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

Anelise Medeiros Pires

Análise de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de CdTe com e sem ARC em comparação com multi-Si no sul do Brasil

Qualificação de mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina.
Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis
2022

RESUMO

O desempenho de três sistemas fotovoltaicos de inclinação fixa (PV) montados no Laboratório de Pesquisa de Energia Solar Fotovoltaica/UFSC em Florianópolis, sul do Brasil (27°S, 48°W, classificação climática Cfa Köppen-Geiger), foram analisados neste trabalho. Este estudo compara o desempenho dos módulos FV de filme fino de telureto de cádmio (CdTe) (ambos com e sem revestimento anti-reflexo - ARC), e dos sistemas FV multicristalinos de silício (multi-Si) durante dois anos completos de operação contínua. Os resultados revelaram que ao longo do período analisado, o CdTe com ARC apresentou o melhor desempenho, com um rendimento energético anual global 5% maior do que o sistema FV multi-Si de referência. A fim de avaliar o comportamento do desempenho dos três sistemas FV em estudo, foram analisados os principais parâmetros ambientais que afetam a eficiência dos sistemas FV: temperatura, espectro, ângulo de incidência, resposta à luz fraca e impacto da sujeira. Os níveis de irradiação para todos os sistemas FV foram idênticos, pois todos estão operando no mesmo local. A temperatura seguida pelo conteúdo espectral da luz solar apresentou os maiores impactos no desempenho, resultando em ganhos estimados de desempenho geral de 1,9% e 1,5%, respectivamente, para os sistemas CdTe. Estas descobertas são consistentes com pesquisas anteriores, mostrando que o CdTe tem uma vantagem de desempenho em relação às tecnologias tradicionais monofaciais cristalinas em climas quentes e ensolarados.

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

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 document. 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. 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 previous research, showing that CdTe has a performance advantage over traditional monofacial crystalline technologies in warm and sunny climates.

Keywords: PV performance; CdTe; mc-Si.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Produção de módulos FV por tecnologia de 1980 a 2020. (Editado de: Fraunhofer ISE, 2022) 14

Figura 2 – Participação dos módulos de filme fino na produção total de módulos FV. (Editado de Fraunhofer ISE, 2022) 15

Figura 3 – Efeito de diferentes temperaturas em curvas IV com irradiância de 1000 W/m² (CRESESB, 2014). 17

Figura 4 – Eficiência de diferentes tecnologias FV para diversos níveis de irradiância (Reich et al., 2005) 18

Figura 5 - Resposta espectral de tecnologias FV disponíveis comercialmente (Minnaert and Veelaert, 2014) 19

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). 21

Figura 7 - Imagem aérea da estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O). 23

Figura 8 – Registro fotográfico da sujeira acumulada nos três sistemas FV: multi-Si (a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). 25

Figura 9 – Padrões horários de sombreamento das 09:00 até 17:00 para março (a), junho (b), setembro (c) e dezembro (d) obtidos a partir do software Ecotect® para os três sistemas FV analisados: multi-Si (forma em L na cor cinza), CdTe (retângulo laranja) e CdTe com ARC (retângulo azul) 27

Figura 10 – Máscaras de sombreamento obtidas a partir do software Ecotect® para os três sistemas: multi-Si(a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). 27

Figura 11 - Sombreamento horário obtido com o software Ecotect® para os três sistemas analisados: multi-Si (a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c). 29

Figura 12 - Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia. 30

Figura 13 - 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 31

Figura 14 – IAM para multi-Si (triângulos em vermelho), CdTe (quadrados azuis) e CdTe com ARC (diamantes cinzas), de acordo com os fabricantes. 33

Figura 15 – Resposta espectral relativa para multi-Si (curva vermelha) e CdTe (curva azul), de acordo com os fabricantes. (Braga et al., 2019; Polo et al., 2017) 34

Figura 16 – Yield mensal e anual medidas para os três sistemas FV durante 2018 (barras em amarelo) e 2019 (barras em azul): multi-Si (cores mais escuras a esquerda), CdTe (cores médias ao meio) e CdTe com ARC (cores claras a direita). Meses não considerados para análise são maio de 2018 e janeiro de 2019 (mostrados como barras listradas). 38

Figura 17 – Energia mensal desprezada devido ao filtro de sombreamento. 39

Figura 18 – Diferença mensal e anual do Yield dos sistemas de CdTe com e sem ARC em relação ao multi-Si. 40

Figura 19 – Temperatura média estimada do módulo ponderada pela irradiância para os sistemas em estudo. 40

Figura 20 – Perda estimada por temperatura mensal e anual. 41

Figura 21 - Perfil de distribuição irradiação global sem o filtro de sombreamento de hora em hora (laranja escuro), para os horários filtrados (laranja médio) e para os horários descartados (laranja claro). 42

Figura 22 – Distribuição sazonal global da irradiação 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 de dados para esses meses. 43

Figura 23 - Perfil de distribuição irradiação global inclinada de acordo com o ângulo de incidência (AOI) para a localização do sistema FV sem o filtro de sombreamento horário (barras azuis escuras à esquerda), filtrado para períodos de sombreamento (barras azuis médias) e energia descartada da análise (barras azuis claras à direita) 44

Figura 24 - Distribuição mensal global da irradiação em latitude 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. 45

Figura 25 - Fatores espectrais médios mensais estimados de irradiação 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). 46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais parâmetros elétricos dos sistemas FV analisados neste estudo. 22

Tabela 2 – Coeficientes do método de dois parâmetros para multi-Si e CdTe. (Lee and Panchula, 2016) 35

Tabela 3 – Potência normalizada corrigida para STC dos ensaios de curva IV realizados nos três sistemas. 36

LISTA DE ABREVIATURAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FV	Energia Solar Fotovoltaica
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
Multi-Si	Multicristalino
CdTe	Telureto de cadmio
STC	Standard Test Conditions
SF	Spectral Factor
AM	Air Mass
AOD	Aerosol Optical Depth
ASTM	American Society for Testing and Materials

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 11
2 OBJETIVOS 12
2.1 Objetivo Geral 12
2.2 Objetivos Específicos 12
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 13
3.1 Energia Solar Fotovoltaica 13
3.2 Tecnologias Fotovoltaicas 13
3.3 Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos 15
3.3.1 Índices de desempenho 16
3.3.1.1 Produtividade (Yield) 16
3.3.2 Temperatura 16
3.3.3 Irradiação Solar 17
3.3.4 Resposta Espectral 18
4 METODOLOGIA 21
4.1 Avaliação de potência e sujeira 23
4.2 Avalição de desempenho 25
4.2.1 Análise de sombreamento 25
4.2.2 Processamento de dados 29
4.2.3 Análise de desempenho 31
4.2.4 Estimativa da temperatura do módulo 31
4.2.5 Avaliação de desempenho para baixas irradiâncias e ângulo de incidência 32
4.2.6 Avaliação espectral 34
5 RESULTADOS PRELIMINARES 35
5.1 Avaliação de potência e sujeira 35
5.2 Avaliação de desempenho 38
5.2.1 Perdas de temperatura 40
5.2.2 Desempenho com baixas irradiâncias 41
5.2.3 Ângulo de incidência dos efeitos 44

5.2.4 Avaliação espectral 46
5.2.5 Impactos da sujeira..... 47
REFERÊNCIAS..... 48

1 INTRODUÇÃO

Enquanto as tecnologias tradicionais de silício continuam a dominar o mercado da energia solar fotovoltaica (FV), com cerca de 95% da produção anual global em 2020, o telureto de cádmio (CdTe) está na liderança entre as tecnologias FV de filme fino, com uma produção global de 6,1 GWp em 2019 (78% da produção de película fina) (Fraunhofer ISE, 2022). Esta predominância de mercado entre as tecnologias de película fina pode crescer após a recente introdução da nova geração de módulos CdTe PV de película fina de grande área com eficiência recorde de mais de 18% (Strevel, 2017). Devido a seu menor coeficiente de temperatura e à resposta espectral azul-escuro quando comparado ao silício cristalino, o CdTe de filme fino tem um bom desempenho em lugares quentes, ensolarados, úmidos e céus azuis predominantes nas regiões de *sunbelt*, o que o torna o mais forte oponente tecnologias de silício cristalino para utilização em escala de utilização. [3].

Este estudo tem como objetivo analisar o desempenho mensal e anual de três sistemas FV de inclinação fixa, orientados ao norte em Florianópolis, Brasil (27°S, 48°W, Cfa) (Alvares et al., 2013) instalado em 2016 no Laboratório Fotovoltaica-UFSC da Universidade Federal de Santa Catarina. O primeiro sistema FV é baseado em módulos de silício multicristalino (multi-Si); os outros dois, em CdTe, sendo um deles revestido com película anti-reflexivo (ARC).

Braga et al., 2018; Braga et al., 2020; Nascimento et al., 2018; Do Nascimento et al., 2018; do Nascimento et al., 2020; 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 azul-esverdeada (Nann and Emery, 1992; R. Rüther and Livingstone, 1995; Braga et al., 2019). Além disso, o CdTe com ARC visa introduzir uma vantagem ainda maior a estes módulos, reduzindo as perdas de ângulo de incidência na incidência normal - aumentando a potência da placa de identificação do CdTe - e também em outros ângulos, levando a um melhor desempenho em condições reais de operação, especialmente para sistemas com inclinação fixa (Grammatico and Littmann, 2017; Passow, 2018).

Ao comparar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos da vida real, este estudo investiga ainda mais as vantagens de desempenho do CdTe e ARC CdTe em relação ao tradicional multi-Si para climas quentes e ensolarados. Nenhuma comparação entre estes três tipos de módulos fotovoltaicos foi realizada para o clima brasileiro, que 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, 2019).

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Este estudo tem como objetivo analisar e comparar o desempenho de sistemas FV de CdTe com e sem película ARC em comparação com multi-Si, avaliando os mecanismos relacionados às diferenças de desempenho encontrada.

2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste estudo são:

- Comparar o desempenho mensal e anual de três sistemas FV de inclinação fixa com tecnologias diferentes;
- Analisar os principais fatores ambientais que influenciam no desempenho dos sistemas FV em questão.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico (FV) é um processo 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 por este método é praticamente silenciosa, não poluente e utiliza uma fonte de energia renovável.

Em um sistema fotovoltaico, os equipamentos responsáveis por esta conversão são os módulos fotovoltaicos, os quais são construídos a partir de materiais semicondutores, sendo silício (Si) o mais utilizado. Além do silício, também são utilizados materiais como telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) (Ricardo Rüther, 2004; Parida et al., 2011; IEA, 2021).

3.2 Tecnologias Fotovoltaicas

De modo geral, as tecnologias FV são divididas na literatura em três categorias ou gerações. A primeira geração é formada por células construídas a partir de silício (Si), um dos materiais mais abundantes no mundo (Tyagi et al., 2013). As células de silício cristalino (c-Si), mono ou multi-cristalinas, possuem alta eficiência e são as células mais populares disponíveis no mercado atualmente. A segunda geração de células também utiliza silício, mas na forma amorfa (a-Si), além de outros materiais como o CdTe ou CIGS. Quando comparadas com células de silício cristalino, as células da segunda geração utilizam menos materiais e necessitam de menos processos em sua fabricação. Como requer menos materiais para fabricação, as células destas tecnologias são muito finas e por isso, os módulos FV desta geração são chamados de filmes finos. Os módulos de filme fino são mais baratos, contudo, menos eficientes em relação aos módulos de silício cristalino (Mesquita et al., 2019). Por fim, a terceira geração buscava por 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 *perovskite*. 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 (Parida et al., 2011; Nascimento, 2019; Green et al., 2019; Allouhi et al., 2022; Kant and Singh, 2022).

A Figura 1 apresenta a produção global anual em percentual por tecnologia de 1980 a 2020. É possível observar que as tecnologias pertencentes à primeira geração possuem a maior participação percentual do mercado, com cerca de 95% em 2020.

Entre as tecnologias da primeira geração, quem domina o mercado atualmente são os módulos de silício monocristalino, como pode ser visto na Figura 1. Já entre as tecnologias de filme fino, os módulos de CdTe possuem a maior fatia do mercado, como é apresentado na Figura 2.

