonais para os sistemas FV avaliados, utilizando o método de dois parâmetros, proposto por Lee e Panchula (2016). O método é baseado na Equação (5), que calcula o fator espectral ( $SF$ ) a partir de coeficientes específicos do módulo fotovoltaico ( $b_0$  até  $b_5$ ), massa de ar relativa corrigida por pressão ( $AM_a$ ) e profundidade da coluna de água precipitável ( $P_{wat}$ ) [cm], sendo os dois últimos os principais motivos das mudanças espectrais que afetam o multi-Si e o CdTe. Os coeficientes específicos utilizados para CdTe e multi-Si foram obtidos de Lee and Panchula (2016) e são mostrados em Tabela 4. De acordo com o fabricante, o ARC não tem impacto na resposta espectral dos módulos; portanto, foi realizada apenas uma análise para os módulos de CdTe em geral. Considerando que a Equação (5) se torna instável à medida que os valores de água precipitável se aproximam de zero e os valores de massa de ar tendem ao infinito (nascer do sol e pôr do sol), foram utilizados valores limites de 0,1 cm e 10 para água precipitável e massa de ar, respectivamente, conforme sugerido pelo desenvolvedor (FIRST SOLAR, ).

$$SF = b_0 + b_1 \cdot AM_a + b_2 \cdot P_{wat} + b_3 \cdot \sqrt{AM_a} + b_4 \cdot \sqrt{P_{wat}} + b_5 \cdot \frac{AM_a}{\sqrt{P_{wat}}} \quad (5)$$

Tabela 4 – Coeficientes do método de dois parâmetros para multi-Si e CdTe.

	$b_0$	$b_1$	$b_2$	$b_3$	$b_4$	$b_5$
<b>multi-Si</b>	0,84090	-0,02754	-0,00792	0,13570	0,03802	-0,00212
<b>CdTe</b>	0,79460	-0,05423	-0,01319	0,17240	0,08372	-0,00438

Fonte: LEE; PANCHULA (2016).

Os valores da massa de ar relativa corrigidos por pressão para o local deste estudo foram coletados da calculadora de posição solar (SOLPOS) do Centro de Dados de Medição e Instrumentação (MIDC) do NREL (NREL MIDC). Dados de água precipitáveis foram obtidos a partir de dados de satélite disponíveis publicamente através da plataforma online Giovanni (NASA). Os dados foram adquiridos do conjunto de dados M2T1NXSLV, que pertence ao projeto MERRA-2 (*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2*). Este conjunto de dados tem uma

resolução temporal horária e uma resolução espacial de  $0,5^\circ \times 0,625^\circ$  (equivalente a cerca de 56 km x 62 km na localização deste estudo).

Fatores espectrais para multi-Si e CdTe foram calculados em uma resolução temporal horária de acordo com a Equação (5). Momentos em que os valores de massa de ar maiores que 10 foram desconsiderados na análise. Foram calculados valores diários ponderados por irradiação, que foram então transformados em médias mensais ponderadas por irradiação. As mesmas médias mensais ponderadas pela irradiação foram calculadas para a massa de ar e valores precipitáveis da água, como referências. Apenas dias com pelo menos seis horas de dados foram considerados válidos e apenas meses com 50% ou mais de dias válidos foram considerados na análise.

### 4.3 AVALIAÇÃO DE DEGRADAÇÃO

A avaliação de degradação dos sistemas FV com módulos de CdTe, CdTe com ARC e multi-Si foi realizada durante cerca de cinco anos, compreendendo o período de janeiro de 2018 a fevereiro de 2023.

#### 4.3.1 Estimativa de Degradação

Para avaliar a redução de desempenho ao longo de todo o período analisado, foram calculadas taxas de desempenho (PRs) diárias, utilizando metodologia descrita na Seção 3.3.7. De modo a reduzir a influência de variações climáticas interanuais que podem afetar a distribuição espectral da irradiância incidente e a temperatura de operação dos módulos FV, as PRs foram corrigidas para os valores padronizados desses dois parâmetros: espectro padrão ASM G173-3 e temperatura de  $25^\circ\text{C}$ .

O uso da PR corrigida não é usual na avaliação de desempenho a longo prazo de sistemas FV porque se tem como ponto de partida que as variações climáticas ocorrem de forma sazonal dentro de um mesmo ano, com padrões que se repetem a cada ano. Contudo, é evidente que variações atmosféricas podem ocasionar diferentes condições de operação dos sistemas FV, com variações interanuais. No caso dessa análise, optou-se por atenuar tais variações, de modo a melhor isolar a influência da degradação no desempenho dos sistemas FV. Adicionalmente, essa

correção permite analisar anos incompletos, sendo capaz de compensar anos com períodos de dados faltantes, o que poderia causar um viés na análise.

A correção de PR por temperatura é uma técnica difundida na literatura (DIERAUF et al., 2013). A correção para o espectro padrão, por outro lado não é usual. Contudo, alguns estudos já mostraram que se essas influências espectrais puderem ser empiricamente definidas, a PR pode ser corrigida com fatores de correção espectral, da mesma forma que a temperatura e a irradiância são usadas para aprimorar o cálculo da PR (DANIEL-DURANDT; RIX, 2022).

Para a correção da PR para o espectro padrão, o fator espectral foi calculado para cada uma das tecnologias conforme detalhado da Seção 4.2.6. Após o cálculo do Fator Espectral (SF), o mesmo foi utilizado para realizar a correção.

As Equações (6) e (7) foram utilizadas para correção dos valores de PR conforme descrito acima.

$$PR_{\text{corrigida}} = \frac{G_{STC} \times E}{P_{\text{nom}} \times SF \times H_{\text{poa}} \times C_{\text{temp}}} \quad (6)$$

$$C_{\text{temp}} = 1 + \lambda(T_{FV} - 25^{\circ}C) \quad (7)$$

Onde:

$G_{STC}$  é a irradiância padrão prevista pela norma (1000 W/m<sup>2</sup>).

$E$  é a energia gerada pelo sistema para o período avaliado.

$P_{\text{nom}}$  é a potência instalada do sistema.

$SF$  é o fator espectral calculado para a tecnologia FV.

$H_{\text{poa}}$  é a irradiação medida no plano do sistema durante o período avaliado.

$T_{FV}$  é a temperatura medida nos módulos do sistema.

$\lambda$  é o coeficiente de temperatura dos módulos informado pelo fabricante.

Na ausência de sensores para aferição da temperatura nas costas dos módulos FV, a temperatura do módulo foi estimada através do modelo de Ross, conforme já explicado na Seção 4.2.4.

Para estimar as taxas de degradação dos módulos FV com base nos valores diários de PR corrigida ao longo de todo o período analisado, foram empregados dois métodos: SLS e YOY modificado (Seção 3.3.6.1). O método YOY modificado, por ser mais robusto e sofrer menos influência de dados espúrios, foi aplicado a todo o

conjunto de dados. Em contrapartida, o método padrão SLS, por se tratar de um modelo menos sofisticado, foi aplicado exclusivamente aos dados correspondentes a dias sem nuvens, nos quais o sistema opera mais próximo das condições de irradiância padrão e sem variações abruptas de irradiância, visando diminuir as incertezas associadas aos cálculos da métrica de desempenho. Adicionalmente, é recomendação de algumas diretrizes, a realização de ensaios de testes de PR em dias com poucas nuvens (DIERAUF et al., 2013). Também é uma prática que vem sendo adotada para teste de aceitação em grandes usinas FV, como tem sido observado na experiência do laboratório Fotovoltaica UFSC.

#### 4.3.2 Processamentos de Dados

Da mesma forma como realizado na avaliação de desempenho, foram empregados para a análise da degradação dos sistemas FV dados elétricos em corrente contínua e na base de minuto coletados dos inversores.

A partir de 2020, uma obra civil foi iniciada no terreno adjacente aos sistemas FV de CdTe, resultando em alterações constantes no entorno e causando um aumento significativo na ocorrência de sombreamento. Para que o impacto desses sombreamentos não seja contabilizado nas análises, foi aplicado um filtro horário nos dados e somente dados entre as 11:00 e 13:00 de cada dia foram considerados.

Apenas momentos em que todos os sistemas FV estavam em operação normal foram considerados para a análise. As medições de potência CC foram integradas em valores de geração de energia diária e apenas dias com mais de 75% de disponibilidade de dados foram considerados para a análise.

Também foram utilizados durante esta análise dados de irradiância global e difusa (SMP22) e temperatura ambiente (WS600). Na ausência de um sensor de irradiância no plano dos módulos FV, foi realizado um cálculo para estimar a irradiância no plano dos sistemas FV através do uso de funções da biblioteca PVlib (SANDIA, 2013), utilizando algoritmos de transposição do modelo de Perez (PEREZ et al., 1990). Também foi realizada uma verificação de coexistência entre os dados de geração elétrica dos inversores e os dados de irradiância e temperatura utilizados.

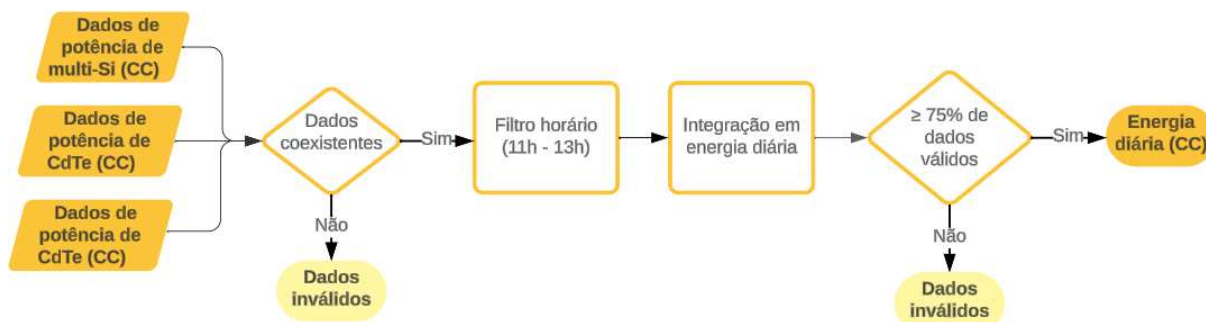


Figura 13 – Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia.

O cálculo de taxa de degradação utilizando o método SLS foi aplicado somente para dias sem nuvens (*clear day*). O filtro de *clear day* foi realizado através da comparação de irradiância global horizontal medida com os valores de *clear sky*, que é uma representação teórica de como a radiação solar seria em um dia sem nuvens. Os valores de *clear sky* podem ser obtidos através de modelos matemáticos, no caso deste trabalho os valores foram calculados empregando também funções da biblioteca PVlib (SANDIA, 2013). Os valores medidos foram então comparados ao *clear sky* e apenas dias que apresentaram diferenças menores que 5% em pelo menos 75% dos dados diários, foram considerados para análise de degradação através do método SLS.

#### 4.3.3 Avaliação de Potência em Campo

A curva IV (corrente x tensão) de um módulo ou sistema FV descreve sua capacidade de conversão de energia sob as condições existentes de irradiância e temperatura. Com o objetivo de identificar possíveis sinais de degradação, foram realizadas curvas IV dos três sistemas FV, em 2018 e 2023. Os ensaios foram realizados de acordo com a norma IEC 62446-1:2016.

O equipamento utilizado para obter a curva IV dos sistemas FV foi um traçador de curvas IV do fabricante PVE. Uma célula de referência de silício cristalino e um sensor de temperatura PT100 foram utilizados para adquirir os valores de irradiância global no plano dos módulos e temperatura nas costas do módulo, respectivamente, no momento da caracterização da curva IV, como mostram as imagens da Figura 14. Adicionalmente, a distribuição espectral da luz solar também foi medida usando um

espectrorradiômetro portátil MS-720 do fabricante EKO Instruments® (Figura 14b) para quantificar e corrigir o descasamento espectral entre a célula de referência de silício e os módulos FV de CdTe. Ao controlar as variáveis ambientais desta forma, foi possível corrigir as curvas IV medidas para condições de teste padrão (STC) de acordo com os procedimentos da IEC 60891:2009 (IEC, 2009) e IEC 60904-7:2019 (IEC, 2019) e compará-los aos valores nominais declarados pelos fabricantes de módulos.

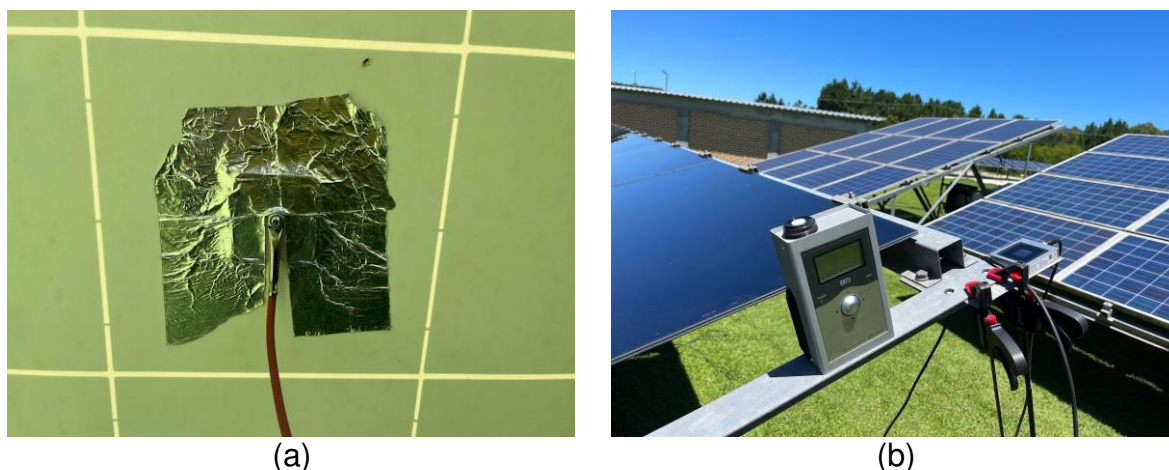


Figura 14 – Imagens dos sensores de temperatura (a), irradiância e distribuição espectral (b) empregados na aquisição de dados ambientais durante os ensaios de curva IV.

Para cada sistema FV, foram obtidas três medições de curva IV e três medições simultâneas do espectro solar, além da temperatura nas costas do módulo e da irradiância no plano dos sistemas, medidas automaticamente e de forma simultânea pelo traçador de curva IV. A análise dos resultados de curva IV para cada sistema foi realizada através das médias das três medições corrigidas para STC. As medições foram realizadas em dias limpos com condições estáveis de temperatura e irradiância, durante momentos de alta irradiância e baixo ângulo de incidência (próximo ao meio-dia solar), reduzindo assim as incertezas associadas à correção para STC e evitando incertezas associadas ao ângulo de incidência. Foram traçadas curvas IV para os sistemas completos e, adicionalmente, em 2023, foram realizadas curvas IV de módulos individuais.

Um módulo de referência de silício multi-Si também foi medido durante os ensaios de curva IV (Figura 15), ao início e ao fim da campanha de ensaios. Este módulo foi previamente aferido em simuladores solares (*flash tests*) de dois laboratórios credenciados, tendo então suas potências máximas conhecidas com a menor incerteza possível. Este procedimento visa verificar a correspondência de medidas realizadas em ambiente controlado (*flash test* no simulador solar em STC) com medidas realizadas em campo e, posteriormente, corrigidas para STC (LORENZO et al., 2023).



Figura 15 – Imagem do módulo de referência utilizado durante os ensaios de curva IV.

Durante os ensaios de curva IV, foi possível observar um acúmulo de sujidade nos módulos FV, tanto em 2018 quanto em 2023, especialmente nos sistemas de CdTe (com e sem ARC). Levando isto em consideração, foi necessário analisar o impacto de sujidade nos sistemas para avaliar melhor a potência real dos mesmos, especialmente considerando os efeitos espectrais da sujidade em diferentes tecnologias FV (HICKEL et al., 2016; JOHN et al., 2015; QASEM et al., 2014). A quantificação do impacto da sujidade nos sistemas FV em estudo foi realizada através da relação entre a potência dos módulos na condição atual (sujo) e após o



procedimento de limpeza (limpo). A limpeza foi realizada conforme as diretrizes recomendadas pelos fabricantes para garantir que não ocorreriam danos aos módulos.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 AVALIAÇÃO DE PRODUTIVIDADE

A Figura 16 mostra os resultados de produtividade mensal para os três sistemas FV em estudo. É importante destacar que o filtro de sombreamento diário aplicado resulta em diferentes períodos de integração para os dias de inverno e verão, o que significa que as diferenças entre os meses são atribuídas não apenas a variações sazonais, mas também a diferentes períodos sem sombreamento. Contudo, considerando que os períodos de analisados são os mesmos para todos os sistemas em todos os dias do ano, as diferenças sazonais entre eles podem ser analisadas. É importante ter em mente que, para os meses de inverno, o período analisado é mais restrito no início da manhã e no final da tarde, períodos em que as condições ambientais poderiam ter beneficiado um ou mais sistemas fotovoltaicos.

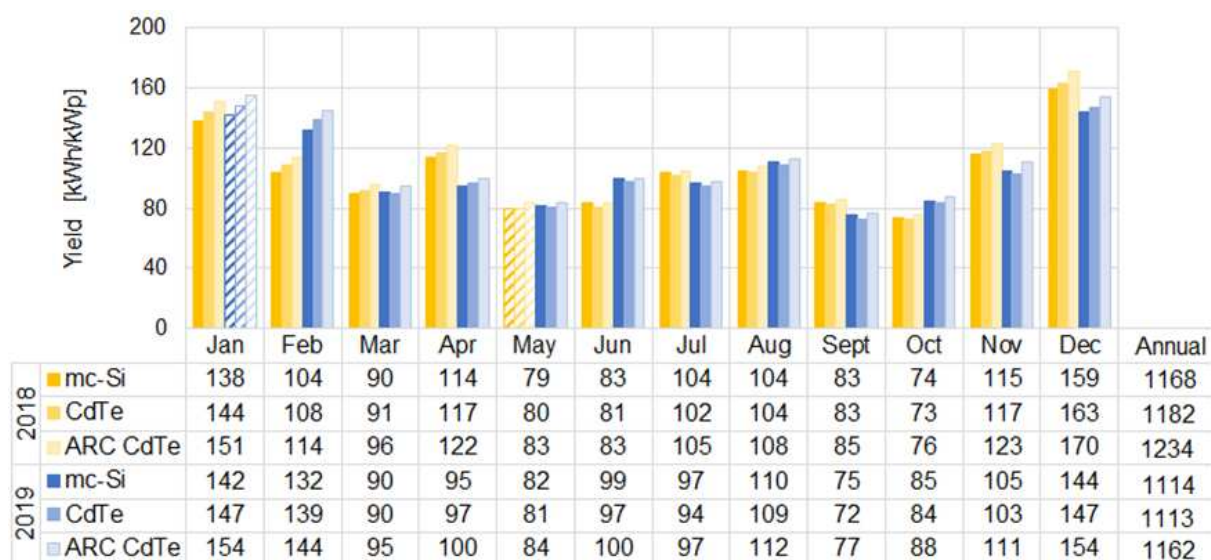


Figura 16 – Produtividade (Yield) mensal e anual durante 2018 (barras em amarelo) e 2019 (barras em azul): multi-Si (cores mais escuras à esquerda), CdTe (cores médias ao meio) e CdTe com ARC (cores claras à direita). Meses não considerados para análise são mostrados como barras listradas (Fonte: PIREs et. al. (2021)).

É importante observar que estes valores de produtividade não devem ser comparados com resultados anteriores encontrados na literatura para a região de estudo, devido ao processo de filtragem de dados que exclui várias horas do dia em função dos efeitos de sombreamento parcial que afetam um ou mais dos sistemas FV. Em geral, o sistema com módulos FV de CdTe com ARC apresentou o melhor

desempenho ao longo do período analisado, com uma produtividade anual de 1234 kWh/kWp e 1162 kWh/kWp para 2018 e 2019, respectivamente. Os valores de rendimento apresentaram uma sazonalidade natural devido ao recurso solar local ter um forte comportamento sazonal, mas também devido à variação sazonal do filtro de sombreamento, causada pela localização dos obstáculos que ocasionam sombras e da posição do sol. Algumas outras características das tecnologias FV avaliadas também acrescentam um componente ao perfil anual dos valores de rendimento mensal e serão discutidas posteriormente.

A quantidade mensal de energia desprezada devido à filtragem de momentos com sombreamento foi estimada utilizando medições de irradiância de um pirômetro inclinado Kipp & Zonen® SMP11 não sombreado; os resultados são mostrados na Figura 17. Foi estimado que um total de 9% de energia foi perdida no processo de filtragem, durante todo o período analisado. É possível notar que a maior quantidade de energia filtrada da análise devido ao sombreamento ocorre em março e outubro, meses em que a turbina eólica causa sombreamento no sistema multi-Si até as 11:00 horas, resultando em perdas de energia a níveis de irradiação mais elevados.

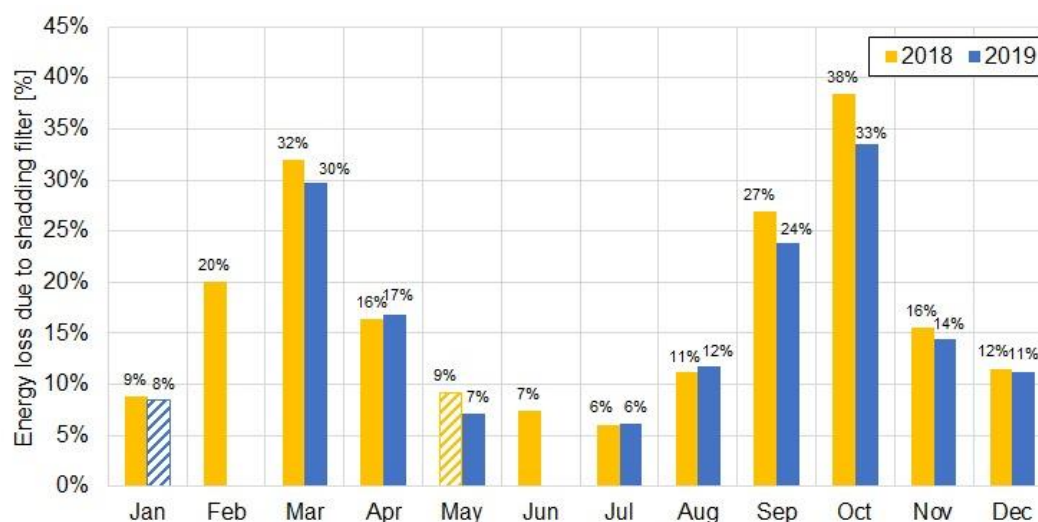


Figura 17 – Energia mensal desprezada devido ao filtro de sombreamento. (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

A fim de avaliar melhor as variações entre o desempenho dos sistemas FV em estudo, uma análise mensal e anual das diferenças de rendimento dos sistemas CdTe e CdTe com ARC em relação ao sistema multi-Si de referência é mostrada na Figura

18. É possível notar que o CdTe com sistema ARC apresentou um desempenho anual 6% superior ao do multi-Si para 2018 e 4% superior para 2019, enquanto o sistema de CdTe apresentou um desempenho anual 1% superior à tecnologia multi-Si para 2018 e um desempenho muito semelhante ao multi-Si em 2019. As causas para as diferenças de desempenho entre os sistemas FV e seu comportamento sazonal são discutidas nas seções subsequentes.

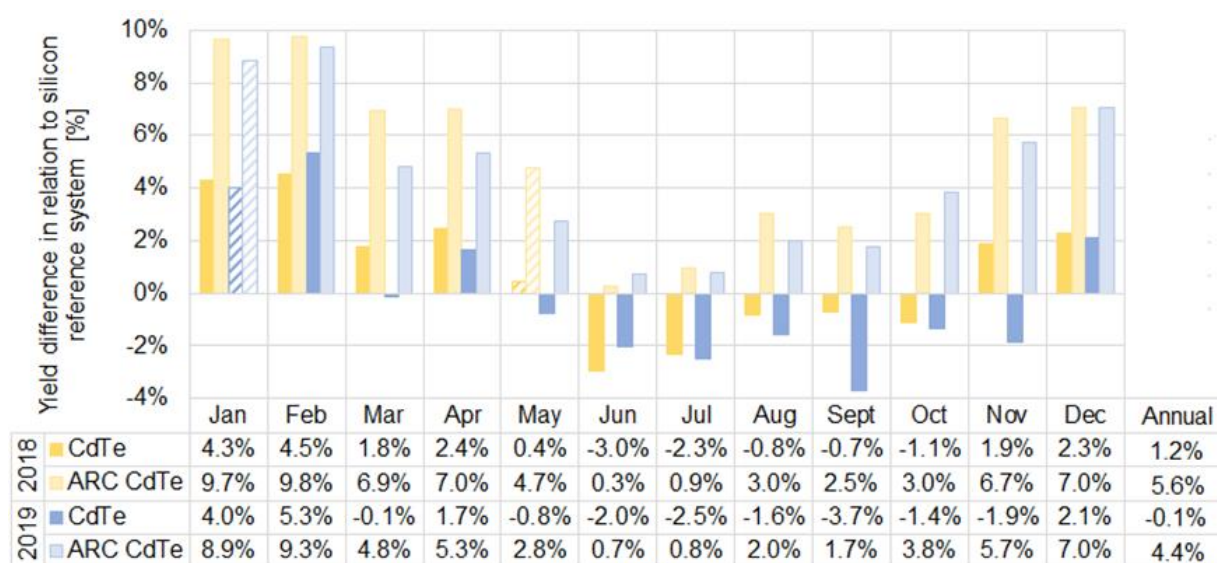


Figura 18 – Diferença mensal e anual de produtividade dos sistemas de CdTe com e sem ARC em relação ao multi-Si. Meses não considerados para análise são mostrados como barras listradas. (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

### 5.1.1 Perdas em Função da Temperatura

Como principal parâmetro ambiental que afeta o desempenho dos sistemas FV em climas quentes, a temperatura do módulo é a primeira a ser discutida nesta seção. O perfil de temperatura operacional dos módulos FV para 2018 e 2019 é mostrado na Figura 19, juntamente com os valores médios diários de irradiação. A temperatura do módulo foi estimada em uma base horária usando o modelo de Ross, conforme detalhado na seção 4. Os resultados mensais são temperaturas estimadas médias e ponderadas pela irradiação por hora para melhor representar o efeito da temperatura nos sistemas em momentos em que a geração é mais significativa.

Como mencionado anteriormente, devido ao menor coeficiente de temperatura dos módulos de CdTe, espera-se que os sistemas com módulos FV de CdTe e CdTe com ARC apresentem um melhor desempenho em meses mais quentes, em

comparação com o sistema multi-Si. Este comportamento sazonal pode ser observado na Figura 18.

As temperaturas estimadas anuais dos módulos de multi-Si foram de 37,7°C e 38,1°C para 2018 e 2019, respectivamente. Enquanto isso, os sistemas de CdTe apresentaram uma temperatura estimada ligeiramente mais alta, devido às características construtivas dos módulos: 38,3°C e 38,6°C para 2018 e 2019, respectivamente.

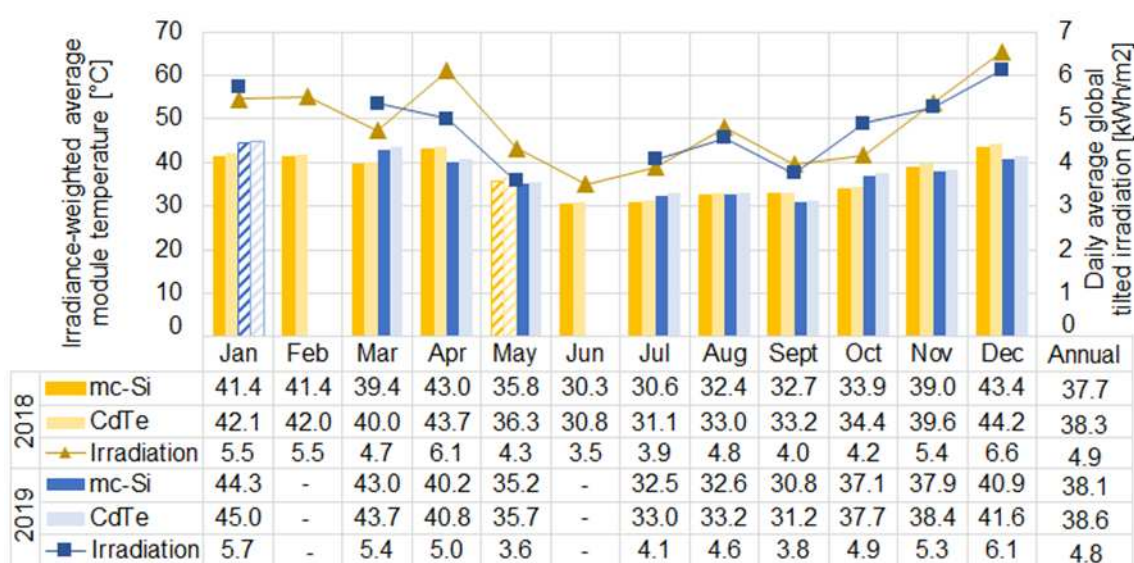


Figura 19 – Temperatura média do módulo estimada e ponderada pela irradiância para os sistemas em estudo (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

Com base nos valores da Figura 19, as perdas de energia estimadas devido à temperatura foram calculadas e são mostradas na Figura 20. Em geral, apesar da menor temperatura de operação, as perdas de temperatura estimadas foram 1,2% maiores para multi-Si, com diferenças de até 1,9% nos meses com temperatura mais elevada. Isto ocorre em função dos coeficientes de temperatura de cada módulo, -0,34%/°C para os módulos de CdTe e -0,45%/°C para os módulos de multi-Si.

