

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Sistema AgriPV com módulos bifaciais

Diogo Prata Vicente

Mestrado em Engenharia da Energia e Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor João Serra

2024

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de expressar a minha profunda gratidão ao professor João Serra pela sua orientação ao longo deste percurso longo e desafiante.

Agradeço também ao Dmitri pela inestimável ajuda no desenvolvimento desta dissertação, especialmente no que diz respeito à montagem experimental.

Aos meus amigos e colegas, um sincero obrigado por todo o apoio. O vosso encorajamento e disponibilidade foram cruciais em momentos decisivos.

Aos meus pais e ao meu irmão Rafael, um agradecimento especial. Foram fundamentais para completar este complexo *puzzle*. Sem as vossas palavras de compreensão e incentivo, este feito não teria sido possível. À minha restante família, especialmente à minha avó e às minhas tias e primas, também quero expressar a minha gratidão. A vossa preocupação constante, palavras de apoio e os momentos de descontração ajudaram-me a manter a motivação e o equilíbrio.

Em último lugar, mas certamente não menos importante, agradeço à Mariana por estar a meu lado em todos os momentos. A tua presença, paciência e apoio foram o alicerce que manteve o *puzzle* intacto.

Dedico esta dissertação a todos vós, que me ajudaram a completar este capítulo de uma forma ou de outra.

Resumo

A procura mundial por energia tem vindo a aumentar gradualmente nos últimos anos, e prevê-se que esta tendência, impulsionada pelo crescimento populacional e pela melhoria da qualidade de vida nos países em desenvolvimento, se mantenha num futuro próximo. Para suprir as necessidades energéticas e, ao mesmo tempo, mitigar as alterações climáticas, tem-se incentivado cada vez mais a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, com destaque para a tecnologia fotovoltaica. Contudo, à instalação desta tecnologia, está associada, frequentemente, a necessidade de grandes áreas de terreno que poderiam ser utilizadas para outros fins, como a agricultura. Este conflito torna-se ainda mais relevante face ao crescimento contínuo da procura por alimentos. Em resposta a este problema, surgiram os sistemas agrivoltaicos (agriPV), que permitem a utilização simultânea dos terrenos para a produção agrícola e para a produção de eletricidade através dos módulos fotovoltaicos.

A presente dissertação teve como objetivo principal estudar o potencial solar de um sistema agriPV composto por módulos monofaciais e bifaciais. O estudo incluiu, em primeiro lugar, a comparação do desempenho entre os dois tipos de módulos e, em seguida, a estimativa da contribuição da face traseira para a produção dos módulos bifaciais. Adicionalmente, foi estimado o albedo da superfície e analisados os valores de radiação incidente na face traseira dos módulos bifaciais.

Os resultados indicaram que os módulos bifaciais apresentaram um melhor desempenho por unidade de área e por unidade de potência. Verificou-se ainda que a radiação incidente sobre a face traseira dos módulos não é uniforme, o que influencia o potencial de produção dos diferentes módulos. Além disso, os valores do albedo e da contribuição da face traseira estiveram dentro do esperado, no entanto não foram conclusivos devido às limitações temporais das medições realizadas. Estes resultados foram apresentados na 41^a Conferência Europeia de Especialistas em Tecnologia Fotovoltaica.

Palavras-chave: Sistema AgriPV; Módulos bifaciais; Potencial solar; Albedo.

Abstract

The global demand for energy has been gradually increasing in recent years, and it is expected that this trend, driven by population growth and improved quality of life in developing countries, will continue in the near future. To meet energy needs while mitigating climate change, the production of electricity from renewable sources has been increasingly encouraged, with photovoltaic technology being one of the most promising. However, the installation of this technology is often associated with the need for large areas of land that could otherwise be used for other purposes, such as agriculture. This conflict becomes even more significant considering the continuous growth in food demand. In response to this problem, agrivoltaics systems (agriPV) have emerged, allowing for the simultaneous use of land for both agricultural production and electricity generation through photovoltaic modules.

The main objective of this dissertation was to study the solar potential of an agriPV system composed of monofacial and bifacial modules. The study first included a comparison between the two types of modules, followed by an estimation of the contribution of the rear side to the production of the bifacial modules. Additionally, the surface albedo was estimated, and the radiation values incident on the rear side of the bifacial modules were analysed.

The results indicated that the bifacial modules showed better performance per unit area and per unit power. It was also observed that the radiation incident on the rear side of the modules is not uniform, which influences the production potential of the different modules. Furthermore, the albedo values and the contribution of the rear side were within expectations, however, they were not conclusive due to the temporal limitations of the measurements taken. These results were presented at the 41st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.

Keywords: AgriPV system; Bifacial modules; Solar potential; Albedo.

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract.....	iii
Índice	iv
Índice de Figuras.....	v
Índice de Tabelas	vii
Abreviaturas e Acrónimos	viii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Objetivos e Perguntas de Investigação	2
1.3 Organização do Documento	2
2 Revisão Bibliográfica.....	3
2.1 Energia Solar Fotovoltaica	4
2.2 Sistemas Agrivoltaicos (AgriPV).....	8
2.3 Tecnologia Bifacial	12
2.4 Casos de estudo	14
2.4.1 Heggelbach, Alemanha.....	14
2.4.2 Piolenc, França	15
2.4.3 Ankara, Turquia.....	16
3 Métodos	18
3.1 Aplicação <i>FusionSolar</i>	19
3.2 Potencial de produção da face traseira dos módulos bifaciais	23
3.3 Efeito do albedo	24
4 Resultados e Discussão	33
4.1 Monofaciais vs. Bifaciais	33
4.2 Potencial de produção da face traseira dos módulos bifaciais	37
4.3 Efeito do albedo	40
5 Conclusões e Sugestões Futuras	45
6 Referências.....	47
7 Anexos	52
7.1 Anexo A – Calibração das células fotovoltaicas e do albedómetro	52
7.2 Anexo B – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico.....	56
7.3 Anexo C – Irradiância diária sobre as três células fotovoltaicas.....	66

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Evolução da capacidade global instalada de tecnologia fotovoltaica [1].	1
Figura 2.1 – Distribuição temporal das publicações relacionadas com os sistemas agriPV [6].	3
Figura 2.2 - Distribuição geográfica das publicações relacionadas com os sistemas agriPV [6].	3
Figura 2.3 – Esquema de uma célula fotovoltaica [18].	6
Figura 2.4 - Área utilizada, em metros quadrados, por cada megawatt-hora de eletricidade produzida para diferentes tipos de centrais [32][33]. (1) Consideraram-se apenas as centrais PV que utilizam módulos de silício policristalino. (2) Consideraram-se apenas as centrais a carvão sem captação e armazenamento de carbono. (3) Consideraram-se apenas os sistemas com módulos de silício policristalino.	8
Figura 2.5 – Extensão da área utilizada e percentagem da SAU ocupada para a capacidade fotovoltaica instalada atual e para que está prevista em 2030 e 2050 de acordo com os diferentes valores de densidade de potência instalada [42][43][44].	10
Figura 2.6 - Relação entre a taxa de fotossíntese e a intensidade da luz para culturas tolerantes e não tolerantes ao sombreamento [36].	12
Figura 2.7 - Quota no mercado e custo médio dos módulos bifaciais e monofaciais [58].	13
Figura 2.8 – Comparação entre a área de referência e a área teste de cultivo das batatas [36].	15
Figura 2.9 – Sistema agri-PV instalado numa região vitivinícola em Piolenc, França [67].	16
Figura 3.1 - Sistema agri-PV situado no Campus Solar da FCUL (38,7575° N; -9,1562° O).	18
Figura 3.2 - Página inicial da aplicação <i>FusionSolar</i> .	19
Figura 3.3 - Página <i>Device Management</i> da aplicação <i>FusionSolar</i> .	20
Figura 3.4 - Exemplo do Ficheiro <i>Excel</i> obtido através da aplicação <i>FusionSolar</i> .	21
Figura 3.5 - Módulos bifaciais cobertos com as placas de cartão.	23
Figura 3.6 - Instalação do albedómetro e da minicélula fotovoltaica central.	24
Figura 3.7 - Disposição do albedómetro (lado esquerdo) e das células fotovoltaicas (lado direito) durante a calibração.	25
Figura 3.8 – Calibração das células fotovoltaicas no dia 6 de fevereiro de 2024 entre as 12:07 e as 12:21.	25
Figura 3.9 - Calibração da face nº1 do albedómetro no dia 25 de outubro de 2023 entre as 13:00 e as 15:00.	26
Figura 3.10 - Diferença de Potencial (Célula nº1) vs Irradiância Solar Global (Estação Meteorológica).	27
Figura 3.11 - Limite inferior e superior do intervalo para a célula nº1.	29
Figura 3.12 - Limite inferior e superior do intervalo para a face nº1 do albedómetro.	30
Figura 4.1 - Produção de eletricidade dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023.	33
Figura 4.2 – Produção mensal de eletricidade por unidade de área dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023.	34
Figura 4.3 – Produção mensal de eletricidade por unidade de potência dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023.	35
Figura 4.4 – Potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo do dia 17 de maio.	36
Figura 4.5 – Potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo do dia 6 de março.	36
Figura 4.6 – Potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais entre os dias 3 e 7 de agosto.	37
Figura 4.7 – Potência instantânea real vs. Potência instantânea estimada (dos módulos bifaciais) nos dias 3 e 7 de agosto.	39

Figura 4.8 – Variação do ângulo de incidência de acordo com a altura solar [86].	41
Figura 4.9 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre ambas as faces do albedómetro e estimativa do albedo (%) nos dias 13 e 14 de janeiro.	41
Figura 4.10 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre a face nº2 do albedómetro e a célula fotovoltaica nº2 nos dias 13 e 14 de janeiro.	42
Figura 4.11 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre as três células fotovoltaicas nos dias 13 e 14 de janeiro.	43
Figura 4.12 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre as três células fotovoltaicas nos dias 23 e 25 de janeiro.	44
Figura 7.1 – Calibração da face nº2 do albedómetro no dia 27 de outubro de 2023 entre as 11:00 e as 13:00.	52
Figura 7.2 - Diferença de Potencial (Célula nº2) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)	52
Figura 7.3 - Diferença de Potencial (Célula nº3) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)	53
Figura 7.4 - Diferença de Potencial (Face nº1 - Albedómetro) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)	53
Figura 7.5 - Diferença de Potencial (Face nº2 - Albedómetro) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)	54
Figura 7.6 - Limite inferior e superior do intervalo para a célula nº2.	54
Figura 7.7 - Limite inferior e superior do intervalo para a célula nº3.	55
Figura 7.8 - Limite inferior e superior do intervalo para a face nº2 do albedómetro.	55

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Albedo das superfícies escolhidas no estudo realizado na Palestina [59].....	13
Tabela 2.2 - Características do sistema PV instalado em Heggelbach, Alemanha [36].	15
Tabela 2.3 – Características do sistema PV instalado em Piolenc, França [66].	16
Tabela 2.4 - Inclinação ideal dos módulos de um sistema agri-PV localizado em Ankara, Turquia [68].	17
Tabela 3.1 - Características dos módulos PV instalados.	18
Tabela 3.2 - Variáveis necessárias para o cálculo da produção de eletricidade.....	20
Tabela 3.3 – Dados do sistema agri-PV às 7:30 do dia 22 de maio de 2023.	22
Tabela 3.4 - Período de calibração das células fotovoltaicas e das faces do albedómetro.....	24
Tabela 3.5 – Cálculo dos resíduos referentes ao modelo de regressão linear da célula nº1 (x_i é a diferença de potencial, y_i é a irradiância medida pela estação meteorológica e $mx_i + b$ é a equação de regressão linear representada na Figura 3.10).	28
Tabela 3.6 - Soma dos quadrados dos resíduos, S_r , e o erro padrão da estimativa, $S_{y/x}$, para cada uma das células e faces do albedómetro.....	28
Tabela 3.7 – Percentagem de dados que se encontram entre o limite inferior e superior (células fotovoltaicas).....	30
Tabela 3.8 - Percentagem de dados que se encontram entre o limite inferior e superior (faces do albedómetro).....	31
Tabela 3.9 – Coeficientes de determinação e correlação associados a cada uma das retas de “calibração”.....	32
Tabela 4.1 – Dia de referência para cada dia da experiência e a respetiva eletricidade produzida pelos módulos monofaciais.	38
Tabela 4.2 – Equações obtidas para estimar a potência instantânea dos módulos bifaciais nos dias da experiência.....	38
Tabela 4.3 – Produção de eletricidade da face frontal (estimativa) e da face traseira (real) dos módulos bifaciais nos dias 4, 5 e 6 de agosto e aumento, em %, da produção de eletricidade devido à contribuição da face traseira.	39
Tabela 4.4 – Períodos em que o sistema esteve montado e em funcionamento.....	40
Tabela 7.1 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em janeiro de 2023.	56
Tabela 7.2 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em fevereiro de 2023.	57
Tabela 7.3 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em março de 2023.	58
Tabela 7.4 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em abril de 2023.....	59
Tabela 7.5 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em maio de 2023.	60
Tabela 7.6 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em junho de 2023.	61
Tabela 7.7 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em julho de 2023.	62
Tabela 7.8 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em agosto de 2023.	63
Tabela 7.9 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em setembro de 2023.	64
Tabela 7.10 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico durante os dias em que as células e o albedómetro estiveram montados.	65
Tabela 7.11 – Irradiância diária sobre as três células fotovoltaicas nos dias 13 e 14 de janeiro (primeiro cenário).....	66
Tabela 7.12 – Irradiância diária sobre as três células fotovoltaicas nos dias 23 e 25 de janeiro (segundo cenário).	66

Abreviaturas e Acrónimos

A	Ampère
AgriPV	Agrivoltaico, Agrifotovoltaico
ADEME	<i>Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie</i>
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
EJ	Exajoule
FCUL	Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa
FPV	<i>Floating Photovoltaics</i>
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
ha	Hectare
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
LER	<i>Land Equivalent Ratio</i>
m	Metro
mA	Miliampère
mV	Milivolt
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
N	Norte
O	Oeste
PERC	<i>Passivated Emitter Rear Cell</i>
PNEC 2030	Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030
PV	Fotovoltaico
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
SAU	Superfície Agrícola Utilizada
TW	Terawatt
UE	União Europeia
USD	<i>United States Dollar</i>
V	Volt
VA	Voltampère
VIPV	<i>Vehicle Integrated Photovoltaics</i>
W	Watt
Wh	Watt-hora

1 Introdução

1.1 Enquadramento

A energia é, na atualidade, um dos alicerces em que a nossa sociedade se assenta e, portanto, qualquer interrupção na sua produção ou distribuição tem o potencial de causar graves impactos sobre as outras áreas. Deste modo, é importante continuar a inovar e encontrar alternativas que possam ajudar a garantir que estes problemas sejam minimizados ou até que deixem de existir. Por outro lado, é também importante que esta energia tenha origem em fontes limpas, funcionando assim como medida de combate às alterações climáticas.

Os sistemas fotovoltaicos (PV) são e vão continuar a ser uma das tecnologias mais relevantes para a tão desejada transição energética. Em 2022, o mercado de energia solar fotovoltaica manteve a sua trajetória constante de crescimento com a incorporação de 243 gigawatts (GW) em novas instalações, o que representou um acréscimo de 61 GW relativamente ao ano anterior. Este foi o maior aumento anual já registado, elevando a capacidade global de tecnologia fotovoltaica acima de 1 terawatt (TW) [1]. Na Figura 1.1, é possível ver a sua evolução ao longo dos últimos anos.

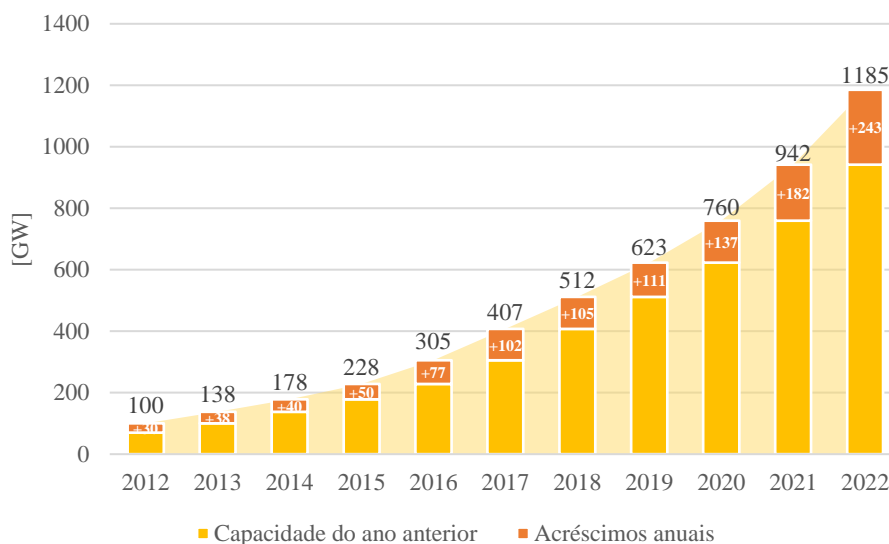


Figura 1.1 – Evolução da capacidade global instalada de tecnologia fotovoltaica [1].

Este crescimento contínuo foi impulsionado pelo rápido desenvolvimento desta tecnologia, que resultou em avanços na eficiência de conversão de eletricidade e na redução dos custos, principalmente, ao nível das grandes centrais fotovoltaicas. Consequentemente, entre 2010 e 2021, o custo nivelado da eletricidade (LCOE) produzida neste tipo de centrais decresceu 88%, para 0,048 USD/kWh [2].

Em contraste com outras tecnologias, como os parques eólicos e as centrais elétricas alimentadas a combustíveis fósseis, as grandes centrais fotovoltaicas requerem uma área considerável que poderia estar destinada a outros usos, nomeadamente, a produção agrícola. Assim, com o agravamento das alterações climáticas e o crescente número de instalações fotovoltaicas, espera-se que a competição entre a produção de eletricidade e a produção agrícola para fins alimentares se venha a intensificar num futuro próximo. Uma das soluções para este problema, como já se tem vindo a verificar, é integrar os sistemas PV em diversas áreas da atividade humana, como, por exemplo, nos edifícios (telhados e fachadas), nas infraestruturas (coberturas dos parques de estacionamento), nos veículos, etc. Desta forma, será possível reduzir a procura por mais centrais fotovoltaicas de grande escala. Outra maneira de contrariar esta tendência competitiva é através dos sistemas agrivoltaicos (AgriPV), que são um dos focos deste

trabalho de investigação. Estes sistemas, tal como o seu nome indica, possibilitam que a produção de eletricidade através da tecnologia fotovoltaica e a agricultura possam coexistir no mesmo espaço [3].

Em 2015, todos os Estados-Membros das Nações Unidas adotaram a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável onde se encontra definido um conjunto de objetivos criados para guiar todos os países na direção de um futuro mais sustentável [4]. A instalação das estruturas agriPV vai de encontro com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável 7 (“Energias Renováveis e Acessíveis”) e 13 (“Ação Climática”) uma vez que estas aproveitam a irradiação solar, uma fonte renovável, para produzir eletricidade sem quaisquer emissões associadas no momento da produção.

1.2 Objetivos e Perguntas de Investigação

O trabalho de investigação desenvolvido no âmbito desta dissertação tem como principal objetivo avaliar experimentalmente o potencial solar de um sistema agriPV que se encontra instalado no Campus Solar da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (FCUL). Na totalidade, o sistema é composto por 18 módulos fotovoltaicos que são divididos em dois tipos diferentes: os clássicos, de uma só face, e os bifaciais. Tendo em conta que os módulos bifaciais têm a vantagem de captar radiação através das suas duas faces, uma das perguntas de investigação a que se pretende responder com esta dissertação é:

- Como varia a produção de eletricidade entre um sistema agriPV com módulos clássicos e outro com módulos bifaciais?

Uma vez que os dois tipos de módulos se encontram no mesmo local, a variação do potencial que se poderá verificar irá depender, principalmente, da radiação que é refletida pelo solo e que chega à face traseira dos módulos bifaciais. Esta fração de radiação, também conhecida como albedo, pode ser influenciada por vários fatores, incluindo o sombreamento. Assim, tendo em conta a presença de estruturas altas em redor da localização escolhida, pretende-se analisar:

- Qual é a importância da componente refletida na produção de eletricidade dos módulos bifaciais?

1.3 Organização do Documento

A presente dissertação está organizada da seguinte forma:

- Capítulo 1: Introdução ao tema em estudo e respetivo enquadramento nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Definição do objetivo e formulação das perguntas de investigação a serem respondidas;
- Capítulo 2: Revisão da literatura disponível sobre o tema em estudo. Apresentação de alguns casos de estudo considerados relevantes;
- Capítulo 3: Descrição dos métodos utilizados no trabalho de investigação;
- Capítulo 4: Apresentação e discussão dos resultados obtidos;
- Capítulo 5: Conclusões gerais do trabalho de investigação realizado;
- Capítulo 6: Compilação das referências bibliográficas utilizadas;
- Capítulo 7: Apresentação de figuras e tabelas em anexo.

2 Revisão Bibliográfica

Com o objetivo de avaliar a extensão da investigação já realizada sobre sistemas agriPV, realizou-se uma análise geral através do motor de pesquisa *Web of Science* [5] utilizando a *query*:

- “agriculture” AND (PV OR “fotovoltaic” OR “fotovoltaics”) AND (“agrivoltaics” OR “agrivoltaic” OR “agrovoltaics” OR “agrovoltaic” OR “agrophotovoltaics” OR “agrophotovoltaic”).

A escolha de um elevado número de critérios de pesquisa para denominar os sistemas agriPV deriva do facto do termo em estudo ter uma denominação diferente de acordo com o país em que a investigação está a ser realizada. Considerando as publicações obtidas, foi possível verificar que os sistemas agriPV têm vindo a ganhar destaque nos últimos anos - Figura 2.1. Relativamente à distribuição geográfica, os países onde se verifica que há um maior número de publicações são os Estados Unidos da América, a China e a Alemanha - Figura 2.2.

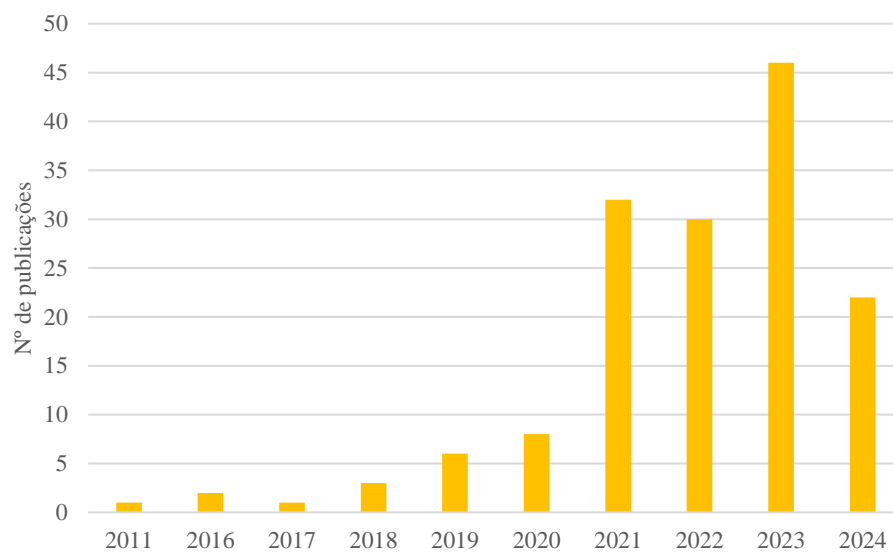


Figura 2.1 – Distribuição temporal das publicações relacionadas com os sistemas agriPV [5].

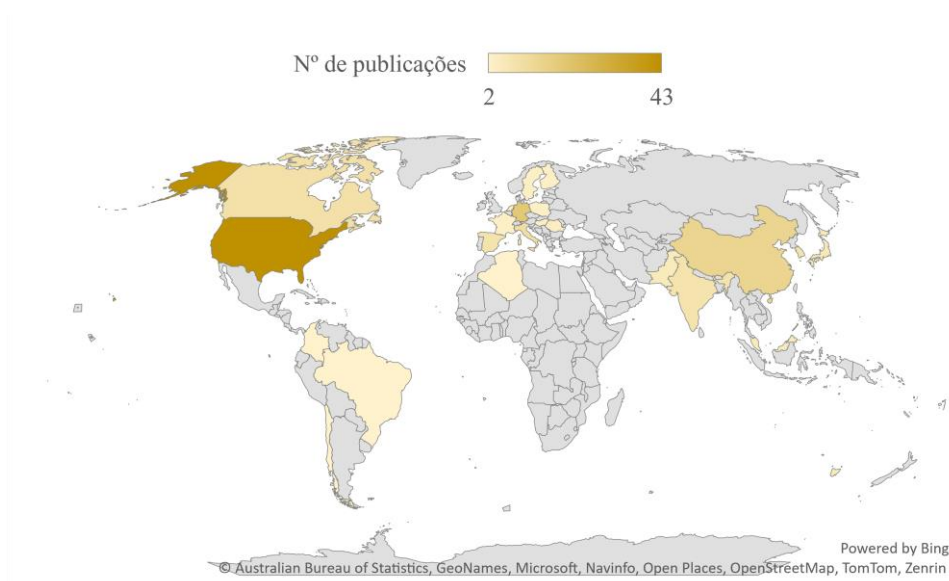


Figura 2.2 - Distribuição geográfica das publicações relacionadas com os sistemas agriPV [5].

A revisão bibliográfica está organizada em diversos subcapítulos, abordando temas que foram considerados relevantes para este trabalho de investigação. Em primeiro lugar, é feita a introdução da energia solar fotovoltaica contextualizando esta tecnologia na sociedade atual. Ainda neste subcapítulo, refere-se, sucintamente, o funcionamento dos módulos fotovoltaicos e os principais tipos que se encontram atualmente no mercado.

De seguida, apresenta-se um dos focos deste trabalho de investigação, os sistemas agriPV. Neste subcapítulo, é explicada a aparição recente deste tipo de sistemas e, também, são referidas as respetivas características que fazem com que estes sejam considerados uma alternativa importante rumo a um futuro mais sustentável.

Tendo em conta que o sistema instalado no Campus Solar inclui módulos bifaciais, considerou-se que seria importante destacar um subcapítulo para este tema. Assim sendo, neste subcapítulo apresenta-se a tecnologia bifacial mencionando um dos principais fatores que condicionam a sua produção, o albedo.

Finalmente, no último subcapítulo da revisão bibliográfica são abordados alguns casos de estudo já existentes nos quais os sistemas agriPV foram o ponto central do trabalho de investigação.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O desenvolvimento das tecnologias de fonte renovável com o objetivo de satisfazer as necessidades globais de energia e, simultaneamente, substituir os combustíveis fósseis tornou-se um dos maiores desafios dos tempos modernos. Neste contexto, os sistemas PV apresentam um grande potencial.

Em primeiro lugar, a luz solar é uma fonte de energia abundante e praticamente inesgotável. Anualmente, a Terra absorve cerca de 3,85 milhões de exajoules (EJ) de energia proveniente do Sol, o que significa que a quantidade de energia solar absorvida pela Terra em apenas uma hora seria suficiente para satisfazer as necessidades energéticas mundiais ao longo de um ano [6]. Porém, nem toda esta energia pode ser aproveitada para produzir eletricidade, uma vez que parte desta é absorvida na atmosfera pelo vapor de água e ozono e outra parte é absorvida pelos oceanos, que representam cerca de 70% da superfície terrestre [7].

Outro fator que contribui para que os sistemas PV tenham um grande potencial é o facto de os custos associados a esta tecnologia terem diminuído significativamente nos últimos anos o que, por consequência, permitiu que esta se tornasse cada vez mais competitiva em relação às fontes de energia convencionais. Para além do decréscimo do LCOE que foi referido no Enquadramento, assinalam-se os seguintes marcos relevantes relacionados com os custos associados às grandes centrais fotovoltaicas [2]:

- O custo dos módulos fotovoltaicos cristalinos vendidos na Europa decresceu cerca de 91% entre 2009 e 2021;
- Em 2021, o custo médio de instalação foram 857 dólares americanos por cada quilowatt (kW) instalado, o que representa uma redução de 82% face a 2010.