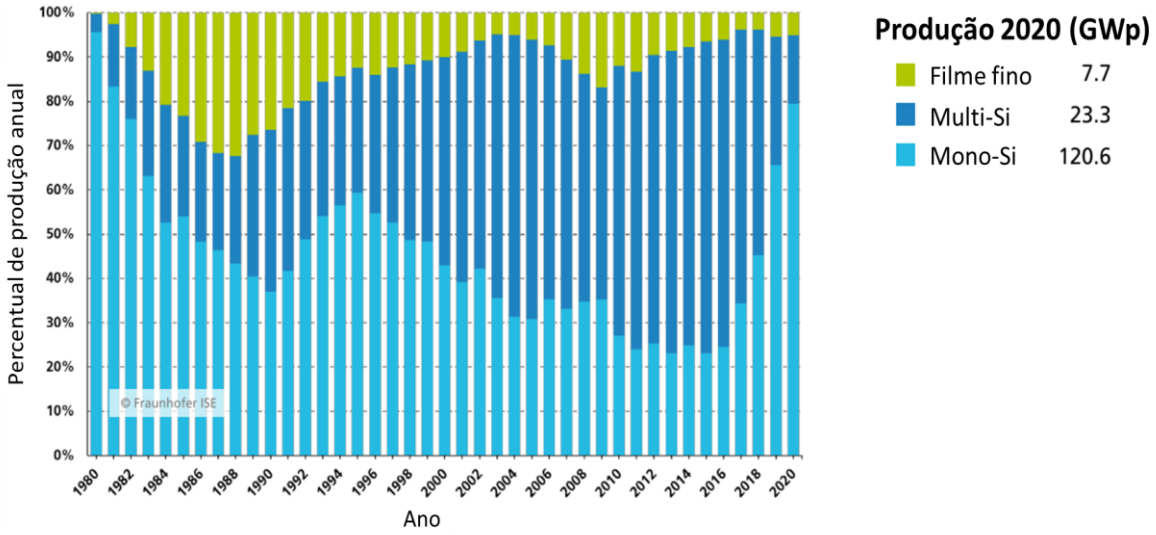


Figura 1 – Produção de módulos FV por tecnologia de 1980 a 2020. (Editado de: Fraunhofer ISE, 2022)

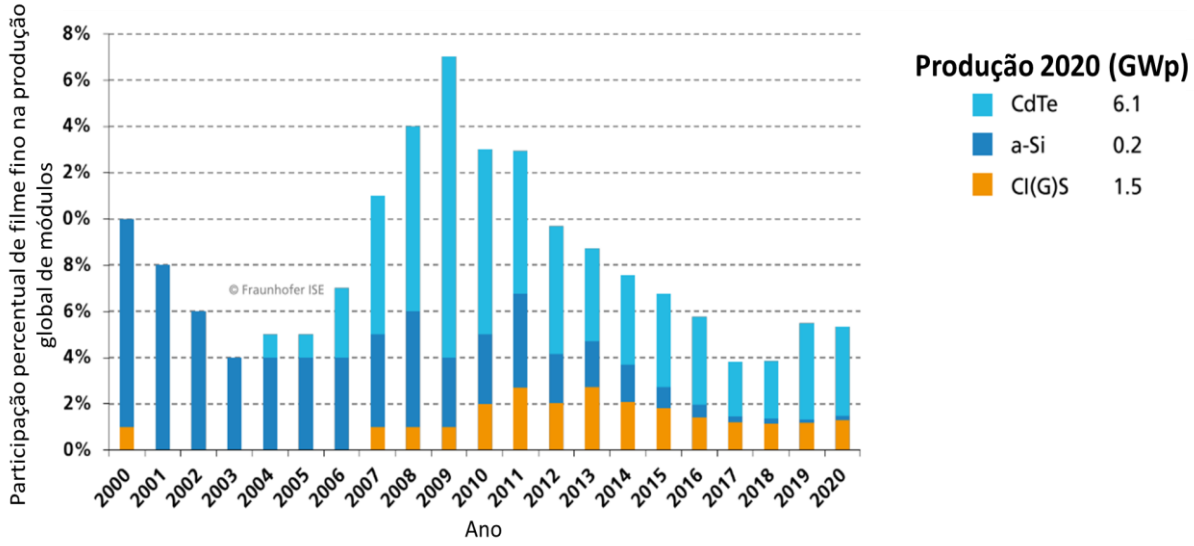


Figura 2 – Participação dos módulos de filme fino na produção total de módulos FV. (Editado de Fraunhofer ISE, 2022)

A eficiência de uma célula ou módulo FV é definida pela razão entre a potência máxima e o produto da área total do módulo (ou da célula) pela irradiância global em condições padrão de padrão de teste (*Standard Test Conditions* – STC) (ABNT, 2020). Os diferentes materiais utilizados na construção das células resultam em módulos fotovoltaicos com eficiências distintas. De modo geral, as tecnologias menos eficientes apresentam um menor custo de produção; entretanto, necessitam de uma área instalada maior (Villalva, 2012). Ao longo dos últimos 10 anos, a eficiência dos módulos comerciais de silício cristalino aumentou de cerca de 15% para 20%. Ao mesmo tempo, a eficiência dos módulos comerciais de CdTe aumentou de 9% para 19% (Fraunhofer ISE, 2022).

3.3 Desempenho de Sistemas Solares Fotovoltaicos

O desempenho de sistemas fotovoltaicos 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 sob os módulos FV. A maneira que estes fatores irão influenciar o desempenho dos sistemas é intrínseco de cada tecnologia FV, ou seja, algumas serão afetadas mais negativamente ou positivamente que outras em determinados aspectos.

3.3.1 Índices de desempenho

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

3.3.1.1 Produtividade (Yield)

A produtividade de um determinado período de tempo τ (Y_τ) é obtida pela razão entre a produção de energia de um sistema FV nesse mesmo período ($E_{i,\tau}$) pela potência instalada (P_i), como mostrado na Equação (1) (IEC, 2016a).

$$Y_\tau = \frac{E_{i,\tau}}{P_i} \quad (1)$$

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).

3.3.2 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. Esta redução de tensão é resultado da diminuição do *band-gap* do próprio semicondutor (Skoplaki and Palyvos, 2009; Huld and Gracia Amillo, 2015). O efeito do aumento de temperatura na tensão e corrente de módulos FV pode ser observado na Figura 3, onde são apresentadas curvas IV para diferentes temperaturas.

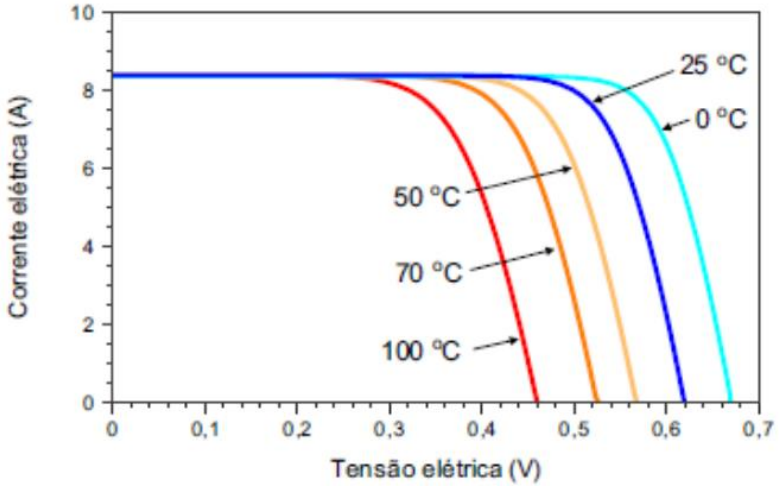


Figura 3 – Efeito de diferentes temperaturas em curvas IV com irradiância de 1000 W/m² (CRESESB, 2014).

A redução na eficiência em função da temperatura é determinada pelo coeficiente de temperatura, o qual varia para os diferentes tipos de tecnologias de módulos FV. Módulos de silício cristalino possuem coeficiente de temperatura maior que os filme-finos, portanto, espera-se que este efeito da temperatura seja mais significativo em módulos de silício cristalino e que algumas tecnologias FV de filme fino apresentem melhor desempenho em climas quentes. (Schweiger et al., 2015; do Nascimento et al., 2020; Huld et al., 2010; Dash et al., 2017; Dash and Gupta, 2015).

3.3.3 Irradiação Solar

A intensidade da radiação solar (irradiação) também é um dos parâmetros que mais influencia o desempenho de sistemas FV. Em laboratório a eficiência dos módulos FV é medida sob uma irradiação de 1000 W/m², o que corresponde aproximadamente à irradiação 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 irradiação (Burger and Rüther, 2006), dependendo da época do ano e da cobertura de nuvens, a baixa irradiação pode ter uma influência significativa no desempenho de um sistema FV (Ruther et al., 2017).

A literatura mostra a importância de levar em consideração o desempenho de luz fraca de diferentes tecnologias FV, com muitos autores investigando este efeito (Randall and Jacot, 2003; Randall et al., 2001; Reich et al., 2005; Reich et al., 2009) 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 irradiação reduzidos quando comparados ao silício cristalino (Ahsan and Khan, 2019). De acordo com os resultados de

medição do simulador solar apresentados em Nascimento et al., 2020 multi-Si apresenta um subdesempenho acentuado em baixos níveis de irradiação, enquanto o CdTe demonstra um ganho de desempenho de cerca de 5% em irradiações que variam de 100 a 500 W/m2. Resultados semelhantes podem ser encontrados em (Dash et al., 2017; Huld et al., 2010).

A Figura 4 mostra a eficiência de diferentes tecnologias FV em relação às condições STC em função da 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.

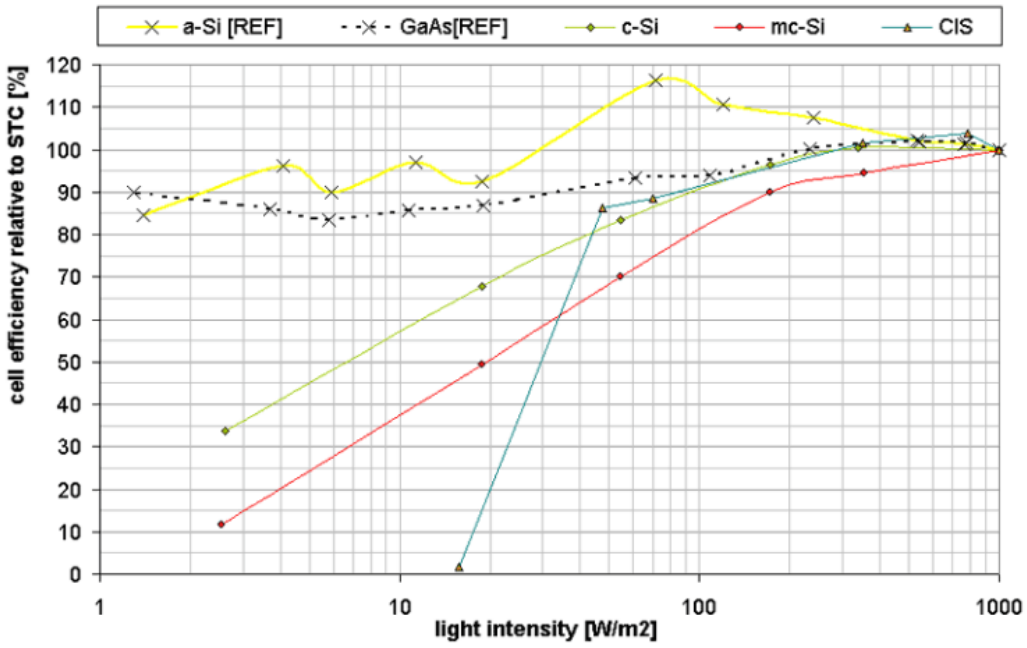


Figura 4 – Eficiência de diferentes tecnologias FV para diversos níveis de irradiância (Reich et al., 2005)

3.3.4 Resposta Espectral

O desempenho de sistemas FV é afetado por mudanças no espectro solar. O comportamento dos módulos FV em 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 eletricidade em um dispositivo FV e pode ser definida como os amperes gerados por watt de luz 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 5 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 (mais azul). Sendo assim, é esperado que o desempenho destas tecnologias seja beneficiado em regiões com distribuições espectrais mais azuis (Ricardo Rüther et al., 2002). Em contrapartida, as tecnologias à base de silício cristalino possuem uma resposta espectral mais avermelhada, variando até 1200 nm.

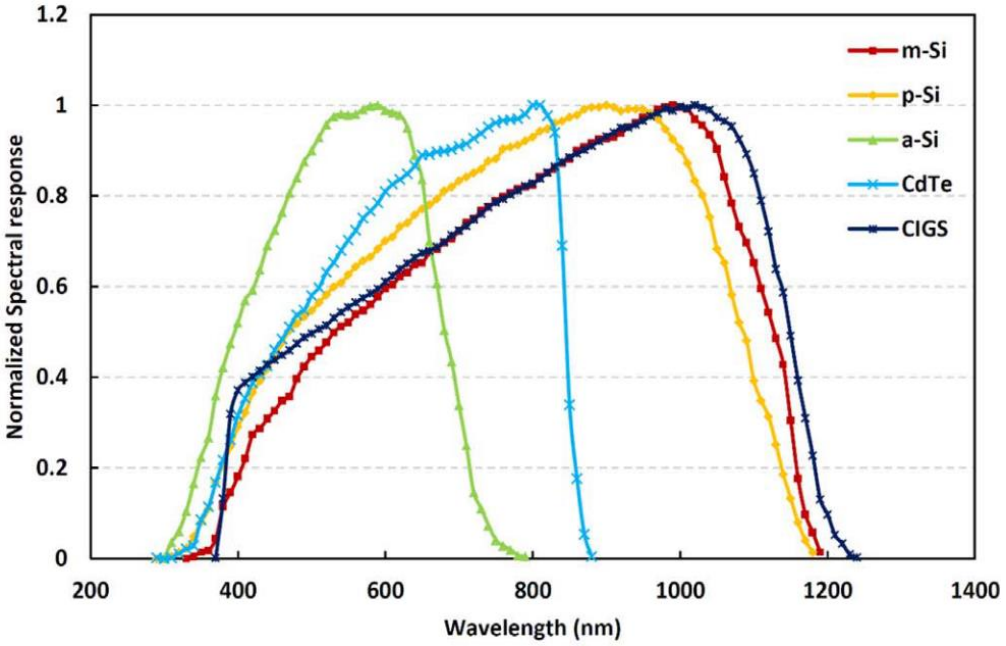


Figura 5 - Resposta espectral de tecnologias FV disponíveis comercialmente (Minnaert and Veelaert, 2014).

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 todos 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 descasamento espectral entre o espectro de referência ASTM G173-03 ($E_G^*(\lambda)$) e o espectro de um determinado local ($E_G(\lambda)$), para uma resposta espectral específica ($SR(\lambda)$), 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 independentemente do sensor de irradiância de referência utilizado. É importante destacar, contudo, para corrigir medidas de curva IV ou outros parâmetros dependentes da irradiância, o fator de *mismatch* (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 (2).