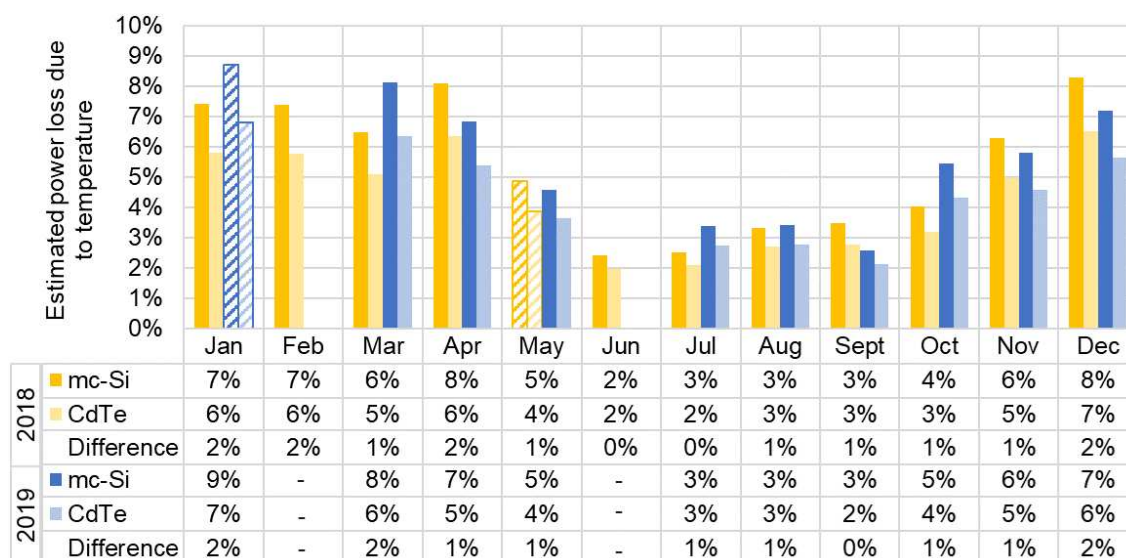


Figura 20 – Perda mensal estimada por temperatura (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

### 5.1.2 Desempenho sob Baixos Níveis de Irradiância

Levando em consideração a diferença no desempenho em baixas irradiâncias (abaixo de  $200 \text{ W/m}^2$ ) das diferentes tecnologias FV, a quantidade total de energia desconsiderada na análise foi estimada de acordo com os níveis de irradiância, a fim de identificar um possível viés na análise. Os resultados são mostrados na Figura 21, juntamente com a distribuição total de energia para o período desta análise e os dados filtrados com sombreamento. Pode-se observar que o perfil geral de distribuição de irradiação foi conservado após a aplicação do filtro de sombreamento, e apenas uma fração da energia desconsiderada na análise (cerca de 3%) estava contida entre 0 e  $200 \text{ W/m}^2$ , mostrando que o filtro de sombreamento não trouxe nenhum viés significativo para o desempenho dos sistemas FV analisados. Em uma base mensal, estas perdas de energia causadas pelo filtro de sombreamento variavam de 2% a cerca de 5% nos meses próximos aos equinócios, quando o filtro de sombreamento é mais rigoroso devido à sombra de uma turbina eólica no sistema com módulos de multi-Si.

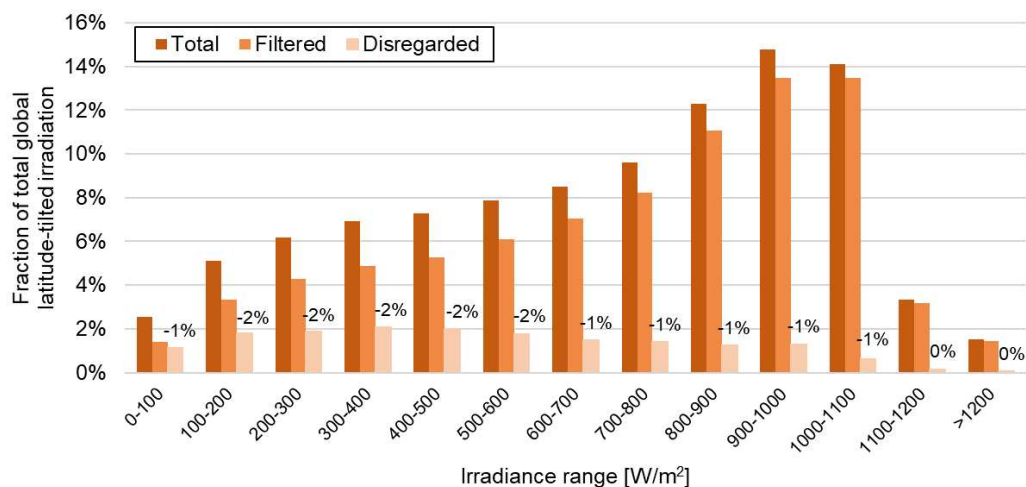
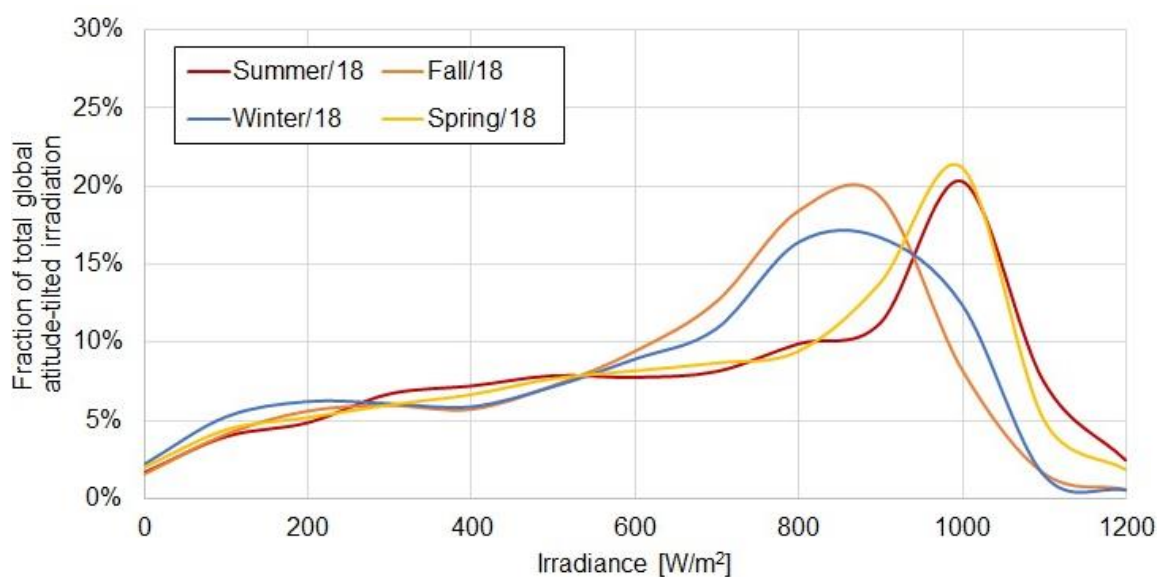


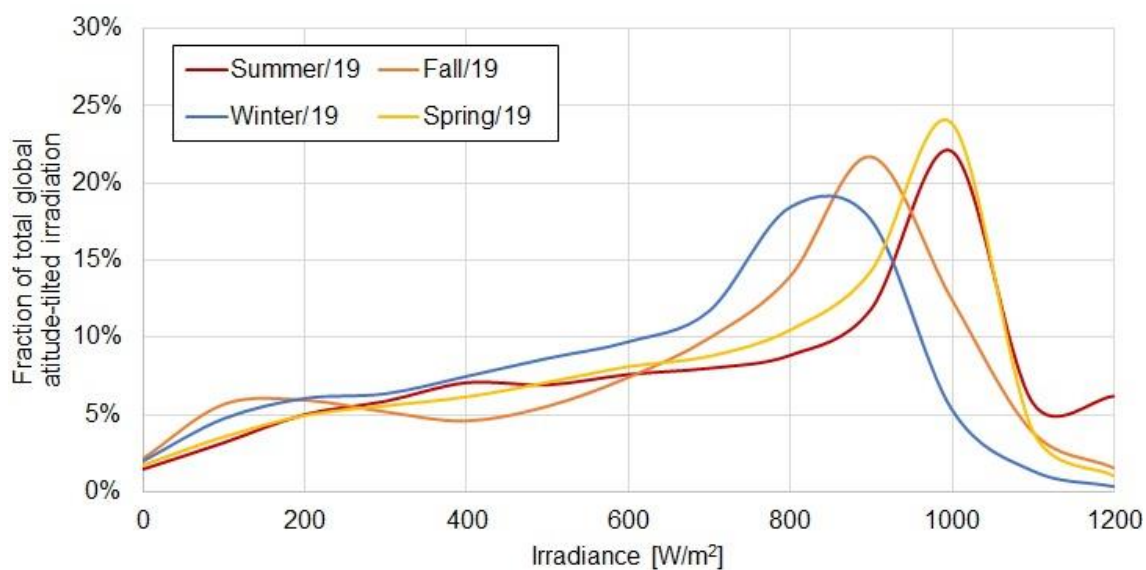
Figura 21 – Distribuição de irradiação geral para o período da análise (laranja escuro), para os períodos sem sombreamento (laranja médio) e para os períodos descartados em função do sombreamento (laranja claro) (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

Entretanto, a distribuição de irradiação mostra que 7% de toda a energia analisada teve origem em níveis de irradiação inferiores a 200 W/m<sup>2</sup>. A Figura 22 (a) e (b) mostram a distribuição sazonal da irradiação de acordo com o nível de irradiância para 2018 e 2019, respectivamente. É importante mencionar que na Figura 22, cada estação do ano é definida a partir dos primeiros dias de equinócio e solstício, esses marcos são usados como referência para determinar o início de cada estação apresentado aqui. Os meses de fevereiro e junho de 2019 não foram contabilizados, devido à insuficiência de dados válidos.

Os perfis de distribuição de irradiação para os anos analisados são muito semelhantes, com a maioria da energia incidente durante todo o ano nos sistemas FV estando na faixa de irradiação de 800-1000 W/m<sup>2</sup>. O comportamento sazonal do clima local resulta em mais energia concentrada perto do nível de irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> durante a primavera e o verão, e dentro da faixa de 800-900 W/m<sup>2</sup> para o outono e inverno. Em geral, apenas cerca de 6% de toda a energia no período analisado provém de níveis baixos de irradiância (abaixo de 200 W/m<sup>2</sup>), com porcentagens ligeiramente mais altas no outono e no inverno. Cerca de 22% da energia incidente anual provém de faixas de irradiação nas quais o CdTe poderia ter melhor desempenho 100-500 W/m<sup>2</sup> (NASCIMENTO et al., 2020), sem comportamento sazonal significativo.



(a)



(b)

Figura 22 – Distribuição de irradiação sazonal de acordo com os níveis de irradiação para 2018 (a) e 2019 (b). Fevereiro e junho de 2019 não foram considerados na análise devido à indisponibilidade (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

Os resultados indicam que a resposta a baixas irradiâncias pode ter beneficiado, neste estudo, o desempenho dos sistemas de CdTe em cerca de 1,4%, em comparação com o sistema multi-Si. É importante destacar que o desempenho em condições de baixa irradiação pode variar conforme as especificidades construtivas dos módulos FV, não se restringindo exclusivamente à tecnologia fotovoltaica em si. Isso implica que os resultados podem ser diferentes para outros projetos e modelos de módulos FV.



### 5.1.3 Efeito do Ângulo de Incidência

Também foi realizada uma distribuição de irradiação de acordo com o ângulo de incidência para avaliar um possível viés adicionado à análise com a aplicação do filtro de sombreamento; os resultados são mostrados na Figura 23.

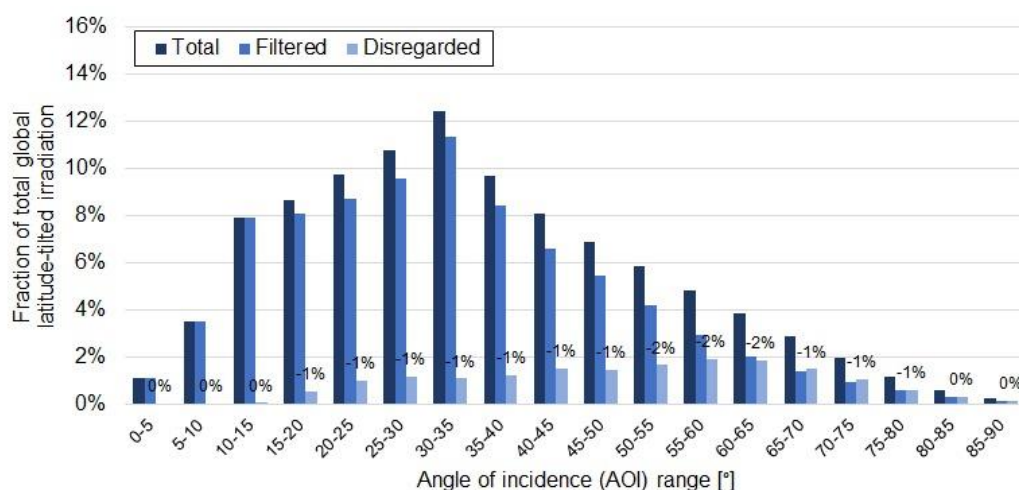
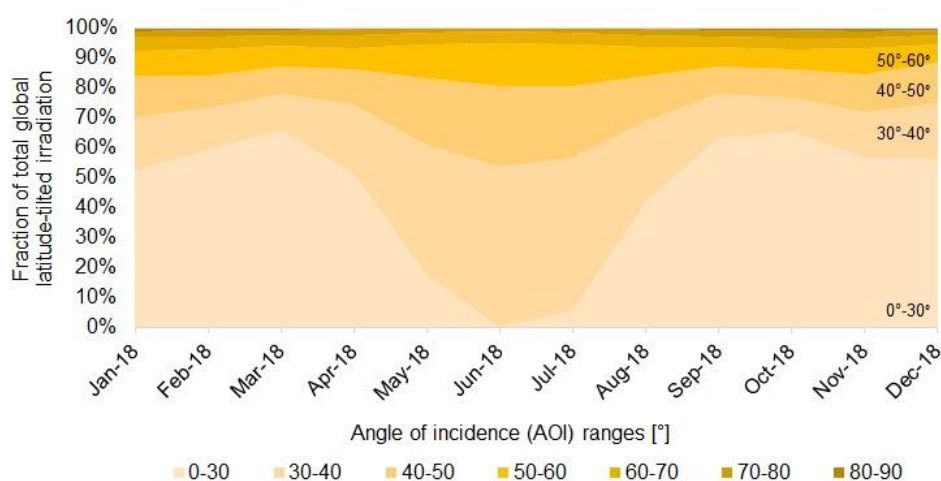


Figura 23 – Perfil de distribuição de irradiação global inclinada de acordo com o ângulo de incidência (AOI) para a localização dos sistemas FV sem o filtro de sombreamento horário (barras azuis escuras à esquerda), para os períodos de sombreamento (barras azuis médias) e para energia descartada da análise (barras azuis claras à direita) (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

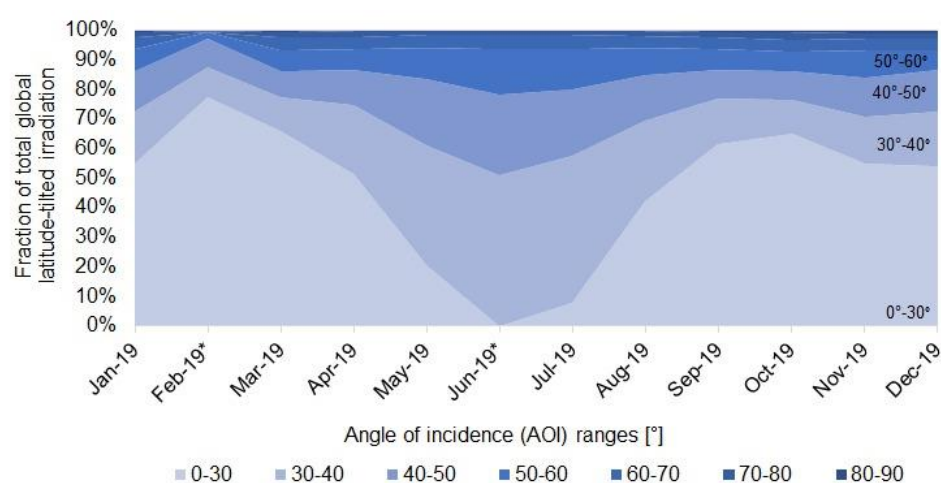
Pode-se observar que uma parte significativa da energia foi filtrada da análise para ângulos de incidência superiores a 30° (cerca de 13%), para os quais o IAM é inferior à unidade para todos os sistemas FV em avaliação. Março e outubro, devido ao período de filtragem mais rigoroso, têm a maior parte da energia sendo filtrada em ângulos de incidência da irradiação mais baixos, devido à presença da sombra da turbina eólica no sistema multi-Si até o final da manhã nestes meses. Entretanto, considerando os perfis do IAM apresentados na Figura 12, a energia filtrada resultaria em uma diferença mensal de desempenho na ordem de décimos de um por cento entre os sistemas FV analisados (variando de 0,02% a 0,41%), não introduzindo um viés significativo na análise. É importante destacar que a irradiação global foi utilizada para quantificar este viés, significando que se fossem utilizadas medidas de irradiação inclinada, este viés poderia ser ainda mais insignificante.

As Figura 24 (a) e (b) apresentam a distribuição mensal da irradiação de acordo com os ângulos de incidência para 2018 e 2019, respectivamente. Os perfis são muito

semelhantes, com junho e julho (meses próximos ao solstício de inverno no hemisfério sul) tendo quase nenhuma irradiação contida na faixa de  $0^\circ$  a  $30^\circ$  e mais energia na faixa de  $30^\circ$  a  $50^\circ$ . O AOI superior ( $>50^\circ$ ) não mostra nenhuma sazonalidade significativa com relação aos perfis de distribuição de irradiação apresentados.



(a)



(b)

Figura 24 – Distribuição mensal da irradiação inclinada de acordo com o ângulo de incidência (AOI) para 2018 (a) e 2019 (b). As cores mais escuras representam valores de AOI mais altos, enquanto as cores mais claras representam valores de AOI mais baixos. Fevereiro e junho de 2019 não devem ser considerados devido à indisponibilidade de dados para estes meses e, portanto, são marcados com um asterisco no eixo x (Fonte: PIREs et. al. (2021)).

A partir destes resultados, pode-se inferir que o CdTe com ARC poderia se beneficiar da maior quantidade de irradiação incidente em ângulos oblíquos próximos ao solstício de inverno do hemisfério sul (final de junho). Entretanto, estes ganhos não puderam ser devidamente quantificados, em função da falta de medições de

irradiância direta no plano dos módulos FV. Uma análise utilizando a irradiação inclinada mostrou uma vantagem média mensal em relação ao IAM de 1,13% para o CdTe e 1,34% para o CdTe com ARC em relação ao multi-Si. Estes valores variaram de 0,37% em outubro/18 a 1,13% em junho/18 para CdTe, e de 0,58% a 1,34% nos mesmos meses para o CdTe com ARC. Estas vantagens em relação IAM podem ser significativamente reduzidas para sistemas de rastreamento onde os ângulos de incidência são menores e para perdas de IAM devidamente quantificadas usando medições de irradiação inclinada no plano.

#### 5.1.4 Avaliação Espectral

Também foi realizada uma avaliação espectral a fim de quantificar os ganhos e perdas devido à distinta resposta espectral das tecnologias multi-Si e CdTe. A avaliação foi feita de acordo com o método de dois parâmetros descrito anteriormente. Os fatores espectrais estimados de irradiância para 2018 e 2019 são mostrados nas Figura 25 (a) e (b), respectivamente, juntamente com a massa de ar média ponderada pela irradiância e os valores de água precipitável.

Em geral, o CdTe apresenta uma vantagem espectral 2% sobre o multi-Si. Uma análise sazonal revela uma vantagem espectral ainda maior para o CdTe durante o verão, chegando a 3%. Nesta época do ano, os valores médios de massa de ar ponderados pela irradiação são menores e a água precipitável é mais abundante na atmosfera no local do sistema, atenuando a energia incidente em comprimentos de onda maiores, deslocando a distribuição espectral da irradiância incidente sobre os módulos para comprimentos de onda mais baixos. No inverno, ocorre o oposto, com os valores da massa de ar sendo maiores devido à menor trajetória do sol e menos umidade devido às características climáticas locais. Isso resulta em uma distribuição espectral ligeiramente mais avermelhada e, portanto, em pequenos ganhos para o multi-Si, aproximadamente 1%.

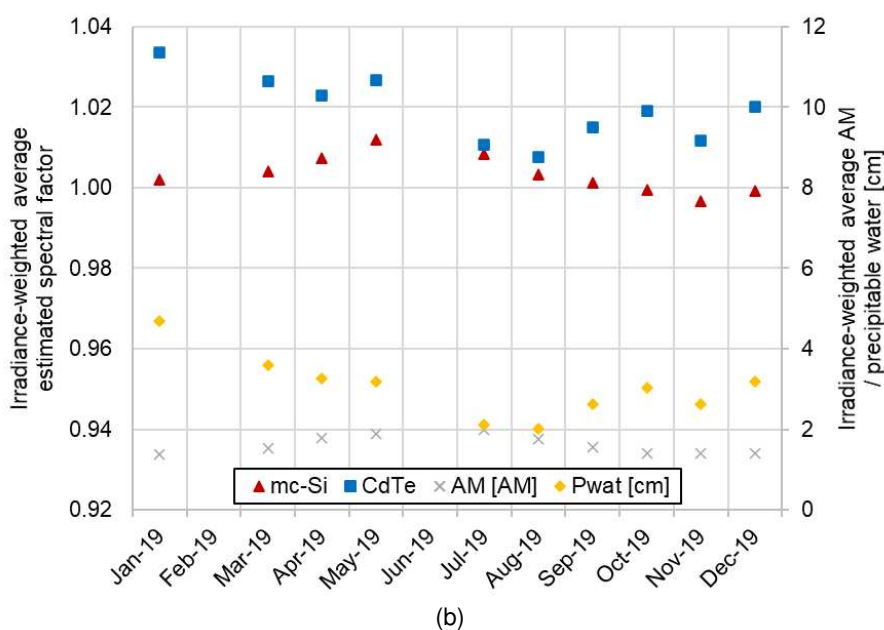
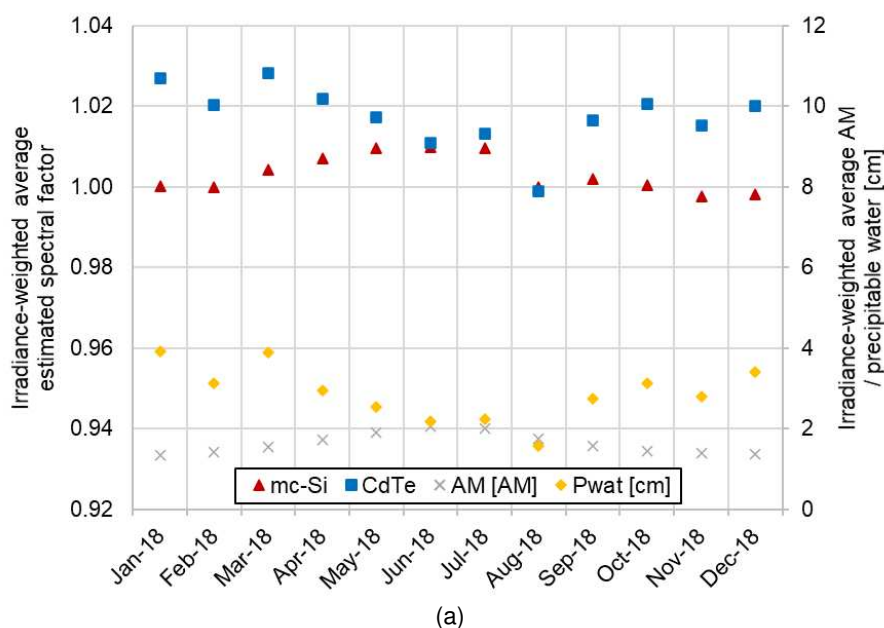


Figura 25 – Fatores espectrais médios mensais estimados para multi-Si (triângulos vermelhos) e CdTe (quadrados azuis), água precipitável medida (diamantes amarelos) e massa de ar calculada (cinza Xs) para 2018 (a) e 2019 (b) (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

### 5.1.5 Influência da Sujidade

Em agosto de 2018 foi realizada uma avaliação da influência da sujidade nos três sistemas FV, avaliando a potência medida antes e depois da limpeza e comparando os resultados. A Tabela 5 apresenta os resultados de potência corrigidos e normalizados para condições STC.

Tabela 5 - Potência dos ensaios de curva IV normalizada e corrigida para STC.

<b>Condição do teste</b>	<b>multi-Si</b>	<b>CdTe</b>	<b>CdTe com ARC</b>
<i>Sujo</i>	98,0%	94,0%	100,2%
<i>Limpo</i>	95,8%	97,9%	-
<i>Influência da sujidade</i>	+2,2%	-3,9%	-

A limpeza foi realizada conforme as diretrizes recomendadas pelos fabricantes para garantir que não ocorreriam danos aos módulos. Entretanto, o fabricante dos módulos de CdTe prescreve diretrizes de limpeza extremamente cautelosas para os módulos revestidos com ARC, que proíbem o uso combinado de água e limpeza simultânea para esses módulos. Esta restrição dificultou a limpeza completa dos módulos de CdTe revestidos com ARC, levando a uma quantificação inconclusiva da influência da sujidade para este sistema, razão pela qual nenhum resultado de medição limpa é mostrado para este sistema na Tabela 5. A avaliação de sujidade para multi-Si e CdTe sem ARC apresentou resultados dentro das incertezas gerais do teste da IV curva (4, 5%), como mostrado na Tabela 5. Sendo assim, não foram observados resultados significativos para a avaliação destas perdas.

Como explicado na seção anterior, a sujidade leve a moderada atua como um filtro em comprimentos de onda pequenos na superfície dos módulos FV, o que significa que tem um efeito negativo maior no desempenho dos sistemas de CdTe do que no multi-Si. Além disso, o estudo de Grammatico and Littmann (2017) mostrou um benefício médio anual de até 25% para o CdTe revestido com ARC sobre o CdTe sem ARC em climas semi-áridos e desérticos, um valor que pode ser menor em climas com condições favoráveis para eventos de chuva frequentes – como o encontrado no local deste estudo -, mas que ainda pode representar vantagens para o CdTe com ARC. Estas condições podem ter influenciado o desempenho dos sistemas durante todo o ano, especialmente durante os meses de inverno quando os eventos de chuva são menos frequentes e menos intensos em Florianópolis.

#### 5.1.6 Panorama Geral de Desempenho

Os efeitos no desempenho dos sistemas FV, decorrentes dos principais parâmetros ambientais e que foram abordados nesta seção, estão resumidos na

Tabela 6. Para parâmetros que não puderam ser quantificados, resultados qualitativos com base na literatura e documentos técnicos são apresentados.

Tabela 6 – Resumo da análise da influência dos parâmetros ambientais no desempenho das tecnologias de módulos FV analisadas neste estudo (Fonte: PIRES et. al. (2021)).

Parâmetro		Multi-Si	CdTe	CdTe ARC	Sazonalidade	Considerações	Metodologia
Perdas em função da temperatura	Méd	-5,5%	-4,3%	-4,3%	Os sistemas FV com módulos de CdTe apresentaram vantagens durante os meses com temperatura mais elevada.	Embora os módulos de CdTe atinjam valores mais elevados de temperatura de operação, seu menor coeficiente de temperatura resulta em um melhor desempenho em climas quentes.	A temperatura de operação dos módulos foi calculada pelo modelo de Ross (ROSS, 1976), com coeficientes propostos por Segado et al. (2015). Os coeficientes de perda por temperatura foram obtidos dos <i>datasheets</i> dos módulos FV.
	Mín	-2,4%	-2,0%	-2,0%			
	Máx	-8,7%	-6,8%	-6,8%			
Desempenho em baixas irradiâncias	Méd	-0,30%	+1,1%	+1,1%	Sem comportamento sazonal significativo.	O desempenho em baixas irradiâncias varia não apenas de acordo com a tecnologia do módulo FV, mas também depende de outras características construtivas.	Estimativa foi realizada com base na distribuição de irradiação global. Para os sistemas com módulos de multi-Si, foi considerada uma perda de desempenho de 5% em níveis de irradiação abaixo de 200 W/m <sup>2</sup> (HANWHA SOLAR, 2012). Para os sistemas FV com módulos de CdTe, foi considerado um ganho de desempenho de 5% em níveis de irradiação entre 100 e 500 W/m <sup>2</sup> (NASCIMENTO et al., 2020).
	Mín	-0,10%	+0,7%	+0,7%			
	Máx	-0,60%	+0,6%	+0,6%			
Efeitos do ângulo de incidência	Méd	-1,50%	-0,80%	-0,60%	Diferenças mais acentuadas próximo ao solstício de inverno, devido a maiores ângulos de incidência solar.	Para uma análise mais precisa, medições de irradiação direta no plano dos sistemas devem ser levadas em consideração.	Estimativa básica utilizando a irradiação global inclinada e perfis de IAM extraídos dos arquivos PAN dos módulos FV, fornecidos pelos fabricantes.
	Mín	-1,20%	-0,60%	-0,40%			
	Máx	-1,80%	-1,10%	-1,10%			

Parâmetro	Multi-Si	CdTe	CdTe ARC	Sazonalidade	Considerações	Metodologia	
Avaliação espectral	Méd	+0,3%	+1,8%	+1,8%	Ganhos maiores para o sistema de CdTe durante o verão devido a menor massa de ar e maior nível de umidade.	Sistemas com módulos de CdTe são mais beneficiados devido à resposta espectral da tecnologia voltada para comprimentos de onda menores. Durante o verão, os valores médios de massa de ar são menores e a quantidade de água precipitável na atmosfera é mais abundante no local do sistema. Isso atenua a energia incidente em comprimentos de onda maiores, deslocando a distribuição espectral para comprimentos de onda mais baixos.	
	Mín	-0,30%	-0,10%	-0,10%			
	Máx	+1,2%	+3,4%	+3,4%			
Influência da sujidade	-	Pequeno	Alto	Médio	Sujidade afeta mais os sistemas FV durante os meses de inverno, quando as chuvas são menos frequentes.	A sujidade atua como um filtro para comprimentos de ondas menores, resultando em um impacto maior para os sistemas de CdTe, que possuem sua resposta espectral voltada para os menores comprimentos de onda. A película antirreflexo pode reduzir essas perdas devido ao seu efeito hidrofílico. As perdas por sujidade não puderam ser quantificadas.	Análise qualitativa baseada em outros estudos. (GRAMMATICO; LITTMANN, 2017; HICKEL et al., 2016; JOHN et al., 2015b; QASEM et al., 2014)



## 5.2 ANÁLISE DE DEGRADAÇÃO

### 5.2.1 Avaliação de Potência em Campo

A Tabela 7 apresenta os resultados de potência corrigidos e normalizados para STC, provenientes dos testes de curva IV realizados nos três sistemas FV em estudo. Conforme mencionado na seção anterior, a fim de evitar incertezas devido à resposta do ângulo de incidência, as medições foram realizadas próximo ao meio-dia solar, quando o ângulo de incidência solar calculado era menor que 30°, resultando em um IAM unitário para todos os sistemas FV avaliados, como mostrado na Figura 12 (ASHRAE, 1978; FIRST SOLAR, 2016). Durante os ensaios de curva IV, foi observado um acúmulo de sujeira sobre os módulos FV. Sendo assim, para a avaliação correta da potência dos módulos FV, também foi necessário investigar a influência da sujeira.

Tabela 7 – Potência medida nos ensaios de curva IV normalizada e corrigida para STC.

