



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA

Teresa de Jesus Sousa Araújo

**AVALIAÇÃO DO EFEITO DE REVESTIMENTOS  
ANTIADERENTES NA EFICIÊNCIA DE  
COLETORES SOLARES FOTOVOLTAICOS**

**Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente orientada pelo Professor Doutor José Joaquim da Costa (UC) e pelo Engenheiro Pedro Cardoso (CTCV), e apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Ciências e Tecnologia.**

Setembro de 2019



1 2



9 0

FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA

## **Avaliação do Efeito de Revestimentos Antiaderentes na Eficiência de Coletores Solares Fotovoltaicos**

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia  
Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente

### **Evaluation of the effect of anti-soiling coatings on the efficiency of photovoltaic solar collectors**

**Autor**

**Teresa de Jesus Sousa Araújo**

**Orientadores**

**Professor Doutor José Joaquim da Costa (DEM, FCTUC)**

**Engenheiro Pedro Cardoso (CTCV)**

**Júri**

<b>Presidente</b>	<b>Professor Doutor Adélio Manuel Rodrigues Gaspar</b> Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra
<b>Orientador</b>	<b>Professor Doutor José Joaquim da Costa</b> Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra
<b>Vogal</b>	<b>Professor Doutor Nelson Miguel Lopes Soares</b> Professor Auxiliar Convidado da Universidade de Coimbra

**Colaboração Institucional**

---



**Centro Tecnológico da  
Cerâmica e do Vidro**



**ADAI-LAETA**

**Coimbra, setembro de 2019**



## Agradecimentos

Este espaço torna-se pequeno para agradecer a todos aqueles que tiveram um impacto positivo ao longo do meu percurso académico; deixo aqui o meu agradecimento àqueles que merecem um destaque especial.

Começo pelos Professor Doutor José Costa e Engenheiro Pedro Cardoso, a quem dirijo o meu sincero e sentido agradecimento por todo o conhecimento transmitido e pelas orientação, disponibilidade e paciência dispensadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, que foram cruciais para a conclusão desta dissertação.

Agradeço ao Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro (CTCV) por me ter acolhido e disponibilizado todos os espaços e equipamentos necessários para a concretização dos testes experimentais que me permitiram retirar conclusões para este trabalho. Agradeço também a todos os funcionários do CTCV por toda a amabilidade e por me terem acolhido tão bem nestes seis meses de trabalho.

Ao Engenheiro César Martins, da empresa ChemiTek, agradeço pela disponibilidade, pelas dicas dadas e pelo fornecimento dos produtos químicos antiaderentes, para aplicação e análise no caso em estudo.

Ao João, ao Rafael e ao Sérgio, deixo também o meu maior obrigada pelo companheirismo e pela amizade ao longo de todo o meu percurso académico. Ao Max, por toda a paciência, motivação e carinho dado ao longo destes últimos anos. Agradeço também a todos os meus amigos que me acompanharam ao longo da minha vida académica.

E, por fim, mas não menos importante, com um enorme carinho, gostaria de agradecer à minha família, especialmente os meus pais, que em tudo me apoiaram e me impulsionaram para o alcançar de um sonho.



## Resumo

Dependendo da localização em que se encontram as instalações fotovoltaicas, a perda associada à acumulação de sujidades na superfície dos módulos pode se traduzir em reduções da eficiência na ordem dos 2% num período de 145 dias, o que constitui um grande entrave à expansão da aplicação em massa deste tipo de tecnologia.

Esta dissertação tem como objetivo analisar e avaliar o efeito da aplicação de revestimentos antiaderentes na eficiência dos coletores solares fotovoltaicos. Para o efeito, foram utilizados quatro painéis fotovoltaicos, tendo-se mantido um deles sem qualquer revestimento (painel de referência) e os restantes com aplicação na superfície de revestimentos antiaderentes diferentes. Um dos produtos confere à superfície do painel características antiestáticas e os outros dois conferem características hidrofóbicas. Para representar as sujidades que normalmente se depositam nas superfícies dos painéis, reduzindo a sua eficiência de produção de energia, foram utilizadas duas amostras de areia com diferentes granulometrias, de forma avaliar o efeito que os revestimentos tinham em situações diferentes. Todos os testes foram realizados no CTCV em Antanho, Coimbra.

Foi possível concluir que: (1) os painéis onde estavam aplicados os revestimentos hidrofóbicos apresentavam eficiências superiores comparativamente ao painel de referência; (2) o revestimento antiestático não apresenta efeito significativo; (3) quanto maior a granulometria da areia, menor é a potência produzida pelo painel (diminuição da eficiência).

**Palavras-chave:** Revestimentos Antiaderentes, Coletores Solares, Painéis Fotovoltaicos, Perdas por Sujidade.



## Abstract

Depending on the photovoltaic installations' location, the loss associated with the accumulation of dust on the module surface can result in around 2% over 145 days, which becomes a major restriction to the massive expansion for this type of technology.

This dissertation aims to analyze and evaluate the effect of the application of anti-soiling coatings on the photovoltaic solar panels' efficiency. For this purpose, four photovoltaic panels were used, one of them without any coating ("reference panel") and each of the others having a different anti-soiling coating applied on its surface. One of the products gives the panel surface antistatic characteristics and hydrophobic properties are provided by the other two. In order to represent the dust that is normally deposited on the panels' surfaces, reducing their energy conversion efficiency, two sand samples with different particle sizes were used to evaluate the effect of the different coatings. All tests were performed at CTCV in Antanho, Coimbra.

The following conclusions can be drawn: (1) the solar panels where the hydrophobic coatings were applied had higher efficiencies than the "reference panel"; (2) the antistatic coating had no significant effect; (3) the higher the sand grain size, the lower is the power produced by the panel (decreased efficiency).

**Keywords** Solar Panels, Photovoltaic, Dust losses, Anti-soiling coatings.



---

## ÍNDICE

Índice.....	vii
Índice de Figuras.....	ix
Índice de Tabelas .....	x
Nomenclatura.....	xii
Símbolos .....	xii
Siglas .....	xiii
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento .....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Estrutura da dissertação .....	3
2. Fundamentos Teóricos .....	5
2.1. Necessidades Energéticas .....	5
2.2. Radiação Solar e o Planeta Terra .....	6
2.3. Energia Solar Fotovoltaica .....	8
2.3.1. Evolução da Tecnologia Solar Fotovoltaica.....	9
2.3.2. Células Fotovoltaicas .....	9
2.3.3. Módulos Fotovoltaicos.....	15
2.4. Revestimentos Antiaderentes.....	17
3. Metodologia Experimental .....	19
3.1. Seleção dos painéis fotovoltaicos para estudo.....	19
3.2. Seleção dos produtos antiaderentes.....	23
3.3. Seleção das Amostras de Sujidades .....	25
3.4. Deposição das sujidades nos painéis .....	26
3.5. Determinação das perdas de amostra de areia .....	27
3.6. Determinação do desempenho dos painéis .....	29
4. Resultados e Discussão.....	35
4.1. Perdas de massa de amostra por aderência.....	35
4.2. Recolha da parte não depositada da amostra .....	39
4.3. Resultados obtidos através do software SolarCert.....	44
5. Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros .....	48
5.1. Conclusões .....	48
5.2. Propostas para Trabalhos Futuros .....	49
6. Referências Bibliográficas.....	50
ANEXO A – Características Nominais dos Painéis .....	54
ANEXO B – Distribuição da Granulometria da Amostra 2.....	55
ANEXO C – Especificações dos Painéis .....	56

ANEXO D – Dados de Caracterização dos Painéis limpos.....	58
ANEXO E – Recolha da Amostra 1 .....	60
ANEXO F – Recolha da Amostra 2 .....	63

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Consumo de energia primária a nível mundial [Fonte: Our World In Data (2019)].....	5
Figura 2.2 – Emissão de Gases com Efeito de Estufa por sector [Fonte: Our World In Data (2019)].....	6
Figura 2.3 – Disponibilidade anual de radiação horizontal a nível global (Fonte: Global Solar Atlas) .....	7
Figura 2.4 – (a) Radiação horizontal em kWh/m <sup>2</sup> anual em Portugal Continental; (b) Variabilidade percentual anual relativa da radiação horizontal em Portugal Continental. (Fonte: IPES) .....	8
Figura 2.5 – Curvas características de funcionamento de uma célula fotovoltaica (Fonte: pveducation.org) .....	10
Figura 2.6 – Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação incidente a temperatura constante (Fonte: electrical-installation.org) .....	13
Figura 2.7 – Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura de funcionamento com radiação solar incidente constante (Fonte: electrical-installation.org) .....	15
Figura 2.8 – Diagrama de Sankey relativamente aos factores de perdas de potência dos módulos fotovoltaicos (Fonte: Sankey-Diagrams.com).....	16
Figura 2.9 – Ângulos de contacto criado nas diferentes superfícies. (Fonte: Mattone et al., 2017) .....	18
Figura 3.1 – Comparação dos aspetos de um painel: a) após limpeza; b) antes da limpeza. ....	20
Figura 3.2 – Disposição dos painéis fotovoltaicos para os testes preliminares. ....	21
Figura 3.3 – Equipamentos da Seaward Solar utilizados: a) PV200; b) 200R.....	21
Figura 3.4 – Amostras de vidro de um painel solar: a) referência, sem produtos aplicados; b) com o SWP aplicado; c) com o IGP aplicado; d) com o SP aplicado.....	25
Figura 3.5 – Metodologia de deposição das amostras sobre o painel e recolha do restante, acumulado na calha posicionada no fundo do painel.....	27
Figura 3.6 – Posicionamento da sonda de temperatura na face posterior do painel.....	31
Figura 3.7 – Inserção dos dados de caracterização dos painéis no <i>software</i> .....	32
Figura 3.8 – Curvas características obtidas através do <i>software</i> SolarCert. ....	33
Figura 4.1 – a) Observação da velocidade do vento através do anemómetro; b) Posição da sonda do anemómetro.....	39

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Registo dos valores de potência medidos nos painéis solares fotovoltaicos no dia 01/03/19 perto das 10h40 (GMT) .....	22
Tabela 2 – Contabilização das perdas na placa Petri para a Amostra 1 .....	36
Tabela 3 – Contabilização das perdas na placa Petri para a Amostra 2 .....	36
Tabela 4 – Contabilização das perdas na calha para a Amostra 1 .....	37
Tabela 5 – Contabilização das perdas na calha para a Amostra 2 .....	38
Tabela 6 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.09 no caso da Amostra 1. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	40
Tabela 7 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.09 no caso da Amostra 2. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	41
Tabela 8 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.08 no caso da Amostra 1. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	41
Tabela 9 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.08 no caso da Amostra 2. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	41
Tabela 10 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.05 no caso da Amostra 1. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	42
Tabela 11 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.05 no caso da Amostra 2. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	42
Tabela 12 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.02 no caso da Amostra 1. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	43
Tabela 13 – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.02 no caso da Amostra 2. Os valores estão apresentados em percentagem (%). .....	43
Tabela 14 – Valores obtidos através do <i>software</i> para o painel 2019.TA.09. ....	44
Tabela 15 – Valores obtidos através do <i>software</i> para o painel 2019.TA.08. ....	45
Tabela 16 – Valores obtidos através do <i>software</i> para o painel 2019.TA.05. ....	45
Tabela 17 – Valores obtidos através do <i>software</i> para o painel 2019.TA.02. ....	46



## NOMENCLATURA

### Símbolos

$A_c$	área da célula fotovoltaica [ $m^2$ ].
AM	coeficiente de massa de ar ( <i>air mass</i> ). Define o comprimento direto de feixe ótico através da atmosfera terrestre, normalizado pelo comprimento de feixe na direção zenital (i.e., normal à superfície terrestre).
AM1.5	valor <i>standard</i> convencionado do coeficiente AM no contexto da indústria e do estudo de painéis fotovoltaicos. Corresponde, <i>grosso modo</i> , a 1,5 vezes a espessura da atmosfera.
FF	fator de forma ( <i>fill factor</i> ).
$G_c$	radiação solar incidente na célula fotovoltaica [ $W \cdot m^{-2}$ ].
$I_L$	intensidade de corrente elétrica gerada pela radiação [A].
$I_0$	intensidade de corrente de saturação [A].
$I_{MP}$	intensidade de corrente de potência máxima ( <i>maximum power current</i> ) [A].
$I_{sc}$	intensidade de corrente de curto-circuito ( <i>short-circuit current</i> ) [A].
$I_{scSTC}$	intensidade de corrente de curto-circuito nas Condições de Referência (STC) [A].
$m_{amostra}$	massa de amostra depositada da placa Petri [g].
$m_{placa,i}$	massa da placa Petri inicial [g].
$m_{placa,f}$	massa da placa Petri final [g].
$m_{n.c.(placa)}$	massa não contabilizada na placa Petri [g].
$m_{n.c.(calha)}$	massa não contabilizada na calha [g].
$m_{desp.calha}$	massa despejada na calha [g].
$m_{rec.calha}$	massa recolhida na calha [g].
MPP	ponto de potência máxima ( <i>maximum power point</i> ).
$P_{MP}$	potência máxima [W].
$P_{Nom.}$	potência nominal [W].
$P_{STC}$	potência nas Condições de Referência [W].