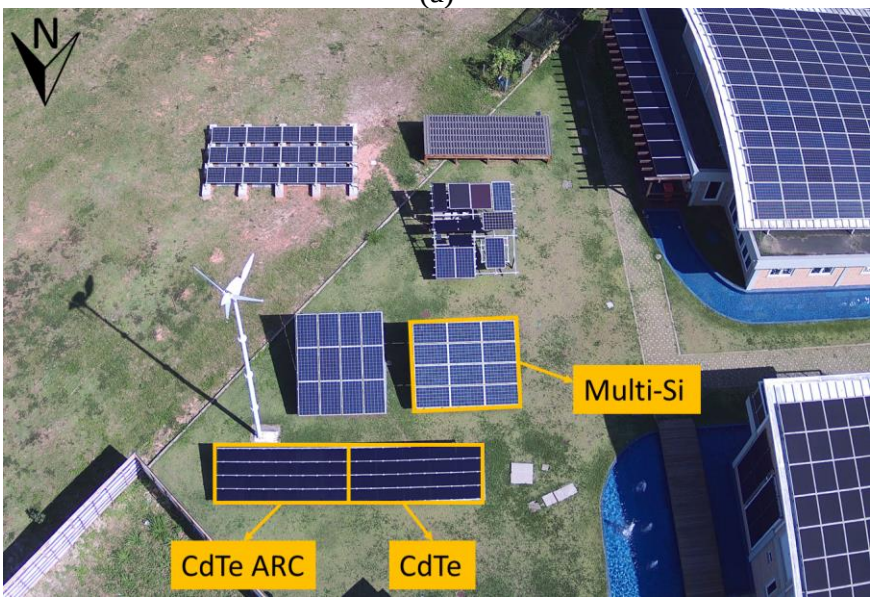
$$SF = \frac{\int E_G(\lambda) SR(\lambda) d\lambda}{\int E_G^*(\lambda) SR(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{\int E_G^*(\lambda) d\lambda}{\int E_G(\lambda) d\lambda} \qquad (2)$$

4 METODOLOGIA

Os sistemas FV utilizados neste estudo são instalados no Laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27°S, 48°W), como mostrado na Figura 6. Florianópolis tem um clima subtropical úmido (Cfa), sob a classificação climática 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 alta umidade e névoa de água salgada. Como mostrado na Figura 6, os sistemas são cercados por grama e, portanto, não são expostos a sujeira pesada devido a partículas soltas (ou seja, areia ou poeira).



(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).

Os sistemas analisados neste estudo foram instalados em 2016, e o período avaliado será de 2018-2019. Portanto, supõe-se que qualquer estabilização inicial do CdTe já tenha ocorrido no início do período de avaliação. Mesmo sendo um tópico valioso para a comunidade FV, a metaestabilidade dos módulos CdTe - alcançada por altas temperaturas e polarização das células - não está no escopo deste trabalho.

A Tabela 1 apresenta as principais especificações elétricas dos sistemas FV analisados neste trabalho. Todos os três sistemas têm inversores idênticos e com baixo fator de carregamento (Martins Deschamps and Rüther, 2019) para reduzir as incertezas relativas à eficiência do inversor e precisão de medição, e para evitar perdas por *clipping*, o que poderia 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%
Coeficiente 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°

Como o objetivo principal deste estudo é comparar o desempenho entre as tecnologias FV, os parâmetros de energia elétrica no lado de corrente contínua (CC) dos sistemas foram usados nas análises. Os dados elétricos dos sistemas foram adquiridos dos inversores por um registrador de dados Campbell CR6 com um intervalo de amostragem de 10 segundos e armazenados como médias de um minuto. As medidas elétricas dos inversores apresentam uma incerteza de 5%, de acordo com o fabricante.

Além dos parâmetros elétricos dos sistemas FV, dados ambientais - como irradiação global, temperatura ambiente e umidade relativa - também foram analisados para dar embasamento à discussão sobre as vantagens de desempenho das tecnologias FV em avaliação. Os dados ambientais foram adquiridos por sensores instalados na estação meteorológica do Fotovoltaica-UFSC, mostrados na Figura 7.

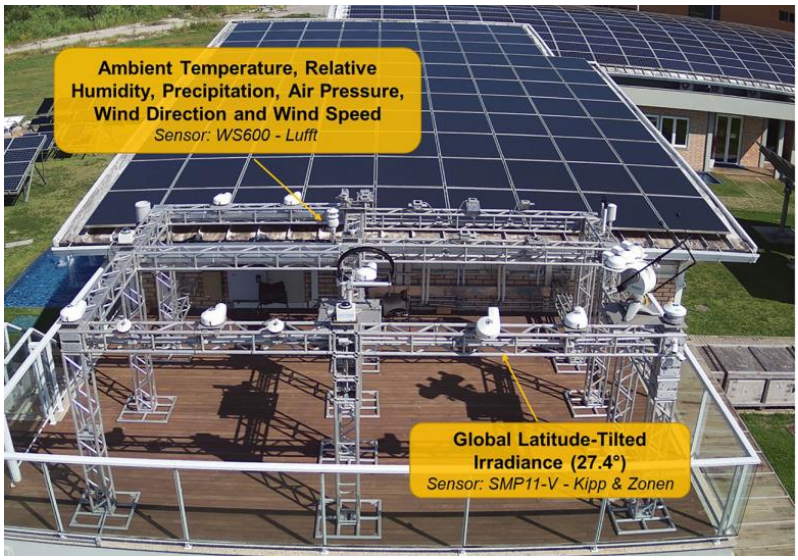


Figura 7 - Imagem aérea da estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O).

4.1 AVALIAÇÃO DE POTÊNCIA E SUJEIRA

A curva IV (corrente x tensão) de um módulo ou sistema FV descreve sua capacidade de conversão de energia sob as condições existentes de irradiação e temperatura. Em agosto de 2018, as curvas IV dos três sistemas fotovoltaicos foram realizadas de acordo com a norma IEC 62446-1:2016 (IEC, 2016b) para avaliar a potência real dos sistemas em estudo. O objetivo destas medições era identificar possíveis sinais de degradação e reduzir as incertezas da rotulagem de potência.

O equipamento utilizado para obter a curva IV dos sistemas FV foi o traçador de curvas IV PVPM 1040X do fabricante PVE. Uma célula de referência Si--PT10-4L0200 de silício cristalino e um sensor de temperatura de resistência superficial (RTD) PT100 foram usados para adquirir os valores de irradiância global do plano dos módulos e temperatura das costas do módulo, respectivamente, no momento da caracterização da curva IV. Adicionalmente, a distribuição espectral da luz solar também foi medida usando um espectrorradiômetro portátil MS-720 EKO *Instruments*® 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 60904-7:20 19 (IEC, 2019) e compará-los aos valores nominais declarados pelos fabricantes de módulos.

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 irradiação no plano dos sistemas já medidas 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 um dia claro 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 as incertezas associadas ao ângulo de incidência.

Durante os ensaios de curva IV, foi possível observar um acúmulo de sujeira nos módulos FV, especialmente nos sistemas de CdTe (com e sem ARC), como mostrado na Figura 8. Levando isto em consideração, foi necessário analisar o impacto de sujeira nos sistemas para avaliar melhor a potência real dos mesmos, especialmente considerando os efeitos espectrais da sujeira em diferentes tecnologias FV (Qasem et al., 2014; John et al., 2015; Hickel et al., 2016).

A quantificação do impacto da sujeira 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). Os procedimentos de limpeza foram adotados de acordo com as diretrizes dos fabricantes dos módulos FV, utilizando água apropriada e/ou panos macios.

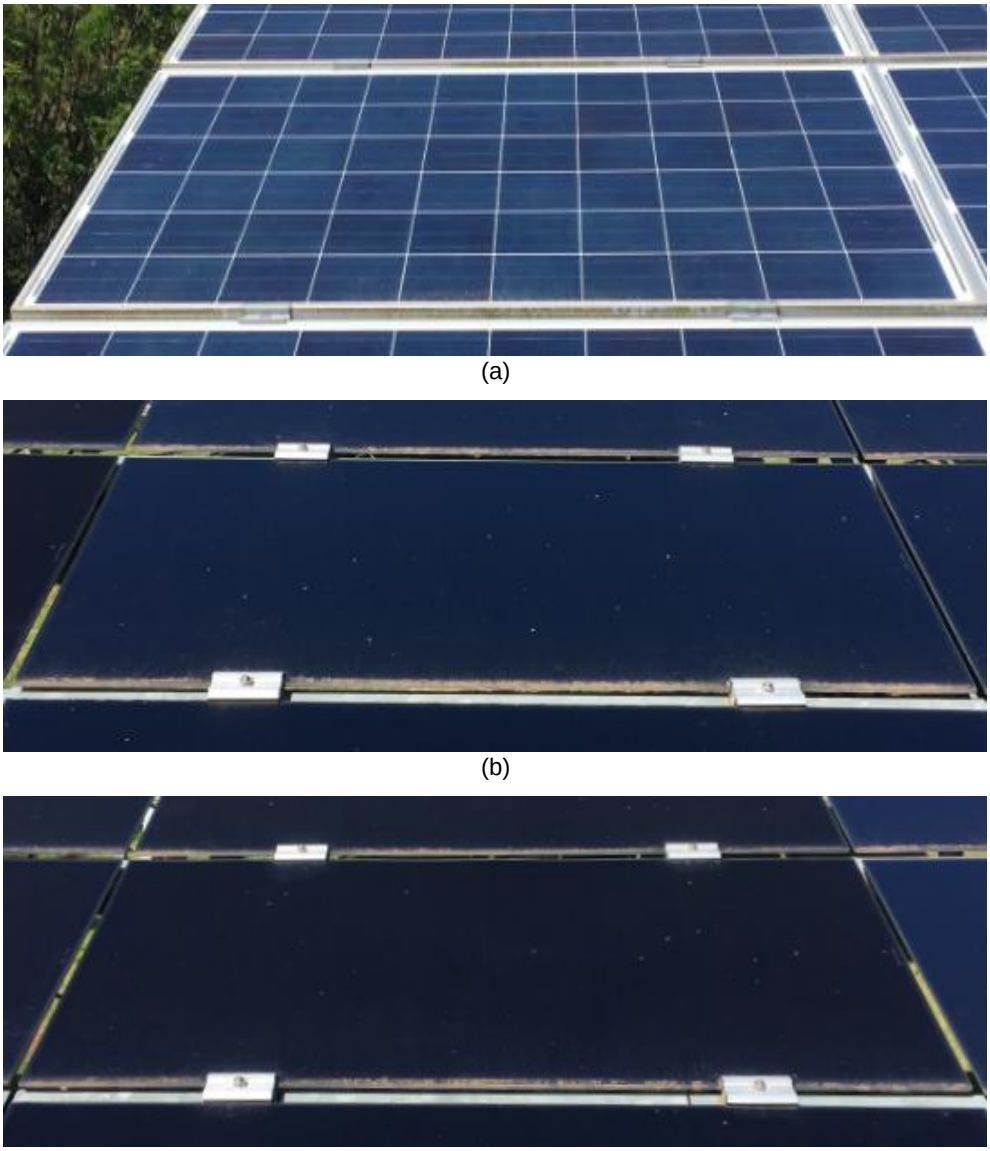


Figura 8 – Registro fotográfico da sujeira acumulada nos três sistemas FV: multi-Si (a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c).

4.2 AVALIÇÃO DE DESEMPENHO

4.2.1 Análise de sombreamento

Os sistemas utilizados nesta análise estão sujeitos a sombreamento de edifícios próximos e uma turbina eólica durante certos períodos do dia e do ano, como pode ser observado na Figura 6. É importante ressaltar que a cerca localizada ao norte dos sistemas de CdTe só foi instalada em 2020.

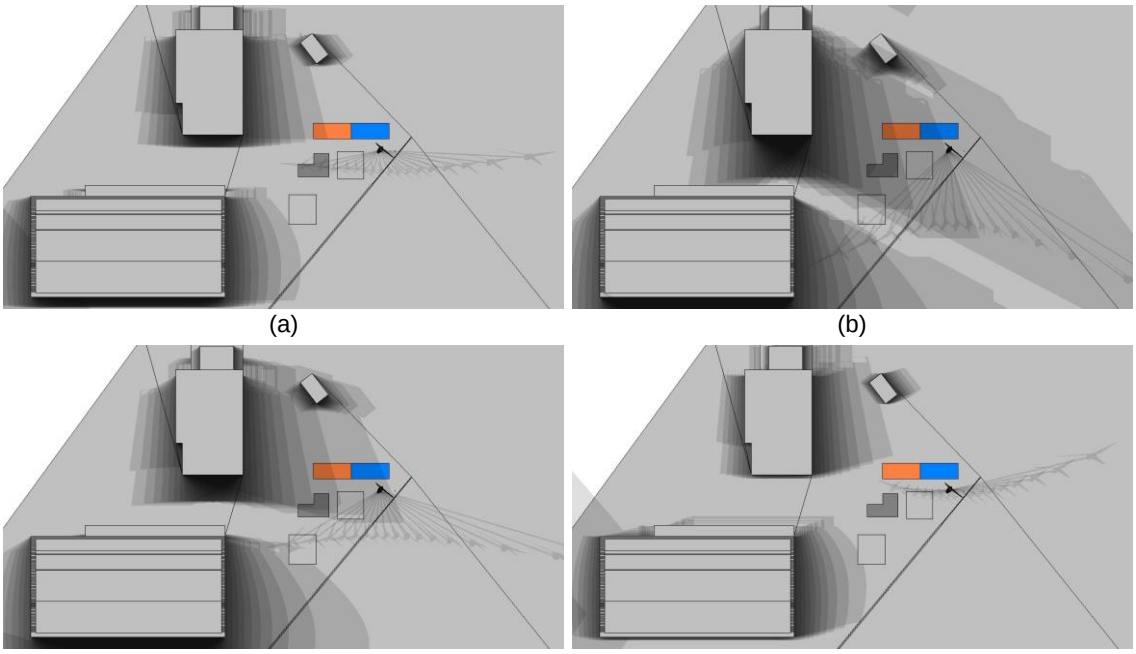
O padrão de sombreamento causado por objetos próximos difere de um sistema para outro, como pode ser presumido por sua localização relativa em relação às fontes de sombreamento. Além disso, as características construtivas dos módulos de cada uma das

tecnologias FV analisadas resultam em comportamentos diferentes quando os módulos são expostos a sombreamento parcial: os módulos de multi-Si são divididos em séries por diodos de *bypass*, resultando assim em perdas não lineares devido ao sombreamento parcial, enquanto os módulos CdTe não possuem diodos *bypass*, apresentando uma perda linear de 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, de modo a 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 and Rüther, 2017). A análise de sombreamento para cada sistema foi realizada em bases horárias, diárias, mensais e anuais.

A Figura 9 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 9a) e dezembro (Figura 9d), e os meses de equinócios de junho (Figura 9b) e setembro (Figura 9c). É possível notar que os sistemas são menos afetados pelo sombreamento durante o verão (dezembro, Figura 9d), quando o sol está mais alto no céu. Em contraste, o sombreamento é o que mais afeta os sistemas durante o inverno (junho, Figura 9b).