<b>Data</b>	<b>Condição do teste</b>	<b>multi-Si</b>	<b>CdTe</b>	<b>CdTe com ARC</b>
<b>2018</b>	Sujo	98,0%	94,0%	100,2%
	Limpo	95,8%	97,9%	-
	Influência da sujeira	2,2%	-3,9%	-
<b>2023</b>	Sujo	90,9%	83,3%	79,2%
	Limpo	91,0%	86,3%	-
	Influência da sujeira	-0,1%	-3,5%	-

As potências corrigidas e normalizadas resultantes dos ensaios de curva IV, realizados com os sistemas em sua condição limpa, são apresentadas na Figura 26, juntamente com as barras de incerteza associadas a estas medidas. O intervalo de valores esperados, considerando-se a tolerância de potência e a curva de degradação indicada pelo fabricante no datasheet, também são apresentados. Como mencionado anteriormente, devido às diretrizes rigorosas de limpeza do fabricante e à sensibilidade do ARC, não foi possível quantificar a influência da sujeira neste sistema. Assim, a potência apresentada na Figura 26 para este sistema é uma estimativa, cuja explicação detalhada será fornecida ao longo desta seção.

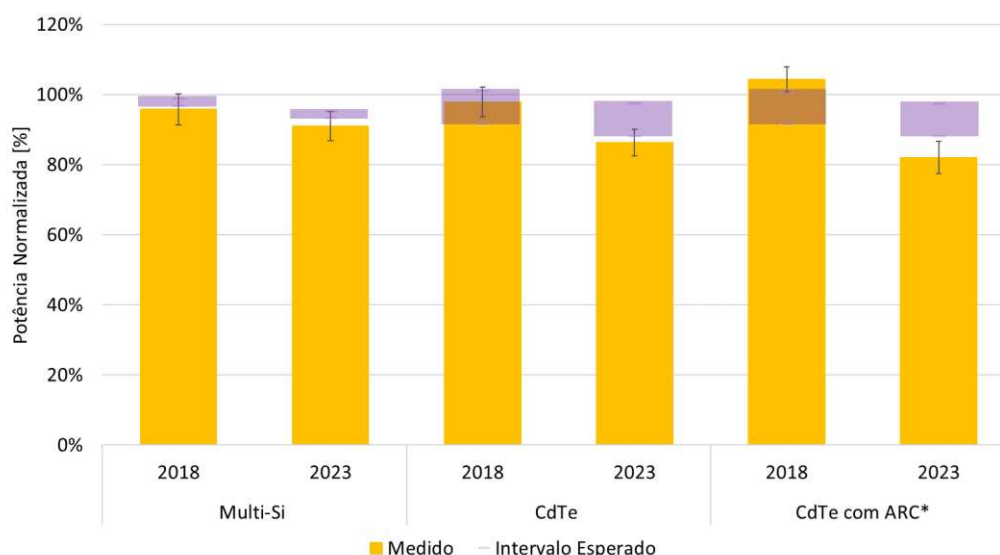


Figura 26 – Resultados de potência corrigida e normalizada dos sistemas analisados neste estudo medidos em 2018 e 2023 (barras amarelas). Incerteza das medidas (barras pretas) e intervalo de valores esperados considerando-se a tolerância e a degradação informadas pelo fabricante no *datasheet* dos módulos FV (retângulos roxos).

Os sistemas compostos por módulos de multi-si e CdTe exibiram, tanto em 2018 quanto em 2023, potências medidas consistentes com as expectativas, considerando as incertezas associadas. No caso do sistema CdTe, foi observada uma redução de potência significativa de aproximadamente 11% entre os anos de 2018 e 2023. No entanto, é importante ressaltar que esse valor está em conformidade com as garantias estabelecidas pelo fabricante quando consideradas as incertezas associadas ao ensaio.

No contexto do sistema de CdTe ARC, a comparação entre a potência medida e a nominal esperada não é viável, uma vez que a limpeza do sistema não pode ser realizada sem comprometer a integridade da película. Contudo, considerando a localização lado a lado e as características mecânicas idênticas dos módulos de CdTe, ainda é possível admitir que ambos os sistemas foram expostos ao mesmo cenário de deposição de sujidade. Adicionalmente, o sistema de CdTe exibiu valores de sujidade bastante similares entre 2018 e 2023, o que possibilita a comparação tanto em termos de potência quanto de degradação entre esses dois sistemas.

A partir dos resultados obtidos nos ensaios de 2018 (Tabela 7) é possível observar uma diferença de 6,2% entre a potência normalizada dos sistemas de CdTe na condição suja, sendo que o sistema com revestimento ARC apresenta uma

potência de pico mais alta. Esta diferença pode ser atribuída à classificação de potência (*bin class*) dos módulos e/ou a uma redução do impacto de sujidade causada pelo ARC.

De acordo com o fabricante, o ARC não só resulta em uma redução na refletância da luz em ângulos de incidência oblíquos, mas também na incidência normal, resultando em melhor eficiência nos testes de laboratório, traduzidos diretamente na classificação e etiquetagem do módulo (FIRST SOLAR, 2016). Considerando que ambos os módulos de CdTe utilizados nos sistemas FV analisados (sem e com ARC) têm a mesma classificação de potência nominal, pode-se inferir que os módulos revestidos com ARC provêm de uma classe inferior de potência, antes da aplicação do revestimento. Possivelmente, o maior valor de potência para módulos revestidos com ARC pode ser parcialmente atribuído a uma subestimação dos ganhos do ARC pelo fabricante, o que poderia ter levado a uma subestimação (intencional ou não intencional) da potência de placa desses módulos.

Uma segunda hipótese para esta maior potência de pico medida em 2018 para o CdTe revestido com ARC viria dos benefícios da própria película. Embora ambos os sistemas FV estivessem expostos às mesmas condições de deposição de sujidade, a superfície hidrofílica do ARC permite que a água flua uniformemente por uma superfície inclinada, carregando sujidade e poeira com ela, reduzindo assim a deposição total de sujidade, como descrito por Grammatico and Littmann (2017). Em 2018, as medidas de curva IV foram realizadas no inverno, uma estação com eventos de chuva menos frequentes e menos intensos em Florianópolis. Isto poderia ter levado a um maior acúmulo de sujidade no sistema de CdTe sem ARC na época, enquanto a baixa intensidade e eventos ocasionais de chuva poderiam ter sido suficientes para reduzir a sujidade depositada no sistema revestido com ARC. Entretanto, esta hipótese não pôde ser testada através da avaliação da sujidade, como explicado anteriormente.

Apesar da potência de pico elevada medida em 2018 para o sistema de CdTe com ARC, mesmo em sua condição suja, é possível observar a partir das medições de 2023 uma degradação significativa quando comparado com o sistema de CdTe sem ARC. Ambos os módulos de CdTe, com e sem película, possuem exatamente a mesma tecnologia, diferindo apenas na aplicação da película sobre o vidro. Portanto,

seria razoável esperar uma degradação semelhante para ambos os sistemas. Dessa forma, é possível admitir que a degradação observada no sistema de CdTe com ARC está associada à degradação da película, um aspecto não considerado pelo fabricante em seu *datasheet*, o qual apresenta degradação idêntica para os dois tipos de módulos FV.

Para realizar uma avaliação da potência dos módulos de CdTe com ARC e possibilitar sua comparação com a potência nominal, é interessante calcular um valor de potência estimado. Este cálculo leva em consideração que a máxima sujidade para este sistema será equivalente à sujidade observada no sistema de CdTe. O valor estimado da potência para o sistema com módulos de CdTe com ARC é exibido na Figura 26, juntamente com a potência medida dos outros sistemas em sua condição limpa. É possível observar que esta potência estimada ainda não está em conformidade com o valor esperado.

Com o objetivo de realizar uma avaliação da degradação observada no sistema de CdTe com ARC, foram conduzidas medições em três módulos individuais após a remoção completa da película (Figura 27). Esse processo de remoção foi realizado utilizando panos e água. A potência normalizada média obtida para estes módulos foi de 85% da potência nominal original (potência de placa). Aplicando a mesma metodologia para estimativa de potência a partir do valor medido com o módulo de CdTe com ARC em condição suja e o valor de influência da sujidade medido para os módulos de CdTe, é obtido um valor de potência estimada de cerca de 85%. Sendo assim, entende-se que o ARC não traz mais benefícios significativos para o sistema, indicando que seria mais vantajoso retirar a película dos módulos e realizar uma limpeza apropriada nos mesmos.

Por fim, foram também realizadas medições em três módulos individuais de CdTe após a limpeza. A potência normalizada média para os módulos de CdTe limpos foi de 89% da potência nominal original (potência de placa), enquanto a potência média para os módulos de CdTe com ARC, após a remoção da película, foi de 85% da potência nominal original (potência de placa). Este resultado confirma a afirmação do fabricante de que os módulos de CdTe com ARC apresentam potência inferior em comparação com os módulos sem película, sendo que os benefícios da película

possibilitam que os módulos atinjam a potência nominal declarada (FIRST SOLAR, 2016).



Figura 27 – Módulo de CdTe com ARC com a película antirreflexo removida, em comparação com os demais módulos do mesmo sistema.

### 5.2.2 Avaliação de Degradação

A Figura 28 exibe as tendências de degradação de PR corrigida, obtidas por meio do método SLS e calculadas para os dias sem nuvens disponíveis ao longo de todo o período avaliado. São apresentados os resultados para todos os sistemas FV analisados neste estudo: multi-Si (Figura 28a), CdTe (Figura 28b) e CdTe ARC (Figura 28c). Os valores de PR são representados como pontos em gráficos de dispersão, acompanhados pelas linhas de tendência e os valores de degradação calculados para cada tecnologia. É importante ressaltar que os valores de PR apresentados nesta seção são valores corrigidos para condições STC, não representando as condições reais de operação e, portanto, não podem ser comparados com os valores de produtividade (Yield) calculados durante a avaliação de desempenho.

Ao longo do período analisado, observou-se uma tendência de degradação em todas as tecnologias. O sistema com módulos de CdTe ARC, em particular, apresentou a taxa de degradação mais significativa, alcançando aproximadamente 1,57% ao ano, conforme indicado pela regressão linear correspondente. Os sistemas com módulos de CdTe e multi-Si apresentaram taxas de degradação de 0,95%/ano e 0,81%/ano, respectivamente.

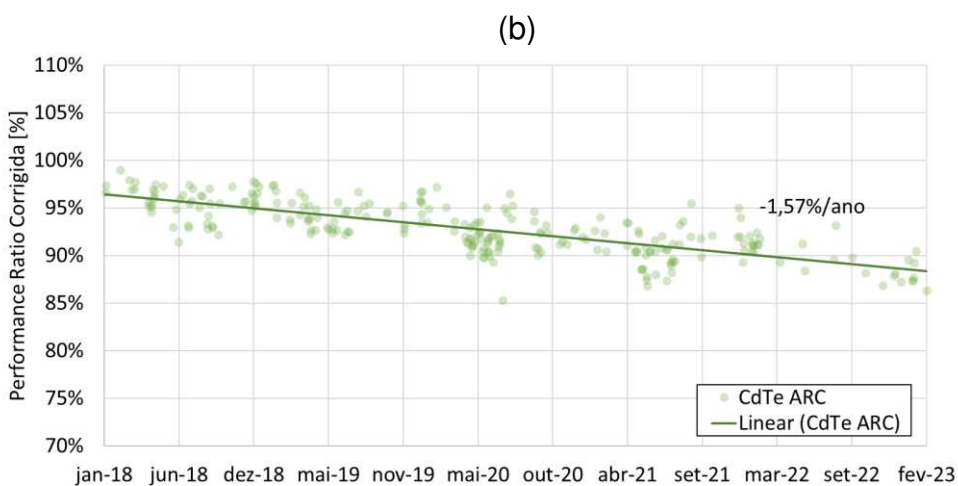
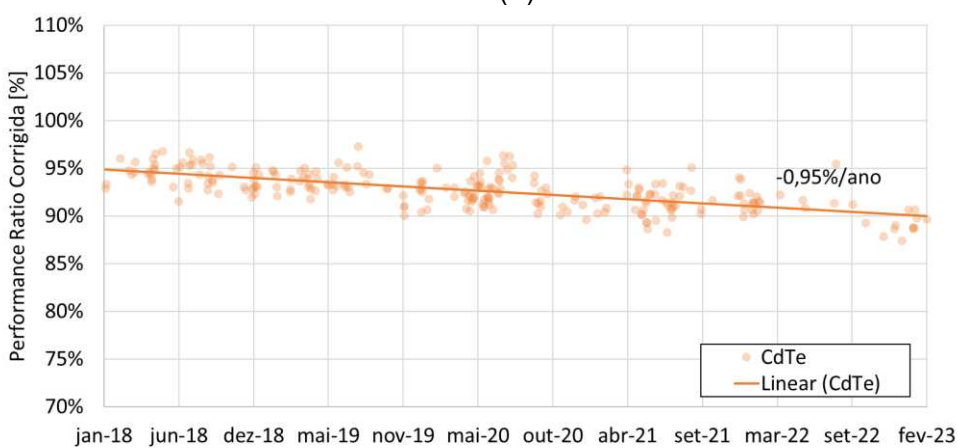
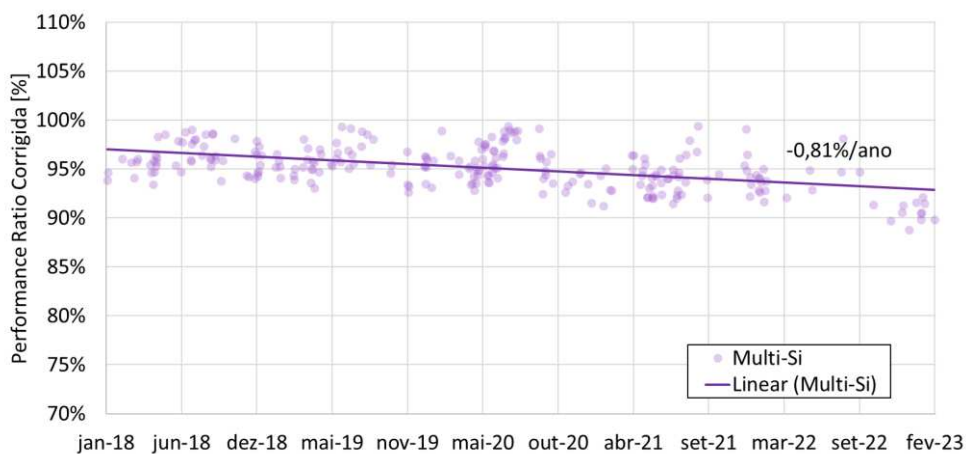


Figura 28 – Taxas de degradação estimadas com o método SLS para a PR corrigida de todos os sistemas FV: (a) multi-Si, (b) CdTe e (c) CdTe ARC.

De modo a realizar uma avaliação de degradação com um modelo de análise mais sofisticado, também foram conduzidos cálculos usando o método YOY modificado para todo o período disponível de dados, sem filtrar os dias sem nuvens. A Figura 29 apresenta as taxas de degradação obtidas para cada sistema com os dois métodos. É possível observar que, independentemente do método de avaliação utilizado, o sistema CdTe ARC exibe a maior taxa de degradação entre as tecnologias avaliadas.

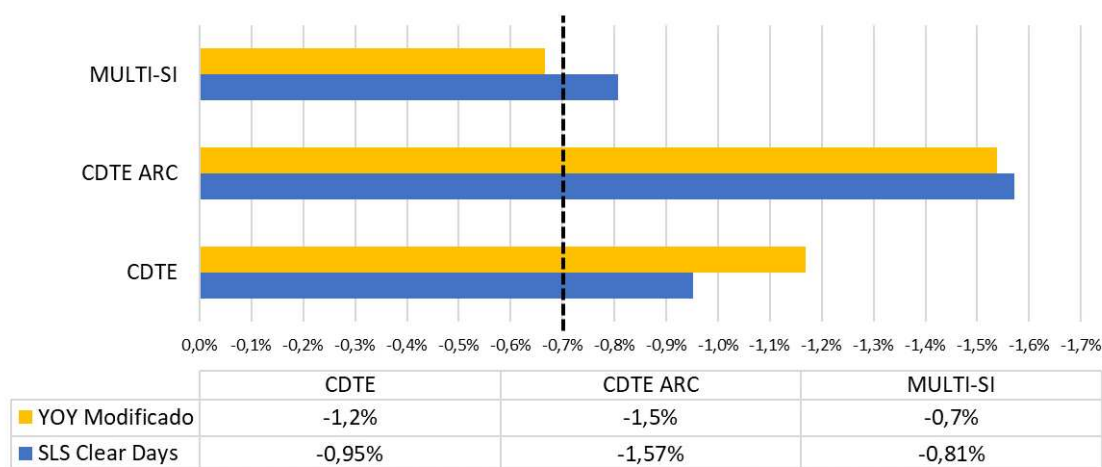


Figura 29 – Taxas de degradação calculadas com os métodos SLS (barras amarelas) e YOY modificado (barras azuis) para todos os sistemas FV analisados. Taxa de degradação estimada pelos fabricantes representada em linha preta tracejada.

Conforme já evidenciado pelos resultados das curvas IV apresentados na Seção 5.2.1, a maior degradação associada ao CdTe ARC está vinculada à própria película e não à degradação de potência do módulo FV em si. As características construtivas dos módulos de CdTe com e sem película são idênticas, divergindo apenas na aplicação da película. Portanto, é esperado que ambos apresentem taxas de degradação similares. Este padrão é confirmado nos ensaios de curva IV nos quais a película ARC foi removida do módulo FV para possibilitar uma comparação apropriada de potência entre os módulos dos dois sistemas.

O sistema com módulos FV de multi-Si apresentou taxas de degradação próximas às estimadas pelo fabricante em seu datasheet (0,7%/ano). Já os sistemas com módulos de CdTe, com e sem ARC, demonstraram valores superiores à taxa de

degradação estimada pelo fabricante (0,7%/ano). É relevante ressaltar que os números de taxa de degradação apresentados neste estudo servem como um indicativo para observar a tendência de degradação de cada tecnologia. As incertezas associadas aos cálculos de degradação não foram quantificadas e estão além do escopo deste trabalho, que se concentra em destacar a tendência de degradação de maneira qualitativa. Para obter os valores de degradação com a menor incerteza possível e compará-los com as especificações do fabricante, seria necessário realizar ensaios em laboratório com o uso de um simulador de luz pulsada classe AAA+++.

No entanto, é importante ressaltar que este recurso não está disponível no laboratório e por este motivo esta análise não é contemplada no escopo deste trabalho.

A análise de degradação realizada complementa a avaliação de desempenho conduzida anteriormente para comparar as três tecnologias. Inicialmente, ao examinar o desempenho das três tecnologias nos primeiros dois anos de operação, o CdTe com ARC destacou-se com vários benefícios em relação aos módulos de multi-Si, emergindo como uma tecnologia com grande potencial de instalação em usinas fotovoltaicas, especialmente em climas como o brasileiro. No entanto, uma análise de longo prazo revela que esses benefícios são reduzidos, sendo eventualmente mitigados pela degradação da película antirreflexo.

Esses resultados enfatizam a importância das análises de longo prazo em sistemas FV, proporcionando descobertas valiosas sobre o desempenho a longo prazo. Este é um tema de extrema relevância, uma vez que, com a rápida evolução das tecnologias fotovoltaicas, a análise de desempenho a longo prazo torna-se crucial para as decisões relacionadas à repotenciação e atualização dos sistemas FV.



## 6 Considerações Finais

Neste estudo foram analisados sistemas fotovoltaicos instalados em solo compostos por módulos FV com tecnologia de CdTe, CdTe com ARC e multi-Si. Os sistemas fotovoltaicos estão instalados no Laboratório de Pesquisa de Energia Solar Fotovoltaica/UFSC em Florianópolis, sul do Brasil (27°S, 48°O, clima Cfa de acordo com a classificação Köppen-Geiger).

Inicialmente, a produtividade dos sistemas FV objetos deste estudo foi avaliada ao longo de dois anos, investigando as vantagens de desempenho do CdTe e CdTe ARC em relação ao tradicional multi-Si para climas quentes e ensolarados. Neste curto período de tempo (compatível com o período típico de uma dissertação de mestrado), os resultados apontaram uma maior produtividade dos módulos FV de CdTe atribuída a aplicação da camada antirreflexo no vidro frontal destes módulos. Contudo, ao estender o período desta análise foi observado um decaimento nas produtividades, sendo que o sistema de CdTe ARC apresentou uma redução de produtividade mais acentuada que os demais. Este decaimento nas produtividades poderia prejudicar a análise de desempenho comparativa entre as tecnologias. Sendo assim, optou-se por realizar uma segunda análise focando somente nas tendências de degradação dos sistemas FV durante cinco anos.

A avaliação comparativa de desempenho entre as tecnologias foi realizada nos anos de 2018 e 2019, enquanto a análise de degradação abrangeu o período de 2018 até o início de 2023.

Em geral, o sistema FV com módulos de CdTe com ARC apresentou o melhor desempenho ao longo dos dois anos analisados, com uma produtividade anual de 1234 kWh/kWp e 1162 kWh/kWp para 2018 e 2019, respectivamente. Os resultados também mostraram que o sistema de multi-Si apresentou um rendimento anual de 1168 kWh/kWp para 2018 e um desempenho de 1114 kWh/kWp para 2019, enquanto o sistema de CdTe apresentou um desempenho anual de 1182 kWh/kWp para 2018 e um desempenho de 1113 kWh/kWp para 2019. Em média, o CdTe com ARC apresentou um ganho na produtividade de 5% quando comparado ao multi-Si para o período analisado, com diferenças mensais variando de -0,3% a 9,8%. Enquanto isso, o CdTe apresentou um ganho de produtividade de 0,5% sobre o sistema de silício cristalino de referência, variando de -3,5% a 5,3%.

Os principais parâmetros ambientais que afetam o desempenho dos sistemas FV foram analisados considerando as diferenças entre os sistemas avaliados: temperatura, espectro solar, ângulo de incidência, desempenho em baixas irradiâncias e impacto da sujidade. Em meses mais quentes, devido ao menor coeficiente de temperatura dos módulos ( $-0,34\ \%/^{\circ}\text{C}$  do CdTe *versus*  $-0,45\ \%/^{\circ}\text{C}$  para multi-Si), os sistemas CdTe e CdTe com ARC apresentam um melhor desempenho em comparação com o sistema multi-Si de referência. Em geral, as perdas em função da temperatura foram 1,2% maiores para multi-Si, com diferenças mensais atingindo 1,9% no verão.

Os sistemas FV analisados neste estudo têm comportamento diferente quando expostos a baixas irradiâncias: enquanto os módulos de multi-Si apresentam subdesempenho em baixos níveis de irradiação, o CdTe demonstra um ganho de desempenho em irradiações que vão de 100 a 500  $\text{W}/\text{m}^2$ . Com base nestas constatações e medições de irradiação global inclinada, o impacto do desempenho em baixas irradiâncias foi estimado, mostrando uma vantagem média de desempenho de 1,4% para o CdTe, sem comportamento sazonal significativo.

As perdas de ângulo de incidência também foram estimadas usando medidas globais de irradiação inclinada. Os resultados mostraram uma vantagem média mensal do IAM de 1,13% para o CdTe e 1,34% para o CdTe com ARC, sobre o sistema multi-Si de referência, com diferenças acentuadas próximas ao solstício de inverno do hemisfério sul (final de junho) devido a uma maior quantidade de energia incidente em ângulos oblíquos. Espera-se que estes ganhos possam ser substancialmente reduzidos para sistemas de rastreamento, onde os ângulos de incidência são muito mais baixos durante todo o dia.

Os resultados da avaliação espectral realizada entre 2018 e 2019 mostraram que, em geral, o CdTe apresenta uma vantagem espectral de 2% sobre o multi-Si no local de estudo. A avaliação também mostrou um comportamento sazonal para os impactos espectrais nos sistemas em estudo: nos meses de verão, quando a distribuição espectral da irradiação solar está mais deslocada para comprimentos de onda menores (azul) devido a valores menores de massa de ar e maior umidade, o CdTe tem uma maior vantagem espectral (até 3%); enquanto no inverno, quando ocorre uma distribuição espectral mais avermelhada devido a maior massa de ar e

menor precipitação de água na atmosfera, o multi-Si tem um desempenho ligeiramente melhor (ganhos espectrais em torno de 1%).

A análise de degradação dos sistemas FV foi realizada entre janeiro de 2018 e fevereiro de 2023, utilizando um método bastante utilizado neste contexto, SLS, e o método YOY modificado, um método mais sofisticado. As análises revelaram tendências de degradação para todos os sistemas, sendo que o CdTe ARC se destacou com a maior taxa de degradação independentemente do método empregado. O valor calculado para a taxa de degradação através do método tradicional SLS para o sistema com módulos de CdTe ARC foi de 1,57% ao ano. Em comparação, os sistemas com módulos de CdTe e multi-Si apresentaram taxas de degradação de 0,95%/ano e 0,81%/ano, respectivamente.

A degradação associada ao sistema com módulos FV de CdTe ARC está vinculada à película antirreflexo, não à degradação intrínseca das células FV. As características construtivas dos módulos de CdTe com e sem película são idênticas, divergindo apenas na aplicação da película. Portanto, é esperado que ambos apresentem taxas de degradação similares. Este padrão foi confirmado nos ensaios de curva IV nos quais a película ARC foi removida do módulo FV para possibilitar uma comparação apropriada de potência entre os módulos dos dois sistemas.

O sistema FV com módulos de multi-Si apresentaram taxas de degradação próximas às estimadas pelo fabricante (0,7%/ano), conforme indicado em seu *datasheet*. Em contrapartida, os sistemas com módulos de CdTe com e sem ARC apresentaram taxas de degradação superiores às estimadas pelo fabricante (0,7%/ano). Contudo, é importante destacar que as taxas de degradação apresentadas neste estudo servem como indicadores da tendência de degradação de cada tecnologia. Para uma avaliação mais precisa da degradação dos módulos FV avaliados, permitindo a comparação com valores de garantia linear de potência, se fazem necessários ensaios adicionais em simulador solar certificado sob condições STC.

Os resultados deste estudo revelam que, apesar dos benefícios iniciais do CdTe ARC em relação ao multi-Si, essas vantagens foram gradualmente reduzidas ao longo do tempo, principalmente devido à degradação da película antirreflexo. Esses resultados ressaltam a importância das análises de desempenho a longo prazo,

especialmente em um contexto de evolução constante das tecnologias fotovoltaicas. Essas análises são cruciais para orientar decisões relacionadas à repotenciação e atualização dos sistemas FV.

É importante frisar que a película antirreflexo, que agregava ganhos significativos aos módulos FV de CdTe nos primeiros anos do sistema, degradou significativamente após poucos anos de operação, causando uma redução no desempenho do sistema FV atualmente. Vale ainda destacar que a solução de ARC empregada nos módulos de CdTe analisados neste estudo não foi validada comercialmente e nunca foi disponibilizada no mercado, tendo sido substituída por uma solução mais robusta nos produtos que o fabricante First Solar lançou no mercado mais recentemente.

Por fim, é importante mencionar que devido ao menor coeficiente de temperatura e à resposta espectral favorecida em comprimentos de onda mais curtos, o CdTe tem um bom desempenho em climas quentes, ensolarados e úmidos. Estas características tornam estes módulos FV um forte concorrente aos módulos FV monofaciais de silício cristalino para utilização em escala. No entanto, apesar dessas vantagens, a adoção generalizada dos módulos bifaciais na tecnologia de silício cristalino em instalações de energia solar nos últimos anos tem reduzido a relevância dos benefícios climáticos do CdTe em comparação com os ganhos proporcionados pela tecnologia de módulos bifaciais.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

AHSAN, S. M.; KHAN, H. A. Performance comparison of CdTe thin film modules with c-Si modules under low irradiance. *IET Renewable Power Generation*, v. 13, n. 11, p. 1920–1926, 2019.

ALLOUHI, A.; REHMAN, S.; BUKER, M. S.; SAID, Z. Up-to-date literature review on Solar PV systems: Technology progress, market status and R&D. *Journal of Cleaner Production*, v. 362, p. 132339, ago. 2022.

ALVARES, C. A.; STAPE, J. L.; SENTELHAS, P. C.; DE MORAES GONÇALVES, J. L.; SPAROVEK, G. Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, v. 22, n. 6, p. 711–728, 2013.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL no 482/20122012, 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 21 jan. 2024.

ASHRAE. *ASHRAE - Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors*. 1978.

BRAGA, M.; CAMPOS, R. A.; NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R.; SANTOS, E. M. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas em Irecê, BA. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

BRAGA, M.; NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R. Spectral Impacts on the Performance of mc-Si and New-Generation CdTe Photovoltaics in the Brazilian Northeast. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, v. 173, p. 1226–1231, 2019.

BRAGA, M.; PIRES, A. M.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. Performance comparison among multicrystalline silicon, anti-reflective coated and bare cadmium telluride photovoltaic technologies in Southern Brazil. *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019*, p. 703–713, 2020.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006.

CAMPOS RA, NASCIMENTO LR, BRAGA M, SIMÕES G, RÜTHER R. Performance assessment of PV technologies and complementarity of utility-scale PV and wind power plants in Brazil. 2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Convers. (A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC), 1173–1178. 2018.

CANADIAN SOLAR. TOPBiHiKu7 - PV module datasheet. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[www.csisolar.com](http://www.csisolar.com),> Acesso em: 20 jan. 2024.

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL-CRESESB. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.

DANIEL-DURANDT, F.; RIX, A. Spectral Influences on Performance: A South African PV Plant after 4 years of operation. Em: International Conference on Electrical, Computer, Communications and Mechatronics Engineering, ICECCME 2022, 2022, [...]. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022.

DASH, P. K.; GUPTA, N. C. Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially available Photovoltaic Modules. Journal of Engineering Research and Applications [www.ijera.com](http://www.ijera.com), v. 5, n. 1, p. 148–151, 2015.

DASH, P. K.; GUPTA, N. C.; RAWAT, R.; PANT, P. C. A novel climate classification criterion based on the performance of solar photovoltaic technologies. Solar Energy, v. 144, p. 392–398, 2017.

DE BONA, N.; BRAGA, M.; MEDEIROS, A.; RÜTHER, P. R. Análise Comparativa De Produtividade Entre Sistemas Fotovoltaicos De Cdte E Multi-Si Bifacial Instalados Em Um Rastreador De Um Eixo. Anais CBENS 2022 - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022

DESCHAMPS, E. M.; RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. Solar Energy, v. 179, p. 106–118, 1 fev. 2019.

DIERAUF, T.; GROWITZ, A.; KURTZ, S.; BECERRA, J. L.; RILEY, E.; HANSEN, C. Weather-Corrected Performance Ratio. 2013, Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf> > Acesso em: 21 jan. 2024.

DYNGE, A. S.; STOVELAND, A. O. Optical Modelling for Photovoltaic Panels. p. 186, 2013.

EBERT, M.; HEIKO, S.; INGRID, H.; ULRICH, E. The impact of angular dependent loss measurement on PV modules energy yield prediction. Em: September., 2014, [...]. 2014. v. 49, p. 22–26.