Adicionalmente, os sistemas PV apresentam uma grande versatilidade, isto é, podem ser instalados em vários locais e a diferentes escalas, desde sistemas de pequena dimensão, que normalmente se encontram nos telhados dos edifícios residenciais e comerciais, até às grandes centrais fotovoltaicas e de produção centralizada. Além disso, podem ser integrados nas coberturas ou fachadas dos edifícios (BIPV), funcionando como substitutos dos materiais convencionais, ou em infraestruturas, principalmente as que estão já ligadas à área dos transportes, como, por exemplo, os parques de estacionamento, as autoestradas, as linhas de comboio, etc. Com uma menor expressão, os sistemas PV poderão ainda ser integrados nos veículos (VIPV) ou colocados em lagos ou reservatórios, constituindo assim os sistemas flutuantes (FPV) [8].

Por último, resta apenas referir que durante o período de produção de eletricidade, os sistemas PV não produzem quaisquer emissões, contrastando assim com os combustíveis fósseis.

Em contrapartida, é necessário abordar alguns pontos negativos intrínsecos da tecnologia PV que são amplamente debatidos na sociedade atual.

Um dos principais problemas está relacionado com os impactos ambientais provenientes da produção das células fotovoltaicas. Para tal, é necessário previamente proceder à mineração e processamento de materiais como a sílica, a prata e o alumínio. Estas etapas acarretam graves consequências ambientais, tais como a destruição de habitat, a erosão do solo, a poluição das águas residuais e a emissão de gases de efeito de estufa [9]. Além disso, no final do ciclo de vida dos módulos PV, é crucial gerir adequadamente os resíduos, uma vez que o desmantelamento e o consequente descarte dos módulos, sem qualquer critério, pode também originar repercussões negativas. Caso nada seja feito, estima-se que, em 2050, existam 60 milhões de toneladas de resíduos de sistemas PV [10]. Para mitigar este problema já se encontram em desenvolvimento alguns projetos relacionados com a reciclagem dos materiais que constituem os módulos PV [11].

Independentemente dos avanços tecnológicos que venham a ocorrer, a variabilidade e a intermitência são dois fatores que irão estar sempre presentes na produção de eletricidade através de sistemas PV, uma vez que a radiação solar que incide sobre a superfície varia ao longo do dia e está dependente das condições climáticas. Por consequência, a estabilidade da rede elétrica pode não ser assegurada [12] e existe uma grande dificuldade em corresponder a oferta e a procura de eletricidade [13]. Como compensação, é necessário investir em sistemas de armazenamento, como as baterias, que atualmente ainda apresentam limitações em termos de capacidade e custo, quando se procura evoluir para um sistema energético baseado apenas em fontes renováveis.

Apesar dos desafios que ainda enfrenta, a tecnologia PV evoluiu consideravelmente desde a sua descoberta. O primeiro ser humano a observar o efeito fotovoltaico foi o físico francês Alexandre-Edmond Becquerel, em 1839 [14]. Ao realizar experiências eletroquímicas com dois elétrodos metálicos submersos numa solução condutora, Becquerel verificou que a corrente elétrica que fluía entre os dois era ligeiramente superior quando estes se encontravam expostos à luz [15]. Durante as décadas seguintes realizaram-se estudos relacionados com o efeito fotovoltaico, no entanto estes não resultaram em dispositivos práticos ou comercialmente viáveis. Foi apenas em 1954, pela autoria de cientistas da *Bell Laboratories*, que foi possível desenvolver uma célula PV de silício capaz de converter a energia solar em eletricidade de forma mais eficiente [16].

Como se pode ver na Figura 2.3 [17], uma célula PV é constituída por dois tipos diferentes de semicondutores: a camada tipo N (negativa) e a camada tipo P (positiva). Na sua forma pura, os semicondutores, como o silício e o germânio, não têm grande utilidade no ramo dos sistemas elétricos, uma vez que a sua estrutura atómica não permite que existam eletrões livres que possam conduzir a corrente elétrica. Posto isto, é necessário que estes sejam submetidos a um processo denominado dopagem que consiste em adicionar impurezas aos semicondutores com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas [18]. A camada tipo N é um semiconductor dopado com elementos que originam um excesso de eletrões livres. Por outro lado, a camada tipo P apresenta um défice de eletrões ou um excesso de cargas positivas livres, conhecidas como *holes* [19].

Quando as duas camadas são colocadas em contacto uma com a outra, forma-se a junção P-N. Nesta junção, os eletrões livres da camada tipo N deslocam-se para a tipo P ocupando os *holes*, o que resulta na formação de um campo elétrico interno e numa região de depleção. Consequentemente, o campo elétrico impede que os portadores de carga (eletrões e *holes*) se desloquem livremente através da junção P-N prevenindo a sua recombinação imediata. A região de depleção é o nome que se dá à zona em redor da junção e que fica livre dos portadores de carga, sendo apenas composta por iões (negativos na camada tipo P e positivos na camada tipo N) [20].

Para que uma célula PV produza eletricidade é necessário que os fótons que integram a luz incidente sejam absorvidos pelo material semiconductor. Quando estes fótons são absorvidos, a sua energia é transferida para os átomos presentes na junção P-N, mais especificamente para os seus eletrões, que, assim, são excitados da camada de valência para a camada de condução. Na camada de valência, os eletrões estão fortemente ligados aos átomos. No entanto, quando absorvem energia suficiente dos fótons, podem ser excitados para a camada de condução, onde estão livres para se moverem e contribuírem para a corrente elétrica. Esta deslocação do eletrão dá origem a um *hole* na camada de valência do átomo.

Com a presença do campo elétrico, os eletrões livres e os *holes*, resultantes da absorção de energia dos fótons, deslocam-se na direção oposta à que é expectável:

- Os eletrões, em vez de serem atraídos para a camada do tipo P, tendem-se a mover para a camada do tipo N;
- Os *holes*, em vez de serem atraídos para a camada do tipo N, tendem-se a mover para a camada do tipo P.

Finalmente, por meio de um condutor externo, liga-se a camada do tipo N à do tipo P, originando assim um fluxo de eletrões (corrente elétrica) que pode ser utilizado para alimentar dispositivos elétricos ou carregar baterias. A diferença de potencial produzida pela célula fotovoltaica deriva do campo elétrico criado na junção P-N [21][22].

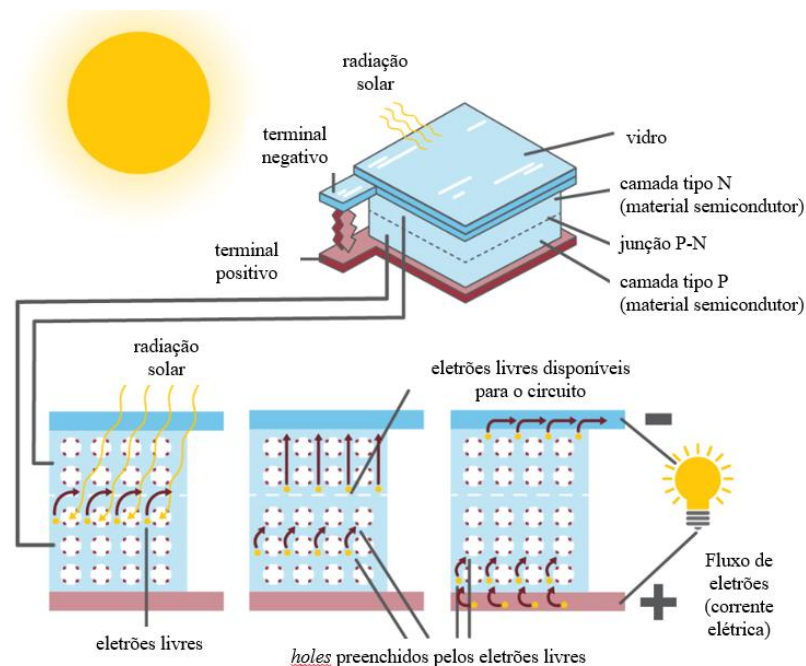


Figura 2.3 – Esquema de uma célula fotovoltaica [17].

Cada módulo fotovoltaico é composto por uma quantidade específica de células ligadas em série. Este tipo de ligação é essencial para aumentar a diferença de potencial do módulo, uma vez que cada célula produz uma tensão relativamente baixa que não é útil para a maioria das aplicações. Neste caso, a camada tipo N de uma célula é ligada à camada tipo P da célula adjacente, permitindo que os eletrões se movimentem internamente de uma célula para a outra. Este fluxo de eletrões dentro do módulo cria uma corrente elétrica que pode então ser utilizada externamente para carregar uma bateria ou para alimentar um sistema elétrico [22].

Atualmente, no mercado da tecnologia PV já se encontram disponíveis variados tipos de módulos, cada um com as suas características distintas em termos de eficiência, custo e aplicabilidade. Os principais tipos que se podem identificar são [23]:

- **Monocristalinos:** As células que constituem estes módulos são fabricadas a partir de um único cristal de silício o que as permite ser mais duradouras e eficientes, com valores a rondar os 20% para a eficiência de conversão do módulo. Normalmente, são utilizados em aplicações onde o espaço é limitado e a prioridade é maximizar a produção de eletricidade. A principal limitação deriva do elevado desperdício de silício durante a produção das células, o que faz com que estes módulos sejam mais dispendiosos. No entanto, apesar do custo inicial mais elevado, os módulos cristalinos podem ser mais económicos a longo prazo devido à sua maior eficiência e durabilidade, o que resulta num maior valor da eletricidade produzida ao longo da sua vida útil.
- **Policristalinos:** Tal como o nome indica, as células que fazem parte deste tipo de módulos são compostas por vários cristais de silício em vez de apenas um. O seu processo de fabrico é menos intensivo em termos de desperdício de silício, o que torna este tipo de módulos mais acessíveis economicamente. Contudo, também os faz ser menos eficientes relativamente à produção de eletricidade em comparação com os módulos cristalinos (valores de eficiência entre os 15 e os 17%). Além disso, apresentam menor tolerância ao calor e, por isso, são menos eficientes em climas com temperaturas mais elevadas.
- **Filmes finos:** Este tipo de módulos são, atualmente, a principal alternativa aos módulos tradicionais de silício cristalino. São produzidos depositando camadas finas de materiais semicondutores, como, por exemplo, o telureto de cádmio (CdTe), sobre um substrato que, geralmente, é constituído por vidro ou plástico. Em comparação com os módulos de silício, são consideravelmente mais leves e flexíveis, o que permite que possam ser utilizados em aplicações BIPV com maior facilidade. Além disso, apresentam também um menor custo de produção. Por outro lado, a sua eficiência de conversão de energia é inferior à dos módulos de silício cristalino e, por isso, é necessária uma área maior para produzir a mesma quantidade de eletricidade. Dependendo do semicondutor utilizado, a eficiência deste tipo de módulos pode variar entre os 6 e os 15%.
- **PERC (*Passivated emitter rear cell*):** Um dos fatores que limita a eficiência dos módulos de silício cristalino está relacionado com a recombinação dos portadores de carga antes de estes contribuírem para a corrente elétrica. Para impedir ou minimizar que este fenómeno aconteça é possível adicionar uma camada de passivação na superfície traseira da célula. Esta camada extra permite, também, que a célula seja capaz de absorver radiação solar com um maior comprimento de onda (maior que 1180 nanómetros). Normalmente, este tipo de radiação apenas contribui para o aquecimento da superfície traseira da célula, o que afeta negativamente o seu desempenho. As PERC são, por isso, uma evolução tecnológica das células de silício cristalino podendo-se verificar incrementos de até 0,86% na eficiência [24].

Em síntese, a energia solar fotovoltaica é hoje considerada uma solução viável para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e, ao mesmo tempo, combater a pobreza energética que, atualmente, ainda faz parte do quotidiano de uma grande percentagem da população mundial (cerca de 2 mil milhões de pessoas [25]). Apesar desta tecnologia já ter atingido um alto nível de maturidade, ainda existem desafios e limitações que precisam de ser superados, sobretudo, ao nível do armazenamento de energia. No entanto, tal como aconteceu no passado, espera-se que a pesquisa e os estudos que irão ser feitos nesta área permitam superar todas estas questões.

2.2 Sistemas Agrivoltaicos (AgriPV)

Recentemente, os sistemas agriPV surgiram como uma alternativa relevante para a produção de eletricidade através de fontes renováveis. Tal aconteceu devido à combinação de uma diversidade de fatores. Em primeiro lugar, a população mundial passou de 7 para 8 mil milhões de pessoas no espaço de apenas 12 anos e espera-se que continue a aumentar até às últimas décadas do século XXI [26]. Este aumento populacional em conjunto com os avanços tecnológicos e a melhoria de qualidade de vida nos países menos desenvolvidos origina uma pressão adicional sobre o sistema alimentar mundial, que atualmente é insustentável e já se encontra em risco de colapso. Caso não haja alterações ao nível da produção dos alimentos ou no estilo de vida de cada indivíduo, será necessário, até 2050, duplicar a quantidade de alimentos que hoje é produzida [27]. Outro fator preponderante que ajuda a intensificar a crise alimentar são as alterações climáticas. A escassez de água, a maior frequência e intensidade de fenómenos extremos e o aumento global das temperaturas afetam a produtividade da maior parte das culturas agrícolas [28].

Paralelamente, o crescimento da população mundial também faz com que as necessidades energéticas aumentem. Estima-se que, em 2050, o consumo de energia atinja os 760 EJ, o que representa um aumento de 75% face ao início do milénio. Deste valor, aproximadamente, 33% irá corresponder a energia produzida através de fontes renováveis [29]. Para satisfazer estas necessidades será necessário instalar mais centrais e uma das tecnologias mais promissoras e que mais se tem falado nos últimos anos, principalmente devido à considerável redução de custos [2], é a fotovoltaica. No caso específico da União Europeia (UE), espera-se que a potência instalada ultrapasse os 700 GW em 2030 e que já esteja na ordem de alguns TWs em 2050 [8]. Apesar de ser possível integrar uma grande quantidade destes sistemas PV em telhados, áreas urbanas e infraestruturas, estima-se que, aproximadamente, 50% da capacidade instalada esteja presente em centrais de grande escala localizadas em terrenos de áreas agrícolas [30]. Este tipo de centrais PV requer, tipicamente, de uma grande parcela de terreno comparativamente com outras tecnologias. Na Figura 2.4 é feita essa comparação através da relação entre a quantidade de área utilizada e o megawatt-hora (MWh) de eletricidade produzida. É importante referir que os valores presentes no gráfico não dizem respeito apenas à área ocupada pelas centrais quando estão em operação, mas sim toda a área necessária durante o seu ciclo de vida. Por exemplo, para as grandes centrais PV, também se inclui a área utilizada para captar os metais e os minerais necessários para a produção dos módulos [31].

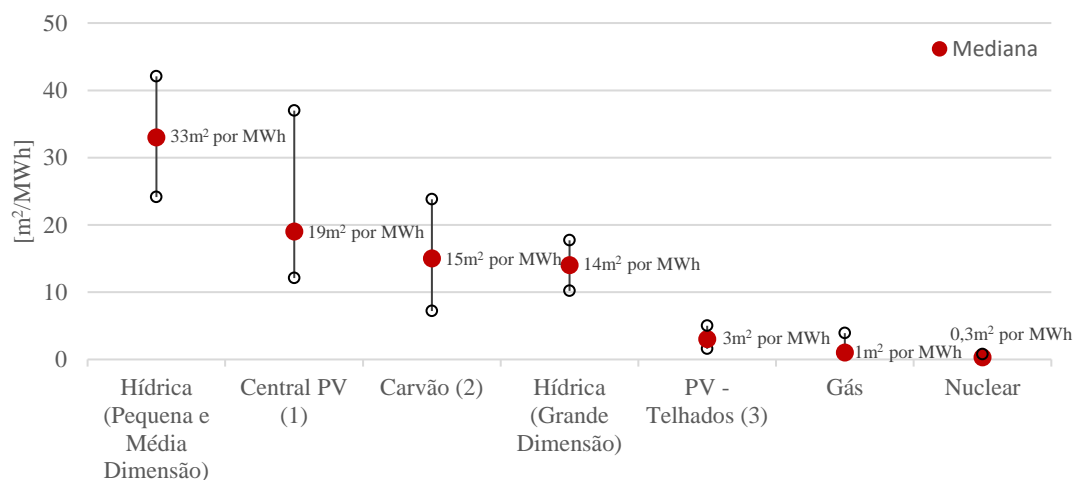


Figura 2.4 - Área utilizada, em metros quadrados, por cada megawatt-hora de eletricidade produzida para diferentes tipos de centrais [31][32]. (1) Consideraram-se apenas as centrais PV que utilizam módulos de silício policristalino. (2) Consideraram-se apenas as centrais a carvão sem capturação e armazenamento de carbono. (3) Consideraram-se apenas os sistemas com módulos de silício policristalino.

Em primeiro lugar, pode-se concluir que as centrais nucleares são as mais eficientes em relação à utilização de área: por cada MWh produzido precisam 50 vezes menos de área do que as centrais a carvão e, aproximadamente, 63 vezes menos do que as grandes centrais PV. Além disso, também se verifica, através do amplo intervalo entre o valor mínimo e máximo, que a utilização de área pode variar bastante até entre centrais do mesmo tipo de tecnologia. No caso específico da tecnologia PV, a quantidade de área utilizada é obviamente mais baixa quando se instalam os módulos nos telhados dos edifícios. Nas centrais PV de grande escala este valor está dependente da eficiência dos módulos e, principalmente, do sistema escolhido, que pode ser fixo ou móvel. Devido à sua natureza, os sistemas móveis, que seguem o Sol ao longo do dia, requerem mais espaço entre cada fila de módulos e, portanto, a utilização de área é, também, maior relativamente aos sistemas fixos.

Independentemente do sistema utilizado, as grandes centrais PV continuam a ser um dos tipos de central que mais espaço ocupa. Neste contexto, a crescente procura por centrais deste tipo, impulsionada pela necessidade de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, está a intensificar a competição por espaço com a produção agrícola, especialmente num cenário em que as necessidades alimentares aumentam devido ao crescimento populacional.

Como resposta a este problema surgiram os sistemas agri-PV que possibilitam a produção simultânea de culturas agrícolas e eletricidade na mesma parcela de terreno. Este conceito foi, originalmente, proposto por Goetzberger e Zastrow no ano de 1982 [33]. Neste trabalho de investigação os módulos PV foram elevados 2 metros acima do solo e posicionados de maneira que a produção de eletricidade estivesse otimizada. As fileiras estavam a uma distância uniforme que correspondia, aproximadamente, a 3 vezes a altura a que os módulos se encontravam. Com esta disposição, o solo recebeu, cerca de, 66% da radiação global que receberia se não estivesse coberto parcialmente pelos módulos. Concluiu-se que as únicas culturas que deveriam ser escolhidas para este tipo de sistemas são aquelas que não são limitadas no seu desenvolvimento pela quantidade de luz disponível.

Nos últimos anos, a tecnologia agriPV tem-se desenvolvido rapidamente e, atualmente, já se encontra bastante dispersa pelo globo. Este desenvolvimento pode ser comprovado através da evolução da potência instalada. Em 2012, todos os sistemas agriPV em operação totalizavam 5 megawatts (MW) de potência. Em 2021, apenas 9 anos depois, este valor já tinha ultrapassado, pelo menos, os 14 GW [34]. Futuramente, esta tecnologia poderá continuar a expandir-se de forma semelhante. Isto, porque a área destinada à prática de agricultura corresponde a 37% da área total da Terra [35] e, portanto, o potencial de instalação dos sistemas agriPV é imenso.

No caso particular da UE, a superfície agrícola utilizada (SAU), que inclui terras aráveis, horta familiar, culturas permanentes e pastagens permanentes [36], representa quase 158 milhões de hectares [37]. Para se fazer a estimativa de quantos sistemas agriPV se podem instalar utilizando a superfície agrícola disponível, é necessário ter em conta o valor da densidade de potência instalada. Neste tipo de sistemas, o *design* escolhido varia consideravelmente entre cada caso de estudo e, por consequência, a densidade de potência instalada também. Por exemplo, o *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* realizou uma estimativa para o potencial dos sistemas agriPV na Alemanha assumindo que seria necessário um hectare para cada 0,25 MW de potência instalada [34]. No caso da *Next2Sun*, a empresa pioneira de tecnologia fotovoltaica bifacial vertical, está anunciado que os seus sistemas agriPV têm uma densidade de potência instalada de 0,4 MW/ha [38]. Em síntese, com base numa extensa variedade de projetos agriPV já realizados, o valor obtido para a potência instalada por unidade de área variou entre 0,2 e 0,9 MW/ha [8]. Sendo assim, assumindo um valor arbitrário dentro do intervalo obtido como, por exemplo 0,6 MW/ha, tem-se que, com apenas 1% da SAU da UE ocupada, é possível chegar quase a 1 TW de potência instalada, que é um valor bem acima do que está visionado para 2030 [8].

Aprofundando ainda mais esta análise, em Portugal, a SAU correspondia a quase 4 milhões de hectares [39] e, segundo o Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), prevê-se que a capacidade instalada de tecnologia solar PV (centralizada e descentralizada) seja 9 gigawatt (GW) em 2030 [40]. Seguindo a metodologia utilizada para a UE e assumindo o mesmo valor arbitrário para a densidade de potência instalada, conclui-se que, para atingir a meta estabelecida no PNEC 2030, se tenha apenas de ocupar 0,38% da SAU com sistemas agriPV.

A Figura 2.5 apresenta a extensão de área necessária para a atual capacidade fotovoltaica instalada em Portugal (2980 MW em junho de 2023 [41]), bem como para as estimativas de 2030 e 2050, que segundo o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) irá atingir os 26 GW [42]. Na Figura 2.5 é também possível analisar a percentagem da SAU ocupada para os diferentes valores de potência instalada por unidade de área.

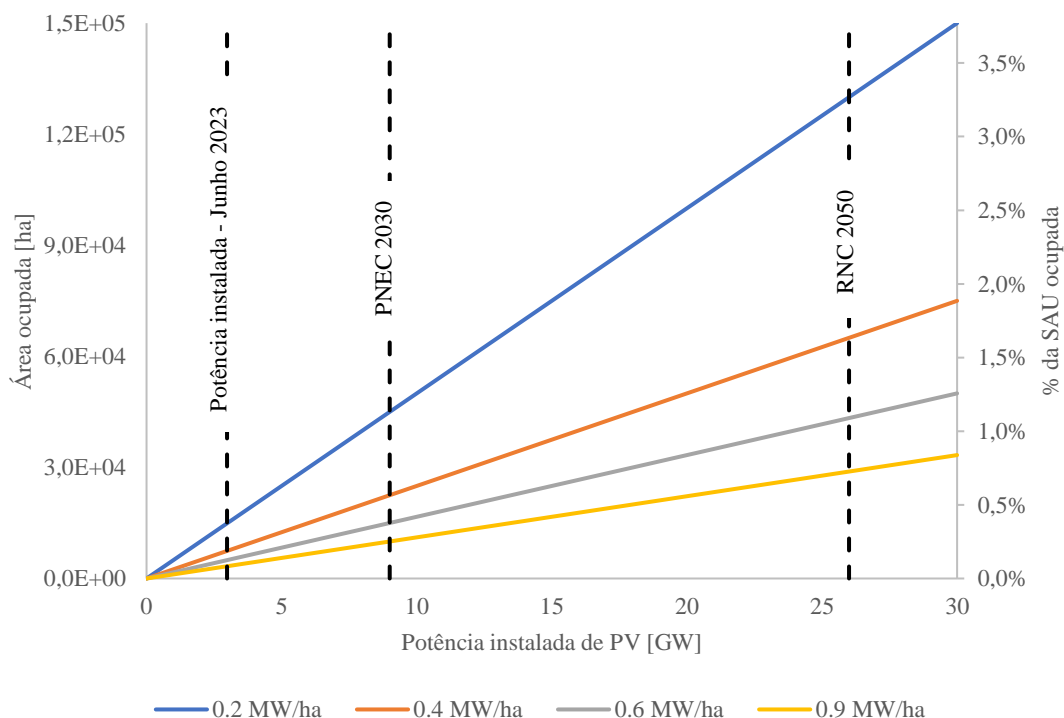


Figura 2.5 – Extensão da área utilizada, em hectares, e percentagem da SAU ocupada para a capacidade fotovoltaica instalada atual e para que está prevista em 2030 e 2050 de acordo com os diferentes valores de densidade de potência instalada [40][41][42].

Pela Figura 2.5, conclui-se que não é necessário ocupar uma grande percentagem da SAU para atingir as metas estabelecidas de capacidade fotovoltaica instalada em 2030 e 2050. Para perfazer a capacidade total instalada, atualmente seria apenas necessário ocupar entre 0,08 e 0,37% da superfície agrícola com sistemas agriPV. No caso de 2030, o intervalo de valores é de 0,25 a 1,13%. Finalmente, para 2050, a meta são os 26 GW e para os atingir é preciso que os sistemas agri-PV ocupem entre 0,73 e 3,27% da SAU.

Os sistemas agriPV, além de permitirem a coexistência no mesmo espaço da produção de eletricidade e da produção agrícola, têm também o potencial de beneficiar o funcionamento de ambas as atividades.

Em primeiro lugar, os sistemas agriPV, caso sejam planeados e geridos de forma sustentável, podem contribuir para a redução do consumo de água e, também, da degradação dos solos. A redução do consumo de água pode ser explicada através do sombreamento que as estruturas e os módulos

poderão fazer sobre as culturas agrícolas durante as horas de maior calor, reduzindo assim a evaporação da água dos solos [43] e, por consequência, as necessidades de rega [44]. Para além disso, os solos também beneficiam deste fenómeno, uma vez que o seu nível de humidade se mantém estável e, desta forma, o risco de erosão e degradação é menor [45]. Os sistemas agriPV também podem proteger as culturas agrícolas durante a ocorrência de eventos climáticos extremos que, atualmente, têm ocorrido com mais frequência [46], tais como as ondas de calor, as secas e o granizo [47], fortalecendo assim a capacidade de resposta da agricultura face às alterações climáticas.

De um ponto de vista económico, a produção simultânea de culturas agrícolas e eletricidade possibilita que sejam atingidos maiores valores de produtividade do terreno. Segundo algumas simulações que foram feitas, estes valores podem ser superiores em até 70% quando comparados com os valores de produtividade de terrenos que sejam utilizados apenas para uma das finalidades [48]. A produtividade de um terreno pode também ser avaliada através do *Land Equivalent Ratio* (LER). Este conceito, introduzido pela primeira vez em 1980 por Mead e Willey [49], é usado para comparar a produtividade entre os sistemas de cultivo combinado (duas ou mais culturas) e os sistemas em monocultura [50]:

$$LER = \frac{Produtividade_a(comb.)}{Produtividade_a(mono.)} + \frac{Produtividade_b(comb.)}{Produtividade_b(mono.)} \quad (2.1)$$

Recentemente, o LER começou também a ser aplicado aos sistemas agriPV com o objetivo de comparar a produtividade deste tipo de sistemas em relação aos de uso único (ou seja, os que são exclusivos à agricultura ou à produção de eletricidade). Neste caso, as letras a e b na Equação 2.1 representam, respetivamente, a cultura cultivada e a eletricidade produzida.

Por último, resta apenas referir que este tipo de sistemas pode também possibilitar o aumento da produção dos módulos PV, tendo em conta que estes são condicionados negativamente na sua eficiência pelas temperaturas mais altas [51]. Neste contexto, a presença das culturas agrícolas sob os módulos nos sistemas agri-PV é benéfico, uma vez que estas provocam um efeito de arrefecimento, o que permite que os módulos PV tenham uma melhor performance nos dias em que as temperaturas são mais altas [52].

Por outro lado, os sistemas agri-PV apresentam limitações que contribuem para que o investimento nesta tecnologia seja posto em causa, nomeadamente, o custo inicial elevado e a compatibilidade com as culturas agrícolas.