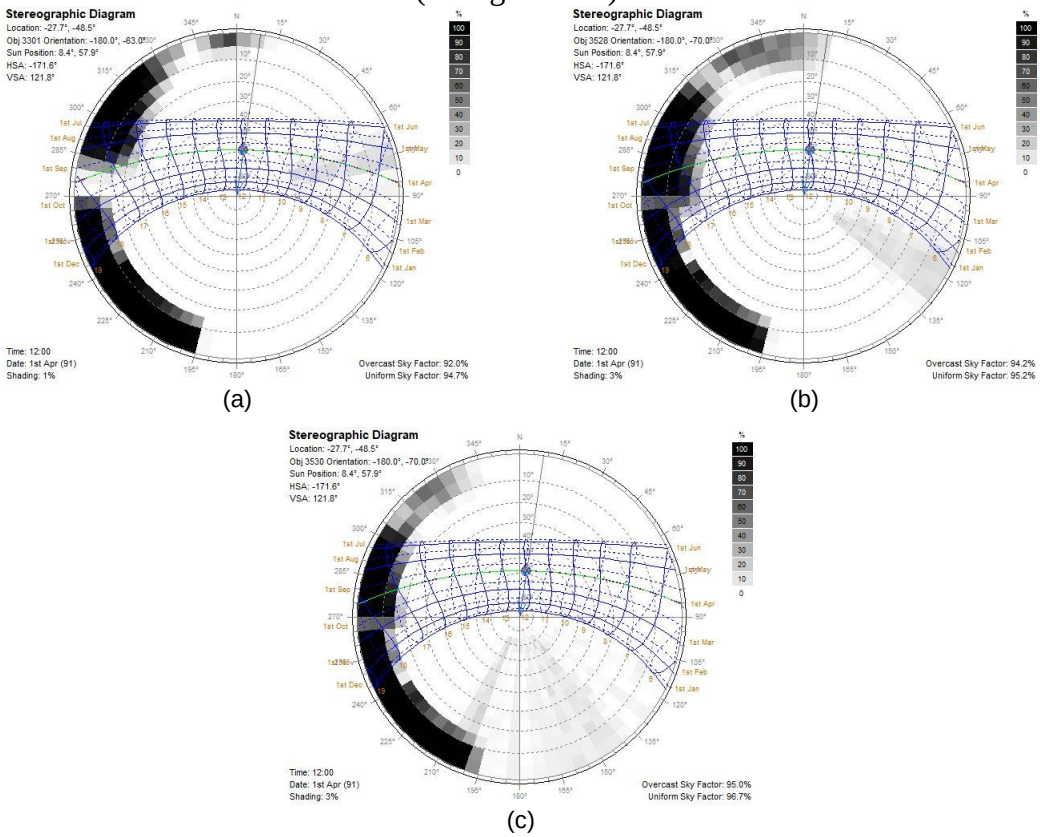
A Figura 10 mostra as máscaras de sombreamento obtidas através do software Ecotect® para cada sistema fotovoltaico. Estes diagramas de máscaras de sombreamento mostram, em uma escala de 0% (branco) a 100% (preto), o impacto de sombreamento de objetos que afetam os sistemas FV. A presença dos objetos 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 porcentagem de sombreamento anual obtida nesta análise foi de 10% para multi-Si, 11% CdTe e 8% para CdTe com ARC.



(a) (b)

(c) (d)

Figura 9 – Padrões horários de sombreamento das 09:00 até 17:00 para março (a), junho (b), setembro (c) e dezembro (d) obtidos a partir do software Ecotect® para os três sistemas FV analisados: multi-Si (forma em L na cor cinza), CdTe (retângulo laranja) e CdTe com ARC (retângulo azul).



(a) (b)

(c)

Figura 10 – Máscaras de sombreamento obtidas a partir do software Ecotect® para os três sistemas: multi-Si(a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c).

A Figura 11 apresenta o padrão de sombreamento horário descrito em porcentagem para um ano completo obtido usando Ecotect® para cada sistema em estudo. Os resultados da análise de sombreamento horário foram usados para estabelecer os períodos de filtragem para a avaliação de desempenho neste estudo.

Foram consideradas duas opções de filtros de sombreamento para a avaliação de desempenho, todas levando em conta a mesma janela de tempo para a análise dos três sistemas, permitindo assim a sua comparação.

- *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.
- *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.

Enquanto um filtro anual permite uma comparação mensal dos dados, um filtro diário resulta em melhor utilização dos dados, principalmente no início da manhã e no final da tarde. Considerando que os sistemas FV avaliados neste estudo devem apresentar diferentes comportamentos de modificadores espectrais e de ângulo de incidência (IAM), 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. 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 11).

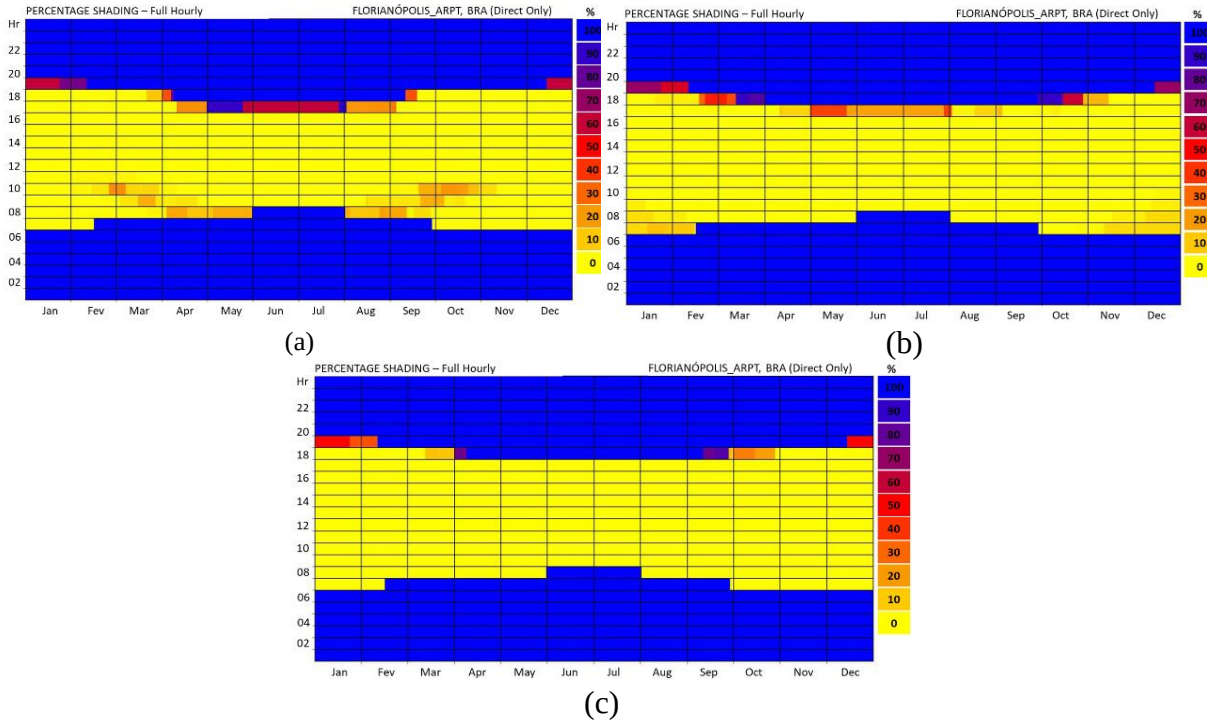


Figura 11 - Sombreamento horário obtido com o software Ecotect® para os três sistemas analisados: multi-Si (a), CdTe (b) e CdTe com ARC (c).

4.2.2 Processamento de dados

Conforme 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 dez segundos e armazenados como médias de um minuto. A Figura 12 apresenta um fluxograma representando todas as etapas do processamento de dados de potência descritos nesta seção.

Para a avaliação de desempenho, apenas os momentos em que todos os sistemas estavam em operação normal 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 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 foram definidos como o número de horas dentro da janela de tempo sem sombras de 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 seria considerado se tivesse seis horas ou mais de dados válidos.

Os valores diários foram finalmente integrados em valores mensais, e apenas meses com 50% ou mais de dias previstos foram considerados representativos. 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 apresentava 31 dias, mas apenas 27 deles foram considerados válidos, o valor da energia foi 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.

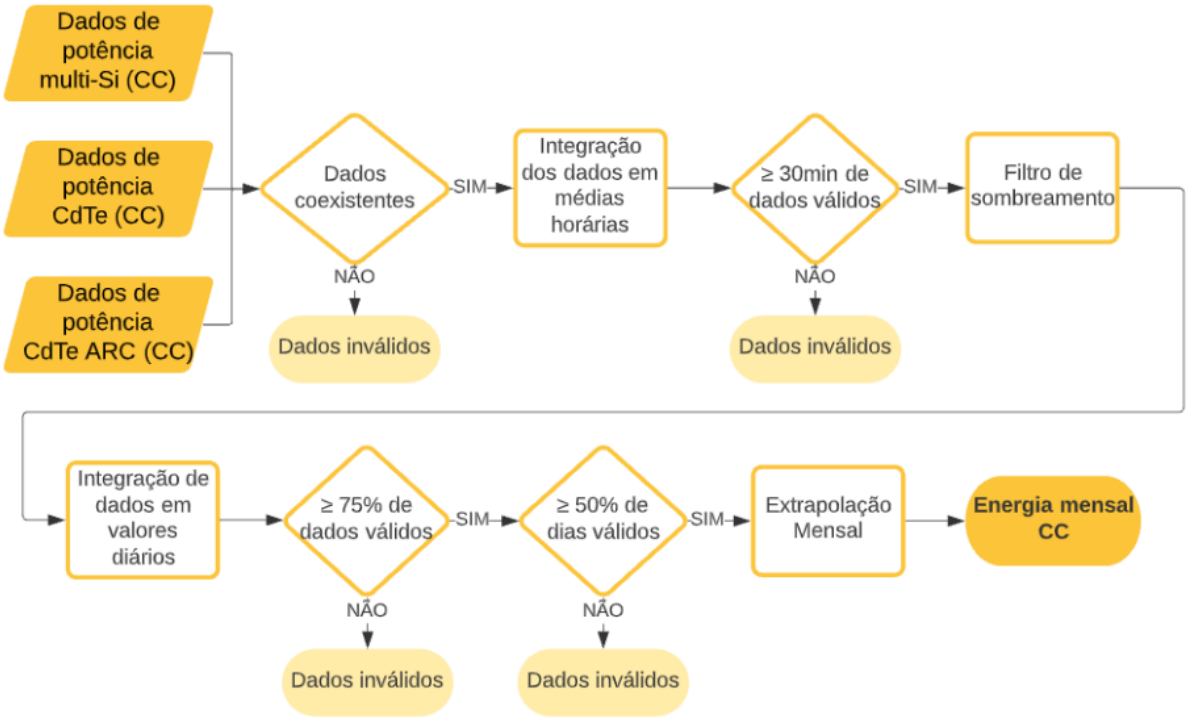
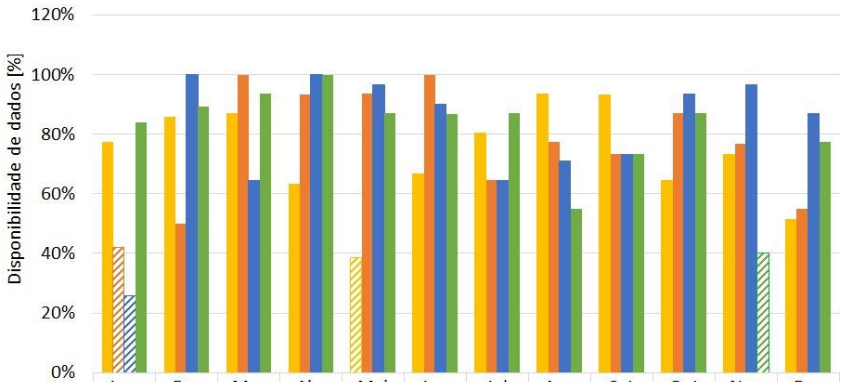


Figura 12 - Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia.

A Figura 13 mostra a disponibilidade simultânea de dados para os três sistemas FV avaliados neste estudo nos anos de 2018 e 2019. Os únicos meses desconsiderados nas análises foram maio de 2018 e janeiro de 2019.



	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2018	77%	86%	87%	63%	39%	67%	81%	94%	93%	65%	73%	52%
2019	42%	50%	100%	93%	94%	100%	65%	77%	73%	87%	77%	55%
2020	26%	100%	65%	100%	97%	90%	65%	71%	73%	94%	97%	87%
2021	84%	89%	94%	100%	87%	87%	87%	55%	73%	87%	40%	77%

Figura 13 - 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.

4.2.3 Análise de desempenho

A avaliação do desempenho dos sistemas analisados neste estudo foi realizada utilizando o indicador de produtividade (Yield). Considerando que as diferenças no ângulo de inclinação dos sistemas FV é insignificante e que a potência instalada é ligeiramente maior para o sistema multi-Si (ver Tabela 1), a normalização proporcionada pela métrica de rendimento energético foi considerada a mais adequada para comparar o desempenho dos três sistemas.

4.2.4 Estimativa da temperatura do módulo

Conforme mencionado anteriormente, espera-se que a temperatura desempenhe um papel importante no desempenho de sistemas FV (Huld and Gracia Amillo, 2015; Schweiger et al., 2015) e que algumas tecnologias FV de filme fino devem apresentar melhores resultados em climas quentes, como Florianópolis, devido a seu menor coeficiente de temperatura (do Nascimento et al., 2020; Schweiger et al., 2015; Huld et al., 2010; Dash et al., 2017; Dash and Gupta, 2015).