---

$T_{\text{cél.}}$	temperatura da célula [ $^{\circ}\text{C}$ ].
$V$	tensão nos terminais [V].
$V_{\text{MP}}$	tensão de potência máxima ( <i>maximum power voltage</i> ) [V].
$V_{\text{oc}}$	tensão em circuito aberto ( <i>open-circuit voltage</i> ) [V].
$\eta$	eficiência.
$\eta_{\text{STC}}$	eficiência nas Condições de Referência.
$\eta_{\text{Medido}}$	eficiência do valor de potência medido.

## Siglas

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
GEE	Gases de Efeito de Estufa
IGP	<i>Industrial Glass Protect</i>
IPES	Instituto Português de Energia Solar
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
SP	<i>Surface Protect</i>
STC	Condições de Referência ( <i>Standard Test Conditions</i> )
SWP	<i>Solar Wash Protect</i>
UE	União Europeia



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Enquadramento

A sensibilização para a descarbonização da produção da energia tem ganho, nos últimos anos, um especial interesse e um grande destaque, estando cada vez mais presente no quotidiano da população mundial. A necessidade atual e real da diminuição das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) a curto prazo fez com que tivesse sido estabelecido o Acordo de Paris, em 2015, impulsionando assim o aumento da investigação e o desenvolvimento de tecnologias mais amigas do ambiente que reduzam a dependência do uso de combustíveis fósseis para a produção de energia a nível global.

Indo de encontro a esta necessidade, Portugal têm sido um dos países que nos últimos anos mais têm apostado na instalação de produção de energia através de fontes renováveis. Em 2017, segundo as estatísticas apresentadas pela Eurostat (2019), encontrava-se na décima primeira posição (acima da média) de entre os países membros da União Europeia (UE) com maior consumo de energia proveniente de fontes renováveis, mas estando ainda um pouco distante dos 30%, que é o seu objetivo estipulado para 2020. Atualmente, Portugal tem uma fração de produção proveniente de fontes renováveis acima dos 50%, segundo o site da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN, 2019).

Apesar de a energia solar fotovoltaica provir de um recurso renovável, o Sol, e de os painéis solares apresentarem um período de vida e de utilização de 20 a 25 anos (ou mais), até 2017 este tipo de energia renovável era aquela que se encontrava ainda menos aproveitada e com menos interesse de instalação, devido essencialmente ao baixo rendimento de produção ainda apresentado pelas células fotovoltaicas, assim como ao seu custo ainda elevado, que se traduzia em períodos relativamente elevados de retorno do investimento na instalação. A partir desse ano, segundo o Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022 Report (2017), “o grande impulsionador para a utilização dos painéis fotovoltaicos (PV) foi a China, através da instalação, num só ano, de sistemas PV que excediam mais de metade da capacidade global instalada até então”. 2017 foi, então, considerado um dos marcos históricos na revolução da energia solar fotovoltaica, não só

pelo aumento da quantidade de instalações por todo o mundo, mas também pela redução dos preços associados a esta evolução repentina.

Perante este futuro promissor, os únicos entraves ainda apresentados no desenvolvimento exponencial dos PV estão associados ao baixo rendimento que estes apresentam, devido sobretudo a perdas de energia provenientes não só dos componentes da instalação (tais como perdas de isolamento por parte dos condutores, estado das células fotovoltaicas, de entre outros), mas também relacionados com o posicionamento, a orientação e a inclinação dos módulos (Rüther, 2004). Colocando o foco nas perdas associadas ao posicionamento dos módulos, estas devem-se essencialmente não só ao sombreamento, como Rüther (2004) referiu, como às sujidades que se vão depositando na superfície. Um estudo realizado na Califórnia (Mejia et al., 2013) registou um valor de 0,21% de perdas diárias associadas à acumulação de sujidade nos painéis fotovoltaicos. Num outro estudo realizado na Alemanha (Schill et al., 2013), foram observadas perdas temporárias na ordem dos 20%, também devido às sujidades que se depositam sobre os módulos. Estas sujidades criam uma barreira para os raios incidentes, impedindo assim que ocorra o efeito fotovoltaico (Ketjoy & Konyu, 2014), que é essencial para a transformação da radiação em energia elétrica. No mesmo estudo realizado na Alemanha, foi possível concluir que após períodos de reduzida precipitação, os módulos fotovoltaicos apresentavam ainda sombreamento parcial, dadas as sujidades não serem totalmente removidas. No caso de eventos de maior precipitação, era suficiente para restabelecer a limpeza do painel, garantindo assim o bom funcionamento do mesmo. Embora se verifique a limpeza natural do painel quando ocorrem períodos fortes de precipitação, não podemos de deixar de ter em consideração que durante os períodos de maior produção de energia através desta tecnologia, são geralmente períodos secos, sem episódios de precipitação significativa. Desta forma surge a necessidade de intervenção de limpeza regular da superfície dos painéis fotovoltaicos, de forma a garantir que a eficiência dos mesmos não seja comprometida e que não existam perdas monetárias desnecessárias, tanto na produção como na manutenção. Abu-Naser (2017) apresentou uma fórmula que auxilia na decisão dos períodos de limpeza, com base no posicionamento dos módulos e os custos incorridos com a realização do processo de lavagem.

## **1.2. Objetivos**

Exposta a motivação da presente dissertação, a mesma tem como objetivo principal avaliar a influência da aplicação de produtos antiaderentes na eficiência dos painéis fotovoltaicos.

Com este trabalho pretende-se ainda avaliar o efeito da sujidade no rendimento dos painéis solares essencialmente em locais industrializados devido ao local de desenvolvimento do trabalho.

Desta forma, através de uma parceria entre o Departamento de Engenharia Mecânica e o Centro Tecnológico de Cerâmica e Vidro (CTCV), aproveitou-se a oportunidade de realização de um estágio de 6 meses no CTCV, onde foram desenvolvidos os testes, desde a recolha de dados até ao seu tratamento, que permitiram a concretização desta dissertação.

O trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação vai de encontro aos objetivos expostos anteriormente, seguindo uma estrutura geral descrita na secção seguinte.

## **1.3. Estrutura da dissertação**

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, incluindo o presente enquadramento, onde é realizada uma introdução e contextualização do tema, assim como a contribuição desta investigação no estado da arte atual.

No capítulo seguinte, Capítulo 2, é feita uma abordagem teórica dos conceitos importantes para o desenvolvimento deste trabalho.

No Capítulo 3 são explicados os procedimentos experimentais desenvolvidos ao longo deste trabalho.

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados da utilização da metodologia proposta.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões relativas ao trabalho desenvolvido, assim como algumas sugestões para trabalhos futuros.



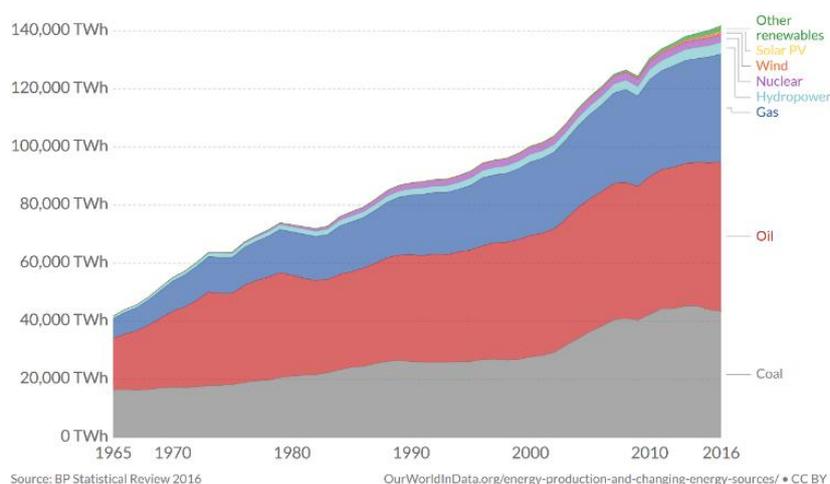
## 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

### 2.1. Necessidades Energéticas

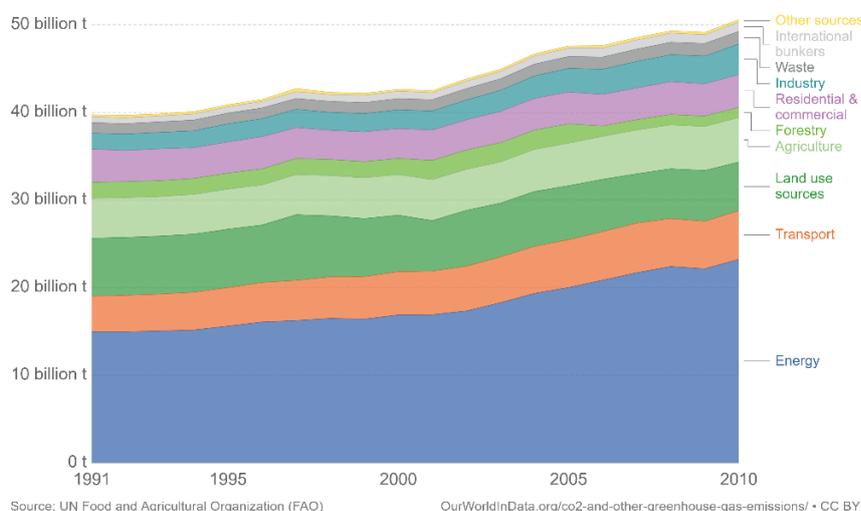
Ao longo das últimas décadas, as necessidades energéticas têm vindo a aumentar exponencialmente a nível mundial, conforme se pode observar na Figura 2.1. Este aumento contínuo levou a um incremento significativo da utilização de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, um aumento das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) para a atmosfera, Figura 2.2 (Ritchie & Roser, 2019a).

Através da Figura 2.1 é possível constatar que no ano de 2016, comparativamente a 1965, se registou um aumento do consumo de energia primária em 100 000 TWh, ou seja, um consumo três vezes e meia superior ao de há 50 anos. Pode-se ainda concluir que, apesar de já ter passado meio século, os recursos ainda mais utilizados continuam a ser os combustíveis fósseis (Ritchie & Roser, 2019b).

Sabendo de antemão que o aumento do consumo energético se traduz também num aumento das emissões de GEE, através da Figura 2.2 podemos observar que na última década se verificou um aumento de emissões de CO<sub>2</sub> equivalente em vários sectores, sendo evidente o aumento sofrido no sector da energia. Este sector representa aproximadamente 60% da fração total das emissões de GEE a nível mundial.



**Figura 2.1** – Consumo de energia primária a nível mundial [Adaptado de: Our World In Data (2019)]



**Figura 2.2** – Emissão de GEE por sector (Adaptado de: Our World In Data (2019))

Tal como Ritchie & Roser (2019a) constataram, de forma a descarbonizar a energia, é necessária a adoção de tecnologias de energia de baixa emissão de carbono (*low carbon energy technology*), como é o caso das energias renováveis. Apesar do futuro promissor apontado para a implementação de tecnologias renováveis, no ano de 2016, apenas 5% do consumo total energético primário a nível mundial teve origem em fontes renováveis. Desses 5%, apenas 4,6% dizem respeito à energia solar (Ritchie & Roser, 2019b).

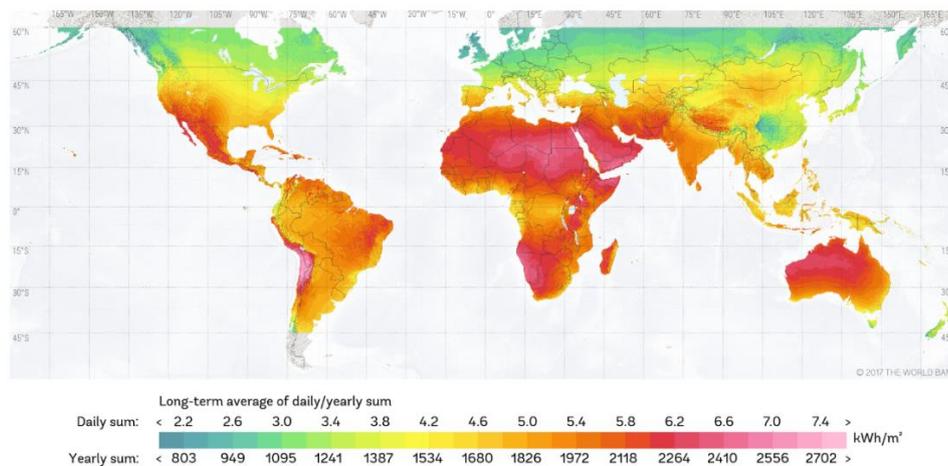
## 2.2. Radiação Solar e o Planeta Terra

O Sol é uma fonte fundamental para a vida terrestre. Encontra-se a  $1,496 \times 10^8$  km de distância do planeta Terra, fornecendo anualmente à superfície terrestre  $1,5 \times 10^{18}$  kWh, o que corresponde, aproximadamente, a 10 000 vezes o consumo energético a nível mundial (Morais, 2009). Assim, torna-se interessante explorar, desenvolver e otimizar tecnologias que façam a captação dessa mesma radiação e a convertam em energia útil, como é o caso da tecnologia fotovoltaica.