Antes da instalação de qualquer tipo de sistema PV é necessário preparar a área na qual este vai ser instalado. No caso dos sistemas agriPV, este processo de preparação é, significativamente, dispendioso e demorado, tendo em conta que é necessário considerar medidas de proteção dos solos que, mais tarde, irão ser utilizados para a agricultura. Consequentemente, estima-se que os custos associados a este processo estejam entre os 190 e os 266 euros por kW para os sistemas agriPV. Em comparação, as grandes centrais PV, em que os sistemas são montados no solo sem o mesmo tipo de preocupação, têm um custo associado à preparação do terreno que varia entre 67 e 100 euros por kW [34]. Outro dos fatores que contribui para um custo inicial elevado é a estrutura dos sistemas agriPV. A necessidade de elevar os módulos, para que estes não interfiram de forma excessiva com as culturas agrícolas abaixo, implica a utilização de estruturas de suporte mais robustas e, consequentemente, mais dispendiosas. Em contraste, os módulos nas grandes centrais PV são instalados diretamente sobre o solo ou em estruturas de suporte relativamente baixas e, portanto, o custo associado é menor [53].

Outra das limitações que coloca em risco a viabilidade dos sistemas agriPV é a sua compatibilidade com as culturas agrícolas, uma vez que nem todas se adaptam às condições de sombreamento impostas pelos módulos.

A fotossíntese é um processo vital para as plantas, no qual a luz desempenha um papel fulcral. Durante este processo, as plantas utilizam a energia da luz solar para converter dióxido de carbono e água em oxigénio e glicose [54]. Em condições ideais, a taxa de fotossíntese (ou seja, a velocidade com que as plantas realizam este processo) aumenta à medida que a intensidade da luz aumenta, no entanto, esta relação não é linear, tal como se pode ver na Figura 2.6 [34]. Existe um limite, que se denomina ponto de saturação da luz, em que a taxa de fotossíntese atinge um valor máximo mesmo que a intensidade da luz seja infinitamente maior. É neste ponto que as plantas atingem o seu limite máximo de absorção e conversão da luz solar para o processo de fotossíntese. As plantas que apresentam um limite mais baixo são as que não estão tão dependentes da quantidade de luz disponível e que, por isso, são mais tolerantes ao sombreamento e que se adaptam melhor à realidade dos sistemas agriPV.

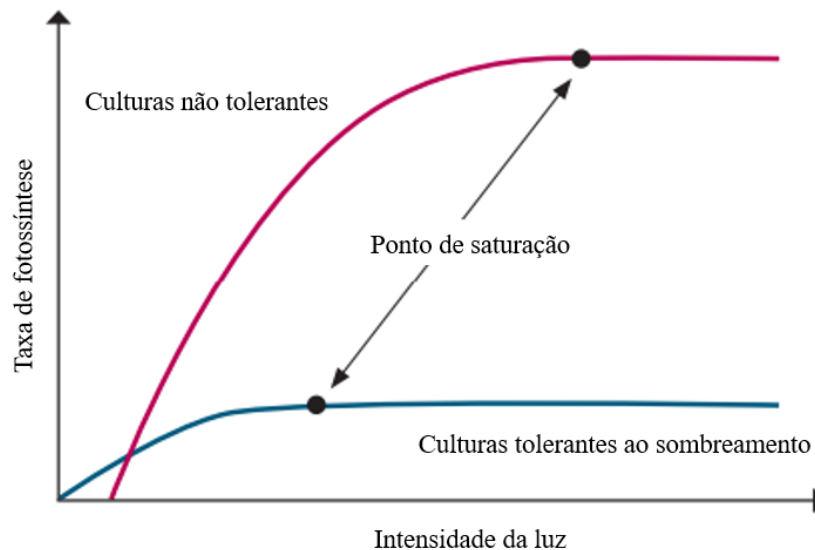


Figura 2.6 - Relação entre a taxa de fotossíntese e a intensidade da luz para culturas tolerantes e não tolerantes ao sombreamento [34].

Considerando tanto os aspetos positivos como as limitações associadas aos sistemas agriPV, é possível concluir que é necessário realizar um estudo minucioso antes de implementar este tipo de sistema. Este estudo deve ter em conta diversos fatores, tais como o tipo de cultura agrícola, as condições climáticas do local onde se pretende fazer a instalação, a topografia do terreno, os impactos ambientais, etc. Além disso, para garantir o apoio do projeto, é também importante consultar os agricultores e as comunidades que poderão ser afetadas. Desta forma, um planeamento cuidadoso e uma avaliação abrangente dos custos e benefícios são fundamentais para garantir o sucesso de um sistema agriPV.

2.3 Tecnologia Bifacial

Nos últimos anos, a procura incessante por alternativas mais eficientes e inovadoras no ramo da energia solar fotovoltaica deu origem a avanços tecnológicos significativos. Este desenvolvimento promoveu não só o aumento da eficiência de conversão de energia dos sistemas PV como também a otimização do espaço disponível e a redução dos custos a longo prazo.

Uma das principais inovações que resultou deste desenvolvimento foi a tecnologia bifacial. Os módulos bifaciais diferenciam-se dos monofaciais pela sua capacidade de captar a radiação solar através de ambas as faces, a frontal e a traseira. Neste contexto, os módulos bifaciais apresentam uma maior produtividade, uma vez que conseguem aproveitar tanto a radiação solar direta que incide sobre a face frontal como aquela que é refletida pelo solo e outras superfícies em redor e que incide sobre a face

traseira [55]. Atualmente, o tipo de módulo predominante ainda é o monofacial prevendo-se que corresponda a 60% do mercado da tecnologia PV em 2025. No entanto, como se pode ver na Figura 2.7, estima-se que a tendência bifacial venha a aumentar nos próximos anos atingindo, aproximadamente, os 70% já na próxima década. Com os avanços tecnológicos e a redução das despesas de produção, verificou-se que a diferença entre o custo médio de um módulo monofacial e de um bifacial reduziu drasticamente nos últimos anos, ao ponto de em 2022 a diferença ser na ordem de alguns centavos [56].

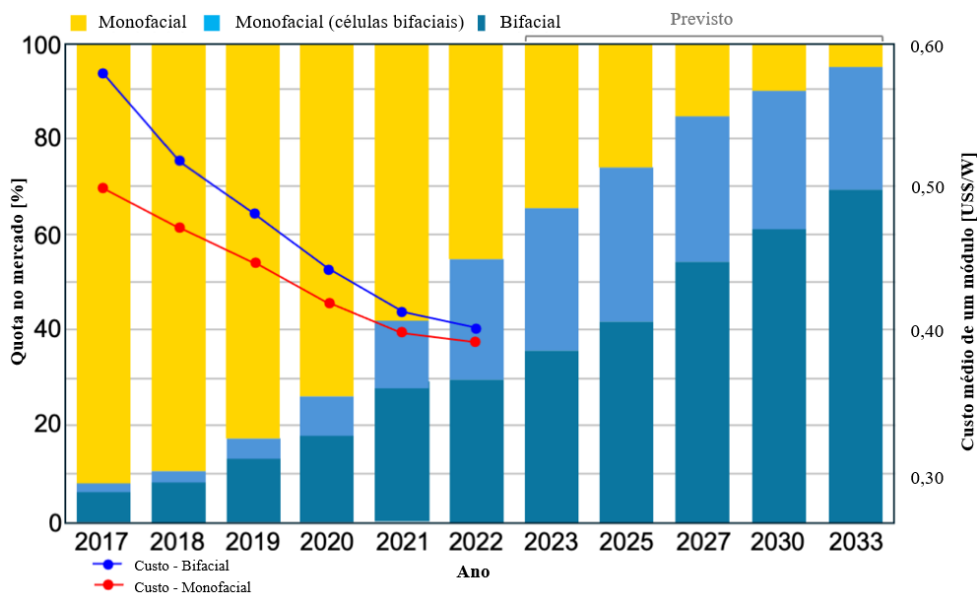


Figura 2.7 - Quota no mercado e custo médio dos módulos bifaciais e monofaciais [56].

Num estudo realizado na Palestina comparou-se o desempenho dos módulos monofaciais e bifaciais em diferentes cenários que variavam de acordo com o tipo de superfície [57]. Cada superfície escolhida apresentava um valor distinto para o albedo (isto é, uma variável adimensional que varia entre 0 e 1 e pode ser definido como o quociente entre a radiação refletida e a radiação global horizontal que incide sobre a superfície em estudo [58]):

Tabela 2.1 - Albedo das superfícies escolhidas no estudo realizado na Palestina [57].

Superfície	Albedo
Asfalto	0,12
Relva artificial	0,26
Areia	0,35
Solo pintado com tinta branca	0,90

Os resultados obtidos revelaram que os módulos bifaciais produziram, em média, mais 6,81% do que os monofaciais ao longo de um ano. Além disso, verificou-se que, durante esse período, o mínimo de produção obtido por um módulo bifacial foi sobre uma superfície de asfalto (142 182 quilowatt-hora - kWh). O máximo de produção, por outro lado, foi atingido sobre uma superfície pintada com tinta branca (145 719 kWh). Assim, pode-se concluir que o tipo de superfície presente sob os módulos bifaciais é um dos fatores preponderantes que influencia a sua produção de eletricidade.

Apesar da sua aparente simplicidade, realizar estimativas sobre os níveis de albedo é relativamente complexo, uma vez que este depende não só apenas das características da superfície, como a cor e a rugosidade, mas também da distribuição espectral e angular da radiação solar incidente. Estes fatores variam de acordo com a composição da atmosfera, a localização geográfica e a altura do ano.

Consequentemente, o albedo apresenta variabilidade intra-anual que é, principalmente, afetada pela posição do sol e, também, pela sazonalidade da cobertura do solo que está ligada ao crescimento da vegetação. Considerando que a composição atmosférica varia de ano para ano (sobretudo ao nível da concentração dos gases de efeito de estufa), estimar os níveis futuros de albedo com base em dados históricos tem as suas limitações. Assim, pode-se afirmar que o albedo também apresenta variabilidade interanual [59].

A bifacialidade é outro dos fatores que afeta a produção de eletricidade dos módulos bifaciais. Pode-se definir como o quociente entre a eficiência da face traseira e a eficiência da face frontal quando estão expostas à mesma irradiação, ou seja, indica o quanto a face traseira é capaz de replicar o desempenho da face frontal. Por exemplo, se um módulo apresenta uma bifacialidade de 80%, isto significa que a face traseira tem a capacidade de gerar 80% da potência que a face frontal produz quando estas são expostas ao mesmo tipo de condições. Posto isto, pode-se concluir que, quanto maior for o fator de bifacialidade, mais eletricidade será o módulo capaz de produzir [60].

Para se maximizar a produção de eletricidade, os sistemas PV são, normalmente, instalados virados para o céu e a uma inclinação ideal. Contudo, com o objetivo de potencializar o uso dos módulos bifaciais, estes podem também ser instalados na vertical. Na maior parte dos casos, os sistemas verticais encontram-se orientados na direção Este/Oeste permitindo assim que se atinjam valores superiores de produção de eletricidade no início da manhã e no fim da tarde (considerando que o Sol nasce a Este e põe-se a Oeste). Esta distribuição coincide de forma mais eficaz com os padrões de consumo da sociedade ao contrário dos sistemas inclinados, que estão orientados a Sul (no hemisfério Norte) e a Norte (no hemisfério Sul), e que atingem o pico de produção a meio do dia quando as necessidades de eletricidade são menores. Tal como já foi referido, uma das limitações dos sistemas PV está relacionada com o armazenamento de energia. Neste contexto, os sistemas verticais podem ajudar a mitigar esta questão, uma vez que os seus picos de produção se alinham com os picos de consumo resultando, assim, numa menor quantidade de eletricidade excedente [61]. No entanto, do ponto de vista de um investidor que procura maximizar a produção de eletricidade para aumentar a rentabilidade do projeto, a produção característica deste tipo de sistemas é vista como uma limitação. Isto, porque na maior parte dos locais a verticalidade não corresponde à inclinação ideal e, por isso, os sistemas verticais, globalmente, acabam por produzir menos eletricidade do que os sistemas tradicionais.

No contexto dos sistemas agriPV este tipo de instalação também pode ser interessante. A posição vertical dos módulos reduz o sombreamento direto e prolongado sobre as culturas agrícolas. Nestas condições, é também possível escolher as culturas que são mais sensíveis à radiação solar e que não se desenvolveriam bem na sua ausência [62]. Além disto, os sistemas verticais permitem que exista uma maior flexibilidade nas práticas agrícolas, tendo em conta que as máquinas necessárias para a plantação, manutenção e colheita podem operar com mais facilidade entre as filas dos módulos.

2.4 Casos de estudo

Neste subcapítulo serão apresentados três casos de estudo que exemplificam a aplicação prática dos sistemas agriPV. Cada caso ilustra diferentes abordagens da integração dos módulos PV na agricultura com o intuito de analisar o seu desempenho nestas condições. O trabalho de investigação concentra-se, na sua grande maioria, sobre a produtividade das culturas e a produção de eletricidade.

2.4.1 Heggelbach, Alemanha

O projeto piloto localizado numa quinta de Heggelbach, nas imediações do lago Constança, foi resultado do trabalho de investigação realizado pelo grupo APV-RESOLA (“Agrivoltaics: contribution to resource-efficient land use”) e do investimento do Ministério Federal da Educação e Investigação da

Alemanha. Neste projeto investigaram-se os aspetos económicos, técnicos, sociais e ambientais da tecnologia agriPV numa situação do mundo real com o objetivo de demonstrar a sua viabilidade. As características do sistema PV instalado no âmbito deste projeto podem ser consultadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Características do sistema PV instalado em Heggelbach, Alemanha [34].

Área	25 metros (m) x 136 m = 3 400 metros quadrados (m ²)
Módulos PV	Bifacial orientado a Sul com 270 Watt (W)
Capacidade instalada	270 W x 720 = 194,4 kW
Filas dos módulos PV	15 filas distanciadas 9,5 m entre si
Altura dos módulos PV	5 m

A orientação dos módulos PV a Sul e a sua elevação de 5 metros, juntamente com o espaçamento adequado entre as filas, assegurou que as culturas agrícolas abaixo recebessem uma quantidade suficiente e constante de radiação solar ao longo do dia. Esta configuração também permitiu que os agricultores pudessem usar as máquinas agrícolas sem grandes restrições. Comparativamente com as grandes centrais PV, a densidade de potência instalada foi, cerca de, 25% menor. Para comprovar a viabilidade do sistema agriPV, é essencial que as culturas agrícolas apresentem um bom desenvolvimento. Desta forma, para este caso de estudo foram selecionadas as seguintes culturas teste: o trigo de inverno, as batatas, o aipo e o trevo.

Os resultados obtidos revelaram que a produtividade do terreno aumentou para os 160% no primeiro ano do projeto (2017). Além disso, as colheitas das culturas cultivadas sob os módulos PV representaram mais de 80% das colheitas das áreas de referência não afetadas pelo sombreamento, confirmando assim a sua viabilidade comercial. Em 2018, ano em que se registaram ondas de calor em solo alemão [63], os resultados foram ainda mais positivos. O sombreamento provocado pelos módulos PV possibilitou que as colheitas aumentassem relativamente ao ano anterior (em comparação com as áreas de referência) enquanto os altos níveis de radiação solar permitiram que se produzisse mais eletricidade. Por consequência, verificou-se também um crescimento nos valores de produtividade do terreno. Por exemplo, na área onde estavam cultivadas as batatas, este valor chegou aos 186% (Figura 2.8). Os investigadores consideraram que as culturas se conseguiram adaptar melhor à falta de precipitação desse verão devido ao sombreamento provocado pelos módulos PV. Esta consideração demonstra que os sistemas agriPV têm um grande potencial, principalmente nas regiões mais áridas.

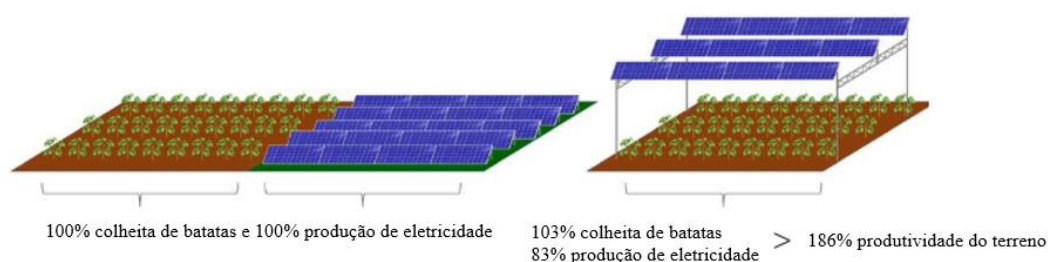


Figura 2.8 – Comparação entre a área de referência e a área teste de cultivo das batatas [34].

2.4.2 Piolenc, França

Como foi referido anteriormente, as alterações climáticas têm provocado, nos últimos anos, o aumento da frequência e a intensificação de fenómenos extremos como as ondas de calor, as chuvas torrenciais, o granizo e as geadas primaveris. Estes acontecimentos afetam a produtividade das culturas agrícolas, especialmente no caso da vinicultura. Neste contexto e no âmbito do programa Sun'Agri 3

suportado pela Agência Francesa do Meio Ambiente e Gestão de Energia (ADEME), foi instalado um sistema agriPV numa região vitivinícola em Piolenc, no sudeste francês, com o objetivo de avaliar o desempenho destes sistemas sobre determinadas culturas agrícolas (Figura 2.9). As características deste sistema podem ser consultadas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Características do sistema PV instalado em Piolenc, França [64].

Área	600 m ²
Módulos PV	Monofacial com 300 W
Capacidade instalada	300 W x 280 = 84 kW
Filas dos módulos PV	Distanciadas 2,25 m entre si
Altura dos módulos PV	4,2 m

Para além disto, os módulos podem ser movidos em tempo real através de um algoritmo de inteligência artificial que está programado para favorecer o desenvolvimento da planta e tem a capacidade de determinar a inclinação ideal de acordo com os valores da radiação solar, as necessidades de rega da vinicultura e as condições atmosféricas (isto é, na ocorrência de fenómenos climáticos extremos, o algoritmo move os módulos de forma a proteger as vinhas) [65].

Segundo a Sun'Agri, o sombreamento provocado pelos módulos PV possibilitou que as vinhas não fossem impactadas negativamente pelas ondas de calor durante a sua fase de crescimento. Adicionalmente, verificou-se que, devido à redução da evaporação de água do solo, o consumo de água para rega decresceu entre 12 e 34% nas vinhas sombreadas pelos módulos.



Figura 2.9 – Sistema agri-PV instalado numa região vitivinícola em Piolenc, França [65].

2.4.3 Ancara, Turquia

A inclinação dos módulos num sistema agriPV é um fator crucial tanto para maximizar a produção de eletricidade como para aumentar a produtividade das culturas. Neste contexto, um grupo internacional de investigadores realizou um estudo que tinha como objetivo determinar a inclinação

ideal dos sistemas agriPV localizados em regiões com a mesma latitude e clima do Mediterrâneo. As simulações foram realizadas sobre um sistema agriPV de 175 metros quadrados situado na capital turca.

O trabalho de investigação foi dividido em três partes distintas. Em primeiro lugar, foi calculada a inclinação ideal que permitia atingir o máximo de produção de eletricidade para a cidade de Ancara. Na Tabela 2.4 encontram-se os valores para a média anual e para cada uma das estações do ano:

Tabela 2.4 - Inclinação ideal dos módulos de um sistema agriPV localizado em Ancara, Turquia [66].

	Inclinação ideal
Inverno	55°
Primavera	20°
Verão	7°
Outono	45°
Média anual	31,33°

Tendo em consideração os valores obtidos foram idealizados oito cenários que variavam de acordo com a inclinação dos módulos: média anual (M1), latitude (M2 – 39,57°), instalação horizontal (M3 - 0°), instalação vertical (M4 - 90°), inverno (M5), primavera (M6), verão (M7) e outono (M8). Nesta segunda parte do estudo em que se pretendia, para cada um destes cenários, determinar a produção de eletricidade, em kWh, e o lucro, em dólares, consideraram-se três módulos PV:

- Silício cristalino com 19% de eficiência;
- Silício cristalino com uma camada anti refletora e 21% de eficiência;
- Filme fino mais barato, mas com 18% de eficiência.

Os resultados indicaram que o cenário M1, em conjunto com os módulos de filme fino, alcançou o melhor desempenho: 1 286\$ de lucro e 15 674 kWh de eletricidade produzida ao longo de um ano. Por outro lado, o cenário M4 com os módulos de silício cristalino tradicionais apresentou o pior desempenho, registando 775\$ de lucro e 9 438 kWh de eletricidade produzida.

Na terceira e última etapa deste trabalho de investigação foi calculado o LER de sete culturas cultivadas sob os módulos PV, os quais se encontravam posicionados conforme os oito cenários definidos na etapa anterior. As culturas agrícolas escolhidas foram a curcuma, o *kiwi*, o milho, a alface, a *bok choy*, a oliveira e a couve. Os valores do LER revelaram que o maior nível de produtividade foi atingido com o *kiwi* no cenário M1 e o menor com a *bok choy* no cenário M4.

3 Métodos

O trabalho de investigação realizado no âmbito desta dissertação teve como foco um sistema agriPV que se encontra instalado no Campus Solar da FCUL. Este local é utilizado para testar soluções relacionadas com a energia solar acolhendo um conjunto diverso de protótipos tecnológicos [67].

O sistema em estudo é, portanto, um desses protótipos e já foi o foco de outra dissertação realizada por João Manita, um outro aluno da FCUL [68]. Nesta dissertação, o principal objetivo passava por determinar a disposição ideal dos módulos PV, de forma a maximizar a produção de eletricidade e, simultaneamente, garantir as condições ambientais propícias para a prática agrícola. Através dos resultados obtidos, foi possível concluir que, para atingir o máximo de produção, seria necessário orientar os módulos PV na orientação Sudeste e posicioná-los com uma inclinação de 30°.

Na realidade, a orientação dos módulos PV está desviada 15° da orientação Sul (no sentido contrário ao dos ponteiros do relógio), uma vez que, por razões estéticas, a estrutura metálica de suporte foi colocada em paralelo à vedação do Campus Solar. No caso do ângulo de inclinação dos módulos, este é, aproximadamente, 35°, no entanto pode ser ajustado de acordo com as necessidades. Para finalizar a caracterização da componente fotovoltaica do sistema agriPV resta apenas referir o número e o tipo de módulos que o constituem. Desta forma, o sistema é composto, na sua totalidade, por dezoito módulos que estão divididos uniformemente por três filas. Enquanto na primeira fila encontram-se módulos bifaciais do modelo LG 440N2T-E6 [69], as segunda e terceira filas apresentam módulos tradicionais de uma só face do modelo LR4-60HPH [70]. Todos estes módulos totalizam 7,14 kW de potência instalada.

Tabela 3.1 - Características dos módulos PV instalados.

	Monofaciais	Bifaciais
Potência nominal	375 W	440 W
Número de módulos	12	6
Capacidade instalada	4500 W	2640 W
Área dos módulos	≈ 1,82 m ²	≈ 2,22 m ²
Área total	21,84 m ²	13,32 m ²



Figura 3.1 - Sistema agriPV situado no Campus Solar da FCUL (38,7575° N; -9,1562° O).

Como se pode ver na Figura 3.1, foram também colocadas placas metálicas entre os módulos PV, que foram dimensionadas de forma a corresponder às dimensões exatas dos módulos de cada fila. Assim, é possível simular, realisticamente, os efeitos do sombreamento sobre as culturas agrícolas que foram cultivadas no espaço diretamente abaixo dos módulos. O feijão, o milho e o morangueiro são algumas dessas culturas. Além disso, os módulos foram instalados a 2,50 metros de altura e as filas estão espaçadas 5,50 metros entre si, para que o sombreamento não as afete significativamente ou até mesmo para que estas possam beneficiar deste fenómeno durante períodos do ano em que as temperaturas estejam mais altas, como nos meses de verão.

3.1 Aplicação *FusionSolar*

No subcapítulo 1.2 estabeleceram-se o objetivo e as perguntas de investigação que, como se pode verificar, estão relacionados apenas com a componente fotovoltaica do sistema agriPV. A componente agrícola, que poderá ser abordada de várias formas como, por exemplo, através da análise do impacto que o sombreamento dos módulos poderá ter sobre as culturas, está fora do âmbito desta dissertação.

Na primeira pergunta de investigação pretendia-se descobrir se os dois tipos de módulos instalados têm um potencial de produção distinto apesar de se encontrarem no mesmo local e, presumivelmente, sobre as mesmas condições. Desta forma, para responder a esta pergunta, calcularam-se os valores de produção de eletricidade utilizando as funcionalidades da aplicação *FusionSolar* [71]. Esta aplicação encontra-se diretamente ligada ao sistema agriPV em estudo e é a partir da qual se tem acesso aos dados, em tempo real, de uma grande lista de variáveis importantes no funcionamento deste mesmo sistema. Na Figura 3.2 apresenta-se a disposição da página inicial desta aplicação.

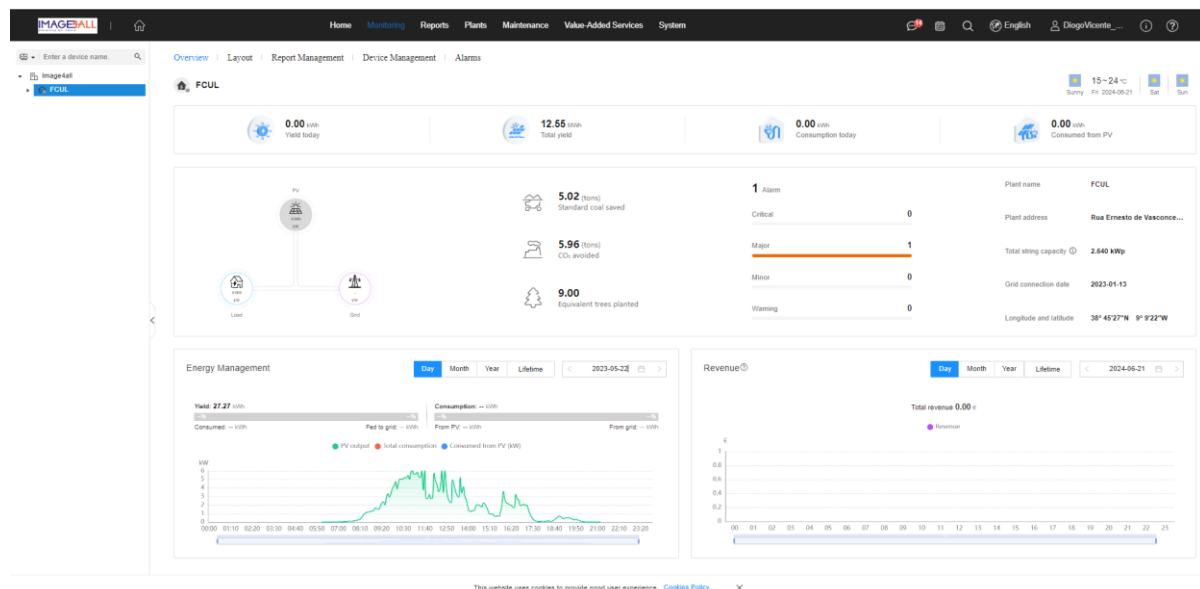


Figura 3.2 - Página inicial da aplicação *FusionSolar*.

Na página inicial é já possível ter acesso a alguns dados importantes. Por exemplo, no gráfico cujo título é *Energy Management* pode-se visualizar a potência que o sistema está a produzir a cada intervalo de 5 minutos e, também, a eletricidade acumulada até aquele momento do dia, do mês, do ano e desde que foi instalado o sistema. Acima deste gráfico, está presente um diagrama que indica não só a potência que está a ser extraída pelo sistema naquele instante, como também a respetiva quantidade que está a ser, imediatamente, consumida pela carga ou que é encaminhada para a rede elétrica. Além disto, é também possível perceber se o sistema se encontra com algum problema através da lista de alarmes.

