



Gonçalo Ventura da Silva

Licenciado em Engenharia Mecânica

IMPACTES DA INTEGRAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM ESTUFAS: ESTUDO DE CASO EM CONTEXTO AGRO-VOLTAICO

MESTRADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Universidade NOVA de Lisboa

Julho, 2024

IMPACTES DA INTEGRAÇÃO DE MÓDULOS FOTO- VOLTAICOS EM ESTUFAS: ESTUDO DE CASO EM CONTEXTO AGROVOLTAICO

Gonçalo Ventura da Silva

Licenciado em Engenharia Mecânica

Orientador: João Murta Pina

Professor Associado, Universidade NOVA de Lisboa

Coorientadores: Dr. Carlos Manuel Valente Quitério Simão

CEO Nossa Energia

Júri:

Presidente: Anabela Gonçalves Pronto

Professora Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Arguentes: Nuno Manuel O. Amaro

Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Orientador: João Murta Pina

Professor Associado, Universidade NOVA de Lisboa

MESTRADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Universidade NOVA de Lisboa

Julho, 2024

IMPACTES DA INTEGRAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM ESTUFAS: ESTUDO DE CASO EM CONTEXTO AGROVOLTAICO

Copyright © Gonçalo Ventura da Silva, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que o crédito seja atribuído ao autor e ao editor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, professor João Murta Pina, por todos os conselhos e ajuda que me foi oferecendo ao longo desta experiência, demonstrando sempre disponibilidade para me ajudar.

Ao Carlos Simão que me permitiu poder trabalhar nesta experiência incrível, financiando todo o material necessário que precisei e também pela disponibilidade e interesse que demonstrou comigo.

Ao meu colega Rafael Menezes por me introduzir ao mundo da robótica e partilhar comigo o seu conhecimento, essencial para a realização deste trabalho.

Ao meu primo André por toda ajuda que me deu na montagem da instalação, material que me emprestou e ideias para o trabalho.

À dona Paula e Cristina da secretaria do DEEC pela simpatia que sempre demonstraram comigo.

À minha família, em especial a minha companheira, Sara, por todo o apoio que me deu, tanto nos momentos de felicidade quanto nos menos bons e a ajuda que me deu em fazer um trabalho melhor.

Por último, agradeço aos meus colegas do MEER pelo companheirismo e amizade, que tornaram toda esta etapa da minha vida mais fácil.

"Be the change you want to see in the World."
(Mahatma Gandhi)

RESUMO

Em Portugal, o sector Agrícola é altamente poluente e apresenta uma pequena taxa de incorporação de renováveis. Entre 1990 e 2021, as suas emissões per capita manteve-se praticamente constante, totalizando em 2021 cerca de 1,8 kgCO₂ eq/hab.

A integração de módulos fotovoltaicos em estufas agrícolas visa a integração de energias renováveis neste setor, contribuindo para a sua descarbonização, e ao mesmo tempo gera um rendimento adicional aos agricultores.

O presente trabalho conta com o dimensionamento, análise técnica e económica de uma instalação agrovoltaica que consiste na integração de um módulo fotovoltaico de 310 Wp na cobertura de uma estufa agrícola de 8 m².

O estudo demonstrou um período de retorno de 8 anos para a instalação fotovoltaica, com uma produção anual de 310,8 kWh/ano. Estimou-se uma perda de produção das culturas na estufa sombreada de cerca 32%. Em relação à qualidade das vagens produzidas, não foram identificadas diferenças quer na sua cor, comprimento e peso.

No final, obteve-se um LER de 1,17, uma métrica utilizada para avaliar o uso de terreno em sistemas agrovoltaicos e que indica um bom desempenho da instalação.

Palavas chave: Sistemas fotovoltaicos, Sistemas agrovoltaicos, Integração de módulos fotovoltaicos em estufas Agrícolas, Integral da luz diária (DLI), Otimização do uso de terreno.

ABSTRACT

In Portugal, the Agricultural sector is highly polluting and shows a low rate of renewable energy incorporation. Between 1990 and 2021, its per capita emissions remained nearly constant, totaling around 1,8 kgCO_{2 eq}/hab. in 2021.

The integration of photovoltaic modules in agricultural greenhouses aims to incorporate renewable energy in this sector, contributing to its decarbonization, while generating additional income for farmers.

This work studies the technical and economic aspects of an agrovoltaic installation, consisting of integrating a 310 Wp photovoltaic module into the roof of an agricultural greenhouse, with an area of 8 m².

The research demonstrated an 8-year payback period for the photovoltaic installation, with an annual production of 310.8 kWh/year. A production loss of approximately 32% for the shaded in the shaded greenhouse was estimated. Regarding the quality of the produced pods, no differences were identified in terms of their color, length, and weight.

Ultimately, an LER of 1.17 was achieved, this is a metric used to evaluate land use in agrovoltaic system, indicating good performance of the installation.

Keywords: Photovoltaic systems, Agrovoltaic systems, Integration of PV's in agricultural greenhouses, Daily Light Integral (DLI), Land use optimization.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Enquadramento geral	1
1.2	Descrição do problema	2
1.3	Objetivos.....	4
1.4	Abordagem.....	4
1.5	Organização do documento	5
2	ESTADO DA ARTE.....	7
2.1	Sistemas fotovoltaicos.....	7
2.1.1	Revisão das tecnologias fotovoltaicas de filme fino	9
2.1.2	Revisão de tecnologias fotovoltaicas semitransparentes.....	15
2.1.3	Revisão das tecnologias fotovoltaicas semi-flexíveis.....	17
2.2	Agricultura.....	18
2.2.1	Radiação fotossintética ativa.....	18
2.2.2	Estufas agrícolas.....	20
2.2.3	Tecnologias de arrefecimento em estufas.....	21
2.3	Sistemas Agrovoltáicos (AVS)	24
2.3.1	Otimização do uso do terreno	24
2.3.2	Parâmetros para seleção de cultura.....	25

2.3.3	Sinergia entre agricultura e aproveitamentos FV	28
2.4	Aplicação de módulos fotovoltaicos em estufas.....	29
2.4.1	Módulos fotovoltaicos de filme fino	29
2.4.2	Módulos fotovoltaicos semitransparentes.....	30
2.4.3	Módulos fotovoltaicos semi-flexíveis	32
2.4.4	Conclusões e oportunidades futuras	33
3	ESTUDO DE CASO	36
3.1	Introdução	36
3.2	Objetivos.....	36
3.3	Localização	37
3.4	Dimensionamento da instalação	37
3.4.1	Seleção das estufas.....	37
3.4.2	Seleção da cultura	39
3.4.3	Seleção dos módulos fotovoltaicos e microinversor	40
3.5	Recolha de dados.....	44
3.5.1	Dados ambientais.....	44
3.5.2	Dados da instalação fotovoltaica	44
3.5.3	Dados das culturas.....	44
3.6	Arquitetura do sistema.....	45
3.6.1	Instalação solar fotovoltaica.....	45
3.6.2	Sensores.....	48
3.6.3	Culturas	52
4	RESULTADOS E ANÁLISE.....	53
4.1	Instalação solar fotovoltaica.....	53
4.1.1	Energia Produzida	53
4.1.2	Indicadores económicos.....	56

4.1.3	Simulação vs Real.....	60
4.2	Impacto do sombreamento dos módulos no microclima da estufa.....	63
4.2.1	Radiação fotossintética ativa.....	63
4.2.2	Temperatura	70
4.2.3	Humidade relativa	72
4.3	Impacto do sombreamento dos módulos no crescimento das culturas.....	72
4.4	Análise Custo-benefício	76
4.4.1	<i>Land Equivalent Ratio</i> (LER)	76
4.4.2	Diagrama de Sankey.....	77
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
5.1	Revisão geral	79
5.2	Resultados obtidos	80
5.3	Lacunas técnicas	82
5.4	Trabalhos futuros.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Emissões de CO ₂ equivalente por habitante em Portugal na indústria agrícola. Retirado de (PORDATA, 2023).	3
Figura 2.1 - Potência fotovoltaica instalada anualmente. Retirado de (International Energy Agency, 2022).	7
Figura 2.2 - Participação no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica. Adaptado de (Ogbomo et al., 2017).	8
Figura 2.3 - Perda espectral de uma célula solar de silício em condições AM1.5. Retirado de (Glunz et al., 2012).	9
Figura 2.4 - Módulo de a-Si de uma junção rígido (a) e de tripla junção flexível (b). Retirado de (Bühler & Gabe, 2018).	11
Figura 2.5 - Estrutura esquemática de (a) célula de junção única e (b) célula de multijunção. Imagem retirada de (Schock, 1996).	11
Figura 2.6 - Célula de GaAs de filme fino. Retirado de (Bühler & Gabe, 2018).	13
Figura 2.7 - Variação da transmissão visível média para diferentes tipo de tecnologia.	15
Figura 2.8 - (a) Fluxo do processo de fabricação das células fotovoltaicas semi-flexíveis. (b) Imagem ótica que mostra os vários padrões de ondulação. Retirado de (El-Atab et al., 2020).	17
Figura 2.9 - Espectro solar. Retirado de (Sudhakar et al., 2013).	18
Figura 2.10 - Esquema ilustrativo que representa o efeito de estufa.	21
Figura 2.11 - Representação gráfica do sombreamento numa estufa.	23
Figura 2.12 - Comparação do uso de terreno de Agrovoltaico com agricultura e fotovoltaico separado. Retirado de (Abidin et al., 2021).	24

Figura 2.13 - Esquema das zonas sombreadas. (A) SFO, SPO e SFC. (B) FD e HD. Retirado de (Abidin et al., 2021).....	26
Figura 2.14 - Esquema dos módulos solares flexíveis no telhado da estufa. Retirado de (Aroca-Delgado et al., 2019).	30
Figura 2.15 - Foto da Estufa (a) e (b), módulo semi-transparente não-seletivo (c), esquema da estufa (d). Retirado de (Hassanien et al., 2018).....	31
Figura 2.16 - Altura da planta, número de folha e conteúdo de clorofila no tomate. Retirado de (Hassanien et al., 2018).....	32
Figura 2.17 - Esquema dos módulos fotovoltaicos na cobertura da estufa. Retirado de (Ezzaeri et al., 2018b).....	33
Figura 3.1 -Levantamento da localização desenhada em software, <i>SketchUp</i>	37
Figura 3.2 - Dimensões das “ilhas” onde serão colocadas as estufas.	38
Figura 3.3 - Imagem da estufa adquirida com as respetivas medidas.....	38
Figura 3.4 - Imagem das estufas colocadas nas ilhas.....	39
Figura 3.5 – Módulo fotovoltaico semi-flexível SunMan 310 Wp.....	40
Figura 3.6 - Microinversor HM-800.....	42
Figura 3.7 - Esquema gráfico da instalação fotovoltaica.....	42
Figura 3.8 – Esquema da instalação do módulo fotovoltaico na cobertura da estufa.....	45
Figura 3.9 – Fotografia da instalação fotovoltaica.....	46
Figura 3.10 - DTU utilizada para a monitorização da produção fotovoltaica.....	46
Figura 3.11 – Variação da curva I-V com a irradiância ($T_{cel} = 25^{\circ}\text{C}$) (a), Variação da curva I-V com a temperatura do módulo ($G = 1\text{kW/m}^2$) (b).....	47
Figura 3.12 - Arduíno UNO R3.	49
Figura 3.13 - Módulo para cartão microSD.....	49
Figura 3.14 - RTC para Arduíno.....	49
Figura 3.15 - Fluxograma do processamento e recolha de dados dos sensores.....	50
Figura 3.16 - Layout dos sensores na instalação.....	51
Figura 3.17 -Posicionamento dos sensores de temperatura, humidade e PAR nas estufas (a) Controlo, (b) Estufa sombreada.....	51
Figura 3.18 -Layout das culturas nas estufas.....	52
Figura 4.1 - Representação da irradiância incidente na superfície de um módulo fotovoltaico com uma configuração convexa. Retirado de (Aroca-Delgado et al., 2019).	53
Figura 4.2 – Representação gráfica do efeito de sombreamento num módulo fotovoltaico. Retirado de (Ricke, 2011).....	54

Figura 4.3 - Média horária da produção do módulo plano e curvo.	54
Figura 4.4 - Derivação relativa horária da potência entre o módulo plano e curvo.....	55
Figura 4.5 - Média horária da PPFD obtida nas estufas.....	64
Figura 4.6 - Média da evolução da DLI recebida em ambas as estufas.....	64
Figura 4.7 - Sombreamento causado pelas árvores nas estufas.	65
Figura 4.8 - Simulação da irradiância no <i>software</i> PVGIS.	68
Figura 4.9 - Comparação da média da PPFD horária da estufa controlo obtida através da leitura dos sensores com a do modelo empírico, referente ao mesmo intervalo de recolha.....	68
Figura 4.10 - Comparação da evolução da DLI horária da estufa controlo obtida através da leitura dos sensores com a do modelo empírico, referente ao mesmo intervalo de recolha...	69
Figura 4.11 - Evolução da média horária da temperatura no local de estudo.....	70
Figura 4.12 - Gráfico da evolução média da temperatura, com o sensor de temperatura colocado sob o módulo.....	71
Figura 4.13 - Evolução da média horária da humidade relativa no local de estudo.	72
Figura 4.14 - Comparação do crescimento das culturas diretamente abaixo do módulo fotovoltaico (A), com as culturas da estufa controlo (B).	73
Figura 4.15 - Fotografia das vagens de duas colheitas diferentes	74
Figura 4.16 - Vagens colhidas para as culturas com sombreamento direto e as culturas da estufa controlo, para a mesma posição.....	75
Figura 4.17 - Vagens colhidas para as culturas com sombreamento parcial e as culturas da estufa controlo, para a mesma posição.....	75
Figura 4.18 - Resumo dos lucros e despesas da instalação agrovoltaica no decorrer do caso do estudo.	78

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Eficiências de módulos comerciais de a-Si, CdTe e CIGS. Adaptado de (Lee & Ebong, 2017).	10
Tabela 2.2 - Comparação entre os diferentes tipos de tecnologia de células solares fotovoltaicas semitransparentes. Adaptado de (Gorjian et al., 2022)	16
Tabela 2.3 - Culturas resistentes a sombreamento. Adaptado de (Ramalho Almeida, 2023)...27	
Tabela 3.1 - Áreas da superfície da estufa dos respetivos pontos cardeais.....	41
Tabela 3.2 – Características do sensor de temperatura e humidade.....	48
Tabela 3.3 - Características do sensor de radiação fotossintética ativa.	48
Tabela 4.1 - Energia produzida pelos módulos, no cenário sem sombreamento e a respetiva derivação relativa.....	56
Tabela 4.2 - Energia produzida mensalmente pela instalação fotovoltaica.....	58
Tabela 4.3 - VAL obtido para o módulo plano e curvo.....	59
Tabela 4.4 - TIR obtida para o módulo plano e curvo.....	60
Tabela 4.5 - Resultados da simulação da produção de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos.....	62
Tabela 4.6 - Indicadores económicos obtidos através da simulação da produção de energia da instalação fotovoltaica.....	63
Tabela 4.7 – Diferença relativa da DLI recomendado, com o DLI recebido pelo sensor sob o módulo, e perto do módulo.....	66
Tabela 4.8 - DLI obtido através das leituras dos sensores e do modelo empírico para ambas as estufas.....	69

Tabela 4.9 - Produção de vagens das culturas da estufa controlo e da estufa com o módulo.	74
Tabela 4.10 - Características físicas das vagens obtidas da estufa controlo e com o módulo.	76
Tabela 5.1 - Resumo dos indicadores económicos obtidos da instalação fotovoltaica, para o cenário real e simulação.	81
Tabela 5.2 - Resumo do DLI obtido através das leituras dos sensores e do modelo empírico para as estufas.	82

GLOSSÁRIO

<i>Canopy-to-air</i>	Medição da diferença de temperatura entra a camada da folhagem da vegetação com a temperatura do ar circulante.
<i>Electron-hole pair</i>	Ocorre quando um eletrão, num material sólido, é excitado de uma posição de energia mais baixa para uma posição de energia maior, deixando para trás um "buraco".
<i>Light Induced degradation</i>	A eficiência da conversão de energia diminui após exposição à luz solar.
<i>Light-soaking</i>	Alterações nas propriedades elétricas do material, quando exposto a radiação solar por longos períodos de tempo.
<i>PVGIS</i>	<i>Software</i> que oferece informações detalhadas e dados referentes à produção solar fotovoltaica em diferentes regiões do mundo.
<i>Strabler-Wronski</i>	Fenómeno observado nas células de silício amorfo em que a eficiência do módulo diminui quando exposto à exposição solar. É uma forma de Light Induced degradation para a tecnologia a-Si.
<i>String</i>	Série de módulos fotovoltaicos conectados em série.

Recozimento térmico	As altas temperaturas de operação do módulo melhoram o seu desempenho. O fenómeno descreve o processo de recuperação de parte do desempenho inicial dos módulos a-Si, devido à exposição prolongada a altas temperaturas
<i>Water-stressed</i>	Estado em que as plantas apresentam um défice de água em comparação com as suas necessidades normais
<i>Arduino IDE</i>	Ambiente de desenvolvimento integrado, utilizado para programar placas de desenvolvimento.

SIGLAS

AVT	<i>Average Visible Transmission</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
DLI	<i>Daily Light Integral</i>
DTU	<i>Data transfer unit</i>
FV	Fotovoltaico
IEA	<i>International Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
LER	<i>Land Equivalent Ratio</i>
NIR	<i>Near-Infrared radiation</i>
NOCT	<i>Nominal operating cell temperature</i>
PR	<i>Photosynthetically active radiation</i>
PPFD	<i>Photosynthetically photon flux density</i>
PR	Período de retorno

RTC	<i>Real Time Clock</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa interna de rendibilidade
UE	União Europeia
VAL	Valor atualizado líquido

SÍMBOLOS

CO_2	Dióxido de Carbono
δ	Declinação solar
G	Irradiância
G_s	Constante solar
H_g	Radiação total extraterrestre
I	Corrente
I_0	Investimento inicial
I_G	Radiação extraterrestre horária
I_{MPP}	Corrente no ponto de máxima potência
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
K_t	Índice de claridade
lat	Latitude
P_{AC}	Potência em corrente alternada
P_{DC}	Potência em corrente continua
$P_{mód}$	Potência do módulo fotovoltaico
r	Taxa de atualização

S_{cabo}	Secção do cabo
$T_{\text{cél}}$	Temperatura da célula
U_{MPP}	Tensão no ponto de máxima potência
$U_{\text{Mód}}$	Tensão do módulo fotovoltaico
U_{rede}	Tensão da rede elétrica
σ	Condutividade elétrica
δ	Derivação relativa horária
α_{Isc}	Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito
α_p	Coefficiente de temperatura da máxima potência
ω_s	Ângulo do nascer do sol
ω	Hora solar local

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma breve introdução ao tema que será abordado na presente dissertação. É feito um enquadramento geral da realidade atual do setor energético e a meta de descarbonização na União Europeia (UE). Seguidamente, são identificados e descritos os problemas identificados, para qual o tema do trabalho pretende resolver. São também descritos os objetivos e a abordagem utilizada para atingir os mesmos.

1.1 Enquadramento geral

Desde a revolução industrial verificou-se uma dependência da sociedade na utilização dos combustíveis fósseis para a sua industrialização e urbanização (Akpan & Akpan, 2012). Devido ao intensivo uso destes combustíveis, têm-se verificado vários impactos negativos ambientais e socioeconómicos, uma vez que a sua utilização gera grandes quantidades de emissões de gases com efeito de estufa para a atmosfera.

Com a continuação do aumento da população global, e consequentemente o aumento das necessidades energéticas, visto que a energia é e vai continuar a ser a fonte primária para o desenvolvimento económico e é a chave para atingir um desenvolvimento sustentável (Akpan & Akpan, 2012), um dos grandes desafios da atualidade é a transição de fontes fósseis para fontes de energia limpas nos vários setores energéticos.

De modo a responder à urgente descarbonização, a UE tem vindo a adotar várias metas, acordos e políticas de modo a aumentar o uso de energias renováveis e diminuir o uso de combustíveis fósseis, reduzindo a dependência destes combustíveis e reduzindo as emissões de gases com efeito de estufa (João António Muralha Ribeiro, et al.).

A UE comprometeu-se a curto prazo reduzir 40% das suas emissões de CO₂ até 2030 e a longo prazo reduzir 80-95% das suas emissões até 2050, comparativamente com as emissões

de 1990 (Ahmad et al., 2020). Esta transição levará a uma modernização da economia europeia e à criação de novos postos de trabalho.

Por outro lado, esta transição energética permite aos países terem uma maior segurança energética, uma vez que os torna menos dependentes de importações de combustíveis fósseis de outros países. Um exemplo deste acontecimento foram os cortes do gás natural proveniente da Rússia para os países da União Europeia em 2022, o que gerou uma subida considerável do preço devido à sua escassez.

As medidas e metas adotadas pela UE têm vindo a contribuir para um crescimento nas tecnologias de energia renovável, tal como planeado (Maria Sucena Albuquerque, 2022). Permitiram ainda um crescimento notável na utilização de tecnologias de energia renovável, visto que passaram a demonstrar fiabilidade, sustentabilidade e uma relação custo-benefício (Hammons, 2008).

Portugal tem também vindo a apostar nas tecnologias de energia renovável, como forma de reduzir a sua dependência dos combustíveis fósseis. De acordo com a IEA, em 2021 cerca de 65% das fontes para a produção de energia elétrica são renováveis, sendo que as mais relevantes são a hídrica e eólica representando 80% da produção total renovável. A fonte de energia solar, resíduos e geotérmica representam os restantes 20%. De acordo com o Roteiro Nacional de Baixo Carbono (APA & CECAC, 2012), é esperado que até 2050 a produção de energia elétrica em Portugal conte com 90% de fontes renováveis. Para que tal seja possível, é necessário continuar a investir no crescimento destas tecnologias.

1.2 Descrição do problema

Atualmente, os impactos ambientais e socioeconómicos derivados do uso de combustíveis fósseis motivam a procura de alternativas limpas para a produção de eletricidade.

Em Portugal, o sector Agrícola apresenta uma pequena taxa de incorporação de fontes renováveis. Entre 1990 e 2021, as suas emissões per capita mantiveram-se praticamente constantes (figura 1.1), sendo que no ano de 2021 o consumo de energia por superfície agrícola totalizou cerca de 1,67 kWh/ha e uma emissão de 18 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (PORDATA, 2023).

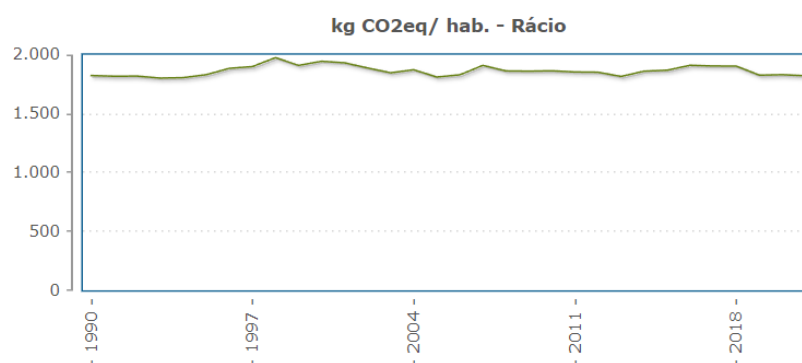


Figura 1.1 – Emissões de CO₂ equivalente por habitante em Portugal na indústria agrícola.
Retirado de (PORDATA, 2023).

A utilização de aproveitamentos fotovoltaicos pode satisfazer as necessidades energéticas das explorações agrícolas em estufas, para além de proporcionar um rendimento adicional aos agricultores (Hartzell et al., 2018). Estes módulos fotovoltaicos podem ser instalados na cobertura das estufas da exploração agrícola, não sendo necessário a ocupação de solo para a sua instalação, podendo ser utilizado para outros fins.