Para quantificar as vantagens de temperatura dos sistemas de CdTe neste estudo, o modelo de Ross (Ross, R. G., 1976) foi usado para estimar a temperatura do módulo a partir da temperatura ambiente (Tamb) e irradiância no plano dos módulos (G), como mostrado na Equação (3). Devido à falta de irradiação no plano para os sistemas avaliados, foi utilizada a irradiação em latitude (27,4°), que para este local de baixa latitude não deve resultar em diferenças significativas na irradiação (Zomer et al., 2013). O modelo também utiliza o

coeficiente Ross (k), um valor constante dado em °C.m/W², que depende, entre outros fatores, da tecnologia FV do módulo, layout e tamanho. Os valores dos coeficientes de Ross utilizados neste estudo foram obtidos de Segado et al., 2015 e são 0,024 °C.m/W² e 0,025 °C.m/W², para os sistemas multi-Si e CdTe, respectivamente. Assumiu-se que não há diferenças significativas de temperatura entre os dois sistemas FV 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.

$$T_{Ross} = T_{amb} + kG \quad (3)$$

As temperaturas dos módulos foram estimadas por hora; foi calculada uma média diária ponderada pela irradiação e a partir dela foi calculada uma média mensal ponderada pela irradiação. As médias ponderadas foram escolhidas para representar melhor o impacto da temperatura nos momentos em que a geração é mais significativa. Apenas meses com pelo menos metade dos dias válidos foram considerados representativos para as análises.

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 W/m² (Hanwha Solar, 2012). Nascimento et al., 2020 avaliou o desempenho em baixas irradiâncias de algumas tecnologias FV, de acordo com os resultados de medição do simulador solar obtidos os módulos de multi-Si apresentam um subdesempenho acentuado em baixos níveis de irradiação, enquanto o CdTe demonstra um ganho de desempenho de cerca de 5% em irradiações que variam de 100 a 500 W/m². 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 séries de produção de módulos FV, o que pode resultar em uma resposta à baixas irradiância ligeiramente diferente (Shen et al., 2016; Grunow et al., 2004; Janke S et al., 2013; Litzenburger et al., 2014). 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 fornecidos pelos fabricantes dos módulos instalados em cada um dos três sistemas FV em avaliação, como mostrado na Figura 14. Para

o sistema multi-Si, o fabricante utiliza o modelo ASHRAE (ASHRAE, 1978; Souka and Safwat, 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* (Passow, 2018; First Solar, 2016).

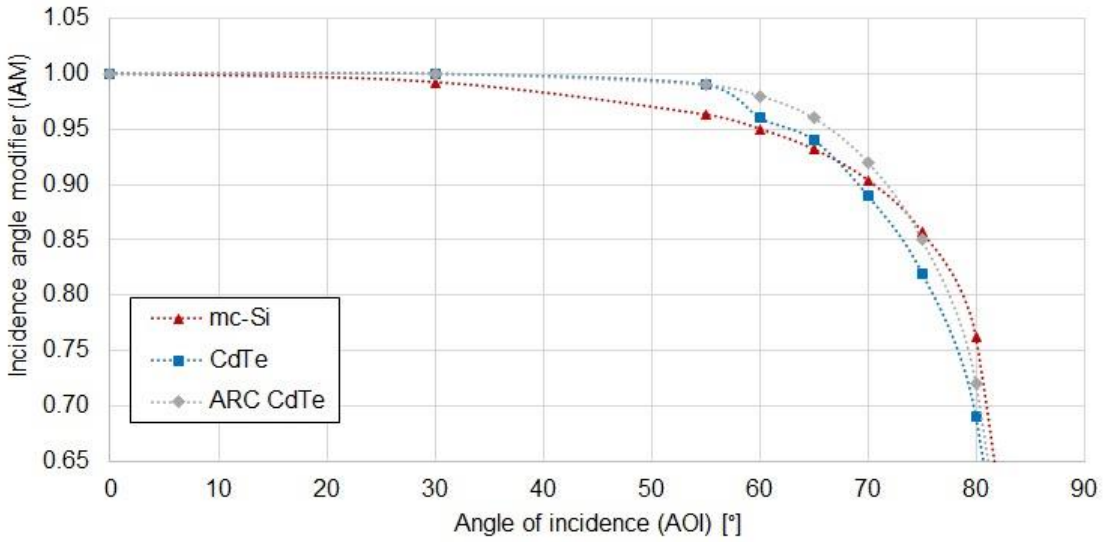


Figura 14 – IAM para multi-Si (triângulos em vermelho), CdTe (quadrados azuis) e CdTe com ARC (diamantes cinzas), de acordo com os fabricantes.

Com base nestas descobertas, 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 as 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 medições de resolução de um minuto a partir de um piranômetro Kipp & Zonen® SMP11 inclinado na latitude local instalado na estação meteorológica (Figura 7) para estabelecer a quantidade de irradiação proveniente de níveis de irradiância variando de 0 W/m² a mais de 1200 W/m², em incrementos de 200 W/m², e de ângulos de incidência variando de 0° a 90°, em incrementos de 5°. Conforme mencionado anteriormente, as diferenças entre as medidas de irradiação global em latitude (27,4°) e plano de radiação (16°-20°) são insignificantes para a localização do local devido a sua baixa latitude (Zomer et al., 2013). Deve-se ressaltar que este método é aplicado neste estudo apenas para estimar

perdas de AOI usando os dados disponíveis; no entanto, para uma análise mais precisa, as perdas de ângulo de incidência devem ser devidamente quantificadas utilizando medidas de irradiação direta no plano dos módulos.

4.2.6 Avaliação espectral

O maior valor de *band gap* do CdTe quando comparado ao silício (1,5 eV para CdTe *versus* 1,1 eV para Si) resulta em uma resposta espectral deslocada para azul, como mostrado na Figura 15. Esta mudança na resposta espectral resulta em ganhos espectrais para os sistemas CdTe PV no Brasil, como relatado anteriormente nos trabalhos de (Braga et al., 2019; Polo et al., 2017; Looney et al., 2020)

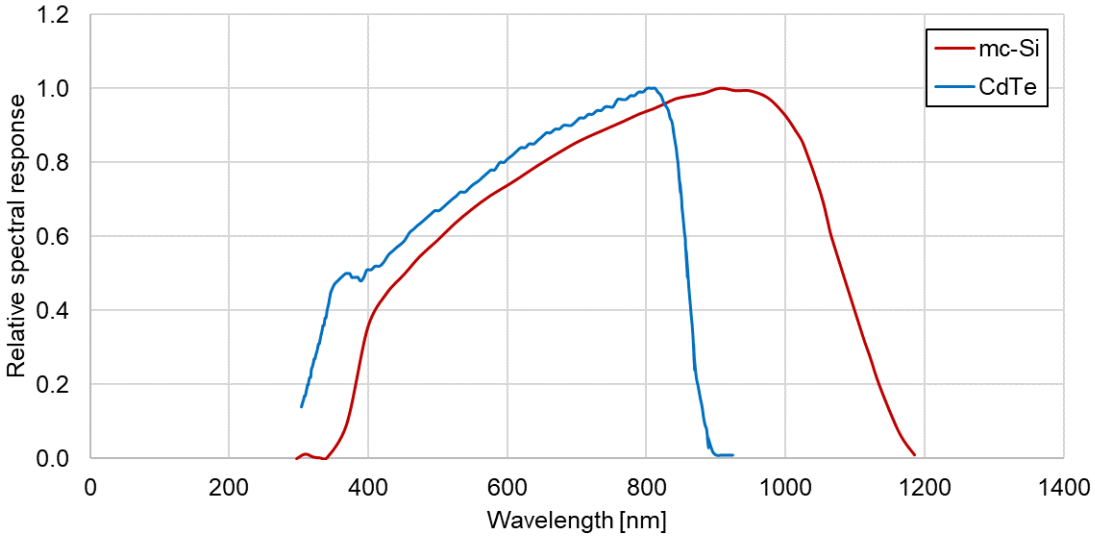


Figura 15 – Resposta espectral relativa para multi-Si (curva vermelha) e CdTe (curva azul), de acordo com os fabricantes. (Braga et al., 2019; Polo et al., 2017)

Neste estudo, 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 and Panchula, 2016. O método é baseado na Equação (4), que calcula o fator espectral (SF) a partir de coeficientes específicos do módulo (b_0 através de 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 motores das mudanças espectrais que afetam o multi-Si e o CdTe. Os coeficientes específicos de módulo utilizados para CdTe e multi-Si neste estudo foram obtidos de Lee and Panchula, 2016 e são mostrados em Tabela 2. De acordo com o fabricante, o ARC não tem impacto na resposta espectral dos módulos, portanto, foi realizada apenas uma análise para os módulos multi-Si e CdTe em geral. Considerando que a Equação (4)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 de fixação de 0,1 cm e 10 para água precipitável e AM, respectivamente, como sugerido pelo desenvolvedor do modelo (First Solar,).

$$SF = b_0 + b_1 \cdot AM_a + b_2 \cdot P_{wat} + b_3 \cdot \sqrt{AM_a} + b_4 \cdot \sqrt{P_{wat}} + b_5 \cdot \frac{AM_a}{\sqrt{P_{wat}}} \quad (4)$$

Tabela 2 – Coeficientes do método de dois parâmetros para multi-Si e CdTe. (Lee and Panchula, 2016)

	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5
multi-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

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). 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° x 0,625° (equivalente a cerca de 56 km x 62 km na localização do local deste estudo).

Fatores espectrais para multi-Si e CdTe foram calculados em uma resolução temporal horária de acordo com a Equação (4). Momentos em que os valores de massa de ar foram 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.

5 RESULTADOS PRELIMINARES

Este capítulo reserva-se às análises dos resultados preliminares do trabalho proposto.

5.1 AVALIAÇÃO DE POTÊNCIA E SUJEIRA

Tabela 3 mostra os resultados de potência corrigidos e normalizados do STC para os testes de curva IV realizados nos três sistemas PV em estudo para avaliar a potência real dos

sistemas. Como mencionado na seção anterior, a fim de evitar incertezas devido à resposta do ângulo de incidência, as medições foram feitas 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 10 (ASHRAE, 1978; First Solar, 2016).

Tabela 3 – Potência normalizada corrigida para STC dos ensaios de curva IV realizados nos três sistemas.

Condição do teste	**multi-Si**	**CdTe**	**CdTe com ARC**
Sujo	98,0%	94,0%	100,2%
Limpo	95,8%	97,9%	-
Impacto da sujeira	+2,2%	-3,9%	-

Foi necessário realizar uma avaliação da sujeira nos três sistemas, devido ao acúmulo de sujeira nos módulos, como descrito anteriormente. Isto foi realizado avaliando a potência medida de cada sistema antes e depois da limpeza e comparando os dois resultados.

A limpeza foi realizada conforme as diretrizes recomendadas pelos fabricantes para garantir que não ocorreriam danos aos módulos. Entretanto, o fabricante dos módulos CdTe prescreve diretrizes de limpeza extremamente cautelosas para os módulos revestidos com ARC, que proíbem o uso combinado de água e lavagem/limpeza simultânea para esses módulos. Esta restrição dificultou a limpeza completa dos módulos CdTe revestidos com ARC, levando a uma quantificação inconclusiva do impacto de sujeira para este sistema, razão pela qual nenhum resultado de medição limpa é mostrado para este sistema em Tabela 3. A avaliação da sujeira para multi-Si e CdTe sem ARC apresentou resultados dentro das incertezas gerais do teste da IV curva (4, 5%), como mostrado em Tabela 3.

Qasem et al., 2014 demonstraram que o pó de baixa densidade (<19 mg/cm2) apresenta uma transmitância reduzida em comprimentos de onda baixos, atuando como um filtro azul para a entrada de luz na superfície de um módulo FV, que também é um resultado de John et al., 2015. Considerando a resposta espectral azul da tecnologia CdTe (First Solar, 2017; Ishii et al., 2015), é importante destacar que a sujeira também tem um impacto espectral negativo sobre estes sistemas FV de polarização azul.

No geral, os três sistemas analisados neste estudo apresentaram, dentro das incertezas de medição, uma potência medida de acordo com o esperado para sistemas FV de 2 anos: 2303 W para multi-Si (98% da potência nominal de pico), 2067 W para CdTe (94% da potência nominal de pico) e 2205 W para CdTe com ARC (100% da potência nominal de pico). Os resultados não sugerem sinais de degradação acentuada em nenhum dos sistemas,

embora seja possível observar uma degradação visual do revestimento anti-reflexo de alguns dos módulos ARC do CdTe.

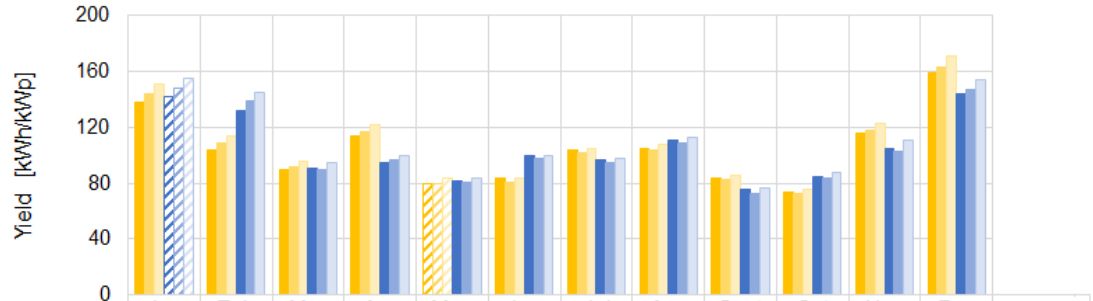
Considerando a localização lado a lado e as características mecânicas idênticas dos módulos de CdTe, ainda é possível assumir que ambos os sistemas foram expostos ao mesmo cenário de deposição de sujeira, permitindo uma comparação entre os resultados das medições sujas. Tabela 3 mostra uma diferença de 6,2% entre a potência normalizada suja dos sistemas de CdTe com revestimento ARC apresentando uma potência de pico mais alta. Esta diferença pode ser atribuída à rotulagem de potência dos módulos e/ou a uma redução do impacto de sujeira causada pelo ARC. Ambas as hipóteses são discutidas nos parágrafos subseqüentes.

De acordo com o fabricante, o ARC não só resulta em um aumento na transmissividade da luz em ângulos de incidência não normais, mas também na incidência normal, resultando em melhor eficiência nos testes *flash*, traduzidos diretamente na classificação da placa de identificação 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 da placa, pode-se inferir que os módulos revestidos com ARC provêm de uma classe inferior de contentores, antes da aplicação do revestimento. Possivelmente, o maior valor de potência para módulos revestidos com ARC pode ser parcialmente atribuído a uma subestimação da durabilidade e ganhos do ARC pelo fabricante, o que poderia ter levado a uma subestimação (intencional ou não intencional) da potência da placa de identificação desses módulos.