FIRST SOLAR. Series 4TM - PV module datasheet.

FIRST SOLAR. Module Characterization - Angle of Incidence Response, 2016.

FIRST SOLAR. PD-5-445: Module Characterization - Spectral Response of FS Series PV Modules, 2017.

FIRST SOLAR. Series 6 Plus. - PV module datasheet.

FIRST SOLAR. First Solar's 2023 Tax Credit Transfer Agreements. 2023a. Disponível em: <<https://www.firstsolar.com/en/Resources/Blogs/2023-Tax-Credit-Transfer>>. Acesso em: 20 jan. 2024.

FIRST SOLAR. First Solar Analyst Day 2023b.

FIRST SOLAR. PlantPredict

FRAUNHOFER ISE. Photovoltaics Report. Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)> Acesso em: 21 jan. 2024.

GCL. GCL-P6/72 - PV module datasheet.

GRAMMATICO, M. A.; LITTMANN, B. W. Quantifying the anti-soiling benefits of anti-reflective coatings on first solar cadmium telluride PV modules. 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017, p. 1271–1274, 2017.

GREEN, M. A.; HISHIKAWA, Y.; DUNLOP, E. D.; LEVI, D. H.; HOHL-EBINGER, J.; YOSHITA, M.; HO-BAILLIE, A. W. Y. Solar cell efficiency tables (Version 53). Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 27, n. 1, p. 3–12, 2019.

GRUNOW, P.; LUST, S.; SAUTER, D.; HOFFMANN, V.; PODLOWSKI, L. Weak light performance and annual yields of PV modules and systems as result of the basic parameter set of industrial solar cells. 19th PVSEC, n. June, p. 2190–2193, 2004.

HANWHA SOLAR. SF220 datasheet, 2012.

HICKEL, B. M. O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos FV – Metodologia e avaliação através de curvas IxV em campo. p. 110, 2017.

HICKEL, B. M.; DESCHAMPS, E. M.; NASCIMENTO, L. R. do; RÜTHER, R.; SIMÕES, G. C. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes

tecnologias de módulos FV: revisão e medições de campo. Anais CBENS 2016 - VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, n. April, p. 1–8, 2016.

HULD, T.; GOTTSCHALG, R.; BEYER, H. G.; TOPIČ, M. Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Solar Energy*, v. 84, n. 2, p. 324–338, 2010a.

HULD, T.; GRACIA AMILLO, A. M. Estimating PV module performance over large geographical regions: The role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum. *Energies*, v. 8, n. 6, p. 5159–5181, 2015.

IEA. Trends in Photovoltaic Applications. 64 p, 2021.

IEC. IEC 60891 Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics, 2009.

IEC. IEC 61724-3: Photovoltaic system performance - Part 3: Energy evaluation method, 2016.

IEC. IEC 60904-7 Photovoltaic devices - Part 7: Computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices, 2019.

ISHII, T.; OTANI, K.; TAKASHIMA, T.; XUE, Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 20, n. 1, p. 6–11, 2015.

JANAKEERAMAN, S. V. Angle of Incidence And Power Degradation Analysis of Photovoltaic Modules. 2013. 2013.

JANKE S; S, P.; LITZENBURGER, B.; DITTRICH, J.; STRASSER, M. Technology Comparison of Different Types of Solar Cells and Modules Regarding Weak Light and Yield Performance. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, n. November 2014, p. 3251–3257, 2013.

JOHN, J. J.; RAJASEKAR, V.; BOPPANA, S.; CHATTOPADHYAY, S.; KOTTANTHARAYIL, A.; TAMIZHMANI, G. Quantification and Modeling of Spectral and Angular Losses of Naturally Soiled PV Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 5, n. 6, p. 1727–1734, 2015.

JORDAN, D. C.; DECEGLIE, M. G.; KURTZ, S. R. PV degradation methodology comparison - A basis for a standard. Em: Conference Record of the IEEE Photovoltaic



Specialists Conference, 2016, [...]. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2016. v. 2016- November, p. 273–278.

KANT, N.; SINGH, P. Review of next generation photovoltaic solar cell technology and comparative materialistic development. *Materials Today: Proceedings*, v. 56, p. 3460–3470, 2022.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. Photovoltaic array performance model (SAND2004-3535). Sandia Report No. 2004-3535, v. 8, p. 1–19, 2004.

LEE, M.; PANCHULA, A. Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water. 43rd Photovoltaic Specialists Conference, p. 1351–1356, 2016.

LITZENBURGER, B.; PINGEL, S.; JANKE, S.; HELD, S.; ALAM, R. Low Light Performance of Solar Cells and Modules. European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, n. January, p. 3231–3236, 2014.

LORENZO, E.; MORETÓN, R.; LUQUE, I. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 22, n. 6, p. 666–670, jun. 2014.

LORENZO, E.; MORETÓN, R.; SOLORZANO, J.; MARTINEZ-MORENO, F.; DEL POZO, M.; MUÑOZ, M. On outdoor testing procedures of large samples of PV modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2023.

LUO, W.; KHOO, Y. S.; HACKE, P.; JORDAN, D.; ZHAO, L.; RAMAKRISHNA, S.; ABERLE, A. G.; REINDL, T. Analysis of the Long-Term Performance Degradation of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules in Tropical Climates. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 9, n. 1, p. 266–271, 1 jan. 2019.

MARION, B. Numerical method for angle-of-incidence correction factors for diffuse radiation incident photovoltaic modules. *Solar Energy*, v. 147, n. 4, p. 344–348, 2017.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER; CANADA, B.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. Performance parameters for grid-connected PV systems. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, n. February, p. 1601–1606, 2005.

MINNAERT, B.; VEELAERT, P. A proposal for typical artificial light sources for the characterization of indoor photovoltaic applications. *Energies*, v. 7, n. 3, p. 1500–1516, 2014.

MUNSHI, A. H.; SASIDHARAN, N.; PINKAYAN, S.; BARTH, K. L.; SAMPATH, W. S.; ONGSAKUL, W. Thin-film CdTe photovoltaics – The technology for utility scale sustainable energy generation. *Solar Energy*, v. 173, p. 511–516, 1 out. 2018.

NANN, S.; EMERY, K. Spectral effects on PV-device rating. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 27, n. 3, p. 189–216, 1992.

NASA. NASA Giovanni.

NASCIMENTO, L. R. do. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. 2019. 2019.

NASCIMENTO, L. R. do; CAMPOS, R. A.; RÜTHER, R.; SIMÕES, G. C. Avaliação do desempenho de tecnologias fotovoltaicas e complementariedade solar e eólica no nordeste brasileiro. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, p. 10, 2018a.

NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; CAMPOS, R. A.; NASPOLINI, H. F.; RÜTHER, R. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. *Renewable Energy*, v. 146, p. 1070–1082, 2020.

NASCIMENTO, L. R.; BRAGA, M.; DOLLA, R.; CAMPOS, R. A.; RÜTHER, R. PV Systems in Warm and Sunny Climates: Performance Assessment of Commercially Available Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in the Brazilian Energy Mix. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC, p. 103–108, 2018b.

NASCIMENTO L.R., CAMPOS R.A., RÜTHER R., SIMÕES G.. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar 2016;8.

NREL. Best Research-Cell Efficiency Chart. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. Acesso em: 20 jan. 2024.

NREL MIDC. SOLPOS calculator.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic Technologies Renewable and Sustainable Energy Reviewsabr. 2011.

PASCUAL, J.; MARTINEZ-MORENO, F.; GARCÍA, M.; MARCOS, J.; MARROYO, L.; LORENZO, E. Long-term degradation rate of crystalline silicon PV modules at commercial PV plants: An 82-MWp assessment over 10 years. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 29, n. 12, p. 1294–1302, 1 dez. 2021.

PASSOW, K. Commercial Test of Anti-Reflective Coating on First Solar Cadmium Telluride PV Modules. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC, p. 2709–2712, 2018.

PEREIRA E.B., MARTINS F.R., DE ABREU S.L., RÜTHER R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Vol. 80. 2nd ed. São Paulo: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais; 2017.

PEREZ R., INEICHEN P., SEALS R., MICHALSKY J., STEWART R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy* 1990; 44:271–89. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H).

PHINIKARIDES, A.; KINDYNI, N.; MAKRIDES, G.; GEORGHIOU, G. E. Review of photovoltaic degradation rate methodologies *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Elsevier Ltd, 2014.

PIRES, A. M.; BRAGA, M.; RÜTHER, R. Performance assessment of bare and anti-reflective coated CdTe photovoltaic systems in comparison to multicrystalline Si in Brazil. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 29, n. 10, p. 1105–1124, 1 out. 2021. <https://doi.org/10.1002/pip.3446>

PIRES, A. M.; BRAGA, M.; RÜTHER, R. Avaliação De Desempenho De Sistemas Fv De Cdte Com E Sem Arc Em Comparação Com Multi-Si Monofacial No Sul Do Brasil. *Anais CBENS 2022 - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2022*

QASEM, H.; BETTS, T. R.; MÜLLEJANS, H.; ALBUSAIRI, H.; GOTTSCHALG, R. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 22, p. 218–226, 2014.

RANDALL, J. F.; DROZ, C.; GOETZ, M.; SHAH, A.; JACOT, J. Comparison of 6 photovoltaic materials across 4 orders of magnitude of intensity. *Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, v. I, n. October, p. 603–606, 2001.

RANDALL, J. F.; JACOT, J. Is AM1.5 applicable in practice? Modelling eight photovoltaic materials with respect to light intensity and two spectra. *Renewable Energy*, v. 28, n. 12, p. 1851–1864, 2003.

REICH, N. H.; SARK, W. Van; ALSEMA, E. a; KAN, S. Y.; SILVESTER, S.; HEIDE, A. Van Der; LOF, R. W.; SCHROPP, R. Weak Light Performance and Spectral Response of Different Solar Cell Types. *Proc 20th European Photovoltaic Solar Energy ConfWIP*, n. 1, p. 4–7, 2005.

REICH, N. H.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; ALSEMA, E. A.; LOF, R. W.; SCHROPP, R. E. I.; SINKE, W. C.; TURKENBURG, W. C. Crystalline silicon cell performance at low light intensities. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 93, n. 9, p. 1471–1481, 2009.

RÜTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos LABSOLAR/UFSC. Florianópolis - Brasil, 2004.

RODRIGO, P. M.; FERNÁNDEZ, E. F.; ALMONACID, F. M.; PÉREZ-HIGUERAS, P. J. Quantification of the spectral coupling of atmosphere and photovoltaic system performance: Indexes, methods and impact on energy harvesting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 163, n. August 2016, p. 73–90, 2017.

ROSS, R. G., Jr. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. *Em: 12th IEEE Photovolt. Spec. Conf*, 1976, [...]. 1976. p. 801–806.

RÜTHER, R.; KLEISS, G.; REICHE, K. Spectral effects on amorphous silicon solar module fill factors. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 71, n. 3, p. 375–385, 2002.

RÜTHER, R.; LIVINGSTONE, J. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 36, n. 1, p. 29–43, 1995.

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

SANDIA, N. L. PVLIB.

SARKIN, A. S.; EKREN, N.; SAĞLAM, Ş. A review of anti-reflection and self-cleaning coatings on photovoltaic panels. *Solar Energy*, v. 199, n. January, p. 63–73, 2020.

SCHWEIGER, M.; JAHN, U.; HERRMANN, W.; GERBER, A.; ULBRICH, C.; RAU, U. Energy yield of thin-film PV modules and the relevance of low irradiance, spectral and temperature effects. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, v. 2015-Augus, n. 186, p. 7–17, 2015a.

SCHWEIGER, M.; JAHN, U.; HERRMANN, W.; GERBER, A.; ULBRICH, C.; RAU, U. Energy yield of thin-film PV modules and the relevance of low irradiance, spectral and temperature effects. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, v. 2015-Augus, n. 186, p. 7–17, 2015b.

SEGADO, P. M.; CARRETERO, J.; SIDRACH-DE-CARDONA, M. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 20, n. 1, p. 6–11, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/pip.1160>>.

SHANMUGAM, N.; PUGAZHENDHI, R.; ELAVARASAN, R. M.; KASIVISWANATHAN, P.; DAS, N. Anti-reflective coating materials: A holistic review from PV perspective. Energies, v. 13, n. 10, 2020.

SHEN, K.; LI, Q.; WANG, D.; YANG, R.; DENG, Y.; JENG, M. J.; WANG, D. CdTe solar cell performance under low-intensity light irradiance. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 144, p. 472–480, 2016.

SINHA, P.; HAYES, W.; LITTMANN, B.; NGAN, L.; ZNAIDI, R. Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in Morocco. Proceedings of 2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2014, p. 230–234, 2014.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.

SOUKA, A. F.; SAFWAT, H. H. Determination of the optimum orientations for the double-exposure, flat-plate collector and its reflectors. Solar Energy, v. 10, n. 4, p. 170–174, 1966.

STREVEL, N. The Optimal PV Module Size. p. 2017, 2017.

TYAGI, V. V.; RAHIM, N. A. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J. A. L. Progress in solar PV technology: Research and achievement. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 20, p. 443–461, 2013.

VDMA. Photovoltaic Equipment International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2022 Results.

VICARI STEFANI, B.; KIM, M.; ZHANG, Y.; HALLAM, B.; GREEN, M. A.; BONILLA, R. S.; FELL, C.; WILSON, G. J.; WRIGHT, M. Historical market projections and the future of silicon solar cells JouleCell Press, 20 dez. 2023.

ZOMER, C.; COSTA, M. R.; NOBRE, A.; RÜTHER, R. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. *Energy and Buildings*, v. 66, p. 607–615, 2013.

ZOMER, C.; CUSTÓDIO, I.; ANTONIOLLI, A.; RÜTHER, R. Performance assessment of partially shaded building-integrated photovoltaic (BIPV) systems in a positive-energy solar energy laboratory building: Architecture perspectives. *Solar Energy*, v. 211, n. October, p. 879–896, 2020.

ZOMER, C.; RÜTHER, R. Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems – part 1: Theoretical study. *Energy and Buildings*, v. 141, p. 69–82, 2017.

# Performance assessment of bare and anti-reflective coated CdTe photovoltaic systems in comparison to multicrystalline Si in Brazil

Anelise Medeiros Pires<sup>1,2</sup>  | Marília Braga<sup>2</sup>  | Ricardo Rütther<sup>2</sup> 

<sup>1</sup>IESS IDEAL Estudos e Soluções Solares Ltda, Florianópolis, SC, Brazil

<sup>2</sup>Fotovoltaica-UFSC, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, SC, Brazil

## Correspondence

Anelise Medeiros Pires, Fotovoltaica-UFSC, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, SC, Brazil.  
Email: anelisempires@gmail.com

## Funding information

CAPES; STATKRAFT; CPFL; ENEL; ENGIE; ANEEL

## Abstract

The performance of three ground-mounted fixed-tilt photovoltaic (PV) systems installed at the Solar Energy Research Laboratory *Fotovoltaica*/UFSC in Florianópolis, southern Brazil (27°S, 48°W, Cfa Köppen-Geiger climate classification), were analyzed in this paper. This study compares the performance of cadmium telluride (CdTe) thin-film PV modules (both with and without an anti-reflective coating [ARC]) and multicrystalline silicon (mc-Si) PV systems over two full years of continuous operation. Furthermore, the paper presents a literature review on previous studies that investigated the main environmental parameters that affect the performance of CdTe and mc-Si PV systems. Results revealed that throughout the period analyzed, the CdTe with ARC PV system presented the best performance, with an overall annual energy yield 5% higher than the reference mc-Si PV system. In order to evaluate the performance behavior of the three PV systems under study, the main environmental parameters that affect the efficiency of PV systems were analyzed: temperature, spectrum, angle of incidence, weak-light responsivity, and soiling impact. Irradiation levels for all PV systems were identical, as they are all operating at the same site. Temperature followed by spectral content of sunlight presented the highest impacts on performance, resulting in estimated overall performance gains of 1.9% and 1.5%, respectively, for the CdTe systems. These findings are consistent with our previous research, showing that CdTe has a performance advantage over traditional monofacial crystalline silicon technologies in warm and sunny climates.

## KEYWORDS

anti-reflective coating, ARC, Brazil, CdTe, mc-Si, PV performance

## 1 | INTRODUCTION

While traditional silicon technologies continue to dominate the photovoltaic (PV) market, with 94% of the global annual production in 2019, cadmium telluride (CdTe) is in the lead among thin-film PV technologies, with a global production of 5.7 GWp in 2019 (76% of thin-film production).<sup>1</sup> This market predominance among thin-film technologies may grow after the recent introduction of new generation large-area thin-film CdTe PV modules with record-breaking efficiencies of over

18%.<sup>2</sup> Due to its lower temperature coefficient on power and the blue-shifted spectral response when compared to crystalline silicon, thin-film CdTe performs well in the warm, sunny, humid, and bluer skies predominant in sunbelt regions of the world, making it the most preeminent thin-film contender of crystalline silicon technologies for utility-scale deployment.<sup>3</sup>

This study aims to analyze the monthly and annual output power performance of three fixed-tilt, north-oriented PV systems in Florianópolis, Brazil (27°S, 48°W, Cfa),<sup>4</sup> installed in 2016 at the

Fotovoltaica-UFSC Solar Energy Research Laboratory at *Universidade Federal de Santa Catarina* ([www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)). The first PV system is based on multicrystalline silicon (mc-Si) PV modules; the other two, on CdTe, with one of them being coated with anti-reflexive coating (ARC).

Braga et al.,<sup>5,6</sup> Campos et al.,<sup>7</sup> Nascimento et al.,<sup>8–10</sup> and Zomer et al.<sup>11</sup> have shown a performance advantage for CdTe over mc-Si in Brazilian warm and sunny climates. This performance advantage can be attributed to this technology's lower temperature coefficient on power and a blue-shifted spectral response.<sup>12–15</sup> Furthermore, anti-reflective coated CdTe aims at introducing an even larger advantage to these PV modules, by reducing incidence angle losses at normal incidence—increasing CdTe's nameplate power—and at other angles as well, leading to better performance in real operating conditions, especially for fixed-tilt systems.<sup>16,17</sup>

By comparing the performance of real-life PV systems, this study further investigates performance advantages of CdTe and ARC CdTe over traditional mc-Si for warm and sunny climates. No such comparison among these three types of PV modules has been done for the Brazilian climate, which is a relevant market for the PV industry, with great solar resource<sup>18</sup> and a rapidly growing PV installed capacity.<sup>19,20</sup>

## 2 | METHOD

### 2.1 | Experimental setup

Data from three ground-mounted fixed-tilt PV systems were analyzed to evaluate the performance of CdTe, CdTe with ARC, and mc-Si PV technologies in Brazil. The PV systems used in this study are installed at the *Fotovoltaica-UFSC* Solar Energy Research Laboratory in Florianópolis-SC (27°S, 48°W), as shown in Figure 1. Florianópolis has a humid subtropical climate (Cfa), under the Köppen-Geiger climate classification,<sup>4</sup> featuring hot and humid summers, and mild to cool winters. The systems are installed in an urban location within the island of Florianópolis, close to the ocean (about 800 m) and, therefore, are exposed to high humidity and saltwater mist. As shown in Figure 1, the systems are surrounded by grass, and thus are not exposed to heavy soiling due to loose particles (i.e., sand or dirt).



**FIGURE 1** Aerial image of the three PV systems analyzed in this study (mc-Si, CdTe, and CdTe with ARC), which are part of the outdoor PV testing rig at the *Fotovoltaica-UFSC* Solar Energy Research Laboratory in Florianópolis (27°S, 48°W), Brazil [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

The systems analyzed in this study were installed in 2016, and the evaluated period for the study was 2018–2019. Therefore, it is assumed that any initial stabilization of CdTe had already been achieved by the start of the evaluation period. Even though a valuable topic to the PV community, the meta-stability of CdTe modules—achieved by high temperatures and polarization of the cells—is not in the scope of this paper.

Table 1 shows the main electrical specifications of the PV systems analyzed in this paper. All three systems have identical inverters with low inverter loading ratios ILR<sup>21</sup> to reduce uncertainties regarding inverter efficiency and measurement precision and to avoid clipping losses that might interfere in the performance evaluations.

As the main objective of this study was to compare the performance among the PV technologies, the electrical energy parameters on the direct current (DC) side of the systems were used in the analyses. The electrical data of the systems were acquired from the inverters by a Campbell CR6 datalogger with a sampling interval of 10 s and stored as 1-min averages. The inverters' electrical measurements present an uncertainty of 5%, according to the manufacturer.

In addition to the PV systems' electrical parameters, environmental data—such as global irradiation, ambient temperature, and relative humidity—were also analyzed to better support the discussion about performance advantages of the PV technologies under evaluation. The environmental data were acquired by sensors installed at the *Fotovoltaica-UFSC* weather station, shown in Figure 2.

### 2.2 | Power and soiling evaluation

The IV curve (current  $\times$  voltage) of a PV module or system describes its energy conversion capacity under the existing conditions of irradiance and temperature. In August 2018, IV curves of the three PV systems were performed according to IEC 62446-1:2016,<sup>22</sup> in order to evaluate the real power of the systems under study. The purpose of the measurements was to identify possible signs of degradation and reduce power labeling uncertainties.

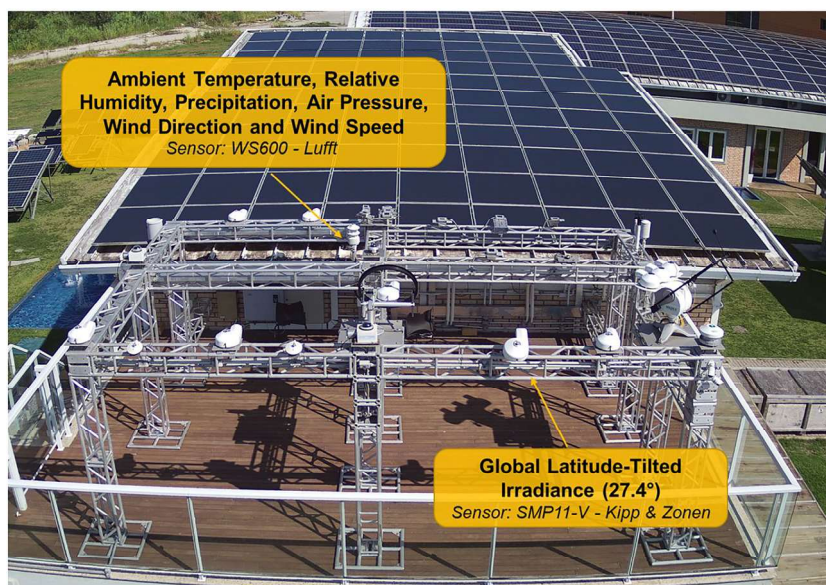
The equipment used to obtain the characteristic IV curve of the PV systems under study was the PVPM 1040X IV curve tracer from the manufacturer PVE. A crystalline silicon Si-02-PT1000-4L



**TABLE 1** Main electrical and layout characteristics of the PV systems analyzed in this study

Parameter	mc-Si	CdTe	CdTe with ARC
Nominal module power (Wp)	235	110	110
Module efficiency (%)	14.2	15.3	15.3
Module temperature coefficient (%/°C)	-0.45	-0.28	-0.28
Modules in series	10	5	5
Strings in parallel	1	4	4
Total system peak power (kWp)	2.35	2.2	2.2
Inverter nominal power (kW)	2.5	2.5	2.5
Azimuth angle	0°	0°	0°
Tilt angle	20°	18°	16°

**FIGURE 2** Aerial image of the weather station located at *Fotovoltaica*-UFSC Solar Energy Research Laboratory in Florianópolis-Brazil (27°S, 48°W) describing the sensors used in this study [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



reference cell and a surface resistance temperature detector (RTD) PT100 sensor were used to acquire the plane-of-array global irradiance and back-of-module temperature values, respectively, at the time of the IV curve characterization. Additionally, the spectral distribution of sunlight was also measured using a MS-720 EKO Instruments® portable spectroradiometer, in order to quantify and correct the spectral mismatch between the silicon reference cell and the CdTe PV modules. By controlling the environmental variables in this way, it was possible to correct the measured IV curves to standard test conditions (STC) according to procedures in IEC 60891:2009<sup>23</sup> and IEC 60904-7:2019<sup>24</sup> and compare them to nominal values reported by the module manufacturers.

For each PV system under study, three IV curve measurements and three simultaneous measurements of solar spectrum were obtained, besides the back-of-module temperature and plane-of-array irradiance already measured by the IV curve tracer. The analysis of the IV curve results for each system was carried out through the averages of the three STC-corrected measurements. Measurements were always taken in a clear day with stable temperature and irradiance conditions, during high-irradiance and low-incidence angle moments (close to solar noon), thereby reducing uncertainties associated with

STC correction and avoiding uncertainties associated with incidence angle responsivity of the modules.

During the IV curve tests, it was possible to observe an accumulation of soiling on the PV systems, especially in the CdTe systems (bare and with ARC), as shown in Figure 3. Taking this into account, it was necessary to analyze the soiling impact on the systems to better evaluate their real power, especially considering the spectral effects of soiling on different PV technologies.<sup>25-27</sup>

The quantification of the soiling effects on the PV systems under study was done through the ratio between the power of the modules in the current condition (soiled) and after cleaning procedure (clean). The cleaning procedures were adopted according to PV module manufacturers' guidelines, using appropriate water and/or soft cloths.

## 2.3 | Performance assessment

### 2.3.1 | Shading analysis

The systems used in this analysis are subject to shading during certain times of the day and year from nearby buildings and a wind turbine,



**FIGURE 3** Accumulation of soiling on the modules of the three PV systems under study: mc-Si (A), CdTe (B), and CdTe with ARC (C) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](https://onlinelibrary.wiley.com)]



**FIGURE 4** Aerial image of the three PV systems analyzed in this study and the objects nearby that cause shading on the systems during certain times of the day and year [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](https://onlinelibrary.wiley.com)]

as shown in Figure 4. It is important to note that the fence located north of the CdTe systems was only installed in 2020 and therefore did not influence the data analyzed in this study.

The shading pattern caused by nearby objects differs from one system to another, as can be presumed by their relative location to the shading sources. In addition, the module-level constructive characteristics of each of the PV technologies analyzed result in different behaviors when modules are exposed to partial shading: mc-Si modules are divided into substrings by bypass diodes, thus resulting in

non-linear losses due to partial shading, while CdTe modules have no bypass diodes, presenting a linear shading loss.

Taking these factors into account, it is important to exclude from the analysis moments in which one or more of the analyzed systems are subject to shading, to ensure that different shading patterns and behaviors do not interfere with the results. In order to identify and quantify shading patterns and losses for the evaluated systems, a 3D model developed in SketchUp® was analyzed in the Ecotect® software, using the methodology described in Zomer and Rüther.<sup>28</sup>

The shading analysis for each system was done in hourly, daily, monthly, and annual bases.

Figure 5 shows the hourly shading patterns from 09:00 a.m. until 5:00 p.m. for the three analyzed PV systems during the solstices months of March (Figure 5A) and December (Figure 5D), and equinoxes months of June (Figure 5B) and September (Figure 5C). It is possible to notice that the systems are less affected by shading during the summer (December, Figure 5D), when the sun is higher in the sky. In contrast, shading impacts the systems the most during the winter (June, Figure 5B).

Figure 6 shows the shading masks obtained using the Ecotect<sup>®</sup> software for each PV system. These shading mask diagrams show, on a scale from 0% (white) to 100% (black), the shading impact of obstructing objects on the PV systems. The presence of the previously mentioned shading objects can be observed on the shading masks: buildings located west of all three systems and wind turbine east of the mc-Si and south/southeast of the CdTe systems. The resulting annual shading percentage obtained in this analysis was 10% for mc-Si, 11% CdTe and 8% for CdTe with ARC.

Figure 7 shows the hourly shading pattern described in percentage for a full year obtained using Ecotect<sup>®</sup> for each system under study. The results from the hourly shading analysis were used to establish the filtering periods for the performance evaluation in this study.

Two shading filter options were considered for the performance evaluation, all taking into account the same time window for the analysis of all three systems, enabling their comparison.

- *Year-round filter*: the year-round worst-case shading scenario for all systems was considered and applied to all days of the year. This

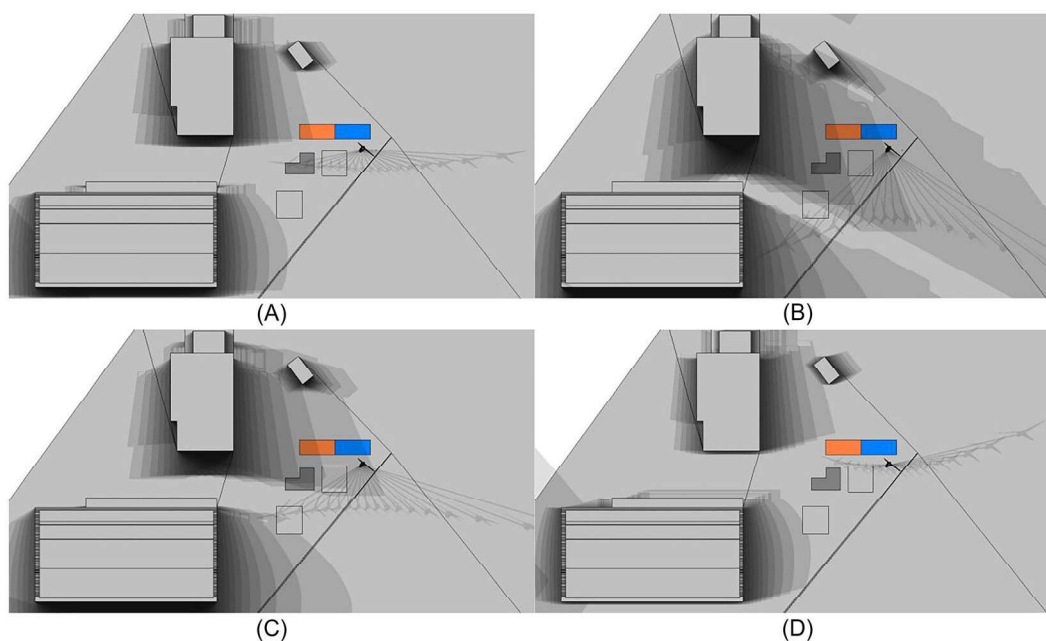
filter considerably limits the time window used for the data analysis, even for times of the year in which shading is less prominent. However, this filtering method enables a month-to-month comparison of the results, seeing that all months take into account the same time window for the analysis.

- *Daily filter*: this filtering method considers the worst-case shading in all systems, on a daily basis. This method yields the best usage of data, with the longest possible time window of data for each day of the year, although it makes a month-to-month analysis infeasible.