A instalação de módulos fotovoltaicos nos telhados das estufas localizadas na região sudeste de Espanha demonstrou ser uma proposta interessante para os agricultores devido à necessidade de recorrer a sombreamento na estufa causado pelas elevadas horas anuais de sol e verões muito quentes (Yin & Struik, 2009). Esta proposta adequa-se também a Portugal visto que apresenta um clima muito semelhante a Espanha em algumas regiões. Contudo, um problema associado ao sombreamento das estufas é a perda de radiação solar que chega às plantas. Estando o rendimento das colheitas diretamente relacionado com a disponibilidade de luz (Yano et al., 2014), este efeito pode influenciar o crescimento da planta, rendimentos das culturas e a qualidade dos frutos (Dinesh & Pearce, 2016).

Entre 2002 e 2017 verificou-se um aumento de 33% na área de culturas hortícolas em estufas, totalizando nesse ano uma área de 1.552 ha em Portugal continental (Instituto Nacional de Estatística Portugal, 2019) e em Espanha, a área de culturas em estufas totalizou cerca de 76.500 ha.

A vasta área de estufas para a produção agrícola na Península Ibérica demonstra uma grande janela de oportunidade para a incorporação de módulos fotovoltaicos para a produção de energia elétrica de fontes renováveis. Para tal, é necessário avaliar o impacto do sombreamento causado nas estufas agrícolas com a instalação dos módulos e fazer um balanço do

impacto económico causado pelo decréscimo de rendimento da produção com o benefício económico gerado pela instalação (produção de eletricidade e redução do consumo de água).

1.3 Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo analisar e avaliar a incorporação de módulos solares fotovoltaicos flexíveis numa estufa agrícola. Pretende-se determinar os efeitos que o sombreamento dos mesmos causam na estufa, bem como a produção dos módulos fotovoltaicos.

No final, pretende-se obter resultados que demonstrem se a solução proposta é economicamente e tecnicamente viável. Adicionalmente, os resultados obtidos visam poder vir a contribuir para uma metodologia de dimensionamento de instalações fotovoltaicas para estufas agrícolas, tendo em conta a produção agrícola e fotovoltaica.

1.4 Abordagem

Um sistema agrovoltáico combina a produção agrícola com a produção de energia elétrica através do recurso solar. No presente trabalho será realizado um estudo de caso deste sistema, que consiste na incorporação de módulos flexíveis na cobertura de uma estufa agrícola. Será também descrito o processo de dimensionamento da instalação bem como os dados monitorizados que permitiram atingir os objetivos anteriormente delineados.

1.5 Organização do documento

O presente documento está organizado em quatro capítulos: (1) Introdução, (2) Estado da arte, (3) Estudo de caso, (4) Resultados e Análise (5) Considerações Finais. Em que:

- O capítulo 1 apresenta uma breve introdução ao tema abordado.
- O capítulo 2 apresenta uma descrição do estado da arte referente à tecnologia fotovoltaica e agrovoltica.
- O capítulo 3 apresenta a descrição técnica detalhada do estudo de caso que foi realizado;
- O capítulo 4 apresenta detalhadamente os resultados obtidos do estudo de caso e a sua respetiva análise;
- Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões do estudo realizado, bem como as lacunas técnicas e trabalhos futuros

2 ESTADO DA ARTE

Este capítulo pretende proporcionar uma visão abrangente e atualizada acerca do estado da arte relacionado com o tema da presente dissertação.

Será revisto o estado da arte de sistemas fotovoltaicos, estufas, sistemas agrovoltáticos e estudos da aplicação de módulos fotovoltaicos em coberturas de estufas agrícolas.

2.1 Sistemas fotovoltaicos

O consumo anual de energia elétrica de todo o planeta pode ser gerado pela energia que chega à terra proveniente do sol em apenas uma hora (Ogbomo et al., 2017). Desta forma, a energia solar é abundante e renovável, podendo contribuir para um futuro independente de combustíveis fósseis.

Quando se aborda o tema de tecnologias de produção de energia através de recursos renováveis, nenhuma outra tecnologia apresentou um crescimento tão considerável como a tecnologia fotovoltaica. Estima-se que, entre os anos de 2010 e 2016 esta tecnologia apresentou um crescimento anual médio de 40%, o que se traduz a uma potência instalada de 270 GWp em 6 anos (Bühler & Gabe, 2018). Dados mais recentes demonstram que até ao final de 2021 foi instalada em todo o mundo uma potência de cerca de 940 GWp, tal como está representado na figura 2.1.

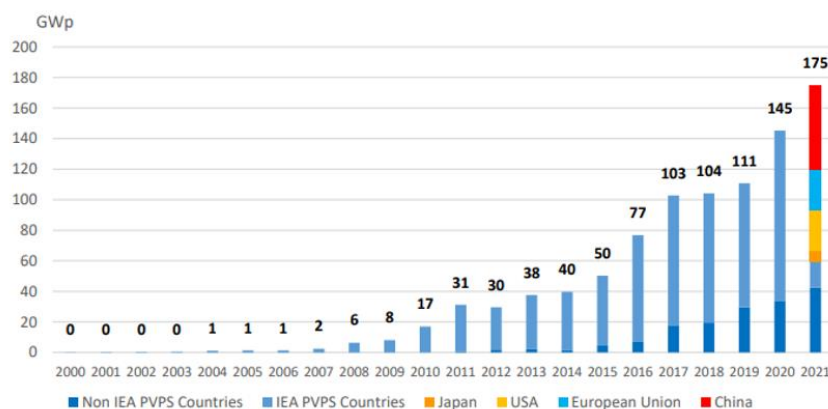


Figura 2.1 - Potência fotovoltaica instalada anualmente. Retirado de (International Energy Agency, 2022).

O crescimento que se tem verificado nos últimos anos deve-se maioritariamente à diminuição do custo de fabrico e ao aumento da eficiência dos módulos (Bühler & Gabe, 2018). Com a diminuição do custo de fabrico dos módulos fotovoltaicos e o desenvolvimento dos mesmos na última década, tem-se verificado uma maior competitividade no mercado com outras tecnologias alternativas, em termos de segurança e viabilidade económica.

De acordo com (International Energy Agency, 2020), no ano de 2010, o preço dos módulos fotovoltaicos monocristalinos e multicristalinos era 2.15 USD/Wp, sendo que no ano de 2020 o preço encontra-se apenas nos 0.32 USD/Wp.

Atualmente, existem vários tipos de tecnologias fotovoltaicas em desenvolvimento. Contudo, apenas seis tecnologias apresentam uma representação considerável no mercado mundial (Bühler & Gabe, 2018), tal como demonstra a figura 2.2. A combinação das tecnologias de filme fino (a-Si, CdTe, CIGS e GaAs) representa uma participação de 16% no mercado mundial, sendo que, a tecnologia com maior participação é o Silício policristalino (p-Si).

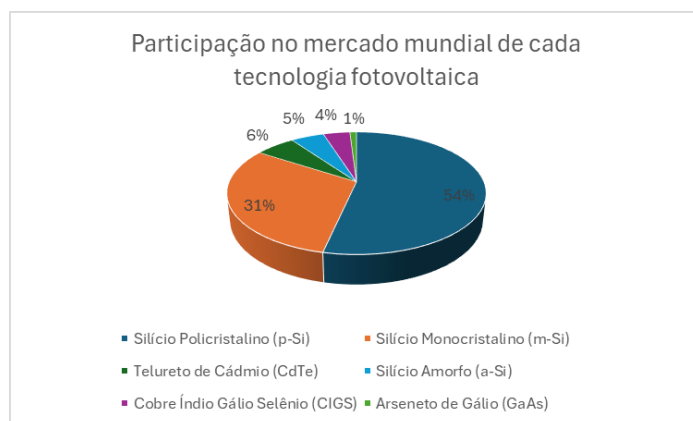


Figura 2.2 - Participação no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica. Adaptado de (Ogbomo et al., 2017).

Os diferentes tipos de tecnologia fotovoltaica existentes na atualidade operam de maneira semelhante entre si. Quando expostos a irradiação, os fótons com energia superior ao hiato de energia do material são absorvidos pelo mesmo, sendo que um elétron pode passar para a banda de condução deixando para trás um par elétron-buraco. Este par pode ser depois repostado por outro elétron. No entanto, os fótons de onda superior, ou frequência inferior ao comprimento de onda máximo do material, $\lambda_{máx}$, podendo-se determinar através da equação 2.1, não contribuem para a conversão de energia. Se a energia for também superior ao hiato, o excesso também é desperdiçado levando ao aquecimento do material.

$$\lambda_{m\acute{a}x} = \frac{1,24}{\Delta E} \quad (2.1)$$

Deste modo, a conversão fotovoltaica tem um rendimento limitado. A energia dos fótons que não contribuem para a conversão de energia resulta em perdas. A figura 2.3 ilustra a estimativa do espectro que não pode ser aproveitado para a conversão de energia de uma célula de silício cristalino. De acordo com os autores, estas perdas representam cerca de 50% da energia disponível na radiação solar (Glunz et al., 2012), pelo que, a eficiência da conversão de energia solar, na teoria, fica limitada por este valor. Na realidade, a eficiência da conversão é afetada por outros fatores, tais como: (1) Resistências internas ou de contactos nas células, (2) Reflexão dos fótons na superfície da célula e (3) Recombinação de elétrons e buracos antes da contribuição para a corrente.

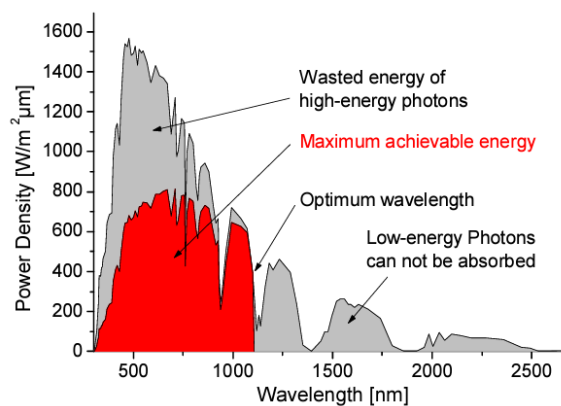


Figura 2.3 - Perda espectral de uma célula solar de silício em condições AM1.5. Retirado de (Glunz et al., 2012).

2.1.1 Revisão das tecnologias fotovoltaicas de filme fino

As células de filme fino são extremamente finas, flexíveis e leves. Esta característica permite que a tecnologia seja aplicada a fachadas de edifícios, superfícies curvas ou até mesmo a dispositivos portáteis.

Um dos grandes desafios da tecnologia de filme fino foi o desenvolvimento de modo a aumentar a área dos semicondutores presentes na célula (Schock, 1996), aumentando assim

a sua eficiência. De modo que esta tecnologia fosse competitiva no mercado, devia apresentar custos de produção reduzidos e uma eficiência acima dos 10% (Schock, 1996).

Atualmente, as células de filme fino comerciais apresentam eficiências superiores a 10% e podem ser analisadas na tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Eficiências de módulos comerciais de a-Si, CdTe e CIGS. Adaptado de (Lee & Ebong, 2017).

a-Si	Recorde Mundial	12,2%
	NA-V135H1	9,5%
CdTe	Recorde Mundial	18,6%
	FS-4112	14,0%
CIGS	Recorde Mundial	16,5%
	SL2 CIGS	13,3%
	FLEX-02N	16,0%

2.1.1.1 Silício amorfo, a-Si

Tendo esta tecnologia sido utilizada pela primeira vez em células solares no ano de 1974, o silício amorfo é o material, entre a tecnologia de filmes finos, mais estudado até ao presente uma vez que apresenta uma pequena quantidade de material semiconductor necessário e controlo relativamente fácil de deposição, fazendo com que seja uma escolha ideal para módulos fotovoltaicos (Schock, 1996).

De acordo com (Lasnier & Gan Ang, 2017), a absorvidade da radiação solar do a-Si é 40 vezes superior à do silício monocristalino, o que torna possível que com apenas uma lâmina de 1 μm consiga absorver 90% da energia solar útil. O material apresenta também uma resposta espectral mais voltada para a região do azul do espectro eletromagnético fazendo com que aumente a eficiência da célula sob irradiação difusa. O silício amorfo pode ser depositado em superfícies de grande dimensão e de custo reduzido (até cerca de 5,7 m^2 de vidro) através da utilização de técnicas de deposição contínua, o que também permite a redução dos seus custos de fabrico, sendo mais competitivo no mercado (Kumar & Kumar, 2017a).

As células de filme fino de a-Si de junção única apresentam uma eficiência, a nível laboratorial, que pode atingir os 12,2% (Kumar & Kumar, 2017a). Porém, quando estas são expostas a condições exteriores, nos primeiros meses de utilização, o desempenho elétrico diminui bastante devido ao efeito *Staebler-Wronski*, um efeito de degradação devido à luz induzida na célula. A diminuição do desempenho elétrico pode chegar até aos 35% nos primeiros meses de utilização (Bühler & Gabe, 2018), sendo que o tempo de estabilização é na ordem de cinco

meses. Nestas condições reais, eficiência dos módulos comerciais a-Si rondam os 6% a 10%, sendo que o recorde para uma célula é de 10,2%.

Uma das maneiras de reduzir a degradação induzida por luz (*LID – Light Induced Degradation*) é a utilização de células de multijunção de a-Si. Estas células apresentam uma eficiência de conversão superiores às de junção única. Na figura 2.5 está representado um esquema da estrutura da célula do a-Si de única junção e de multijunção.

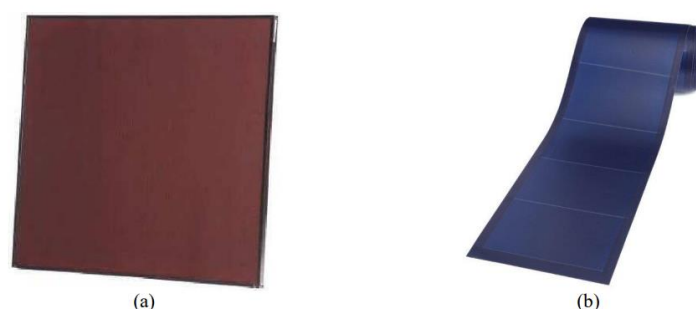


Figura 2.4 - Módulo de a-Si de uma junção rígido (a) e de tripla junção flexível (b). Retirado de (Bühler & Gabe, 2018).

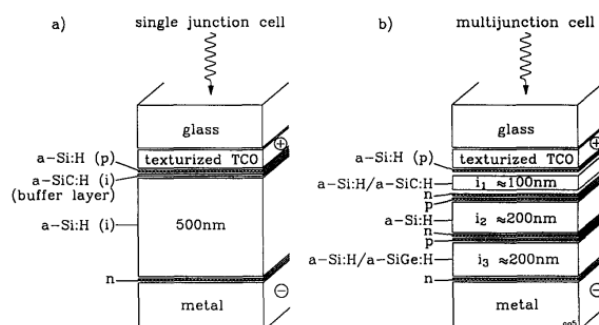


Figura 2.5 - Estrutura esquemática de (a) célula de junção única e (b) célula de multijunção. Imagem retirada de (Schock, 1996).

Outro efeito a ter em conta na utilização da tecnologia é o recozimento térmico. Vários estudos demonstram que as altas temperaturas de operação do módulo melhoram o desempenho dos mesmos devido a este efeito. Este fenómeno descreve o processo de recuperação de parte do desempenho inicial dos módulos a-Si, devido à exposição prolongada a altas temperaturas (Makrides et al., 2012). De acordo com (Bühler & Gabe, 2018) o efeito de recozimento térmico é a principal razão pela qual o a-Si é mais apropriado para regiões de climas quentes.

Apesar da baixa eficiência, a tecnologia do a-Si experimenta um aumento de até 20% nos meses mais quentes do ano, devido ao efeito de recozimento térmico (Buhler, Santos, & Gabe, 2018).

Uma das vantagens desta tecnologia, deve-se ao facto de as células de a-Si apresentam uma diminuição de potência com o aumento da temperatura a uma taxa menor do que as tecnologias cristalinas (Virtuani & Strepparava, 2017).

2.1.1.2 Arsenieto de Gálio (GaAs)

As células de GaAs são constituídas através de uma combinação de Gálio (Ga) e arsênio (As). Estas células apresentam a mesma estrutura que o silício cristalino, ou seja, apresentam uma estrutura cristalina (Akinyele et al., 2015). Contudo, podem ser depositadas na forma de filme finos.

Devido à mistura do GaAs com alumínio (Al), índio (In), fosforo (P) e antimônio (Sb) existe o desenvolvimento de uma estrutura de multijunção, o que causa o aumento da banda de valência e um coeficiente de temperatura mais baixo da célula (Akinyele et al., 2015) (Kumar & Kumar, 2017b). Pelo que, estas células possuem uma propriedade única de resistência ao calor, o que as torna adequadas para sistemas fotovoltaicos com concentração e aplicações espaciais. A eficiência destas células, em condições exteriores, rondam os 20% (Maria Sucena Albuquerque Calheiros De Azevedo, 2022), sendo que o recorde de eficiência de uma célula de junção única pertence a esta tecnologia e é de 29% (Bühler & Gabe, 2018).

Estas células apresentam então uma maior eficiência e menor peso, quando comparadas a células de silício cristalino. Contudo, um dos aspetos negativos das células de GaAs é o seu custo de fabrico (Akinyele et al., 2015), causado também pela escassez dos materiais necessários à sua produção (Maria Sucena Albuquerque Calheiros De Azevedo, 2022).

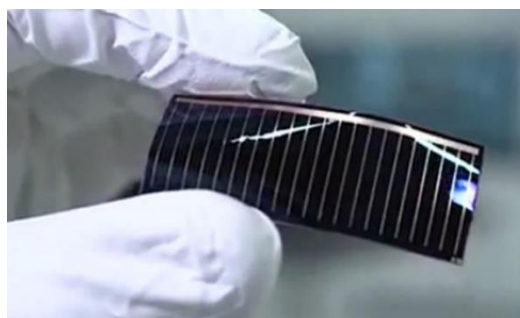


Figura 2.6 - Célula de GaAs de filme fino. Retirado de (Bühler & Gabe, 2018).

2.1.1.3 Disseleneto de cobre-índio (CIS) e cobre-índio-gálio (CIGS)

As propriedades desta tecnologia têm sido estudadas desde 1980. Assim como o a-Si, estes materiais, CIS e CIGS, formam uma estrutura multicristalina de filmes finos, o que permite absorver cerca de 90% dos fótons com energia superior a 1 eV (Bühler & Gabe, 2018). A sua banda de valência direta pode chegar aos 1,68 eV (Akinyele et al., 2015).

Recentemente, as células de CIGS têm vindo a emergir como uma das células de filme fino mais populares devido ao seu rápido desenvolvimento (Kumar & Kumar, 2017b). Estas células têm vindo a competir com outras tecnologias de filme fino devido à sua eficiência. De acordo com (Kumar & Kumar, 2017b) (Akinyele et al., 2015), as células de CIGS atingiram uma eficiência de 21% em testes laboratoriais, sendo que, a eficiência dos módulos comerciais varia entre 7-16% (Kumar & Kumar, 2017b).

Um estudo comparativo entre a células de CIS e CIGS e outras tecnologias de filme fino, conduzido por (Ahmad et al., 2020), demonstrou que estas células degradam-se apenas 10% comparativamente com as outras tecnologias, quando sujeitas a uma radiação exterior de 130 kWh/m².

O grande desafio associado a esta tecnologia é a incapacidade de escalar o processo de fabrico de modo a reduzir os custos do mesmo (Akinyele et al., 2015) e a escassez de índio, que também aumentam os custos de produção.

Outro aspeto negativo é o facto dos módulos constituídos por esta tecnologia apresentarem uma fotodegradação superior a outras tecnologias quando expostos a condições de aquecimento e arrefecimento, o que requer revestimentos para combater o efeito de degradação (Akinyele et al., 2015).

Outro aspeto a ter em conta é que, tal como as células de CdTe, os materiais CIS e CIGS apresentam um efeito denominado de *light soaking*, que consiste no aumento da eficiência de

conversão do módulo após uma exposição prolongada à radiação solar (Bühler & Gabe, 2018). Tendo em conta este efeito, o dimensionamento das instalações devem apresentar uma margem de segurança na tensão de circuito aberto, U_{oc} .

2.1.1.4 Telureto de Cádmio (CdTe)

As células de CdTe podem ser fabricadas com eficiências que rondam as do Silício policristalino, mas apenas requerendo 1-2% do material (Bühler & Gabe, 2018). Devido a um elevado coeficiente de absorção, estas células conseguem apresentar uma eficiência de até 15%, com uma banda de valência de 1,45 eV (Akinyele et al., 2015), sendo que o recorde de eficiência para uma célula de CdTe é de 21% e num módulo comercial é de 17% (Bühler & Gabe, 2018).

De acordo com (Ogbomo et al., 2017), o fabrico de módulos fotovoltaicos de filme fino constituídos por células de CdTe, apresenta custos inferiores comparativamente às outras tecnologias de filme fino. É por esta razão que atualmente as células de CdTe representam cerca de 40% do mercado global de módulos de filme fino. Porém, é importante ter em consideração que o Cádmio, para além de ser abundante na natureza, é um elemento cancerígeno e altamente tóxico para a saúde humana, sendo mesmo o sexto mais tóxico. Apesar do perigo que este elemento apresenta, o composto CdTe usado nos módulos fotovoltaicos não apresenta tantos perigos à saúde humana, uma vez que cada célula apresenta entre 3-9 gramas de Cádmio por metro quadrado, o que o torna menos solúvel e consequentemente menos tóxico (Ogbomo et al., 2017).

(Chuangchote et al., 2012) investigou os possíveis impactos ambientais e na saúde. Concluiu que, num uso normal os módulos não opõem qualquer risco para o ambiente ou para a saúde. Em caso de módulos quebrados, recomenda-se apenas que os mesmos sejam removidos de modo a proteger o solo. Em caso de incêndio, as emissões de Cádmio seriam mínimas, visto que o elemento ficaria encapsulado no vidro fundido.

2.1.2 Revisão de tecnologias fotovoltaicas semitransparentes

O avanço tecnológico na tecnologia fotovoltaica verificada nos últimos anos, abriu portas à evolução da tecnologia de módulos semitransparentes.

Nos módulos tradicionais, o que se pretende é que o módulo absorva a energia dos fotões da radiação solar. No entanto, nos módulos semitransparentes, o material deve absorver a energia dos fotões e ao mesmo tempo permitir que os mesmos passem pelo módulo (Gorjian et al., 2022). Isto significa que o material que compõe as células fotovoltaicas deve absorver os fotões e permitir a penetração da luz.

Inicialmente, células semitransparentes conseguiam atingir uma transparência até aos 20%. Na atualidade, estas células conseguem atingir transparências na ordem dos 20-90%, sendo que existem investigadores a trabalhar para atingir uma transparência total (Gorjian et al., 2022).

A transparência das células solares varia com base na propriedade de transmissão visível média das mesmas, tal como ilustra a figura 2.7.

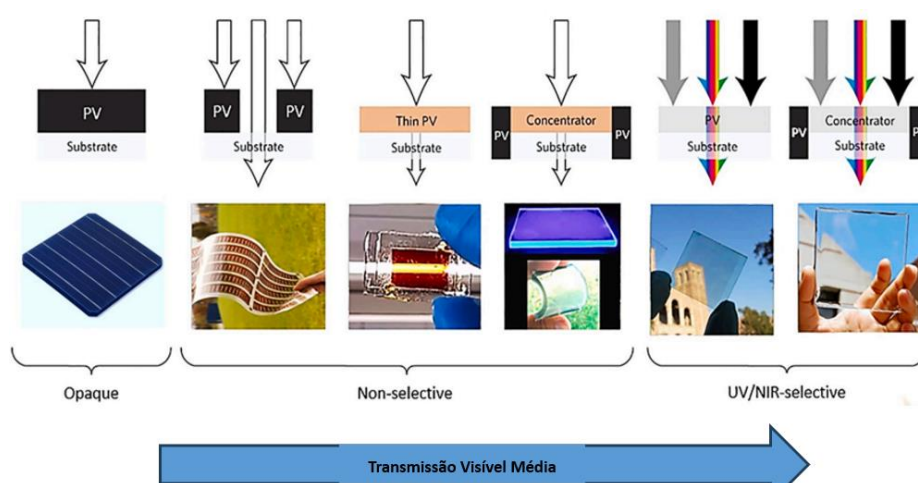


Figura 2.7 - Variação da transmissão visível média para diferentes tipo de tecnologia.