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

5.2 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

A Figura 16 mostra os resultados de rendimento 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. 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.



		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual
2018	mc-Si	138	104	90	114	79	83	104	104	83	74	115	159	1168
	CdTe	144	108	91	117	80	81	102	104	83	73	117	163	1182
	ARC CdTe	151	114	96	122	83	83	105	108	85	76	123	170	1234
2019	mc-Si	142	132	90	95	82	99	97	110	75	85	105	144	1114
	CdTe	147	139	90	97	81	97	94	109	72	84	103	147	1113
	ARC CdTe	154	144	95	100	84	100	97	112	77	88	111	154	1162

Figura 16 – Yield mensal e anual medidas para os três sistemas FV durante 2018 (barras em amarelo) e 2019 (barras em azul): multi-Si (cores mais escuras a esquerda), CdTe (cores médias ao meio) e CdTe com ARC (cores claras a direita). Meses não considerados para análise são maio de 2018 e janeiro de 2019 (mostrados como barras listradas).

É importante observar que estes valores de rendimento absoluto não devem ser comparados com resultados anteriores encontrados na literatura para a região, devido ao uso do processo de filtragem de dados acima mencionado que exclui várias horas do dia da análise devido aos efeitos de sombreamento parcial que afetam um ou mais dos sistemas FV analisados neste trabalho. Em geral, é possível observar que o CdTe com ARC apresenta o melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento 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 desconsiderada quando devido a filtragem dos dados de sombreamento foi estimada utilizando medições de irradiância de um minuto de resolução global de irradiação em latitude local a partir de um pirômetro Kipp & Zonen® SMP11 não sombreado; os resultados são mostrados na Figura 17. Foi estimado que um total de 9% de energia foi perdido 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.

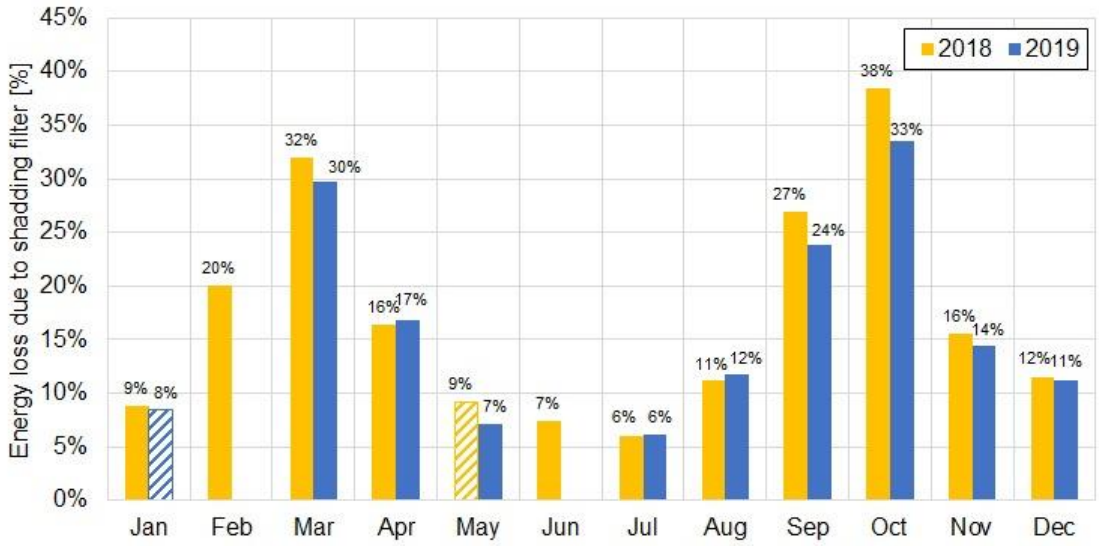


Figura 17 – Energia mensal desprezada devido ao filtro de sombreamento.

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 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 subseqüentes.

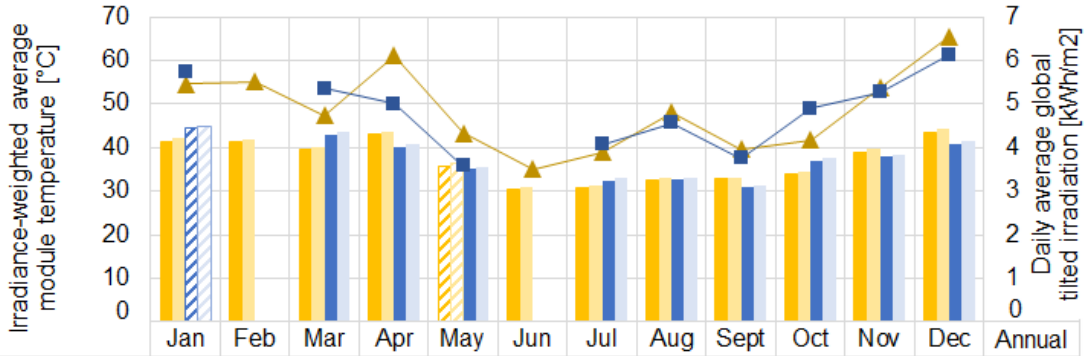


		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual
2018	CdTe	4.3%	4.5%	1.8%	2.4%	0.4%	-3.0%	-2.3%	-0.8%	-0.7%	-1.1%	1.9%	2.3%	1.2%
	ARC CdTe	9.7%	9.8%	6.9%	7.0%	4.7%	0.3%	0.9%	3.0%	2.5%	3.0%	6.7%	7.0%	5.6%
2019	CdTe	4.0%	5.3%	-0.1%	1.7%	-0.8%	-2.0%	-2.5%	-1.6%	-3.7%	-1.4%	-1.9%	2.1%	-0.1%
	ARC CdTe	8.9%	9.3%	4.8%	5.3%	2.8%	0.7%	0.8%	2.0%	1.7%	3.8%	5.7%	7.0%	4.4%

Figura 18 – Diferença mensal e anual do Yield dos sistemas de CdTe com e sem ARC em relação ao multi-Si.

5.2.1 Perdas de temperatura

Como principal parâmetro ambiental que afeta o desempenho dos sistemas FV, a temperatura do módulo será a primeira a ser discutida nesta seção; seus perfis anuais para 2018 e 2019 são mostrados 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 de Metodologia. Os resultados mensais são médias ponderadas de irradiação destes valores de temperatura estimados por hora para melhor representar o efeito da temperatura nos sistemas nos momentos em que a geração é mais significativa.



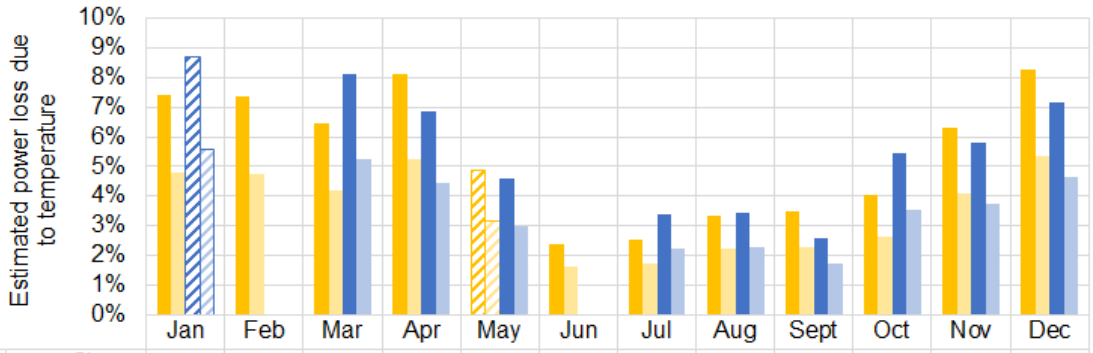
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual
2018	mc-Si	41.4	41.4	39.4	43.0	35.8	30.3	30.6	32.4	32.7	33.9	39.0	43.4	37.7
	CdTe	42.1	42.0	40.0	43.7	36.3	30.8	31.1	33.0	33.2	34.4	39.6	44.2	38.3
	Irradiation	5.5	5.5	4.7	6.1	4.3	3.5	3.9	4.8	4.0	4.2	5.4	6.6	4.9
2019	mc-Si	44.3	-	43.0	40.2	35.2	-	32.5	32.6	30.8	37.1	37.9	40.9	38.1
	CdTe	45.0	-	43.7	40.8	35.7	-	33.0	33.2	31.2	37.7	38.4	41.6	38.6
	Irradiation	5.7	-	5.4	5.0	3.6	-	4.1	4.6	3.8	4.9	5.3	6.1	4.8

Figura 19 – Temperatura média estimada do módulo ponderada pela irradiância para os sistemas em estudo.

Como mencionado anteriormente, devido ao menor coeficiente de temperatura dos módulos de CdTe, espera-se que o CdTe e o CdTe com ARC apresentem um melhor desempenho, em comparação com o sistema multi-Si em meses mais quentes. Esta expectativa corrobora o perfil sazonal obtido na Figura 18, mostrando os sistemas CdTe operando melhor que o sistema multi-Si de referência nos meses de verão.

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.

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, as perdas de temperatura estimadas foram 2% maiores para multi-Si, com diferenças de até 3% nos meses mais quentes.



		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
2018	mc-Si	7%	7%	6%	8%	5%	2%	3%	3%	3%	4%	6%	8%
	CdTe	5%	5%	4%	5%	3%	2%	2%	2%	2%	3%	4%	5%
	Difference	3%	3%	2%	3%	2%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	3%
2019	mc-Si	9%	-	8%	7%	5%	-	3%	3%	3%	5%	6%	7%
	CdTe	6%	-	5%	4%	3%	-	2%	2%	2%	4%	4%	5%
	Difference	3%	-	3%	2%	2%	-	1%	1%	1%	2%	2%	3%

Figura 20 – Perda estimada por temperatura mensal e anual.

5.2.2 Desempenho com baixas irradiâncias

Levando em consideração a diferença no desempenho para baixas irradiâncias (abaixo de 200 W/m2) 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 possíveis enviesamentos 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 usados no estudo. Pode-se observar que o perfil geral de distribuição de irradiação foi conservado após a aplicação do filtro de sombreamento, e

apenas uma pequena fração da energia desconsiderada na análise (cerca de 3%) foi contida entre 0 e 200 W/m2, mostrando que o filtro de sombreamento não trouxe nenhum viés significativo para o desempenho dos sistemas fotovoltaicos 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 rígido devido à sombra de uma turbina eólica no sistema multi-Si.

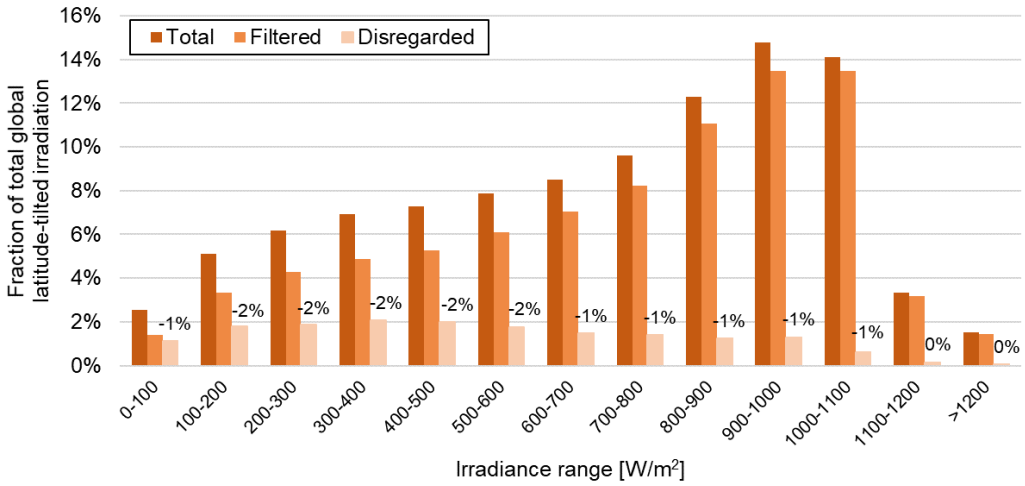
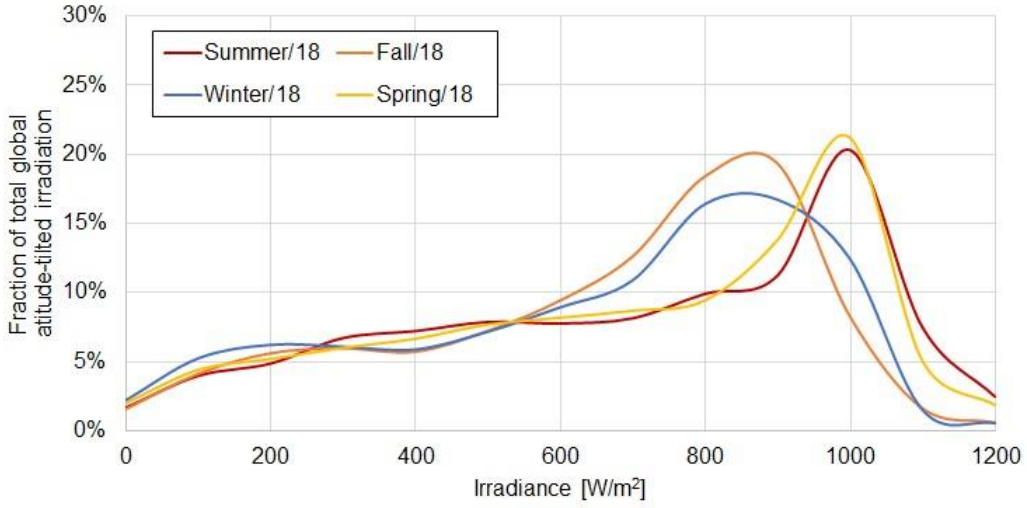


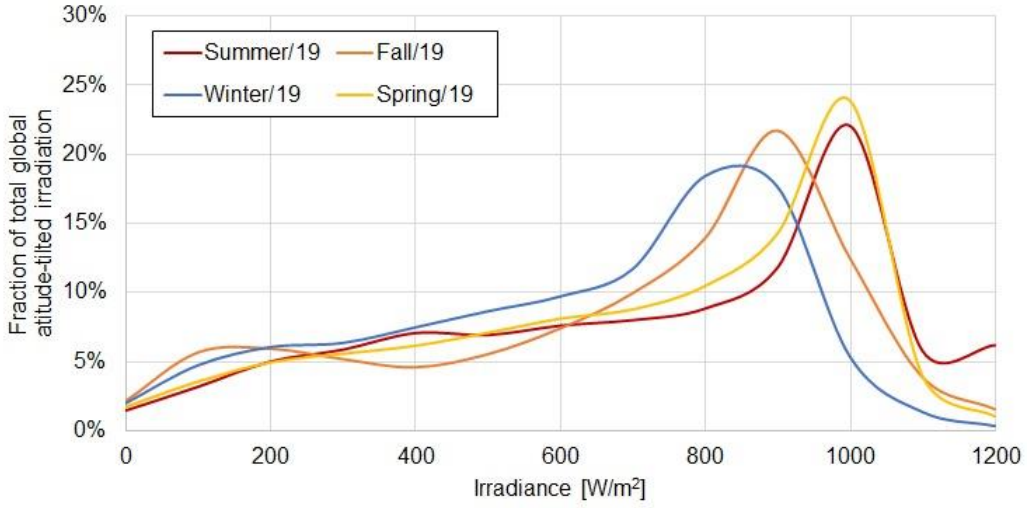
Figura 21 - Perfil de distribuição irradiação global sem o filtro de sombreamento de hora em hora (laranja escuro), para os horários filtrados (laranja médio) e para os horários descartados (laranja claro).