Considerando que se pretendia comparar a produção de eletricidade entre os módulos monofaciais e os bifaciais, foi necessário aceder a dados mais pormenorizados que se distinguíam entre os dois tipos de módulos. Para isso, seguiu-se um procedimento que irá ser explicado, seguidamente, com o auxílio de algumas figuras e equações.

Na página inicial, seleciona-se a opção *Device Management* que direciona o utilizador para outra página que lista todos os aparelhos que este possa administrar (Figura 3.3).

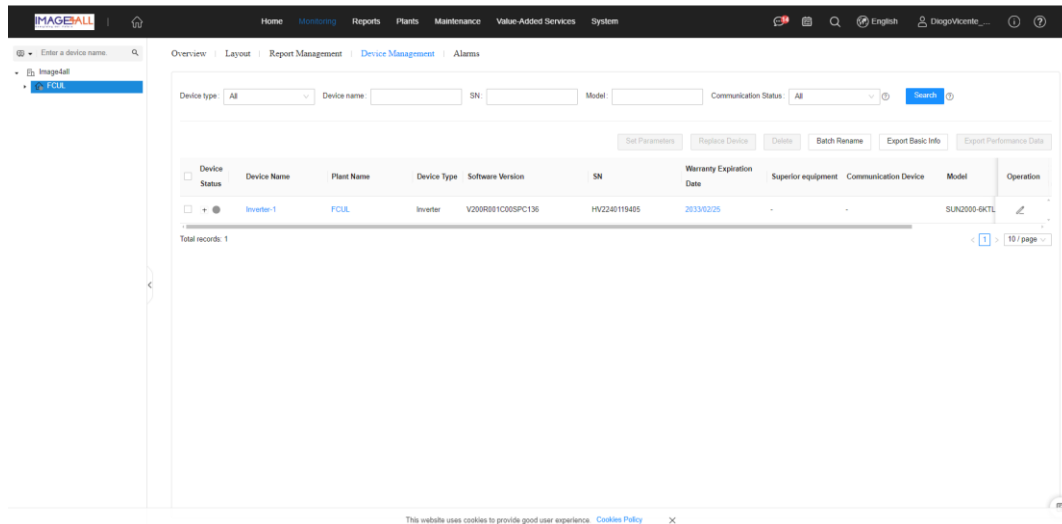


Figura 3.3 - Página *Device Management* da aplicação *FusionSolar*.

Na página *Device Management* encontra-se apenas um aparelho denominado *Inverter-1*. Este aparelho é um inversor e a sua principal tarefa é converter a corrente contínua (CC) produzida pelos módulos PV em corrente alternada (CA), já que a corrente contínua não pode ser injetada na rede elétrica nem ser utilizada para o consumo doméstico [72]. Em continuação do processo de aquisição de dados, seleciona-se o *Inverter-1* e, depois, a opção *Export Performance Data*. Após este passo, surge um novo separador que apresenta um inventário de todas as variáveis em que é possível extrair dados. Para o cálculo da produção de eletricidade tem-se em conta apenas algumas destas variáveis (Tabela 3.2).

Tabela 3.2 - Variáveis necessárias para o cálculo da produção de eletricidade.

<i>Power Factor</i>	Fator de potência
<i>Inverter efficiency</i>	Eficiência do inversor
<i>PV1 input voltage</i>	Tensão de entrada - Monofaciais
<i>PV2 input voltage</i>	Tensão de entrada - Bifaciais
<i>PV1 input current</i>	Corrente de entrada - Monofaciais
<i>PV2 input current</i>	Corrente de entrada - Bifaciais

Posteriormente à escolha das variáveis, surge o último separador em que é necessário uma ação do utilizador. Neste, é possível escolher o período em que se pretende fazer a extração dos dados e, também, a sua granularidade, isto é, o intervalo de tempo entre cada um dos dados. Uma vez que o objetivo em qualquer estudo é reduzir ao máximo o erro, a granularidade ideal será sempre a de menor valor disponível, que no caso desta aplicação é 5 minutos.

Todos estes passos permitem que seja possível transferir um ficheiro *Excel* onde estão incluídos os dados referentes às variáveis relevantes no cálculo da produção de eletricidade, no período e intervalo de tempo pretendidos (Figura 3.4).

Site Name	Management Domain	ManageObject	Start Time	Inverter efficiency(%)	Power factor	PV1 input current(A)	PV1 input voltage(V)	PV2 input current(A)	PV2 input voltage(V)
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:05:00 DST	0,00	0,000	0,00	0,0	0,00	0,0
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:10:00 DST	0,00	0,000	0,00	0,0	0,00	0,0
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:15:00 DST	0,00	0,000	0,00	104,5	0,00	104,6
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:20:00 DST	0,00	0,000	0,00	223,0	0,00	223,1
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:25:00 DST	0,00	0,000	0,00	291,5	0,00	194,7
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:30:00 DST	72,47	0,971	0,04	350,4	0,04	206,8
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:35:00 DST	75,69	0,996	0,05	347,7	0,05	206,8
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:40:00 DST	75,69	0,997	0,05	345,4	0,06	210,3
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:45:00 DST	75,69	0,996	0,05	352,8	0,06	204,0
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:50:00 DST	75,69	0,996	0,05	341,8	0,05	207,6
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 06:55:00 DST	77,30	0,998	0,06	346,9	0,07	213,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:00:00 DST	80,52	0,999	0,08	366,0	0,09	216,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:05:00 DST	83,74	0,969	0,11	361,5	0,12	220,8
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:10:00 DST	85,35	0,999	0,11	370,9	0,13	219,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:15:00 DST	89,70	1,000	0,14	367,9	0,15	225,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:20:00 DST	89,69	0,996	0,14	369,0	0,16	222,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:25:00 DST	89,95	0,999	0,16	373,5	0,18	221,1
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:30:00 DST	92,11	1,000	0,19	377,0	0,20	228,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:35:00 DST	94,14	1,000	0,22	378,5	0,24	229,1
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:40:00 DST	92,60	1,000	0,21	375,2	0,23	226,1
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:45:00 DST	93,88	1,000	0,23	377,0	0,25	228,3
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:50:00 DST	94,66	1,000	0,29	386,0	0,31	228,3
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 07:55:00 DST	95,02	1,000	0,30	383,9	0,32	234,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:00:00 DST	95,68	1,000	0,37	390,8	0,41	234,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:05:00 DST	96,25	1,000	0,46	395,0	0,51	237,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:10:00 DST	96,76	1,000	0,55	395,0	0,60	240,2
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:15:00 DST	97,59	1,000	0,91	404,8	0,97	245,9
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:20:00 DST	98,11	1,000	1,25	410,7	1,36	246,0
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:25:00 DST	98,18	1,000	1,46	420,1	1,62	249,1
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:30:00 DST	98,21	1,000	1,71	412,3	1,85	249,1
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:35:00 DST	98,25	1,000	1,87	365,7	2,00	247,7
FCUL	/Image4all	Inverter-1	2023-05-22 08:40:00 DST	98,23	1,000	1,82	409,9	1,97	247,7

Figura 3.4 - Exemplo do Ficheiro *Excel* obtido através da aplicação *FusionSolar*.

Para calcular a eletricidade produzida pelo sistema agriPV utilizou-se a Equação 3.1:

$$E_p = P_u \times \Delta t \quad (3.1)$$

Onde E_p é a eletricidade produzida (Wh, Watt-hora), P_u é a potência útil (W, Watt) e Δt é o intervalo de tempo que, como já foi referido, são 5 minutos. Tendo em conta que a unidade da eletricidade é o Watt-hora é necessário que o intervalo de tempo seja sempre convertido para horas. Neste caso de estudo bastou dividir os 5 minutos por 60, que corresponde ao número de minutos numa hora.

A potência útil, como a eletricidade produzida, não é uma variável que se obtém diretamente quando se faz a transferência do ficheiro *Excel*. Para a calcular é preciso recorrer, mais uma vez, a métodos indiretos como os cálculos matemáticos.

A potência total que o sistema é capaz de fornecer é definida como potência aparente. Apenas alguma parte de toda esta potência é efetivamente transformada em trabalho e é essa fração que se denomina potência útil [73]. A relação entre estas duas variáveis denomina-se fator de potência, que coincidentemente, é uma das variáveis que se encontra no ficheiro *Excel* e está representada na Equação 3.2.

$$f_p = \frac{P_u}{P_{ap}} \quad (3.2)$$

Onde f_p e P_{ap} correspondem, respetivamente, ao fator de potência (é adimensional) e à potência aparente (VA, Voltampère). Sabe-se que o fator de potência varia entre 0 e 1 e quanto mais perto estiver do seu limite superior, maior é a eficiência energética do sistema em estudo, uma vez que significa que grande parte da potência produzida está a ser convertida em trabalho [74].

Anteriormente, referiu-se que o sistema também era constituído por um inversor. O processo de conversão de corrente contínua em corrente alternada tem associado a si uma eficiência. Esta é mais uma das variáveis que se encontra no ficheiro *Excel* e é importante para calcular, primeiramente, a potência útil e, por consequência, a eletricidade produzida pelos módulos.

Em último lugar, resta apenas referir duas variáveis: a corrente e a tensão de entrada de cada um dos conjuntos de módulos. Estas variáveis são, também, utilizadas no cálculo da potência útil, uma vez que quando se multiplicam entre si dão origem à potência aparente, que, como se viu, está intimamente relacionada com a potência útil através do fator de potência.

Para determinar a potência útil num determinado momento utilizou-se a Equação 3.3:

$$P_u = V_{in} \times I_{in} \times f_p \times E_{inv} \ll \gg P_u = P_{ap} \times f_p \times E_{inv} \quad (3.3)$$

Onde V_{in} é a tensão de entrada (V, Volt), I_{in} é a corrente de entrada (A, Ampère) e E_{inv} é a eficiência do inversor (é adimensional).

Para se ter uma visão mais clara dos cálculos que foram efetuados, apresenta-se, de seguida, um exemplo baseado nos dados referentes ao dia 22 de maio de 2023 que estão presentes na Figura 3.4:

Tabela 3.3 – Dados do sistema agriPV às 7:30 do dia 22 de maio de 2023.

	Monofaciais	Bifaciais
Eficiência do inversor, E_{inv}	92,11%	
Fator de potência, f_p	1	
Tensão de entrada, V_{in} (V)	377,0	228,2
Corrente de entrada, I_{in} (A)	0,19	0,20

$$\begin{aligned} P_u(\text{Mono}) &= V_{in} \times I_{in} \times f_p \times E_{inv} \\ P_u(\text{Mono}) &= 377,0 \times 0,19 \times 1 \times 0,9211 \\ P_u(\text{Mono}) &\approx 66 \text{ W} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_p(\text{Mono}) &= P_u(\text{Mono}) \times \Delta t \\ E_p(\text{Mono}) &= 66 \times \frac{5}{60} \\ E_p(\text{Mono}) &\approx 5,5 \text{ Wh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_u(\text{Bi}) &= V_{in} \times I_{in} \times f_p \times E_{inv} \\ P_u(\text{Bi}) &= 228,2 \times 0,20 \times 1 \times 0,9211 \\ P_u(\text{Bi}) &\approx 42 \text{ W} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_p(\text{Bi}) &= P_u(\text{Bi}) \times \Delta t \\ E_p(\text{Bi}) &= 42 \times \frac{5}{60} \\ E_p(\text{Bi}) &\approx 3,5 \text{ Wh} \end{aligned}$$

Os resultados obtidos revelam que o sistema agriPV produziu no total, cerca de 9 Wh entre as 7:25 e as 7:30. Além disso, verifica-se que a produção de eletricidade dos módulos monofaciais é, naturalmente, superior, considerando que estes têm uma maior potência instalada em relação aos bifaciais (Tabela 3.1).

Para finalizar, resta apenas referir que é necessário recorrer repetidamente a estes cálculos para calcular a eletricidade produzida, por exemplo, ao longo de um dia. Depois de se determinar o valor de produção para cada intervalo de tempo, basta fazer o seu somatório para se obter o valor diário.

3.2 Potencial de produção da face traseira dos módulos bifaciais

Em condições semelhantes, os módulos bifaciais têm a capacidade de produzir mais eletricidade que os monofaciais, uma vez que conseguem aproveitar a radiação solar através de ambas as faces: a frontal e a traseira. A quantidade de eletricidade produzida pela face traseira varia de acordo com alguns fatores como o albedo da superfície abaixo dos módulos, as condições meteorológicas e a inclinação dos painéis. Em sistemas instalados sobre superfícies altamente refletoras ou sistemas em que os módulos são inclinados de forma a maximizar a produção através da face traseira, a diferença de desempenho entre os módulos monofaciais e os bifaciais pode ser ainda mais significativa. Neste contexto, realizou-se uma experiência com o objetivo de estudar o potencial de produção da face traseira dos módulos bifaciais que fazem parte do sistema agriPV instalado no Campus Solar.

Na aplicação *FusionSolar* não é possível separar a produção dos módulos bifaciais entre as suas duas faces. Para contornar essa limitação, optou-se por cobrir a face frontal com um material opaco, impedindo, assim, a captação de radiação solar e, conseqüentemente, cessando a produção de eletricidade proveniente desta face. Dessa forma, os dados disponíveis na aplicação referiam-se exclusivamente à face traseira dos módulos bifaciais. O material escolhido para exercer esta tarefa foi o cartão, por ser opaco e bastante acessível. Como se pode ver na Figura 3.5, as placas de cartão foram feitas à medida para se ajustarem perfeitamente aos módulos bifaciais.

A face frontal dos módulos bifaciais esteve coberta pelas placas de cartão ao longo de 5 dias, desde a manhã do dia 3 de agosto de 2023 até à tarde do dia 7 de agosto. Deste modo, foi possível obter dados suficientes para analisar a contribuição da face traseira na produção total de eletricidade. Contudo, esta análise é limitada às condições meteorológicas observadas nestes dias. É, ainda, importante referir que, após a aquisição de dados, foi aplicado o mesmo procedimento descrito no subcapítulo 3.1.



Figura 3.5 - Módulos bifaciais cobertos com as placas de cartão.

3.3 Efeito do albedo

Como foi referido no subcapítulo 3.2, existem vários fatores que influenciam a produção da face traseira dos módulos bifaciais. Um dos mais significativos é o albedo da superfície subjacente e está diretamente relacionado com a quantidade de radiação solar que é refletida por essa mesma superfície.

Neste contexto, para investigar como as variações no albedo podem influenciar a produção de eletricidade, decidiu-se colocar três células PV (1 V; 500 mA, Miliampère [75]) na face traseira dos módulos bifaciais. Cada uma destas células foi posicionada estrategicamente: uma no módulo mais à esquerda (do lado do jardim do Campo Grande - Nº1, lado do sol nascente), outra no centro da fila dos módulos (Nº2) e a terceira no módulo mais à direita (do lado do edifício C8 da FCUL - Nº3, lado do sol poente). Além das células, foi também instalado no centro da fila de módulos um albedómetro [76] que, tal como o seu nome indica, estima o albedo de uma superfície através da medição da irradiância solar global e refletida.

O objetivo principal foi perceber se a radiação incidente sobre as células variava significativamente de acordo com a sua localização, sendo assim possível validar a hipótese de que o albedo varia até em pequenas escalas espaciais, o que influencia diretamente a produção de eletricidade.



Figura 3.6 - Instalação do albedómetro e da célula PV central.

Antes da instalação das células PV e do albedómetro no sistema agriPV, realizou-se a calibração destes dispositivos de forma a garantir a credibilidade dos valores medidos. Este processo ocorreu na cobertura do edifício C1 da FCUL em três momentos distintos.

Tabela 3.4 - Período de calibração das células fotovoltaicas e das faces do albedómetro.

	Albedómetro		Células Fotovoltaicas
	Face nº1	Face nº2	
Início	24/10/2023 08:39	26/10/2023 16:11	05/02/2024 15:58
Fim	25/10/2023 16:18	27/10/2023 14:03	07/02/2024 15:47

Como se pode ver na Figura 3.7, as três células foram dispostas lado a lado para assegurar que estivessem sujeitas às mesmas condições atmosféricas. A aquisição dos dados foi feita através de um *data logger* [77] alimentado por uma bateria de 12 V.

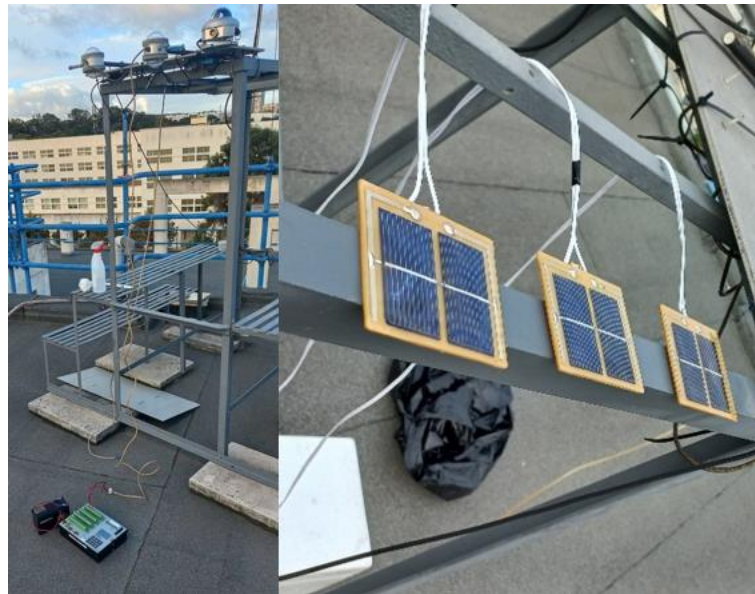


Figura 3.7 - Disposição do albedómetro (lado esquerdo da imagem) e das células fotovoltaicas (lado direito da imagem) durante a calibração.

Um dos objetivos da calibração das células fotovoltaicas era descobrir se estas respondiam da mesma forma às variações da radiação incidente ao longo do dia. Ao comparar os valores obtidos de diferença de potencial, foi possível concluir se alguma delas tinha um comportamento errático ou um pouco diferente das outras. Neste contexto, a Figura 3.8 apresenta a variação da diferença de potencial das células durante um curto período do dia 6 de fevereiro. Os dados obtidos revelaram que a célula nº2 fazia medições ligeiramente abaixo das restantes. Esta diferença é também demonstrada através do valor médio da diferença de potencial durante o período da calibração. Para a célula nº2, o valor observado foi 46,34 milivolts (mV). Em comparação, para as células nº1 e nº3, os valores foram, respetivamente, 47,93 mV e 47,84 mV o que representou, aproximadamente, uma diferença de 3% para a célula nº2.

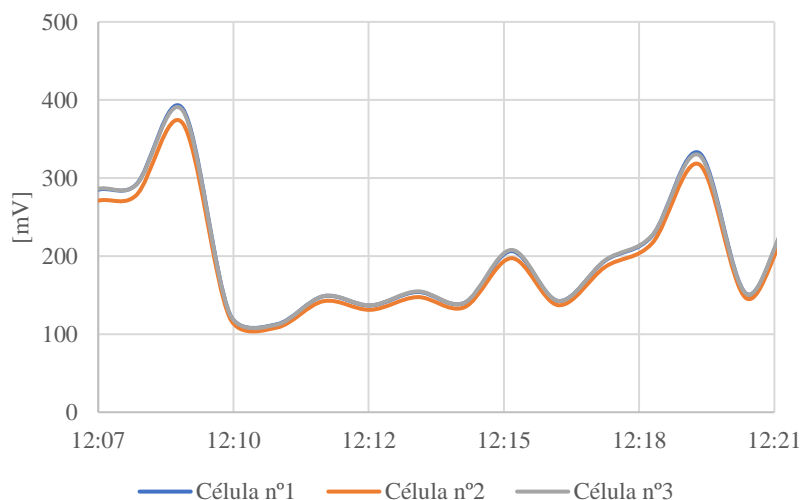


Figura 3.8 – Calibração das células fotovoltaicas no dia 6 de fevereiro de 2024 entre as 12:07 e as 12:21.

Similarmente às células fotovoltaicas, o albedómetro converte a radiação que incide sobre cada uma das faces num sinal elétrico que pode ser medido [78]. O *output* de dados, que pode ser analisado, é igualmente representado pela diferença de potencial entre os terminais. Desta forma, para avaliar o desempenho do albedómetro, fez-se uma comparação entre os valores registados de diferença de potencial de cada uma das faces com os dados obtidos de irradiância solar global fornecidos pela estação meteorológica que se encontra também instalada no local onde se realizou a calibração. É importante referir que esta análise não foi feita com base nos valores absolutos de cada uma das variáveis, mas sim através das suas respetivas variações. Como se pode ver nas figuras Figura 3.9 e Figura 7.1, as faces do albedómetro responderam de forma semelhante às alterações da radiação incidente registadas pela estação meteorológica e, portanto, concluiu-se que este se encontrava em condições de ser instalado no sistema agriPV para estimar o albedo da superfície.

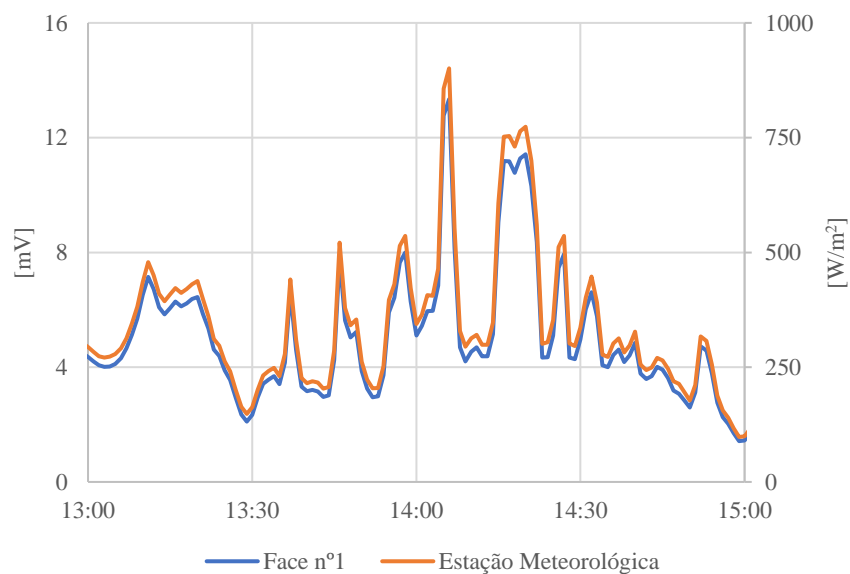


Figura 3.9 - Calibração da face nº1 do albedómetro no dia 25 de outubro de 2023 entre as 13:00 e as 15:00.

Por fim, para facilitar a comparação futura entre os valores das células e do albedómetro, foram determinadas as retas de “calibração” e as suas respetivas equações. Estas retas foram obtidas relacionando linearmente os dados de diferença de potencial com os de irradiância provenientes da estação meteorológica. Apesar das células serem do mesmo modelo e, portanto, apresentarem as mesmas características técnicas, têm variações mínimas na composição interna que influenciam na resposta à radiação incidente, tal como se evidenciou na Figura 3.8. Desta forma, para cada célula obteve-se, naturalmente, uma reta e equação distintas. O mesmo raciocínio foi aplicado às duas faces do albedómetro.

Tal como já foi indicado, assumiu-se uma relação linear entre a diferença de potencial e a irradiância e, portanto, as equações obtidas seguiram o seguinte formato:

$$y = mx + b \quad (3.4)$$

Em que m é o declive da reta de “calibração” e b é ponto de interseção da reta com o eixo dos yy . As variáveis x e y representam, respetivamente, a diferença de potencial (mV) e a irradiância (W/m^2). Deste modo, dispondo dos valores da diferença de potencial, é possível prever a radiação incidente nas células ou nas faces do albedómetro.

A Figura 3.10 ilustra graficamente a relação entre a diferença de potencial medida pela célula n°1 e a irradiância solar global registada na estação meteorológica. De forma complementar, pode-se ainda observar a reta de regressão linear e a sua respetiva equação. No Anexo A – Calibração das células fotovoltaicas e do albedómetro encontram-se os gráficos referentes às células n°2 e n°3 e às duas faces do albedómetro.

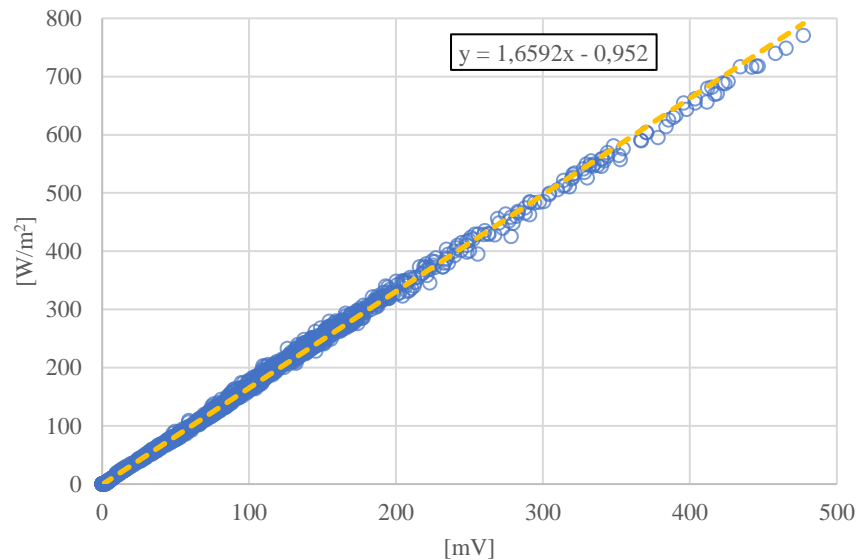


Figura 3.10 - Diferença de Potencial (Célula n°1) vs Irradiância Solar Global (Estação Meteorológica)

Para assegurar que as cinco equações obtidas representavam adequadamente os dados observados, foi necessário submetê-las a um processo de validação composto por algumas etapas [79]:

- Em primeiro lugar, verificar visualmente, através dos gráficos obtidos, se a reta de regressão linear se ajusta corretamente aos dados observados.
- De seguida, confirmar se 95% dos dados observados se encontram dentro do intervalo:

$$mx + b - (2 \times S_{y/x}) < \text{Dados observados} < mx + b + (2 \times S_{y/x}) \quad (3.5)$$

Em que $S_{y/x}$ é o erro padrão da estimativa.

- Por último, determinar e interpretar o valor dos coeficientes de determinação e correlação.

Observando as figuras Figura 3.10, Figura 7.2, Figura 7.3, Figura 7.4 e Figura 7.5 constata-se que, para cada um dos casos, os dados observados se encontram relativamente próximos da reta de regressão linear e, portanto, pode-se concluir que, aparentemente, esta se ajusta de forma adequada.

Seguidamente, para testar a hipótese de que os dados observados se encontram, na sua maioria, dentro do intervalo mencionado, calculou-se o erro padrão da estimativa que pode ser determinado através da Equação 3.6. Esta medida indica, de forma aproximada, o erro associado ao cálculo da variável dependente (irradiância) através da equação de regressão linear [80].

$$S_{y/x} = \sqrt{\frac{S_r}{n - 2}} \quad (3.6)$$

Onde S_r representa a soma dos quadrados dos resíduos e pode ser calculada da seguinte forma:

$$S_r = \sum_{i=1}^n (y_i - mx_i - b)^2 \quad (3.7)$$

Em que y_i e (mx_i+b) correspondem, respetivamente, ao valor observado e ao valor previsto obtido através da equação de regressão linear. A diferença entre estes dois valores denomina-se resíduo. Para se ter uma visão mais clara dos cálculos que foram feitos nesta etapa, aconselha-se a consulta da Tabela 3.5 que inclui alguns pontos selecionados da célula n°1.

Tabela 3.5 – Cálculo dos resíduos referentes ao modelo de regressão linear da célula n°1 (x_i é a diferença de potencial, y_i é a irradiância medida pela estação meteorológica e $mx_i + b$ é a equação de regressão linear representada na Figura 3.10).