2.1.2.1 *Non-selective*

As células *Non-selective* não realizam seleção do comprimento de onda que absorvem e produzem eletricidade através de uma ampla absorção da luz solar, incluindo o espectro do visível (Gorjian et al., 2022). Estas células conseguem atingir uma transparência devido à segmentação dos materiais opacos.

Caso se utilize camadas de PV finas, as suas células solares apresentam uma quantidade inferior de material fotoativo para que os níveis de transparência sejam superiores.

Em geral, as células não seletivas apresentam uma transmissão visível média (AVT) entre 0-50% (Gorjian et al., 2022).

2.1.2.2 *UV/NIR-selective*

A categoria *UV/NIR-selective*, ou *Wavelength-selective type*, consiste no uso de compostos fotoativos para absorver os fótons dos comprimentos de onda selecionados e ao mesmo tempo permitir a transmissão dos comprimentos de onda na zona do visível. Neste tipo de células, é comum absorver os fótons no comprimento de onda da zona do Ultravioleta e NIR (Near-Infrared Radiation). A AVT nestas células varia entre 50-90% (Gorjian et al., 2022).

A tabela 2.2 representa a eficiência e a AVT de tecnologias de fabrico de células solares fotovoltaicas semitransparentes mais utilizadas. A eficiência desta tecnologia varia entre os 0,4-10%.

Tabela 2.2 - Comparação entre os diferentes tipos de tecnologia de células solares fotovoltaicas semitransparentes. Adaptado de (Gorjian et al., 2022)

Método de fabrico da Célula Fotovoltaica	Ano	AVT [%]	Eficiência [%]
Célula solar sensibilizada por corante para impressão em tela	2007	60	9.2
Célula solar fotovoltaica orgânica (<i>AV Near-Infrared</i>)	2012	61	5.28
Célula solar de polímero	2012	66	4.02
Concentrador solarluminescente	2014	86	0.4
Perovskite	2014	30	6.4

2.1.3 Revisão das tecnologias fotovoltaicas semi-flexíveis

As células de silício continuam a ser o material de escolha na indústria fotovoltaica, principalmente devido à sua eficiência, abundância e custo reduzido (El-Atab et al., 2020). A tecnologia fotovoltaica semi-flexível combina os elevados valores de eficiência das células de silício, com alguma flexibilidade no módulo através de processos de ondulação com base na combinação de padronização de CO₂ a laser e gravação iônica reativa profunda (El-Atab et al., 2020) (figura 2.8).

As principais vantagens desta tecnologia são a flexibilidade, leveza, portabilidade e elevada eficiência (19%) que o módulo fotovoltaico apresenta (El-Atab et al., 2020).

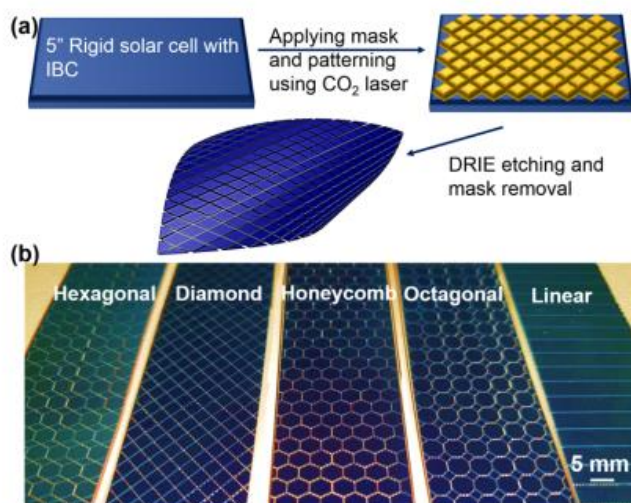


Figura 2.8 - (a) Fluxo do processo de fabricação das células fotovoltaicas semi-flexíveis.
(b) Imagem óptica que mostra os vários padrões de ondulação. Retirado de (El-Atab et al., 2020).

2.2 Agricultura

2.2.1 Radiação fotossintética ativa

A quantidade de radiação solar que chega ao topo da atmosfera da terra é cerca de $1,367 \pm 7 \text{ W/m}^2$, dominada de constante solar. Já a radiação solar que chega à superfície terrestre é fortemente afetada por efeitos atmosféricos, latitude, estação do ano ou hora do dia.

As três principais regiões do espectro solar são (a) Região ultravioleta: Constitui 9% da irradiância, (b) região visível: constitui 45% da irradiância, (c) região infravermelha: Constitui 46% da irradiância. (Sudhakar et al., 2013).

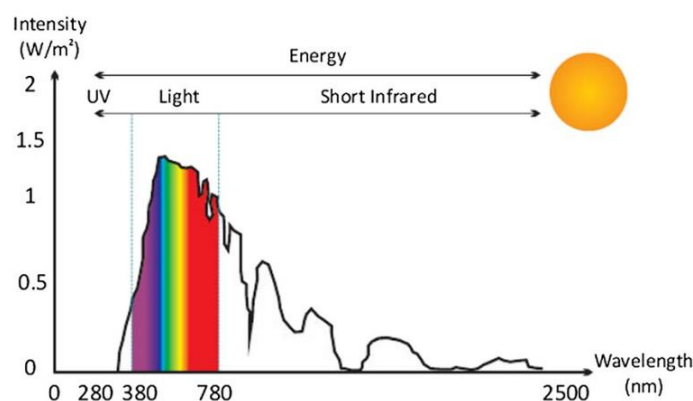


Figura 2.9 - Espectro solar. Retirado de (Sudhakar et al., 2013).

A radiação fotossintética ativa (*PAR – Photosynthetically active radiation*) no espectro visível é absorvida pelas plantas, fornecendo energia para realizar o processo de fotossíntese, que assegura o seu desenvolvimento e depende de vários fatores, tais como: temperatura ambiente, humidade relativa, intensidade e uniformidade da radiação e dióxido de carbono acessível (Runkle, 2019). Semelhante aos sistemas fotovoltaicos, o excesso de radiação para além do ponto de saturação não pode ser aproveitado, sendo convertido em calor (Ramalho Almeida, 2023). Este fenómeno ocorre maioritariamente nas horas de maior intensidade solar.

Dependendo da literatura, a definição de PAR varia, pelo que, nesta dissertação será considerada PAR como os comprimentos de luz que variam dentro da radiação visível com um comprimento de onda de 400-700 nm medida em W/m^2 e PPFD, *Photosynthetic Photon Flux*

Density, a luz que chega à planta dentro da radiação visível com um comprimento de onda de 400-700 nm medida em $\mu\text{mol}/\text{m}^2.\text{s}$.

2.2.1.1 Modelo para estimar *PPFD*

Uma vez que a PAR desempenha um papel fundamental no desenvolvimento das plantas, a sua medição e rastreamento demonstram-se extremamente importantes. Através de um simples modelo, é possível correlacionar a PAR com a radiação global.

A radiação que chega ao topo da atmosfera terrestre é de $1.367 \text{ W}/\text{m}^2$ e é denominada de constante solar. Para determinar a radiação PPFD que chega ao solo através da radiação extraterrestre horária numa superfície horizontal, (Sudhakar et al., 2013) definiu o seguinte modelo, que apenas utiliza a latitude.

Calcula-se o ângulo do nascer do sol para uma latitude específica através da equação 2.2.

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan(\delta) \times \tan(lat)) \quad (2.2)$$

Em que δ representa a declinação solar, e é calculada através da equação 2.3.

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(\frac{360 \times (284 + \text{Dia do ano})}{365}\right) \quad (2.3)$$

A radiação total extraterrestre varia sazonalmente devido a alterações na transmissividade da atmosfera causada por nuvens (Sudhakar et al., 2013). A média diária da radiação total extraterrestre, H_g pode ser calculada do seguinte modo:

$$H_g = \left(\frac{24I}{\pi}\right) \left(1 + 1,033 \cos\left(\frac{360 \times \text{Dia do ano}}{365}\right)\right) \times (\cos(lat) \cos(\delta) \sin(\omega_s) - (\omega_s \sin(lat) \sin(\delta))) \quad (2.4)$$

Em que I representa a radiação que chega ao topo da atmosfera terrestre. De seguida, definiu-se uma expressão que permitisse calcular a radiação extraterrestre horária numa superfície horizontal, I_g .

$$I_g = \left(\frac{3,142H_g}{24} \right) (a + b \cos(\omega_s)) \left| \frac{\cos(\omega_s) - \cos(\omega)}{\sin(\omega_s) \cos(\omega_s)} \right| \quad (2.5)$$

em que,

$$\begin{cases} a = 0,409 - (0,5016 \sin(\omega_s - 60)) \\ b = 0,6609 - (0,4767 \sin(\omega_s - 60)) \end{cases} \quad (2.6)$$

Por fim, (Sudhakar et al., 2013) concluiu que a PPFD ($\mu\text{mol}/m^2.s$) sobre uma superfície horizontal pode ser estimada através da seguinte expressão:

$$PPFD = I_g \times 1,83 \quad (2.7)$$

A estimativa da PPFD pode ser feita quando não existem dados da irradiação no local de estudo, uma vez que apenas tem em consideração a latitude do local.

2.2.2 Estufas agrícolas

Uma estufa agrícola, ou estufa de cultivo, é uma estrutura de metal ou alumínio coberta com materiais transparentes, sejam estes vidros ou plásticos. Estes materiais transparentes permitem a passagem da radiação solar (visível e infravermelha) [1], sendo outra parte refletida para atmosfera [2]. De seguida, esta radiação incide no solo da estufa, sendo maior parte da radiação absorvida pelo solo [3] e outra parte refletida [4]. Por consequente da radiação absorvida pelo solo, o mesmo vai aquecer aumentando a sua temperatura. Conforme o solo aquece, irá emitir calor na forma de radiação infravermelha [5].

O material que cobre a estufa é projetado para permitir a entrada da radiação solar incidente, mas dificultar a saída da radiação infravermelha que é refletida e emitida pelos corpos no interior da estufa. Denomina-se então de efeito de estufa uma vez que o calor no interior da estrutura é retido.

A numeração presente no texto refere-se ao esquema representativo do efeito de estufa, ilustrado na figura 2.10.

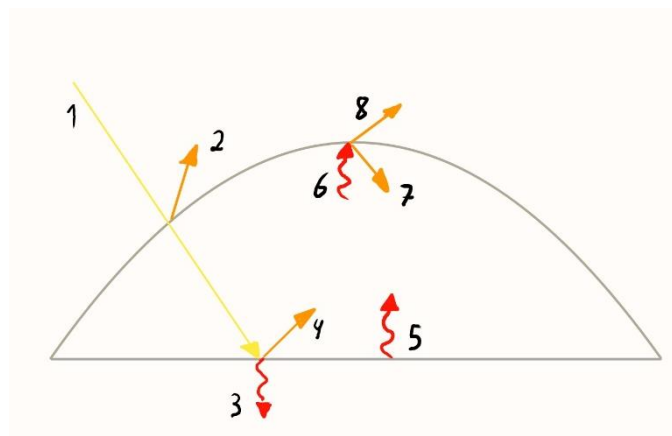


Figura 2.10 - Esquema ilustrativo que representa o efeito de estufa.

2.2.3 Tecnologias de arrefecimento em estufas

Embora o efeito de estufa seja essencial para manter temperaturas adequadas para o crescimento das plantas, em muitos casos, a temperatura no interior da estufa pode exceder os valores ideais das plantas, ou seja, em climas mais quentes o interior da estufa pode atingir temperaturas que não reúnam condições para a sobrevivência das mesmas. Deste modo, existem várias técnicas de arrefecimento que são aplicadas em estufas de modo a manter uma temperatura ideal para o crescimento das plantas (Sethi & Sharma, 2007).

Como referido anteriormente, existem várias técnicas já estudadas e que são implementadas nas estufas, tais como:

1. Ventilação natural e forçada;
2. Sombreamento / Reflexão;
3. Arrefecimento evaporativo;
4. Sistema *Fan-Pad*;
5. Sistema de nevoeiro;
6. Sistema de troca de calor terra-ar.

No âmbito da dissertação, é importante perceber o funcionamento de algumas técnicas de arrefecimento em estufas. Como tal, foi realizado uma revisão de literatura da ventilação natural e sombreamento ou reflexão de estufas.

2.2.3.1 Ventilação natural

A ventilação natural é uma das formas mais simples e eficazes de reduzir a diferença de temperatura entre o ar exterior e interior e melhorar a ventilação da estufa.

A ventilação natural tem por base a diferença de pressão causada pelo vento ou pela temperatura do ar na estufa. Se a estufa tiver equipada com aberturas, perto do solo e do telhado, que permitam a ventilação, então este tipo de ventilação substitui o ar quente interno por ar externo mais frio (Sethi & Sharma, 2007). O ar frio externo entra na estufa através das aberturas inferiores, enquanto o ar quente interno sai pelas aberturas no telhado devido à diferença de densidade entre as duas massas de ar a diferentes temperaturas. Com a entrada de ar frio e a saída de ar quente, a temperatura interna da estufa diminui.

2.2.3.2 Sombreamento / Reflexão

Desde a década de noventa até ao presente, que o sombreamento de estufas causado por diferentes sistemas tem sido estudado. O sombreamento da estufa é uma solução simples e eficaz para proporcionar um ambiente favorável ao crescimento das plantas, melhorar a produtividade e a qualidade das culturas em áreas muito quentes (Carreño-Ortega et al., 2021).

Uma vez que a entrada da radiação solar direta através da cobertura da estufa é a principal fonte de ganho térmico (Sethi & Sharma, 2007), então, a entrada de radiação não pretendida pode ser controlada através de sombreamentos ou reflexão. Este sombreamento pode ser efetuado através da colocação de tintas, panos, persianas, folhas refletoras ou placas metálicas.

Contudo, um problema associado ao sombreamento das estufas é a perda de radiação solar que chega às plantas, tal como demonstra a figura 2.11. Este efeito pode influenciar o crescimento da planta, rendimentos das culturas e a qualidade dos frutos (Dinesh & Pearce, 2016), pelo que, de acordo com (Goetzberger & Zastrow, 1982a), os níveis de sombreamento não devem reduzir muito a radiação solar que entra na estufa de modo a evitar efeitos negativos no crescimento das plantas.

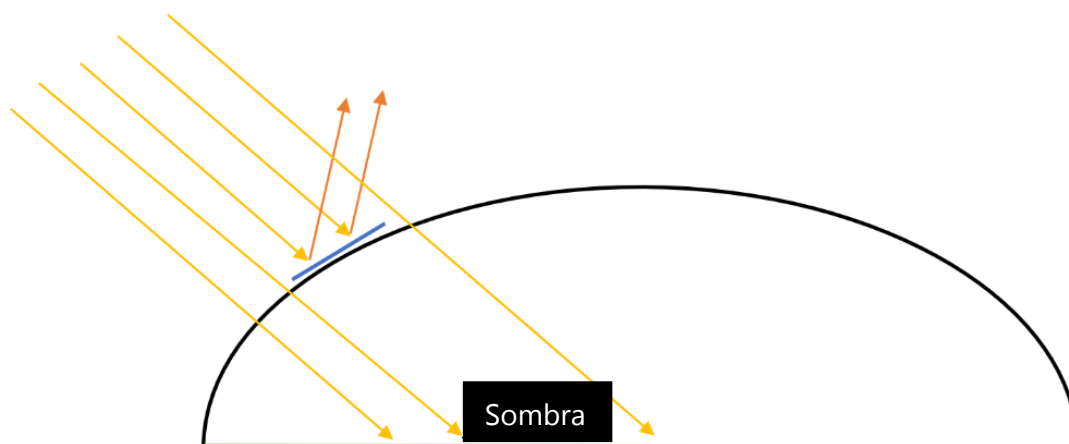


Figura 2.11 - Representação gráfica do sombreamento numa estufa.

As vantagens do sombreamento são que, devido à redução da entrada de radiação solar na estufa, a temperatura e humidade relativa no interior da estufa reduzem, o que por sua vez reduz o custo de arrefecimento, consumo de água e eletricidade (Dupraz et al., 2011). O sombreamento das estufas agrícolas em dias quentes e com alta radiação solar pode reduzir o consumo de água até 25%, reduzir a temperatura no interior da estufa até 5-10 graus Celsius e aumentar a humidade relativa no interior da estufa até 15-20% (Hassanien et al., 2018).

Num estudo realizado durante o verão na Grécia, em que foi realizado o branqueamento do telhado de uma estufa, (Baille et al., 2001) concluiu que o branqueamento fez com que o valor médio do coeficiente de transmissão da radiação solar reduzisse de 0,62 para 0,31. Como consequência deste decréscimo do coeficiente de transmissão, observou-se que a temperatura do ar, défice de pressão de vapor e a relação temperatura *canopy-to-air*, que refere-se à diferença de temperatura entre a camada da folhagem da vegetação com a temperatura do ar circulante, tenham sofrido alterações. Verificou-se também que a plantação sofreu, significativamente, menos *water-stressed* após o branqueamento.

A utilização de uma folha de poliéster aluminada no telhado numa estufa nas horas de pico de temperatura (11:00 – 16:00 horas), durante os meses de verão na Índia, demonstrou um decréscimo na temperatura do interior da estufa na ordem dos 3-4 graus (Cohen & Fuchs, 1999). Concluiu-se que os usos de folhas refletoras, por exemplo de alumínio, ou sombreamento restringem a entrada de radiação solar para dentro da estufa, no entanto, não é possível obter um decréscimo acentuado na temperatura do ar interior em climas quentes devido à alta intensidade da radiação solar.

2.3 Sistemas Agrovoltaicos (AVS)

O conceito de integrar energia solar fotovoltaica com a produção agrícola, conhecido como sistema agrovoltaico, foi originalmente proposto por (Goetzberger & Zastrow, 1982b) em 1982. A implementação de ambas as produções na mesma área pode reduzir a eficiência da produção de energia solar, ou da produção agrícola ou ainda de ambas, contudo, as receitas totais podem aumentar. Para tal, é necessário fazer ajustes à seleção e gestão da cultura devido à redução da radiação solar incidente e constrangimentos da estrutura fotovoltaica (Abidin et al., 2021).

2.3.1 Otimização do uso do terreno

Apesar dos avanços da tecnologia fotovoltaica nos últimos anos, os requisitos de terreno para estas instalações são um fator importante (Reasoner & Ghosh, 2022) e por vezes restritivo. Mesmo com um aumento de densidade de potência de cerca de 52% das instalações fotovoltaicas, uma instalação de pequena escala exigiria perto de 6 hectares (Reasoner & Ghosh, 2022).

De modo a otimizar o uso de terreno, tem de se ter em conta dois fatores: (1) produção de biomassa e (2) produção elétrica. A integração de ambos os sistemas de produção na mesma área pode reduzir a eficiência da produção elétrica ou da produção de biomassa ou ambas. Contudo, a receita total pode aumentar (Abidin et al., 2021), tal como ilustrado na figura 2.12.

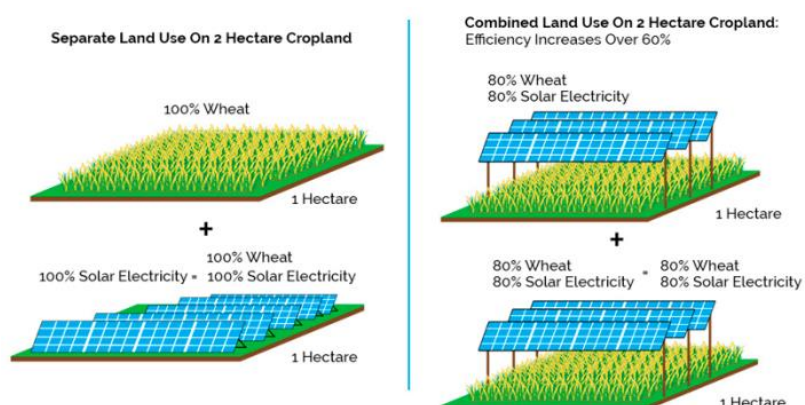


Figura 2.12 - Comparação do uso de terreno de Agrovoltaico com agricultura e fotovoltaico separado. Retirado de (Abidin et al., 2021).

O *Land Equivalent Ratio* (LER), é um método utilizado para medir a eficiência da utilização do terreno para a produção agrícola e elétrica e é definido através da equação 2.8.

$$LER = \frac{Rendimento\ das\ plantas_{Agro-PV}}{Rendimento\ das\ plantas_{s/Agro-PV}} + \frac{Rendimento\ elétrico_{Agro-PV}}{Rendimento\ elétrico_{s/Agro-PV}} \quad (2.8)$$

Através deste fator de otimização, LER, é possível medir a qualidade do sistema agrovoltáico e a sua eficiência. Várias otimizações podem ser implementadas para aumentar o valor de LER, tais como: (1) rastreamento dos módulos fotovoltaicos, (2) orientação do módulo, (3) espaçamento entre as *strings*, (4) altitude dos módulos, entre outras (Abidin et al., 2021). Todas estas alterações afetam a irradiância, humidade e temperatura dos módulos e das culturas, pelo que, o layout da instalação deve ser cuidadosamente considerado.

2.3.2 Parâmetros para seleção de cultura

Devido à instalação dos módulos fotovoltaicos, as culturas irão sofrer uma alteração na exposição à radiação solar devido ao sombreamento, alteração na humidade relativa, temperatura, entre outros fatores. É então necessário definir quais as culturas que são mais indicadas para um sistema agrovoltáico.

O microclima sobre a estrutura solar fotovoltaica deve ser tomada em consideração na seleção de culturas. Uma configuração de (Abidin et al., 2021), dividiu a área abaixo do módulo solar em três categorias: (1) Área totalmente a céu aberto entre os módulos (SFO); (2) Área com céu aberto parcial entre os módulos (SPO); (3) Área totalmente coberta pelos módulos. Conforme ilustrada na figura 2.13.

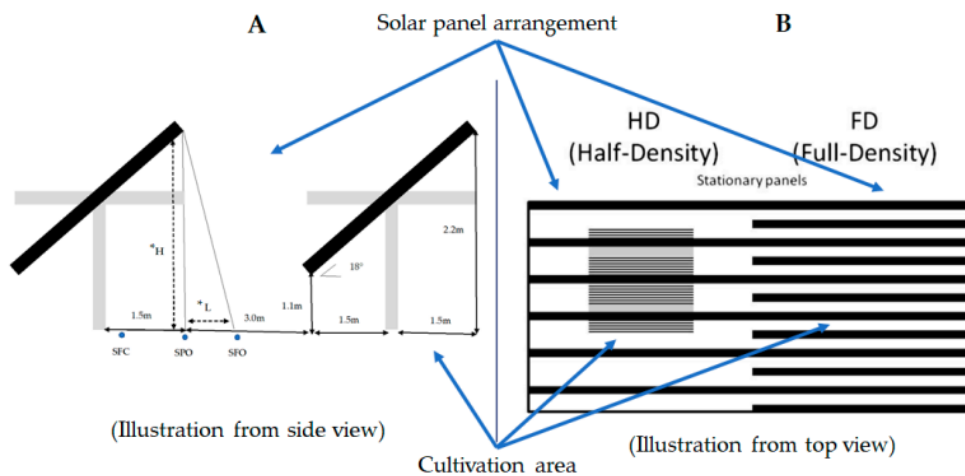


Figura 2.13 - Esquema das zonas sombreadas. (A) SFO, SPO e SFC. (B) FD e HD. Retirado de (Abidin et al., 2021).

O calor dissipado dos módulos fotovoltaicos, também é um fator crítico a considerar no desenvolvimento das culturas que se encontram abaixo do mesmo. Em sistemas agrovoltáicos de campo aberto este efeito não provoca grandes diferenças no microclima (humidade relativa, velocidade do vento, humidade do solo e temperatura).

No caso de estufas, este efeito já pode provocar diferenças no microclima da estufa. Contudo, estas estruturas apresentam a vantagem de regular a temperatura no seu interior, o que permite ajustá-la à necessidade da cultura.

2.3.2.1 Culturas resistentes e tolerantes ao sombreamento

As plantas podem ser divididas em 3 categorias, sendo estas: C3, C4 e CAM (Hartzell et al., 2018). De acordo com (Yin & Struik, 2009), as espécies que pertencem à categoria C3, que representam cerca de 90% das plantas no mundo e são capazes de se adaptar a uma redução na radiação solar direta. Uma vez que a instalação dos módulos fotovoltaicos reduz a radiação solar, e consequentemente os valores de PPFD, ter uma cultura que se consiga adaptar melhor a estas condições é essencial para o crescimento da mesma.