Embora estes valores sejam bastante apelativos no que diz respeito à utilização da tecnologia solar, não podemos deixar de ter em consideração que a radiação incidente não é constante, variando com:

- a posição a que o Sol se encontra da Terra;
- as coordenadas geográficas;
- os movimentos de rotação e translação do planeta Terra;
- as condições climáticas.

Através da Figura 2.3 é possível observar de que forma a intensidade da radiação solar incidente se distribui anualmente a nível global. Podemos observar que o continente africano, a Oceânia, a América Central e a América do Sul é onde se verifica uma maior intensidade de radiação incidente. É ainda visível que a Sul da América do Norte, assim como a Sul do continente europeu e asiático, existe também grande incidência da radiação solar.



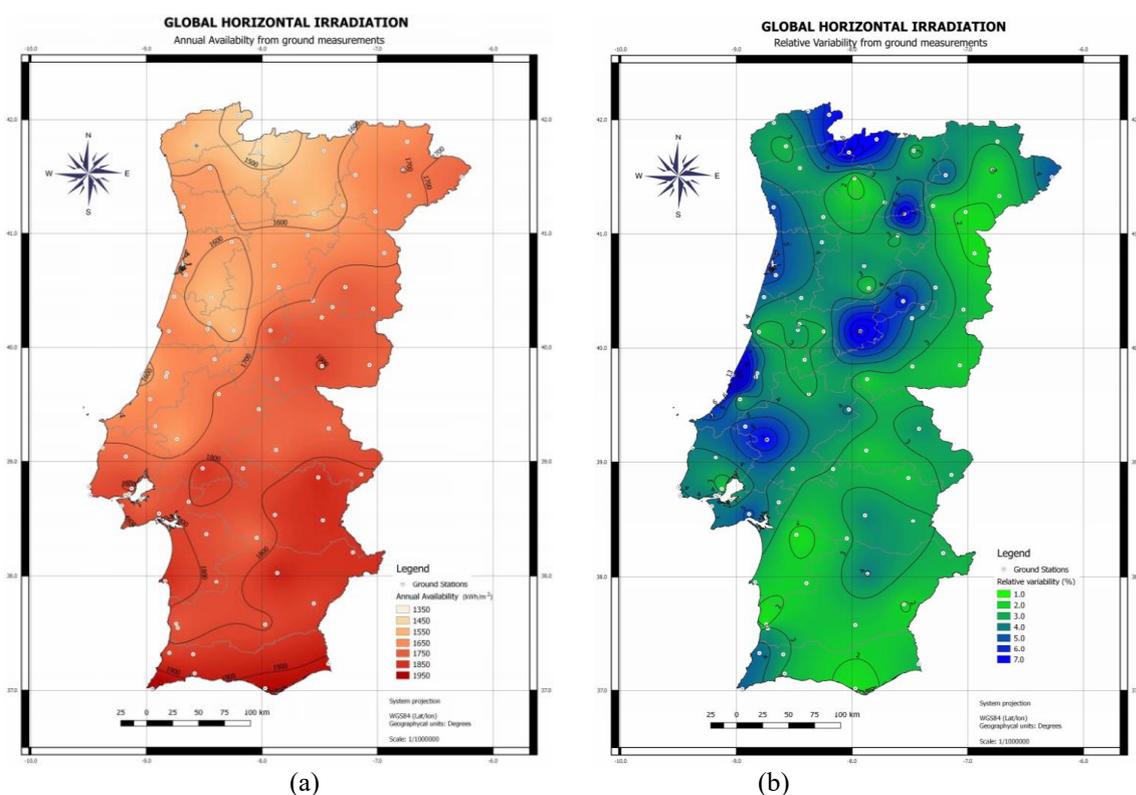
**Figura 2.3** – Disponibilidade anual de radiação horizontal a nível global (Adaptado de: Global Solar Atlas)

## Radiação Solar em Portugal Continental

Através de um estudo realizado pelo Instituto Português de Energia Solar (IPES), em colaboração com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) e a Universidade de Évora, é possível constatar a disponibilidade de radiação solar global horizontal em Portugal Continental, assim como a sua variabilidade anual. Através deste estudo torna-se

possível analisar a viabilidade dos projetos de produção de energia solar em Portugal (IPES, 2016).

Na figura 2.4 está ilustrada a disponibilidade anual de radiação solar em Portugal Continental (figura 2.4 (a)), assim como a sua variabilidade anual (figura 2.4 (b)) em termos percentuais. Através desta figura podemos verificar que em Portugal Continental a zona com maior potencial para a instalação de sistemas fotovoltaicos, dada a maior incidência de radiação solar, é a região Sul do país.



**Figura 2.4** – (a) Radiação horizontal em  $\text{kWh} \cdot \text{m}^{-2}$  anual em Portugal Continental; (b) Variabilidade percentual anual relativa da radiação horizontal em Portugal Continental. (Adaptado de: IPES)

### 2.3. Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia que faz a conversão direta da radiação solar em energia elétrica, através do fenómeno fotoelétrico.

### **2.3.1. Evolução da Tecnologia Solar Fotovoltaica**

Apesar de a tecnologia solar apenas ter ganho interesse na última década, a verdade é que esta deu os seus primeiros passos em 1839, quando Edmond Becquerel observou pela primeira vez o efeito fotovoltaico. Após essa observação, só em 1888 foi criada a primeira célula fotovoltaica por Aleksandr Stoletov, baseando-se no fenómeno fotoelétrico para a criação da mesma. Este fenómeno só foi explicado mais tarde por Albert Einstein em 1905.

Dados os primeiros passos, a produção a nível industrial das células fotovoltaicas aconteceu a partir de 1956, quando estas primeiras células eram já produzidas com silício, mas apresentavam ainda muito baixa eficiência, tornando o seu investimento a grande escala desanimador.

Embora os valores apresentados pelas células fotovoltaicas fossem pouco interessantes ainda para a produção de energia, estas tornaram-se interessantes para aplicação a nível espacial, tendo sido implementadas em satélites, lançados para o espaço pela primeira vez em 1958. A partir do lançamento do primeiro satélite para o espaço, as células fotovoltaicas foram sofrendo um desenvolvimento contínuo, até que, já na década de 70, se ampliou o interesse para a utilização de células fotovoltaicas em aplicações terrestres, embora que ainda apresentassem eficiências relativamente baixas, na ordem dos 14% (Morais, 2009; National Geographic, 2012).

Nos dias de hoje, os módulos fotovoltaicos comercializados podem já apresentar uma eficiência acima dos 20% (Ecotality, 2019), e um custo para o utilizador bem mais apelativo do que relativamente a 10 anos antes.

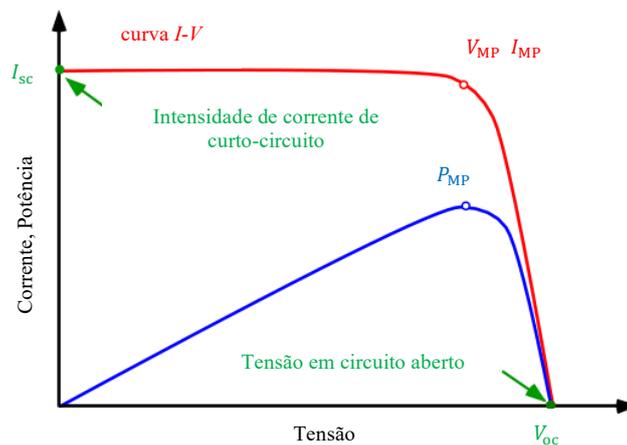
### **2.3.2. Células Fotovoltaicas**

As células fotovoltaicas, também designadas como células solares (*solar cell*), são o elemento fulcral quando nos referimos à tecnologia fotovoltaica. Estes elementos são responsáveis por realizar a conversão dos fotões incidentes da luz solar em corrente elétrica recorrendo ao efeito fotovoltaico (Martí, 2004). A conversão de energia feita por estas células só é possível visto serem constituídas por materiais semicondutores, como é o caso do silício (Si), o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre.

### 2.3.2.1. Curvas Características de Funcionamento

O funcionamento das células solares pode ser estudado através da análise de duas curvas características: a curva Corrente-Tensão ( $I-V$ ) e/ou a curva Tensão-Potência ( $V-P$ ), sendo a primeira normalmente mais utilizada.

A curva característica  $I-V$  relaciona os valores da intensidade de corrente e de tensão para um dado valor de radiação solar incidente, assim como uma dada temperatura da célula. No caso da curva característica  $V-P$ , são relacionados os valores de tensão com a potência debitada pela célula, dependendo igualmente da temperatura e da intensidade de radiação a que célula se encontra sujeita. Na Figura 2.5. estão representadas as curvas características de funcionamento de uma célula fotovoltaica genérica (PV Education).



**Figura 2.5** – Curvas características de funcionamento de uma célula fotovoltaica (Adaptado de pveducation.org)

Através das curvas de funcionamento é possível retirar alguns valores que nos permitem compreender em maior detalhe o comportamento e o desempenho das células fotovoltaicas, tais como:

- a intensidade de corrente de curto circuito,  $I_{sc}$ ;
- a tensão em circuito aberto,  $V_{oc}$ ;
- a potência máxima,  $P_{MP}$ , que ocorre para o ponto de potência máxima, MPP, assim como os valores de intensidade de corrente,  $I_{MP}$ , e tensão,  $V_{MP}$ , para esse mesmo ponto;
- o fator de forma,  $FF$ ; e, ainda,
- a eficiência da célula solar,  $\eta$ .

### 2.3.2.2. Parâmetros de Funcionamento de uma célula fotovoltaica

#### Intensidade de Corrente de Curto Circuito, $I_{sc}$

A corrente de curto circuito,  $I_{sc}$ , corresponde à corrente máxima que a célula produz para uns dados valores de temperatura e de radiação incidente, correspondendo a um valor de tensão nos terminais igual a zero, assim como um valor nulo de potência (Martí, 2004).

#### Tensão de Circuito Aberto, $V_{oc}$

A tensão de circuito aberto,  $V_{oc}$ , é o valor máximo que a célula produz para determinados valores de temperaturas e de radiação incidente, tendo como correspondência um valor de intensidade de corrente igual a zero, e um valor nulo de potência (Martí, 2004).

#### A Potência Máxima, $P_{MP}$

A potência máxima, tal como o nome indica, é o valor máximo de potência que a célula fotovoltaica consegue produzir para determinados valores de tensão e de intensidade de corrente, denominados de tensão de potência máxima,  $V_{MP}$ , e de intensidade de corrente de potência máxima,  $I_{MP}$  (Martí, 2004). O valor de  $P_{MP}$  ocorre para o ponto de potência máxima, MPP:

$$P_{MP} = V_{MP} \cdot I_{MP} \quad (2.1)$$

#### Fator de Forma, $FF$

O fator de forma corresponde ao valor do quociente entre a potência máxima da célula fotovoltaica e o produto da intensidade de corrente de curto circuito pela tensão em circuito aberto. Podemos também traduzir este fator como sendo o quociente entre a potência máxima produzida pela potência que consideraríamos ser a ideal de produção, permitindo assim avaliar a qualidade da célula fotovoltaica (Martí, 2004).

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.2)$$

Este parâmetro é também muitas vezes denominado por fator de preenchimento (*fill factor*), isto porque podemos explicar este fator através da área correspondente abaixo da curva característica I-V. Assim sendo, o fator de forma corresponde ao quociente entre a área criada pelo retângulo  $V_{MP} \cdot I_{MP}$  e a área do retângulo  $V_{oc} \cdot I_{sc}$ . Normalmente, os valores de fator de forma encontram-se compreendidos entre 0,75 e 0,85 (Goetzberger et al., 1998).