Data	Valores observados		Valores previstos	Resíduos
	x_i [mV]	y_i [W/m ²]	$mx_i + b$ [W/m ²]	$y_i - (mx_i + b)$ [W/m ²]
05/02/2024 15:58	111,60	182,78	184,21	-1,43
05/02/2024 15:59	111,00	182,06	183,22	-1,16
05/02/2024 16:00	110,40	181,26	182,22	-0,96
05/02/2024 16:01	109,70	180,06	181,06	-1,00
05/02/2024 16:02	108,60	178,26	179,24	-0,98
...

Estes cálculos foram efetuados para todas as medições obtidas durante a calibração às três células e duas faces do albedómetro. Desta forma, foi possível calcular a soma dos quadrados dos resíduos e, de seguida, o erro padrão da estimativa que estão associados a cada uma das retas de “calibração” dos dispositivos em estudo.

Tabela 3.6 - Soma dos quadrados dos resíduos, S_r , e o erro padrão da estimativa, $S_{y/x}$, para cada uma das células e faces do albedómetro.

		S_r [[W/m ²] ²]	$S_{y/x}$ [W/m ²]
Células	n°1	57520	4,48
	n°2	72341	5,02
	n°3	50757	4,21
Faces do albedómetro	n°1	22024	3,41
	n°2	23212	4,21

Através da Tabela 3.6 pode-se ver que os valores da soma dos quadrados dos resíduos são, consideravelmente, superiores para as células comparativamente com ambas as faces do albedómetro. Este facto pode ser explicado, em parte, pelo período de calibração (um maior período de calibração pode ser sinónimo de mais resíduos acumulados). Enquanto as células estiveram ligadas ao *datalogger* por quase dois dias, o albedómetro esteve no máximo um dia e oito horas para a face n°1. No caso do erro padrão da estimativa, os valores são mais equilibrados, no entanto pode-se fazer referência novamente à face n°1 por ser a que apresenta um menor valor, o que significa que, aparentemente, a reta de regressão linear se ajusta de melhor forma aos dados observados do que nos outros casos.

Após se ter determinado o erro padrão da estimativa, foi possível proceder à validação da etapa 2. Para se observar graficamente o intervalo pretendido somou-se e subtraiu-se o valor duplicado do erro padrão às equações de regressão linear:

$$y = mx - b \pm (2 \times S_{y/x}) \quad (3.8)$$

Obtendo-se duas retas distintas que correspondiam ao limite superior e inferior deste intervalo. Através da Figura 3.11 é possível observar se os dados obtidos durante a calibração à célula n°1 se encontram entre as duas retas referidas. No Anexo A – Calibração das células fotovoltaicas e do albedómetro encontram-se os gráficos referentes às células n°2 e n°3. Salienta-se que os limites dos eixos foram encurtados uma vez que não seria possível discernir se os dados estavam dentro ou fora do intervalo caso os apresentasse na totalidade. A informação sobre todos os dados para cada uma das células encontra-se resumida na Tabela 3.7.

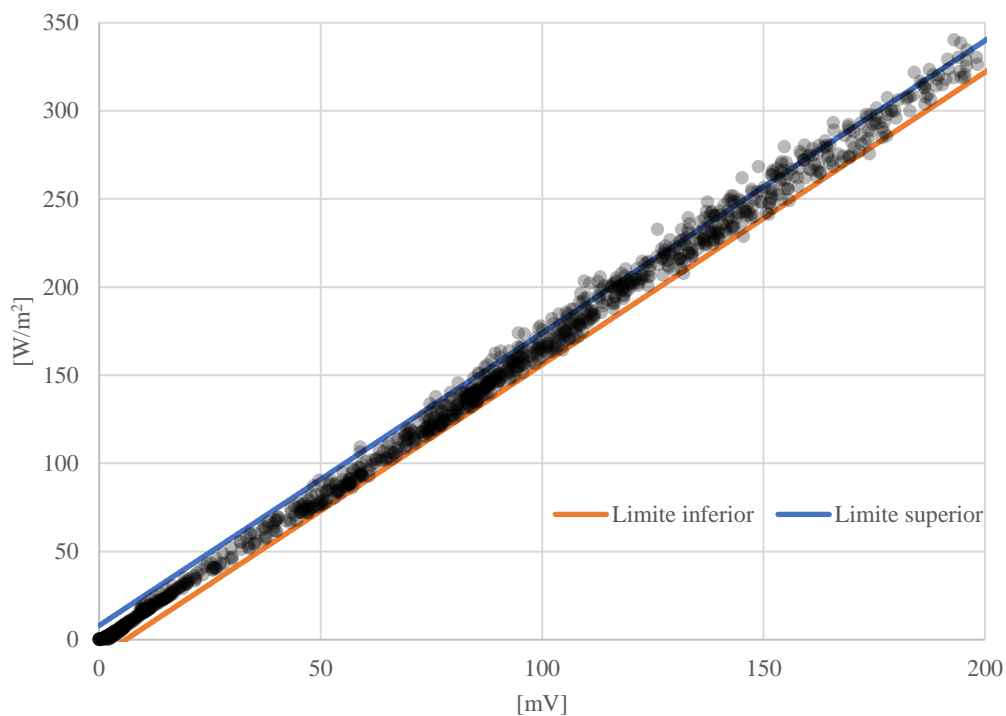


Figura 3.11 - Limite inferior e superior do intervalo para a célula n°1.

Na Tabela 3.7 pode-se ver que, em nenhuma das células, o objetivo estabelecido de 95% é atingido, o que normalmente significa que se terá de rejeitar a reta e a equação de regressão linear. No entanto, observando atentamente cada um dos intervalos de diferença de potencial, pode-se concluir que estas se ajustam quase plenamente aos dados que estão compreendidos entre os 0 e os 100 mV. Para os restantes intervalos, a percentagem decresce drasticamente, o que pode ser explicado através do tamanho da amostra, uma vez que quanto menor esta for, pior a reta se irá ajustar aos dados observados. Por exemplo, na célula n°2, entre os 400 e os 500 mV apenas se registaram 13 pontos e somente um se encontrava entre o limite inferior e superior.

Posteriormente, quando se instalaram as células na face traseira dos módulos bifaciais verificou-se que os valores medidos de diferença de potencial nunca chegaram a ultrapassar os 100 mV. Tendo isto em consideração, chegou-se à conclusão de que as equações obtidas para cada uma das células poderiam ser utilizadas para estimar os valores de irradiância, uma vez que, tal como foi mencionado, as retas de regressão linear se ajustavam adequadamente aos dados dentro da secção [0,100] mV.

Tabela 3.7 – Percentagem de dados que se encontram entre o limite inferior e superior (células fotovoltaicas).

		Secção [mV]					Total
		[0,100]	[100,200]	[200,300]	[300,400]	[400,500]	
Célula n°1	Dados	1705	445	84	42	17	2293
	% Dados dentro do intervalo	98,71%	73,48%	61,90%	54,76%	23,53%	91,10%
Célula n°2	Dados	1571	439	77	42	13	2142
	% Dados dentro do intervalo	98,54%	70,62%	63,64%	61,90%	7,69%	90,29%
Célula n°3	Dados	1417	440	88	44	15	2004
	% Dados dentro do intervalo	98,24%	75,00%	60,23%	40,91%	66,67%	89,97%

De seguida, procedeu-se de forma semelhante para as duas faces do albedómetro. A Figura 3.12 apresenta a distribuição dos dados observados na face n°1 e, ainda, o limite inferior e superior do intervalo de confiança estabelecido. O gráfico referente à face n°2 pode ser consultado no Anexo A – Calibração das células fotovoltaicas e do albedómetro. Pelo mesmo motivo identificado anteriormente, os limites dos eixos tiveram de ser encurtados. Desta forma, na Tabela 3.8 encontra-se toda a informação necessária à validação da reta de “calibração”.

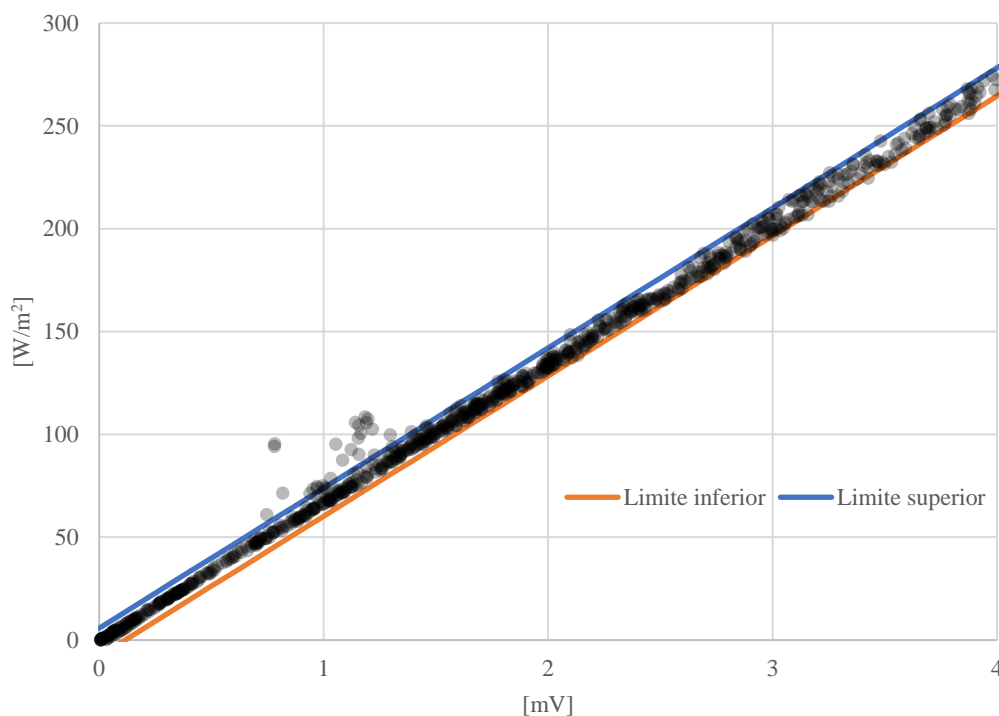


Figura 3.12 - Limite inferior e superior do intervalo para a face n°1 do albedómetro.

No caso da face n°1, observa-se, em primeiro lugar, por volta de 1 mV, uma quantidade anormal de pontos acima do limite superior, conforme ilustrado na Figura 3.12. Este desvio, no entanto, não prejudicou o ajuste da reta aos dados observados na secção [0,2] mV, uma vez que se ultrapassou o objetivo dos 95%. Por outro lado, na secção [8,14] mV registaram-se apenas 20 pontos durante o período de calibração o que resultou num ajuste inadequado da reta aos dados observados de maior valor. Com base na Tabela 3.8, conclui-se que estimar a irradiância até aos 8 mV utilizando a equação obtida da face n°1 apresenta um pequeno erro associado. Pelo contrário, para valores de diferença de potencial acima de 8 mV, a confiabilidade das estimativas diminui significativamente.

O período de calibração da face nº2 teve uma duração menor que um dia o que prejudicou o ajuste da reta de regressão linear aos dados observados. Como se pode ver na Tabela 3.8, a única secção onde se atingiu os 95% foi a dos [0,2] mV. Contudo, considerou-se que a equação obtida era adequada para estimar os valores de irradiância, uma vez que, mais tarde, quando se instalou o albedómetro no sistema agriPV, se verificou que os valores de diferença de potencial registados pela face nº2 nunca ultrapassaram os 2 mV. É importante referir que durante o período em que o albedómetro esteve instalado no sistema agriPV, esta face esteve sempre virada para o solo com o intuito de registar a radiação refletida e, portanto, os valores medidos de diferença de potencial foram naturalmente mais baixos.

Tabela 3.8 - Percentagem de dados que se encontram entre o limite inferior e superior (faces do albedómetro).

		Secção [mV]				Total
		[0,2]	[2,4]	[4,8]	[8,14]	
Face nº1	Dados	670	340	249	20	1279
	% Dados dentro do intervalo	96,27%	98,24%	87,95%	50,00%	94,45%
Face nº2	Dados	582	64	129	56	831
	% Dados dentro do intervalo	96,22%	74,33%	81,40%	69,64%	90,37%

Em último lugar, calcularam-se os coeficientes de determinação e correlação. O coeficiente de determinação, também conhecido por r-quadrado, é uma medida estatística que indica a percentagem da variabilidade da variável dependente que pode ser explicada pela variável independente [81]. Por outras palavras, o r-quadrado estima o quão próximos estão os dados da reta de regressão linear e pode ser calculado através da equação 3.9. Este coeficiente varia entre 0 e 1, o que significa que quanto mais próximo estiver do limite superior, melhor será o ajuste da reta aos dados observados.

$$r^2 = \frac{S_t - S_r}{S_t} \quad (3.9)$$

A equação 3.9 relaciona a soma dos quadrados dos resíduos (S_r) e a soma total dos quadrados (S_t) que se calcula através da diferença entre os dados observados e a média de toda a amostra:

$$S_t = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (3.10)$$

Por outro lado, o coeficiente de correlação calcula-se simplesmente através da raiz quadrada do r-quadrado e indica a direção e o grau com que duas variáveis se associam linearmente. Neste caso, o coeficiente assume valores entre -1 e 1, e quanto maior for o seu valor, em módulo, maior será o grau de associação linear entre as duas variáveis. A direção depende do sinal do coeficiente. Por exemplo, um valor positivo indica uma associação linear positiva, isto é, quando os valores de uma das variáveis aumentam, existe tendência que os valores da outra variável também aumentem [82].

Na Tabela 3.9 podem-se consultar os coeficientes de determinação e de correlação para cada uma das retas de regressão linear. Os resultados confirmam as conclusões previamente retiradas, indicando uma forte associação linear entre as variáveis (diferença de potencial e irradiância), uma vez que os coeficientes de correlação apresentam valores muito próximos de 1. Além disso, através das equações obtidas, constata-se que o declive, representado por m , é positivo para qualquer um dos casos e, portanto,

as variáveis têm uma associação linear positiva. Esta relação pode também ser comprovada através do sinal positivo dos coeficientes de correlação.

Apesar da existência de algumas limitações, concluiu-se anteriormente que as retas de regressão linear se ajustavam adequadamente aos dados observados. Considerando os valores do coeficiente de determinação, verifica-se que estes se encontram também muito próximos de 1, o que corrobora a conclusão anterior.

Tabela 3.9 – Coeficientes de determinação e correlação associados a cada uma das retas de “calibração”.

		r^2	r
Células	n°1	0,9988	0,9994
	n°2	0,9985	0,9993
	n°3	0,9990	0,9995
Faces do albedómetro	n°1	0,9994	0,9997
	n°2	0,9994	0,9997

4 Resultados e Discussão

Para responder às perguntas de investigação, neste capítulo serão apresentados e discutidos, em primeiro lugar, os dados relativos à produção de eletricidade dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo do ano de 2023 e, posteriormente, os resultados obtidos durante as duas experiências que foram referidas nos Métodos. Posto isto, similarmente ao capítulo anterior, decidiu-se organizar a informação em três subcapítulos distintos.

Os resultados desta investigação foram igualmente divulgados numa publicação que foi apresentada na 41^a Conferência Europeia de Especialistas em Tecnologia PV, realizada em Viena, de 23 a 27 de setembro de 2024 [83].

4.1 Monofaciais vs. Bifaciais

A Figura 4.1 apresenta os dados mensais de produção de eletricidade dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023. O sistema PV do qual estes módulos fazem parte começou a operar apenas no dia 14 de janeiro do mesmo ano, o que explica, em parte, os valores reduzidos de produção no mês de janeiro. Além disso, apesar do sistema ter continuado *online*, a aquisição de dados foi interrompida durante dois períodos distintos: entre 31 de março e 9 de abril e entre 6 e 13 de setembro. Nos últimos 3 meses de 2023, os dados disponíveis referem-se a apenas 30 dias desse período e estão dispersos ao longo do tempo. Sendo assim, devido à falta de continuidade e à fragmentação dos dados, estes meses foram excluídos da presente análise. Por último, como foi referido no subcapítulo 3.2, a face frontal dos módulos bifaciais foi coberta com placas de cartão ao longo de 5 dias no mês de agosto, o que afetou a produção mensal de eletricidade deste tipo de módulos.

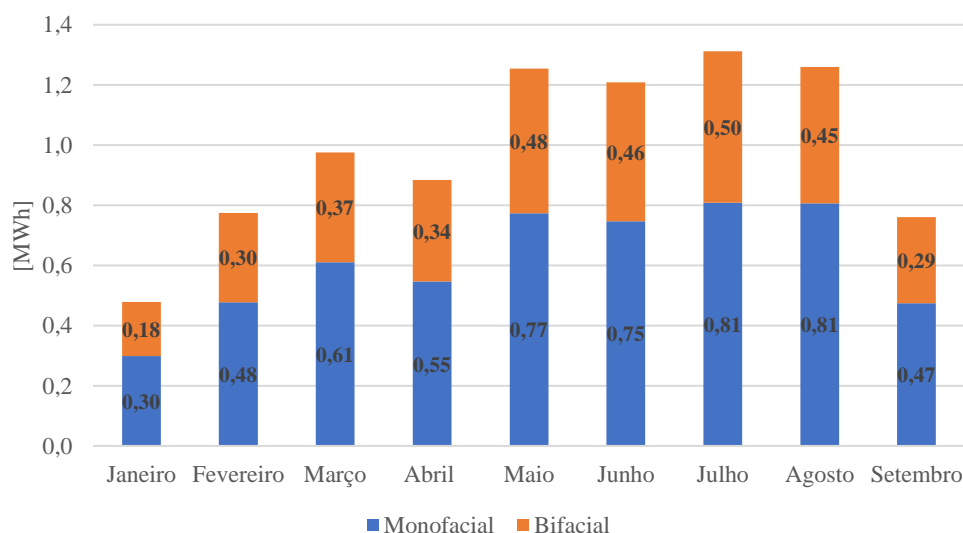


Figura 4.1 - Produção de eletricidade dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023.

A Figura 4.1 revela uma clara variação sazonal na produção de eletricidade dos módulos PV. Observa-se que a produção tende a aumentar durante os meses de maior incidência solar, como na primavera e no verão, e diminui nos meses com menor irradiância. Esta diferença é, também, refletida na produção diária de eletricidade, conforme detalhado no Anexo B – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico. Por exemplo, em janeiro de 2023, o sistema fotovoltaico produziu, em média, 25,20 kWh por dia. Em contraste, durante julho, um mês com condições mais favoráveis para a produção PV, a produção média diária aumentou para 42,33 kWh. Este aumento pode ser atribuído a diferentes

fatores, como a maior duração dos dias e a posição mais elevada do sol no céu, o que resulta numa maior incidência da radiação solar sobre os módulos.

Pode-se ainda constatar que a proporção entre a produção dos módulos monofaciais e bifaciais permaneceu relativamente constante ao longo dos meses, variando entre os 59-63%. A única exceção ocorreu no mês de agosto, quando a proporção diminuiu para os 56%, devido ao facto da face frontal dos módulos bifaciais ter estado coberta durante alguns dias. A proporção observada é consistente com a relação entre as áreas dos dois tipos de módulos, que é, aproximadamente 61% (Tabela 3.1). Esta observação também é válida para a capacidade instalada, já que a potência dos módulos bifaciais representa, cerca de, 59% da dos monofaciais. Isto sugere que a diferença na produção de eletricidade é proporcional a ambos os fatores.

A produção total do sistema fotovoltaico ao longo deste período foi 8,91 MWh. Os módulos monofaciais contribuíram com 5,54 MWh e os bifaciais com 3,37 MWh.

Para avaliar e comparar adequadamente o desempenho dos módulos monofaciais e bifaciais, é essencial considerar duas métricas distintas: a produção de eletricidade por unidade de área e a produção de eletricidade por unidade de potência. A primeira métrica indica a quantidade de eletricidade produzida por metro quadrado de módulo PV e é, particularmente, importante em contextos onde o espaço disponível é limitado, como os telhados residenciais ou as áreas urbanas mais densas, onde o sistema agriPV em estudo se encontra instalado. A Figura 4.2 apresenta esta métrica para o período de janeiro a setembro de 2023, de forma similar à análise da produção total de eletricidade. No entanto, é importante referir que, para esta métrica, foram desconsiderados os dias entre 3 e 7 de agosto, quando a face frontal dos módulos bifaciais se encontrava coberta, evitando, assim, o enviesamento dos resultados no mês de agosto para este tipo de módulos.

Os resultados obtidos indicam que, na maior parte dos meses, os módulos bifaciais têm uma maior capacidade para produzir eletricidade em relação ao espaço que ocupam. Por outras palavras, com a mesma área ocupada, o sistema bifacial, por norma, consegue produzir mais eletricidade do que o monofacial. Apesar disso, pode-se constatar através da Figura 4.2 que tal nem sempre acontece (janeiro, março e setembro).

Os módulos bifaciais dependem da radiação refletida, que pode variar de acordo com o albedo da superfície, a inclinação dos módulos e as condições da instalação, como a presença de sombras ou a natureza do terreno. Se, por exemplo, o solo tiver uma tonalidade mais escura e absorver a maior parte da luz, a quantidade de radiação que incide sobre a face traseira é baixa. Nesses casos, a vantagem dos módulos bifaciais em captar radiação através de ambas as faces pode não ser significativa. Assim, dependendo da eficiência de conversão dos dois tipos de módulos, a produção de eletricidade dos bifaciais pode não superar, em certos períodos, a dos monofaciais.

Entre janeiro e setembro de 2023, os módulos monofaciais produziram, por cada metro quadrado, 247,54 kWh. Em comparação, os módulos bifaciais demonstraram um desempenho superior, atingindo os 250,37 kWh/m².

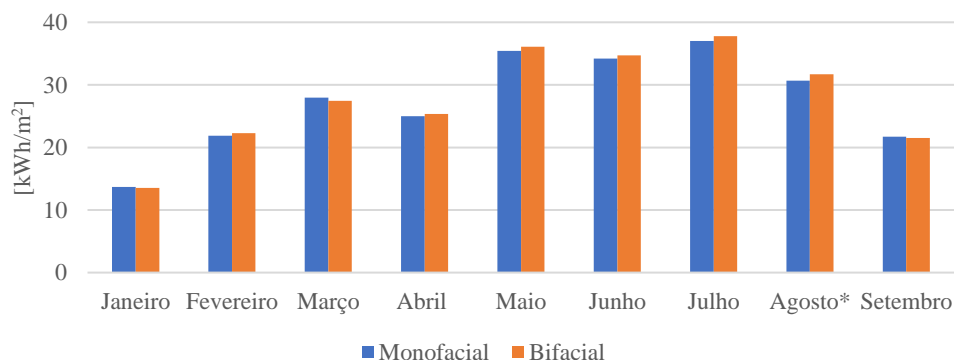


Figura 4.2 – Produção mensal de eletricidade por unidade de área dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023.

Por outro lado, a segunda métrica referida indica a quantidade de eletricidade produzida por unidade de potência nominal dos módulos PV. Esta métrica é especialmente útil em contextos onde a capacidade instalada e a eficiência do sistema são os principais focos como, por exemplo, nas grandes centrais PV. Além disso, esta métrica permite efetuar uma comparação justa entre módulos com diferentes potências nominais e características de desempenho.

Similarmente à primeira métrica, a Figura 4.3 apresenta a produção mensal de eletricidade por unidade de potência durante o período mencionado. Tal como anteriormente, os dias entre 3 e 7 de agosto foram excluídos da análise. Neste caso, os resultados obtidos demonstram que os módulos bifaciais apresentaram consistentemente um desempenho superior ao dos monofaciais, ou seja, por cada unidade de potência instalada, os módulos bifaciais produziram mais eletricidade do que os monofaciais em todos os meses analisados.

Ao longo do período em análise, a diferença, em termos relativos, na produção de eletricidade entre os módulos monofaciais e bifaciais foi mais acentuada nesta métrica do que na primeira. No total, os módulos bifaciais produziram quase mais 5% de eletricidade por unidade de potência do que os monofaciais (bifaciais – 1,26 kWh/W; monofaciais – 1,20 kWh/W).

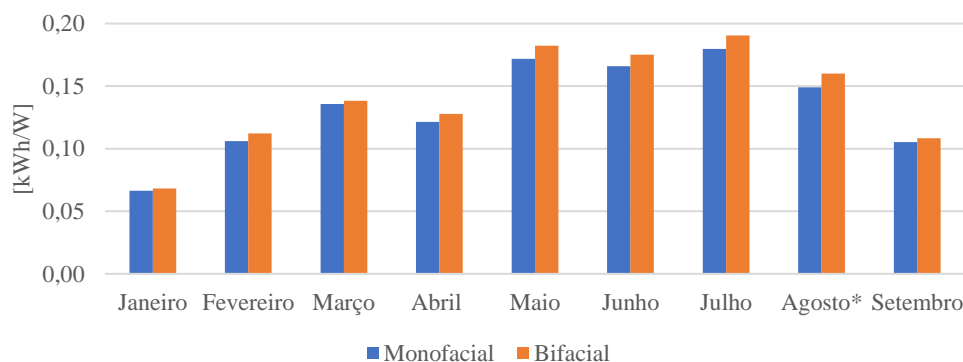


Figura 4.3 – Produção mensal de eletricidade por unidade de potência dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo de 2023.

A divergência nos resultados entre a primeira e segunda métrica pode ser explicada através da proporção entre as áreas ocupadas e potências instaladas dos dois tipos de módulos. Como se viu anteriormente, estas proporções são, respetivamente, 61 e 59%. Esta ligeira discrepância nas proporções indica que a diferença entre os módulos monofaciais e bifaciais não se reflete de forma idêntica nas duas métricas.

Por exemplo, no mês de janeiro, a produção total de eletricidade foi 300 kWh para os módulos monofaciais e 180 kWh para os bifaciais. Com base nas áreas ocupadas por cada tipo de módulo, conforme apresentado na Tabela 3.1, sabe-se que a produção de eletricidade por unidade de área foi, respetivamente, 13,67 e 13,54 kWh/m², o que representa uma diferença de 0,95% em favor dos módulos monofaciais. Conforme ilustrado na Figura 4.3, esta tendência não se verifica ao analisar a produção de eletricidade por unidade de potência. Neste caso, os módulos bifaciais produziram, aproximadamente, 3% mais eletricidade por cada Watt instalado em comparação com os monofaciais. As diferenças entre as duas métricas sugerem que a vantagem relativa dos módulos bifaciais em captar radiação através de ambas as faces se torna mais pronunciada quando se avalia a produção de eletricidade por unidade de potência.

Para concluir a análise comparativa entre os módulos monofaciais e bifaciais, é fundamental avaliar o desempenho de ambos os sistemas em diferentes condições de iluminação ao longo de um dia. Neste contexto, foram considerados dois cenários distintos: um dia com céu limpo, que proporciona condições ideais de irradiância solar, e um dia nublado, caracterizado por baixa luminosidade. Para esta

análise, foram escolhidos os dias 17 de maio e 6 de março, que representam, respetivamente, o dia de maior e o dia de menor produção total de eletricidade.

As figuras Figura 4.4 e Figura 4.5 ilustram a potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo destes dias seleccionados. Observa-se que, no dia de céu limpo, a potência produzida por ambos os sistemas é significativamente mais estável e atinge valores superiores. Por exemplo, no dia 17 de maio, a potência máxima produzida pelos módulos monofaciais atinge os 4 kW, enquanto no dia 6 de março, essa potência máxima é de apenas 1,25 kW. Esta diferença deve-se principalmente à maior disponibilidade de irradiância solar direta nos dias com céu limpo. Por outro lado, nos dias nublados, a presença de nuvens dispersa a radiação solar, reduzindo, assim, a quantidade de radiação que incide sobre os módulos, o que, por consequência, limita a potência produzida.