(Ramalho Almeida, 2023) entrevistou um Engenheiro Agrícola, que forneceu uma lista de culturas resistentes ao sombreamento (tabela 2.3) e que podem beneficiar de um sistema agrovoltáico.

Tabela 2.3 - Culturas resistentes a sombreamento. Adaptado de (Ramalho Almeida, 2023).

Frutas	Amora, Cereja da Virgínia, Framboesas, Groselha, Mirtilos, Morangos, Sabugueiro
Vegetais	Hortalíça, Agrião, Alecrim, Alface, Cebolinha, Espargos, Batata, Baterraba, Broculo, Chicória, Repolho, Couve de Bruxelas, Couve, Couve-flor, Couve-rábano, Ervilha, Espinafre, Feijão, Folhas de mostarda, Nabos, Pimenta, Rabanete, Repolho, Rúcula de ruibarbo.
Ervas	Alecrim, Erva-canária, Coentro, Cerefólio, Manjerição, Hortelã, Orégano, Salsa, Tomilho, Estragão

2.3.2.2 Irrigação e water-stressed

O sombreamento causado pela instalação fará com que as culturas sofram menos *water-stress*. Em estufas este sombreamento fará com que a temperatura do ar seja inferior e a humidade relativa superior. A conjugação destes fatores reduzem a necessidade de irrigação da cultura, pelo que, de acordo com (Ramalho Almeida, 2023), culturas que requerem grandes quantidades de irrigação podem beneficiar deste sistema. Adicionalmente, este fator traduz-se numa poupança económica para o produtor.

2.3.2.3 Tempo de vida útil

Atualmente, um módulo fotovoltaico comercial apresenta um tempo de vida da tecnologia superior a 20 anos, combinados com uma estrutura resistente (estufa agrícola), é expectável que a instalação apresente um longo tempo de vida útil.

Numa instalação agrovoltáica convencional, as culturas a utilizar devem ser cuidadosamente selecionadas visto que, culturas que requeiram muito trabalho no solo podem se tornar impráticas (Ramalho Almeida, 2023). No caso da instalação dos módulos numa estufa, não existe qualquer restrição para a seleção da cultura.

2.3.2.4 Densidade dos módulos fotovoltaicos

Na literatura não existe nenhum valor de espaçamento ideal entre *strings* dos módulos para cada cultura. De acordo com (Runkle, 2019), o valor pode variar entre 3 a 10 metros, dependendo da cultura e da disponibilidade do terreno.

A densidade dos módulos fotovoltaicos deve ser tida em conta uma vez que a radiação acessível no solo diminui com o aumento da densidade. Para que ocorra uma produção agrícola aceitável, a densidade dos módulos deve ser inferior à densidade de um sistema fotovoltaico convencional (Tahir & Butt, 2022).

Nas instalações agrovoltáicas convencionais, a altura do módulo ao solo deve variar entre 2 a 5 metros (Campana et al., 2021). No entanto, a altura dos módulos fotovoltaicos ao solo, em estufas agrícolas, é restringindo pela estrutura da mesma.

2.3.3 Sinergia entre agricultura e aproveitamentos FV

Para a tecnologia agrovoltáica ser bem-sucedida, é necessário que os agricultores tenham uma perceção das aplicações desta tecnologia, bem como os seus desafios e oportunidades.

Os especialistas no sector agrícola acreditam que as instalações agrovoltáicas produziram um impacto positivo neles próprios. Identificaram também algumas restrições quanto à aceitação da tecnologia (Abidin et al., 2021). Algumas destas restrições são:

1. **Necessidade de produtividade a longo prazo**, ou seja, os produtores apresentam algum receio com a longevidade da instalação solar e com a limitação da manutenção agrícola devido à permanência dos mesmos;
2. **Preocupação com a insegurança da procura**, como resultado dos muitos procedimentos desconhecidos associados ao agrovoltáico;
3. **Procuram um tipo de compensação**, uma vez que parte da sua propriedade é destinada à instalação de módulos fotovoltaicos;
4. **Implementação de sistemas agrovoltáicos específicos**, que apresentam efeitos económicos positivos e não apresentam efeitos negativos nas culturas.

Apesar das restrições identificadas, houve uma diferença significativa nos impactos sociais identificados pelos agricultores que implementaram sistemas agrovoltáicos e aqueles que não (Abidin et al., 2021). A maioria dos agricultores que implementaram um sistema agrovoltáico afirmaram que o efeito final foi mais positivo do que negativo. O impacto positivo de uma

renda estável, proveniente da venda de energia elétrica da instalação, enquanto sustenta a produtividade agrícola demonstrou ser o maior impacto positivo.

A renumeração da energia elétrica produzida foi suficiente para pagar o trabalho agrícola. (Abidin et al., 2021) afirma que, na opinião dos agricultores, esta tipo de tecnologia não é um obstáculo ao crescimento, mas sim um recurso adicional para trabalhar.

2.4 Aplicação de módulos fotovoltaicos em estufas

Atualmente já existe uma extensa bibliografia de estudos com aplicação de diferentes módulos fotovoltaicos em estufas. Desde módulos convencionais, a módulos de filme fino, semitransparentes e semi-flexíveis. Deste modo, foi realizado uma revisão de literatura da aplicação de módulos fotovoltaicos em estufas.

2.4.1 Módulos fotovoltaicos de filme fino

Na referência (Aroca-Delgado et al., 2019), foi conduzido um estudo durante duas estações de crescimento numa estufa comercial para a produção de tomate (*Solanum lycopersicum* L.) em Almeria, Espanha, no ano de 2012.

Foram colocados dois conjuntos de módulos fotovoltaicos de filme fino (A-Si) ocupando 9,8% do telhado da estufa. Os parâmetros estudados neste estudo foram RFA (Radiação fotossinteticamente ativa), morfologia da planta, rendimento da colheita e qualidade do fruto. Conclui-se que, devido ao sombreamento provocado pelos módulos fotovoltaicos houve uma redução no tamanho da fruta, porém não afetou o rendimento da cultura, uma vez que se verificou a produção de maior quantidade de fruta, mas com um tamanho inferior. Concluiu ainda que não foi possível determinar os efeitos do sombreamento na morfologia, rendimento da colheita e qualidade do fruto em duas estações de crescimento.

O estudo não detalha em profundidade a produção elétrica obtida através da instalação, mas os autores obtiveram um Performance Ratio da instalação de 0,84 e 0,81 para o primeiro e segundo ano respetivamente.

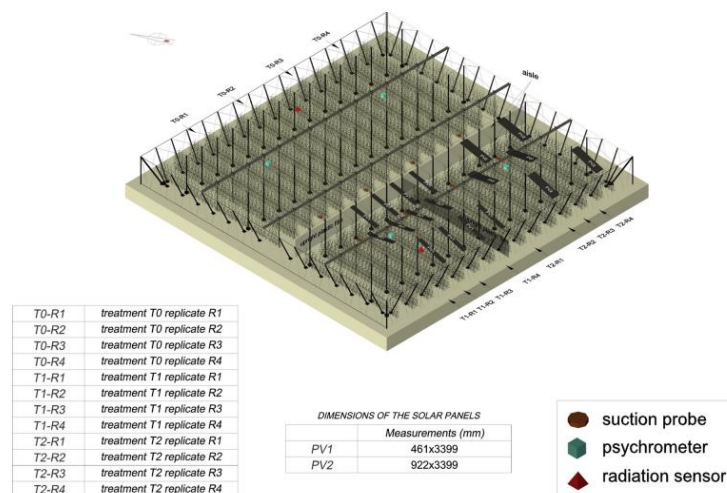


Figura 2.14 - Esquema dos módulos solares flexíveis no telhado da estufa. Retirado de (Aroca-Delgado et al., 2019).

2.4.2 Módulos fotovoltaicos semitransparentes

Na referência (Hassanien et al., 2018), estudou-se a influência de módulos fotovoltaicos semitransparentes numa estufa agrícola para a produção de tomate (*Solanum lycopersicum* L., cv. Cherry), localizada em Kuming, China. O estudo foi realizado em 2018.

Foram colocados 6 m^2 de módulos semitransparentes do tipo não-seletivo na cobertura da estufa, representando 20% da área total da mesma, tal como demonstra a figura 2.15. Os módulos utilizados apresentam uma transmissibilidade de 50%. Os dados recolhidos durante o estudo foram: (1) Temperatura do ar, (2) Radiação, (3) Humidade relativa, (4) Altura da planta, (5) Número de folhas da planta e (6) Área das folhas da planta.

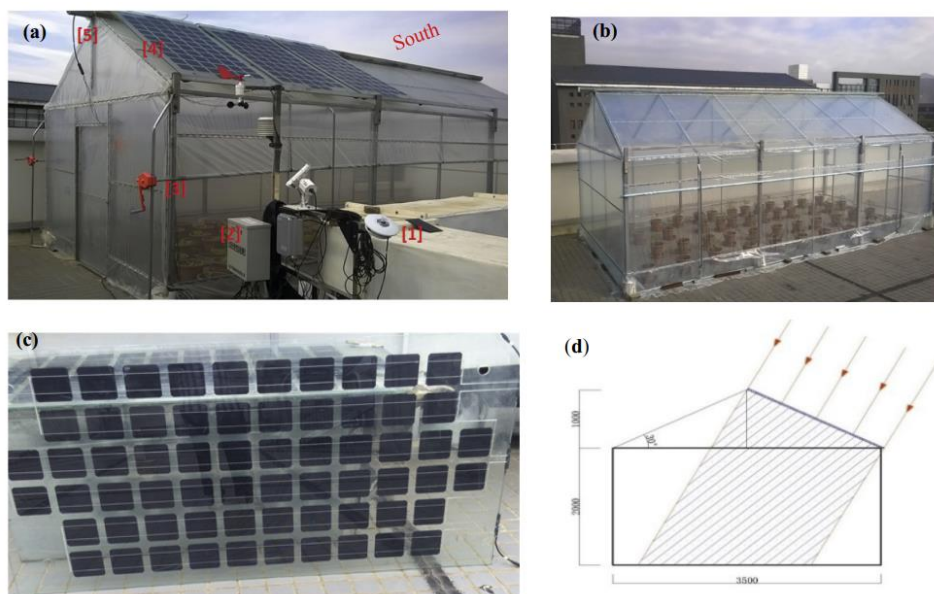


Figura 2.15 - Foto da Estufa (a) e (b), módulo semi-transparente não-seletivo (c), esquema da estufa (d). Retirado de (Hassanien et al., 2018).

Após o tratamento de dados, observou-se uma produção de energia elétrica de 24,5 kWh/m², traduzindo-se num período de retorno de 9 anos. Em relação ao sombreamento causado pelos módulos, verificou-se que a temperatura diminui entre 1-3°C e a humidade relativa aumentou cerca de 2%. Este decréscimo de temperatura e aumento da humidade contribui também para uma poupança de água, traduzindo-se para uma poupança adicional.

Em relação ao crescimento da cultura, verificou-se que o sombreamento não afetou significativamente o seu crescimento, tal como é possível observar na figura 2.16.

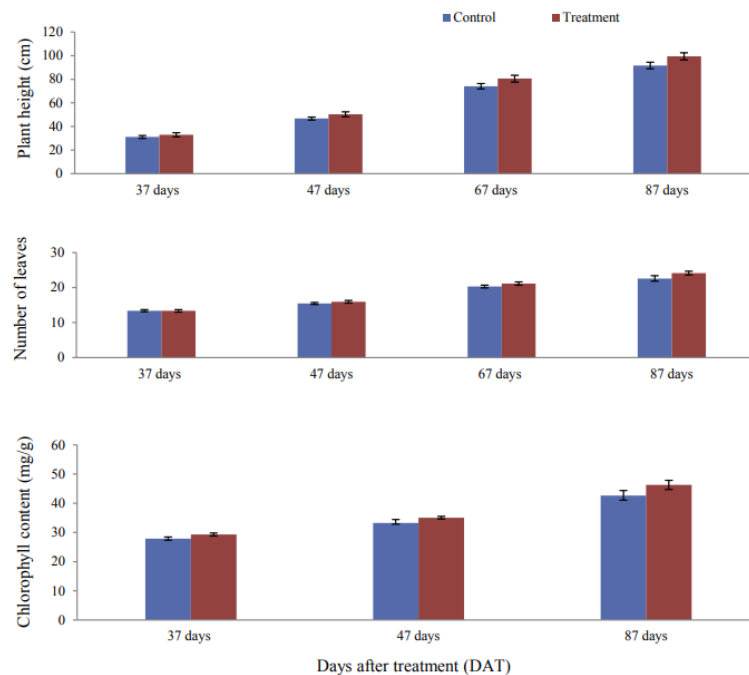


Figura 2.16 - Altura da planta, número de folha e conteúdo de clorofila no tomate.
Retirado de (Hassanien et al., 2018)

Os autores concluíram que a integração de sistemas fotovoltaicos em estufas é recomendado para culturas que precisem de menos radiação solar para o seu desenvolvimento e que os climas que mais beneficiariam desta integração são os subtropicais.

2.4.3 Módulos fotovoltaicos semi-flexíveis

Em Agadir, Marrocos, (Ezzaeri et al., 2018a) cobriu 10% da superfície total da cobertura de uma estufa agrícola de tomates (*Solanum lycopersicon* cultivar) com módulos fotovoltaicos semi-flexíveis. Apesar da utilização desta tecnologia, os módulos estão montados numa superfície plana.

Os módulos foram colocados no telhado utilizando um padrão de xadrez, tal como demonstra a figura 2.17. Esta configuração melhora substancialmente a distribuição da radiação solar recebida pelas culturas no interior da estufa, ou seja, pode-se afirmar que a quantidade de radiação que cada planta recebe no interior da estufa é homogénea.

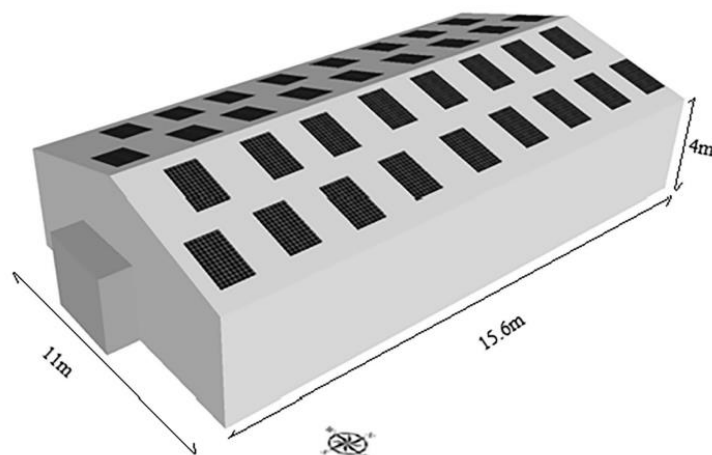


Figura 2.17 - Esquema dos módulos fotovoltaicos na cobertura da estufa.
Retirado de (Ezzaeri et al., 2018b).

Os autores concluíram que a incorporação dos módulos fotovoltaicos na cobertura da estufa não afeta significativamente o efeito do microclima no interior da mesma, nem a produção de tomates. Em climas quentes, os produtores podem então colocar 10% da área total da cobertura da estufa sem afetar o crescimento das suas culturas e gerando um rendimento adicional.

2.4.4 Conclusões e oportunidades futuras

Após a realização da revisão da literatura da aplicação de modos fotovoltaicos em estufas, conclui-se que a incorporação dos mesmos em estufas, cobrindo uma área de 10-20% da cobertura total, não reduz significativamente o rendimento da cultura. Por outro lado, obtém-se um retorno adicional da produção de energia elétrica e uma possível poupança de água, visto a reduções da temperatura e aumento da humidade relativa no interior da estufa.

Na revisão de literatura, não se encontrou estudos que quantificassem esta poupança, nem metodologias de dimensionamento para a colocação de módulos para a estufa. Deste modo, na presente dissertação pretende-se estudar o procedimento necessário ao dimensio-

namento de uma instalação agrovoltáica, avaliar em detalhe o impacto dos módulos fotovoltaicos no microclima da estufa e nas culturas e ainda avaliar rendimentos provenientes da geração de energia elétrica

3 ESTUDO DE CASO

No âmbito da presente dissertação e de modo a avaliar a incorporação de módulos fotovoltaicos numa estufa agrícola, será realizado um estudo de caso. Este capítulo pretende descrever com detalhe a metodologia utilizada para a sua execução, bem como os objetivos que o mesmo pretende alcançar.

3.1 Introdução

Este estudo de caso explora a viabilidade económica e técnica de uma instalação agrovoltáica, uma solução promissora que integra a produção de energia elétrica através da energia solar com a produção agrícola. Este conceito tem vindo a ganhar popularidade de modo a promover o uso sustentável de terrenos, reduzir a pegada carbónica e gerar um lucro adicional para os agricultores.

Através da análise dos aspetos técnicos e económicos do estudo realizado na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, pretende-se determinar os principais benefícios e desafios que esta alternativa apresenta.

3.2 Objetivos

O estudo de caso terá como objetivo analisar a viabilidade técnica e económica da implementação de um aproveitamento fotovoltaico na cobertura de uma estufa agrícola concebida para o desenvolvimento de culturas. O estudo irá forçar-se no impacto que o sombreamento causa no microclima da estufa, bem como a produção do módulo fotovoltaico e o crescimento das culturas.

3.3 Localização

Realizou-se o estudo de caso no Campus da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, nas traseiras do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores, com uma latitude de 38.660043 e longitude de -9.204860.

Para simulações futuras, foi realizado um levantamento do espaço, podendo o mesmo ser observado na figura 3.1.

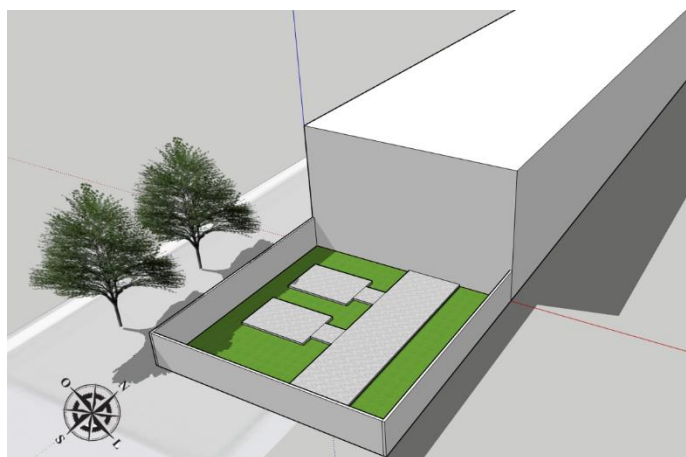


Figura 3.1 -Levantamento da localização desenhada em software, *SketchUp*.

3.4 Dimensionamento da instalação

3.4.1 Seleção das estufas

Os dois parâmetros considerados para a seleção das estufas têm em conta a sua orientação e a dimensão da ilha disponível.

Considerando a orientação das estufas, e já pensando na incorporação do módulo fotovoltaico, pretende-se que o comprimento das mesmas esteja alinhado com os pontos cardiais Norte-Sul. Deste modo, as duas faces com maior área da estufa estão voltadas a Este e Oeste, sendo possível colocar o módulo fotovoltaico na cobertura nestas faces.

Caso o comprimento da estufa fosse alinhado com os pontos cardiais Este-Oeste, uma das faces com maior área da estufa seria voltada a Sul, o que seria benéfico pois iria receber radiação solar durante o dia todo. Contudo, a outra face estaria voltada a Norte, não recebendo

radiação solar direta. O que significa que, a única opção para a instalação do módulo fotovoltaico seria na face Sul, demonstrando-se potencialmente desvantajoso uma vez que causaria uma grande área de sombreamento durante todo o dia nas culturas.

Por fim, tendo em conta o espaço disponível e a orientação das estufas, definiu-se que as estufas seriam colocadas nas duas "ilhas", representadas na figura 3.2, orientadas a Norte-Sul. A cobertura das estufas é um plástico de polietileno (espessura de 200 μm ; transmitância de 70%).

A figura 3.3 representa a estufa adquirida e a figura 3.4 representa as estufas já orientadas nas ilhas.

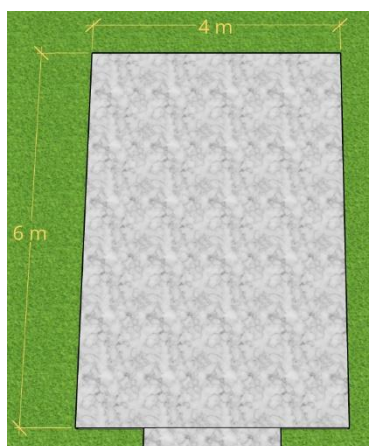


Figura 3.2 - Dimensões das "ilhas" onde serão colocadas as estufas.



Figura 3.3 - Imagem da estufa adquirida com as respetivas medidas.



Figura 3.4 - Imagem das estufas colocadas nas ilhas.

3.4.2 Seleção da cultura

As melhores culturas para um sistema agrovoltaico são aquelas que conseguem atingir o seu normal desenvolvimento com sombreamento parcial. Para o presente estudo de caso, utilizou-se a cultura feijão rasteiro, com nome científico *Phaseolus vulgaris*.

Esta cultura foi escolhida pela sua facilidade de cultivo, pouca necessidade de manutenção e crescimento rápido, com vagens prontas a serem colhidas após 60 dias da sementeira. Adicionalmente, a escolha desta cultura justifica-se também pela altura do ano em que a experiência decorreu (fevereiro – junho), uma vez que o feijão rasteiro deve ser semeado entre os meses de fevereiro e junho.

Adicionalmente, de acordo com (Runkle, 2019), para o normal crescimento da *Phaseolus vulgaris*, deve-se fornecer no mínimo um DLI de aproximadamente $12 \text{ mol/m}^2\cdot\text{dia}$.

3.4.3 Seleção dos módulos fotovoltaicos e microinversor

3.4.3.1 Módulo fotovoltaico

Na seleção do módulo fotovoltaico para um sistema agrovoltáico é essencial considerar vários fatores, tais como a sua eficiência, durabilidade, transparência, flexibilidade e custo-eficácia. Para o presente estudo de caso seria necessário escolher um módulo suficientemente flexível que conseguisse suportar a curvatura da estufa, cujos requisito vai ao encontro das características de tecnologias de filme fino e semi-flexíveis.

Adquiriu-se então de um fornecedor português dois módulos SunMan 310 Wp (figura 3.5). Este módulo é semi-flexível, com células de silício monocristalino, mas a sua tecnologia inovadora permite ângulos de curvatura superiores a 180°. O módulo apresenta uma potência pico de 310 Wp e uma eficiência de 17,4%. Apresenta ainda um peso de apenas 5 kg, devido à sua estrutura sem moldura, o que diminui consideravelmente a carga na estrutura da estufa em comparação à tecnologia convencional.

O *datasheet* do módulo encontra-se no Anexo I.

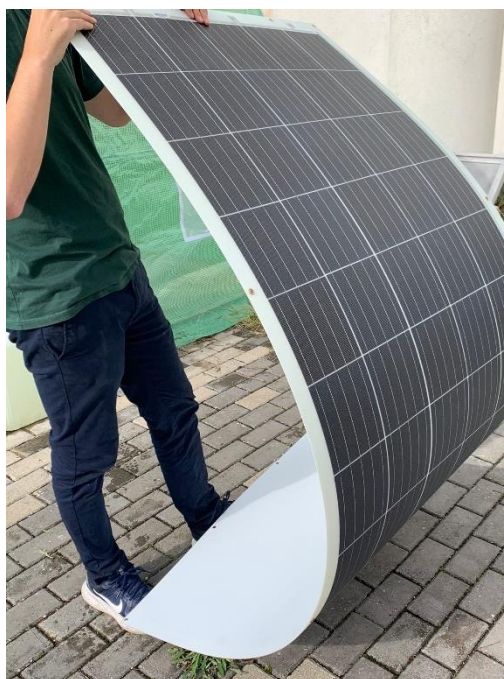


Figura 3.5 – Módulo fotovoltaico semi-flexível SunMan 310 Wp.