### **Eficiência, $\eta$**

A eficiência das células fotovoltaicas, muitas vezes denominada por rendimento, é o parâmetro mais utilizado quando pretendemos comparar células fotovoltaicas ou quando queremos avaliar o desempenho de conversão da energia solar em energia elétrica da própria célula (Alonso, 2004; PVEducation). Este parâmetro representa a relação entre a potência elétrica máxima produzida pela célula fotovoltaica,  $P_{MP}$ , e a potência de energia solar incidente na mesma, podendo ser definida da seguinte forma:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A_c \cdot G_c} = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{A_c \cdot G_c} \quad (2.3)$$

onde  $A_c$  representa a área da célula fotovoltaica e  $G_c$  é a radiação solar incidente na célula fotovoltaica.

Na determinação da eficiência das células fotovoltaicas, esta deve ser realizada atendendo às Condições de Referência (STC, do inglês *Standard Test Conditions*), onde a célula se deverá encontrar a uma temperatura de 25 °C, com uma irradiação incidente de 1000 W por unidade de área, e ainda deve ser baseada segundo a distribuição espectral padrão para um coeficiente de massa de ar de 1,5 (AM1.5) (NREL). Assim sendo, todos os parâmetros mencionados anteriormente deverão também ter em conta estas mesmas condições.

#### **2.3.2.3. Fatores externos que influenciam os parâmetros de funcionamento da célula fotovoltaica**

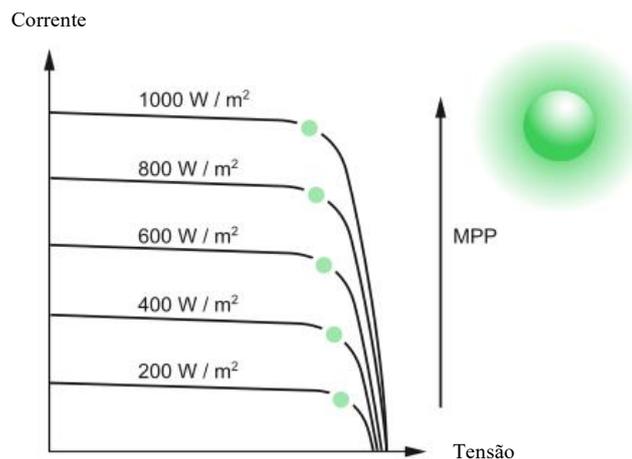
Num cenário de utilização em condições reais, isto é, os módulos fotovoltaicos estarem sujeitos às condições climáticas, as condições STC raramente se verificam.

Conseqüentemente, os parâmetros de funcionamento das células fotovoltaicas irão estar sujeitos a fatores externos, estando estes dependentes essencialmente de dois fatores: a radiação solar incidente na célula fotovoltaica e a temperatura a que esta se encontra (CRESESB, 2014).

Utilizando então a curva característica de funcionamento I-V, iremos agora analisar de que forma cada um destes fatores, radiação e temperatura, interfere com os parâmetros anteriormente apresentados.

### Influência da Radiação Solar Incidente

Na figura 2.6 estão representadas várias curvas características de Corrente-Tensão (I-V) para diferentes valores de radiação solar incidente, com uma temperatura de célula constante, para uma célula fotovoltaica genérica.



**Figura 2.6** – Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação incidente a temperatura constante (Adaptado de: electrical-installation.org)

Através da figura 2.6 é possível verificar que, com o aumento da radiação solar incidente, ocorre um aumento significativo da intensidade de corrente, tanto da  $I_{SC}$  como da  $I_{MP}$ . No caso dos valores de tensão,  $V_{OC}$  e  $V_{MP}$ , estes também sofrem um aumento residual com o aumento da radiação, mas não tão significativo como no caso da intensidade de corrente.

Ainda em relação à variação da intensidade de corrente em curto circuito em função da radiação incidente, assumindo uma temperatura de célula constante nas condições STC, esta pode ser apresentada sob a forma de:

$$I_{sc} = I_{scSTC} \cdot \frac{G_c}{1000} \quad (2.4)$$

onde  $I_{scSTC}$  representa a intensidade de corrente em curto circuito nas STC e o valor 1000 representa o valor do fluxo de radiação incidente, também este nas condições de teste *standard* (CRESESB, 2014).

Através da equação (2.1), sabendo que o valor da potência máxima depende dos valores da intensidade de corrente máxima e do valor de tensão máxima de potência, com o aumento da radiação, verifica-se então um aumento da  $P_{MP}$ .

No caso do fator de forma, este mantém-se quase inalterado, dado ser uma relação entre a  $P_{MP}$  e o produto  $V_{oc} \cdot I_{sc}$ .

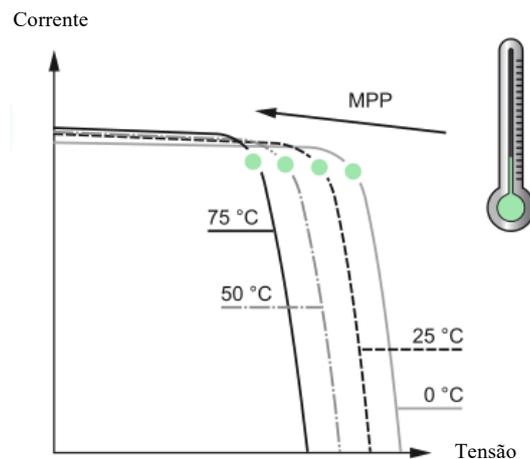
No caso da eficiência, através da equação (2.3) verificamos que esta depende não só da  $P_{MP}$  como da radiação incidente na célula,  $G_c$ . Deste modo, podemos assumir que a eficiência da célula não se irá alterar significativamente com a variação da radiação, dado o aumento da radiação interferir com a potência máxima.

De uma forma sucinta, com o aumento da radiação verifica-se um aumento dos valores da intensidade de corrente e um aumento residual dos valores de tensão, o que se traduz num aumento da potência máxima, mas não alterando de forma significativa os valores do fator de forma e de eficiência da célula.

### **Influência da Temperatura da Célula**

As variações da radiação incidente que se fazem sentir à superfície terrestre, assim como as variações da temperatura ambiente, afetam diretamente a temperatura a que célula se encontra, traduzindo-se numa melhor ou pior eficiência da mesma.

Através da Figura 2.7 é possível verificar de que forma a temperatura influencia o funcionamento das células fotovoltaicas. Nesta figura estão representadas as curvas Corrente-Tensão para diferentes valores de temperatura de funcionamento da célula e para um dado valor de radiação incidente constante.



**Figura 2.7** – Curvas características I-V de uma célula fotovoltaica para diferentes valores de temperatura de funcionamento com radiação solar incidente constante (Adaptado de: electrical-installation.org)

Analisando então a Figura 2.7, é possível concluir que, com o aumento da temperatura da célula ( $T_{cél.}$ ) fotovoltaica, os valores de tensão,  $V_{oc}$  e  $V_{MP}$ , vão diminuindo, enquanto que os valores da intensidade de corrente,  $I_{sc}$  e  $I_{MP}$  não se verificam grandes alterações. É ainda possível observar que, para valores de temperatura abaixo dos 25 °C, a tensão em circuito aberto aumenta significativamente. Desta forma, tendo em consideração a equação (2.1) verifica-se uma diminuição do valor da potência máxima produzida pela célula com o aumento da sua temperatura.

No caso da eficiência da célula, tal como vimos anteriormente, esta depende da  $P_{MP}$  assim como da radiação solar incidente na célula. Tendo agora o valor da radiação constante, através da equação (2.3) concluímos que com o aumento da temperatura a eficiência da célula diminui.

Em suma, com o aumento da temperatura, os valores da tensão diminuem, assim como o valor da potência máxima e conseqüentemente, uma diminuição da eficiência da célula.

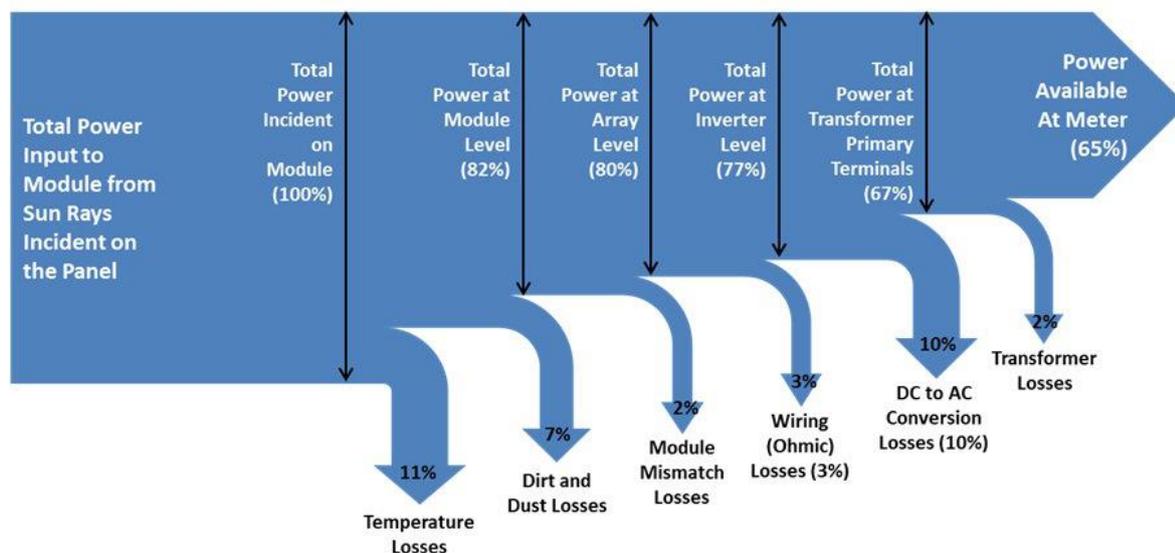
### 2.3.3. Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são a associação de várias células fotovoltaicas em série e em paralelo. Desta forma, podemos considerar que os módulos fotovoltaicos estão dependentes dos mesmos parâmetros de funcionamento que as células fotovoltaicas.

### 2.3.3.1. Perdas associadas aos módulos fotovoltaicos

Tal como vimos anteriormente, a temperatura e a radiação são dois fatores que influenciam diretamente a eficiência das células fotovoltaicas e, conseqüentemente, dos módulos fotovoltaicos. Apesar disso, existem ainda outros fatores que vão afetar o rendimento geral da instalação. Segundo o *site* First Green Consulting (2012), a percentagem de potência disponível à saída do painel, poderá representar apenas 65% da potência disponível pela radiação solar incidente no módulo fotovoltaico, quando este está sujeito a fatores de perda. Tal como podemos observar na Figura 2.8, os módulos fotovoltaicos podem apresentar vários tipos de perdas, sendo os três fatores principais a temperatura da célula, a conversão da corrente contínua para corrente alternada que ocorre nos inversores e a acumulação de pó e sujidades à superfície dos módulos.

Como já foi mencionado anteriormente, sabendo que os módulos fotovoltaicos apresentam uma eficiência na ordem dos 20%, todos os fatores de perdas devem ter sido em consideração e tentar minimizá-los de forma a maximizar a produção da instalação. Para este caso de estudo iremos colocar o foco nas perdas associadas às sujidades.



**Figura 2.8** – Diagrama de Sankey relativamente aos factores de perdas de potência dos módulos fotovoltaicos (Adaptado de: Sankey-Diagrams.com)

A título de exemplo, de forma a entendemos melhor quanto representam as perdas pela sujidade a nível monetário, “um painel que apresente uma eficiência de 15%, ao fim de 145 dias durante um período de seca, a sua eficiência diminuiria para 13,9%”(Mejia

& Kleissl, 2018). Isto é, um painel que apresente um valor de potência de 240 Wp, ao fim do período mencionado anteriormente, iria apresentar apenas 223 Wp. Considerando um dia de céu limpo, com uma média de 8h de radiação útil e um custo de tarifa de eletricidade de 0,1509 €/kWh: no caso de um painel em perfeitas condições, com 240 Wp, o painel irá produzir 1,632 kWh/dia, o que corresponde a uma receita diária aproximada de 0,2462 €/dia; no caso de um painel que já apresente perdas devido à sujidade, 223 Wp, este irá produzir 1,536 kWh/dia, correspondendo a 0,2317 €/dia. Esta diferença corresponde a 0,0146 €/dia, o que se traduz numa perda aproximada de 2,117€ ao fim dos 145 dias.