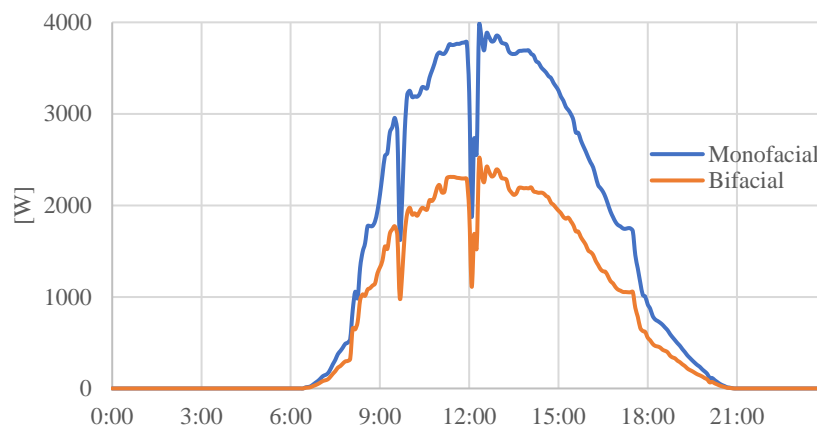


Figura 4.4 – Potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo do dia 17 de maio.

Através das figuras Figura 4.4 e Figura 4.5, verifica-se também que a potência instantânea produzida pelo sistema monofacial é, de forma geral, superior à do sistema bifacial refletindo, assim, a maior potência instalada dos módulos monofaciais. No entanto, observa-se que, no dia com céu nublado, quando a radiação difusa é mais predominante, a diferença de potência instantânea entre os sistemas diminui, com o sistema bifacial a aproximar-se mais do desempenho do sistema monofacial.

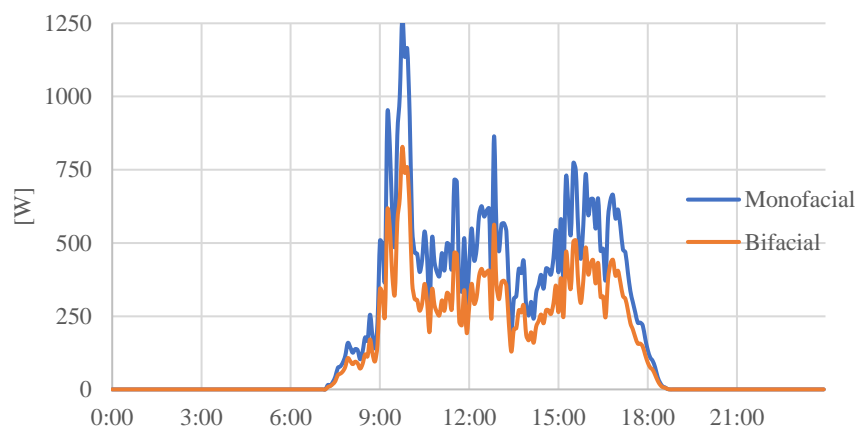


Figura 4.5 – Potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais ao longo do dia 6 de março.

4.2 Potencial de produção da face traseira dos módulos bifaciais

A Figura 4.6 apresenta os gráficos de potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais durante o período de 3 a 7 de agosto. Conforme detalhado no subcapítulo 3.2, a face frontal dos módulos bifaciais foi intencionalmente bloqueada ao longo destes dias para que fosse possível medir exclusivamente a potência produzida pela face traseira.

Em primeiro lugar, a forma consistente da curva de potência dos módulos monofaciais indica que estes dias foram predominantemente ensolarados, proporcionando condições favoráveis para a produção de eletricidade através da tecnologia PV. Além disso, no gráfico referente ao dia 3 de agosto, observa-se, por volta das 16h, uma queda abrupta nos valores de potência dos módulos bifaciais, o que coincide com a colocação das placas de cartão sobre a face frontal. Em contraste, o aumento repentino dos valores de potência às 11h do dia 7 de agosto corresponde à remoção dessas mesmas placas. Adicionalmente, é ainda possível observar a potência produzida pela face traseira dos módulos bifaciais que é naturalmente incomparável à dos monofaciais. Por exemplo, entre os dias 4 e 6 de agosto, a potência máxima registrada pelos módulos bifaciais foi, aproximadamente, 104 W, enquanto os monofaciais alcançaram quase 4 kW.

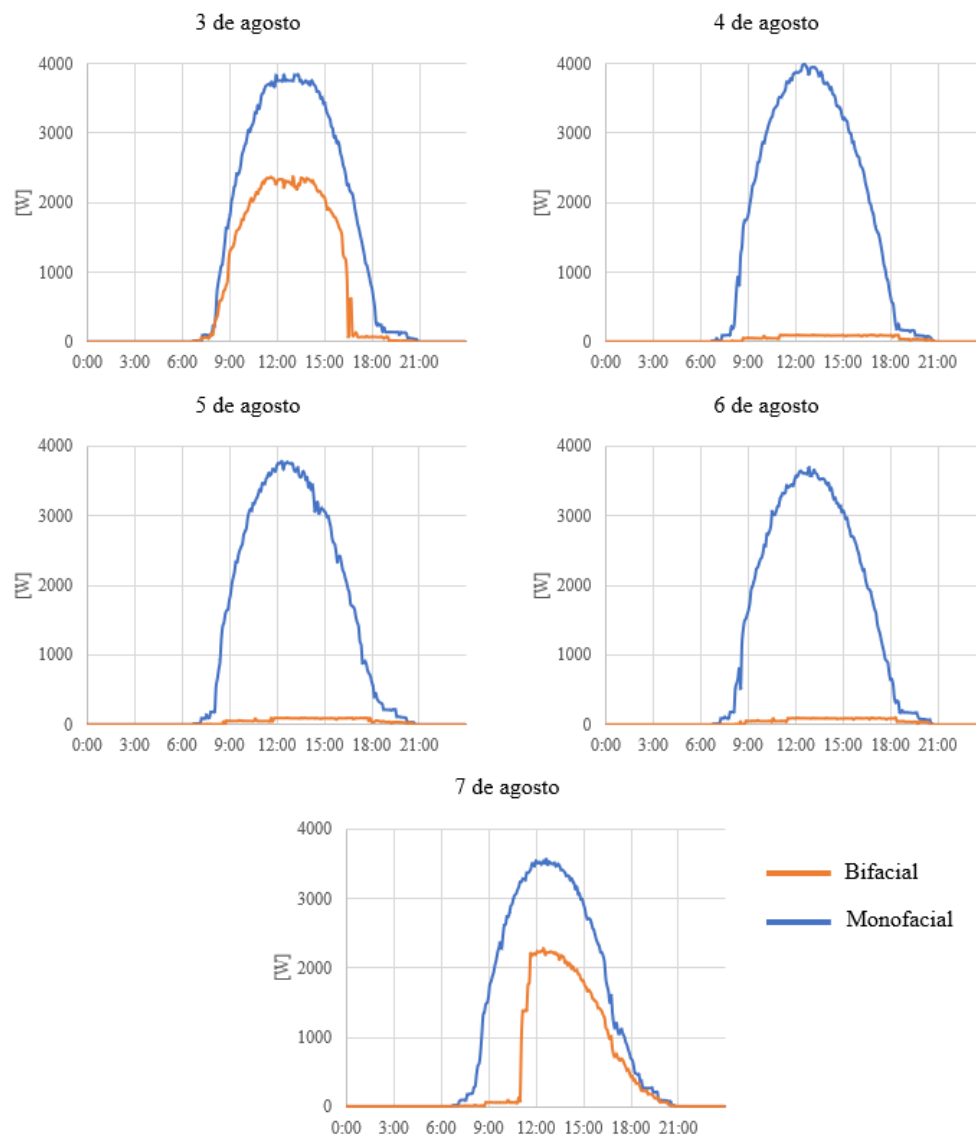


Figura 4.6 – Potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais entre os dias 3 e 7 de agosto.

Para quantificar a contribuição da face traseira dos módulos bifaciais na produção de eletricidade foi necessário desenvolver uma metodologia capaz de estimar a potência instantânea deste tipo de módulos com base nos valores registados pelos módulos monofaciais. A metodologia adotada envolveu a aplicação do modelo de regressão linear de forma a se estabelecer uma relação matemática entre as potências instantâneas observadas em ambos os tipos de módulos.

O primeiro passo consistiu em selecionar um dia ao longo do ano em que as condições ambientais, particularmente a radiação solar, fossem semelhantes às do dia da experiência. Para isso, analisou-se a produção de eletricidade dos módulos monofaciais e identificou-se uma data com valores próximos aos obtidos no dia da experiência. Neste contexto, a Tabela 4.1 detalha os dias de referência e, como termo de comparação, apresenta ainda a eletricidade produzida pelos módulos monofaciais. Como se pode observar, os valores de eletricidade produzida nos dias de referência são bastante próximos dos registados durante os dias da experiência.

Tabela 4.1 – Dia de referência para cada dia da experiência e a respetiva eletricidade produzida pelos módulos monofaciais.

Dia da experiência	E_{produzida} (experiência) [kWh]	Dia de referência	E_{produzida} (dia escolhido) [kWh]
03/ago	28,66	31/jul	28,61
04/ago	28,74	03/jul	28,73
05/ago	26,96	17/ago	26,87
06/ago	26,46	03/jun	26,50
07/ago	25,58	24/ago	25,56

Após se ter identificado o dia de referência para cada dia da experiência, procedeu-se à aplicação da regressão linear utilizando os valores de potência instantânea registados nesse dia para estabelecer a relação entre os dois tipos de módulos. A partir desta análise obteve-se uma equação que descreve como as variações na potência dos módulos monofaciais (variável independente) podem prever as variações correspondentes na potência dos bifaciais (variável dependente). É importante referir que, para cada dia da experiência, se obteve uma equação distinta ajustada às condições específicas de radiação e produção de eletricidade do dia de referência. Todas as equações obtidas podem ser consultas na Tabela 4.2, juntamente com os respetivos coeficientes de determinação (r^2).

Tabela 4.2 – Equações obtidas para estimar a potência instantânea dos módulos bifaciais nos dias da experiência.

Dia da experiência	Dia de referência	Equação obtida	r^2
03/ago	31/jul	$y = 0,6148x + 7,7934$	0,9965
04/ago	03/jul	$y = 0,6132x + 9,6526$	0,9976
05/ago	17/ago	$y = 0,6275x + 7,0283$	0,9977
06/ago	03/jun	$y = 0,6280x + 31,131$	0,9973
07/ago	24/ago	$y = 0,6324x + 5,1143$	0,9980

Os coeficientes de determinação obtidos para as equações de regressão linear variam entre 0,9965 e 0,9980, o que indica um excelente ajuste do modelo aos dados observados. Desta forma, pode-se concluir que a relação estabelecida entre os dois tipos de módulos é válida e, portanto, estimar a potência dos módulos bifaciais através desta metodologia é uma abordagem eficaz e confiável.

Para além disto, foi possível comparar as estimativas obtidas com os valores reais de potência instantânea registados nos dias 3 e 7 de agosto, uma vez que, nestes dias, houve um período em que a face frontal não esteve coberta pelas placas de cartão. Como se pode observar na Figura 4.7, os valores estimados, calculados para cada intervalo de tempo de medição (5 minutos) com base na produção dos módulos monofaciais, encontram-se consideravelmente próximos dos valores reais, o que sugere que as equações obtidas através da relação estabelecida no dia de referência, podem também ser utilizadas para estimar a potência dos módulos bifaciais em dias com condições ambientais semelhantes.

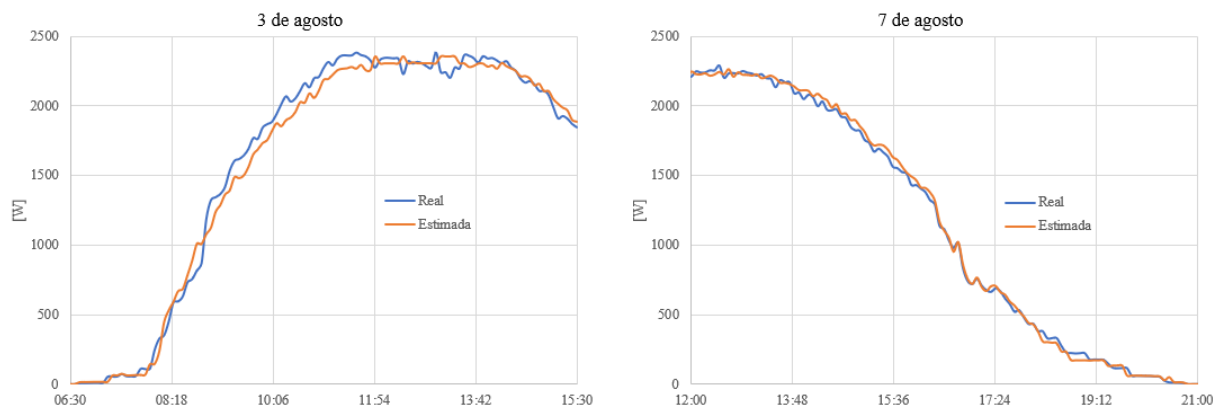


Figura 4.7 – Potência instantânea real vs. Potência instantânea estimada (dos módulos bifaciais) nos dias 3 e 7 de agosto.

Considerando que as equações obtidas são, também, aplicáveis aos dias da experiência, prosseguiu-se com a estimativa da potência instantânea dos módulos bifaciais para os dias 4, 5 e 6 de agosto. Para estes dias fez-se uma análise mais detalhada, que incluiu o cálculo da produção diária de eletricidade para ambas as faces dos módulos bifaciais (Tabela 4.3). Além disso, calculou-se o aumento percentual na produção total de eletricidade devido à contribuição da face traseira. A escolha de apenas estes dias foi feita com base na certeza de que, durante este período, a produção de eletricidade dos módulos bifaciais teve origem, de forma exclusiva, na face traseira. Nos dias 3 e 7 de agosto, o processo de colocação e remoção das placas de cartão não ocorreu de forma instantânea e, portanto, não se sabe exatamente quando apenas a face traseira contribuiu para a produção de eletricidade.

Com base na Tabela 4.3, observa-se que, nos dias analisados, a produção de eletricidade dos módulos bifaciais teve um aumento, de forma estimada, de 5 a 6% devido à contribuição da face traseira. No entanto, é importante reconhecer que este estudo se baseia numa amostra limitada de dias e que, portanto, os valores obtidos não são representativos do que poderá acontecer ao longo do ano, ou seja, é possível que o aumento percentual varie consideravelmente de acordo com as condições a que os módulos estão expostos.

Tabela 4.3 – Produção de eletricidade da face frontal (estimativa) e da face traseira (real) dos módulos bifaciais nos dias 4, 5 e 6 de agosto e aumento, em %, da produção de eletricidade devido à contribuição da face traseira.

Dia da experiência	Produção de eletricidade [kWh]		Aumento (%) na Produção
	Face Frontal (estimativa)	Face Traseira (real)	
4 de agosto	16,82	0,94	5,59%
5 de agosto	16,14	0,88	5,45%
6 de agosto	16,17	0,88	5,44%

4.3 Efeito do albedo

Neste subcapítulo são apresentados e analisados os resultados obtidos da experiência realizada, na qual foram posicionadas três células na parte traseira dos módulos bifaciais, juntamente com um albedómetro com o objetivo de, em primeiro lugar, estimar o albedo da superfície que se encontra abaixo dos módulos PV e, de seguida, perceber como é que este pode variar mesmo em pequenas escalas espaciais.

Primeiramente, é importante referir que a experiência se realizou ao longo do mês de janeiro, um período conhecido por apresentar elevados índices de precipitação. Neste contexto, não foi possível manter o sistema, constituído pelas células, albedómetro, bateria e *datalogger*, montado e em funcionamento durante um intervalo de dias muito longo, como se pode ver na Tabela 4.4. Além disso, houve até mesmo casos em que uma das células se descolou da estrutura dos módulos, o que afetou negativamente a aquisição de dados. Tal aconteceu com a célula nº1 no dia 24 de janeiro entre as 9:30 e as 16:15 e, também, com a célula nº2 no dia 7 de janeiro desde as 13:15 até ao momento em que o sistema foi desmontado. Posto isto, estes dias foram automaticamente excluídos da análise relacionada com as células fotovoltaicas.

Tabela 4.4 – Períodos em que o sistema esteve montado e em funcionamento.

	Início	Fim
1	05/01/2024 12:51	07/01/2024 13:15
2	10/01/2024 10:20	15/01/2024 10:00
3	22/01/2024 11:26	26/01/2024 16:36

Dando seguimento às conclusões apresentadas no subcapítulo 3.3, pode-se então afirmar que as equações obtidas para as três células e para a face nº2 do albedómetro são plenamente válidas para a estimativa dos valores de irradiância considerando os valores registados de diferença de potencial em cada um dos dispositivos. Por outro lado, para a face nº1 do albedómetro, a equação de regressão linear é apenas válida até aos 8 mV. Tal como foi mencionado, a partir desse valor, a estimativa pode não refletir com precisão a realidade. Neste sentido, para as análises que incluam a face nº1, foram escolhidos dias em que os valores de diferença de potencial não ultrapassaram este limite garantindo, assim, uma estimativa da irradiância com uma razoável margem de confiança.

Para estimar o albedo da superfície sob os módulos PV, é necessário apenas comparar os valores estimados da irradiância que atinge ambas as faces do albedómetro. Desta forma, apresenta-se na Figura 4.9 a respetiva comparação nos dias 13 e 14 de janeiro, em que a face nº1 esteve virada para cima e a face nº2 virada para baixo com o objetivo de medirem, respetivamente, a irradiância global e a radiação refletida pela superfície. As grandes variações de irradiância observadas sugerem que, nestes dias, as condições meteorológicas não eram ideais para a produção de eletricidade através do sistema PV. Este facto pode ser comprovado através da Tabela 7.10, que apresenta a produção total de eletricidade dos módulos monofaciais e bifaciais nos dias em que as células e o albedómetro estiveram montados. Constata-se que, nos dias 13 e 14 de janeiro, os valores são consideravelmente inferiores em comparação com todos os outros dias da experiência, sendo a única exceção o dia 15 de janeiro.

Adicionalmente, a Figura 4.9 mostra que o albedo não se mantém constante ao longo do dia. Esta variação pode ser atribuída a diversos fatores, como o sombreamento, o ângulo de incidência da radiação solar (ângulo entre a radiação incidente sobre uma superfície e a linha perpendicular à superfície no ponto de incidência – normal [84]) e a capacidade de absorção da superfície. O sistema fotovoltaico encontra-se instalado num local com estruturas altas em redor, como árvores e edifícios. Estas estruturas, ao início da manhã e ao fim da tarde, provocam sombras mais longas que diminuem a área exposta à

radiação solar direta. Como resultado, a superfície reflete menos radiação, o que reduz o valor do albedo. Além disso, durante estes períodos, o sol encontra-se mais baixo no céu e, portanto, o ângulo de incidência da radiação solar é maior. Como se pode ver na Figura 4.8 (embora os ângulos de incidência não estejam explícitos), quanto maior for o ângulo de incidência, maior é a área sobre a qual a radiação é distribuída. Esta distribuição mais ampla reduz a densidade de radiação por unidade de área e faz com que a radiação refletida pela superfície se disperse mais. Por consequência, o albedómetro regista menores valores de irradiância na face virada para baixo, o que contribui para um menor albedo.

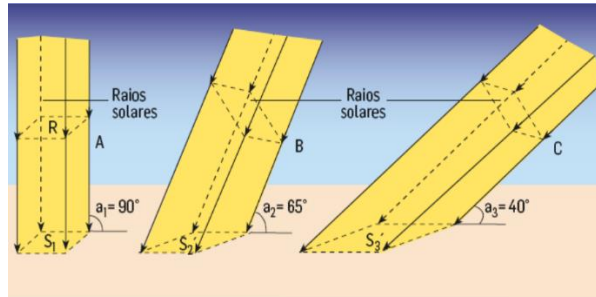


Figura 4.8 – Variação do ângulo de incidência de acordo com a altura solar [85].

À medida que o sol se eleva no céu, o ângulo de incidência da radiação solar aproxima-se da perpendicularidade em relação à superfície, o que origina menos sombras e uma maior quantidade de radiação incidente por unidade de área. Durante este período (geralmente, entre as 11:00 e as 16:00), o albedo atinge o seu valor máximo, que, como é possível observar, anda à volta dos 20%. Este valor está alinhado com o definido para a relva artificial na Tabela 2.1 (26%).

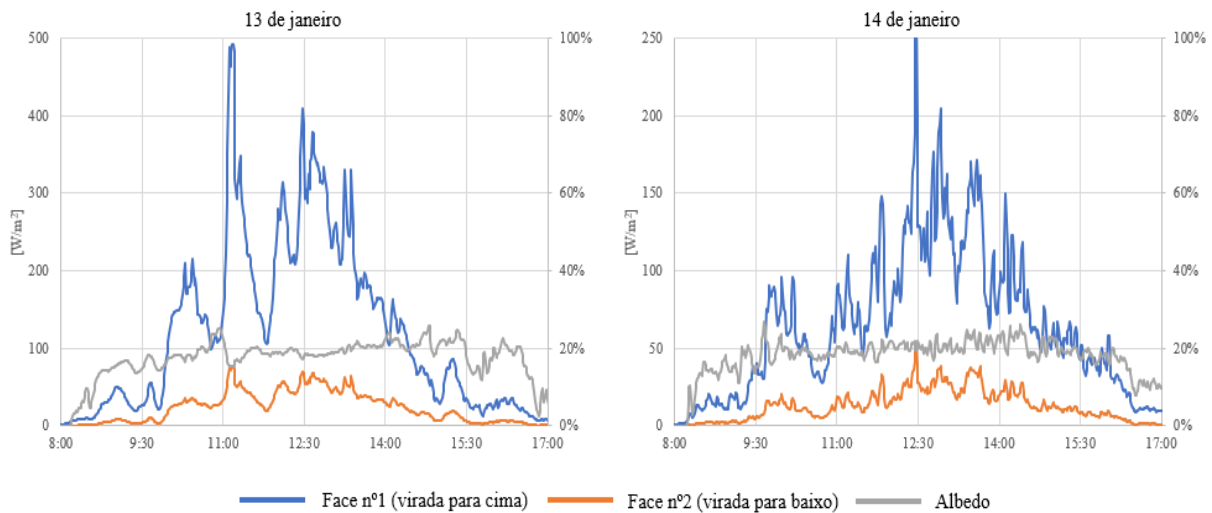


Figura 4.9 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre ambas as faces do albedómetro e estimativa do albedo (%) nos dias 13 e 14 de janeiro.

De seguida, a Figura 4.10 apresenta a comparação entre os valores estimados de irradiância para a face n°2 do albedómetro e a célula fotovoltaica n°2 nos dias 13 e 14 de janeiro. Ambos os dispositivos se encontravam orientados para baixo, com o propósito de medir a radiação refletida pela superfície e estavam localizados relativamente próximos um do outro, como se pode ver na Figura 3.6. Posto isto, neste caso, pretende-se avaliar a consistência das medições entre os dois dispositivos.

Analisando a Figura 4.10, percebe-se que os dois dispositivos apresentam padrões de resposta semelhantes às variações de irradiância ao longo do dia. No entanto, há uma diferença consistente nos valores estimados, com a célula PV a registrar valores ligeiramente mais elevados. Uma vez que a diferença entre o albedómetro e a célula permanece relativamente constante ao longo do dia, é provável que esta discrepância esteja associada às equações lineares obtidas durante a calibração dos dispositivos. Como os dispositivos não foram calibrados simultaneamente, as condições ambientais durante cada calibração podem não ter sido exatamente idênticas. Isto, pode ter resultado em ajustes ligeiramente diferentes nas equações de estimativa, fazendo com que valores iguais de irradiância se traduzam em diferenças de potencial distintas. Além disso, as sensibilidades intrínsecas dos dispositivos podem também ter contribuído para a diferença nos valores estimados, uma vez que cada dispositivo pode apresentar uma eficiência diferente na conversão da irradiância num sinal elétrico (neste caso, através da diferença de potencial).

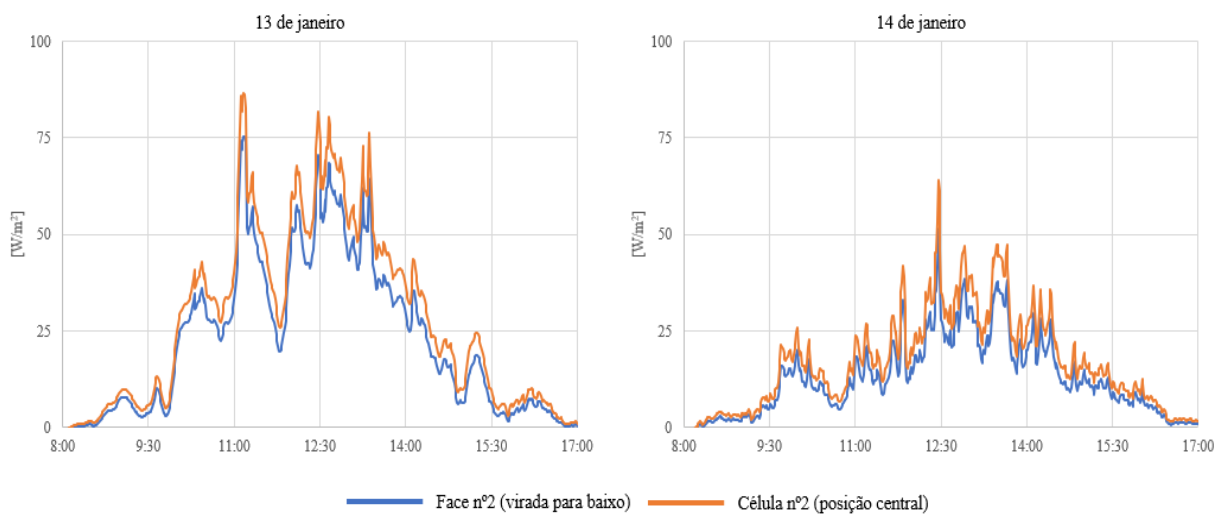


Figura 4.10 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre a face nº2 do albedómetro e a célula fotovoltaica nº2 nos dias 13 e 14 de janeiro.

Em último lugar, é importante analisar como o albedo pode variar em função do local, mesmo em distâncias relativamente pequenas. A disposição das três células fotovoltaicas permite avaliar as variações no albedo ao longo da estrutura, considerando as possíveis diferenças na distribuição da radiação refletida pela superfície e os efeitos do sombreamento ou outras condições específicas de cada posição. Para esta análise, decidiu-se comparar os valores estimados de irradiância para cada uma das células em dois cenários distintos considerando apenas os dias desta última experiência. O primeiro cenário corresponde a dias em que as condições climáticas eram desfavoráveis e que, por isso, se produziu menos eletricidade. Por outro lado, no segundo cenário, escolheram-se dias em que o sistema fotovoltaico atingiu valores máximos de produção de eletricidade. Ao comparar os valores de irradiância nas três células em dois cenários distintos, é possível perceber se as diferenças na distribuição da radiação refletida são consistentes ou se variam conforme as condições climáticas específicas de cada cenário.

A Figura 4.11 apresenta a comparação entre os valores estimados de irradiância para as três células nos dias 13 e 14 de janeiro, correspondentes ao primeiro cenário. A pequena diferença observada entre as células, quase impercetível durante a maior parte do dia, pode ser atribuída às condições meteorológicas que se fizeram sentir e que resultaram numa maior presença de radiação difusa na atmosfera. A radiação difusa, ao espalhar-se uniformemente, reduz a variação na irradiância que atinge cada célula, o que torna as diferenças entre estas menos pronunciadas e reduz o impacto de fatores como

o sombreamento de estruturas próximas como árvores e edifícios. Apesar da diferença ser pequena a cada instante, ao fim do dia, nota-se uma discrepância nos valores totais de irradiância diária (Tabela 7.11). As células nº2 e nº3, posicionadas mais ao centro e à direita da estrutura, apresentam valores acumulados claramente superiores em comparação com a célula nº1, situada mais à esquerda.