A área da superfície total da estufa totaliza 35,7 m² sendo que, aquela que recebe radiação solar direta (Sul, Este e Oeste) totaliza 32,14 m², tal como indica a tabela 3.1. A área do módulo a instalar cobre 12% da superfície voltada a Este e 5% da área da superfície total da estufa.

É importante ter em consideração qual a superfície em que se incorpora o módulo, uma vez que nem todas apresentam a mesma quantidade de exposição solar.

Tabela 3.1 - Áreas da superfície da estufa dos respectivos pontos cardeais.

	Área da superfície [m ²]
Norte	3,6
Este	14,3
Oeste	14,3
Sul	3,6
Total	35,7

3.4.3.2 Microinversor

Do mesmo fornecedor, adquiriu-se o microinversor HM-800 (figura 3.6), capaz de assegurar uma potência máxima de saída de 800 W, enquanto a potência máxima dos dois módulos fotovoltaicos é de 620 W. O microinversor apresenta uma eficiência nominal de 96.7%, contudo a baixa potência DC que chega ao inversor afeta consideravelmente o seu rendimento.

Sabendo que a configuração dos módulos (voltados a Este) raramente apresente condições para que os mesmos atinjam a máxima potência de produção, poder-se-ia ter optado pelo modelo abaixo, MH-400. Contudo, este microinversor apenas suportava a entrada de uma string, impossibilitando a monitorização da produção individual dos módulos.

O *datasheet* do microinversor encontra-se no Anexo II.



Figura 3.6 - Microinversor HM-800.

3.4.3.3 Cablagem elétrica

Para o dimensionamento da cablagem necessária para o funcionamento da instalação fotovoltaica, foram efetuadas medições no local. Determinou-se que seria então necessário um comprimento do cabo DC de 5 metros, para cada módulo, e um comprimento do cabo AC de 20 metros.

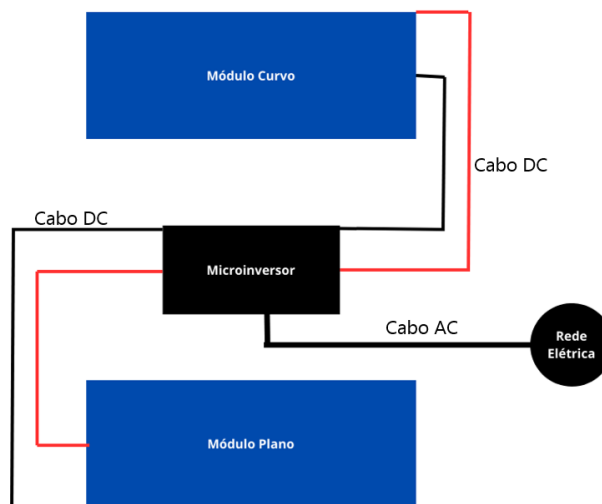


Figura 3.7 - Esquema gráfico da instalação fotovoltaica.

Dimensionou-se a secção dos cabos DC de modo que as perdas por efeito de Joule fossem inferiores a 1% através da equação 3.1, em que S_{cabo} é a secção do cabo, l_{total} é o comprimento do cabo, M é o número de módulos por *string*, σ é a condutividade elétrica do cobre, $U_{MPP,STC}$ é a tensão no ponto de máxima potência em condições STC e $I_{MPP,STC}$ a corrente no ponto de máxima potência em condições STC.

$$S_{cabo} \geq \frac{1}{\sigma} \times \frac{l_{total}}{1\% \times M \times U_{MPP,STC}} I_{MPP,STC} \quad (3.1)$$

Para que as perdas por efeito de joule fossem inferiores a 1%, a secção do cabo deverá ser superior a 2,35 mm², optando-se pela secção normalizada acima, de 4 mm². Para esta secção, a potência máxima total de perdas por efeito de joule nos cabos DC, em condições STC, é de 0,59%.

Utilizou-se a mesma metodologia para o dimensionamento dos cabos AC. A equação 3.2, permite determinar a secção mínima do cabo para perdas por efeito de joule inferiores a 1%. U_{rede} é a tensão da rede elétrica, $\cos\varphi$ o fator de potência e $I_{n,inv}$ a corrente nominal do inversor.

$$S_{cabo} \geq \frac{2 \times l_{total}}{1\% \times U_{rede} \times \sigma \times \cos\varphi} I_{n,inv} \quad (3.2)$$

Para que as perdas por efeito de joule fossem inferiores a 1%, a secção do cabo deverá ser superior a 1,01 mm², optando-se pela secção normalizada acima, com uma área de 1,5 mm². Para esta secção, a potência máxima total de perdas por efeito de joule nos cabos AC, em condições STC, é de 0,68%.

3.5 Recolha de dados

Durante a atividade experimental serão efetuadas e recolhidas medições de vários parâmetros pré-definidos, de modo a avaliar o desempenho da instalação. Este subcapítulo pretende descrever os dados que vão ser recolhidos.

3.5.1 Dados ambientais

Serão recolhidos os dados da temperatura ambiente, humidade relativa e PPFD no interior de cada uma das estufas e no exterior. Com estes dados, será possível avaliar e quantificar o impacto do sombreamento no microclima da estufa, causado pelo módulo fotovoltaico.

3.5.2 Dados da instalação fotovoltaica

Serão também recolhidos os dados da instalação fotovoltaica de modo a avaliar o seu desempenho, quando colocada numa superfície curva ou numa superfície plana. A orientação do módulo fotovoltaico também será tida em conta para a avaliação do seu desempenho. A recolha de dados da produção é feita através de uma DTU, que conecta diretamente ao inversor.

3.5.3 Dados das culturas

De modo a avaliar o impacto do sombreamento no crescimento das culturas, serão avaliadas as vagens colhidas das estufas. Estas colheitas serão depois analisadas no seu peso e no comprimento de cada vagem. De um modo geral, será também analisado visualmente o crescimento das plantas, recorrendo a arquivos fotográficos.

3.6 Arquitetura do sistema

Este subcapítulo pretende descrever a arquitetura da instalação solar fotovoltaica, dos sensores utilizados para efetuar a recolha de dados e o posicionamento das culturas nas estufas agrícolas.

3.6.1 Instalação solar fotovoltaica

3.6.1.1 Produção de energia elétrica

Será então instalado um módulo fotovoltaico na face da cobertura da estufa voltada a Este. Visto que a cobertura da estufa se assemelha a uma semicircunferência, o módulo instalado vai estar curvado, com um ângulo de curvatura de 48° , tal como é possível observar na figura 3.8. Por sua vez, a radiação solar que irá receber não é homogênea, mas sim heterogênea, o que resultará numa perda de eficiência considerável.

De modo a avaliar a perda de eficiência do módulo que se encontra na estufa, será analisada a produção de outro módulo, com as mesmas características, voltado para o mesmo ponto cardeal e com uma inclinação de 31 graus, para que seja possível quantificar a perda de eficiência do módulo com radiação heterogênea.

Na figura 3.9, é possível observar os dois módulos fotovoltaicos instalados.

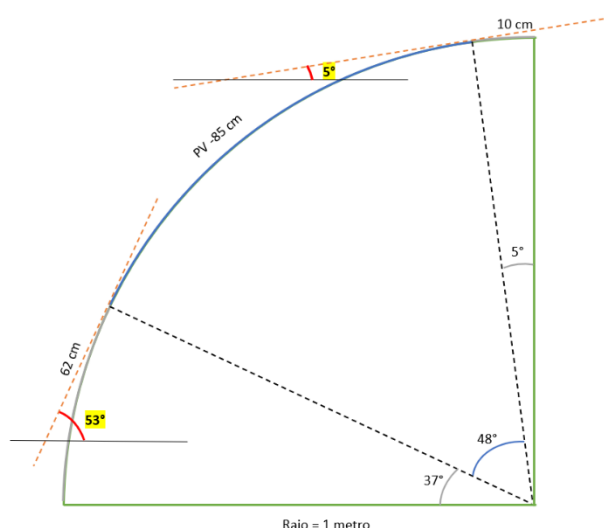


Figura 3.8 – Esquema da instalação do módulo fotovoltaico na cobertura da estufa.



Figura 3.9 – Fotografia da instalação fotovoltaica.

A monitorização da produção elétrica foi realizada através do dispositivo **DTU-W100**, que conecta por *Wi-Fi* ao microinversor e faz o upload dos dados numa *Cloud*, com um intervalo de 15 minutos. A figura 3.10 representa a DTU montada no local de estudo.



Figura 3.10 - DTU utilizada para a monitorização da produção fotovoltaica.

3.6.1.2 Irradiância

A monitorização da irradiância foi realizada através da leitura da corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico CL-SM20M, com o *datasheet* presente no Anexo III.

Na figura 3.11, é possível observar a variação da curva I-V com a irradiância a uma temperatura da célula de 25°C (a) e a variação da curva I-V com a temperatura da célula a uma irradiância de 1kW/m².

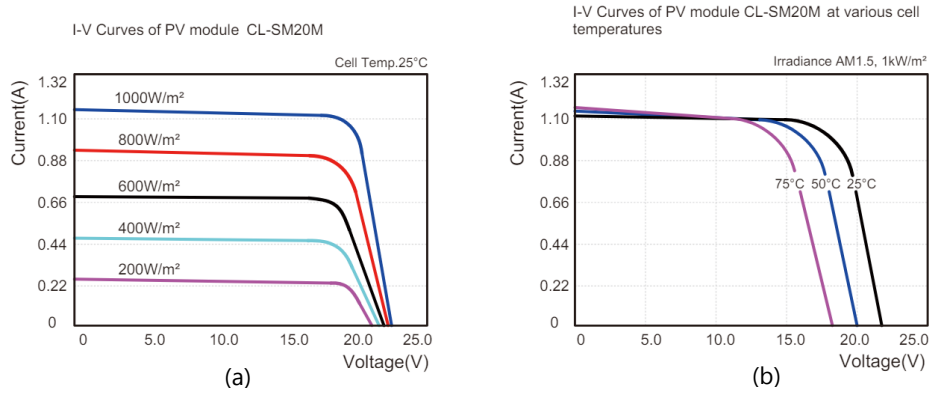


Figura 3.11 – Variação da curva I-V com a irradiância ($T_{cel} = 25^{\circ}\text{C}$) (a), Variação da curva I-V com a temperatura do módulo ($G = 1\text{kW/m}^2$) (b).

Uma vez que a corrente de curto-circuito varia em função da temperatura da célula, tal como ilustrado na figura 3.11 (b), utiliza-se a equação 3.3 para calcular corrente de curto-circuito, tendo em conta a temperatura da célula.

$$I_{SC} = I_{SC,STC}(1 + \alpha_{I_{SC}}(T_{cel} - 25)) \quad (3.3)$$

Em que, I_{SC} é a corrente de curto-circuito medida, $I_{SC,STC}$ é a corrente de curto-circuito em condições STC, $\alpha_{I_{SC}}$ é o coeficiente de variação da corrente, em $\%/^{\circ}\text{C}^{-1}$ e T_{cel} é a temperatura da célula em $^{\circ}\text{C}$.

Através da figura 3.11 (a), é possível verificar que a corrente de curto-circuito varia linearmente com a irradiância incidente no módulo, conforme indica a equação 3.4.

$$I_{SC} = I_{SC,STC} \frac{G}{G_{STC}} \quad (3.4)$$

Reorganizando a equação 3.4, pode-se obter o valor da irradiância incidente no módulo fotovoltaico, tal como indica a equação 3.5.

$$G = \frac{I_{SC}}{I_{SC_{STC}}} G_{STC} \quad (3.5)$$

3.6.2 Sensores

Para a leitura da temperatura ambiente e humidade relativa do ar, será utilizado o sensor de temperatura e humidade CHT8305C. As características deste sensor estão presentes na tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Características do sensor de temperatura e humidade.

Tensão	2,5 a 5,5 V
Corrente	0,05μA - 0,3μA
Escala temperatura	-40 a 125 °C
Escala humidade	0 - 100% HR
Precisão de leitura	±3% HR
	±0.5 °C

Para a leitura da PPFD, será utilizado o sensor de radiação fotossintética ativa ZTS-300AL-GH-V05. As características deste sensor estão presentes na tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Características do sensor de radiação fotossintética ativa.

Tensão	7 a 30 V
Corrente	4 a 20 mA
Faixa de medição	0 a 2500 μmol/m ²
Resolução	1 μmol/m ²
Precisão de leitura	±5%

Para o processamento dos dados recolhidos pelos sensores, serão utilizados microcontroladores Arduino UNO R3 (figura 3.12). Os dados processados pelo microcontrolador serão depois armazenados, com a respetiva data e hora, num cartão SD, através de um módulo cartão micro SD e de um RTC (figura 3.13 e 3.14 respetivamente).



Figura 3.12 - Arduino UNO R3.



Figura 3.13 - Módulo para cartão microSD.



Figura 3.14 - RTC para Arduino.

O Arduino deverá recolher os dados de cada sensor a cada 2,5 segundos durante um intervalo de 60 segundos. No final, deverá fazer a média de cada um dos dados recolhidos e enviá-los para o cartão SD, com a respetiva data e hora da recolha dos dados. A figura 3.15 representa um fluxograma do processo de recolha, processamento e armazenamento de dados dos sensores. Para a realização deste código, foi utilizado o *software* de programação *Arduino IDE*.

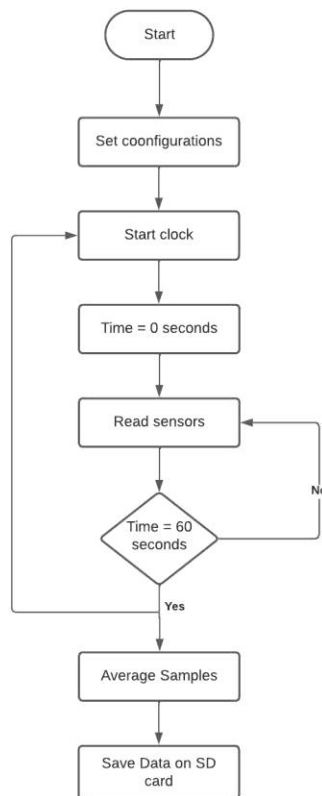


Figura 3.15 - Fluxograma do processamento e recolha de dados dos sensores.

Serão então instalados um sensor de temperatura e humidade em cada estufa e no exterior. Na estufa controlo, será instalado um sensor PAR enquanto na estufa sombreada serão instalados dois sensores PAR: um posicionado diretamente abaixo do módulo e o outro numa posição que não apanhe sombreamento do módulo. A figura 3.16 representa o layout dos sensores e dos módulos fotovoltaicos na instalação e a figura 3.17 representa os sensores PAR nas estufas.

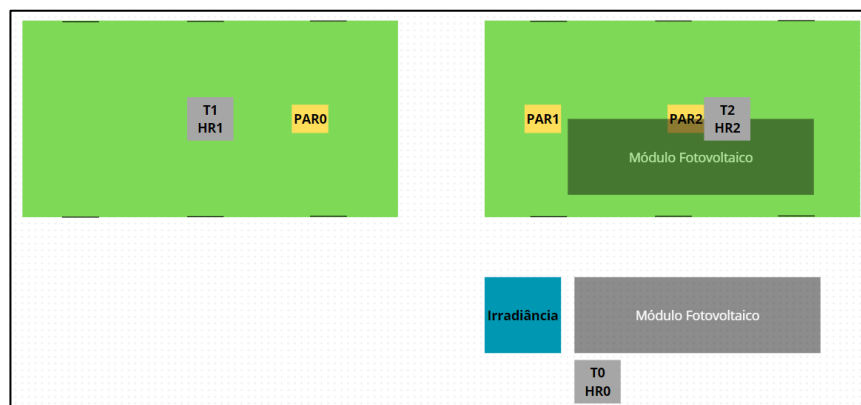


Figura 3.16 - Layout dos sensores na instalação

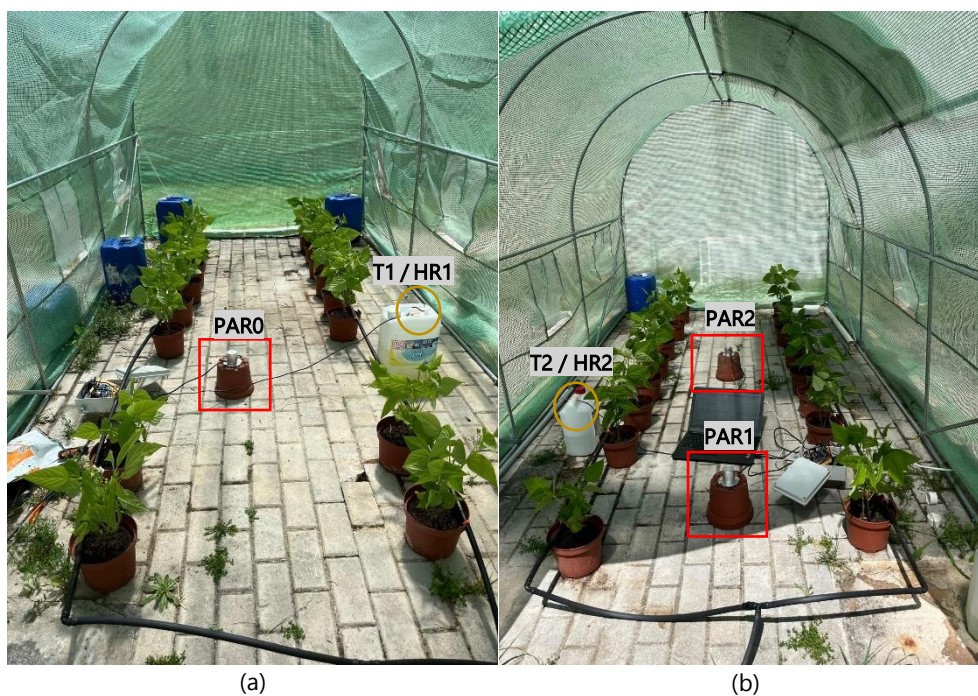


Figura 3.17 -Posicionamento dos sensores de temperatura, humidade e PAR nas estufas (a) Controlo, (b) Estufa sombreada.

3.6.3 Culturas

Em cada estufa, foram instalados dezasseis vasos, em duas fileiras de oito, contendo no total 28 plantas. Na estufa em que se encontra instalado o módulo, existem 4 vasos que se encontram diretamente abaixo do mesmo, tal como ilustra a figura 3.18.

Com este tipo de layout, pretende-se avaliar o impacto do sombreamento que o módulo tem nas culturas diretamente abaixo do mesmo e ao mesmo tempo, as culturas que o rodeiam e que sofrem um sombreamento parcial.

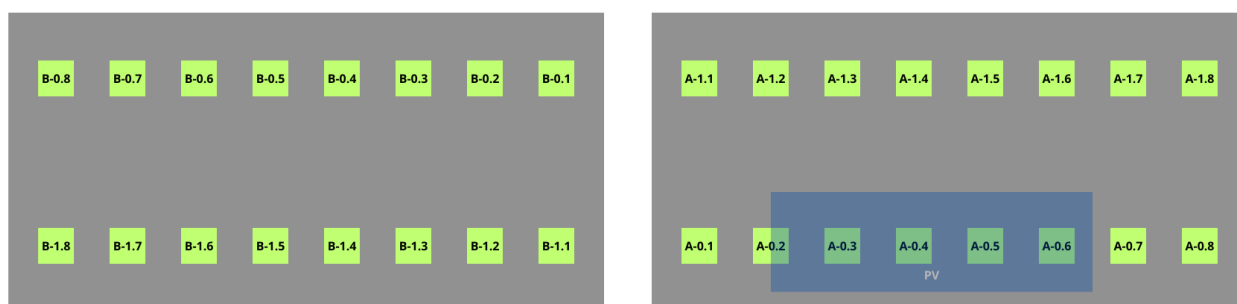


Figura 3.18 -Layout das culturas nas estufas.

4 RESULTADOS E ANÁLISE

Neste capítulo serão discutidos e analisados os resultados obtidos no estudo de caso referentes à instalação solar fotovoltaica, o impacto no microclima da estufa e o crescimento das culturas. O estudo foi conduzido de 21 de fevereiro de 2024 a 31 de junho de 2024.

4.1 Instalação solar fotovoltaica

4.1.1 Energia Produzida

Um dos objetivos principais do trabalho é avaliar a perda de rendimento do módulo fotovoltaico curvo comparativamente ao módulo plano, uma vez que o módulo apresenta uma curvatura a irradiância que chega à sua superfície não é homogênea, tal como demonstra a ilustração presente na figura 4.1, onde θ_{cx} é o ângulo de inclinação para uma configuração convexa.

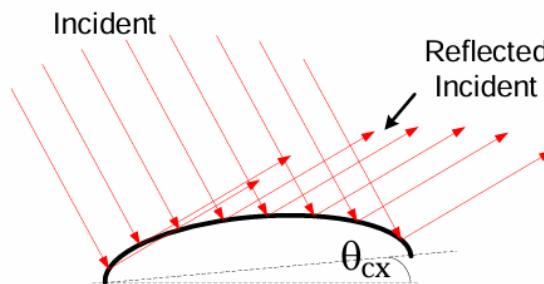


Figura 4.1 - Representação da irradiância incidente na superfície de um módulo fotovoltaico com uma configuração convexa. Retirado de (Aroca-Delgado et al., 2019).

Este fenómeno ocorre devido à célula fotovoltaica que recebe menos irradiância determinar a corrente de curto-circuito na *string* em que a mesma está situada. Uma vez que a corrente de curto-circuito é diretamente proporcional à irradiância, a célula com menos pior desempenho irá determinar a corrente da *string*. A figura 4.2 representa graficamente o efeito de sombreamento num módulo fotovoltaico.

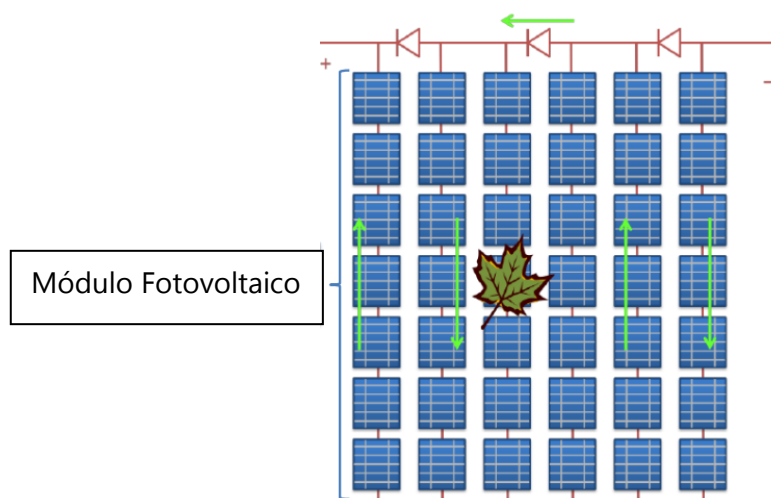


Figura 4.2 – Representação gráfica do efeito de sombreamento num módulo fotovoltaico. Retirado de (Ricke, 2011).

Através da figura 4.3, é possível observar a produção média horária do módulo plano e do módulo curvo no intervalo em que o estudo foi conduzido. Analisando os gráficos, é possível aferir que durante o período da manhã (6:00h às 9:00h) o módulo curvo apresenta uma produção significativamente superior ao módulo plano, justificada pelo facto de o mesmo estar a uma cota inferior e estar sombreado até às 10:00h. No entanto, nas restantes horas do dia verifica-se uma produção do módulo plano superior ao curvo.

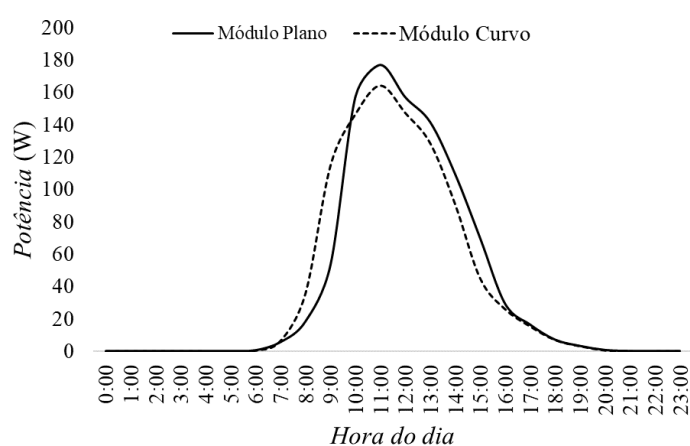


Figura 4.3 - Média horária da produção do módulo plano e curvo.