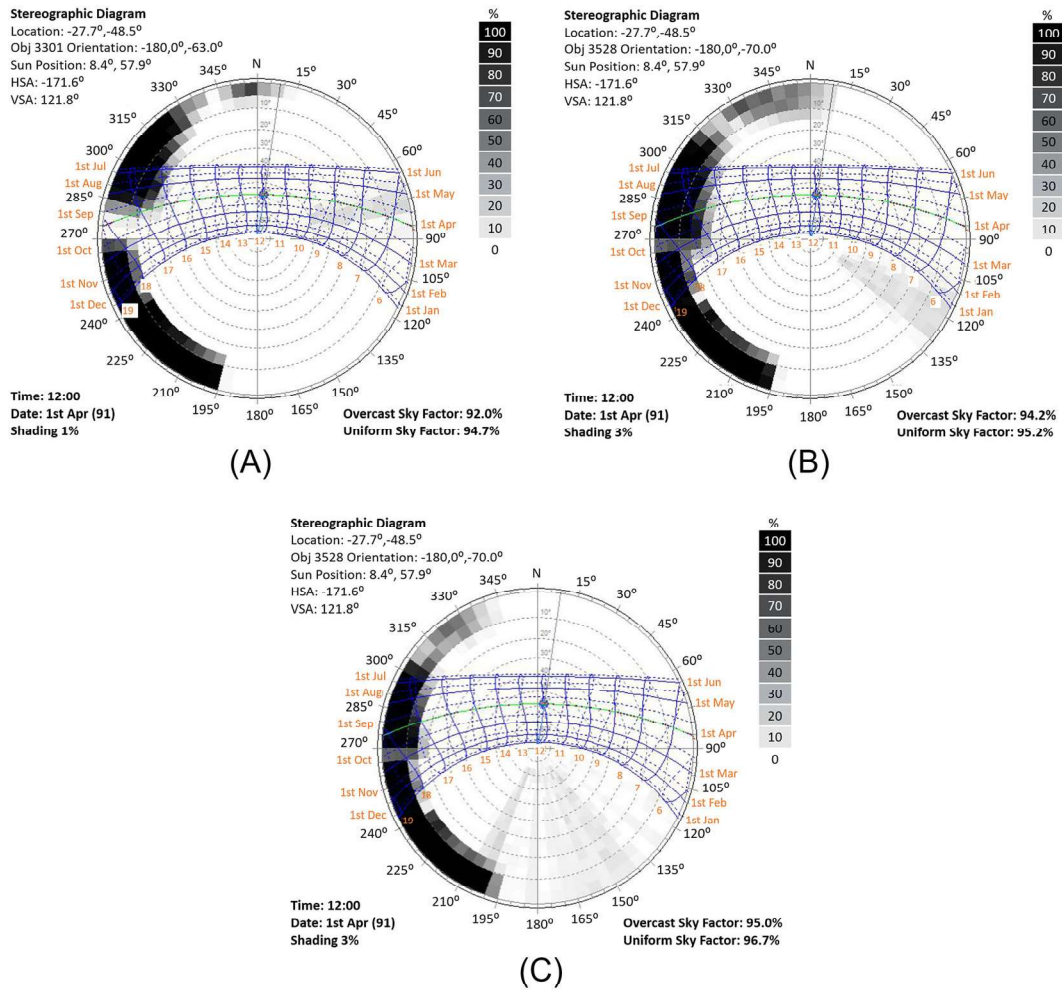
While a year-round filter enables a monthly comparison of data, a daily filter results in better usage of data, specifically in early mornings and late afternoons. Considering that the PV systems evaluated in this study are expected to present different spectral and incidence angle modifier (IAM) behaviors, especially when incidence angle and air mass values are greater (beginning and end of the day), the daily filter was the one chosen for the analysis. Global latitude-tilted irradiance data from a non-shaded SMP11 Kipp & Zonen<sup>®</sup> pyranometer (shown in Figure 2) were used to estimate the monthly energy loss originated from the application of this filter.

### 2.3.2 | Energy data processing

As previously mentioned, electrical data from the three PV systems under evaluation in this study were acquired from their respective inverters with a 10-s sampling rate and stored as 1-min averages. Figure 8 shows a flowchart representing all steps carried out for the energy data processing described in this section.



**FIGURE 5** Hourly shading patterns from 09:00 a.m. until 5:00 p.m. for March (A), June (B), September (C), and December (D) calculated using the Ecotect<sup>®</sup> software for the three PV systems evaluated in this study: mc-Si (gray “L” shape), CdTe (orange rectangle), and CdTe with ARC (blue rectangle) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



**FIGURE 6** Shading masks obtained using the Ecotect® software for the PV systems under study: (A) mc-Si, (B) CdTe, and (C) CdTe with ARC [Colour figure can be viewed at wileyonlinelibrary.com]

For the performance evaluation, only moments in which all systems were in normal operation and under full irradiance incidence were considered for the analysis. DC power measurements were integrated into hourly averages, resulting in hourly energy generation values, and only hours with 30 min or more of data were considered valid. On hourly data, the daily shading filter described in the previous section was applied, filtering out moments in which one or more of the evaluated PV systems is shaded by nearby objects or buildings. The same filter is applied to all PV systems, always considering the worst-case shading pattern among them.

Hourly energy was then integrated into daily values and only days with at least 75% of the expected data valid were considered for the next step. Expected data here were defined as the number of hours within a day's shadow-free time window. For example, if in a certain day, shading occurs up to 09:00 a.m., and then starts again at 5:00 p.m., the expected data are eight hours (from 09:00 a.m. to 5:00 p.m.), and this day would only be considered if it had six hours or more of valid data.

Daily values were finally integrated into monthly values, and only months with at least 50% of expected days were considered

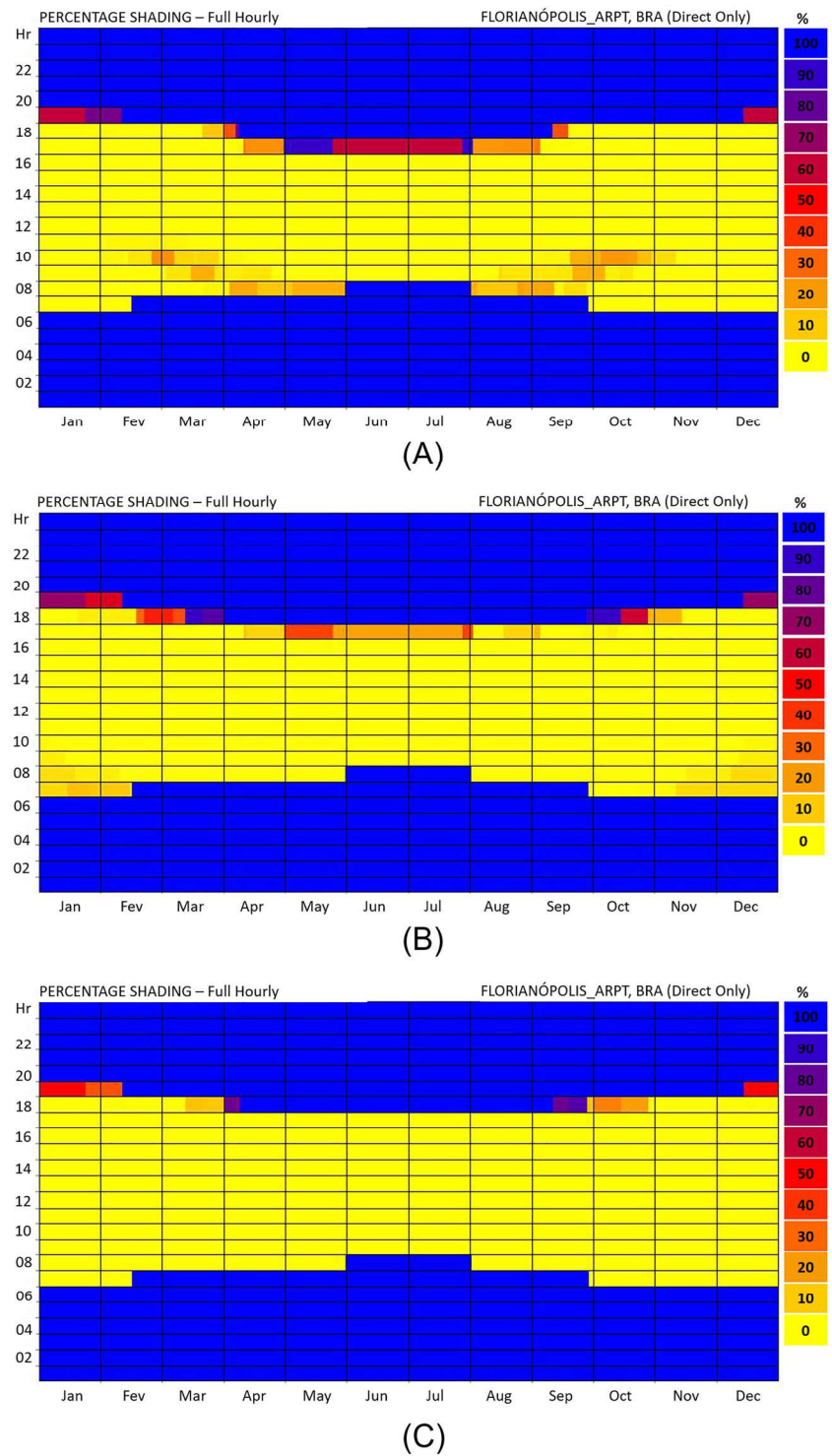
representative of that period. For months with enough valid days to be considered representative, but still incomplete, a proportional multiplier was applied to find a more significant energy value for a full month of energy generation. For example, if a month presented 31 days, but only 27 of those were considered valid, the energy value was multiplied by a factor of 1.1481 (31 divided by 27). This extrapolation, however, was applied in the same manner for all three PV systems, not affecting their performance differences.

Figure 9 shows the simultaneous data availability for the three PV systems evaluated in this study in the years 2018 and 2019. The only months disregarded in the analyses were May 2018 and January 2019.

### 2.3.3 | Yield calculation

The performance evaluation of the systems analyzed in this study was carried out using the energy yield performance indicator. The yield of a given period of time  $\tau$  ( $Y_\tau$ ) represents the energy production of a PV

**FIGURE 7** Hourly shading obtained from Ecotect® software simulations for all three PV systems under study: (A) mc-Si, (B) CdTe, and (C) CdTe with ARC [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



system in that same period ( $E_{i,r}$ ) per installed power ( $P_i$ ), as shown in Equation (1).<sup>29</sup>

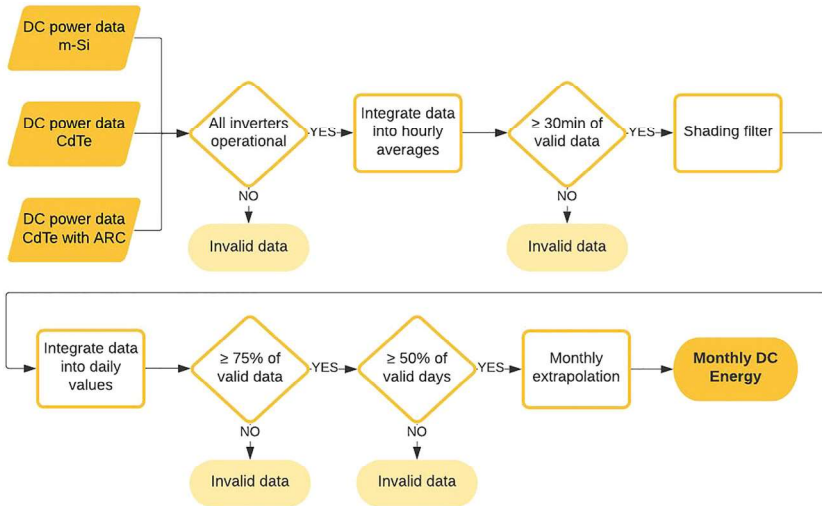
$$Y_r = \frac{E_{i,r}}{P_i} \quad (1)$$

Considering the differences in tilt angle of the PV systems is negligible and that the installed power is slightly higher for the mc-Si system

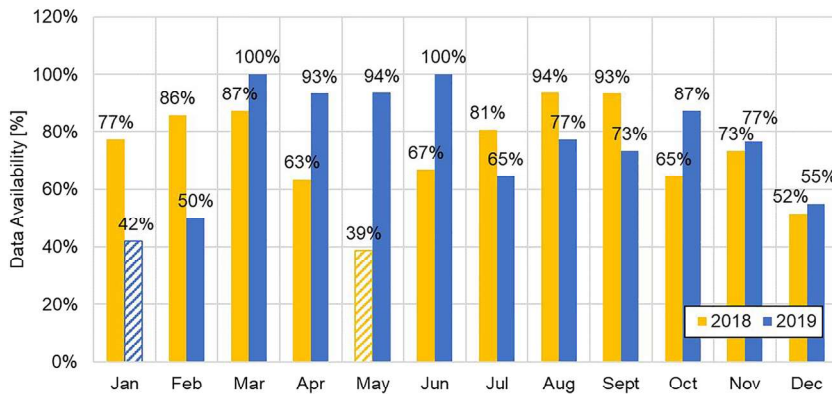
(see Table 1), the normalization provided by energy yield metric is the most adequate for comparing the performance of the three systems.

### 2.3.4 | Module temperature estimation

Temperature is expected to play an important role in PV system performance,<sup>30,31</sup> and some thin-film PV technologies are expected to



**FIGURE 8** Flowchart representing the steps carried out for the energy data processing [Colour figure can be viewed at wileyonlinelibrary.com]



**FIGURE 9** Simultaneous data availability for the three PV systems under study in the years 2018 (left-sided yellow bars) and 2019 (right-sided blue bars). Months not considered representative for the analyses are May 2018 and January 2019 (shown as striped bars, instead of solid) [Colour figure can be viewed at wileyonlinelibrary.com]

present better results in warm climates, such as Florianópolis, due to their lower temperature coefficient.<sup>10,32–35</sup>

In order to quantify temperature advantages of thin-film CdTe in this study, Ross's model<sup>36</sup> was used to estimate module temperature from ambient temperature ( $T_{amb}$ ) and plane-of-array irradiance ( $G$ ), as shown in Equation (2). Due to the lack of plane-of-array irradiance for the evaluated systems, latitude-tilted ( $27.4^\circ$ ) irradiance was used, which for this low-latitude site should not yield major differences in irradiation.<sup>37</sup> The model also uses the Ross coefficient ( $k$ ), a constant value given in  $^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ , that depends, among other factors, on module PV technology, shape, size, and mounting. The values for the Ross coefficients used in this study were obtained from Segado et al.<sup>38</sup> and are  $0.024^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$  and  $0.025^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ , for mc-Si and CdTe systems, respectively. It was assumed that there are no significant temperature differences between the two CdTe PV systems, due to their nearly identical constructive characteristics and mounting type and location; thus, only one estimated temperature was calculated for both systems.

$$T_{Ross} = T_{amb} + kG \quad (2)$$

The modules' temperatures were estimated on an hourly basis; a daily irradiance-weighted average was computed and from there a monthly

irradiation-weighted average was calculated. Weighted averages were chosen to better represent the impact of temperature at moments in which PV generation is more significant. Only months with at least half of valid days were considered representative for the analyses.

### 2.3.5 | Weak-light and angle of incidence performance evaluation

Literature shows the importance of taking into consideration the weak-light performance of different PV technologies, with many authors having investigated this effect,<sup>39–42</sup> some paying special attention to some thin-film PV technologies,<sup>32,43</sup> which are believed to present better performance at reduced irradiance levels when compared to crystalline silicon.<sup>44</sup> According to solar simulator measurement results presented in Nascimento et al.,<sup>10</sup> mc-Si presents an accentuated underperformance at low irradiance levels, while CdTe demonstrates a performance gain of about 5% at irradiances ranging from 100 to 500  $\text{W}/\text{m}^2$ . Similar results can be found in Dash et al.<sup>34</sup> and Huld et al.<sup>33</sup> Datasheet information shows that the mc-Si modules used in this study have an efficiency loss of less than 5% at an irradiance of 200  $\text{W}/\text{m}^2$ .<sup>45</sup> It is important to highlight that, even though the CdTe modules used in this analysis are manufactured by the same

company as the ones used in the study presented by Nascimento et al.,<sup>10</sup> they come from different PV module production series, which can result in distinct weak light responsivity caused by module-level constructive characteristics.<sup>43,46–48</sup> However, due to the lack of weak-light response data for this specific CdTe model, the measurement results from Nascimento et al.<sup>10</sup> were used.

In addition to weak light performance differences, the PV systems under study have distinct losses to non-normal incidence angles. For this study, IAM values were acquired from .PAN files provided by the manufacturers of the modules installed in each of the three PV systems under evaluation, as shown in Figure 10. For the mc-Si system, the manufacturer uses the ASHRAE model<sup>49,50</sup> with  $b_0 = 0.05$ . According to the CdTe modules' manufacturer, ARC and bare CdTe modules have a behavior that cannot be represented by the ASHRAE model.<sup>51</sup> Therefore, the manufacturer recommends the use of the Sandia Model,<sup>52</sup> or tabulated IAM values presented in the PV modules' .PAN files. The CdTe modules' manufacturer also claims that modules with ARC have a gain at normal incidence as well, which results in greater STC-rated power for modules that, prior to the application of the coating, belonged in the same bin class.<sup>17,51</sup>

Based on these findings, energy distributions according to irradiance level and angle of incidence were computed to evaluate the possible weak-light and incidence angle gains/losses of the PV systems investigated in this study. Due to the lack of plane-of-array broadband

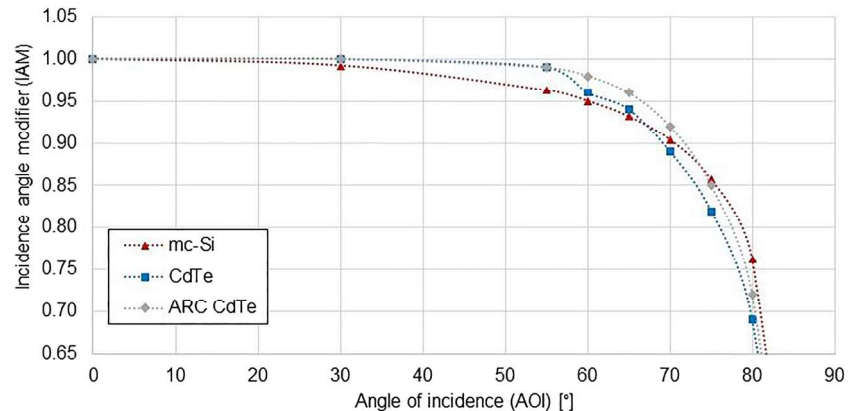
irradiance measurements for the entire analyzed period, 1-min resolution measurements from a latitude-tilted Kipp & Zonen<sup>®</sup> SMP11 pyranometer installed at the local weather station (Figure 2) were used to establish the amount irradiation originating from irradiance levels ranging from 0 W/m<sup>2</sup> to greater than 1200 W/m<sup>2</sup>, in 200 W/m<sup>2</sup> increments, and from incidence angles ranging from 0° to 90°, in 5° increments. As previously mentioned, the differences between latitude-tilted (27.4°) and plane-of-array global irradiance measurements (16°–20°) are negligible for the site location due to its low latitude.<sup>37</sup> It must be highlighted that this method is applied in this study only to estimate AOI losses using the available data; however, for a more accurate analysis, incidence angle losses should be properly quantified using plane-of-array direct beam measurements.

### 2.3.6 | Spectral evaluation

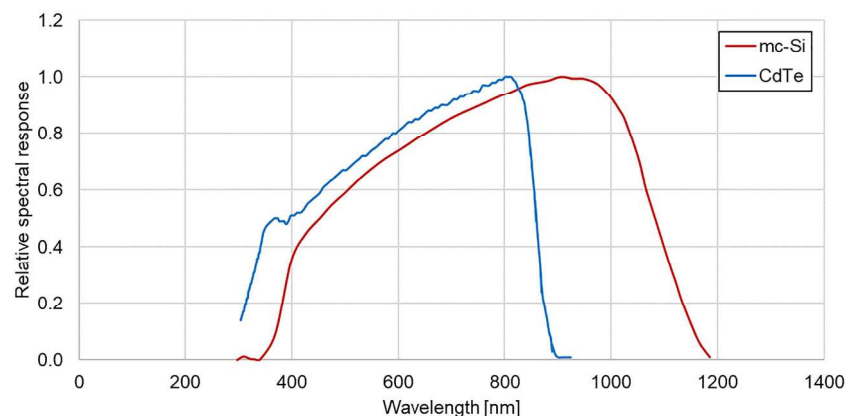
The higher band gap value of CdTe when compared to silicon (1.5 eV for CdTe vs. 1.1 eV for Si) results in a blue-shifted spectral response, as shown in Figure 11. This shift in spectral responsivity results in spectral gains for CdTe PV systems in Brazil, as previously reported in the literature by Braga et al.,<sup>14,15</sup> Polo et al.,<sup>53</sup> and Looney et al.<sup>54</sup>

In this study, a spectral evaluation was carried out in order to quantify seasonal spectral gains and losses for the evaluated PV

**FIGURE 10** Incidence angle modifier (IAM) for mc-Si (red triangles), CdTe (blue squares) and ARC CdTe (gray diamonds), according to manufacturers [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



**FIGURE 11** Relative spectral responsivity for mc-Si (wider, red-shifted curve) and CdTe (narrower, blue-shifted curve), according to manufacturers<sup>14,53</sup> [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



	$b_0$	$b_1$	$b_2$	$b_3$	$b_4$	$b_5$
mc-Si	0.8409	-0.02754	-0.00792	0.1357	0.03802	-0.002122
CdTe	0.7946	-0.05423	-0.01319	0.1724	0.08372	-0.004376

**TABLE 2** Two-parameter method coefficients for mc-Si and CdTe obtained from First Solar<sup>55</sup>

systems, using the two-parameter method proposed by Lee and Panchula.<sup>55</sup> The method is based on Equation (3), which calculates the spectral factor ( $SF$ ) (unitless) from module-specific coefficients ( $b_0$  through  $b_5$ ), pressure-corrected relative air mass ( $AM_a$ ) (unitless) and precipitable water column depth ( $P_{wat}$ ) (cm), the last two being the main drivers for spectral shifts affecting mc-Si and CdTe. The module-specific coefficients used for CdTe and mc-Si in this study were obtained from Lee and Panchula<sup>55</sup> and are shown in Table 2. According to the manufacturer, the ARC has no impact on the spectral responsivity of the modules; thus, only an analysis for mc-Si and general CdTe modules was conducted. Considering that Equation (3) becomes unstable as precipitable water values approach zero and air mass ( $AM$ ) values tend towards infinity (sunrise and sunset), clamping values of 0.1 cm and 10 were used for precipitable water and  $AM$ , respectively, as suggested by the model's developer.<sup>56</sup>

$$SF = b_0 + b_1 \cdot AM_a + b_2 \cdot P_{wat} + b_3 \cdot \sqrt{AM_a} + b_4 \cdot \sqrt{P_{wat}} + b_5 \cdot \frac{AM_a}{\sqrt{P_{wat}}} \quad (3)$$

Pressure-corrected relative air mass values for this study's site were retrieved from NREL's Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC) solar position (SOLPOS) calculator.<sup>57</sup> Precipitable water data were obtained from publicly available satellite data through the Giovanni online platform.<sup>58</sup> Data were acquired from the M2T1NXSLV dataset, which belongs to the MERRA-2 (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2) project. This dataset has an hourly temporal resolution and a spatial resolution of  $0.5^\circ \times 0.625^\circ$  (equivalent to about  $56 \times 62$  km at this study's site location).

Spectral factors for mc-Si and CdTe were calculated in an hourly temporal resolution according to Equation (3). Moments in which air mass values were greater than 10 were disregarded in the analysis. Irradiance-weighted daily values were computed, which were then turned into irradiation-weighted monthly averages. The same monthly irradiation-weighted averages were calculated for air mass and precipitable water values, as references. Only days with at least six hours of data were considered valid, and only months with 50% or more of valid days were considered in the analysis.

### 3 | RESULTS AND DISCUSSION

#### 3.1 | Power and soiling evaluation

Table 3 shows the STC-corrected and normalized power results for the IV curve tests performed in the three PV systems under study to evaluate the systems' real power. As mentioned in the previous

**TABLE 3** STC-corrected normalized power results from the IV curves tests performed on the three PV systems under study: measured power of the PV modules in the current condition (soiled) and after cleaning procedure (clean)

Test condition	mc-Si (%)	CdTe (%)	CdTe with ARC (%)
Soiled	98.0	94.0	100.2
Clean	95.8	97.9	—
Soiling impact	+2.2	-3.9	—

section, in order to avoid uncertainties due to incidence angle responsivity, the measurements were taken close to solar noon, when the calculated solar incidence angle was smaller than  $30^\circ$ , resulting in a unitary IAM for all PV systems evaluated, as shown in Figure 10.<sup>49,51</sup>

It was necessary to perform a soiling evaluation in the three systems, due to the accumulation of soiling on the modules, as previously described. This was done by evaluating each system's measured power before and after cleaning and comparing the two results.

Cleaning guidelines as per manufacturer recommendations were followed to guarantee no module damage would occur. However, the manufacturer of the CdTe modules prescribes extremely cautious cleaning guidelines for ARC-coated modules, which prohibit the combined use of water and scrubbing/wiping simultaneously for these modules. This restriction made it hard to thoroughly clean the ARC-coated CdTe modules, leading to an inconclusive soiling impact quantification for this system, which is why no clean measurement result is shown for this system in Table 3. The soiling evaluation for mc-Si and bare-CdTe presented results within the overall uncertainties of the IV curve test (4.5%), as shown in Table 3.

Qasem et al.<sup>25</sup> have shown that low-density dust ( $<19$  mg/cm<sup>2</sup>) presents a reduced transmittance at low wavelengths, acting as a blue filter for incoming light on a PV module's surface, which is also a result from John et al.<sup>26</sup> Considering the blue-shifted spectral response of CdTe technology,<sup>59,60</sup> it is important to highlight that soiling also has a negative spectral impact on these blue-biased PV systems.

Overall, all three systems analyzed in this study presented, within measurement uncertainties, a measured power according to the expected for 2-year-old PV systems: 2303 W for mc-Si (98% of nominal peak power), 2067 W for CdTe (94% of nominal peak power), and 2205 W for CdTe with ARC (100% of nominal peak power). The results do not suggest signs of accentuated degradation in any of the systems, although it is possible to observe a visual degradation of the anti-reflective coating (ARC) on some of the CdTe ARC modules.

Considering the side-by-side location (Figure 1) and identical mechanical characteristics of the CdTe modules, it is still possible to assume that both systems were exposed to the same soiling



deposition scenario, enabling a comparison between the soiled measurement results. Table 3 shows a difference of 6.2% between the soiled normalized power of the CdTe systems, with ARC-coated presenting a higher peak power. This difference can be attributed to power labeling of the modules and/or a reduction in the soiling impact caused by the ARC. Both hypotheses are discussed in the subsequent paragraphs.

According to the manufacturer, ARC not only results in an increase in light transmissivity at non-normal incidence angles, but also at normal incidence, resulting in better efficiency in STC flash tests, directly translated into nameplate rating.<sup>51</sup> Considering both CdTe modules used in the analyzed PV systems (bare and ARC-coated) have the same nameplate power rating (Table 1), it can be inferred that ARC-coated modules come from a lower bin class, prior to the application of the coating. Possibly, the higher power value for ARC-coated modules can be partially attributed to an underestimation of ARC durability and gains by the manufacturer, which could have led to an (intentional or unintentional) underrating of nameplate power for these modules.

A second hypothesis for this higher peak power measured for ARC-coated CdTe would come from the anti-soiling benefits of the ARC. Even though both PV systems were exposed to the same soiling deposition conditions, the ARC hydrophilic surface allows water to flow uniformly down an inclined surface, carrying dirt and dust with it, thus reducing the overall soiling deposition, as described by Grammatico and Littmann.<sup>16</sup> The IV curve measurements were made in winter, a season with less frequent and less intense rain events in Florianópolis. This could have led to a higher accumulation of soiling on the bare-CdTe system at the time, while the low intensity and occasional rain events could have been enough to reduce the deposited soiling on the ARC-coated system. However, this hypothesis could not be tested through the soiling evaluation, as explained previously, due to the difficulty in fully cleaning the ARC system while following the manufacturer's cleaning guidelines.<sup>61</sup>

### 3.2 | Performance assessment

Figure 12 shows the monthly yield results for the three PV systems under study. It is important to highlight that the daily shading filter

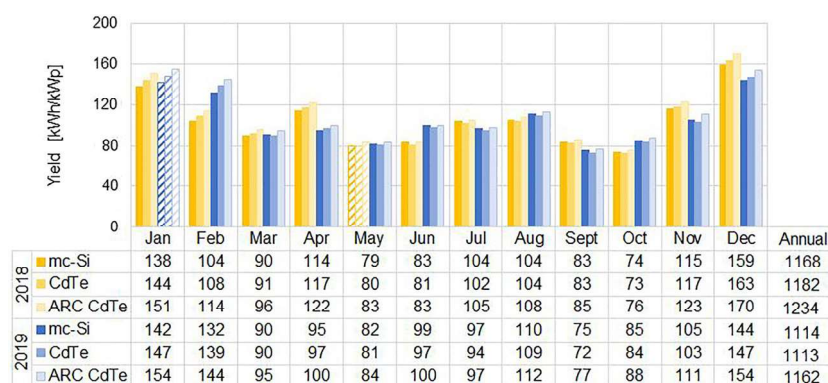
applied results in different integration periods for winter and summer days, meaning that differences between months are attributed not only to seasonal variations but also to different shading-free periods of time. Nevertheless, considering that the integration periods are the same for all systems every day of the year, the seasonal differences between them can be analyzed, keeping in mind that for winter months, the analyzed period is more restricted in early mornings and late afternoons, periods in which environmental conditions might have benefited one or more PV systems.

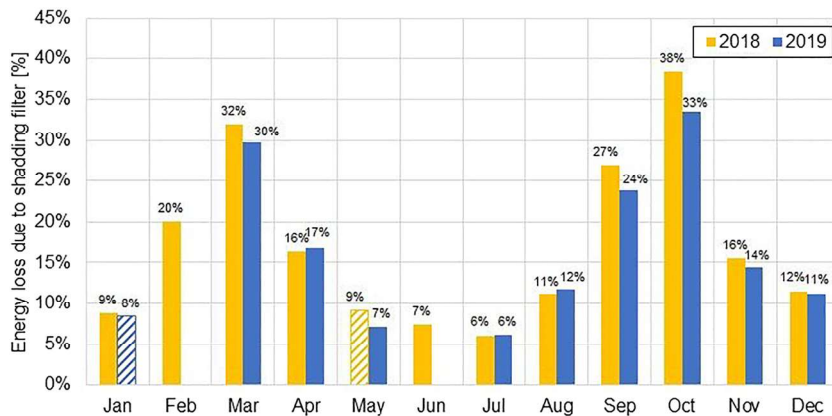
It is important to note that these absolute yield values should not be compared to previous results found in the literature for the region, due to the use of the aforementioned data filtering process that excludes several hours of day from the analysis due to partial shading effects affecting one or more of the PV arrays analyzed in this work. Overall, it is possible to observe that the CdTe with ARC system presents the best performance throughout the years analyzed, with an annual yield of 1234 and 1162 kWh/kWp for 2018 and 2019, respectively. Yield values presented a natural seasonality due to the local solar resource having a strong seasonal behavior, but also due to the seasonal variation of the shading filter, caused by the location of the obstacles causing shadows and the sun's position. Some other characteristics of the evaluated PV technologies also add a component to the yearly profile of the monthly yield values and will be discussed subsequently.