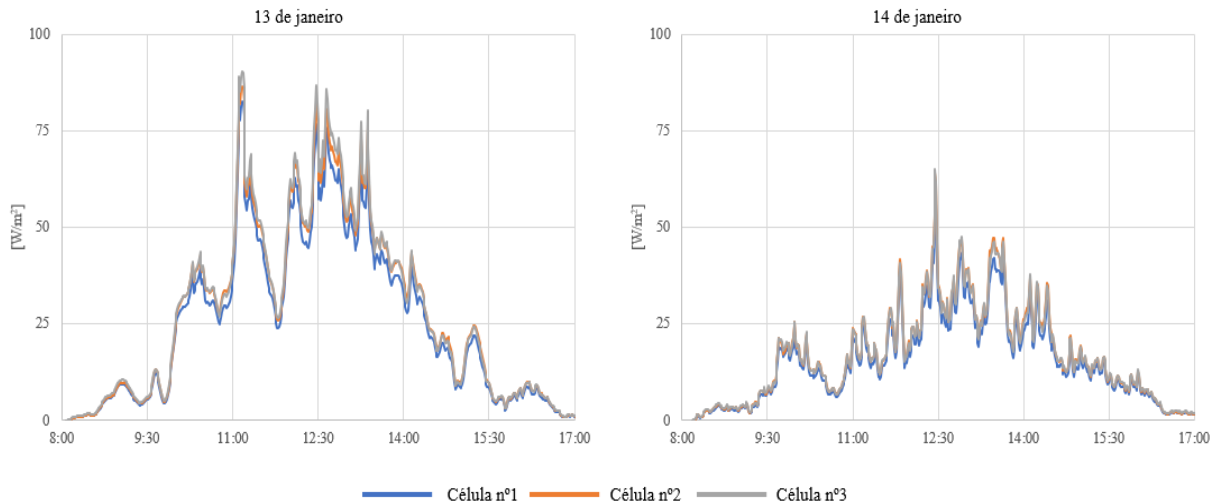


Figura 4.11 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre as três células fotovoltaicas nos dias 13 e 14 de janeiro.

Por outro lado, a Figura 4.12 ilustra a comparação entre os valores estimados de irradiância nos dias 23 e 25 de janeiro, referentes ao segundo cenário. Apesar de, nestes dias, se terem registado valores elevados de produção de eletricidade, é possível concluir que houve períodos em que o céu se encontrava nublado, uma vez que se verificam diferenças praticamente impercetíveis entre as células, semelhantes às observadas nos dias 13 e 14 de janeiro. Estes períodos de nebulosidade ocorreram no dia 23 de janeiro, entre as 8:00 e as 11:30, e no dia 25 de janeiro, entre as 10:00 e as 12:00.

Pelo contrário, em condições de céu limpo, as diferenças entre as células são claramente evidentes. Nestas circunstâncias, há uma grande quantidade de radiação a incidir diretamente sobre a superfície, o que torna o sombreamento um fator significativo para explicar as diferenças nos valores estimados de irradiância. Por exemplo, no dia 25 de janeiro, observa-se, por volta das 14:30, uma diminuição na irradiância registada pela célula nº3, seguida pela célula nº2 e, por fim, pela célula nº1. Esta sequência sugere que, uma estrutura, possivelmente constituinte do sistema fotovoltaico, tenha projetado uma sombra que se deslocou ao longo do tempo e afetou, pontualmente, cada uma das células. Além disso, outro fator significativo pode estar relacionado com a capacidade de reflexão da superfície abaixo dos módulos. Uma vez que a superfície não é uniforme em toda a sua área devido à presença de diferentes culturas agrícolas, é possível que, em certos locais, a radiação refletida seja superior em relação a outros.

Como se pode ver através da Figura 4.12 e da Tabela 7.12, os valores estimados de irradiância sobre a célula nº3 são consistentemente mais elevados em comparação com as outras células. A célula nº3, por estar posicionada na extremidade direita da estrutura do sistema PV tornou-a menos suscetível ao sombreamento provocado pelos próprios módulos PV, uma vez que estes estão orientados aproximadamente a Sul e, portanto, as suas sombras acabam por se deslocar, especialmente durante a tarde, para o lado oposto de onde a célula nº3 estava posicionada.

Resultados e Discussão

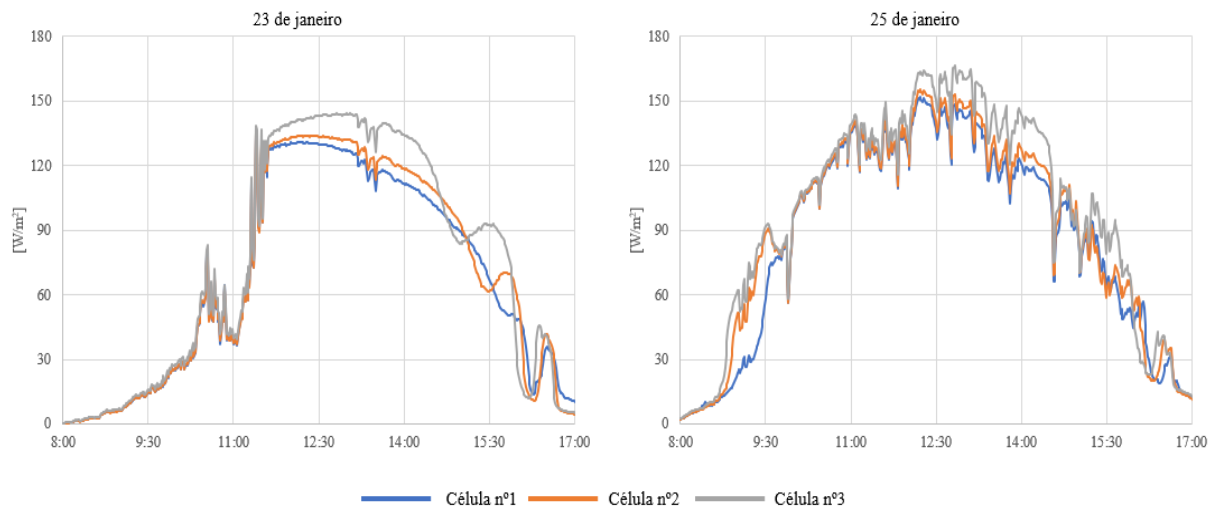


Figura 4.12 – Comparação entre a irradiância (W/m^2) sobre as três células fotovoltaicas nos dias 23 e 25 de janeiro.

5 Conclusões e Sugestões Futuras

Na presente dissertação foi avaliado o potencial solar do sistema agriPV instalado no Campus Solar da FCUL. Esta avaliação dividiu-se em três blocos distintos: no primeiro, comparou-se o desempenho dos dois tipos de módulos PV (monofaciais e bifaciais); no segundo, quantificou-se a contribuição da face traseira dos módulos bifaciais para a produção total de eletricidade; por fim, no terceiro, estimou-se o albedo da superfície e analisaram-se as variações da radiação incidente sobre a face traseira ao longo da fila dos módulos bifaciais.

Através da aplicação *FusionSolar* foi possível aceder aos dados necessários – como o fator de potência, a eficiência do inversor, a diferença de potencial e a corrente elétrica - para determinar a potência instantânea dos módulos monofaciais e bifaciais e, conseqüentemente, calcular as respetivas produções de eletricidade. Concluiu-se que, entre janeiro e setembro de 2023, o sistema fotovoltaico produziu, na totalidade, 8,91 MWh, sendo 5,54 MWh provenientes dos módulos monofaciais e 3,37 MWh dos bifaciais. A diferença em favor dos módulos monofaciais deveu-se à maior potência instalada deste tipo de módulo no sistema (Tabela 3.1). Para uma análise mais justa, optou-se por comparar o desempenho de ambos os tipos de módulo com base na produção de eletricidade por unidade de potência e por unidade de área. Em resposta à primeira pergunta de investigação, os resultados obtidos indicam que os módulos bifaciais, ao captarem a radiação solar através de ambas as faces, demonstraram ter um melhor desempenho no período referido, apresentando valores superiores tanto na produção por unidade de potência ($1,26 \text{ kWh/W} > 1,20 \text{ kWh/W}$) como por unidade de área ($250,37 \text{ kWh/m}^2 > 247,54 \text{ kWh/m}^2$).

Considerando que a aplicação *FusionSolar* não permite decompor a produção de eletricidade dos módulos bifaciais entre as duas faces, foi necessário encontrar uma alternativa que permitisse estimar o aumento percentual de eletricidade produzida proveniente da face traseira. Deste modo, cobriu-se a face frontal dos módulos bifaciais com placas de cartão interrompendo, assim, temporariamente a produção proveniente desta face. Assim, foi possível estimar que, nos dias 4, 5 e 6 de agosto de 2023, a face traseira contribuiu, em média, com um acréscimo de 5,49% na produção total de eletricidade dos módulos bifaciais. Com base na literatura disponível [86][87][88], percebe-se que o valor obtido se encontra no limite inferior em relação a outros estudos realizados. As condições específicas do local, como o albedo da superfície e o sombreamento ocasional, podem estar a limitar este ganho adicional de eletricidade. No entanto, tendo em conta que se trata de um sistema agriPV, pode-se considerar que este valor é aceitável, uma vez que o objetivo principal do sistema não é exclusivamente a maximização da produção de eletricidade. Além disso, o valor obtido pode não ser representativo do que ocorre ao longo do ano, já que esta média foi calculada a partir de apenas três dias de observação. Neste sentido, sugere-se que este estudo seja realizado durante um período mais longo e em condições ambientais distintas, para que seja possível estimar com maior precisão o verdadeiro contributo da face traseira dos módulos bifaciais.

Por último, a instalação das três células PV ao longo da estrutura, juntamente com a colocação do albedómetro numa posição central, permitiram estimar o albedo da superfície sob os módulos bifaciais e analisar as variações da radiação incidente sobre a face traseira dos mesmos. De acordo com os resultados obtidos, estimou-se que, nos dias 13 e 14 de janeiro de 2024, o albedo médio da superfície foi 17,36% e 18,04%, respetivamente. Com base na literatura disponível [89][90], sabe-se que estes valores estão dentro do intervalo esperado para uma superfície relvada. Além disso, a análise aos valores estimados de irradiância em cada uma das células revelou que a distribuição desta não é uniforme ao longo da face traseira dos módulos bifaciais. Considerando que a célula nº3 apresentou valores superiores de irradiância, pode-se concluir que os módulos próximos a esta (do lado direito do sistema PV e, portanto, mais próximos do edifício C8 da FCUL) têm potencial para produzir mais eletricidade do que os restantes. No entanto, de forma semelhante ao mencionado anteriormente, sugere-se a

consideração de uma alternativa permanente que permita fazer medições da irradiância ao longo de todo o ano, uma vez que os valores obtidos podem variar consideravelmente conforme as condições ambientais, a época do ano e a cobertura vegetal.

6 Referências

1. *Renewables 2023 Global Status Report Collection, Renewables in Energy Supply*;
2. IRENA (2022) *Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency*; Abu Dhabi;
3. Dynamic Agrivoltaic System - Solar Impulse Efficient Solution Available online: <https://solarimpulse.com/solutions-explorer/dynamic-agrivoltaic-system> (accessed on 17 May 2024).
4. Agenda 2030 - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável Available online: <https://www.ods.pt/> (accessed on 4 November 2022).
5. Web of Science Available online: <https://www.webofscience.com/wos/woscc/basic-search> (accessed on 9 May 2024).
6. Solar Power | UC Davis Available online: <https://www.ucdavis.edu/climate/definitions/how-is-solar-power-generated> (accessed on 31 May 2024).
7. Connected Ocean | The Oceans Cover 70% of the Surface of Our Planet | Connected Oceans Available online: <https://oceansconnectes.org/en/we-are-the-ocean-planet-2/> (accessed on 31 May 2024).
8. CHATZIPANAGI, A.; TAYLOR, N.; JAEGER-WALDAU, A. Overview of the Potential and Challenges for Agri-Photovoltaics in the European Union. **2023**, doi:10.2760/208702.
9. The Environmental Impact of Solar Panel Production - Green.Org Available online: <https://green.org/2024/01/30/the-environmental-impact-of-solar-panel-production/> (accessed on 31 May 2024).
10. Divya, A.; Adish, T.; Kaustubh, P.; Zade, P.S. Review on Recycling of Solar Modules/Panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells* **2023**, 253, 112151, doi:10.1016/J.SOLMAT.2022.112151.
11. How to Recycle Old Photovoltaic Panels Available online: <https://www.eib.org/en/stories/recycle-photovoltaic-panels> (accessed on 31 May 2024).
12. Solar Energy's Impact On Grid Stability: Challenges & Solutions Available online: <https://arka360.com/ros/solar-energy-grid-stability-impact/> (accessed on 31 May 2024).
13. Ela, E.; Diakov, V.; Ibanez, E.; Heaney, M. Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescales. **2013**.
14. Breve História Da Energia Solar Available online: <https://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html> (accessed on 1 June 2024).
15. Photovoltaics - Historical Development Available online: <https://www.pvresources.com/en/introduction/history.php> (accessed on 1 June 2024).
16. First Practical Silicon Solar Cell | American Physical Society Available online: <https://www.aps.org/apsnews/2009/04/bell-labs-silicon-solar-cell> (accessed on 1 June 2024).
17. Photovoltaics and Electricity - U.S. Energy Information Administration (EIA) Available online: <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/photovoltaics-and-electricity.php> (accessed on 1 June 2024).
18. What Is Doping in Semiconductors | WaferPro Available online: <https://waferpro.com/what-is-doping-in-semiconductors/> (accessed on 2 June 2024).
19. Diode Operation - Energy Education Available online: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Diode_operation (accessed on 2 June 2024).
20. The P-N Junction Available online: <http://hyperphysics.gsu.edu/hbase/Solids/pnjun.html> (accessed on 2 June 2024).
21. Photovoltaic Effect - Energy Education Available online: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_effect (accessed on 2 June 2024).

22. Efeito Fotovoltaico Available online: https://paginas.fe.up.pt/~ee97234/efeito_fotovoltaico.htm (accessed on 2 June 2024).
23. Comprehensive Guide to Solar Panel Types | Aurora Solar Available online: <https://aurorasolar.com/blog/solar-panel-types-guide/> (accessed on 3 June 2024).
24. A Complete Guide to PERC Solar Panels (vs. Other Techs) Available online: <https://solarmagazine.com/solar-panels/perc-solar-panels/> (accessed on 6 June 2024).
25. Energy Poverty • ENPOR Available online: <https://enpor.eu/energy-poverty/> (accessed on 7 June 2024).
26. How Has World Population Growth Changed over Time? - Our World in Data Available online: <https://ourworldindata.org/population-growth-over-time> (accessed on 13 May 2024).
27. The Unfolding Global Food Crisis: A Clear and Present Danger Available online: <https://globalgovernanceforum.org/unfolding-food-crisis-clear-present-danger/> (accessed on 13 May 2024).
28. Habib-ur-Rahman, M.; Ahmad, A.; Raza, A.; Hasnain, M.U.; Alharby, H.F.; Alzahrani, Y.M.; Bamagoos, A.A.; Hakeem, K.R.; Ahmad, S.; Nasim, W.; et al. Impact of Climate Change on Agricultural Production; Issues, Challenges, and Opportunities in Asia. *Front Plant Sci* **2022**, *13*, 925548, doi:10.3389/FPLS.2022.925548/BIBTEX.
29. World Energy Consumption by Energy Source 2050 | Statista Available online: <https://www.statista.com/statistics/222066/projected-global-energy-consumption-by-source/> (accessed on 13 May 2024).
30. *EU Market Outlook For Solar Power*;
31. Ritchie, H.; Roser, M. How Does the Land Use of Different Electricity Sources Compare? *Our World in Data* **2024**.
32. Corrigendum to “Integrated Life-Cycle Assessment of Electricity Sources”, UNECE. **2022**, doi:10.1016/j.rser.2022.112311.
33. GOETZBERGER, A.; ZASTROW, A. On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation. *International Journal of Solar Energy* **1982**, *1*, 55–69, doi:10.1080/01425918208909875.
34. *Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition*; 2024;
35. Land Use - Our World in Data Available online: <https://ourworldindata.org/land-use> (accessed on 17 May 2024).
36. Metainformação Available online: https://www.ine.pt/bddXplorer/htdocs/minfo.jsp?var_cd=0004951&lingua=PT (accessed on 13 May 2024).
37. Europe: Utilised Agricultural Area | Pordata Available online: <https://www.pordata.pt/en/europe/utilised+agricultural+area-3644> (accessed on 13 May 2024).
38. AgriPV for Energy Providers, Project Developers | Next2Sun Bifacial PV Systems Available online: <https://next2sun.com/en/agripv/agripv-projects-project-development/> (accessed on 18 May 2024).
39. Statistics | Eurostat Available online: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tag00025/default/table> (accessed on 18 May 2024).
40. PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030) Available online: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/PNEC%20PT_Template%20Final%20-%20vers%C3%A3o%20final_30_06_2023.pdf (accessed on 18 May 2024).
41. FICHA TÉCNICA Título: Estatísticas Rápidas Das Renováveis Available online: <https://www.dgeg.gov.pt/media/ps1lgjrs/dgeg-arr-2023-06.pdf> (accessed on 18 May 2024).

42. Roteiro Para a Neutralidade Carbónica 2050 - XXI Governo - República Portuguesa Available online: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050-> (accessed on 18 May 2024).
43. Ali Abaker Omer, A.; Liu, W.; Li, M.; Zheng, J.; Zhang, F.; Zhang, X.; Osman Hamid Mohammed, S.; Fan, L.; Liu, Z.; Chen, F.; et al. Water Evaporation Reduction by the Agrivoltaic Systems Development. *Solar Energy* **2022**, *247*, 13–23, doi:10.1016/j.solener.2022.10.022.
44. Sun, Soil, and Sustainability: How Agrivoltaics Is Revolutionizing the Farming and Energy Sector - AMPLYFI Available online: <https://amplyfi.com/2023/05/25/sun-soil-and-sustainability-how-agrivoltaics-is-revolutionizing-the-farming-and-energy-sector/> (accessed on 20 May 2024).
45. Harnessing the Power of Agrivoltaics: A Sustainable Opportunity - Doomsday Partners Available online: <https://doomsdaypartners.com/insights/harnessing-the-power-of-agrivoltaics-a-sustainable-opportunity/> (accessed on 23 May 2024).
46. The Accelerating Frequency of Extreme Weather Events Available online: <https://www.visualcapitalist.com/the-accelerating-frequency-of-extreme-weather/> (accessed on 20 May 2024).
47. Agrivoltaics: Cultivating Solar Energy to Build a More Sustainable Future | TotalEnergies.Com Available online: <https://totalenergies.com/news/agrivoltaics-cultivating-solar-energy-build-more-sustainable-future> (accessed on 20 May 2024).
48. Sarr, A.; Soro, Y.M.; Tossa, A.K.; Diop, L. Agrivoltaic, a Synergistic Co-Location of Agricultural and Energy Production in Perpetual Mutation: A Comprehensive Review. *Processes* **2023**, *Vol. 11, Page 948* **2023**, *11*, 948, doi:10.3390/PR11030948.
49. Mead, R.; Willey, R.W. The Concept of a ‘Land Equivalent Ratio’ and Advantages in Yields from Intercropping. *Exp Agric* **1980**, *16*, 217–228, doi:10.1017/S0014479700010978.
50. Trommsdorff, M.; Vorast, M.; Durga, N.; Padwardhan, S. Potential of Agrivoltaics to Contribute to Socio-Economic Sustainability: A Case Study in Maharashtra / India.
51. Kaldellis, J.K.; Kapsali, M.; Kavadias, K.A. Temperature and Wind Speed Impact on the Efficiency of PV Installations. Experience Obtained from Outdoor Measurements in Greece. *Renew Energy* **2014**, *66*, 612–624, doi:10.1016/J.RENENE.2013.12.041.
52. Barron-Gafford, G.A.; Pavao-Zuckerman, M.A.; Minor, R.L.; Sutter, L.F.; Barnett-Moreno, I.; Blackett, D.T.; Thompson, M.; Dimond, K.; Gerlak, A.K.; Nabhan, G.P.; et al. Agrivoltaics Provide Mutual Benefits across the Food–Energy–Water Nexus in Drylands. *Nature Sustainability* **2019**, *2*, 848–855, doi:10.1038/s41893-019-0364-5.
53. Cost Comparison between Agrivoltaics and Ground-Mounted PV – Pv Magazine International Available online: <https://www.pv-magazine.com/2021/03/26/cost-comparison-between-agrivoltaics-and-ground-mounted-pv/> (accessed on 24 May 2024).
54. Photosynthesis Available online: <https://education.nationalgeographic.org/resource/photosynthesis/> (accessed on 27 May 2024).
55. Bifacial Solar Cells – the Two Sides of the Story - Solar Choice Available online: <https://www.solarchoice.net.au/blog/news/bifacial-solar-cells-the-two-sides-of-the-story-050515/> (accessed on 5 June 2024).
56. Sena Braga, D.; Kazmerski, L.L.; Alves Cassini, D.; Camatta, V.; Sônia, A.; Diniz, A.C. Performance of Bifacial PV Modules under Different Operating Conditions in the State of Minas Gerais, Brazil. *Renewable Energy and Environmental Sustainability* **2023**, *8*, 23, doi:10.1051/REES/2023021.

57. Juaidi, A.; Kobari, M.; Mallak, A.; Titi, A.; Abdallah, R.; Nassar, M.; Albatayneh, A. A Comparative Simulation between Monofacial and Bifacial PV Modules under Palestine Conditions. *Solar Compass* **2023**, *8*, 100059, doi:10.1016/J.SOLCOM.2023.100059.
58. Albedo Values | MyNASAData Available online: <https://mynasadata.larc.nasa.gov/basic-page/albedo-values> (accessed on 12 June 2024).
59. Albedo: A Key Factor for Assessing Bifacial Gain | Trina Solar Available online: <https://www.trinasolar.com/eu-en/Albedo-key-factor-bifacial-gain> (accessed on 13 June 2024).
60. Bifacial PV ... and Who Is Albedo? | Rödl & Partner Available online: <https://www.roedl.com/insights/renewable-energy/2019-05/bifacial-pv-and-who-is-albedo> (accessed on 13 June 2024).
61. Vertically Mounted Bifacial Solar Panels - Vertical.Solar by Over Easy Available online: <https://vertical.solar/> (accessed on 14 June 2024).
62. Katsikogiannis, O.A.; Ziar, H.; Isabella, O. Integration of Bifacial Photovoltaics in Agrivoltaic Systems: A Synergistic Design Approach. *Appl Energy* **2022**, *309*, 118475, doi:10.1016/J.APENERGY.2021.118475.
63. Germany Swelters under Heat Wave – DW – 07/26/2018 Available online: <https://www.dw.com/en/germany-swelters-under-heat-wave/a-44839919> (accessed on 15 June 2024).
64. Piolenc's Experimental Plot - Sun'Agri Available online: <https://sunagri.fr/en/project/piolencs-experimental-plot/> (accessed on 15 June 2024).
65. A Good Year for Solar: Agrivoltaics in Vineyards – Pv Magazine International Available online: <https://www.pv-magazine.com/2020/03/31/a-good-year-for-solar-agrivoltaics-in-vineyards/> (accessed on 15 June 2024).
66. Kallioğlu, M.A.; Avcı, A.S.; Sharma, A.; Khargotra, R.; Singh, T. Solar Collector Tilt Angle Optimization for Agrivoltaic Systems. *Case Studies in Thermal Engineering* **2024**, *54*, 103998, doi:10.1016/J.CSITE.2024.103998.
67. Campus Solar | Faculdade de Ciências Da Universidade de Lisboa Available online: <https://ciencias.ulisboa.pt/pt/campus-solar> (accessed on 20 June 2024).
68. Manita, J.L.V. Desenvolvimento de Um Sistema Agrofotovoltaico, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2023.
69. LG440N2T-E6 General Data Available online: [https://www.lg.com/us/business/download/resources/CT00002151/LG440N2T-E6_FinalVer032422\[20220406_024105\].pdf](https://www.lg.com/us/business/download/resources/CT00002151/LG440N2T-E6_FinalVer032422[20220406_024105].pdf) (accessed on 20 June 2024).
70. LONGi Solar | Hi-MO 4m LR4-60HPH 350-380M(Australia) | Solar Panel Datasheet | ENF Panel Directory Available online: <https://www.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/48841> (accessed on 20 June 2024).
71. Login Available online: <https://eu5.fusionsolar.huawei.com/unisso/login.action?service=%2Funisess%2Fv1%2Fauth%3Fservice%3D%252Fnetecowebext%252Fhome%252Findex.html> (accessed on 21 June 2024).
72. Inversor Solar: O Que é e Como Funciona? Available online: <https://www.otovo.pt/blog/sistemas-fotovoltaicos/inversor-solar-o-que-e-como-funciona/> (accessed on 21 June 2024).
73. What Is Power Factor? | How to Calculate Power Factor Formula | Fluke Available online: <https://www.fluke.com/en-us/learn/blog/power-quality/power-factor-formula> (accessed on 24 June 2024).
74. Fator de Potência: O Que é, Como Calcular e Corrigir - TRACTIAN Available online: <https://tractian.com/blog/fator-de-potencia-importancia-industria> (accessed on 24 June 2024).

75. ETMP500-1V / Educational and Toy Module | Electronics Available online: <https://sourcing.hktdc.com/en/Product-Detail/ETMP500-1V-Educational-and-Toy-Module-1X0PBCGK> (accessed on 27 June 2024).
76. 240-8104 Albedometer - NovaLynx Corporation Available online: <https://novalynx.com/store/pc/240-8104-Albedometer-p509.htm> (accessed on 27 August 2024).
77. Rugged, Reliable, and Ready for Any Application COMPONENT CR3000 Micrologger Available online: https://s.campbellsci.com/documents/us/product-brochures/b_cr3000.pdf (accessed on 14 July 2024).
78. Pyranometers: What You Need to Know Available online: <https://www.campbellsci.com/blog/pyranometers-need-to-know> (accessed on 14 July 2024).
79. 6.05: Adequacy of Linear Regression Models - Mathematics LibreTexts Available online: [https://math.libretexts.org/Workbench/Numerical_Methods_with_Applications_\(Kaw\)/6%3A_Regression/6.05%3A_Adequacy_of_Linear_Regression_Models](https://math.libretexts.org/Workbench/Numerical_Methods_with_Applications_(Kaw)/6%3A_Regression/6.05%3A_Adequacy_of_Linear_Regression_Models) (accessed on 15 July 2024).
80. Siegel, A.F. Correlation and Regression. *Practical Business Statistics* **2016**, 299–354, doi:10.1016/B978-0-12-804250-2.00011-0.
81. R-Squared - Definition, Interpretation, Formula, How to Calculate Available online: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/data-science/r-squared/> (accessed on 19 July 2024).
82. Eugénia, M.; Martins, G. Coeficiente de Correlação Amostral Exame 1F Available online: https://www.fc.up.pt/pessoas/jfgomes/pdf/vol_2_num_2_69_art_coeficienteCorrelacaoAmostra1.pdf (accessed on 19 July 2024).
83. Vicente D, Boutov D, Serra JM, "Back Irradiance Measurements and Influence of the Ground Coverage on the Production of a Bifacial Agrivoltaics System" in 41st EUPVSEC, Viena, Austria, 2024, pp. -, doi: <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC2024/4DV.1.29>.
84. What Is the Solar Angle of Incidence? - Energy Theory Available online: <https://energytheory.com/what-is-the-solar-angle-of-incidence/> (accessed on 2 September 2024).
85. AULA 11 Available online: https://aia.madeira.gov.pt/images/files/telessino/GEO11_Aula11_26maio.pdf (accessed on 2 September 2024).
86. Gu, W.; Li, S.; Liu, X.; Chen, Z.; Zhang, X.; Ma, T. Experimental Investigation of the Bifacial Photovoltaic Module under Real Conditions. *Renew Energy* **2021**, *173*, 1111–1122, doi:10.1016/J.RENENE.2020.12.024.
87. The Bifacial Year Available online: https://soltec.com/uploads/2019/11/BitEC-whitepaper-4_en.pdf (accessed on 23 September 2024).
88. Beardsworth, G.; Amir, & Shishavan, A. QUANTIFYING YOUR BIFACIAL GAINS Using Calibrated PVsyst Model Input Parameters to Accurately Predict In-Field Performance.
89. Physical Models Used > Irradiation Models > Albedo Usual Coefficients Available online: <https://www.pvsyst.com/help/albedo.htm> (accessed on 23 September 2024).
90. Albedo | EARTH 103: Earth in the Future Available online: <https://www.e-education.psu.edu/earth103/node/1002> (accessed on 23 September 2024).