### **2.3.3.2. Limpeza dos Módulos Fotovoltaicos**

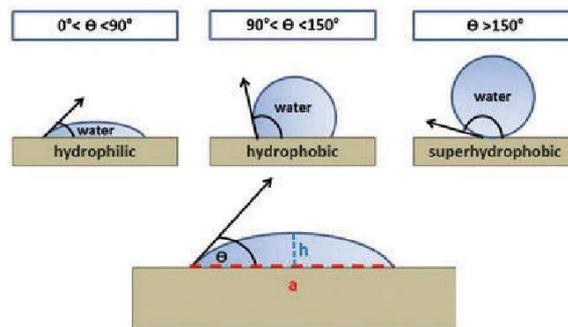
Tal como foi referido anteriormente, as sujidades que se acumulam ao longo da superfície dos módulos devem ser eliminadas de forma a que a produção de energia não seja afetada. Posto isto, surge então a necessidade de realizar limpezas periódicas à superfície dos módulos fotovoltaicos. As periodicidades destas limpezas dependem não só dos níveis de sujidade que se acumulam ao longo da superfície do módulo, como também tendo em conta o preço associado às limpezas dos módulos (Abu-Naser, 2017) .

## **2.4. Revestimentos Antiaderentes**

De forma a serem reduzidas as manutenções de limpeza aos módulos sem que seja afetada a eficiência dos mesmos, ao longo dos últimos anos têm sido feitos estudos nesse aspeto, tanto no desenvolvimento de revestimentos para aplicação (Latthe et al., 2019) como no desenvolvimento de equipamento de limpeza mecânica.

Colocando o foco nos revestimentos, estes podem ser divididos segundo duas categorias: antiaderentes e autolimpantes. Os revestimentos antiaderentes, quando aplicados sobre uma superfície, têm como objetivo atrair ou repelir os líquidos que se depositam sobre ela. Desta forma, estes revestimentos antiaderentes são divididos segundo três categorias: hidrofílicos, hidrofóbicos ou super-hidrofóbicos. Os revestimentos hidrofílicos conferem à superfície ângulos de contacto com o líquido entre os 0° e os 90°. No caso dos revestimentos

hidrofóbicos fazem com que a superfície apresente ângulos de contacto superiores a  $90^\circ$  e inferiores a  $150^\circ$ . Acima dos  $150^\circ$ , as superfícies são consideradas super-hidrofóbicas, tal como se pode observar na Figura 2.9.



**Figura 2.9** – Ângulos de contacto criados nas diferentes superfícies. (Adaptado de: Mattone et al., 2017)

No caso dos revestimentos autolimpantes, a diferença que estes apresentam comparativamente aos revestimentos antiaderentes é o efeito foto-catalítico. Este efeito confere à superfície, quando na presença de luz, a decomposição de componentes orgânicos, tais como dejetos de pássaros.

Desta forma torna-se interessante explorar de que forma a aplicação de produtos de revestimento nos módulos fotovoltaicos irá afetar a eficiência dos mesmos.

### 3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Para ser feita a avaliação da influência dos revestimentos antiaderentes na eficiência dos painéis solares fotovoltaicos, o procedimento experimental consistiu em “verter” uma amostra de areia contida numa calha (de deposição) sobre a parte superior do painel e fazer a posterior recolha, para uma segunda calha (de recolha), dos sedimentos depositados na parte inferior do caixilho do painel, de forma a quantificar a quantidade de areia que ficava efetivamente depositada na superfície do painel. Este procedimento será explicado em maior detalhe posteriormente.

Previamente, para que fosse possível realizar o teste da avaliação da influência dos revestimentos, tiveram de ser selecionados os painéis que seriam utilizados aquando dos testes, assim como selecionar quais os produtos antiaderentes a utilizar e qual o pó/areia que deveria ser utilizado.

É de referir que todas as medições e testes foram realizadas no CTCV solar-nano, localizado no iParque de Antanhol, em Coimbra.

#### 3.1. Seleção dos Painéis Fotovoltaicos para Estudo

Tal como referido anteriormente, foi necessário fazer uma seleção prévia de quais os painéis fotovoltaicos que iriam ser utilizados. O CTCV disponibilizou dez painéis já existentes nas suas instalações, que tiveram de ser testados, de forma a verificar se estes se encontravam na mesma gama de potência, dado estes já terem sido utilizados no passado. Esta seleção foi feita não só para que os valores dos testes *a posteriori* possam ser o mais fiáveis possível, tornando também as conclusões mais exatas, mas também devido à quantidade de produto antiaderente existente para aplicação. Desta forma, foram selecionados quatro painéis, sendo um deles usado como referência, sem qualquer produto aplicado, e os outros três com diferentes produtos antiaderentes.

Foram então testados inicialmente dez painéis da Martifer, com potências nominais compreendidas entre os 230 Wp e os 255 Wp, previamente limpos e marcados com as designações de 2019.TA.01 a 2019.TA.10. Inicialmente, o painel com a designação 2019.TA.10 não foi testado juntamente com os outros painéis, pois só foi detetada a sua

existência posteriormente, aquando do levantamento das fichas técnicas dos painéis (Anexo A).



**Figura 3.1** – Comparação dos aspetos de um painel: a) antes da limpeza; b) após limpeza .

Foi realizada uma intervenção de limpeza aos painéis, antes de estes serem expostos ao ambiente exterior. A limpeza dos painéis foi feita manualmente com um produto comercial de limpeza de vidros e usando um pano de microfibras, tentando com isto criar as mesmas condições de limpeza em todos os painéis para posteriormente serem realizadas as medições dos valores de potência. Na Figura 3.1 é visível a diferença de aspeto dos painéis antes e após limpeza dos mesmos.

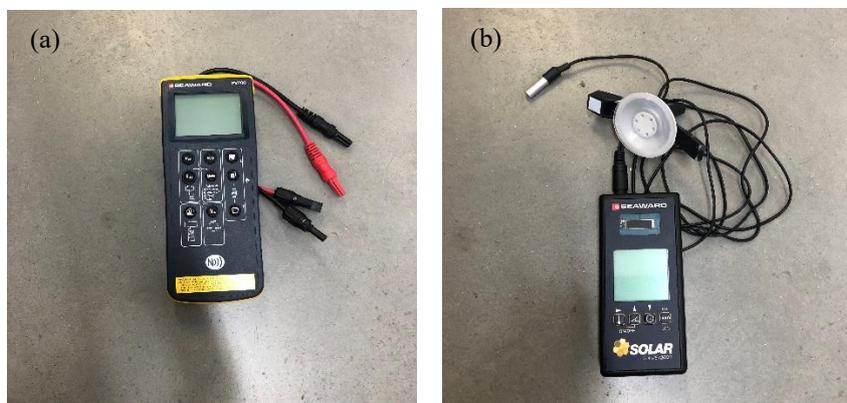
Foram então dispostos inicialmente os nove painéis, tal como é possível observar na Figura 3.2, todos com a mesma orientação e com uma inclinação de  $47^\circ$ . Dada a disposição dos painéis e o espaçamento entre as duas fileiras, só foi possível realizar as medições para o cálculo da potência dos painéis no período de manhã, pois os painéis que se encontram na fila encostada ao edifício encontravam-se sujeitos a sombreamento após as 13h00.



**Figura 3.2** – Disposição dos painéis fotovoltaicos para os testes preliminares.

As primeiras medições foram realizadas através do registo do valor da  $I_{sc}$  e do valor  $V_{oc}$  obtido pelo equipamento PV200 (Figura 3.3 (a)), para um dado valor da radiação registado no momento lido através do equipamento 200R (Figura 3.3 (b)), com a mesma inclinação do plano dos painéis. Ambos os equipamentos utilizados são da marca Seaward Solar. Nestas primeiras medições, os equipamentos não foram utilizados interligados entre si, devido à falta de experiência e de conhecimento do funcionamento do *software* SolarCert Solar PV Reporting, com o qual é possível obter as curvas de funcionamento de cada painel, tal como irá ser explicado adiante.

Na primeira medição individual em cada painel, realizada no dia 1 de março/2019, os valores de radiação incidente registados encontravam-se entre os  $180 \text{ W/m}^2$  e os  $270 \text{ W/m}^2$ , uma gama de radiação relativamente estreita face às condições que se faziam sentir aquando das medições (céu bastante nublado), tal como é possível observar na Tabela 1.



**Figura 3.3** – Equipamentos da Seaward Solar utilizados: a) PV200; b) 200R.

Através da Tabela 1 podemos observar que os painéis 2019.TA.03 e 2019.TA.04 apresentavam valores de potência relativamente elevados quando comparados com os restantes painéis. Deste modo, foi detetado que estes dois painéis não se encontravam na mesma gama de potência que os restantes. Assim sendo, excluímos desde logo a possibilidade da utilização dos mesmos.

**Tabela 1** – Registo dos valores de potência medidos nos painéis solares fotovoltaicos no dia 01/03/19 perto das 10h40 (GMT)

$G_c$ [ $W/m^2$ ]	Painel	$V_{oc}$ [V]	$I_{sc}$ [A]	$P_{MP}$ [W]
<b>270</b>	<b>2019.TA.04</b>	<b>35.7</b>	<b>2.17</b>	<b>77.47</b>
<b>266</b>	<b>2019.TA.03</b>	<b>35.8</b>	<b>2.23</b>	<b>79.83</b>
<b>254</b>	2019.TA.05	34.3	1.73	<b>59.34</b>
<b>241</b>	2019.TA.01	34.5	1.83	<b>63.14</b>
<b>234</b>	2019.TA.02	34.5	1.91	<b>65.90</b>
<b>228</b>	2019.TA.06	34.2	1.55	<b>53.01</b>
<b>211</b>	2019.TA.09	33.4	1.38	<b>46.09</b>
<b>190</b>	2019.TA.07	34.2	1.35	<b>46.17</b>
<b>182</b>	2019.TA.08	34.2	1.21	<b>41.38</b>

Embora tenha sido possível fazer a exclusão de dois dos painéis, o registo único e individual de cada painel não é suficiente para tirar conclusões relativamente aos restantes painéis. Assim sendo, após o levantamento das fichas técnicas dos painéis (Anexo A), tendo por base a análise dos valores da potência máxima,  $P_{MP}$ , assim como o modelo de painel, optou-se por seleccionar aqueles que apresentavam valores tabelados mais semelhantes entre si, de forma a possibilitar uma análise comparativa entre painéis mais realista, aquando da realização dos testes com os produtos antiaderentes. Foram então seleccionados os painéis com as seguintes designações: 2019.TA.02, 2019.TA.05, 2019.TA.08 e 2019.TA.09.

Embora os painéis seleccionados não apresentem valores de potência exatamente iguais, entendeu-se não ser um problema crítico dado as futuras comparações serem sempre feitas relativamente ao mesmo painel previamente limpo, através da utilização do *software* SolarCert Solar PV Reporting.

## 3.2. Seleção dos Produtos Antiaderentes

Sendo também necessária a utilização de produtos antiaderentes para este caso de estudo, foi feito um estudo prévio sobre o mercado dos produtos que estão já a ser comercializados. Desta pesquisa resultou num contacto com um produto fabricado e comercializado em Portugal, estando também ainda em fase de implementação no mercado.

Foram selecionados três produtos fabricados pela ChemiTek, todos eles com a finalidade de diminuir a acumulação de sujidades não orgânicas sobre a superfície dos painéis. Um dos três produtos selecionados, apesar de não conferir características hidrofóbicas à superfície como os outros produtos, tem como objetivo minimizar a acumulação de sujidades através de propriedades antiestáticas. Descrevem-se em seguida, sucintamente, as características destes produtos.

### **Solar Wash Protect**

O *Solar Wash Protect* (SWP) é um produto utilizado aquando da lavagem dos painéis. Este produto contém na sua composição um polímero que adere à superfície dos módulos conferindo-lhe propriedades antiestáticas.

A aplicação deste produto é realizada primeiramente através da diluição de 1/50 de produto em água, seguida da pulverização da mistura sobre a superfície a limpar.

Numa primeira análise, este produto poderá tornar-se interessante aquando da manutenção dos módulos solares em habitações próprias, não só devido à fácil aplicação, mas também devido ao seu custo de aplicação por painel ser reduzido.

### **Industrial Glass Protect**

O *Industrial Glass Protect* (IGP) é um produto que apresenta já algumas diferenças comparativamente ao SWP, não só quanto às propriedades que estes conferem à superfície, como também relativas à metodologia de aplicação. Enquanto que o SWP é um produto diluído, o IGP é diretamente pulverizado na superfície do painel previamente limpa.