The monthly amount of energy disregarded when filtering data for shading was estimated using 1-min resolution global latitude-tilted irradiance measurements from a non-shaded Kipp & Zonen<sup>®</sup> SMP11 pyranometer, shown in Figure 2; the results are shown in Figure 13. It was estimated that a total of 9% of energy was lost in the filtering process, for the entire period analyzed. It is possible to notice that the greatest amount of energy filtered out of the analysis due to shading happens in March and October, months in which the wind turbine causes shading on the mc-Si system until 11:00 a.m., resulting in energy losses at higher irradiance levels.

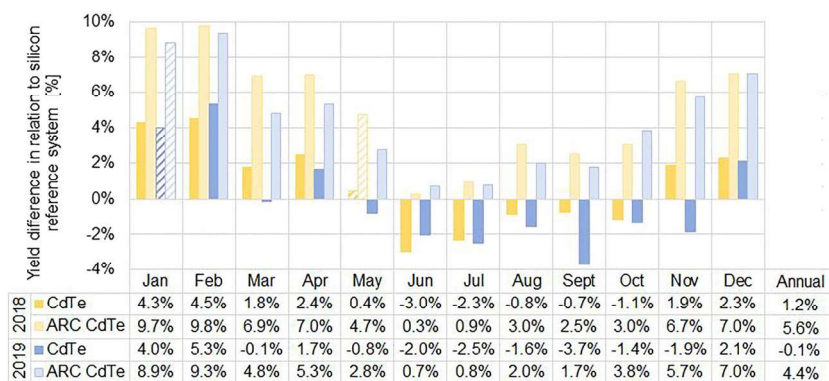
In order to better evaluate the variations between the performance of the PV systems under study, a monthly and annual analysis of the yield differences of CdTe and CdTe with ARC systems in relation to the reference mc-Si system is shown in Figure 14. It is possible to notice that the CdTe with ARC system presented an annual performance 6% higher than the mc-Si array for 2018 and 4% higher for

**FIGURE 12** Monthly and annual energy yield values measured for the three PV systems under study during 2018 (color bars in shades of yellow, to the left) and 2019 (color bars in shades of blue, to the right): mc-Si (darker colors on the left), CdTe (medium colors in the middle) and CdTe with ARC (lighter colors on the right). Months not considered representative for the analysis are May 2018 and January 2019 (shown as striped bars, instead of solid) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]





**FIGURE 13** Monthly energy disregarded when filtering the data for shading estimated using non-shaded global latitude-tilted measurements from the weather station shown in Figure 2. Values for 2018 are shown in blue (right side) and for 2019 in yellow (left side). Months not considered representative in the yield analysis are shown as stripped bars, instead of solid. February and June 2019 are not displayed due to data unavailability for these months [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



**FIGURE 14** Monthly and annual energy yield difference of CdTe (medium yellow and medium blue bars, on the left) and CdTe with ARC (light yellow and light blue bars, on the right) systems in relation to the mc-Si system, during 2018 (color bars in shades of yellow, to the left) and 2019 (color bars in shades of blue, to the right). Months not considered representative for the analysis are May 2018 and January 2019 (shown as stripped bars, instead of solid) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

2019, while the CdTe system presented an annual performance 1% higher than mc-Si technology for 2018 and a very similar performance to mc-Si in 2019. The causes for the performance differences among the PV systems and their seasonal behavior are discussed in the subsequent sections.

### 3.2.1 | Temperature losses

As the main environmental parameter that affects the performance and thus energy yield values of PV systems, module temperature will be the first to be discussed in this section; its annual profiles for 2018 and 2019 are shown in Figure 15, along with average daily irradiation values. Module temperature was estimated in an hourly basis using Ross' model, as detailed in the method section. Monthly results are irradiance-weighted averages of these hourly estimated temperature values to better represent the effect of temperature on the systems at times in which PV generation is more significant.

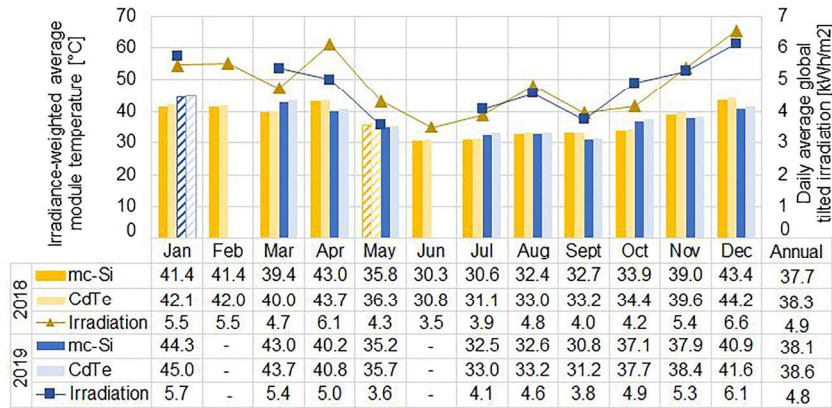
As previously mentioned, due to the lower temperature coefficient of CdTe modules (Table 1), it is expected that the CdTe and CdTe with ARC systems present a better performance, in comparison to the mc-Si system in warmer months. This expectation corroborates the seasonal profile obtained in Figure 14, showing CdTe systems operating better than the reference mc-Si system in the summer months.

The annual irradiance-weighted estimated module temperatures for mc-Si was 37.7°C and 38.1°C for 2018 and 2019, respectively. Meanwhile CdTe systems presented a slightly higher estimated temperature, due to constructive characteristics of the modules: 38.3°C and 38.6°C for 2018 and 2019, respectively.

Based on the values from Figure 15, the estimated energy losses due to temperature were calculated and are shown in Figure 16. Overall, estimated temperature losses were 2% higher for mc-Si, with differences up to 3% in warmer months.

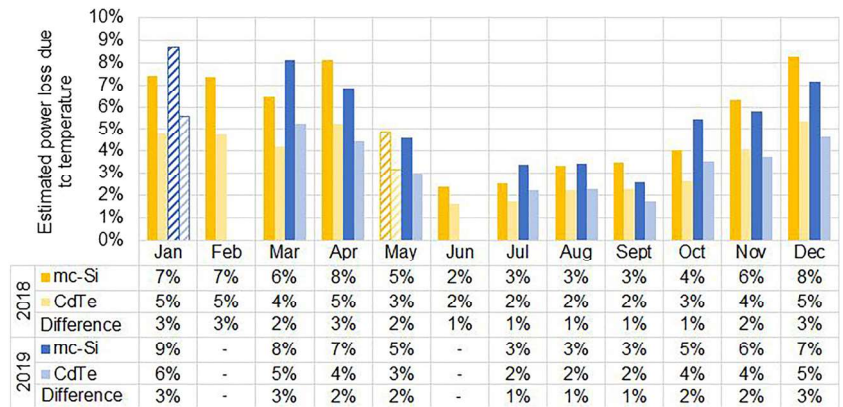
### 3.2.2 | Weak-light performance

Taking into consideration the distinctive weak-light (below 200 W/m<sup>2</sup>) performance of different PV technologies, the total amount of energy disregarded in the analysis was estimated according to irradiance levels in order to identify possible biases in the analysis. Results are shown in Figure 17, along with the total energy distribution for this analysis' period and shading-filtered data used in the study. It can be observed that the overall irradiation distribution profile was conserved after the shading filter was applied, and only a small fraction of energy disregarded in the analysis (about 3%) was contained between 0 and 200 W/m<sup>2</sup>, showing that the shading filter brought no significant bias to the performance of the PV systems analyzed. On a monthly basis, these energy losses caused by the shading filter ranged

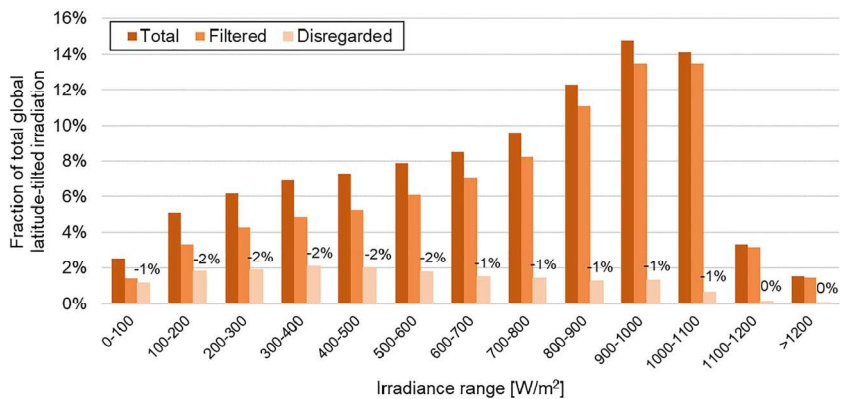


**FIGURE 15** Estimated monthly and annual irradiance-weighted average module temperature for the PV technologies under study during 2018 (color bars on the left in shades of yellow) and 2019 (color bars on the right in shades of blue): mc-Si (darker colors on the left) and CdTe (lighter colors on the right). Months not considered representative in the yield analysis are shown as striped bars, instead of solid. Monthly and annual daily average global latitude-tilted irradiation for 2018 (golden triangles) and 2019 (blue squares) are also presented. February and June 2019 are not displayed due to data unavailability for these months [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

**FIGURE 16** Monthly and annual estimated temperature loss for the PV technologies under study during 2018 (color bars to the left in shades of yellow) and 2019 (color bars to the right in shades of blue): mc-Si (darker colors on the left) and CdTe (lighter colors on the right). Months not considered representative in the yield analysis are shown as striped bars, instead of solid. February and June 2019 are not displayed due to data unavailability for these months [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



**FIGURE 17** Global latitude-tilted irradiation distribution profile for the PV system's location without the hourly shading filter (dark orange bars on the left), filtered for shading periods (middle medium orange bars), and amount of energy disregarded in the analysis (light orange bars on the right) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

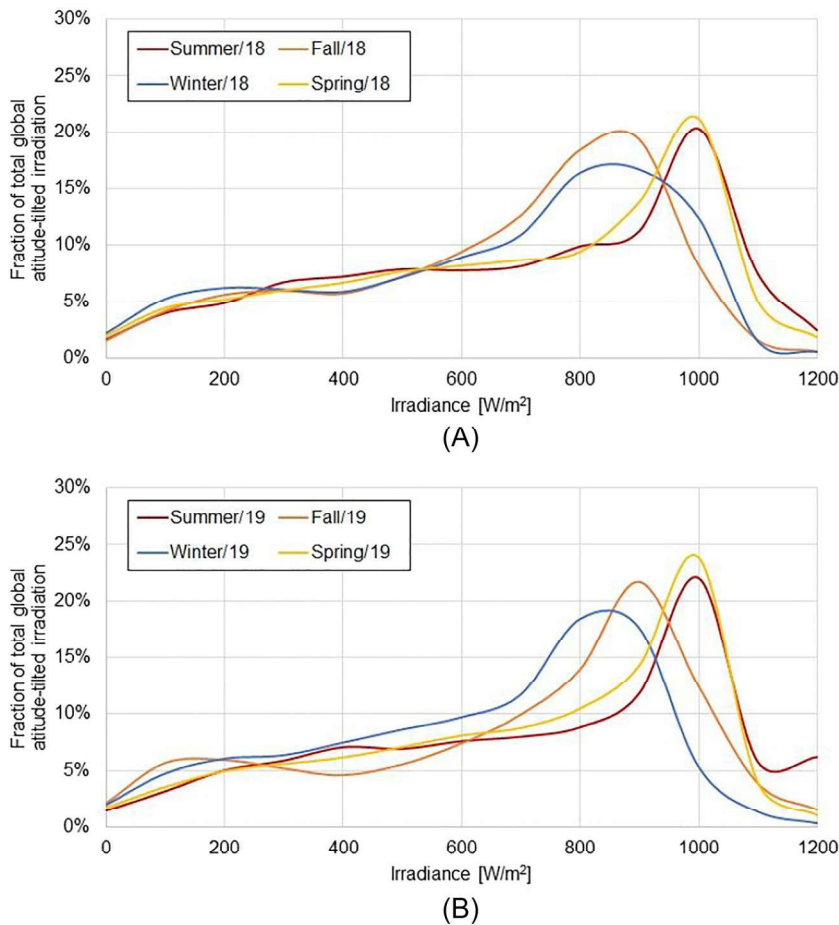


from 2% to about 5% in the months near the equinoxes, when the shading filter is more strict due to the shadow of a wind turbine on the mc-Si system.

However, the filtered data irradiance distribution shows that 7% of all energy analyzed originated from irradiance levels below 200 W/m<sup>2</sup>. Figure 18A,B shows the seasonal irradiation distribution according to irradiance level for 2018 and 2019, respectively. The months of

February and June in 2019 were not accounted for, due to insufficient valid data for those months.

The irradiation distribution profiles for the analyzed years are very similar, with most of the year-round energy incident on the PV arrays coming from the 800–1000 W/m<sup>2</sup> irradiance range. The seasonal behavior of the local climate results in more energy concentrated near the 1000 W/m<sup>2</sup> irradiance level during spring and



**FIGURE 18** Seasonal global latitude-tilted irradiation distribution according to irradiance levels for 2018 (A) and 2019 (B). February and June 2019 were not considered in the analysis due to data unavailability for these months [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

summer, and within the 800–900 W/m<sup>2</sup> range for fall and winter. Overall, only about 6% of all energy in the analyzed period comes from low irradiance levels (below 200 W/m<sup>2</sup>), with slightly higher percentages in the fall and winter months. About 22% of the yearly incident energy comes from irradiance ranges in which CdTe might have enhanced performance according to Nascimento et al.<sup>10</sup> (100–500 W/m<sup>2</sup>), with no significant seasonal behavior.

These results show that low light responsivity might have benefited the year-round performance of the CdTe systems in this study in about 1.4% in relation to the mc-Si system, considering low-light losses of 5% for mc-Si<sup>45</sup> and weak light gains for CdTe of 5% in the 100–500 W/m<sup>2</sup> range.<sup>10</sup> It is important to highlight that low light performance can vary according to the PV module's constructive characteristics, and not only PV technology, meaning that results might differ for other PV module designs and models.

### 3.2.3 | Angle of incidence effects

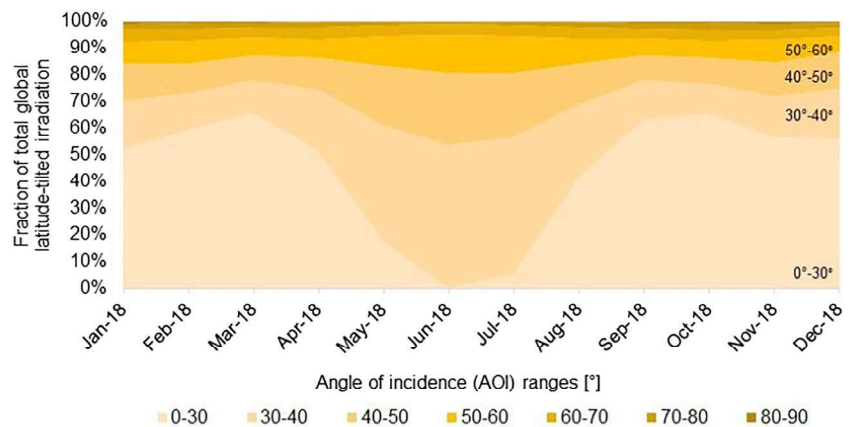
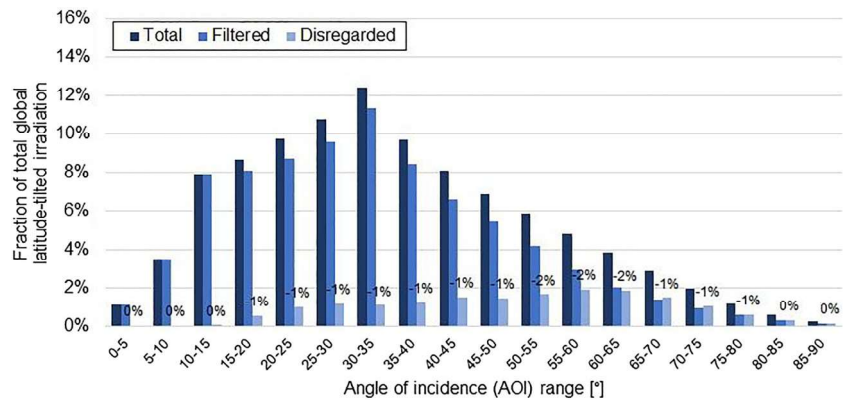
An irradiation distribution according to angle of incidence was also performed in order to evaluate a possible bias added to the analysis with the application of the shading filter; results are shown in Figure 19.

It can be observed that a significant share of energy was filtered out of the analysis for incidence angles greater than 30° (about 13%), for which IAM is less than unity for all PV systems under evaluation. March and October, due to the more strict filtering period, have the most energy being filtered out, even at lower irradiance angles, due to the presence of the wind turbine shadow on the mc-Si system up until late morning in these months. However, considering the IAM profiles presented in Figure 10, the energy filtered out would result in a monthly performance difference in the order of tenths of a percent among the analyzed PV systems (ranging from 0.02% to 0.41%), not introducing a significant bias to the analysis. It is important to highlight that global irradiance was used in order to quantify this bias, meaning that if direct beam measurements were used this bias could be even more negligible.

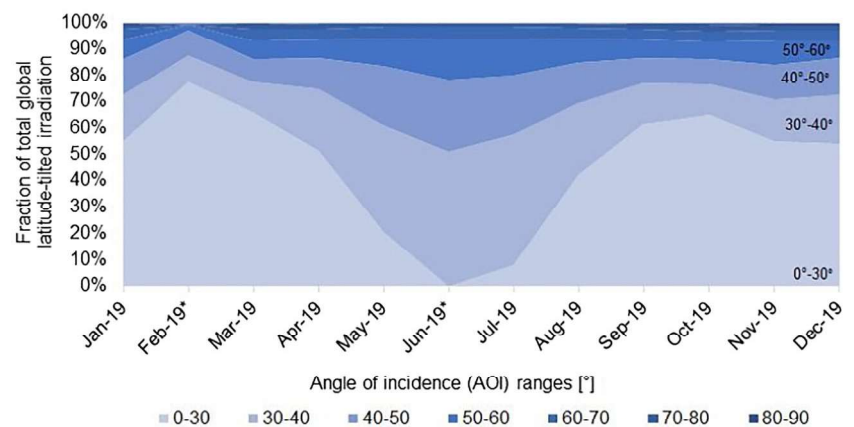
Figure 20A,B present the monthly irradiation distribution according to incidence angles for 2018 and 2019, respectively. The profiles are very similar, with June and July (months close to the winter solstice in the southern hemisphere) having nearly no irradiation contained in the low AOI range (0° to 30°) and more energy in the 30° to 50° range. Higher AOI (>50°) show no significant seasonality with respect to the irradiation distribution profiles presented.

From these results, it can be inferred that ARC CdTe could benefit from the greater amount of irradiation incident at oblique angles

**FIGURE 19** Global latitude-tilted irradiation distribution profile according to angle of incidence (AOI) for the PV system's location without the hourly shading filter (dark blue bars on the left), filtered for shading periods (middle medium blue bars), and amount of energy disregarded in the analysis (light blue bars on the right) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]



(A)



(B)

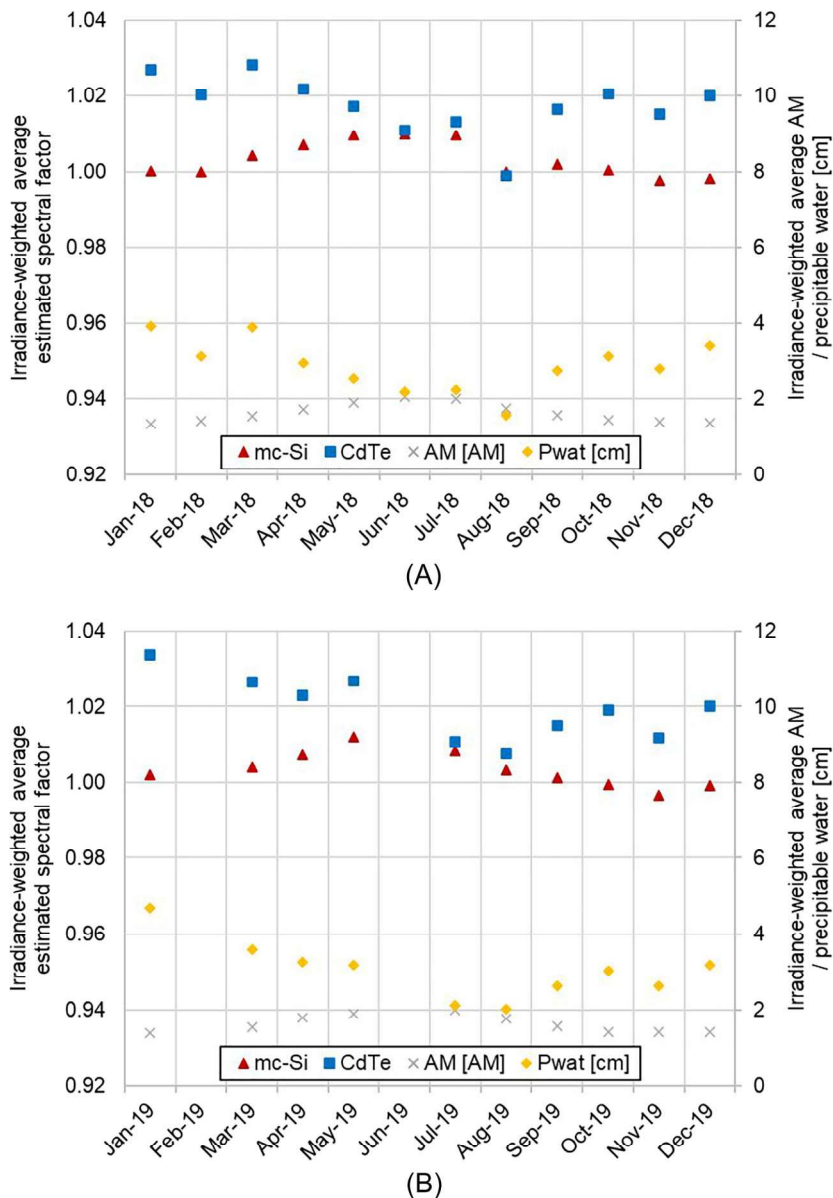
**FIGURE 20** Monthly global latitude-tilted irradiation distribution according to angle of incidence (AOI) for 2018 (A) and 2019 (B). Darker colors represent higher AOI values, while lighter colors represent lower AOI values. February and June 2019 should not be considered due to data unavailability for these months and therefore are marked with an asterisk on the x-axis [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

near the southern hemisphere's winter solstice (end of June). However, these gains could not be properly quantified, due to the lack of plane-of-array direct beam measurements. An analysis using global latitude-tilted irradiance showed an average monthly IAM advantage of 1.13% for CdTe and 1.34% for ARC CdTe in relation to mc-Si. These values ranged from 0.37% in October 18 to 1.13% in June 18 for CdTe, and from 0.58% to 1.34% in the same months for ARC CdTe. These IAM advantages can be significantly reduced for tracking systems where incidence angles are smaller and for IAM losses properly quantified using plane-of-array direct beam irradiance measurements.

### 3.2.4 | Spectral evaluation

A spectral evaluation was also performed in order to quantify the gains and losses due to the distinct spectral responsivity of mc-Si and CdTe PV technologies. The evaluation was done according to the two-parameter method previously described. Estimated irradiance-weighted spectral factors for 2018 and 2019 are shown in Figure 21A,B, respectively, along with irradiance-weighted air mass and precipitable water values.

Overall, CdTe presents a 2% spectral advantage over mc-Si due to the local blue-shifted spectral distribution. A seasonal analysis



**FIGURE 21** Estimated monthly irradiance-weighted average spectral factors for mc-Si (red triangles) and CdTe (blue squares), measured precipitable water (yellow diamonds) and calculated air mass (gray Xs) for 2018 (A) and 2019 (B) [Colour figure can be viewed at [wileyonlinelibrary.com](http://wileyonlinelibrary.com)]

shows a greater spectral advantage for CdTe in the summer (up to 3%), when irradiance-weighted average air mass values are smaller and precipitable water is more abundant in the atmosphere at the systems' location, shifting the spectral distribution of light towards lower wavelengths (blue). The opposite happens in the winter, when air mass values are greater due to the sun's lower trajectory and there is less humidity, due to local climate characteristics, leading to a slightly redder spectral distribution and thus small gains for mc-Si (around 1%).

### 3.2.5 | Soiling impacts

Finally, the last factor to be discussed that influence these PV systems' performance is soiling. As explained in the previous section, mild to moderate soiling acts as a blue filter on the surface of PV modules, meaning it has a greater negative effect on the performance of CdTe

systems than on mc-Si. Furthermore, Grammatico and Littmann<sup>16</sup> showed an annual average anti-soiling benefit of up to 25% for ARC-coated over bare CdTe in semi-arid and desert climates, a value that may be minimized in climates with favorable conditions for frequent rain events—such as the one found at this study's site location—but might still account for advantages for ARC-coated CdTe. These conditions might have influenced the performance of the systems throughout the year, especially during winter months when rain events are less frequent and less intense in Florianópolis.

### 3.2.6 | Performance overview

The performance impacts of the main environmental parameters affecting PV system efficiency, as discussed in this section, are summarized in Table 4. For parameters that could not be quantified, qualitative results are presented.

**TABLE 4** Average, maximum and minimum monthly performance impacts due to the main environmental parameters discussed in this section summarized for each PV system under study

Environmental parameter	mc-Si	CdTe	CdTe with ARC	Seasonality	Considerations	Method
Temperature losses	Avg: −5.5% Min: −2.4% Max: −8.7%	Avg: −3.6% Min: −1.6% Max: −5.6%	Avg: −3.6% Min: −1.6% Max: −5.6%	CdTe PV systems have a greater advantage in warmer months due to their lower temperature coefficient.	Even though CdTe modules reach higher operating temperatures, due to constructive characteristics, their lower temperature coefficient results in better performance for this technology in warm climates.	Due to the lack of measured module temperature data, temperature losses were calculated from module temperature estimated through Ross's model <sup>36</sup> with the coefficients proposed by Segado et al. <sup>38</sup> Temperature coefficients on power obtained from the PV modules' datasheets.
Weak-light performance	Avg: −0.3% Min: −0.1% Max: −0.6%	Avg: +1.1% Min: +0.7% Max: +1.6%	Avg: +1.1% Min: +0.7% Max: +1.6%	No significant seasonal behavior.	Weak-light performance varies not only according to PV technology, but also depending on other module-level constructive characteristics.	Estimate done based on the global latitude-tilted irradiance distribution. For mc-Si systems, a performance loss of 5% in irradiance levels below 200 W/m <sup>2</sup> was considered. <sup>45</sup> For the CdTe PV systems, an overperformance of about 5% in irradiance levels between 100 and 500 W/m <sup>2</sup> was considered. <sup>10</sup>
AOI effects	Avg: −1.5% Min: −1.2% Max: −1.8%	Avg: −0.8% Min: −0.6% Max: −1.1%	Avg: −0.6% Min: −0.4% Max: −1.1%	More accentuated differences close to the winter solstice (June and July) due to higher incidence angles.	For a more accurate analysis plane-of-array direct beam measurements should be taken into consideration.	Basic estimate using global latitude-tilted irradiance and IAM profiles extracted from the PV modules' PAN files provided by the manufacturers.
Spectral evaluation	Avg: +0.3% Min: −0.3% Max: +1.2%	Avg: +1.8% Min: −0.1% Max: +3.4%	Avg: +1.8% Min: −0.1% Max: +3.4%	Greater gains for CdTe in the summer due to lower AM and higher humidity.	Spectral advantage for CdTe systems due to this PV technology's blue-biased spectral response, which matches the site's blue-shifted spectrum.	Spectral factors estimated using the two-parameter method proposed by Lee and Panchula <sup>55</sup> and satellite precipitable water data. <sup>58</sup>
Soiling impact	Low	High	Medium	Soiling impacts the systems the most in the winter months, due to less frequent rain events.	Soiling acts as a blue filter for incoming irradiance, resulting in a greater impact for blue-biased CdTe systems. ARC might reduce soiling losses on CdTe due to the coating's hydrophilic nature. <sup>16</sup>	Qualitative analysis based on literature findings. <sup>16,25–27</sup>

## 4 | CONCLUSIONS

Three ground-mounted fixed-tilt PV systems were analyzed in this study in order to evaluate the performance of CdTe, CdTe with ARC and mc-Si PV technologies. The PV systems used in this study are installed at the *Fotovoltaica*-UFSC Solar Energy Research Laboratory in Florianópolis, southern Brazil (27°S, 48°W, Cfa climate according to Köppen-Geiger classification).

The systems used in this analysis are subject to shading during certain times of the day and year by nearby obstacles. An hourly shading analysis was done, in order to identify periods when one or more of the PV systems was subject to shading. This shading analysis was used to establish daily filtering periods for the performance evaluation. It is important to highlight that the filtering method applied in this study brought no significant biases to the performance analyses.

The IV curve tests performed in the PV systems under study showed for all three systems, within measurement uncertainties, measured power according to the expected for 2-year-old PV systems: 2303 W for mc-Si (98% of nominal peak power), 2067 W for CdTe (94% of nominal peak power), and 2205 W for CdTe with ARC (100% of nominal peak power). The results of the IV curve tests do not suggest signs of accentuated degradation in any of the three PV systems under study. A soiling analysis yielded results within measurement uncertainties for mc-Si and CdTe. Due to restrictions in cleaning procedures for the ARC CdTe modules, this system could not be thoroughly cleaned and a soiling ratio was not calculated.

Overall, CdTe with ARC system presented the best performance throughout the years analyzed, with an annual yield of 1234 and 1162 kWh/kWp for 2018 and 2019, respectively. Results also showed that mc-Si system presented an annual yield of 1168 kWh/kWp for 2018 and a yield of 1114 kWh/kWp for 2019, while, CdTe system presented an annual yield of 1182 kWh/kWp for 2018 and a yield of 1113 kWh/kWp for 2019. On average, ARC CdTe performed 5% better than mc-Si for the analyzed period, with monthly differences ranging from -0.3% to 9.8%. Meanwhile CdTe presented a performance advantage of 0.5% over the reference crystalline silicon system, ranging from -3.5% to 5.3%.