Para melhor avaliar esta diferença, calcula-se a derivação relativa horária, δ da potência do módulo plano, P_{plano} , e do módulo curvo, P_{curvo} , dada pela equação 4.1. Os resultados estão representados na figura 4.4.

$$\delta = \frac{P_{plano} - P_{curvo}}{P_{plano}} \times 100\% \quad (4.1)$$

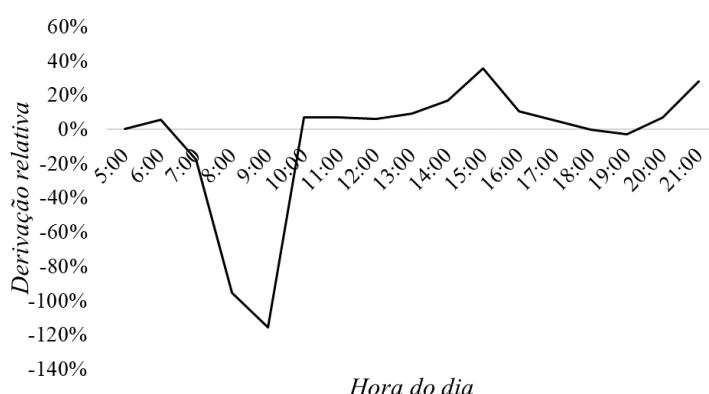


Figura 4.4 - Derivação relativa horária da potência entre o módulo plano e curvo.

Obtém-se então uma média na derivação relativa horária de aproximadamente -4%, o que revela um melhor desempenho do módulo curvo comparativamente ao módulo plano. Este resultado vai contra o esperado e o que foi defendido previamente. No entanto, pode ser justificado pelo facto de o módulo plano estar sombreado até cerca das 10:00h. Considerando um período em que não existe sombreamento num só módulo (10:00h até às 23:00h), a derivação relativa horária é aproximadamente 9%, indicando agora um melhor desempenho do módulo plano.

Considerando agora a energia produzida dos módulos nos períodos sem sombras, verificou-se que a produção de energia do módulo curvo foi 12% inferior em comparação ao módulo plano. No entanto, esta diferença verificou-se ser menor nos meses de fevereiro e março, e superior nos meses de abril, maio e junho, tal como demonstra a tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Energia produzida pelos módulos, no cenário sem sombreamento e a respetiva derivação relativa.

	Energia produzida [kWh]		Derivação Relativa
	Módulo Plano	Módulo Curvo	
Fevereiro	5,96	5,69	4%
Março	21,61	19,78	8%
Abril	27,20	23,78	13%
Mai	30,77	26,45	14%
Total	85,54	75,70	12%

Analisando estes resultados, pode-se constatar que, para a presente configuração da instalação, nos meses com menor incidência de radiação solar a diferença de energia produzida dos módulos é menor, podendo mesmo ser descartada nos meses de inverno.

4.1.2 Indicadores económicos

Para o presente subcapítulo, pretende-se determinar a rentabilidade económica da instalação agrovoltaica. Para tal, não será considerado o cenário em que se considera apenas o período em que nenhum dos módulos está sombreado (a partir das 10h), uma vez que é extremamente penalizador em termos de performance da instalação, mas sim produção dos módulos durante todo o dia.

4.1.2.1 Investimento inicial

O investimento inicial da instalação, I_0 , é dado pela soma dos custos de aquisição dos módulos, microinversor e acessórios, equação 4.2.

$$I_0 = \text{Custo do módulo} + \frac{\text{Custo do microinversor}}{2} + \frac{\text{Acessórios}}{2} \quad (4.2)$$

Tem-se:

$$I_0 = 180 + \frac{150}{2} + \frac{10}{2} = 260 \text{ €}$$

Uma vez que se efetua o cálculo dos indicadores económicos para cada módulo, dividiu-se em metade os custos do microinversor e dos acessórios.

4.1.2.2 Custos de O&M

É expectável que a instalação requeira ações de operação e manutenção ao longo da sua vida útil, de modo a assegurar o seu normal funcionamento. A equação 4.3 representa os custos de O&M anuais, com base no investimento inicial. Para os cálculos realizados, considerou-se um valor de 1% (da Silva João et al., 2016).

$$O\&M = I_0 \times 1\% \quad (4.3)$$

4.1.2.3 Produção anual de energia elétrica

Uma vez que a recolha de dados de produção decorreu apenas nos meses de fevereiro, março, abril e maio, é necessário assumir os dados de produção para os restantes meses.

Deste modo, recorreu-se a uma simulação da produção anual no *software PVGIS*, para a mesma localização e layout do estudo de caso. A partir desta simulação, é possível aferir a diferença percentual da produção mensal relativa a um mês. Seguidamente, esta diferença percentual, ou fator de produção, será aplicada nos restantes meses do ano, com base na produção obtida do mês de abril. A tabela 4.2 demonstra os resultados da energia produzida para ambos os cenários, no primeiro ano da instalação.

No decorrer da experiência, o módulo plano produziu 93,5 kWh e o módulo plano 91,4 kWh de energia elétrica. Estimando a produção anual, obteve-se 321 kWh para o módulo plano e 310 kWh para o módulo curvo.

Tabela 4.2 - Energia produzida mensalmente pela instalação fotovoltaica.

Mês	Energia - PVGIS [kWh]	Fator de produção (Relativo a abril)	Energia [kWh]	
			Módulo Plano	Módulo Curvo
janeiro	17,42	43%	13,7	13,2
fevereiro	22,78	57%	17,9	17,2
março	33,19	83%	25,5	25,4
abril	40,18	-	31,6	30,4
maio	48,98	122%	36,4	35,6
junho	49,47	123%	38,8	37,5
julho	52,3	130%	41,1	39,6
agosto	47,89	119%	37,6	36,3
setembro	37,99	95%	29,8	28,8
outubro	27,32	68%	21,5	20,7
novembro	18,47	46%	14,5	14,0
dezembro	16,21	40%	12,7	12,3
Total	-	-	321,1	310,8

Uma vez que não foi possível obter-se um diagrama de carga de um produtor de culturas em estufas agrícolas, foi considerada que toda a energia produzida pelos módulos é autoconsumida, com uma tarifa simples contratada de 0,18 €/kWh de energia elétrica. Considera-se ainda uma degradação anual da instalação de 1% para os futuros cálculos económicos.

4.1.2.4 Valor Atualizado Líquido, VAL

O cálculo da VAL permite ao investidor avaliar a viabilidade económica do projeto. Uma VAL positiva, indica ao investidor que, para o horizonte do projeto e taxa de atualização considerados, o seu investimento será abatido e adicionalmente irá gerar um lucro de x unidades monetárias. O cálculo deste indicador é realizado a partir da equação 4.4, em que N representa o horizonte do investimento considerado, r representa a taxa de atualização, R_t as receitas totais geradas no ano t , D_t as despesas totais suportadas no ano t e I_0 o investimento inicial.

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (4.4)$$

Para o cálculo dos indicadores económicos, foi considerado um horizonte de investimento de $N=10$ anos, um cenário conservador uma vez que é expectável que o módulo apresente uma vida útil de 20 anos. Para a taxa de atualização considerou-se $r = 10\%$. As receitas

totais são dadas pela poupança monetária gerada através do consumo de energia elétrica produzida pela instalação fotovoltaica. As despesas totais são dadas pelos custos de O&M.

Os resultados obtidos da VAL estão representados na tabela 4.3. Observa-se que o módulo plano apresenta um VAL 19% superior ao do módulo curvo, o que seria de esperar uma vez que para o mesmo investimento inicial, o módulo curvo apresenta uma produção de energia anual inferior à do módulo plano.

Tabela 4.3 - VAL obtido para o módulo plano e curvo.

	Módulo Plano	Módulo Curvo
VAL	60,20 €	50,30 €

Para o módulo curvo conclui-se que, para uma taxa de atualização de 10% e um horizonte de investimento de 10 anos, o investimento seja abatido e a instalação gere um lucro adicional de 50,3€, o que representa cerca de 16% do investimento inicial.

O presente indicador prevê um retorno económico bastante reduzido quando comparativamente às instalações fotovoltaicas convencionais. No entanto, pode ser justificado pela orientação do módulo e pelas elevadas horas de sombreamento durante todo o ano a que o mesmo é sujeito.

4.1.2.5 Taxa Interna de Rendabilidade, TIR

A TIR, em conjunto com o VAL, é utilizada para determinar a viabilidade económica de um projeto. Uma vez que a TIR é a taxa de atualização para qual o VAL é nulo, quando o valor da mesma é superior à taxa de atualização, considera-se um investimento rentável.

O cálculo deste indicador é realizado a partir da equação 4.5.

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (4.5)$$

Os resultados obtidos da TIR estão representados na tabela 4.4. Observa-se que o módulo curvo apresentou uma TIR de 14,2%. Apesar deste indicador ser superior à taxa de atualização, o projeto pode apresentar algum risco de investimento, uma vez que as suas margens são baixas, algum custo adicional pode apresentar prejuízo ao investidor.

Tabela 4.4 - TIR obtida para o módulo plano e curvo.

	Módulo Plano	Módulo Curvo
VAL	15,2%	14,2%

4.1.2.6 Período de Retorno

O período de retorno indica o tempo necessário para que um projeto recupere o seu investimento inicial, através dos seus *cash-flows*. Para o módulo plano determinou-se um período de retorno de 7 anos e para o módulo curvo 8 anos.

4.1.2.7 *Levelized Cost of Energy* (LCOE)

O LCOE representa o custo médio da produção de energia para o horizonte de investimento considerado da instalação, N . O cálculo deste indicador é realizado através da equação 4.6, onde E_t representa a energia produzida no ano t .

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.6)$$

Para um período de 10 anos, obteve-se um LCOE para o módulo plano e curvo de 0,148€ e 0,154€ respetivamente.

4.1.3 Simulação vs Real

Será simulada a produção de energia elétrica do módulo fotovoltaico plano num ano. A simulação tem como entrada os dados de irradiância horária e a temperatura ambiente, retirados do *software* PVGIS.

A simulação tem como objetivo comparar os resultados obtidos num ano de funcionamento, e sem sombreamento no local, com os dados reais.

Para estimar a produção de energia do módulo plano foi utilizada a seguinte metodologia:

1. Calcular a potência em corrente contínua produzida pelo módulo fotovoltaico, P_{FV} , onde $P_{DC,máx}$ é a potência em corrente contínua máxima caso não existisse perdas em W, α_p é o coeficiente de temperatura da máxima potência em $\%/^{\circ}\text{C}$, $T_{cél}$ é a temperatura da célula em $^{\circ}\text{C}$, G é a irradiância incidente no plano em W/m^2 e $NOCT$ a temperatura nominal de operação da célula em $^{\circ}\text{C}$.

$$P_{FV}[\text{kW}] = P_{DC,máx} \times (1 + \alpha_p \times (T_{cél} - 25)) \quad (4.7)$$

$$P_{DC,máx} = P_{instalada} \times \frac{G}{1000} \quad (4.8)$$

$$T_{cél} = T_{ambiente} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (4.9)$$

2. Calcular a potência em corrente alternada à saída do inversor, $P_{AC,inv}$, onde $P_{DC,inv}$ é a potência em corrente contínua que chega à entrada do inversor, em W.

$$P_{AC,inv} = P_{DC,inv} \times \text{rendimento do inversor} \quad (4.10)$$

$$P_{DC,inv} = P_{FV} \times (1 - \text{perdas dos cabos DC}) \quad (4.11)$$

3. Calcular a potência em corrente alternada que chega à rede elétrica, P_{AC} .

$$P_{AC} = P_{AC,inv} \times (1 - \text{perdas do cabo AC}) \quad (4.12)$$

A tabela 4.5 apresenta a produção de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos num ano. A produção de energia do módulo curvo foi estimada através do produto da energia produzida pelo módulo plano com a derivação relativa da potência entre os dois módulos, obtida previamente na tabela 4.1.

$$Energia_{\text{Módulo Curvo}}[kWh] = Energia_{\text{Módulo Plano}} \times \delta \quad (4.13)$$

Tabela 4.5 - Resultados da simulação da produção de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos.

Mês	Energia [kWh]	
	Simulação - Módulo Plano	Simulação - Módulo Curvo
janeiro	19,47	17,13
fevereiro	27,30	24,02
março	40,03	35,23
abril	41,55	36,56
maio	57,02	50,18
junho	56,85	50,03
julho	60,23	53,01
agosto	51,27	45,12
setembro	40,99	36,07
outubro	31,74	27,93
novembro	19,31	16,99
dezembro	17,80	15,66
Total	463,56	407,93

A tabela 4.6 demonstra os indicadores económicos obtidos, para um cenário sem sombreamento. É possível corroborar que para este cenário, a instalação fotovoltaica apresenta um retorno económico bastante superior ao monitorizado.

Tabela 4.6 - Indicadores económicos obtidos através da simulação da produção de energia da instalação fotovoltaica.

	Simulação - Módulo Plano	Simulação - Módulo Curvo
VAL	512 €	416 €
TIR	28%	23%
PR	5	5
LCOE	0,101 €	0,114 €

4.2 Impacto do sombreamento dos módulos no micro-clima da estufa

4.2.1 Radiação fotossintética ativa

De modo a determinar o impacto do sombreamento causado pelo módulo fotovoltaico, é utilizado o conceito de DLI – *Daily Light Integral*. Este conceito representa o total de PPFD recebido num dia, obtido a partir da integração temporal da PPFD. É principalmente utilizado em horticultura e agricultura, uma vez que a média de DLI correlaciona-se diretamente com o crescimento da cultura (Runkle, 2019). No entanto, este indicador não deve ser o único a ter em conta, visto que a maioria das plantas consegue crescer numa vasta gama de condições ambientais, dependendo também da temperatura, concentração de CO₂ e humidade relativa (Runkle, 2019).

Analisando agora a evolução da PPFD recebida pelas estufas, através da figura 4.5, observa-se que até às 10:00h a radiação recebida pelos sensores é praticamente igual, sendo que, das 10:00h até às 15:00h observe-se um decréscimo significativo da PPFD no sensor que se encontra abaixo do módulo.

Para o sensor que se encontra perto do módulo, verifica-se que nunca é totalmente sombreado, no entanto, a PPFD que recebe é sempre inferior à da estufa controlo. Isto acontece porque, apesar da radiação direta que recebe não se alterar, a radiação difusa diminui consideravelmente uma vez que o módulo previne a entrada de radiação direta na estufa, que seria posteriormente refletida.

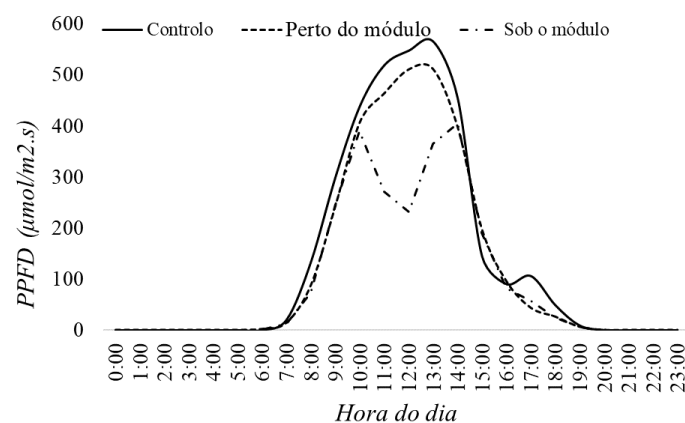


Figura 4.5 -Média horária da PPFD obtida nas estufas.

Através da equação 4.14, integra-se temporalmente a PPFD obtendo-se o DLI, em $\text{mol/m}^2\cdot\text{dia}$. A sua evolução média obtida durante o dia está representada na figura 4.6.

$$DLI = \frac{\frac{\sum_{t=0}^{24} PPFD_h}{24} \times 3600}{10^6} \quad (4.14)$$

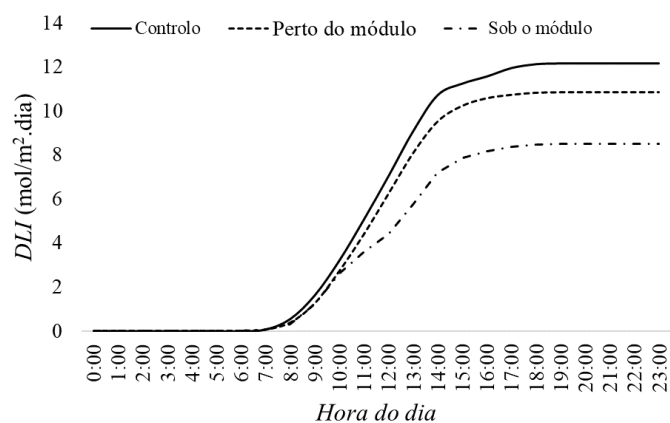


Figura 4.6 -Média da evolução da DLI recebida em ambas as estufas.

Tal como esperado, a estufa controlo apresenta o maior DLI enquanto na outra estufa, o sensor diretamente abaixo do módulo apresenta o menor DLI. Para o sensor perto do módulo, o DLI reduz em média 11%, já para o sensor abaixo do módulo, a redução do DLI é em média 30%.

Como visto anteriormente, para um normal crescimento da cultura, deve ser fornecido no mínimo um DLI de $12 \text{ mol/m}^2.\text{dia}$. O sensor da estufa controlo recebeu em média um DLI de $12,1 \text{ mol/m}^2.\text{dia}$, cumprindo o lumiar do requisito mínimo.

É expectável que numa estufa, mesmo não estando sombreada, que a radiação que receba seja inferior ao exterior, uma vez que o material da cobertura absorve e reflete parte da radiação. Mesmo assim, o valor obtido do DLI é considerado baixo para o crescimento das culturas. Este baixo valor do DLI deve-se sobretudo ao facto de ambas as estufas receberem sombreamento de árvores a partir das 13:00h, podendo ser corroborado pela análise ao gráfico da figura 4.6, demonstrando que, a partir das 13:00h o DLI mantém-se praticamente constante. A figura 4.7 representa ainda as árvores que causam sombreamento na instalação



Figura 4.7 - Sombreamento causado pelas árvores nas estufas.

Comparando o DLI mínimo que deve ser fornecido às culturas com o DLI obtido na estufa em que foi instalado o módulo fotovoltaico, verifica-se que o seu valor pode ficar aquém das necessidades para o normal crescimento das culturas. Determina-se ainda que, a radiação recebida pelo sensor perto do módulo foi 10% inferior à recomendada, e a radiação recebida pelo sensor sob o módulo foi 29% inferior à recomendada (tabela 4.7).

Tabela 4.7 – Diferença relativa da DLI recomendado, com o DLI recebido pelo sensor sob o módulo, e perto do módulo.

DLI [$\mu\text{mol}/\text{m}^2.\text{s}$]		Diferença Relativa
Recomendado	12	-
Perto do módulo	10,83	-10%
Sob o módulo	8,48	-29%

Nota-se ainda que os dados obtidos referem-se apenas aos meses de fevereiro, março, abril e maio e não a um ano completo. Uma vez que cada mês do ano apresenta uma exposição solar diferente, o valor do DLI num ano pode variar do obtido.

4.2.1.1 Modelação da PPFD e DLI

Uma vez que a envolvente da localização do sistema agrovoltáico penaliza consideravelmente a radiação solar que as mesmas recebem e os dados apenas dizem respeito a 4 meses do ano, pretende-se modelar a PPFD que a estufa controlo iria receber num ano, para a mesma localização e para o mesmo intervalo de recolha de dados, sem considerar os sombreamentos. Deste modo, é possível averiguar se com a ausência de sombreamento o sistema agrovoltáico consegue cumprir o DLI mínimo recomendado para o normal crescimento das culturas.

Para calcular a quantidade de PPFD incidente nas culturas da estufa controlo, é utilizado o modelo empírico de Foyo-Moreno, Alados e Alados-Arboledas (Alados et al., 1996). Este modelo permite estimar a PPFD recebida numa superfície horizontal, expresso na equação 4.15, tendo em consideração o ângulo de zénite solar, θ , e o índice de claridade, k_t .

$$PPFD = a \times k_t \times \cos(\theta) \quad (4.15)$$

Onde $a = 2681 \pm 2\mu\text{mol} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$. De modo a calcular a quantidade de PPFD que chega às culturas da estufa controlo é necessário determinar o ângulo de zénite solar da localização, que pode ser determinado através das seguintes expressões:

$$\theta = 90 - \alpha_s \quad (4.16)$$

$$\alpha_s = \arcsin (\cos(\emptyset)) \quad (4.17)$$

$$\cos(\emptyset) = \sin(L) \times \sin(\delta) + \cos(L) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) \quad (4.18)$$

$$\delta = 23.45^\circ \times \sin\left(\frac{360^\circ}{365}(n - 81)\right) \quad (4.19)$$

Para calcular a hora solar local, é necessário recorrer à equação 4.20, definida por (S. A. Kalogirou, 2014), onde $N_{minutos}$ é a diferença em minutos da hora local com a hora do meio-dia solar local.

$$\omega = 0.25 \times |N_{minutos}| \quad (4.20)$$

O índice de claridade, k_t , é dado pelo quociente da irradiância global incidente no plano com a constante solar, G_{SC} .

$$k_t = \frac{\text{Irradiância global}}{G_{SC}} \quad (4.21)$$

Uma vez que se pretende a PPFD no interior da estufa, recorre-se à equação 4.22, que tem em conta a perda de radiação devido à transmitância do material da cobertura da estufa, τ .

$$PPFD_{controlo} = PPFD \times \tau \quad (4.22)$$

Os dados de irradiância horária foram retirados do software PVGIS para a localização do estudo de caso, uma inclinação do plano incidente de 0° e um azimute de -90° , tal como demonstra a figura 4.8. Estes dados são referentes ao ano de 2020.

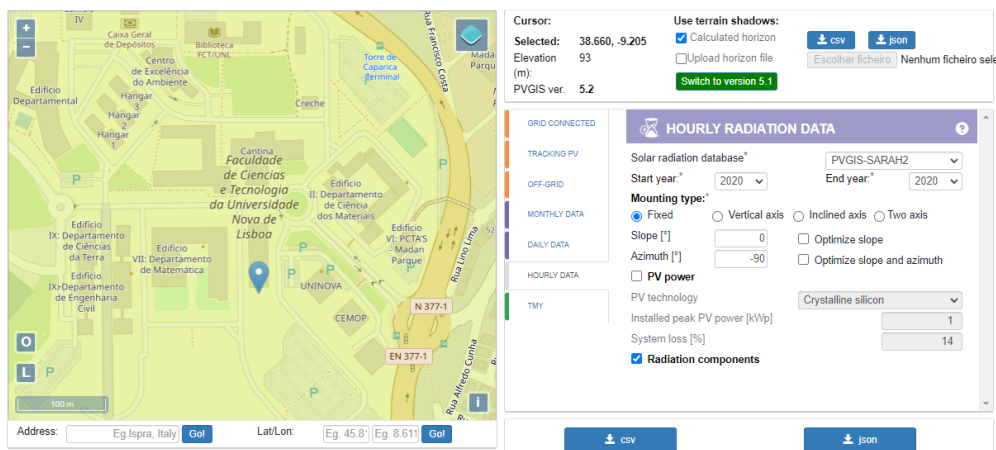


Figura 4.8 - Simulação da irradiância no *software* PVGIS.

O gráfico 4.9, representa a PPFD horária da estufa controlo calculada através do modelo empírico e que se refere ao intervalo de recolha de dados. O DLI da estufa controlo é determinado através da integração temporal da PPFD, sendo que a sua evolução está representada na figura 4.10.