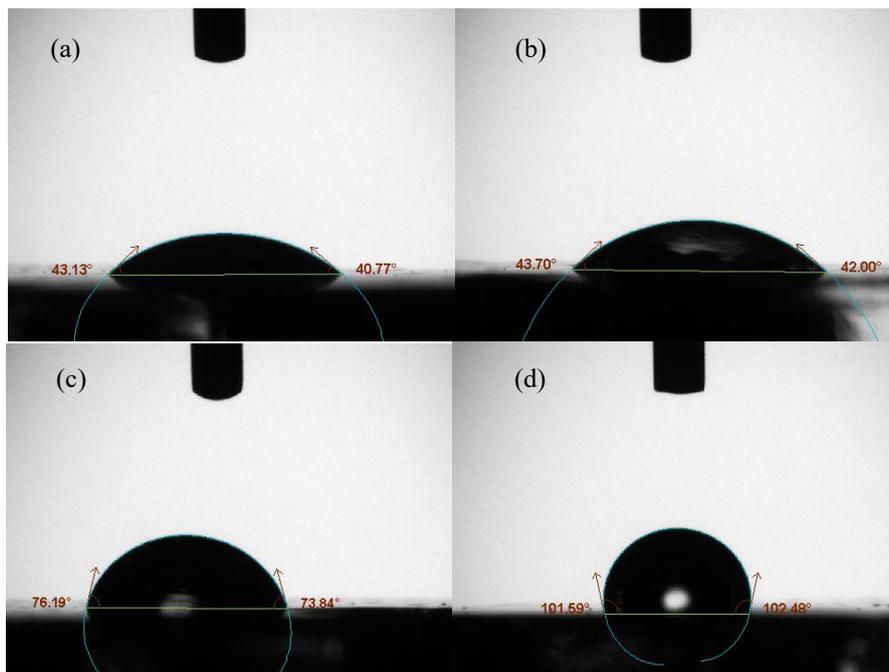
## **Surface Protect**

O *Surface Protect* (SP) é um produto aplicado diretamente sobre a superfície do painel, seguindo-se um tratamento de cura a 80°C durante um período de duas horas. Este produto exige um procedimento de aplicação mais moroso e complexo, comparativamente aos restantes produtos em teste.

Na Figura 3.4 estão apresentados os vários ângulos de contacto de gotas de água com a superfície dos painéis com os diferentes produtos aplicados, assim como o ângulo de contacto à superfície do painel sem aplicação de produtos. Estas imagens foram retiradas do programa OneAttention. Para a obtenção do ângulo de contacto que cada produto produzia no painel, foram utilizadas amostras de vidro removidas de um painel que se encontrava danificado no CTCV, colocadas posteriormente no tensímetro, onde foi depositada uma gota de água com aproximadamente três microlitros. De seguida, era analisado o comportamento da gota de água durante um período de 10 segundos, sendo considerado apenas o último segundo para efeitos de análise.

Através desta mesma figura, é possível concluir que a superfície do painel sem aplicação de qualquer um dos produtos apresenta características hidrofílicas (ângulo de contacto inferior a 90°), assim como as superfícies onde foram aplicados os produtos SWP e IGP. No caso do SP, este já confere propriedades hidrofóbicas à superfície do painel, isto é, o ângulo de contacto é superior a 90°.

É expectável que nos painéis com ângulos de contacto superiores ao do painel sem revestimento (referência), as sujidades não irão aderir tão facilmente, permanecendo limpos durante mais tempo.



**Figura 3.4** – Amostras de vidro de um painel solar: a) referência, sem produtos aplicados; b) com o SWP aplicado; c) com o IGP aplicado; d) com o SP aplicado.

Tendo sido então já selecionados os painéis, assim como os produtos antiaderentes, cada produto foi aplicado num painel. O produto SWP foi aplicado no painel 2019.TA.08, o IGP no 2019.TA.05 e o SP no painel 2019.TA.02. O painel 2019.TA.09 será o painel de referência durante o procedimento experimental, não tendo sido, por isso, nele aplicado qualquer produto de revestimento.

### 3.3. Seleção das Amostras de Sujidades

“O impacto das sujidades na eficiência do painel fotovoltaico depende, em primeiro lugar, da quantidade de sujidade acumulada nos módulos fotovoltaicos e, em segundo lugar, depende das características das sujidades.” (Javed, 2016). Assim, foram então selecionados dois tipos de amostras de areia, às quais demos a designação de Amostra 1 e 2, respetivamente. A seleção preliminar teve em consideração apenas selecionar duas areias (*fillers*) entre as já existentes no CTCV, com granulometrias diferentes, sendo conhecida a granulometria da Amostra 1 e tendo sido posteriormente feita a análise à granulometria da Amostra 2.

Sabendo de antemão que a Amostra 1 apresenta uma granulometria inferior a 65 micrómetros, posteriormente foi selecionada a Amostra 2, a qual apresenta uma granulometria sensivelmente superior.

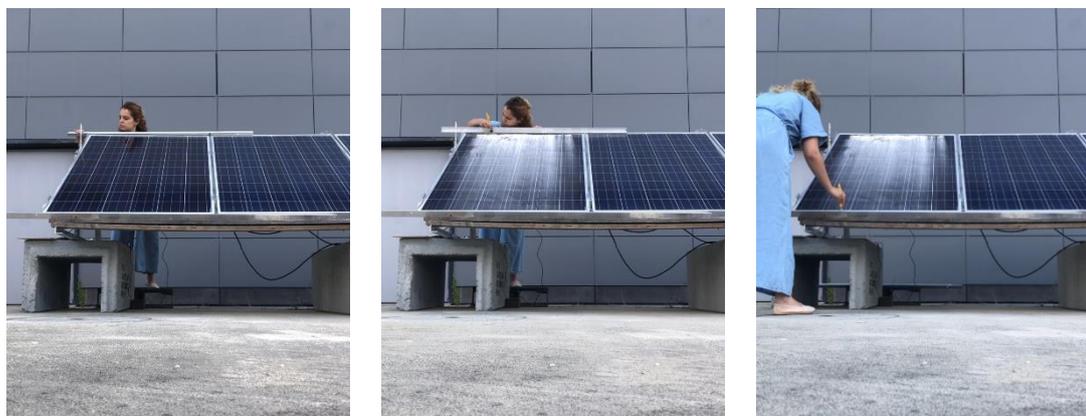
Após realizada a análise à granulometria da Amostra 2, foi possível comprovar que a amostra em estudo apresenta uma granulometria superior a 65 micrómetros (Anexo B).

### **3.4. Deposição das Sujidades nos Painéis**

Tal como Abderrezek & Fathi (2017) concluíram, dependendo da distribuição e da densidade das sujidades ao longo do painel, a luz que incide no painel pode ser considerada uniforme ou não uniforme, afetando posteriormente a produção do painel.

De forma a tentar uniformizar a deposição das amostras de sujidade sobre a superfície dos painéis, e a garantir igual quantidade de amostras despejada em todos eles, durante os testes, foi definida toda uma metodologia que permitisse também avaliar a quantidade de sujidade que efetivamente ficava depositada em cada painel. Para isso, todas as pesagens de massa da amostra, quer a inicial (de valor massa pré-estabelecido), quer a recolhida no fundo do painel (não depositada na superfície) foram feitas numa balança de precisão, usando uma placa Petri (recipiente leve e transparente, com 90 mm de diâmetro). A balança utilizada para pesagens (A & D Instruments, GR-300-EC) apresenta uma exatidão de 1 mg e uma gama de medição de 10 mg a 310 g.

Por seu turno, para o despejo da amostra no topo do painel foi usada uma calha metálica de comprimento superior à largura do painel, onde, após pesagem, a amostra era despejada da placa Petri e distribuída uniformemente. Foi utilizada ainda uma segunda calha metálica, de igual dimensão, onde era feita posteriormente a recolha para uma placa Petri, com o auxílio de um pincel, da porção de amostra que não ficava depositada na superfície do painel. Na Figura 3.5 ilustra-se a sequência destas operações para deposição das amostras nos painéis, designadamente: posicionamento da calha, contendo a amostra, no bordo superior do painel; despejo da amostra sobre a superfície do painel; e recolha da parte restante da amostra (não depositada na superfície e acumulada ao fundo, sobre o caixilho do painel).



**Figura 3.5** – Metodologia de deposição das amostras sobre o painel e recolha do restante, acumulado na calha posicionada no fundo do painel.

### 3.5. Determinação das Perdas de Amostra de Areia

Sabe-se de antemão que existirão perdas na quantidade inicial da amostra de areia, associadas às operações consecutivas de transferência da amostra (após pesagem) para a calha, de despejo da amostra sobre o painel e também de recolha da porção de amostra que não fica depositada sobre a superfície do painel. Assim, julgou-se necessário, antes de mais, contabilizar as perdas que se verificam na massa inicial da amostra que é pesada na placa Petri ( $m_{\text{amostra}}$ ) aquando do despejo desta para a calha, assim como as perdas que se verificam na massa de amostra despejada ( $m_{\text{desp.calha}}$ ) e recolhida ( $m_{\text{rec.calha}}$ ) com as calhas. Desta forma, foram realizados cinco testes para cada uma das amostras, de forma a obter uma média do valor das perdas que ocorrem na transferência da amostra da placa Petri para a calha ( $m_{\text{n.c.(placa)}}$ ), assim como das perdas de massa de areia por aderência na calha ( $m_{\text{n.c.(calha)}}$ ). Estes testes foram realizados no interior das instalações do CTCV. A balança utilizada durante este procedimento foi a mesma, já referida anteriormente (A & D Instruments, GR-300-EC).

**Perdas na placa Petri ( $m_{n.c.(placa)}$ )**

De forma a serem contabilizadas as perdas que ocorrem na transferência da amostra da placa Petri para a calha aquando da realização dos testes, procedeu-se da seguinte forma:

1. medição e registo da massa inicial da placa Petri, ainda vazia ( $m_{placa,i}$ );
2. pesagem da quantidade de amostra igual à que irá ser utilizada nos ensaios dos painéis, 30 g de massa de amostra ( $m_{amostra}$ );
3. despejo da quantidade de amostra pesada da placa Petri para a calha, com posterior medição e registo da massa “final” da placa Petri ( $m_{placa,f}$ ).

A massa de amostra não contabilizada, representando as perdas por aderência na placa Petri, é dada pela diferença:

$$m_{n.c.(placa)} = m_{placa,f} - m_{placa,i} \quad (3.1)$$

**Perdas na calha ( $m_{n.c.(calha)}$ )**

Por limitação das dimensões e da gama de medida da balança, não era possível fazer pesagens da calha. Assim, para a contabilização das perdas na calha (após as operações de despejo e de recolha), procede-se da seguinte forma:

1. despejo da quantidade de amostra sobre a calha ( $m_{desp.calha} = m_{amostra} - m_{n.c.(placa)}$ ), com posterior medição e registo da massa final da placa Petri ( $m_{placa,f}$ ), conforme já referido no ponto 3 anterior;
2. distribuição uniforme da amostra sobre a calha com o auxílio de uma espátula;
3. recolha da massa da amostra da calha para a placa Petri, usando um pincel;
4. Pesagem da massa da placa Petri contendo a amostra recolhida da calha, cujo valor corresponderá à soma:  $m_{rec.calha} + m_{placa,f}$ .

A massa de amostra não contabilizada, representando as perdas por aderência na calha, é obtida através de:

$$m_{n.c.(calha)} = m_{desp.calha} - m_{rec.calha} \quad (3.2)$$

É de salientar que a distribuição uniforme da amostra sobre a calha neste procedimento serviu para tentar recriar as mesmas operações que se previam ser necessárias para preparar os painéis para os posteriores testes comparativos de desempenho (no ambiente exterior).

De uma forma genérica, é expectável que a amostra com o valor mais baixo de granulometria seja aquela que apresenta um valor maior deste tipo de perdas (por aderência), embora em ambos os casos estas não sejam consideráveis, como se poderá ver posteriormente.

Sendo os testes de desempenho aos painéis realizados no ambiente exterior, estamos expostos a condições variáveis, tais como radiação, chuva e vento. Não conseguindo controlar as variáveis radiação e chuva, apenas nos resta tentar minimizar o efeito do vento, quer na operação de despejo da amostra sobre os painéis, quer durante o procedimento experimental dos ensaios. Sabendo que partículas com granulometria superior a um micrómetro são facilmente removidas pelo efeito do vento (Jiang et al., 2017), foi aplicada fita adesiva nas laterais dos painéis fotovoltaicos, pretendendo com isto obter um efeito de para-vento. Estas fitas têm como função minimizar o efeito do vento, particularmente aquando da deposição e da recolha do remanescente das amostras acumulado no bordo de fundo do painel, garantindo, contudo, que não era causado sombreamento ao painel.

A utilização destas fitas fez com que, perante a impossibilidade de as contabilizar, fossem desprezadas as possíveis perdas que ocorrerão pelos bordos laterais dos painéis.

### **3.6. Determinação do Desempenho dos Painéis**

De forma a determinar e comparar a eficiência dos painéis com os diferentes revestimentos, foram realizadas duas experiências individuais aos painéis para cada uma das amostras de areia selecionadas, recorrendo-se à utilização de dois equipamentos da Seaward Solar, o PV200 (Figura 3.3 (a)) e o 200R (Figura 3.3 (b)), e posterior tratamento de dados através do *software* SolarCert Solar PV Reporting. De forma a entender melhor como se irá proceder, é necessário perceber o funcionamento dos equipamentos, assim como do *software*.