The main environmental parameters that affect the performance of PV systems were analyzed considering the differences among the evaluated systems: temperature, spectrum, angle of incidence, weak-light responsivity, and soiling impact. In warmer months, due to the lower temperature coefficient of CdTe modules (-0.28%/°C vs. -0.45%/°C for mc-Si), the CdTe and CdTe with ARC systems present a better performance in comparison to the reference mc-Si system. Overall, estimated temperature losses were 2% higher for mc-Si, with monthly differences reaching 3% in the summer.

The PV systems analyzed in this study have different behavior when exposed to weak-light conditions: while the mc-Si modules present an accentuated underperformance at low irradiance levels, CdTe

demonstrates a performance gain at irradiances ranging from 100 to 500 W/m<sup>2</sup>. Based on these findings and latitude-tilted global irradiance measurements, the impact of weak-light performance was estimated, showing an average performance advantage of 1.4% for CdTe, with no significant seasonal behavior.

Incidence angle losses were also estimated using global tilted irradiance measurements. Results showed an average monthly IAM advantage of 1.13% for CdTe and 1.34% for ARC CdTe, over the reference mc-Si system, with accentuated differences close to the southern hemisphere's winter solstice (end of June) due to a greater amount of energy incident at oblique angles. It is expected that these gains can be substantially reduced for tracking systems, where incidence angles are much lower all throughout the day. For a more reliable quantification of IAM losses, plane-of-array direct beam measurements should be adopted in the calculations.

Due to its higher band gap value when compared to mc-Si systems (1.5 eV for CdTe vs. 1.1 eV for Si), CdTe has a blue-shifted spectral response that guarantees spectral gains for CdTe PV systems installed in Brazil. The results of the spectral evaluation showed that, overall, CdTe presents a 2% spectral advantage over mc-Si for the study's location. The evaluation also showed a seasonal behavior for the spectral impacts on the systems under study: in the summer months, when the spectral distribution of light shifts towards lower wavelengths (blue) due to smaller AM values and higher humidity, CdTe has a greater spectral advantage (up to 3%); while in the winter, when a redder spectral distribution occurs due to larger AM and less precipitable water in the atmosphere, mc-Si performs slightly better (spectral gains around 1%).

More generally, the findings presented in this paper are consistent with previous research, showing that CdTe has a performance advantage over traditional monofacial crystalline silicon technologies in warm and sunny climates. With the recent exponential advances in module and cell level optimization of crystalline silicon and CdTe modules, future work should take into consideration newer and improved modules of these two prominent PV technologies, in order to further investigate their performance advantages in different climatic conditions.

## ACKNOWLEDGEMENTS

The authors wish to acknowledge with thanks the financial support of the Brazilian Electrical Energy Regulatory Agency (ANEEL), through R&D project grants from ENGIE, ENEL, CPFL, and STATKRAFT. Furthermore, the authors wish to acknowledge with thanks First Solar, for providing the CdTe PV modules used in this study.

The authors wish to thank their colleague Clarissa Zomer for working on the shading analysis of the PV systems used in this study. The authors also wish to thank their colleagues at the *Fotovoltaica*-UFSC research laboratory who did not participate in this research directly, but who helped install and maintain the PV systems and sensors used in the study, and also for the many fruitful discussions on the subjects addressed in this paper.

Marília Braga acknowledges the Brazilian Post-Graduate council CAPES for a doctoral scholarship.



## DATA AVAILABILITY STATEMENT

The data that support the findings of this study are available from the corresponding author upon reasonable request.

## ORCID

Anelise Medeiros Pires  <https://orcid.org/0000-0002-3626-3510>

Marília Braga  <https://orcid.org/0000-0003-3558-6059>

Ricardo Rütther  <https://orcid.org/0000-0003-1240-796X>

## REFERENCES

- Fraunhofer ISE. (2020) Photovoltaics report—2020. (June)1–50.
- Strevel, N. (2017) The optimal PV module size.
- Munshi AH, Sasidharan N, Pinkayan S, Barth KL, Sampath WS, Ongsakul W. Thin-film CdTe photovoltaics—the technology for utility scale sustainable energy generation. *Sol Energy*. 2018;173(July): 511–516.
- Alvares CA, Stape JL, Sentelhas PC, De Moraes Gonçalves JL, Sparovek G. Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorol Z*. 2013;22(6):711–728.
- Braga, M., Campos, R.A., Nascimento, L.R., Rütther, R., and Santos, E. M. (2018) Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas em Irecê, BA. *VII Congr. Bras. Energ. Sol*.
- Braga, M., Pires, A.M., Zomer, C.D., and Rütther, R. (2020) Performance comparison among multicrystalline silicon, anti-reflective coated and bare cadmium telluride photovoltaic technologies in Southern Brazil. *Proc. ISES Sol. World Congr. IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019*, 703–713.
- Campos RA, Nascimento LR, Braga M, Simões G, Rütther R. Performance assessment of PV technologies and complementarity of utility-scale PV and wind power plants in Brazil. *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Convers. (A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, 1173–1178. 2018.
- Nascimento LR, Campos RA, Rütther R, Simões G. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar 2016*;8.
- Nascimento LR, Braga M, Dolla R, Campos RA, Rütther R. PV systems in warm and sunny climates: performance assessment of commercially available solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in the Brazilian energy mix. *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Convers. (A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, 103–108. 2018.
- Nascimento LR, Braga M, Campos RA, Naspolini HF, Rütther R. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. *Renew Energy*. 2020;146:1070–1082.
- Zomer C, Custódio I, Antonioli A, Rütther R. Performance assessment of partially shaded building-integrated photovoltaic (BIPV) systems in a positive-energy solar energy laboratory building: architecture perspectives. *Sol Energy*. 2020;211(December 2019):879–896.
- Nann S, Emery K. Spectral effects on PV-device rating. *Sol Energy Mater Sol Cells*. 1992;27(3):189–216.
- Rütther R, Livingstone J. Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. *Sol Energy Mater Sol Cells*. 1994;36(1):29–43.
- Braga, M., Nascimento, L.R., and Rütther, R. (2019) Spectral impacts on the performance of mc-Si and new-generation CdTe photovoltaics in the Brazilian Northeast. *2019 IEEE 46th Photovolt Spec Conf*, 1226–1231.
- Braga M, Nascimento LR, Rütther R. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. *Sol Energy*. 2019;188(August): 976–988.
- Grammatico, M.A., and Littmann, B.W. (2016) Quantifying the anti-soiling benefits of anti-reflective coatings on first solar cadmium telluride PV modules. *2016 IEEE 43rd Photovolt. Spec Conf*, 1697–1701.
- Passow K. Commercial test of anti-reflective coating on first solar cadmium telluride PV modules. *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Convers. (A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, 2709–2712. 2018.
- Pereira EB, Martins FR, de Abreu SL, Rütther R. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. Vol. 80. 2nd ed. São Paulo: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais; 2017.
- Lopes R. *Energia Solar Fotovoltaica: Panorama*; 2017 Oportunidades e Desafios.
- PV Magazine Latin America. 2019 10,1 GW de nova energia fotovoltaica para o Brasil até 2023.
- Deschamps EM, Rütther R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. *Sol Energy*. 2019;179(December 2018):106–118.
- IEC. (2016) IEC 62446-1:2016 photovoltaic (PV) systems—requirements for testing, documentation and maintenance—part 1: grid connected systems—documentation, commissioning tests and inspection.
- IEC. (2009) IEC 60891 photovoltaic devices—procedures for temperature and irradiance corrections to measured I–V characteristics.
- IEC. (2019) IEC 60904-7 photovoltaic devices—part 7: computation of the spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic devices.
- Qasem H, Betts TR, Müllejans H, AlBusairi H, Gottschalg R. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Prog Photovolt Res Appl*. 2014;22(2):218–226.
- John JJ, Rajasekar V, Boppana S, Chattopadhyay S, Kottantharayil A, Tamizhmani G. Quantification and modeling of spectral and angular losses of naturally soiled PV modules. *IEEE J Photovoltaics*. 2015;5(6): 1727–1734.
- Hickel, B.M., Deschamps, E.M., do Nascimento, L.R., Rütther, R., and Simões, G.C. (2016) Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos FV: revisão e medições de campo. *An. do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar—Belo Horizonte, 04 a 07 abril 2016*, 1–8.
- Zomer C, Rütther R. Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems—part 1: theoretical study. *Energ Buildings*. 2017;141: 69–82.
- IEC. (2016) IEC 61724-3:2016 photovoltaic system performance—part 3: energy evaluation method.
- Skoplaki E, Palyvos JA. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations. *Sol Energy*. 2009;83(5):614–624.
- Huld T, Gracia Amillo AM. Estimating PV module performance over large geographical regions: the role of irradiance, air temperature, wind speed and solar spectrum. *Energies*. 2015;8(6):5159–5181.
- Schweiger M, Jahn U, Herrmann W, Gerber A, Ulbrich C, Rau U. Energy yield of thin-film PV modules and the relevance of low irradiance, spectral and temperature effects. *Conf Rec IEEE Photovolt Spec Conf*. 2015;186:7–17.
- Huld T, Gottschalg R, Beyer HG, Topić M. Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. *Sol Energy*. 2010;84(2):324–338.
- Dash PK, Gupta NC, Rawat R, Pant PC. A novel climate classification criterion based on the performance of solar photovoltaic technologies. *Sol Energy*. 2017;144:392–398.
- Dash PK, Gupta NC. Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially available Photovoltaic Modules. *J Eng Res Appl*. 2015;5(1):148–151.
- Ross RG. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. *Proc. 12th IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 801–806. 1976.

37. Zomer CD, Costa MR, Nobre A, Rüther R. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. *Energy Buildings*. 2013;66:607-615.
38. Segado PM, Carretero J, Sidrach-de-Cardona M. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. *Prog Photovolt Res Appl*. 2015;23(10):1267-1282.
39. Randall JF, Jacot J. Is AM1.5 applicable in practice? Modelling eight photovoltaic materials with respect to light intensity and two spectra. *Renew Energy*. 2003;28(12):1851-1864.
40. Randall JF, Droz C, Goetz M, Shah A, Jacot J. Comparison of 6 photovoltaic materials across 4 orders of magnitude of intensity. *Proc. 17th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, 1 (October), 603-606. 2001.
41. Reich, N.H., Sark, W. van, Alsema, E., Kan, S.Y., Silvester, S., van der Heide, A., Lof, R.W., and Schropp, R. (2005) Weak light performance and spectral response of different solar cell types. *20th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, 4-7.
42. Reich NH, van Sark WGJHM, Alsema EA, et al. Crystalline silicon cell performance at low light intensities. *Sol Energy Mater Sol Cells*. 2009; 93(9):1471-1481.
43. Shen K, Li Q, Wang D, et al. CdTe solar cell performance under low-intensity light irradiance. *Sol Energy Mater Sol Cells*. 2016;144: 472-480.
44. Ahsan SM, Khan HA. Performance comparison of CdTe thin film modules with c-Si modules under low irradiance. *IET Renew Power Gener*. 2019;13(11):1920-1926.
45. Hanwha Solar. (2012) SF220 datasheet.
46. Grunow P, Lust S, Sauter D, et al. Weak light performance and annual yields of PV modules and systems as result of the basic parameter set of industrial solar cells. *19th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf.*, (June), 2190-2193. 2004.
47. Janke S, Pingel S, Litzenburger B, Dittrich J, Strasser M. Technology comparison of different types of solar cells and modules regarding weak light and yield performance. *28th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, (November 2014), 3251-3257. 2013.
48. Litzenburger B, Pingel S, Janke S, Held S, Alam R. Low Light Performance of solar cells and modules. *29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, (September), 3231-3236. 2014.
49. ASHRAE. ASHRAE Standard 93-77.
50. Souka AF, Safwat HH. Determination of the optimum orientations for the double exposure flat-plate collector and its reflections. *Sol Energy*. 1966;10(4):170-174.
51. First Solar. (2016) PD-5-442: module characterization—angle of incidence response of first solar modules.
52. King DL, Boyson WE, Kratochvill JA. Photovoltaic array performance model (SAND2004-3535). (December). 2004.
53. Polo J, Alonso-Abella M, Ruiz-Arias JA, Balenzategui JL. Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies. *Sol Energy*. 2017;142:194-203.
54. Looney EE, Liu Z, Classen A, et al. Representative identification of spectra and environments (RISE) using *k*-means. *Prog Photovolt Res Appl*. 2021;29(2):200-211. <https://doi.org/10.1002/pip.3358>.
55. Lee M, Panchula A. Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water. *43rd Photovolt. Spec. Conf.*, 1351-1356. 2016.
56. First Solar. PlantPredict.
57. NREL MIDC. SOLPOS calculator.
58. NASA. NASA Giovanni.
59. Ishii T, Otani K, Takashima T, Xue Y. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. *Prog Photovolt Res Appl*. 2013;21: 481-489.
60. First Solar. (2017) PD-5-445: module characterization—spectral response of FS series PV modules. 1-9.
61. First Solar. (2017) PD-5-804: FS-series PV module cleaning guidelines. 6.

**How to cite this article:** Pires AM, Braga M, Rüther R. Performance assessment of bare and anti-reflective coated CdTe photovoltaic systems in comparison to multicrystalline Si in Brazil. *Prog Photovolt Res Appl*. 2021;1-20. <https://doi.org/10.1002/pip.3446>

# AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FV DE CDTE COM E SEM ARC EM COMPARAÇÃO COM MULTI-SI MONOFACIAL NO SUL DO BRASIL

Anelise Medeiros Pires – anelisempires@gmail.com

Marília Braga

Ricardo Rütther

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

**Resumo.** O desempenho de três sistemas fotovoltaicos instalados no Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC) em Florianópolis-SC (27°S, 48°O, Classificação Climática Cfa Köppen-Geiger), foram analisados neste artigo. Este estudo tem como objetivo complementar uma análise prévia realizada, onde o desempenho de sistemas compostos por módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) (com e sem película antirreflexo - ARC), e de silício multicristalino (multi-Si) monofaciais foi avaliado entre os anos de 2018 e 2019, sendo que no presente estudo os anos de 2020 e 2021 são adicionados, completando um período de avaliação de quatro anos. Os resultados revelaram que o sistema de CdTe com ARC apresentou melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento anual em média 3,2% superior ao do sistema FV de multi-Si. Os novos resultados indicam ainda uma variação interanual no desempenho dos três sistemas avaliados, com um decaimento em suas produtividades. O sistema CdTe ARC apresenta uma tendência de decaimento no desempenho energético mais acentuada (10,9% ao longo dos quatro anos avaliados), que deve ser melhor investigada. Entre os fatores que podem estar ocasionando o decaimento na produtividade dos sistemas estão variações no entorno dos sistemas (aumentando perdas por sujidade e sombreamento) e degradação de potência dos módulos. Os resultados observados neste estudo corroboram com pesquisas anteriores, mostrando que o CdTe tem uma vantagem de desempenho em relação às tecnologias tradicionais monofaciais cristalinas em climas quentes e ensolarados, como os encontrados no Brasil.

**Palavras-chave:** Análise de Desempenho, Telureto de Cádmio (CdTe), Silício Multicristalino (multi-Si)

## 1. INTRODUÇÃO

Enquanto as tecnologias tradicionais de silício continuam dominando o mercado fotovoltaico (FV), com 95% da produção anual global em 2020, o telureto de cádmio (CdTe) está na liderança entre as tecnologias FV de filmes finos, com uma produção global de 6,1 GWp em 2020 (79% da produção de filmes finos) (Fraunhofer ISE, 2021). Esta predominância de mercado entre as tecnologias FV de filme fino pode crescer após a recente introdução da nova geração de módulos FV de CdTe de grande área com eficiência recorde de mais de 18%. (Strevel, 2017). Devido a seu menor coeficiente de temperatura e à resposta espectral mais azul quando comparado ao silício cristalino, sistemas de CdTe apresentam um bom desempenho em climas quentes, ensolarados e úmidos, predominantes em regiões próximas ao equador, o que torna a tecnologia uma opção muito interessante para aplicação em larga escala em climas como o brasileiro (Munshi *et al.*, 2018).

Braga *et al.* (2018, 2020), Campos *et al.* (2018), Nascimento *et al.* (2016, 2018, 2020) e Zomer *et al.* (2020) mostraram uma vantagem de desempenho para o CdTe sobre o multi-Si em climas quentes e ensolarados brasileiros. Esta vantagem de desempenho pode ser atribuída ao menor coeficiente de temperatura desta tecnologia e a uma resposta espectral azulada (Looney *et al.*, 2021; Braga *et al.*, 2019b; Braga *et al.*, 2019a). Além disso, o CdTe revestido com película anti-reflexo visa introduzir uma vantagem ainda maior a estes módulos FV, reduzindo as perdas de ângulo de incidência na incidência normal - aumentando a potência nominal do módulo e sua eficiência em condições padrão de teste - e também em outros ângulos, levando a um melhor desempenho em condições reais de operação, especialmente para sistemas fixos (Grammatico e Littmann, 2016; Passow, 2018).

Apesar das vantagens climáticas descritas para o CdTe, a tecnologia ainda não é muito explorada pelo mercado brasileiro (EPE, 2020). Entretanto, dados dos últimos leilões de energia mostram um aumento da potência média por módulo da tecnologia de CdTe desde 2018, indicando a utilização de módulos FV de CdTe de grande área, sendo que todos os novos projetos cadastrados em 2019 já utilizam a nova série de módulos de CdTe, resultando em uma potência média por módulo acima de 400 Wp (EPE, 2020).

Este estudo tem como objetivo complementar uma análise prévia realizada por Pires *et al.* (2021), onde o desempenho mensal e anual de sistemas FV fixos de multi-Si, CdTe e CdTe ARC instalados no Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC, [www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)) em Florianópolis-SC (27°S, 48°O, Cfa) (Alvares *et al.*, 2013) foi avaliado entre os anos de 2018 e 2019. O primeiro sistema FV é baseado em módulos de silício multicristalino (multi-Si) monofaciais; os outros

dois, em módulos de CdTe, sendo um deles revestido com película antirreflexo (ARC). A análise de Pires *et al.* (2021) indica uma vantagem de 5% para o sistema CdTe ARC em comparação ao sistema tradicional multi-Si de referência, sendo que o fator ambiental que mais contribuiu para este resultado foi a temperatura, seguida do conteúdo espectral da luz solar, que resultaram em ganhos de desempenho global estimados em 1,9% e 1,5%, respectivamente, para os sistemas de CdTe.

Ao avaliar o desempenho real medido dos sistemas fotovoltaicos, este estudo dá continuidade na análise das vantagens de desempenho do CdTe e CdTe ARC em relação ao tradicional multi-Si monofacial para climas quentes e ensolarados. A avaliação do comportamento do desempenho destas tecnologias a longo prazo para o clima brasileiro é de suma importância, visto que o Brasil é um mercado relevante para a indústria fotovoltaica, com grande recurso solar (Pereira *et al.*, 2017) e uma capacidade instalada de FV em rápido crescimento (PV Magazine Latin America, 2019; ABSOLAR, 2022).

## 2. METODOLOGIA

### 2.1 Sistemas avaliados e instrumentação

Dados de três sistemas FV (Fig. 1) foram analisados para avaliar o desempenho de módulos FV de CdTe, CdTe com película ARC e multi-Si. Os sistemas FV em questão estão instalados na cidade de Florianópolis-SC (27,4°S; 48,4°O), no Centro de Capacitação e Pesquisa em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC, [www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)). Florianópolis possui clima subtropical úmido (Cfa), de acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger (Alvares *et al.*, 2013), com verões quentes e úmidos, e invernos suaves a frios. Os sistemas são instalados em um local urbano dentro da ilha de Florianópolis, próximo ao mar (cerca de 800 m) e, portanto, estão expostos a condições de elevada umidade e a maresia.



Figura 1 - Imagem aérea do laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S; 48,4°O) (a), e vista dos sistemas em solo do laboratório, destacando os três sistemas analisados neste estudo (b).

É importante destacar que os sistemas analisados neste estudo foram instalados em 2016, e o período avaliado para o estudo foi 2018 a 2021. Portanto, supõe-se que qualquer estabilização inicial dos módulos de multi-Si e CdTe já foi alcançada antes do período de avaliação.

A Tab. 1 apresenta os principais parâmetros elétricos dos sistemas FV analisados neste trabalho. Todos os três sistemas possuem inversores idênticos e com baixo carregamento para reduzir as incertezas relativas à eficiência do inversor e precisão de medição, bem como evitar perdas por sobrecarregamento que poderiam interferir nas avaliações de desempenho.

Tabela 1 - Principais parâmetros elétricos dos sistemas FV analisados neste estudo.

Parâmetro	multi-Si	CdTe	CdTe ARC
Potência Nominal	235 Wp	110 Wp	110 Wp
Eficiência do Módulo	14,2%	15,3%	15,3%
Coefficiente de Temperatura	-0,45 %/°C	-0,28 %/°C	-0,28 %/°C
Módulos em Série	10	5	5
Strings em paralelo	1	4	4
Potência total do sistema	2,35 kWp	2,2 kWp	2,2 kWp
Potência nominal do inversor	2,5 kW	2,5 kW	2,5 kW
Orientação	0°	0°	0°
Inclinação	20°	18°	16°

O objetivo principal deste estudo é comparar o desempenho entre as tecnologias FV, portanto foram utilizados para as análises os parâmetros de energia do lado de corrente contínua (CC) dos sistemas, de modo a não levar em consideração

as perdas de conversão dos inversores. Os dados elétricos dos sistemas foram adquiridos dos inversores através de um *datalogger* Campbell CR6 com um intervalo de amostragem de segundos e armazenados como médias de um minuto. De acordo com o fabricante, as medidas elétricas dos inversores apresentam uma incerteza de 5%.

Além de parâmetros elétricos dos sistemas FV, dados ambientais também foram analisados para dar embasamento as discussões sobre as vantagens de desempenho das tecnologias FV. Os dados ambientais foram adquiridos por sensores instalados na estação meteorológica do laboratório Fotovoltaica-UFSC (Fig. 2). A temperatura ambiente e a umidade relativa foram aferidas por um sensor Lufft WS600 e a irradiância global inclinada por um piranômetro SMP11-V da Kipp & Zonen.



Figura 2 - Imagem aérea da estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O).

## 2.2 Avaliação de desempenho

**Análise de sombreamento.** Os sistemas analisados neste estudo estão sujeitos a sombreamento durante certos períodos do dia e do ano em função da presença de edifícios adjacentes e uma turbina eólica, como mostrado na Fig. 1.

O padrão de sombreamento causado pelos obstáculos difere de um sistema para outro, como pode ser presumido por suas localizações relativas às fontes de sombreamento. Além disso, as características construtivas dos módulos de cada uma das tecnologias FV analisadas resultam em comportamentos diferentes quando os módulos são expostos a sombreamento parcial: os módulos de multi-Si são divididos em *substrings* por diodos *bypass*, resultando assim em perdas não lineares devido ao sombreamento parcial, enquanto os módulos de CdTe não possuem diodos *bypass*, apresentando uma perda linear por sombreamento.

Levando estes fatores em consideração, é importante excluir da análise os momentos em que um ou mais dos sistemas analisados estão sujeitos a sombreamento, para garantir que padrões e comportamentos diferentes de sombreamento não interfiram nos resultados. A fim de identificar e quantificar padrões de sombreamento e perdas para os sistemas avaliados, um modelo 3D desenvolvido em SketchUp® foi analisado no software Ecotect®, utilizando a metodologia descrita em Zomer e Rüther (2017). É importante observar que a cerca localizada ao norte dos sistemas de CdTe é uma cerca provisória que ficou instalada entre março de 2020 e junho de 2021. De modo a manter a uniformidade dos períodos avaliados entre os anos analisados, e garantir o aproveitamento da maior janela de dados possível, o sombreamento causado pela cerca provisória não foi considerado no estudo de sombreamento realizado para estes sistemas. Sendo assim, o filtro de sombreamento não leva em consideração o efeito deste obstáculo provisório sobre o sistema de CdTe ARC durante este período.

A Fig. 3 mostra o padrão de sombreamento horário percentual para um ano completo obtido usando Ecotect® para cada sistema em estudo. É possível notar a partir dos percentuais apresentados que os sistemas são menos afetados pelo sombreamento durante o verão, quando o sol está mais alto no céu. A porcentagem de sombreamento anual obtida nesta análise foi de 10% para multi-Si, 11% CdTe e 8% para CdTe com ARC. Os resultados da análise de sombreamento horário foram usados para estabelecer os períodos de filtragem para a avaliação de desempenho neste estudo.

Dois opções de filtros de sombreamento foram consideradas para a avaliação de desempenho, ambas levando em conta a mesma janela de tempo para a análise dos três sistemas, permitindo sua comparação: filtro diária ou anual. Enquanto um filtro considerando a janela mais restrita sem sombreamento do ano todo permite uma comparação mensal dos dados, um filtro diário resulta em melhor utilização dos dados, especificamente no início da manhã e no final da tarde. Considerando que os sistemas FV avaliados neste estudo devem apresentar diferentes comportamentos espectrais e de ângulo de incidência, especialmente quando o ângulo de incidência e os valores de massa de ar são maiores (início e fim do dia), o filtro diário foi o escolhido para a análise. Mais detalhes sobre a o filtro de sombreamento utilizado nesta análise podem ser encontrados em Pires *et al.* (2021).

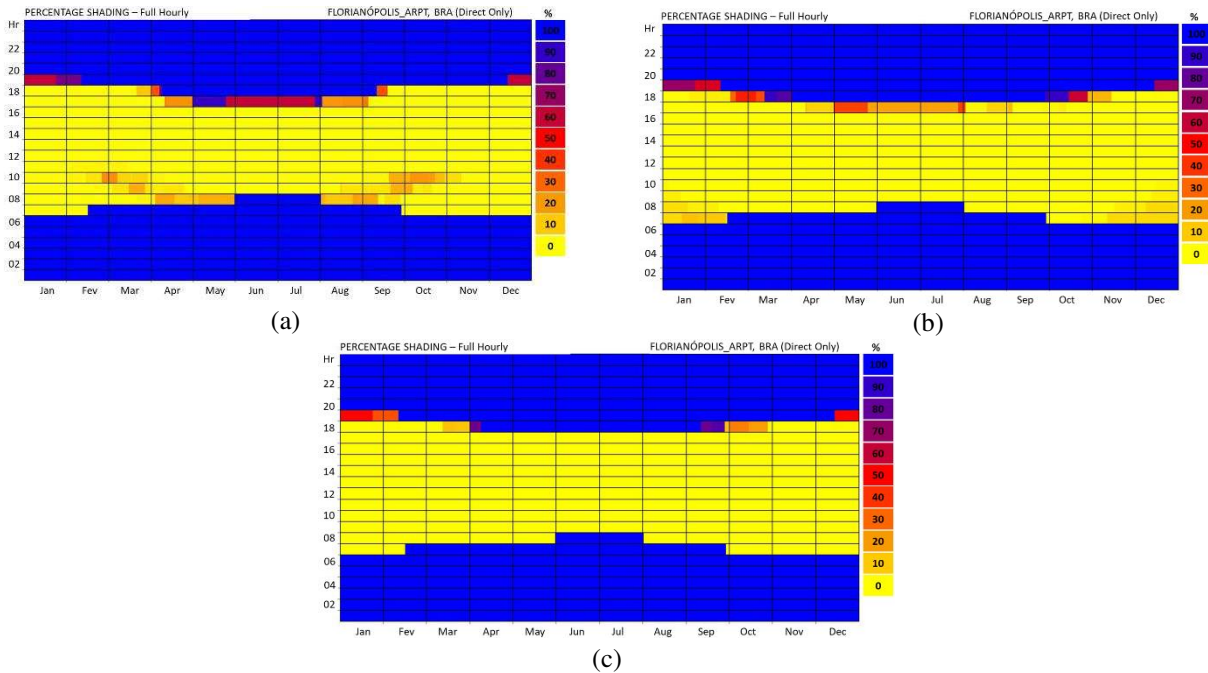


Figura 3 - Sombreamento horário obtido a partir de simulações do *software* Ecotect® para os três sistemas fotovoltaicos deste estudo: (a) multi-Si, (b) CdTe e (c) CdTe com ARC.

**Processamento de dados energéticos.** Como mencionado anteriormente, os dados elétricos dos três sistemas FV em avaliação neste estudo foram adquiridos de seus respectivos inversores com uma taxa de amostragem de segundos e armazenados como médias de um minuto. A Fig. 4 mostra um fluxograma representando todas as etapas realizadas para o processamento dos dados energéticos descritos nesta seção.

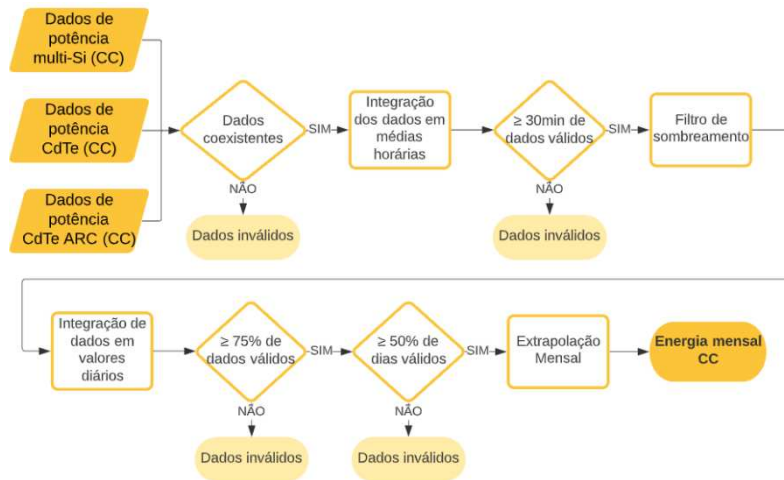


Figura 4 - Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia.

Para a avaliação de desempenho, apenas os momentos em que todos os sistemas estavam em operação normal e sob total incidência de irradiação foram considerados para a análise. As medições de potência CC foram integradas em médias horárias, resultando em valores de geração de energia horária, e apenas horas com 30 minutos ou mais de dados foram consideradas válidas. Nos dados horários, foi aplicado o filtro de sombreamento diário descrito na seção anterior, filtrando os momentos em que um ou mais dos sistemas FV avaliados é sombreado por objetos ou edifícios próximos. O mesmo filtro é aplicado a todos os sistemas FV, sempre considerando o pior padrão de sombreamento entre eles.

A energia horária foi então integrada em valores diários e apenas dias com pelo menos 75% dos dados esperados válidos foram considerados para o próximo passo. Os dados esperados aqui são definidos como o número de horas dentro da janela de tempo sem sombreamento em um dia. Por exemplo, se em um determinado dia, o sombreamento ocorre até 09:00, e então começa novamente às 17:00, os dados esperados são oito horas (das 09:00 às 17:00), e este dia só será considerado se tiver seis horas ou mais de dados válidos.