7 Anexos

7.1 Anexo A – Calibração das células fotovoltaicas e do albedómetro

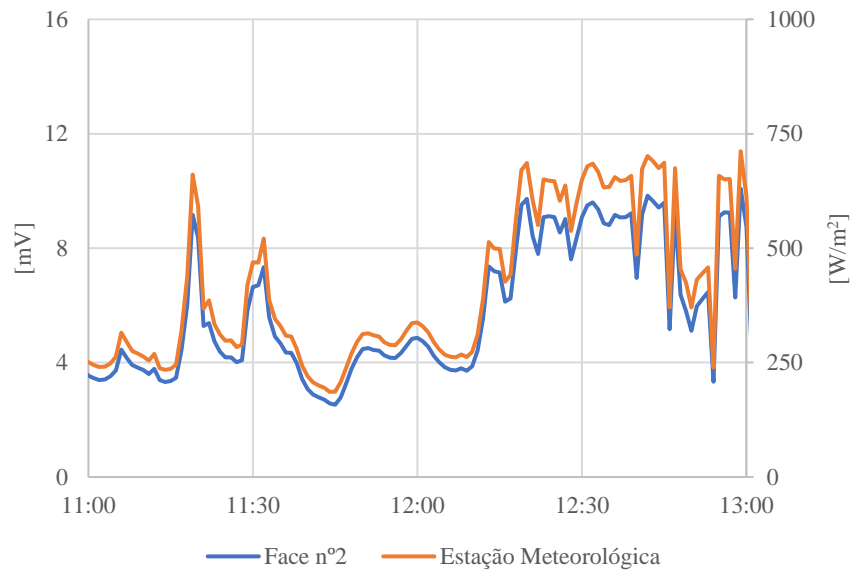


Figura 7.1 – Calibração da face nº2 do albedómetro no dia 27 de outubro de 2023 entre as 11:00 e as 13:00.

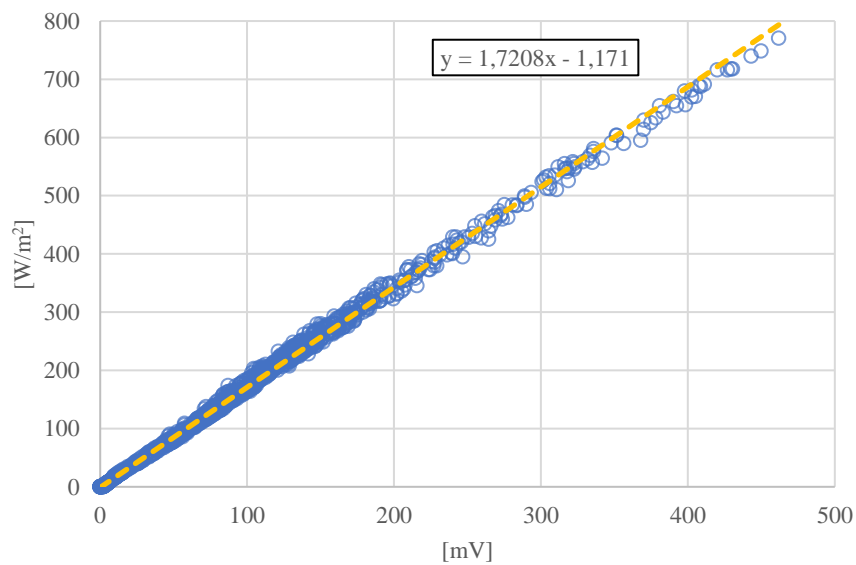


Figura 7.2 - Diferença de Potencial (Célula nº2) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)

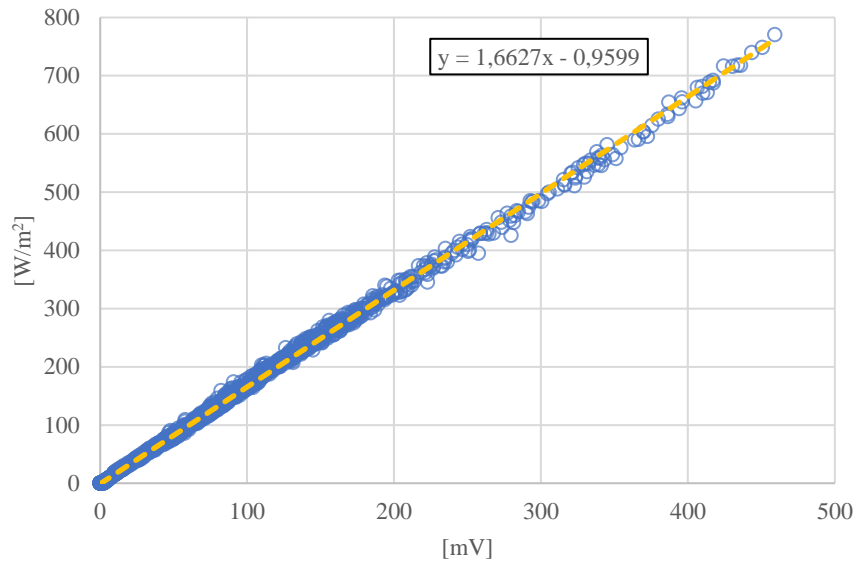


Figura 7.3 - Diferença de Potencial (Célula n°3) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)

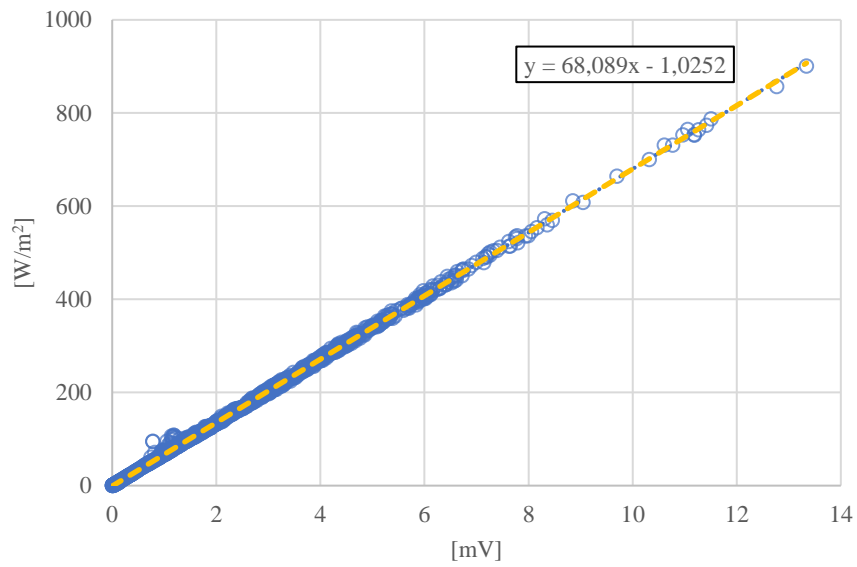


Figura 7.4 - Diferença de Potencial (Face n°1 - Albedómetro) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)

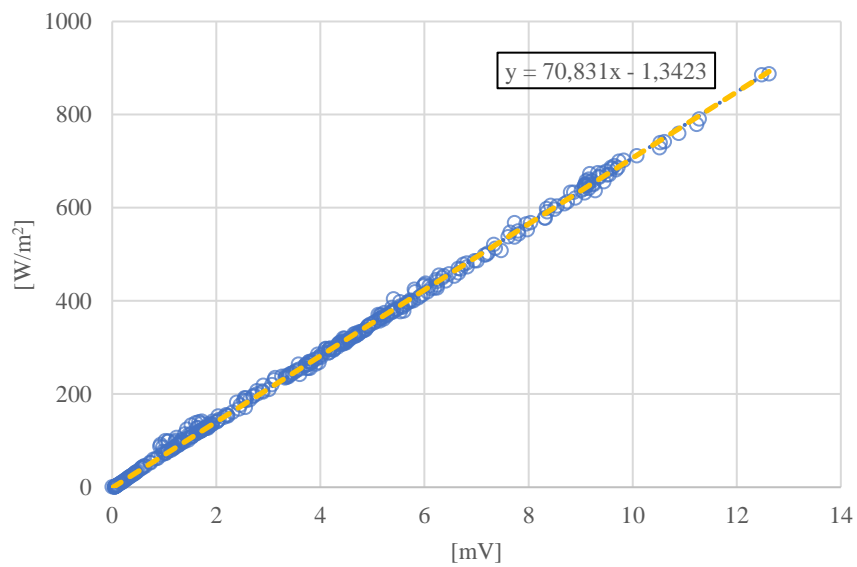


Figura 7.5 - Diferença de Potencial (Face nº2 - Albedómetro) vs Irradiância Global Horizontal (Estação Meteorológica)

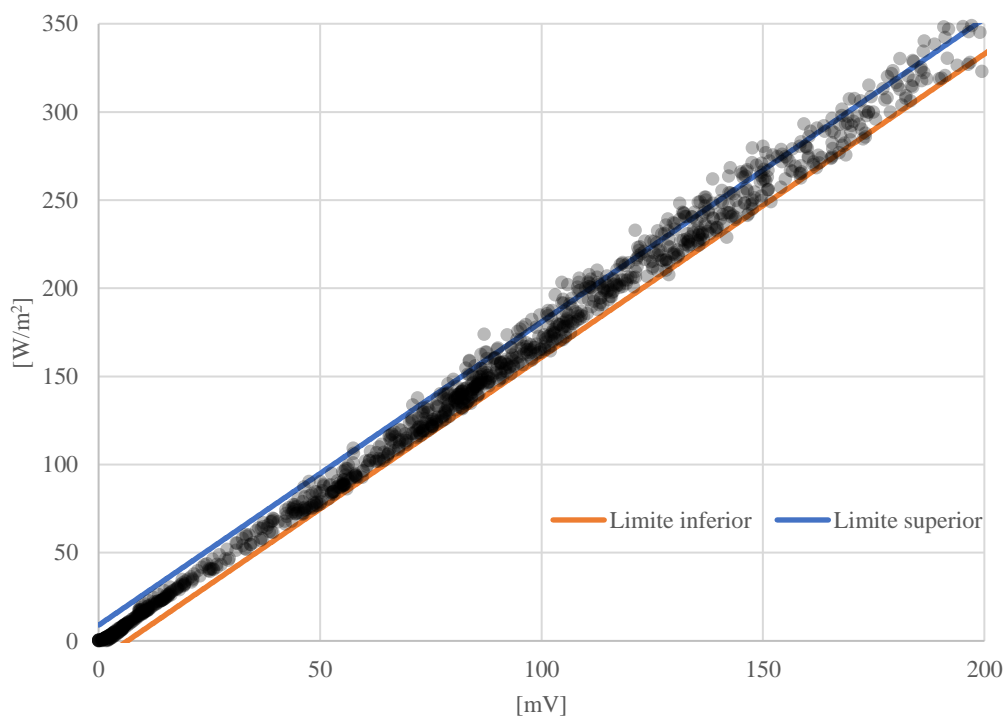


Figura 7.6 - Limite inferior e superior do intervalo para a célula nº2.

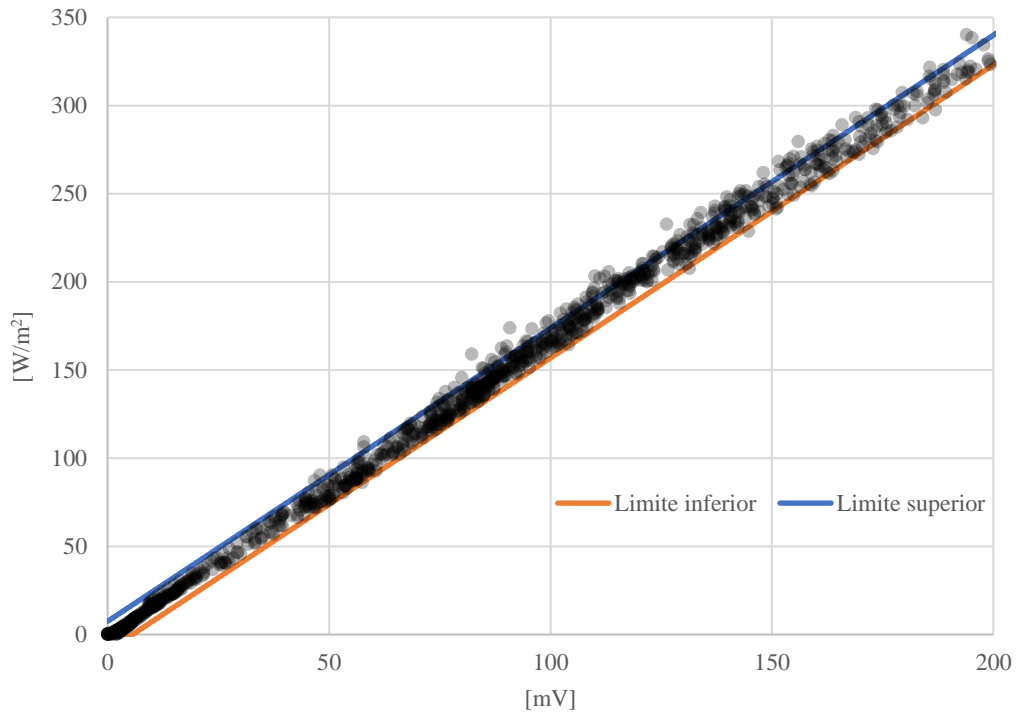


Figura 7.7 - Limite inferior e superior do intervalo para a célula n°3.

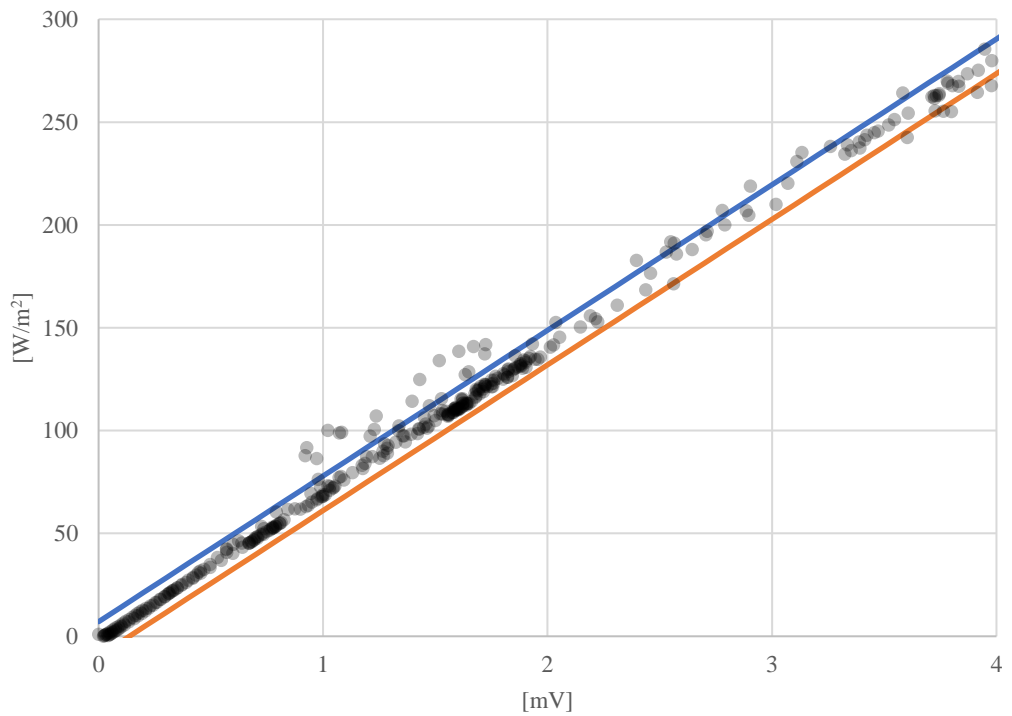


Figura 7.8 - Limite inferior e superior do intervalo para a face n°2 do albedómetro.

7.2 Anexo B – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico

Tabela 7.1 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em janeiro de 2023.
(O sistema apenas começou a operar no dia 14 de janeiro.)

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
14	5,46	3,58	9,04
15	13,15	7,80	20,95
16	11,44	6,80	18,24
17	12,24	7,26	19,50
18	13,13	7,95	21,08
19	10,12	6,19	16,31
20	11,10	6,79	17,88
21	10,37	6,53	16,90
22	21,80	13,18	34,98
23	21,74	13,15	34,89
24	22,15	13,36	35,50
25	22,02	13,37	35,39
26	10,82	6,61	17,42
27	22,18	13,32	35,50
28	22,58	13,64	36,22
29	22,66	13,53	36,20
30	22,76	13,62	36,37
31	22,72	13,61	36,34
Média	16,58	10,02	25,20
Máximo	22,76	13,64	36,37
Mínimo	5,46	3,58	9,04

Tabela 7.2 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em fevereiro de 2023.

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	22,34	13,53	35,87
2	22,05	13,37	35,42
3	22,60	13,74	36,34
4	22,94	13,90	36,83
5	23,33	14,05	37,38
6	23,15	14,07	37,22
7	22,13	13,59	35,72
8	8,05	5,00	13,05
9	21,08	12,84	33,91
10	17,63	10,83	28,46
11	13,34	8,56	21,90
12	7,85	5,20	13,06
13	15,83	10,03	25,86
14	14,57	9,27	23,84
15	19,23	12,31	31,54
16	23,43	14,44	37,88
17	16,56	10,29	26,86
18	16,80	10,82	27,61
19	7,48	5,02	12,50
20	11,03	7,29	18,32
21	17,25	11,20	28,45
22	9,71	6,17	15,88
23	23,57	14,61	38,18
24	13,44	8,35	21,80
25	12,36	7,54	19,89
26	14,05	8,58	22,64
27	11,44	7,35	18,79
28	24,38	14,60	38,98
Média	17,06	10,59	27,65
Máximo	24,38	14,61	38,98
Mínimo	7,48	5,00	12,50

Tabela 7.3 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em março de 2023.
(A aquisição de dados foi interrompida entre 31 de março e 9 de abril.)

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	24,65	14,33	38,98
2	26,56	15,43	41,99
3	24,97	15,14	40,11
4	9,05	6,03	15,08
5	6,24	4,10	10,33
6	4,86	3,21	8,07
7	14,00	7,86	21,86
8	8,79	5,44	14,23
9	17,01	10,12	27,13
10	15,41	9,53	24,94
11	11,61	7,64	19,26
12	24,47	15,16	39,63
13	22,97	12,51	35,49
14	22,56	12,77	35,33
15	27,30	16,69	43,99
16	18,84	11,03	29,87
17	15,88	8,56	24,43
18	18,86	11,18	30,04
19	28,46	16,53	44,99
20	26,92	16,13	43,06
21	27,74	16,26	44,00
22	27,42	16,12	43,54
23	17,13	10,82	27,95
24	13,58	8,50	22,07
25	28,30	16,59	44,89
26	24,62	15,04	39,66
27	26,70	16,36	43,06
28	27,05	16,99	44,03
29	25,50	15,98	41,48
30	23,24	13,28	36,51
31	-	-	-
Média	20,36	12,18	32,53
Máximo	28,46	16,99	44,99
Mínimo	4,86	3,21	8,07

Tabela 7.4 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em abril de 2023.
(A aquisição de dados foi interrompida entre 31 de março e 9 de abril.)

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	-	-	-
5	-	-	-
6	-	-	-
7	-	-	-
8	-	-	-
9	-	-	-
10	28,40	17,39	45,79
11	28,18	17,23	45,41
12	19,62	11,80	31,42
13	26,95	16,39	43,34
14	23,15	13,27	36,42
15	28,23	17,39	45,61
16	28,36	18,15	46,52
17	28,38	17,92	46,30
18	28,20	17,77	45,97
19	28,52	18,03	46,55
20	28,23	17,79	46,02
21	8,95	5,91	14,86
22	26,42	15,94	42,35
23	23,26	13,65	36,91
24	28,06	17,83	45,88
25	28,93	18,09	47,02
26	28,07	17,62	45,70
27	27,56	17,46	45,02
28	25,14	15,72	40,86
29	25,25	14,46	39,70
30	28,44	17,73	46,17
Média	26,01	16,07	42,09
Máximo	28,93	18,15	47,02
Mínimo	8,95	5,91	14,86

Tabela 7.5 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em maio de 2023.

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	28,63	18,08	46,71
2	26,11	16,66	42,77
3	22,34	13,37	35,71
4	25,60	16,67	42,27
5	26,41	16,72	43,13
6	23,60	14,12	37,72
7	29,10	18,23	47,33
8	27,36	17,63	45,00
9	21,46	13,61	35,07
10	30,84	16,88	47,72
11	30,51	16,18	46,69
12	30,29	16,14	46,43
13	29,23	18,17	47,40
14	27,56	17,15	44,71
15	29,09	18,45	47,54
16	26,48	17,03	43,51
17	29,70	19,03	48,73
18	28,82	18,58	47,40
19	27,94	17,95	45,89
20	22,87	14,77	37,64
21	19,68	12,58	32,26
22	16,99	10,98	27,98
23	20,58	13,08	33,66
24	28,47	18,06	46,54
25	25,14	16,12	41,27
26	12,57	8,21	20,78
27	17,51	11,45	28,96
28	22,64	14,60	37,24
29	21,19	13,20	34,39
30	21,58	12,98	34,56
31	22,93	14,27	37,21
Média	24,94	15,51	40,46
Máximo	30,84	19,03	48,73
Mínimo	12,57	8,21	20,78

Tabela 7.6 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em junho de 2023.

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	27,61	17,57	45,18
2	29,33	18,76	48,08
3	26,50	17,13	43,62
4	27,06	17,30	44,36
5	28,27	18,14	46,41
6	24,70	15,69	40,39
7	14,07	8,57	22,64
8	12,28	7,71	19,99
9	19,10	11,08	30,18
10	27,87	17,09	44,96
11	24,76	14,68	39,43
12	25,30	14,19	39,48
13	21,97	12,55	34,53
14	29,09	17,90	46,99
15	28,28	17,47	45,74
16	27,71	17,16	44,87
17	27,81	17,07	44,88
18	23,40	14,76	38,16
19	17,08	10,74	27,82
20	22,27	13,68	35,96
21	12,51	7,94	20,45
22	28,66	17,77	46,42
23	27,78	17,24	45,02
24	27,28	16,92	44,19
25	27,84	17,26	45,11
26	29,10	18,00	47,10
27	26,18	16,48	42,67
28	25,96	16,36	42,33
29	28,54	17,78	46,32
30	28,16	17,46	45,62
Média	24,88	15,41	40,30
Máximo	29,33	18,76	48,08
Mínimo	12,28	7,71	19,99

Tabela 7.7 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em julho de 2023.

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	28,17	17,44	45,60
2	27,34	16,95	44,29
3	28,73	17,77	46,50
4	28,95	17,91	46,86
5	26,93	16,59	43,52
6	27,99	17,50	45,49
7	28,33	17,56	45,89
8	23,22	14,08	37,30
9	28,55	17,74	46,29
10	7,14	4,53	11,67
11	27,95	17,46	45,41
12	26,99	16,80	43,79
13	27,68	17,30	44,98
14	27,28	17,16	44,43
15	21,63	12,82	34,44
16	28,59	17,83	46,42
17	27,52	17,39	44,92
18	27,33	17,26	44,59
19	28,03	17,58	45,62
20	28,26	17,80	46,06
21	23,54	14,80	38,34
22	27,59	17,29	44,87
23	28,85	18,03	46,88
24	23,17	14,38	37,55
25	28,84	18,03	46,87
26	27,78	17,56	45,34
27	18,16	10,98	29,14
28	27,83	17,45	45,28
29	19,61	11,84	31,45
30	28,33	17,60	45,93
31	28,61	17,77	46,37
Média	26,09	16,23	42,33
Máximo	28,95	18,03	46,88
Mínimo	7,14	4,53	11,67

Tabela 7.8 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em agosto de 2023.
 (Entre o dia 3 e 7 de agosto, os módulos bifaciais foram cobertos com placas de cartão, portanto o cálculo das médias mensais não inclui estes dias.)

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	27,03	16,77	43,79
2	18,34	10,99	29,33
3	28,66	16,29	44,95
4	28,74	0,94	29,68
5	26,96	0,88	27,85
6	26,46	0,88	27,34
7	25,58	11,99	37,57
8	26,16	16,66	42,83
9	22,93	14,56	37,49
10	27,47	17,24	44,71
11	27,62	17,33	44,96
12	27,13	17,03	44,16
13	28,14	17,65	45,79
14	27,91	17,47	45,39
15	25,25	15,98	41,23
16	27,76	17,36	45,12
17	26,87	17,03	43,89
18	25,22	15,97	41,18
19	20,01	12,47	32,49
20	27,02	17,05	44,07
21	24,69	15,77	40,45
22	25,29	16,05	41,34
23	25,40	16,13	41,53
24	25,56	16,28	41,85
25	22,93	14,59	37,52
26	25,76	16,36	42,12
27	27,45	17,39	44,84
28	27,35	17,12	44,47
29	27,32	17,10	44,43
30	26,82	17,04	43,86
31	26,73	16,93	43,66
Média	26,02	16,24	42,02
Máximo	28,74	17,65	45,79
Mínimo	18,34	10,99	29,33

Tabela 7.9 - Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em setembro de 2023.
(A aquisição de dados foi interrompida entre 6 e 13 de setembro).

Dia	Produção de eletricidade [kWh]		
	Monofacial	Bifacial	Total
1	23,95	15,00	38,96
2	24,47	15,10	39,57
3	14,04	9,14	23,18
4	6,11	3,87	9,98
5	15,16	9,33	24,49
6	-	-	-
7	-	-	-
8	-	-	-
9	-	-	-
10	-	-	-
11	-	-	-
12	-	-	-
13	-	-	-
14	24,17	14,92	39,09
15	20,93	12,68	33,61
16	21,48	12,74	34,22
17	15,72	8,88	24,60
18	22,80	13,36	36,16
19	22,55	13,49	36,04
20	20,25	12,00	32,26
21	17,50	10,64	28,14
22	17,91	11,14	29,05
23	27,44	16,22	43,66
24	26,70	15,87	42,57
25	26,12	15,56	41,68
26	24,54	15,06	39,61
27	25,62	15,35	40,97
28	25,74	15,40	41,14
29	25,82	15,34	41,16
30	25,27	15,21	40,49
Média	21,56	13,01	34,57
Máximo	27,44	16,22	43,66
Mínimo	6,11	3,87	9,98

Tabela 7.10 – Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico durante os dias em que as células e o albedómetro estiveram montados.

Dia	Produção de eletricidade [kWh]
05/01/2024	24,78
06/01/2024	18,70
07/01/2024	27,39
10/01/2024	22,70
11/01/2024	17,92
12/01/2024	17,17
13/01/2024	7,95
14/01/2024	4,13
15/01/2024	5,61
22/01/2024	30,11
23/01/2024	24,54
24/01/2024	32,41
25/01/2024	31,91
26/01/2024	25,68

7.3 Anexo C – Irradiância diária sobre as três células fotovoltaicas

Tabela 7.11 – Irradiância diária sobre as três células fotovoltaicas nos dias 13 e 14 de janeiro (primeiro cenário).

Dia	Irradiância Diária [kW/m²]		
	Célula nº1	Célula nº2	Célula nº3
13/01/2024	13,84	15,06	15,36
14/01/2024	8,15	9,05	9,02

Tabela 7.12 – Irradiância diária sobre as três células fotovoltaicas nos dias 23 e 25 de janeiro (segundo cenário).

Dia	Irradiância Diária [kW/m²]		
	Célula nº1	Célula nº2	Célula nº3
23/01/2024	36,50	37,29	40,31
25/01/2024	47,11	49,48	53,20