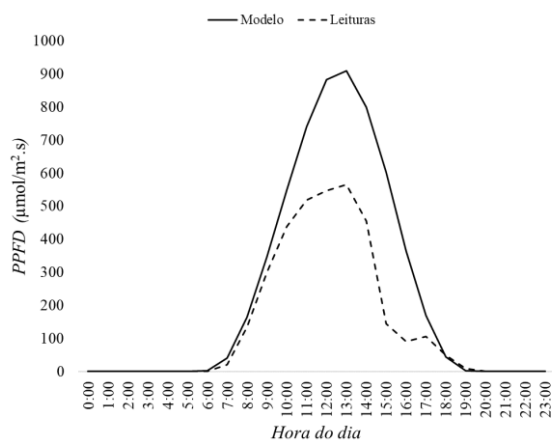


Figura 4.9 - Comparação da média da PPFD horária da estufa controlo obtida através da leitura dos sensores com a do modelo empírico, referente ao mesmo intervalo de recolha.

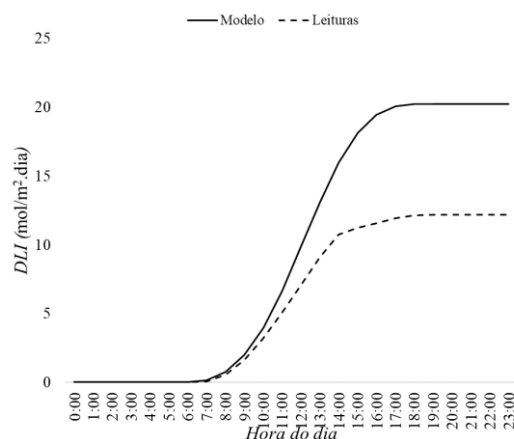


Figura 4.10 - Comparação da evolução da DLI horária da estufa controle obtida através da leitura dos sensores com a do modelo empírico, referente ao mesmo intervalo de recolha.

Para a estufa com o módulo fotovoltaico, o $DLI_{PV,modelo}$ é calculado através da diferença do $DLI_{controle,modelo}$ com o produto da diferença relativa entre as leituras dos sensores obtida previamente e o $DLI_{controle,modelo}$. Os resultados obtidos estão expressos na tabela 4.8.

$$DLI_{PV,modelo} = DLI_{controle,modelo} - (Diferença\ Relativa_{leituras} \times DLI_{controle,modelo}) \quad (4.23)$$

Tabela 4.8 - DLI obtido através das leituras dos sensores e do modelo empírico para ambas as estufas.

	DLI - Leituras	Diferença Relativa	DLI - Modelo
Controlo	12,2	-	20,2
Perto do módulo	10,8	11%	18,0
Sob o módulo	8,5	30%	14,1

Através do modelo empírico, foi possível estimar o DLI anual recebido nas duas estufas sem a ocorrência de sombreamentos. Determinou-se um DLI no sensor diretamente abaixo do módulo de 14,1 mol/m².dia, excedendo assim o mínimo recomendado de DLI para o normal crescimento da cultura.

O modelo permitiu ainda comprovar que, para um cenário sem sombreamento causada por envolventes da localização, o sombreamento causado pelo módulo fotovoltaico não restringe a quantidade mínima de PPFD que as culturas devem receber, podendo assim ser uma solução viável como uma instalação agrovoltaica.

4.2.2 Temperatura

Para avaliar a evolução da temperatura nas duas estufas, foi efetuada a média horária da temperatura, considerando o intervalo em que decorreu a recolha de dados. O gráfico que representa esta evolução encontra-se na figura 4.11.

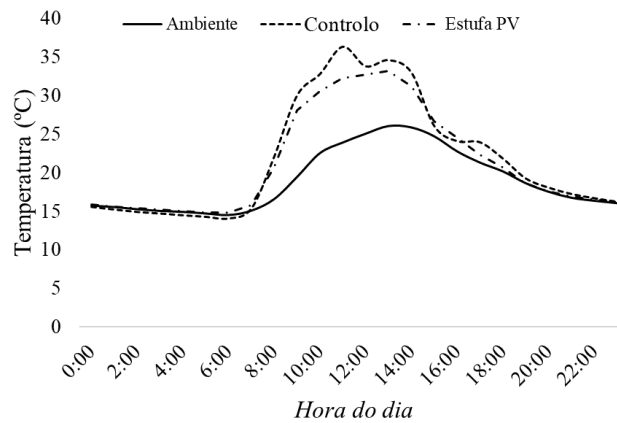


Figura 4.11 - Evolução da média horária da temperatura no local de estudo.

Conclui-se que, e tal como esperado, a colocação do módulo na cobertura da estufa reduz a carga térmica, uma vez que previne a entrada de radiação solar.

Estimou-se que nas horas de maior carga térmica (10h às 15h), o sombreamento do módulo reduz a temperatura no interior da estufa, em média, 1,7 °C.

4.2.2.1 Hotspots

Averiguou-se que o módulo fotovoltaico conduz a uma redução da temperatura média no interior da estufa. Contudo, verifica-se um aumento considerável de temperatura na zona que se encontra diretamente abaixo do módulo, uma característica comum da tecnologia.

A equação 4.24, permite calcular a temperatura da célula considerando a temperatura ambiente, NOCT e a irradiância recebida.

$$T_{cél}[^{\circ}C] = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (4.24)$$

Considerando um dia ensolarado, 1000 W/m^2 , uma temperatura ambiente de 25°C e sendo que o NOCT do módulo é de 41°C , obtém-se uma temperatura da célula de $51,25^\circ\text{C}$.

$$T_{\text{cél}}[^\circ\text{C}] = 25 + \frac{41 - 20}{800} \times 1000 = 51,25^\circ\text{C}$$

Para quantificar este aumento de temperatura, foi colocado o sensor de temperatura e humidade diretamente abaixo do módulo e recolhidos os dados durante 2 dias ensolarados, com uma temperatura ambiente máxima de 23°C .

O gráfico presente na figura 4.12 demonstra a evolução da temperatura média ao longo do dia. Verifica-se que, nas horas de maior carga térmica (10h às 15h), o sensor sob o módulo apresenta uma temperatura média de 34°C , e o sensor da estufa 29°C , o que evidencia uma diferença de temperatura de 5°C .

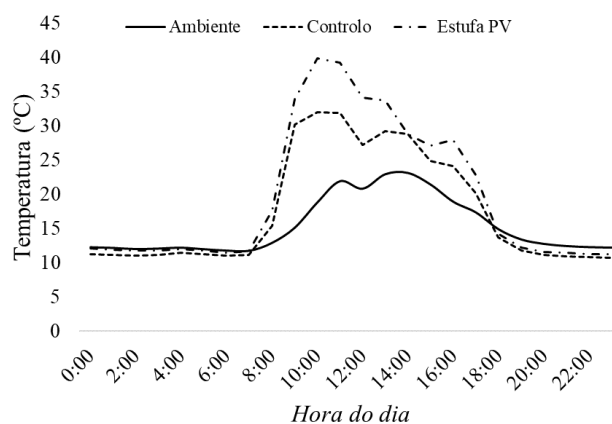


Figura 4.12 - Gráfico da evolução média da temperatura, com o sensor de temperatura colocado sob o módulo.

Este fenómeno deve ser tido em consideração quando no dimensionamento da instalação, de modo a evitar que sejam posicionadas culturas perto do módulo nestas zonas quentes, evitando condições que não são favoráveis ao desenvolvimento das mesmas.

4.2.3 Humidade relativa

Com a implementação do módulo na estufa, seria de esperar um ligeiro aumento da humidade relativa na estufa sombreada. A partir da figura 4.13, verifica-se que tal não ocorreu, sendo que a estufa controlo foi em média, aquela que apresentou um valor de humidade ligeiramente superior, com uma diferença relativa de 3%.

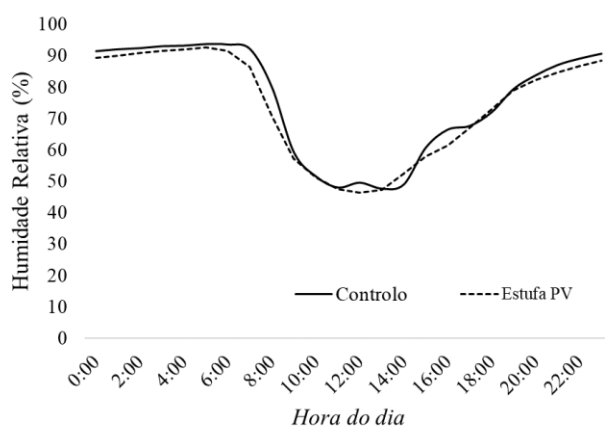


Figura 4.13 - Evolução da média horária da humidade relativa no local de estudo.

4.3 Impacto do sombreamento dos módulos no crescimento das culturas

O sombreamento causado pelo módulo fotovoltaico terá impacto direto no crescimento das culturas que se encontram diretamente abaixo do mesmo, mas também nas restantes culturas presentes na estufa. No final do estudo de caso, a diferença do crescimento entre as culturas que se encontravam sob o módulo, e que foram sujeitas a sombreamento direto, entre as que se encontram na estufa controlo é evidente. A figura 4.14 apresenta uma imagem em que compara as culturas sob o módulo com as da estufa controlo.

Visualmente, verifica-se que o sombreamento retardou significativamente o processo de crescimento das culturas que sofreram sombreamento.

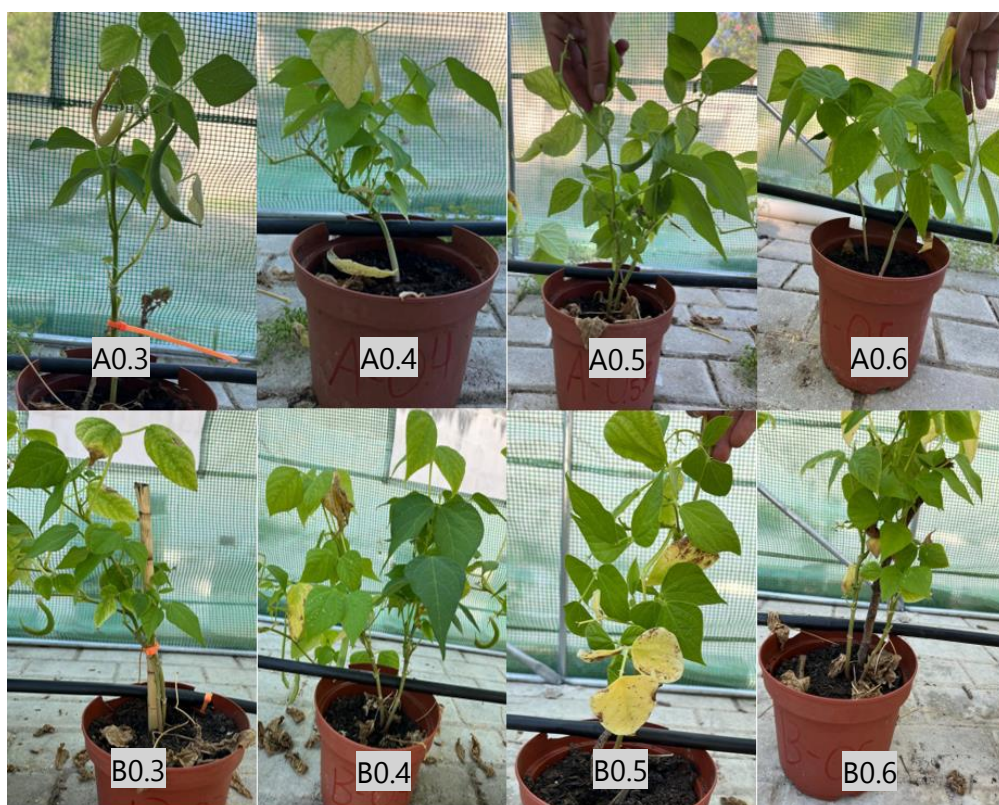


Figura 4.14 - Comparação do crescimento das culturas diretamente abaixo do módulo foto-voltaico (A), com as culturas da estufa controlo (B).

Para quantificar este impacto foram analisadas as colheitas das vagens produzidas pelas culturas de ambas as estufas. No decorrer do estudo foram efetuadas 4 colheitas no mês de maio tendo-se analisado o seu peso e o comprimento de cada vagem. A figura 4.15 demonstra as vagens de duas colheitas efetuadas.



Figura 4.15 - Fotografia das vagens de duas colheitas diferentes

Para a estufa controlo, foram recolhidas 54 vagens totalizando um peso de 355 gramas e para a estufa com o módulo recolheu-se 36 vagens totalizando um peso de 243 gramas, o que indica uma perda de produção de cerca de 32% da estufa com o módulo.

Tabela 4.9 - Produção de vagens das culturas da estufa controlo e da estufa com o módulo.

	Produção [g]	Perda produção
Estufa Controlo	355	-
Estufa Painei	243	32%

No entanto, a diferença de produção entre as estufas demonstrou-se ser superior nas plantas que se encontravam diretamente sombreadas (vaso 0.2 a 0.6), tal como indica a figura 4.16. Nas culturas com sombreamento direto foram colhidas no total 9 vagens, já as culturas da estufa controlo (com o mesmo posicionamento) produziram 17 vagens, indicando uma diferença de 47%.

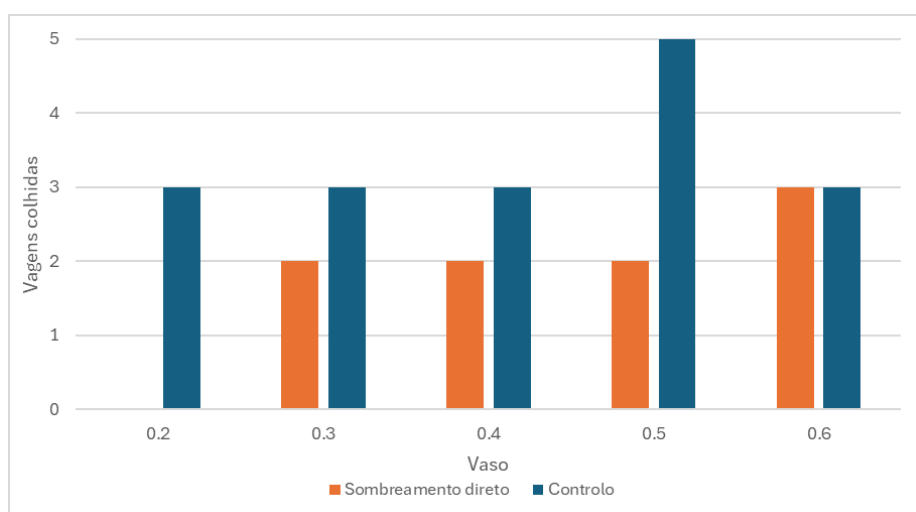


Figura 4.16 - Vagens colhidas para as culturas com sombreamento direto e as culturas da estufa controlo, para a mesma posição.

Nas plantas que apenas sofreram sombreamento parcial a diferença de vagens colhidas demonstrou-se ser inferior. Foram colhidas 27 vagens nas culturas parcialmente sombreadas e 35 vagens na estufa controlo, indicando uma diferença de 23%. A figura 4.17 demonstra as vagens colhidas para cada cultura.

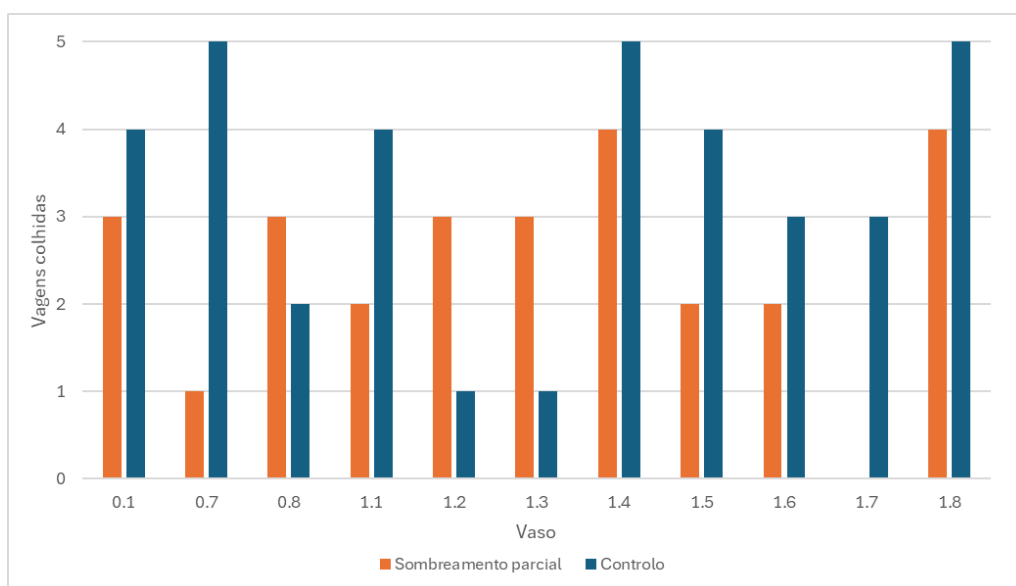


Figura 4.17 - Vagens colhidas para as culturas com sombreamento parcial e as culturas da estufa controlo, para a mesma posição.

Em termos de qualidade da vagem produzida em cada estufa, não foram identificadas quaisquer diferenças no seu tamanho, peso e cor, tal como demonstra a tabela 4.10.

A média do peso unitário da vagem demonstrou-se ser ligeiramente superior na estufa com o módulo, com um peso médio de 6,75 gramas em comparação com um peso médio da estufa controlo de 6,57 gramas.

A média do comprimento da vagem foi ligeiramente superior na estufa controlo, com um comprimento médio de 11,94 cm em comparação com 11,60 cm da estufa com o módulo. No entanto, a estufa com o módulo produziu a maior e menor vaga colhida, com um comprimento de 16 cm e 15,5 cm respetivamente.

Tabela 4.10 - Características físicas das vagens obtidas da estufa controlo e com o módulo.

	Estufa Painei	Estufa Controlo
Média de peso [g]	6,75	6,57
Média comprimento [cm]	11,6	11,9
Menor comprimento [cm]	8,0	9,0
Maior comprimento [cm]	16,0	15,5

4.4 Análise Custo-benefício

4.4.1 *Land Equivalent Ratio* (LER)

Para avaliar a eficácia de um sistema agrovoltaico, utiliza-se a métrica LER que permite comparar um sistema agrovoltaico com o sistema convencional. Recorrendo à equação 2.8 tem-se:

$$LER = \frac{\text{Rendimento das plantas}_{Agro-PV}}{\text{Rendimento das plantas}_{S/Agro-PV}} + \frac{\text{Rendimento elétrico}_{Agro-PV}}{\text{Rendimento elétrico}_{S/Agro-PV}} \quad (4.25)$$

O rendimento das plantas é dado pelo peso das colheitas de cada estufa. Sendo que: (a) $\text{Rendimento das plantas}_{Agro-PV}$ é o peso das vagens colhidas da estufa com o módulo e (b) $\text{Rendimento das plantas}_{S/Agro-PV}$ é o peso das vagens colhidas da estufa controlo.

O rendimento elétrico no sistema agrovoltaico é dado pela energia produzida no decorrer da experiência do módulo curvo. Já o rendimento elétrico sem sistema agrovoltaico é dado pela produção de energia elétrica nos 8 m². Neste caso, considerou-se a produção de dois módulos planos, voltados a Este, com uma inclinação de 30°.

Se o valor do LER for inferior a 1, significa que o sistema agrovoltaico não é viável e que os dois sistemas seriam mais eficientes de forma individual.

O resultado do LER obtido para o presente estudo foi de 1,17. Uma vez que o valor excede 1, conclui-se que o sistema agrovoltaico é uma opção prática e economicamente viável. Este resultado era esperado, uma vez que a perda de produção das culturas não se demonstrou prejudicial, tendo sido compensada pela produção de energia elétrica.

$$LER = \frac{243 \text{ g}}{355 \text{ g}} + \frac{91,4 \text{ kWh/m}^2}{2 \times 93,5 \text{ kWh/m}^2} = 0.684 + 0.488 = 1.17$$

4.4.2 Diagrama de Sankey

De modo a avaliar a distribuição e magnitude dos fluxos económicos, realiza-se um diagrama de Sankey, relativo aos 3 meses do estudo de caso e referente à estufa com o módulo fotovoltaico, representado na figura 4.18.

Uma vez que a estufa apenas contém 28 plantas a produzir vagens, a sua receita económica é praticamente insignificativa, pelo que, considera-se um cenário com 280 plantas na estufa (10 vezes superior ao cenário real).

Através do diagrama de sankey, observa-se que o lucro obtido através da produção de biomassa integrada com a produção de energia elétrica foi de 21,31€, sendo a maior parte deste lucro proveniente da instalação fotovoltaica. No entanto, um dos fatores para que as culturas apresentem um retorno económico baixo comparativamente à instalação fotovoltaica deve-se ao curto intervalo de tempo de recolha de dados. As plantas não tiveram tempo de se desenvolver completamente e consequentemente atingir o seu pico de produção.

As despesas identificadas referem-se ao consumo de água para irrigar as culturas, o custo de aquisição das sementes e os custos de O&M da instalação solar fotovoltaica.

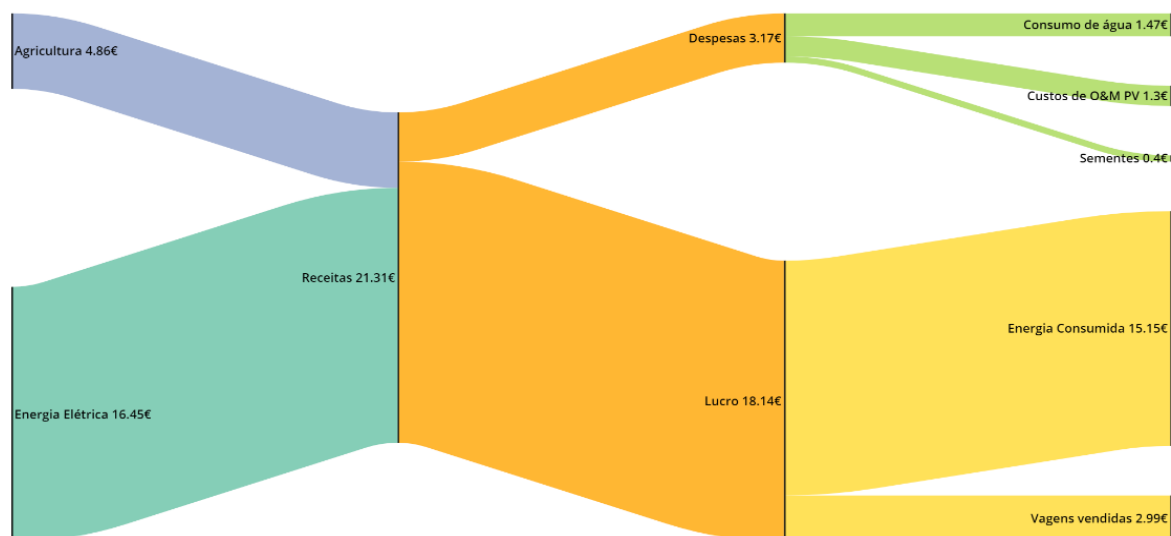


Figura 4.18 - Resumo dos lucros e despesas da instalação agrovoltaica no decorrer do caso do estudo.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o objetivo de contribuir para a transição energética, nomeadamente no setor agrícola onde a taxa de incorporação de energias renováveis tem-se mantido constante nos últimos anos, o presente trabalho analisa os impactos da incorporação de um sistema agrovoltaico que consiste na incorporação de módulos fotovoltaicos na cobertura de estufas agrícolas. Este sistema permite ter uma área que combina a produção de biomassa e energia elétrica, otimizando o uso de terreno.

Os subcapítulos 5.1 e 5.2 oferecem uma revisão geral do trabalho realizado e dos resultados alcançados, respetivamente. A secção 5.3 apresenta as lacunas técnicas presentes no trabalho realizado e a secção 5.4 oportunidades futuras para dar seguimento ao trabalho desenvolvido.

5.1 Revisão geral

Com os objetivos delineados no subcapítulo 1.3, a solução contou com o dimensionamento, análise técnica e económica de uma instalação agrovoltaica.

O estudo foi realizado na Universidade Nova de Lisboa, nas traseiras do DEEC, onde foram montadas duas estufas agrícolas com 8 m² cada. Foram instalados dois módulos fotovoltaicos semi-flexíveis com uma potência pico de 310 Wp. Um dos módulos foi instalado na cobertura voltada a Este de uma das estufas, com um ângulo de curvatura de 48°. O outro, foi instalado ao nível do solo, voltado a Este com uma inclinação de 30° e numa superfície plana.