### **Emparelhamento do PV200 e o 200R**

Embora os equipamentos quando não se encontram emparelhados nos permitem observar os valores de potência máxima que o painel debita, o facto de não estar a ser registado o valor da temperatura a que a célula se encontra e a radiação incidente ao longo da medição, torna as conclusões menos exatas. Assim, os equipamentos PV200 e 200R podem então ser emparelhadas e funcionar segundo três modos: o Modo 1 permite-nos obter os valores da  $I_{SC}$ , da  $V_{OC}$  e da resistência de isolamento,  $R_{ISO}$ ; o Modo 2 permite obter os valores da  $I_{SC}$ , da  $V_{OC}$ , da  $I_{MPP}$ , da  $V_{MPP}$  e do  $FF$ , e, ainda, permite depois criar a curva I-V; o Modo 3 permite obter os mesmos valores que o modo anterior, sendo ainda acrescentado o valor da  $R_{ISO}$ .

Apesar de o Modo 1 ser um processo mais rápido para a recolha de dados, não nos permite observar graficamente as curvas características dos painéis, tal como é possível através dos modos 2 e 3. Apesar de estes últimos modos serem similares entre si, como não é relevante para este estudo o valor de  $R_{ISO}$ , optou-se pela utilização do Modo 2.

Após a seleção do Modo 2, passa-se à ligação dos aparelhos nos painéis para posterior registo. Tal como descrito anteriormente, o PV200 é ligado diretamente aos cabos do painel, o equipamento 200R é posicionado ao lado do painel, à mesma inclinação, e a sonda da temperatura ligada ao 200R é fixada, com fita de alumínio, atrás do módulo (Figura 3.6). Estando reunidas as condições para a medição, procede-se ao registo dos valores obtidos, sendo feito o armazenamento dos mesmos no equipamento PV200. O tempo de medição feito com os equipamentos para posterior armazenamento e tratamento de dados é de, aproximadamente, 10 segundos, sendo ao longo desse período recolhidos vários valores de tensão e de corrente, com o objetivo de ser possível, posteriormente, criar as curvas características com o *software*.



**Figura 3.6** – Posicionamento da sonda de temperatura na face posterior do painel.

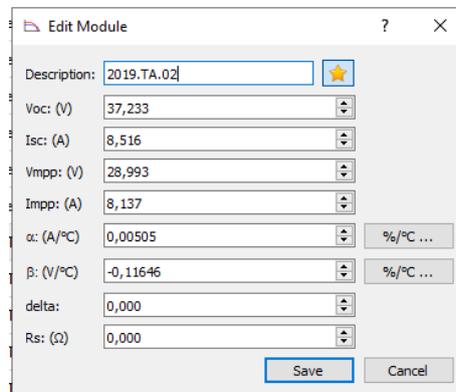
### **Software SolarCert Solar PV Reporting**

Este *software* é disponibilizado pela Seaward Solar, com o objetivo de criar curvas características dos painéis através dos dados recolhidos e armazenados no PV200, sendo feita a transferência dos dados do equipamento para o computador através de uma unidade de armazenamento USB. Através da utilização deste programa é possível ainda gerar relatórios com dados de caracterização do painel.

Um aspeto positivo acerca deste *software* é que o mesmo nos permite seleccionar, de uma lista já nele incluída, a marca e o modelo do painel em estudo. Assim, é possível depois comparar para cada um dos painéis as curvas nominais (NOM), e as curvas reais medidas (MEAS) e já convertidas para as Condições de Referência (STC), como irá ser explicado mais à frente.

Caso a marca/modelo do painel em utilização não se encontre nessa lista, é possível adicionar as características dos painéis fornecidas pelo fabricante. Para este caso de estudo, foi necessária adicionar a informação relativamente aos painéis em utilização, dado não constarem da lista existente no *software*. Desta forma, utilizando os dados apresentados no Anexo A (Características Nominais dos Painéis) e no Anexo C (Especificações dos

Painéis), para cada um dos painéis em estudo, foram adicionadas as características dos mesmos, dando a cada um a designação já estipulada, tal como se exemplifica na Figura 3.7.



Parameter	Value
Description	2019.TA.02
Voc: (V)	37,233
Isc: (A)	8,516
Vmpp: (V)	28,993
Impp: (A)	8,137
$\alpha$ : (A/°C)	0,00505
$\beta$ : (V/°C)	-0,11646
delta	0,000
Rs: ( $\Omega$ )	0,000

**Figura 3.7** – Inserção dos dados de caracterização dos painéis no *software*.

Adicionadas já estas informações relativamente a cada um dos painéis, é agora possível visualizar graficamente as curvas sobre o seu estado nominal (NOM), segundo os valores reais aquando da medição (MEAS) e/ou ainda segundo as Condições de Referência (STC), como se exemplifica na Figura 3.8. A curva apresentada segundo as STC é gerada automaticamente pelo *software*, tendo por base os valores da curva MEAS, onde este faz

uma representação de como seria o comportamento do painel caso este se encontrasse nas condições STC ( $T_{\text{célula}} = 25^{\circ}\text{C}$ ;  $G_c = 1000 \text{ W/m}^2$ ; AM1.5).

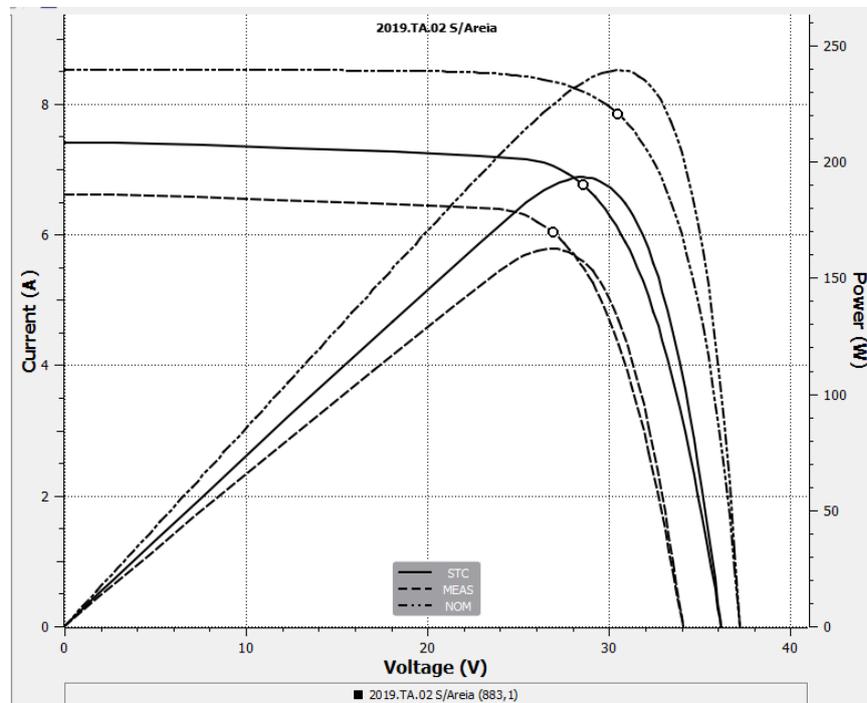


Figura 3.8 – Curvas características obtidas através do *software* SolarCert.



## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Ao longo deste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos nos ensaios dos painéis fotovoltaicos expostos ao ambiente exterior, com os diferentes produtos de revestimento aplicados na superfície, seguindo os procedimentos experimentais descritos no capítulo anterior.

Com base nos dados das fichas técnicas dos painéis, que se encontram no Anexo A, através das medições realizadas aos painéis e recorrendo ao *software* Solar Cert Solar PV Reporting, começou-se por analisar o desempenho atual dos painéis selecionados, os quais se encontram em funcionamento no CTCV há já cerca de 2 anos. Os dados relativos a cada um dos painéis encontram-se no Anexo D, podendo verificar-se que todos eles apresentavam já potências de produção inferiores em 19% a 21% aos respetivos valores nominais. Esta primeira aferição foi importante, para posteriormente se poder determinar e comparar as perdas de eficiência que efetivamente ocorrem devidas à deposição de sujidades sobre a superfície dos painéis. Começaremos, contudo, por apresentar os resultados dos ensaios de deposição das amostras de areia, realizados no interior e destinados a determinar as perdas de massa antes

### 4.1. Perdas de Massa de Amostra por Aderência

Tal como foi descrito no capítulo anterior, foram realizados cinco testes para cada uma das amostras. Estes ensaios realizados no interior, com o objetivo de determinar quais as perdas de massa inicial das mesmas que ocorrem aquando da deposição da areia sobre os painéis, tanto por aderência na placa Petri (Equação 3.1), como por aderência na calha (Equação 3.2).

#### Perdas na placa Petri ( $m_{n.c.(placa)}$ ) - Amostra 1

No caso da Amostra 1, utilizando uma massa de amostra aproximadamente de 30 g, foram feitos os registos que se encontram na Tabela 2.

**Tabela 2** – Contabilização das perdas na placa Petri para a Amostra 1

Teste	$m_{\text{placa.i}}$ (g)	$m_{\text{placa.f}}$ (g)	$m_{\text{n.c.(placa)}}$ (g)	$m_{\text{amostra}}$ (g)	$m_{\text{n.c.(placa)}}$ (%)
1	24,8163	24,8166	0,0003	30,0009	0,0010
2	24,8158	24,8165	0,0007	30,0007	0,0023
3	24,8157	24,8163	0,0006	30,0004	0,0020
4	24,8158	24,8163	0,0005	30,0003	0,0017
5	24,8157	24,8162	0,0005	30,0005	0,0017
<b>Média</b>	<b>24,8159</b>	<b>24,8164</b>	<b>0,0005</b>	<b>30,0006</b>	<b>0,0017</b>

O valor médio da  $m_{\text{n.c.(placa)}}$  no caso da Amostra 1 é de  $(0,0005 \pm 0,0001)$  g. Em termos percentuais, este valor representa que 0,0017% da massa inicial da amostra fica na placa Petri, não sendo depositada na calha.

### Perdas na placa Petri ( $m_{\text{n.c.(placa)}}$ ) - Amostra 2

Realizando o mesmo procedimento para a Amostra 2, são então apresentados os resultados obtidos para esta amostra na Tabela 3.

**Tabela 3** – Contabilização das perdas na placa Petri para a Amostra 2

Teste	$m_{\text{placa.i}}$ (g)	$m_{\text{placa.f}}$ (g)	$m_{\text{n.c.(placa)}}$ (g)	$m_{\text{amostra}}$ (g)	$m_{\text{n.c.(placa)}}$ (%)
1	24,8159	24,8165	0,0006	30,0003	0,0020
2	24,8157	24,8165	0,0008	30,0005	0,0027
3	24,8156	24,8164	0,0008	30,0001	0,0027
4	24,8156	24,8163	0,0007	30,0000	0,0023
5	24,8156	24,8163	0,0007	30,0003	0,0023
<b>Média</b>	<b>24,8157</b>	<b>24,8164</b>	<b>0,0007</b>	<b>30,0002</b>	<b>0,0024</b>

No caso da Amostra 2, o valor médio da  $m_{\text{n.c.(placa)}}$  é de  $(0,0007 \pm 0,0001)$  g, representando 0,0024% da massa inicial da amostra.

Apesar de o valor percentual para a  $m_{n.c.(placa)}$  no caso da Amostra 2 ser ligeiramente superior ao valor registado para Amostra 1, face aos valores reduzidos obtidos para ambas as amostras, poderíamos numa primeira análise considerar que as perdas que ocorrem através da transferência da amostra da caixa Petri para a calha seriam desprezáveis. Contudo, não podemos admitir isso, pois, tal como iremos analisar posteriormente, os valores de massa recolhida no fundo do painel são também relativamente reduzidos (i.e., da mesma ordem de grandeza).

Posto isto, iremos então considerar para cada uma das amostras os respetivos valores de perdas através da placa Petri de  $(0,0005 \pm 0,0001)$  g e de  $(0,0007 \pm 0,0001)$  g para Amostra 1 e 2, respetivamente.

### Perdas na calha ( $m_{n.c.(calha)}$ ) - Amostra 1

Os valores de perdas que ocorrem por aderência à calha, no caso da Amostra 1, encontram-se na tabela 4.

**Tabela 4** – Contabilização das perdas na calha para a Amostra 1

Teste	$m_{desp.calha}$ (g)	$m_{rec.calha}$ (g)	$m_{n.c.(calha)}$ (g)	$m_{n.c.(calha)}$ (%)
1	30,0006	29,9674	0,0332	0,1107
2	30,0000	29,9787	0,0213	0,0710
3	29,9998	29,9724	0,0274	0,0913
4	29,9998	29,9688	0,0310	0,1033
5	30,0000	29,9852	0,0148	0,0493
<b>Média</b>	<b>30,0004</b>	<b>29,9745</b>	<b>0,0255</b>	<b>0,0851</b>

A massa da amostra que é despejada sobre a calha,  $m_{desp.calha}$ , tem já em consideração as perdas que ocorreram por aderência na placa Petri.