Os valores diários foram, por fim, integrados em valores mensais, e apenas meses com 50% de dias previstos ou mais foram considerados representativos desse período. Durante meses com dias válidos suficientes para serem considerados representativos, mas ainda incompletos, um multiplicador proporcional foi aplicado para encontrar um valor energético mais significativo para um mês inteiro de geração de energia. Por exemplo, se um mês apresenta 31 dias, mas

apenas 27 deles são considerados válidos, o valor da energia é multiplicado por um fator de 1,1481 (31 dividido por 27). Esta extrapolação, entretanto, foi aplicada da mesma forma para todos os três sistemas fotovoltaicos, não afetando suas diferenças de desempenho. A Fig. 5 mostra a disponibilidade simultânea mensal de dados para os três sistemas FV avaliados neste estudo no período avaliado. Os únicos meses considerados não representativos nas análises são maio de 2018, janeiro de 2019, janeiro de 2020 e novembro de 2021.

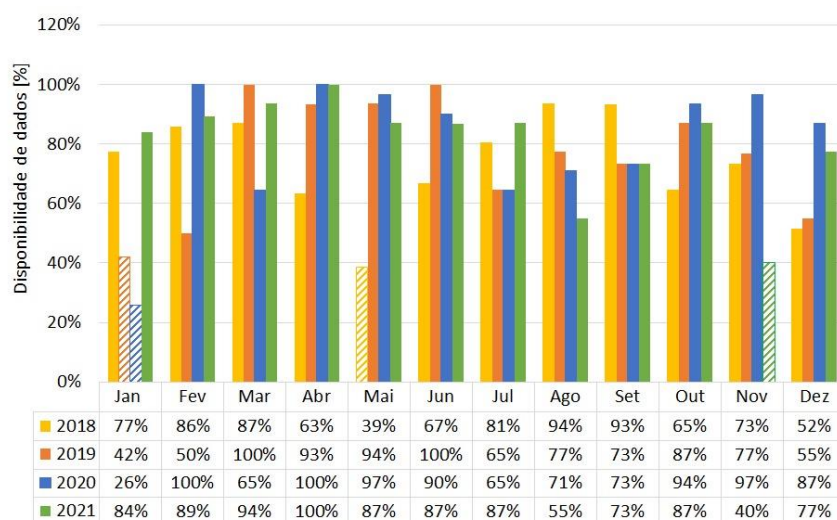


Figura 5 - Disponibilidade simultânea de dados para os três sistemas fotovoltaicos avaliados deste estudo no período analisado. Os meses considerados não representativos para a análise são mostrados como barras listradas.

**Produtividade (yield).** A avaliação de desempenho dos sistemas analisados neste estudo foi realizada utilizando o indicador de desempenho produtividade energética. A produtividade do sistema para um determinado período de tempo quantifica a produção de energia do gerador FV nesse mesmo período por unidade de potência instalada, conforme definição da IEC, (2016). Dado que a potência instalada é ligeiramente maior para o sistema de multi-Si (ver Tab. 1), a normalização proporcionada pela métrica de produtividade é a mais adequada para comparar o desempenho dos três sistemas, considerando que as diferenças no ângulo de inclinação dos sistemas FV é insignificante do ponto de vista de irradiação incidente nos planos dos sistemas.

**Estimativa de temperatura do módulo.** Espera-se que a temperatura desempenhe um papel importante no desempenho do sistema FV, sendo que algumas tecnologias FV de filme fino devem apresentar melhores resultados em climas quentes, como o brasileiro, devido a seu menor coeficiente de temperatura. (Schweiger et al., 2015; Nascimento et al., 2020; Dash e Gupta, 2015). Para quantificar as vantagens de temperatura do CdTe neste estudo, o modelo de Ross (Ross, 1976) foi usado para estimar a temperatura do módulo a partir da temperatura ambiente e irradiação no plano dos módulos (devido à falta de dados de irradiação no plano dos sistemas avaliados, foram utilizados dados para inclinação em latitude (27,4°), que para este local de baixa latitude não deve produzir diferenças significativas na irradiação; adicionalmente, os dados serão utilizados apenas para referência e não para o cálculo de figuras de mérito). O modelo também utiliza o coeficiente Ross, um valor constante dado em °C.m/W<sup>2</sup>, que depende, entre outros fatores, da tecnologia FV do módulo, forma, tamanho e montagem. Os valores dos coeficientes de Ross utilizados neste estudo foram obtidos de Segado *et al.* (2015) e são 0,024 °C.m/W<sup>2</sup> e 0,025 °C.m/W<sup>2</sup>, para os sistemas de multi-Si e CdTe, respectivamente. Assumiu-se que não há diferenças significativas de temperatura entre os dois sistemas de CdTe, devido a suas características construtivas quase idênticas e tipo de montagem e localização; assim, apenas uma temperatura estimada foi calculada para ambos os sistemas. As temperaturas dos módulos foram estimadas na base horária e filtradas para horários de sombreamento assim como os demais dados da análise. A integração destes dados em valores mensais e anuais ocorre através de médias ponderadas pela irradiação, para representar melhor o impacto da temperatura nos momentos em que a geração FV é mais significativa. Apenas meses com pelo menos metade dos dias válidos foram considerados representativos para as análises.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Fig. 6 apresenta os resultados de produtividade (*yield*) anual para os três sistemas FV em análise neste estudo. É importante destacar que os valores de produtividade aqui apresentados não devem ser comparados com resultados anteriores encontrados na literatura devido ao processo de filtragem de dados, que exclui várias horas do dia da análise para atenuar os efeitos de sombreamento parcial que afetam os sistemas FV. Em geral, é possível observar que o sistema de CdTe com ARC apresenta o melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento anual em média 3,2% superior ao do sistema de multi-Si. Os resultados mostram que o sistema de CdTe com ARC apresentou um desempenho anual 5,6% superior ao multi-Si para 2018, 4,4% superior para 2019, 2,1% para 2020 e 1,4% para 2021, enquanto o sistema CdTe apresentou um desempenho anual 1,2% superior à tecnologia multi-Si para 2018, um

desempenho muito semelhante ao multi-Si em 2019 e para 2020 e 2021, cerca de 0,9% abaixo da referência. A média das temperaturas estimadas para os módulos de multi-Si foi de 38,6°C para o período analisado; enquanto os sistemas CdTe apresentaram uma temperatura estimada ligeiramente mais alta, devido às características construtivas dos módulos 39,2°C.

Observa-se ainda um decaimento anual do desempenho dos três sistemas avaliados, sendo que o sistema de CdTe com ARC apresenta uma tendência mais acentuada, com uma redução de 10,9% ao longo dos quatro anos analisados, seguido pelo sistema CdTe com uma redução de 9,1%, e multi-Si com uma redução de 7,2% entre o primeiro e o último ano analisados. Para uma melhor identificação das causas do decaimento da produtividade dos sistemas, a avaliação dos dados de produtividade em conjunto com dados ambientais é de suma importância, principalmente dados de irradiação e temperatura, fatores que mais afetam a produtividade de sistemas FV neste tipo de clima. É possível notar que apesar de haver variação na disponibilidade de recurso solar e na temperatura estimada para os módulos dos sistemas não há uma correlação entre estes fatores e a redução de produtividade observada nos sistemas. Sendo assim, este decaimento pode estar associado a uma degradação natural dos módulos FV ou ainda a variações no entorno do local de instalação dos sistemas.

O estudo anterior de Pires *et al.* (2021) mostra que em avaliação de potência medida através de ensaios de curva IV realizada em agosto de 2018 (aproximadamente dois anos após a instalação dos sistemas), os resultados não sugeriram sinais de degradação acentuada em nenhum dos sistemas, embora fosse possível já observar uma degradação visual da película antirreflexo dos módulos de CdTe com ARC. Os mesmos resultados revelam uma diferença de 6,2% da potência nominal entre os sistemas de CdTe, com módulos ARC apresentando uma potência de pico mais alta, apesar de ter a mesma potência nominal dos módulos sem película. No trabalho, Pires *et al.* (2021) discute que esta diferença pode ser parcialmente atribuída a uma subestimação por parte do fabricante em relação à durabilidade e aos ganhos do ARC, o que poderia ter levado a uma subestimativa (intencional ou não) da potência nominal desses módulos. Outra hipótese apresentada no trabalho de Pires *et al.* (2021) para esta diferença é uma redução do impacto de sujeira causada pelo ARC (Grammatico e Littmann, 2016), visto que os resultados são baseados em ensaios realizados com os módulos em estado natural de sujeira, uma vez que a remoção total de sujidade dos módulos com ARC não foi possível, consideradas as diretrizes de limpeza do fabricante. Este fator pode estar relacionado ao elevado desempenho de produtividade do sistema de CdTe ARC; entretanto, esta análise deve ser atualizada para uma melhor verificação da degradação da película antirreflexo, que pode estar associada ao decaimento mais acentuado da produtividade deste sistema ao longo do período avaliado. É importante destacar que, segundo informações do fabricante, a solução empregada na película antirreflexo em seus módulos mais recentes de CdTe é mais robusta e resistente aos processos de limpeza e intempéries, podendo apresentar uma degradação menos acentuada que a observada para este sistema.

Adicionalmente, mudanças do entorno dos sistemas podem ainda ter impactado as suas produtividades. Dentre as mudanças que podem ter afetado a produtividade dos sistemas, está o início de obras no terreno adjacente a localidade do estudo em meados do mês de abril de 2021, que alterou o solo de grama para areia, podendo ter influenciado na taxa de sujidade dos sistemas a partir deste mês. A presença de partículas soltas e deposição de sujeira sobre os módulos FV deve afetar mais a produtividade dos sistemas CdTe em função da resposta espectral da tecnologia (Hickel *et al.*, 2016; Qasem *et al.*, 2014); pode ainda ser destacado que, apesar das perdas por sujeira serem reduzidas em função da película antirreflexo (Grammatico e Littmann, 2016), neste caso em específico o sistema CdTe ARC pode ser mais afetado pela sujeira, em função de sua maior proximidade ao canteiro. Este tema será abordado em trabalho de análise comparativa entre taxas de sujidade para módulos de multi-Si e CdTe em Florianópolis-SC sendo desenvolvido por membros da equipe Fotovoltaica-UFSC para publicação também no IX CBENS.

Por fim, a produtividade dos sistemas de CdTe pode ainda ter sido afetada pela instalação de um tapume próximo aos sistemas (Fig. 1a) entre os meses de março de 2020 e junho de 2021, que teria afetado de forma mais acentuada o sistema CdTe ARC, pela sua maior proximidade. Análises de sombreamento e avaliação de curvas de potência para dias limpos devem ser realizadas para averiguar a extensão das perdas por sombreamento dos sistemas devido a interferência deste obstáculo.



Figura 6 - Produtividade anual no período analisada para os três sistemas FV avaliados neste estudo, temperatura estimada do módulo média ponderada pela irradiação e irradiação média diária inclinada (27,4°).



A fim de avaliar em detalhe as variações entre o desempenho dos sistemas FV em estudo, uma análise mensal e anual das diferenças de produtividade dos sistemas de CdTe e CdTe com ARC em relação ao sistema de multi-Si de referência é apresentada na Fig. 7. A análise de dados mensais é realizada de forma relativa pois o filtro de sombreamento diário aplicado resulta em diferentes períodos de integração para cada dia do ano, resultante da localização dos obstáculos e da posição do sol, o que significa que as diferenças de produtividade absolutas observadas entre os meses não estão atribuídas apenas a variações sazonais, mas também a diferentes intervalos de tempo sem sombreamento. Entretanto, considerando que os períodos de integração são os mesmos para todos os sistemas todos os dias do ano, as diferenças sazonais entre eles podem ser analisadas, tendo em mente que para os meses de inverno o período analisado é mais restrito no início da manhã e no final da tarde, períodos em que as condições ambientais poderiam ter beneficiado um ou mais sistemas fotovoltaicos. Na Fig. 7 são ainda apresentadas as médias mensais de temperatura ambiente ponderada pela irradiância.

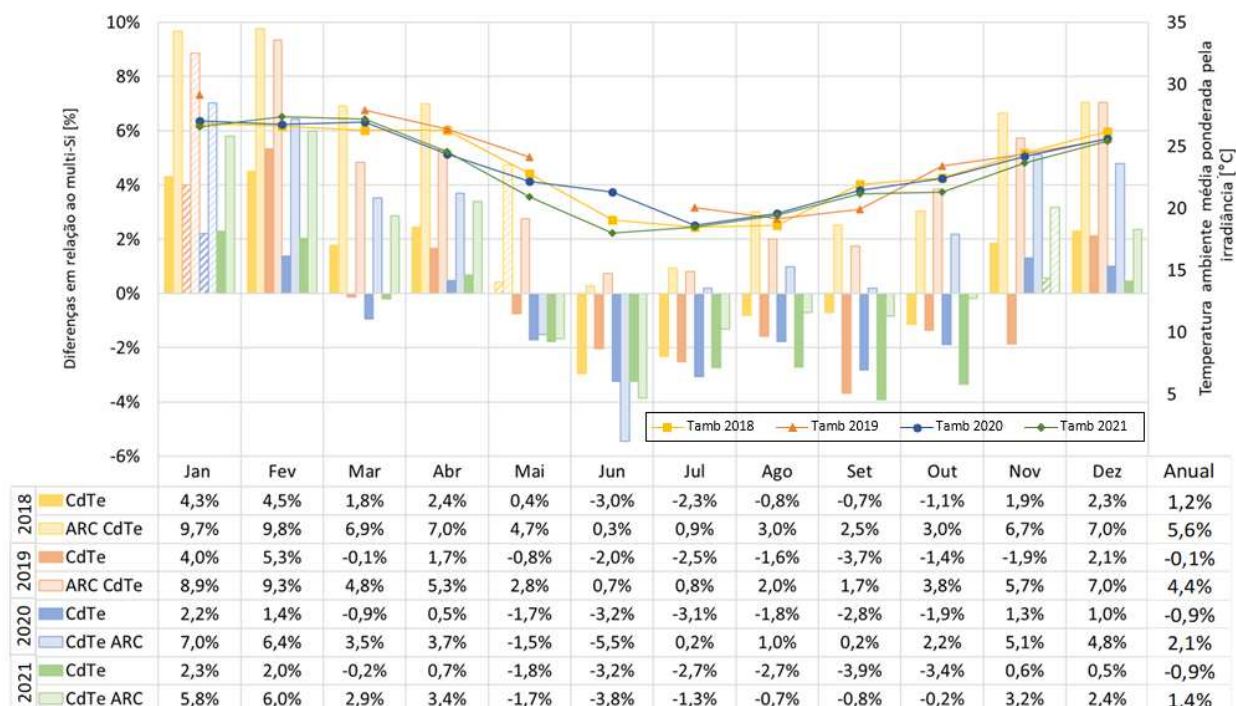


Figura 7 - Diferença de produtividade energética mensal e anual dos sistemas CdTe e CdTe com ARC em relação ao sistema multi-Si, durante o período analisado. Os meses considerados não representativos para a análise são mostrados como barras listradas.

As diferenças relativas de produtividade mensais entre os sistemas apresentaram uma sazonalidade, com sistemas de CdTe se sobressaindo nos meses mais quentes, em função das vantagens relativas a perdas por temperatura e resposta espectral, conforme já apresentado. Apesar da variação sazonal de sua vantagem energética em relação ao multi-Si, o sistema CdTe ARC apresenta ganhos em relação ao sistema de referência mesmo em meses menos favoráveis a tecnologia, com exceção dos meses de maio a junho de 2020 e de maio a outubro de 2021. É importante notar que, conforme mencionado anteriormente, este sistema teve seu desempenho afetado pelo sombreamento de uma cerca entre os meses de março de 2020 e junho de 2021, sendo este intensificado em meses de inverno; portanto, os resultados de desempenho desta tecnologia neste período não devem ser levados em consideração. Adicionalmente, o início de obras em terreno adjacente em abril de 2021, conforme também já descrito, pode ter afetado mais a produtividade dos sistemas CdTe ARC em função de sua maior proximidade ao canteiro. Ainda assim, o sistema CdTe ARC apresenta rendimento relativo abaixo dos anos anteriores, mostrando uma clara tendência de degradação, mesmo para meses sem impacto do sombreamento. Esta degradação pode estar associada não apenas ao material semicondutor, mas também à película antirreflexo dos módulos deste sistema, conforme já discutido, sendo necessária uma nova avaliação de potência para avaliação da degradação dos sistemas.

O sistema de CdTe, desde o princípio apresenta desempenho inferior ao do sistema CdTe ARC, superando o sistema multi-Si apenas para meses em que a tecnologia possui vantagens climáticas, como os meses de verão. A diferença de desempenho entre os sistemas CdTe ARC e CdTe pode ser atribuída a uma maior potência real do sistema ARC, conforme apresentado anteriormente. O sistema CdTe também vem apresentando um decaimento em seu desempenho, sendo que este não apresenta uma tendência tão linear quanto o sistema CdTe ARC, fato que pode estar associado a uma degradação mais intrínseca da tecnologia, e não à degradação da película antirreflexo, como pode ser o caso do sistema CdTe ARC. Novamente, vale destacar que apenas uma nova análise de potência dos módulos permitirá uma conclusão mais fidedigna sobre a degradação dos sistemas avaliados.

Como principal parâmetro ambiental que afeta o desempenho e, portanto, os valores de produtividade dos sistemas FV, os perfis anuais de temperatura ambiente média ponderada pela irradiância para 2018, 2019, 2020 e 2021 são mostrados na Fig. 7. Pode ser observada uma correlação entre a sazonalidade da temperatura e as variações nas diferenças de desempenho dos sistemas. O CdTe e o CdTe ARC apresentam um melhor desempenho, em comparação com o sistema multi-Si em meses mais quentes. Esta expectativa corrobora o perfil sazonal obtido na Fig. 7, mostrando os sistemas CdTe operando melhor que o sistema multi-Si de referência nos meses de verão. Em estudo detalhado para os anos de 2018 e 2019, Pires *et al.* (2021), estimou que as perdas de energia devido à temperatura foram 2% maiores para multi-Si em relação ao CdTe, com diferenças de até 3% nos meses mais quentes.

Segundo avaliação apresentada em Pires *et al.* (2021) o segundo fator que mais impacta a geração destes sistemas é a distribuição espectral, sendo que o levantamento realizado para os anos de 2018 e 2019 indicou que a tecnologia de CdTe apresenta uma vantagem espectral 2% sobre o multi-Si devido à distribuição espectral local. Uma análise sazonal mostrou ainda uma maior vantagem espectral para o CdTe no verão (até 3%), quando os valores de massa de ar são menores e a água precipitável é mais abundante na atmosfera, deslocando a distribuição espectral da luz para comprimentos de onda mais baixos (azul); sendo que o contrário acontece no inverno, quando os valores da massa de ar são maiores devido à trajetória do sol e há menos umidade, devido às características climáticas locais, levando a uma distribuição espectral ligeiramente mais avermelhada e, portanto, a pequenos ganhos para multi-Si (cerca de 1%) (Pires *et al.*, 2021). Os resultados do presente estudo corroboram as análises anteriores, mostrando a mesma sazonalidade para os anos adicionais avaliados.

Outros fatores que podem interferir no desempenho dos sistemas avaliados são resposta de luz fraca e ângulo de incidência. O estudo de Pires *et al.* (2021) traz uma análise simplificada para efeitos do ângulo de incidência solar, mostrando uma vantagem média de 0,65% para o CdTe e 0,86% para o CdTe ARC em relação ao multi-Si, sendo que estes valores chegam a 1,13% e 1,34%, respectivamente para os dois sistemas, no mês de solstício de inverno, quando os ângulos de incidência são mais elevados. Estas vantagens relativas a ângulo de incidência podem ser significativamente reduzidas para sistemas em rastreadores, para os quais os ângulos de incidência são menores. Pires *et al.* (2021) avalia ainda os efeitos de luz fraca destes sistemas, os quais não apresentaram sazonalidade significativa, mas resultaram em uma vantagem de cerca de 1,4% para os sistemas de CdTe em relação ao sistema multi-Si, sendo importante destacar que o baixo desempenho de luz pode variar de acordo com as características construtivas do módulo, e não apenas com a tecnologia FV.

#### 4. CONCLUSÕES

O presente estudo avaliou o desempenho de sistemas de multi-Si, CdTe e CdTe ARC, instalados no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O, Cfa), entre os anos de 2018 e 2021, de forma a complementar estudo anterior apresentado por Pires *et al.* (2021). Em geral, o CdTe com ARC apresentou melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento anual em média 3,2% superior ao do sistema de multi-Si. Os resultados mostram que o sistema de CdTe com ARC apresentou um desempenho anual 5,6% superior ao multi-Si para 2018, 4,4% superior para 2019, 2,1% para 2020 e 1,4% para 2021, enquanto o sistema CdTe apresentou um desempenho anual 1,2% superior à tecnologia multi-Si para 2018, um desempenho muito semelhante ao multi-Si em 2019 e para 2020 e 2021, cerca de 0,9% abaixo da referência.

Os novos resultados indicam uma variação interanual no desempenho dos três sistemas avaliados, com um decaimento em suas produtividades. O sistema CdTe ARC apresenta uma tendência de decaimento no desempenho energético mais acentuada (10,9% ao longo dos quatro anos avaliados), que deve ser melhor investigada. Entre os fatores que podem estar ocasionando o decaimento na produtividade dos sistemas estão variações no entorno dos sistemas (mudanças no solo que podem estar afetando taxas de sujidade e adição de obstáculos que podem estar causando sombreamento), ou ainda degradação de potência dos módulos. Para identificação do impacto das variações do entorno, análises de sombreamento e avaliação de curvas de potência para dias limpos devem ser realizadas para averiguar a extensão das perdas por sombreamento dos sistemas devido a interferência deste obstáculo. Adicionalmente, medidas pontuais de potência realizadas através de ensaios de curva IV devem ser realizadas e comparadas a medidas anteriores já registradas para estes sistemas, a fim de identificar e quantificar a degradação de potência dos módulos. Ensaios adicionais de termografia infravermelha e eletroluminescência podem ainda auxiliar na identificação dos mecanismos de degradação associados.

De modo mais geral, os resultados apresentados neste trabalho são consistentes com pesquisas anteriores, mostrando que módulos de CdTe tem uma vantagem de desempenho em relação às tecnologias tradicionais monofaciais cristalinas em climas quentes e ensolarados. Contudo, a avaliação de longo prazo destes sistemas pode contribuir com resultados de taxa de degradação para estas tecnologias no clima brasileiro, reduzindo incertezas relacionadas a escolhas de tecnologias para usinas de grande porte.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através de subsídios para projetos de P&D da ENGIE, CTG, ENEL, CPFL e STATKRAFT. Além disso, os autores desejam agradecer à First Solar, pelo fornecimento dos módulos FV da tecnologia de CdTe utilizados neste estudo.

Os autores desejam agradecer a sua colega Clarissa Zomer por trabalhar na análise de sombreamento dos sistemas fotovoltaicos utilizados neste estudo. Os autores também agradecem aos colegas do laboratório Fotovoltaica-UFSC que não participaram diretamente desta pesquisa, mas que ajudaram a instalar e manter os sistemas fotovoltaicos e sensores usados no estudo, e também pelas discussões frutíferas sobre os assuntos abordados neste trabalho.

Marília Braga agradece ainda o apoio recebido da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) através de sua bolsa de doutorado.

## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. 2022. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico Janeiro/2022. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- 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*. vol. 22, n. 6, pp. 711–728. doi:10.1127/0941-2948/2013/0507.
- Braga, M., Campos, R. A., Nascimento, L. R., Rütther, R., Santos, E. M. 2018. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas em Irecê, BA. In VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado.
- Braga, M., Nascimento, L. R., Rütther, R. 2019a. Spectral Impacts on the Performance of mc-Si and New-Generation CdTe Photovoltaics in the Brazilian Northeast. In 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)., 1226–1231. Chicago, USA: IEEE. doi:10.1109/PVSC40753.2019.8981152.
- Braga, M., Nascimento, L. R., Rütther, R. 2019b. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. *Solar Energy*. vol. 188, n. August. Elsevier, pp. 976–988. doi:10.1016/j.solener.2019.06.073.
- Braga, M., Pires, A. M., Zomer, C. D., Rütther, R. 2020. Performance comparison among multicrystalline silicon, anti-reflective coated and bare cadmium telluride photovoltaic technologies in Southern Brazil. In Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019., 703–713. doi:10.18086/swc.2019.14.02.
- Campos, R. A., Nascimento, L. R., Braga, M., Simões, G., Rütther, R. 2018. Performance Assessment of PV Technologies and Complementarity of Utility-Scale PV and Wind Power Plants in Brazil. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)., 1173–1178. IEEE. doi:10.1109/PVSC.2018.8547259.
- Dash, P. K., Gupta, N. C. 2015. Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially available Photovoltaic Modules. *Journal of Engineering Research and Applications* www.ijera.com. vol. 5, n. 1, pp. 148–151. www.ijera.com.
- Empresa de Pesquisa Energetica (EPE). 2020. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. Fontes. <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>.
- Fraunhofer ISE. 2021. *Photovoltaics Report*.
- Grammatico, M. A., Littmann, B. W. 2016. Quantifying the anti-soiling benefits of anti-reflective coatings on first solar cadmium telluride PV modules. In 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)., 1697–1701. IEEE. doi:10.1109/PVSC.2016.7749913.
- Hickel, B. M., Deschamps, E. M., Nascimento, L. R. do, Rütther, R., Simões, G. C. 2016. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos FV: revisão e medições de campo. *Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de 2016.*, 1–8.
- IEC. 2016. IEC 61724-3:2016 Photovoltaic system performance - Part 3: Energy evaluation method.
- Looney, E. E., Liu, Z., Classen, A., Liu, H., Riedel, N., Braga, M., Balaji, P., Augusto, A., Buonassisi, T., Marius Peters, I. 2021. Representative identification of spectra and environments (RISE) using k-means. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. vol. 29, n. 2, pp. 200–211. doi:10.1002/pip.3358.
- Munshi, A. H., Sasidharan, N., Pinkayan, S., Barth, K. L., Sampath, W. S., Ongsakul, W. 2018. Thin-film CdTe photovoltaics – The technology for utility scale sustainable energy generation. *Solar Energy*. vol. 173, n. July. Elsevier, pp. 511–516. doi:10.1016/j.solener.2018.07.090.
- Nascimento, L. R., Braga, M., Campos, R. A., Napolini, H. F., Rütther, R. 2020. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. *Renewable Energy*. vol. 146, fevereiro. Elsevier Ltd, pp. 1070–1082. doi:10.1016/j.renene.2019.06.160.
- Nascimento, L. R., Braga, M., Dolla, R., Campos, R. A., Ruther, R. 2018. PV Systems in Warm and Sunny Climates: Performance Assessment of Commercially Available Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in the Brazilian Energy Mix. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)., 0103–0108. IEEE. doi:10.1109/PVSC.2018.8547687.
- Nascimento, L. R., Campos, R. A., Rütther, R., Simões, G. 2016. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro. In VI Congresso Brasileiro de Energia Solar., 8.
- Passow, K. 2018. Commercial Test of Anti-Reflective Coating on First Solar Cadmium Telluride PV Modules. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)., 2709–2712. IEEE.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L. de, Rütther, R., Abreu, S. L. de, Tiepolo, G.

- M., Pereira, S. V., Souza, J. G. de. 2017. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2a. Edição. São José dos Campos: INPE.
- Pires, A. M., Braga, M., Rütther, R. 2021. Performance assessment of bare and anti-reflective coated CdTe photovoltaic systems in comparison to multicrystalline Si in Brazil. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. vol. 29, n. 10, pp. 1105–1124. doi:10.1002/pip.3446.
- PV Magazine Latin America. 2019. 10,1 GW de nova energia fotovoltaica para o Brasil até 2023. Acessado 1-12-2019. <https://www.pv-magazine-latam.com/brasil-noticias/101-gw-de-nova-energia-fotovoltaica-para-o-brasil-ate-2023/>.
- Qasem, H., Betts, T. R., Müllejjans, H., AlBusairi, H., Gottschalg, R. 2014. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. vol. 22, pp. 218–226. doi:10.1002/pip.2230.
- Ross, R. G. 1976. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. In *Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.*, 801–806. Baton Rouge, LA.
- Schweiger, M., Jahn, U., Herrmann, W., Gerber, A., Ulbrich, C., Rau, U. 2015. Energy yield of thin-film PV modules and the relevance of low irradiance, spectral and temperature effects. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. vol. 2015-Augus, n. 186. IEEE, pp. 7–17. doi:10.1109/PVSC-Vol2.2013.7179241.
- Segado, P. M., Carretero, J., Sidrach-de-Cardona, M. 2015. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* vol. 23, n. 10, pp. 1267–1282. doi:10.1002/pip.2549.
- Strevel, N. 2017. The Optimal PV Module Size. First Solar. <http://www.firstsolar.com/Modules/Series-6>.
- Zomer, C., Custódio, I., Antonioli, A., Rütther, R. 2020. Performance assessment of partially shaded building-integrated photovoltaic (BIPV) systems in a positive-energy solar energy laboratory building: Architecture perspectives. *Solar Energy*. vol. 211, n. December 2019, pp. 879–896. doi:10.1016/j.solener.2020.10.026.
- Zomer, C., Rütther, R. 2017. Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems – part 1: Theoretical study. *Energy and Buildings*. vol. 141. Elsevier B.V., pp. 69–82. doi:10.1016/j.enbuild.2017.02.042.

#### **PERFORMANCE ASSESSMENT OF BARE AND ARC-COATED CDTE PV SYSTEMS IN COMPARISON TO MONOFACIAL MULTI-SI IN SOUTHERN BRAZIL**

**Abstract.** *The performance of three photovoltaic systems installed at the Photovoltaic Solar Energy Research Laboratory of the Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC) in Florianópolis-SC (27°S, 48°W, Cfa Köppen-Geiger climate classification), were analyzed in this paper. This study aims to complement a previous analysis carried out by the research group, where the performance of systems composed of cadmium telluride (CdTe) (with and without Anti-Reflective Coating - ARC), and monofacial multicrystalline silicon (multi-Si) photovoltaic modules was evaluated between the years 2018 and 2019; in the present study the years 2020 and 2021 are added, completing a four-year evaluation period. The results revealed that over the analyzed period, the CdTe PV system with ARC showed the best performance, with an annual energy yield about 3.2% higher than the multi-Si PV system. The new results also indicate an interannual variation in the performance of the three systems evaluated, with a decrease in their productivity. The CdTe ARC system shows a more pronounced decay trend in energy performance (10.9% over the four years evaluated), which should be further investigated. Among the factors that may be causing the decline in the productivity of the systems are variations in the surroundings of the systems (affecting soiling and shading losses) and power degradation of the modules. The results observed in this study corroborate previous research, showing that CdTe has a performance advantage over traditional crystalline monofacial technologies in hot and sunny climates such as those found in Brazil.*

**Key words:** *Performance Assessment, Cadmium Telluride (CdTe), Multicrystalline Silicon*