Entretanto, a distribuição de irradiação dos dados filtrados mostra que 7% de toda a energia analisada teve origem em níveis de irradiação inferiores a 200 W/m2. A Figura 22 (a) e (b) mostram a distribuição sazonal da irradiação de acordo com o nível de irradiância para 2018 e 2019, respectivamente. Os meses de fevereiro e junho de 2019 não foram contabilizados, devido à insuficiência de dados válidos para esses meses.

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 na faixa de irradiação 800-1000 W/m². O comportamento sazonal do clima local resulta em mais energia concentrada perto do nível de irradiação de 1000 W/m² durante a primavera e o verão, e dentro da faixa de 800-900 W/m² para o outono e inverno. Em geral, apenas cerca 6 de % de toda a energia no período analisado provém de níveis baixos de irradiância (abaixo de 200 W/m²), com porcentagens ligeiramente mais altas no outono e no inverno. Cerca de 22% da energia incidente anual provém de faixas de irradiação nas quais a CdTe poderia ter melhorado o desempenho de acordo com (do Nascimento et al., 2020) (100-500 W/m2), sem comportamento sazonal significativo.



(a)



(b)

Figura 22 – Distribuição sazonal global da irradiação 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 de dados para esses meses.

Estes resultados mostram que a resposta a baixas irradiâncias pode ter beneficiado o desempenho dos sistemas CdTe neste estudo em cerca de 1,4% em relação ao sistema multi-Si, considerando perdas para baixas irradiâncias de 5% para o sistema multi-Si e ganhos em baixas irradiâncias para CdTe de 5% na faixa de 100-500 W/m² (do Nascimento et al., 2020). É importante destacar que o baixo desempenho em baixas irradiâncias pode variar de acordo com as características construtivas do módulo FV, e não apenas com a tecnologia FV, o que significa que os resultados podem ser diferentes para outros projetos e modelos de módulos FV.

5.2.3 Ângulo de incidência dos efeitos

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.

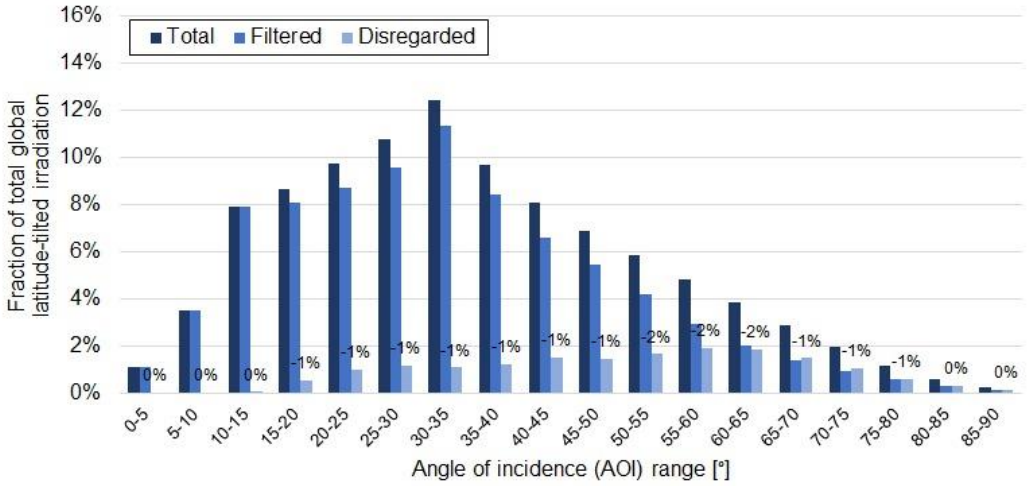
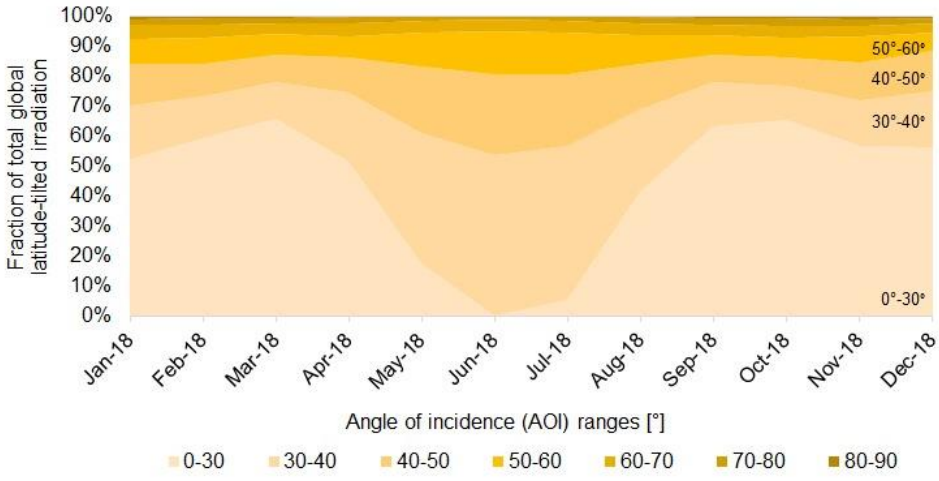


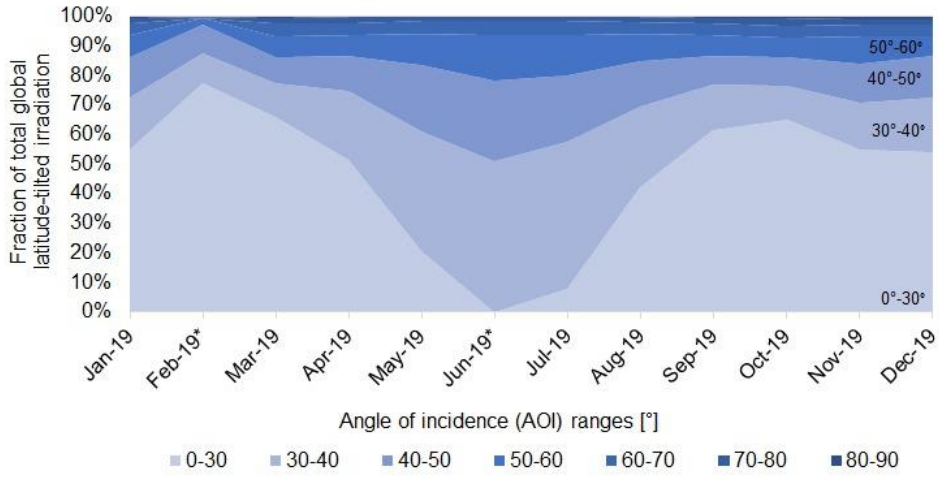
Figura 23 - Perfil de distribuição irradiação global inclinada de acordo com o ângulo de incidência (AOI) para a localização do sistema FV sem o filtro de sombreamento horário (barras azuis escuras à esquerda), filtrado para períodos de sombreamento (barras azuis médias) e energia descartada da análise (barras azuis claras à direita)

Pode-se observar que uma parte significativa da energia foi filtrada da análise para ângulos de incidência superiores a 30 graus (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, evento em ângulos de 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 14, 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 medições diretas do feixe, 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 AOI (0° a 30°) e mais energia na faixa de 30° a 50°. O AOI superior (>50°) não mostra nenhuma sazonalidade significativa com relação aos perfis de distribuição de irradiação apresentados.



(a)



(b)

Figura 24 - Distribuição mensal global da irradiação em latitude 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.

A partir destes resultados, pode-se inferir que o ARC CdTe poderia se beneficiar da maior quantidade de incidentes de irradiação em ângulos oblíquos próximos ao solstício de inverno do hemisfério sul (final de junho). Entretanto, estes ganhos não puderam ser devidamente quantificados, devido à falta de medições de feixe direto plano de raios. Uma análise utilizando a irradiação de latitude global mostrou uma vantagem média mensal do IAM de 1,13% para o CdTe e 1,34% para o ARC CdTe 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 ARC. Estas vantagens do 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 de feixe direto plano de raio.

5.2.4 Avaliação espectral

Também foi realizada uma avaliação espectral a fim de quantificar os ganhos e perdas devido à distinta responsividade 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 ponderada pela irradiância e os valores de água precipitável.

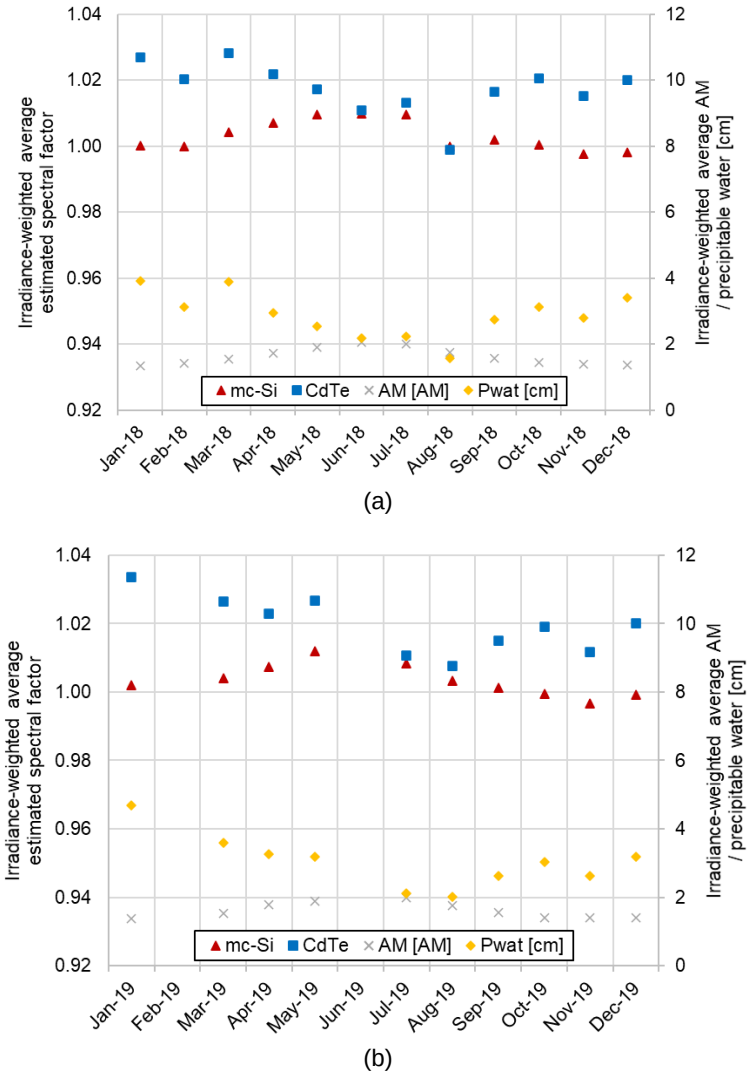


Figura 25 - Fatores espectrais médios mensais estimados de irradiação para multi-Si (triângulos vermelhos) e CdTe (quadrados azuis), água precipitável medida (diamantes amarelos) e massa de ar calculada (cinza Xs) para 2018 (a) e 2019 (b).

Em geral, o CdTe apresenta uma vantagem espectral 2% sobre o multi-Si devido à distribuição espectral azul deslocada local. Uma análise sazonal mostra uma maior vantagem espectral para o CdTe no verão (até 3%), quando 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, deslocando a distribuição espectral da luz para comprimentos de onda mais baixos (azul). O contrário acontece no inverno, quando os valores da massa de ar são maiores devido à menor 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%).

5.2.5 Impactos da sujeira

Finalmente, o último fator a ser discutido que influencia o desempenho destes sistemas fotovoltaicos é a sujeira. Como explicado na seção anterior, a sujeira leve a moderada atua como um filtro azul na superfície dos módulos FV, o que significa que tem um efeito negativo maior no desempenho dos sistemas 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 minimizado em climas com condições favoráveis para eventos de chuva freqüentes - 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 freqüentes e menos intensos em Florianópolis.

REFERÊNCIAS

ABNT. 2020. *NBT 10899 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia*.

Ahsan, S. M., Khan, H. A. 2019. Performance Comparison of CdTe Thin Film Modules with C-Si Modules under Low Irradiance. IET Renewable Power Generation. vol. 13, n. 11, pp. 1920–1926. doi:10.1049/iet-rpg.2018.5479.

Allouhi, A., Rehman, S., Buker, M. S., Said, Z. 2022. Up-to-Date Literature Review on Solar PV Systems: Technology Progress, Market Status and R&D. Journal of Cleaner Production. vol. 362, n. May. Elsevier Ltd, pp. 132339. doi:10.1016/j.jclepro.2022.132339.