Pretende-se avaliar a perda de produção de energia elétrica do módulo fotovoltaico curvo. Para tal, foi monitorizada a produção de ambos os módulos através de uma DTU que conecta diretamente ao microinversor utilizado. Adicionalmente, monitorizou-se a irradiância incidente medida num plano voltado a Este com uma inclinação de 30°, através da leitura da corrente de curto-circuito de um outro módulo fotovoltaico.

Para monitorizar o impacto do sombreamento do módulo no microclima da estufa, foram utilizados sensores de temperatura e humidade na estufa com o módulo, estufa controlo e no exterior. Utilizou-se ainda sensores que permitem ler a PPFD incidente. Um deles na estufa

controlo e outros dois na estufa com o módulo, sendo que um se encontrava diretamente abaixo do módulo e o outro não.

A cultura utilizada para a produção agrícola foi o feijão rasteiro, com nome científico *Phaseolus vulgaris*, tendo-se cultivado 28 plantas em cada estufa. Avaliou-se o impacto do sombreamento no crescimento das culturas através de várias colheitas efetuadas, onde se analisou o seu peso e o comprimento de cada vagem. Foi ainda analisado, de um modo geral, o crescimento das plantas através de arquivos fotográficos.

A recolha de dados foi realizada no período de 1 de março de 2024 a 30 junho de 2024.

5.2 Resultados obtidos

A partir dos dados recolhidos no decorrer do estudo de caso, foi possível obter resultados que demonstrem a viabilidade técnica e económica da instalação agrovoltaica dimensionada. Os resultados obtidos e respetiva análise encontram-se no capítulo 4.

Referente à instalação solar fotovoltaica determinou-se que a curvatura no módulo afeta a sua produção e que quanto maior a curvatura, maior a sua perda. Para um ângulo de curvatura de 48° e uma inclinação de 37°, estimou-se uma perda de produção de energia elétrica na ordem dos 12%, comparativamente a um módulo plano a uma inclinação de 30°. No entanto, esta diferença é menor nos meses com menor insolação e superior nos meses com maior insolação. Note-se que ambos os módulos se encontravam orientados a Este.

Em termos dos indicadores económicos, o módulo instalado na cobertura da estufa apresentou um investimento inicial de 260€, com custos de O&M de 1% do investimento inicial ao ano. Para estes custos, determinou-se um período de retorno de 8 anos, uma VAL de 50,3 € e uma TIR de 14,2%, a uma taxa de atualização de 10% e um horizonte de investimento de 10 anos.

Os indicadores calculados preveem um retorno económico reduzido e que fica aquém das instalações fotovoltaicas convencionais. No entanto, é justificado pela orientação do módulo, que não é o ótimo, e as elevadas horas de sombreamento durante o dia a que é sujeito. Calculou-se novamente os indicadores económicos considerando um cenário em que não existe sombreamento no local. Para este cenário, determinou-se um período de retorno de 5

nãos, uma VAL de 416 € e uma TIR de 23%, indicando um rendimento económico bastante superior quando não existe elevadas horas de sombreamento.

A tabela 5.1 resume os indicadores obtidos para os vários cenários.

Tabela 5.1 - Resumo dos indicadores económicos obtidos da instalação fotovoltaica, para o cenário real e simulação.

Indicadores	Módulo Plano		Módulo Curvo	
	Real	Simulação	Real	Simulação
PR	7 anos	5 anos	8 anos	5 anos
VAL	60,20 €	512,00 €	50,30 €	416,00 €
TIR	15,2%	27,6%	14,2%	23,1%
LCOE	0,148 €	0,101 €	0,154 €	0,114 €

Em relação ao impacto do sombreamento no microclima da estufa, não foram identificadas alterações na humidade relativa no interior. No entanto, verificou-se uma redução na temperatura interior da estufa, em média, de 1,7°C. Adicionalmente, foi analisada a ocorrência de hotspots nas zonas diretamente abaixo do módulo onde se identificou subidas na temperatura na ordem dos 5°C em comparação à controlo.

Para determinar a quantidade de radiação fotossintética recebida pelas estufas, foi utilizado o conceito de DLI. Para a estufa controlo, obteve-se um valor de 12,1 mol/m².dia, cumprindo o lumiar do requisito mínimo do DLI para o normal crescimento da cultura. Para o sensor diretamente abaixo do módulo e o sensor perto do módulo verificou-se uma perda de radiação de 29% e 10%, respetivamente.

Conclui-se que, para as condições da instalação, as culturas da estufa com o módulo fotovoltaico não recebiam radiação fotossintética ativa suficiente para o seu normal crescimento, devido ao sombreamento do módulo e o sombreamento causado pelas árvores ao redor.

Foi ainda utilizado um modelo empírico para determinar a quantidade de PPFD incidente nas culturas, num cenário sem sombreamento das árvores. Nesta simulação, determinou-se um DLI da estufa controlo de 20,2 mol/m².dia. Para o sensor diretamente abaixo do módulo e o sensor perto do módulo o DLI obtido foi de 18 mol/m².dia e 14,1 mol/m².dia, respetivamente.

Num cenário sem sombreamento causado pelas árvores, concluiu-se que as culturas recebem radiação suficiente para o seu normal desenvolvimento, mesmo com o sombreamento causado pelo módulo fotovoltaico.

Tabela 5.2 - Resumo do DLI obtido através das leituras dos sensores e do modelo empírico para as estufas.

	DLI - Leituras	DLI - Modelo
Controlo	12,2	20,2
Perto do módulo	10,8	18,0
Sob o módulo	8,5	14,1

A produção das culturas na estufa com o módulo demonstrou-se 32% inferior à estufa controlo. Esta diferença foi ainda superior nas culturas diretamente abaixo do módulo, com uma perda de produção na ordem dos 47%. Em termos da qualidade do produto obtido, não foram identificadas quaisquer diferenças que no seu tamanho, peso e cor.

Apesar da perda de produção das culturas, a instalação agrovoltáica apresentou um LER de 1,17, comprovando que é uma opção prática e viável economicamente.

Determinou-se ainda, para o tempo de funcionamento da instalação no estudo de caso, uma receita de 21,31€, sendo a maior parte proveniente da instalação fotovoltaica. É esperada que esta receita seja menos nos próximos anos devido ao declínio na eficiência dos módulos.

5.3 Lacunas técnicas

No decorrer do estudo, foram identificadas várias lacunas técnicas e que se encontram aqui descritas:

- Intervalo de tempo reduzido no funcionamento da instalação. Para uma avaliação mais acertada do sistema agrovoltáico, devem ser consideradas mais que uma estação de colheita e no mínimo um ano completo da produção da instalação fotovoltaica.
- As elevadas horas de sombreamento na localização também interferiram com os resultados obtidos, indicando um baixo desempenho da instalação, que num cenário sem sombreamento não aconteceria. Para avaliar um cenário sem sombreamento, recorreu-se a modelos matemáticos de previsão, apresentando sempre um nível de incerteza.
- Por último, a análise da morfologia das plantas foi pouco detalhada ao nível científico.

5.4 Trabalhos futuros

O estudo de caso realizado no Campus da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, demonstra o potencial de instalações agrovoltáicas em Portugal, que consistem na integração de módulos fotovoltaicos na cobertura das estufas de modo a produzir energia elétrica sem ocupar mais área de terreno. No entanto, ainda existe oportunidade de melhoria nesta área.

Um trabalho futuro consistia no desenvolvimento de uma metodologia de dimensionamento destas instalações agrovoltáicas, permitindo este conceito desenvolver-se à escala industrial e criar um mercado económico na península ibérica. No entanto, para que tal fosse possível, seria necessário avaliar várias configurações desta combinação, com várias tecnologias fotovoltaicas, de modo a avaliar a produção de energia elétrica e o impacto na produção de biomassa.

BIBLIOGRAFIA

- Abidin, M. A. Z., Mahyuddin, M. N., & Zainuri, M. A. A. M. (2021). Solar photovoltaic architecture and agronomic management in agrivoltaic system: A review. Em *Sustainability (Switzerland)* (Vol. 13, Número 14). MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/su13147846>
- Ahmad, L., Khordehgah, N., Malinauskaite, J., & Jouhara, H. (2020). Recent advances and applications of solar photovoltaics and thermal technologies. *Energy*, 207. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118254>
- Akinyele, D. O., Rayudu, R. K., & Nair, N. K. C. (2015). Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation - Application in Nigeria. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 48, pp. 112–139). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.021>
- Akpan, U. F., & Akpan, G. E. (2012). The Contribution of Energy Consumption to Climate Change: A Feasible Policy Direction. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2(1), 21–33. www.econjournals.com
- Alados, I., Foyo-Moreno, I., & Alados-Arboledas, L. (1996). Photosynthetically active radiation: measurements and modelling. *Agricultural and Forest Meteorology*, 78(1–2), 121–131. [https://doi.org/10.1016/0168-1923\(95\)02245-7](https://doi.org/10.1016/0168-1923(95)02245-7)
- APA, & CECAC. (2012). Roteiro Nacional de Baixo Carbono 2050 - Análise técnica das opções de transição para uma economia de baixo carbono competitiva em 2050. Em *Alterações Climáticas*.

- Aroca-Delgado, R., Pérez-Alonso, J., Callejón-Ferre, Á. J., & Díaz-Pérez, M. (2019). Morphology, yield and quality of greenhouse tomato cultivation with flexible photovoltaic rooftop panels (Almería-Spain). *Scientia Horticulturae*, 257. <https://doi.org/10.1016/j.scienta.2019.108768>
- Baille, A., Kittas, C., & Katsoulas, N. (2001). Influence of whitening on greenhouse microclimate and crop energy partitioning. Em *Agricultural and Forest Meteorology* (Vol. 107).
- Bühler, A. J., & Gabe, I. J. (2018). *UMA REVISÃO SOBRE AS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS ATUAIS*.
- Campana, P. E., Stridh, B., Amaducci, S., & Colauzzi, M. (2021). *Optimization of vertically mounted agrivoltaic systems*.
- Carreño-Ortega, A., Do Paço, T. A., Díaz-Pérez, M., & Gómez-Galán, M. (2021). Lettuce production under mini-PV modules arranged in patterned designs. *Agronomy*, 11(12). <https://doi.org/10.3390/agronomy11122554>
- Chuangchote, S., Rachakornkij, M., Punmatharith, T., Pharino, C., Changul, C., & Pongkiatkul, P. (2012). *Review of Environmental, Health and Safety of CdTe Photovoltaic Installations throughout Their Life-Cycle*.
- Cohen, S., & Fuchs, M. (1999). Measuring and predicting Radiometric Properties of Reflective Shade Nets and Thermal Screens. Em *J. Agric. Engng Res* (Vol. 73). <http://www.idealibrary.comon>
- da Silva João, E., Augusto Santos Silva Júri Presidente, C., Manuel Gonçalves da Costa Orientador, M., Augusto Santos Silva Vogal, C., & Diana Pereira Neves, D. (2016). *Metodologia de dimensionamento para instalações fotovoltaicas em autoconsumo Engenharia Mecânica*.
- Dinesh, H., & Pearce, J. M. (2016). The potential of agrivoltaic systems. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 54, pp. 299–308). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.024>
- Dupraz, C., Marrou, H., Talbot, G., Dufour, L., Nogier, A., & Ferard, Y. (2011). Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. *Renewable Energy*, 36(10), 2725–2732. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>
- El-Atab, N., Babatain, W., Bahabry, R., Alshanbari, R., Shamsuddin, R., & Hussain, M. M. (2020). Ultraflexible Corrugated Monocrystalline Silicon Solar Cells with High Efficiency (19%), Improved Thermal Performance, and Reliability Using Low-Cost Laser Patterning. *ACS Applied Materials and Interfaces*, 12(2), 2269–2275. <https://doi.org/10.1021/acsami.9b15175>

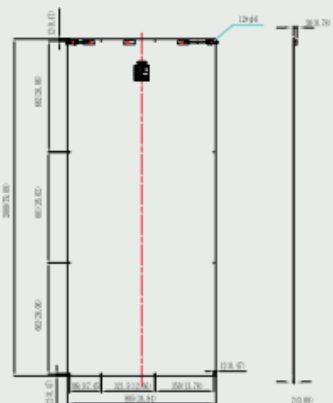
- Ezzaeri, K., Fatnassi, H., Bouharroud, R., Gourdo, L., Bazgaou, A., Wifaya, A., Demrati, H., Bekkaoui, A., Aharoune, A., Poncet, C., & Bouirden, L. (2018a). The effect of photovoltaic panels on the microclimate and on the tomato production under photovoltaic canarian greenhouses. *Solar Energy*, 173, 1126–1134. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.043>
- Ezzaeri, K., Fatnassi, H., Bouharroud, R., Gourdo, L., Bazgaou, A., Wifaya, A., Demrati, H., Bekkaoui, A., Aharoune, A., Poncet, C., & Bouirden, L. (2018b). The effect of photovoltaic panels on the microclimate and on the tomato production under photovoltaic canarian greenhouses. *Solar Energy*, 173, 1126–1134. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.043>
- Glunz, S. W., Preu, R., & Biro, D. (2012). 1.16 - Crystalline Silicon Solar Cells: State-of-the-Art and Future Developments. Em *Comprehensive Renewable Energy* (pp. 353–387). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00117-7>
- Goetzberger, A., & Zastrow, A. (1982a). On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation. *International Journal of Solar Energy*, 1(1), 55–69. <https://doi.org/10.1080/01425918208909875>
- Goetzberger, A., & Zastrow, A. (1982b). On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation. *International Journal of Solar Energy*, 1(1), 55–69. <https://doi.org/10.1080/01425918208909875>
- Gorjian, S., Bousi, E., Özdemir, Ö. E., Trommsdorff, M., Kumar, N. M., Anand, A., Kant, K., & Chopra, S. S. (2022). Progress and challenges of crop production and electricity generation in agrivoltaic systems using semi-transparent photovoltaic technology. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 158). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112126>
- Hammons, T. J. (2008). Integrating renewable energy sources into European grids. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 30(8). <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2008.04.010>
- Hartzell, S., Bartlett, M. S., & Porporato, A. (2018). Unified representation of the C3, C4, and CAM photosynthetic pathways with the Photo3 model. *Ecological Modelling*, 384, 173–187. <https://doi.org/10.1016/j.ecolmodel.2018.06.012>
- Hassanien, R. H. E., Li, M., & Yin, F. (2018). The integration of semi-transparent photovoltaics on greenhouse roof for energy and plant production. *Renewable Energy*, 121, 377–388. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.044>
- Instituto Nacional de Estatística Portugal. (2019). *Estatísticas da Horticultura*.
- International Energy Agency. (2022). *Evolução anual da potência fotovoltaica instalada*.

- International Energy Agency. (2020, Julho 2). *Evolution of solar PV module cost by data source, 1970-2020*.
- João António Muralha Ribeiro Farinha Arguente, *Aplicação do novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável Setembro 2015*.
- Kumar, M., & Kumar, A. (2017a). Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 78, pp. 554–587). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083>
- Kumar, M., & Kumar, A. (2017b). Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 78, pp. 554–587). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083>
- Lasnier, F., & Gan Ang, T. (2017). Photovoltaic engineering handbook. Em *Photovoltaic Engineering Handbook*. <https://doi.org/10.1201/9780203743393>
- Lee, T. D., & Ebong, A. U. (2017). A review of thin film solar cell technologies and challenges. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 70, pp. 1286–1297). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.028>
- Makrides, G., Zinsser, B., Phinikarides, A., Schubert, M., & Georghiou, G. E. (2012). Temperature and thermal annealing effects on different photovoltaic technologies. *Renewable Energy*, 43, 407–417. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.046>
- Maria Sucena Albuquerque Calheiros De Azevedo, A. DE. (2022). *Paradigmas Avançados em Aproveitamentos Fotovoltaicos*.
- Ogbomo, O. O., Amalu, E. H., Ekere, N. N., & Olagbegi, P. O. (2017). A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate. Em *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 75, pp. 1225–1238). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.109>
- PORDATA. (2023, Julho 6). *Emissões de gases com efeito de estufa por superfície agrícola utilizada*.
- Ramalho Almeida, F. DE. (2023). DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING VERTICALLY MOUNTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS INTEGRATED IN AGRICULTURE. Em *Bsc in Electrical and Computer Engineering*.
- Reasoner, M., & Ghosh, A. (2022). Agrivoltaic Engineering and Layout Optimization Approaches in the Transition to Renewable Energy Technologies: A Review. *Challenges*, 13(2), 43. <https://doi.org/10.3390/challe13020043>
- Ricke, M. (2011). *Potential and Challenges for Building Integrated Photovoltaics in the Agder Region*. <http://www.teknova.no>

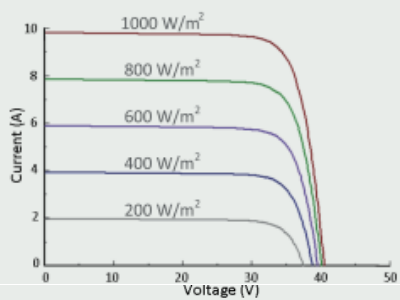
- Runkle, E. (2019). *DLI «Requirements»*.
- S. A. Kalogirou. (2014). "Chapter 2 - Environmental Characteristics". In: *Solar Energy Engineering (Second Edition)*. Boston: Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397270-5.00002-9>. url: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123972705000029>
- Schock, H. W. (1996). Thin film photovoltaics. In *Applied Surface Science* (Vol. 92).
- Sethi, V. P., & Sharma, S. K. (2007). Survey of cooling technologies for worldwide agricultural greenhouse applications. *Solar Energy*, 81(12), 1447–1459. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.03.004>
- Sudhakar, K., Srivastava, T., Satpathy, G., & Premalatha, M. (2013). *Modelling and estimation of photosynthetically active incident radiation based on global irradiance in Indian latitudes*. <http://www.journal-ijeee.com/content/4/1/21>
- Tahir, Z., & Butt, N. Z. (2022). Implications of spatial-temporal shading in agrivoltaics under fixed tilt & tracking bifacial photovoltaic panels. *Renewable Energy*, 190, 167–176. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.078>
- Virtuani, A., & Strepparava, D. (2017). Modelling the performance of amorphous and crystalline silicon in different typologies of building-integrated photovoltaic (BIPV) conditions. *Solar Energy*, 146, 113–118. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.035>
- Yano, A., Onoe, M., & Nakata, J. (2014). Prototype semi-transparent photovoltaic modules for greenhouse roof applications. *Biosystems Engineering*, 122, 62–73. <https://doi.org/10.1016/j.biosystemseng.2014.04.003>
- Yin, X., & Struik, P. C. (2009). C3 and C4 photosynthesis models: An overview from the perspective of crop modelling. *NJAS - Wageningen Journal of Life Sciences*, 57(1), 27–38. <https://doi.org/10.1016/j.njas.2009.07.001>

Anexo I

DIMENSIONS

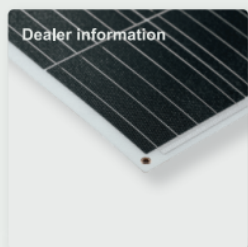


I-V CURVE (310)



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Module Operating Temperature(NMOT)	41±2 °C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.38 %/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.28 %/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.020 %/°C



SMFDW IEC EN 2022B

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

MECHANICAL CHARACTERISTICS

PACKAGING CONFIGURATION

Anexo II

Technical Specifications

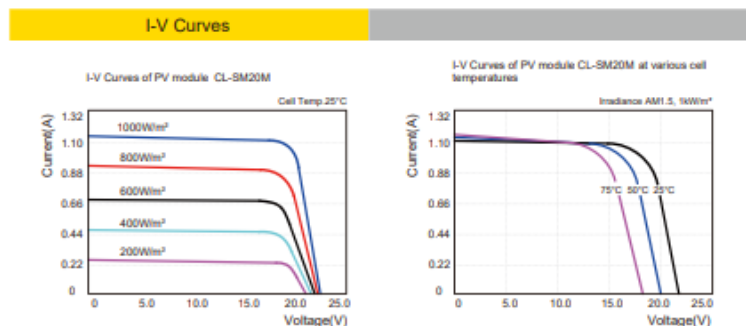
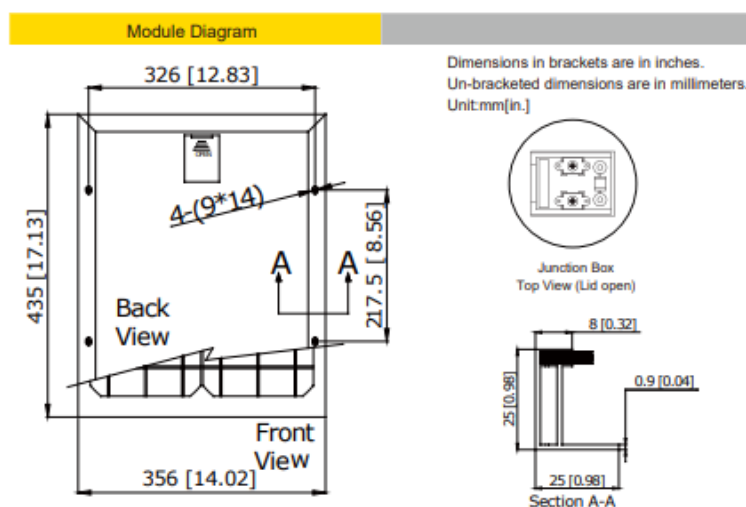
Model	HM-600	HM-700	HM-800
Input Data (DC)			
Commonly used module power (W)	240 to 405+	280 to 470+	320 to 540+
Maximum input voltage (V)	60		
MPPT voltage range (V)	16–60		
Start-up voltage (V)	22		
Maximum input current (A)	2 × 11.5	2 × 11.5	2 × 12.5
Maximum input short circuit current (A)	2 × 15		
Number of MPPTs	2		
Number of Inputs per MPPT	1		
Output Data (AC)			
Rated output power (VA)	600	700	800
Rated output current (A)	2.61	3.04	3.48
Nominal output voltage range (V) ¹	230/180-275		
Nominal frequency/range (Hz) ¹	50/45–55 or 60/55–65		
Power factor (adjustable)	> 0.99 default 0.8 leading...0.8 lagging		
Total harmonic distortion	< 3%		
Maximum units per branch ²	8	7	6
Efficiency			
CEC peak efficiency	96.70%		
CEC weighted efficiency	96.50%		
Nominal MPPT efficiency	99.80%		
Nighttime power consumption (mW)	< 50		
Mechanical Data			
Ambient temperature range (°C)	-40 to +65		
Dimensions (W × H × D mm)	250 × 170 × 28		
Weight (kg)	3.0		
Enclosure rating	Outdoor IP67 (NEMA 6)		
Cooling	Natural convection (no fans)		
Features			
Communication	2.4 GHz Proprietary RF (Nordic)		
Type of isolation	Galvanically Isolated HF Transformer		
Monitoring	S-Miles Cloud ³		
Compliance	VDE-AR-N 4105: 2018, EN 50549-1: 2019, VFR 2019, IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4, IEC/EN 61000-3-2/-3		

Anexo III

Electrical Characteristics	CL-SM20M
Maximum power (Pmax)	20W
Voltage at Pmax (Vmp)	18.6V
Current at Pmax (Imp)	1.08A
Open-circuit voltage (Voc)	22.9V
Short-circuit current (Isc)	1.12A
Temperature coefficient of Voc	$-(0.40 \pm 0.05)\% / ^\circ\text{C}$
Temperature coefficient of Isc	$(0.065 \pm 0.01)\% / ^\circ\text{C}$
Temperature coefficient of power	$-(0.5 \pm 0.05)\% / ^\circ\text{C}$
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² wind 1m/s)	47±2°C
Operating temperature	-40°C to 85°C
Maximum system voltage	600V DC
Power tolerance	+ 3%
Cells	monocrystalline silicon solar cell
No. of cells and connections	36(4X9)
Module Dimension	435mm[17.13in.]x356mm[14.02in.]x25mm[0.98in.]
Weight	2.1kg[4.62lbs]

* STC:Irradiance 1000W/m², AM1.5 spectrum, module temperature 25°C

* Specifications are subject to change without notice at any time.





Goncalo Ventura da Silva

UM TÍTULO DE TESE IMPRESSIONANTE COM UMA MUDANÇA DE LINHA FOR-
ÇADA