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. Gebruder Borntraeger Verlagsbuchhandlung, pp. 711–728. doi:10.1127/0941-2948/2013/0507.

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

Braga, M., Campos, R. A., Nascimento, L. R., Rüther, R., Santos, E. M. 2018. Avaliação de Desempenho de Diferentes Tecnologias Fotovoltaicas Em Irecê, BA. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar.

Braga, M., Do Nascimento, L. R., Rüther, R. 2019. 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. vol. 173, pp. 1226–1231. doi:10.1109/PVSC40753.2019.8981152.

Braga, M., Pires, A. M., Zomer, C. D., Rüther, R. 2020. 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., 703–713. doi:10.18086/swc.2019.14.02.

Burger, B., Rüther, R. 2006. Inverter Sizing of Grid-Connected Photovoltaic Systems in the Light of Local Solar Resource Distribution Characteristics and Temperature. Solar Energy. vol. 80, n. 1, pp. 32–45. doi:10.1016/j.solener.2005.08.012.

CRESESB. 2014. *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. Vol. 59.

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.

Dash, P. K., Gupta, N. C., Rawat, R., Pant, P. C. 2017. A Novel Climate Classification Criterion Based on the Performance of Solar Photovoltaic Technologies. Solar Energy. vol. 144. Elsevier Ltd, pp. 392–398. doi:10.1016/j.solener.2017.01.046.

do Nascimento, L. R., Braga, M., Campos, R. A., Naspolini, H. F., Rüther, R. 2020. Performance Assessment of Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in Brazil. Renewable Energy. vol. 146, pp. 1070–1082. doi:10.1016/j.renene.2019.06.160.

Do Nascimento, L. R., Braga, M., Dolla, R., Campos, R. A., Rüther, 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. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC., 103–108. doi:10.1109/PVSC.2018.8547687.

First Solar. PlantPredict.

First Solar. 2016. *Module Characterization - Angle of Incidence Response*.

First Solar. 2017. PD-5-445: Module Characterization - Spectral Response of FS Series PV Modules.

Fraunhofer ISE. 2022. Photovoltaics Report -2022- Fraunhofer ISE, no. February, pp. https://www.ise.fraunhofer.de/conte%0Ant/dam/ise/d. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html%0Ahttps://www.ise.fraunhofer.de/conte%0Ant/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf%0Awww.ise.fraunhofer.de.

Grammatico, M. A., Littmann, B. W. 2017. Quantifying the Anti-Soiling Benefits of Anti-Reflective Coatings on First Solar Cadmium Telluride PV Modules. 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017. IEEE, 1271–1274. doi:10.1109/PVSC.2017.8366370.

Green, M. A., Hishikawa, Y., Dunlop, E. D., Levi, D. H., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Ho-Baillie, A. W. Y. 2019. Solar Cell Efficiency Tables (Version 53). Progress in Photovoltaics: Research and Applications. vol. 27, n. 1, pp. 3–12. doi:10.1002/pip.3102.

Grunow, P., Lust, S., Sauter, D., Hoffmann, V., Podlowski, L. 2004. Weak Light Performance and Annual Yields of PV Modules and Systems as Result of the Basic Parameter Set of Industrial Solar Cells. 19th PVSEC., no. June, pp. 2190–2193.

Hanwha Solar. 2012. SF220 Datasheet.

Hickel, B. M., Deschamps, E. M., Nascimento, L. R. do, Rüther, 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.

Huld, T., Gottschalg, R., Beyer, H. G., Topič, M. 2010. Mapping the Performance of PV Modules, Effects of Module Type and Data Averaging. Solar Energy. vol. 84, n. 2, pp. 324–338. doi:10.1016/j.solener.2009.12.002.

Huld, T., Gracia Amillo, A. M. 2015. Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum. Energies. vol. 8, n. 6, pp. 5159–5181. doi:10.3390/en8065159.

IEA. 2021. *Trends in Photovoltaic Applications*. REPORT IEA PVPS T1-41 : 2021.

IEC. 2009. IEC 60891 Photovoltaic Devices - Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics.

IEC. 2016a. *IEC 61724-3: Photovoltaic System Performance - Part 3: Energy Evaluation Method*.

IEC. 2016b. *IEC 62446-1 - Photovoltaic (PV) Systems - Requirements for Testing, Documentation and Maintenance - Part 1: Grid Connected Systems —Documentation, Commissioning Tests and Inspection*.

IEC. 2019. IEC 60904-7 Photovoltaic Devices - Part 7: Computation of the Spectral Mismatch Correction for Measurements of Photovoltaic Devices.

Ishii, T., Otani, K., Takashima, T., Xue, Y. 2015. Solar Spectral Influence on the Performance of Photovoltaic (PV) Modules under Fine Weather and Cloudy Weather Conditions. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. vol. 20, n. 1, pp. 6–11. doi:10.1002/pip.

Janke S, S, P., Litzenburger, B., Dittrich, J., Strasser, M. 2013. Technology Comparison of Different Types of Solar Cells and Modules Regarding Weak Light and Yield Performance. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition., no. November 2014, pp. 3251–3257.

John, J. J., Rajasekar, V., Boppana, S., Chattopadhyay, S., Kottantharayil, A., Tamizhmani, G. 2015. Quantification and Modeling of Spectral and Angular Losses of Naturally Soiled PV Modules. IEEE Journal of Photovoltaics. vol. 5, n. 6. IEEE, pp. 1727–1734. doi:10.1109/JPHOTOV.2015.2463745.

Kant, N., Singh, P. 2022. Review of next Generation Photovoltaic Solar Cell Technology and Comparative Materialistic Development. Materials Today: Proceedings. vol. 56. Elsevier Ltd, pp. 3460–3470. doi:10.1016/j.matpr.2021.11.116.

King, D. L., Boyson, W. E., Kratochvil, J. A. 2004. Photovoltaic Array Performance Model (SAND2004-3535). Sandia Report No. 2004-3535. vol. 8, pp. 1–19. doi:10.2172/919131.

Lee, M., Panchula, A. 2016. Spectral Correction for Photovoltaic Module Performance Based on Air Mass and Precipitable Water. 43rd Photovoltaic Specialists Conference., 1351–1356. doi:10.1109/PVSC.2016.7749836.

Litzenburger, B., Pingel, S., Janke, S., Held, S., Alam, R. 2014. Low Light Performance of Solar Cells and Modules. European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition., no. January, pp. 3231–3236. doi:10.4229/EUPVSEC20142014-5CV.2.6.

Looney, E. E., Liu, Z., Classen, A., Liu, H., Riedel, N., Braga, M., Balaji, P., Augusto, A., Buonassisi, T., Marius Peters, I. 2020. Representative Identification of Spectra and Environments (RISE) Using K-means. Progress in Photovoltaics: Research and Applications., no. September (December), pp. pip.3358. doi:10.1002/pip.3358.

Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, Canada, B. et al. 2005. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference., no. February, pp. 1601–1606. doi:10.1109/PVSC.2005.1488451.

Martins Deschamps, E., Rüther, R. 2019. Optimization of Inverter Loading Ratio for Grid Connected Photovoltaic Systems. Solar Energy. vol. 179, February. Elsevier Ltd, pp. 106–118. doi:10.1016/j.solener.2018.12.051.

Mesquita, D. D. B., Lucas De Silva, J., Moreira, H. S., Kitayama, M., Villalva, M. G. 2019. A Review and Analysis of Technologies Applied in PV Modules. 2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895369.

Minnaert, B., Veelaert, P. 2014. A Proposal for Typical Artificial Light Sources for the Characterization of Indoor Photovoltaic Applications. Energies. vol. 7, n. 3, pp. 1500–1516. doi:10.3390/en7031500.

Nann, S., Emery, K. 1992. Spectral Effects on PV-Device Rating. Solar Energy Materials and Solar Cells. vol. 27, n. 3, pp. 189–216. doi:10.1016/0927-0248(92)90083-2.

NASA. NASA Giovanni.

Nascimento, L. R. do. 2019. Performance Assessment of Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in Brazil.

Nascimento, L. R. do, Campos, R. A., Rüther, R., Simões, G. C. 2018. Avaliação Do Desempenho de Tecnologias Fotovoltaicas e Complementariedade Solar e Eólica No Nordeste Brasileiro. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar., 10.

NREL. MIDC SOLPOS Calculator.

Parida, B., Iniyan, S., Goic, R. 2011. A Review of Solar Photovoltaic Technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews. doi:10.1016/j.rser.2010.11.032.

Passow, K. 2018. 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. IEEE, 2709–2712. doi:10.1109/PVSC.2018.8548152.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. L., RÜTHER, R., ABREU, S. L., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. G. 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição, 80. http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE.

Polo, J., Alonso-Abella, M., Ruiz-Arias, J. A., Balenzategui, J. L. 2017. Worldwide Analysis of Spectral Factors for Seven Photovoltaic Technologies. Solar Energy. vol. 142, pp. 194–203. doi:10.1016/j.solener.2016.12.024.

PV Magazine. 2019. 10,1 GW de Nova Energia Fotovoltaica Para o Brasil Até 2023.

Qasem, H., Betts, T. R., Müllejans, 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.

Randall, J. F., Droz, C., Goetz, M., Shah, A., Jacot, J. 2001. Comparison of 6 Photovoltaic Materials across 4 Orders of Magnitude of Intensity. Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. vol. I, n. October, pp. 603–606. https://infoscience.epfl.ch/record/87568/files/IPV_17EPVSECE.pdf%0Ahttp://infoscience.epfl.ch/record/133875.

Randall, J. F., Jacot, J. 2003. Is AM1.5 Applicable in Practice? Modelling Eight Photovoltaic Materials with Respect to Light Intensity and Two Spectra. Renewable Energy. vol. 28, n. 12, pp. 1851–1864. doi:10.1016/S0960-1481(03)00068-5.

Reich, N. H., Sark, W. Van, Alsema, E. a, Kan, S. Y., Silvester, S., Heide, A. Van Der, Lof, R. W., Schropp, R. 2005. Weak Light Performance and Spectral Response of Different

Solar Cell Types. Proc 20th European Photovoltaic Solar Energy ConfWIP., no. 1, pp. 4–7. http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:WEAK+LIGHT+PERFORMANCE+AND+SPECTRAL+RESPONSE+OF+DIFFERENT+SOLAR+CELL+TYPES#0.

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. 2009. Crystalline Silicon Cell Performance at Low Light Intensities. Solar Energy Materials and Solar Cells. vol. 93, n. 9. Elsevier, pp. 1471–1481. doi:10.1016/j.solmat.2009.03.018.

Ricardo Rüther. 2004. *Edifícios Solares Fotovoltaicos* . Florianópolis - Brasil.

Rodrigo, P. M., Fernández, E. F., Almonacid, F. M., Pérez-Higueras, P. J. 2017. Quantification of the Spectral Coupling of Atmosphere and Photovoltaic System Performance: Indexes, Methods and Impact on Energy Harvesting. Solar Energy Materials and Solar Cells. vol. 163, n. August 2016. Elsevier B.V., pp. 73–90. doi:10.1016/j.solmat.2017.01.018.

Ross, R. G., J. 1976. Interface Design Considerations for Terrestrial Solar Cell Modules. In 12th IEEE Photovolt. Spec. Conf., 801–806.

Rüther, R., Livingstone, J. 1995. Seasonal Variations in Amorphous Silicon Solar Module Outputs and Thin Film Characteristics. Solar Energy Materials and Solar Cells. vol. 36, n. 1, pp. 29–43. doi:10.1016/0927-0248(94)00165-O.

Ruther, R., Nascimento, L. R. do, Campos, R. A. 2017. Performance Assessment Issues in Utility-Scale Photovoltaics in Warm and Sunny Climates. Renewable Energy and Environmental Sustainability. vol. 2. EDP Sciences, pp. 35. doi:10.1051/rees/2017035.

Rüther, Ricardo, Kleiss, G., Reiche, K. 2002. Spectral Effects on Amorphous Silicon Solar Module Fill Factors. Solar Energy Materials and Solar Cells. vol. 71, n. 3, pp. 375–385. doi:10.1016/S0927-0248(01)00095-2.

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. Progress in

Photovoltaics: Research and Applications. vol. 20, n. 1, pp. 6–11. doi:10.1002/pip.

Shen, K., Li, Q., Wang, D., Yang, R., Deng, Y., Jeng, M. J., Wang, D. 2016. CdTe Solar Cell Performance under Low-Intensity Light Irradiance. Solar Energy Materials and Solar Cells. vol. 144. Elsevier, pp. 472–480. doi:10.1016/j.solmat.2015.09.043.

Skoplaki, E., Palyvos, J. A. 2009. On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations. Solar Energy. vol. 83, n. 5. Elsevier Ltd, pp. 614–624. doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.

Souka, A. F., Safwat, H. H. 1966. Determination of the Optimum Orientations for the Double-Exposure, Flat-Plate Collector and Its Reflectors. Solar Energy. vol. 10, n. 4, pp. 170–174. doi:10.1016/0038-092X(66)90004-1.

Strevel, N. 2017. The Optimal PV Module Size, 2017. http://www.firstsolar.com/Modules/Series-6.

Tyagi, V. V., Rahim, N. A. A., Rahim, N. A., Selvaraj, J. A. L. 2013. Progress in Solar PV Technology: Research and Achievement. Renewable and Sustainable Energy Reviews. vol. 20. Elsevier, pp. 443–461. doi:10.1016/j.rser.2012.09.028.

Villalva, M. G. 2012. *Energia Solar Fotovoltaica: CONCEITOS E APLICAÇÕES*. ERICA. https://books.google.com.br/books?id=2NxAvgAACAAJ.

Zomer, C., Costa, M. R., Nobre, A., Rüther, R. 2013. Performance Compromises of Building-Integrated and Building-Applied Photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian Airports. Energy and Buildings. vol. 66. Elsevier B.V., pp. 607–615. doi:10.1016/j.enbuild.2013.07.076.

Zomer, C., Custódio, I., Antoniolli, A., Rüther, 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. October, pp. 879–896. doi:10.1016/j.solener.2020.10.026.

Zomer, C., Rüther, 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.