O valor médio da  $m_{n.c.(calha)}$  no caso da Amostra 1 é de  $(0,0255 \pm 0,0001)$  g. Em termos percentuais, este valor representa que 0,0851% da massa de amostra depositada ao longo da calha não é despejada no painel, nem recolhida na calha que se encontra no fundo do painel.

### Perdas na calha ( $m_{n.c.(calha)}$ ) - Amostra 2

No caso da Amostra 2, os valores de perdas que ocorrem por aderência na calha encontram-se na tabela 5.

**Tabela 5** – Contabilização das perdas na calha para a Amostra 2

Teste	$m_{desp.calha}$ (g)	$m_{rec.calha}$ (g)	$m_{n.c.(calha)}$ (g)	$m_{n.c.(calha)}$ (%)
1	29,9997	29,9898	0,0099	0,0330
2	29,9997	29,9809	0,0188	0,0627
3	29,9993	29,9869	0,0124	0,0413
4	29,9993	29,9861	0,0132	0,0440
5	29,9996	29,9748	0,0248	0,0827
<b>Média</b>	<b>29,9995</b>	<b>29,9837</b>	<b>0,0158</b>	<b>0,0527</b>

Tal como considerado para o caso da Amostra 1, considerou-se também para esta amostra que a massa da amostra despejada na calha,  $m_{amostra}$ , tem já em conta as perdas que ocorreram na placa Petri.

No caso da Amostra 2, o valor médio da  $m_{n.c.(calha)}$  é de  $(0,0158 \pm 0,0001)$  g, representando 0,0527% da massa inicial da amostra depositada na calha.

Comparando os valores para ambas as amostras, é possível concluir que se verificam maiores valores de perdas para a Amostra 1, comparativamente àqueles que foram registados para a Amostra 2. Tal como as perdas por aderência à placa Petri, também não devem ser desprezadas as perdas que ocorrem por aderência à calha. Desta forma, foram então considerados os seguintes valores de perdas da amostra,  $m_{n.c.(calha)}$ :  $0,0255 \pm 0,0001$  g, no caso da Amostra 1, e  $0,0158 \pm 0,0001$  g, no caso da Amostra 2.

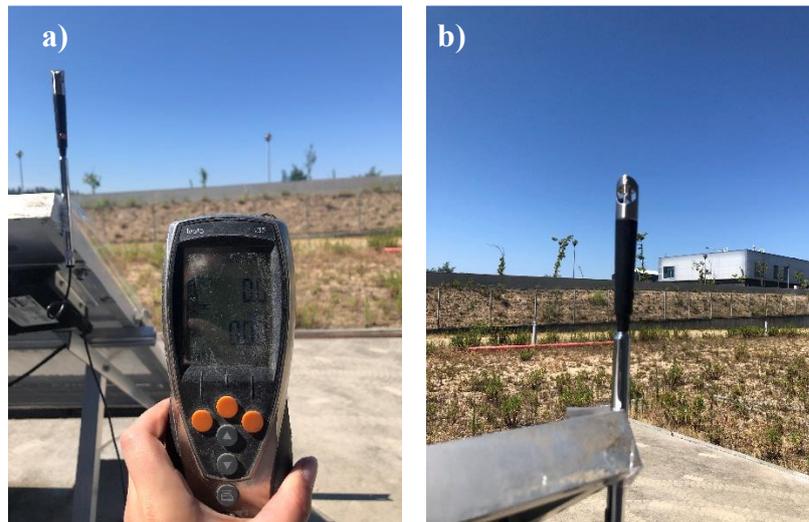
Após terem sido consideradas as perdas que ocorrem tanto na placa Petri como na calha de deposição e na de recolha (no fundo do painel), são analisados agora os valores registados para o nosso caso de estudo.

De forma a avaliar qual a influência dos revestimentos aplicados na eficiência dos painéis fotovoltaicos, foram realizados 4 testes de deposição para a Amostra 1 e três

testes para Amostra 2. Os valores obtidos estão apresentados no Anexo E, para o caso da Amostra 1, e no Anexo F, para o caso da Amostra 2.

Ao longo deste procedimento, foram utilizadas duas placas Petri distintas, mas nominalmente iguais. Uma delas servia para a deposição da amostra na calha,  $m_{placa1}$ , e a outra era usada para a recolha da areia acumulada no fundo do painel,  $m_{placa2}$ . Embora já tivesse sido feito o estudo acerca das perdas que ocorriam para cada uma das amostras, a utilização das duas placas permite-nos identificar melhor as perdas que ocorrem na calha aquando da deposição no painel.

É de registar que os valores apresentados não têm em consideração a temperatura a que a célula se encontra, nem a velocidade do vento aquando da realização dos testes, embora se tentasse monitorizar esta última variável através da observação dos valores que se registavam no anemómetro, conforme se ilustra na Figura 4.1. Este mesmo procedimento foi aplicado para ambas as amostras e para todos os testes realizados nos quatro painéis em estudo.



**Figura 4.1** – a) Observação da velocidade do vento através do anemómetro;  
b) Posição da sonda do anemómetro.

## 4.2. Recolha da Parte Não Depositada da Amostra

Foi feita então uma análise em termos percentuais da massa de areia que é recolhida na calha no fundo do painel,  $m_{rec.calha}$ , e à quantidade de amostra que permanece depositada na superfície dos painéis, para cada um deles,  $m_{dep.painel}$ , relativamente ao valor  $m_{desp.painel}$ .

### Painel 2019.TA.09

Tal como já descrito anteriormente, este painel serve como painel de referência, não tendo por isso aplicado qualquer produto de revestimento.

#### Amostra 1

No caso da Amostra 1, os valores percentuais dos valores da massa recolhida na calha do fundo do painel e da quantidade de amostra que permanece no painel encontram-se na Tabela 6.

**Tabela 6** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.09 no caso da **Amostra 1**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	4	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	0,15	0,22	0,38	0,43	<b>0,30</b>	0,11
$m_{\text{dep.painel}}$	99,77	99,69	99,54	99,48	<b>99,62</b>	0,11

Através da Tabela 6, podemos considerar que no painel sem qualquer produto aplicado à sua superfície, a percentagem de sujidade que fica depositada na sua superfície é, aproximadamente, de 99,62%, com um desvio padrão de 0,11 %.

#### Amostra 2

No caso desta amostra, os valores para o Teste 1 foram desprezados, pois foi recolhida também a quantidade de areia que se encontrava depositada sobre a última linha de células do painel fotovoltaico.

**Tabela 7** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.09 no caso da **Amostra 2**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	--	0,38	0,24	<b>0,31</b>	0,07
$m_{\text{dep.painel}}$	--	99,57	99,71	<b>99,64</b>	0,07

Deste modo, o valor da média teve em consideração apenas os valores obtidos nos testes 2 e 3. Através destes valores, podemos considerar que no painel sem qualquer produto aplicado à sua superfície, a percentagem de sujidade (Amostra 2) que fica depositada na sua superfície é, aproximadamente, de 99,64%; portanto, valores praticamente idênticos para ambas as amostras.

### **Painel 2019.TA.08**

Neste painel foi aplicado o produto SWP, que confere à superfície propriedades antiestáticas. Pelas Tabelas 8 e 9, referentes às amostras 1 e 2, respetivamente, podemos considerar que, no painel com o produto SWP aplicado, a percentagem de sujidade que fica depositada na superfície é de 99,6% , sensivelmente igual para ambas as amostras.

**Tabela 8** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.08 no caso da **Amostra 1**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	4	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	0,40	0,10	0,50	0,18	<b>0,30</b>	0,16
$m_{\text{dep.painel}}$	99,51	99,82	99,41	99,74	<b>99,62</b>	0,16

**Tabela 9** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.08 no caso da **Amostra 2**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	0,30	0,42	0,14	<b>0,29</b>	0,11
$m_{\text{dep.painel}}$	99,65	99,53	99,81	<b>99,66</b>	0,11

### Painel 2019.TA.05

Neste painel foi aplicado o produto IGP, que confere características hidrofóbicas à sua superfície. Pelas Tabelas 10 e 11, observa-se que a percentagem de sujidade que fica depositada na superfície é um pouco superior à registada com o produto anterior (SWP), e, por sua vez, ligeiramente superior no caso da Amostra 2 (99,39% contra 98,59%).

**Tabela 10** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.05 no caso da **Amostra 1**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	4	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	5,00	0,01	0,14	0,09	<b>1,31</b>	2,13
$m_{\text{dep.painel}}$	94,91	99,91	99,77	99,77	<b>98,59</b>	2,13

**Tabela 11** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.05 no caso da **Amostra 2**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	1,23	0,11	0,34	<b>0,56</b>	0,48
$m_{\text{dep.painel}}$	98,72	99,84	99,61	<b>99,39</b>	0,48

### Painel 2019.TA.02

Neste painel foi aplicado o produto SP, o produto de revestimento onde se verificou o maior ângulo de contacto. As Tabelas 12 e 13 apresentam percentagens de deposição na superfície do painel de 99,71% e 98,10% para as amostras 1 e 2, respetivamente, valores estes que, embora não muito diferentes, se situa entre os obtidos com os dois produtos de revestimento anteriores.

**Tabela 12** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.02 no caso da **Amostra 1**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	4	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	0,31	0,06	0,26	0,17	<b>0,20</b>	0,09
$m_{\text{dep.painel}}$	99,61	99,86	99,65	99,74	<b>99,71</b>	0,09

**Tabela 13** – Dados relativamente à massa recolhida na calha e quantidade de amostra que permanece no painel 2019.TA.02 no caso da **Amostra 2**. Os valores estão apresentados em percentagem (%).

Teste	1	2	3	Média	Desv. Padrão
$m_{\text{rec.calha}}$	4,56	0,90	0,06	<b>1,84</b>	1,95
$m_{\text{dep.painel}}$	95,38	99,05	99,88	<b>98,10</b>	1,95

Comparando os dois valores entre as duas amostras, assim como no caso do painel onde foi aplicado o IGP, os valores verificados para ambas as amostras apresentam uma diferença significativa, o que não foi verificado para os dois primeiros painéis apresentados.

Nos painéis onde estão aplicados os revestimentos IGP e SP o aumento do valor do desvio padrão estar associado aos fatores externos (temperatura da célula e a velocidade do vento) que se pudessem fazer sentir aquando da realização do teste.

De forma sucinta, através dos valores obtidos anteriormente para a massa que é depositada no painel, é possível concluir que: o revestimento SWP não apresenta qualquer efeito sobre a superfície aplicada; a quantidade de amostra depositada no painel, é menor no painel onde foi aplicado o SP, sendo por esse motivo, o revestimento mais eficaz (dentro dos três) no que diz respeito à diminuição de acumulação de sujidades na superfície. Deste último ponto podemos inferir que quanto maior o valor do ângulo de contacto criado à superfície dos painéis menor será a massa depositada sobre o mesmo.

### 4.3. Resultados Obtidos através do software SolarCert

Apesar de os resultados anteriores não nos conferirem conclusões muito significativas acerca dos efeitos dos produtos antiaderentes sobre a deposição de sujidade nos painéis, a utilização do *software* SolarCert Solar PV Reporting permitiu-nos obter resultados mais conclusivos, tendo sido então realizadas duas medições individuais a cada painel para cada uma das amostras de sujidade (Amostra 1 e Amostra 2).

O cálculo das eficiências (Nominal e STC) foi efetuado segundo a equação 2.3, considerando que a irradiação incidente no painel,  $G_c$ , era de 1000 W por unidade de área, e que o valor da área dos painéis,  $A_c$ , era de 1,61 m<sup>2</sup> em todos eles. O valor da área dos painéis foi obtido dos dados apresentados no Anexo D, onde se encontram as especificações dos painéis.

Os valores correspondentes à diferença de potência que aparecem tabelados são obtidos através da seguinte expressão:

$$\text{Dif. de Pot. [\%]} = \frac{P_{\text{Nom.}} - P_{\text{STC}}}{P_{\text{Nom.}}} \times 100 \% \quad (4.1)$$

#### Painel 2019.TA.09 (de referência)

**Tabela 14** – Valores obtidos através do *software* para o painel 2019.TA.09.

	Teste	$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{\text{cél.}}$ [°C]	$P_{\text{Nom.}}$ [W]	$P_{\text{STC}}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{\text{Nominal}}$ [%]	$\eta_{\text{STC}}$ [%]
Amostra 1	1	1101	44,1	241	<b>164</b>	31,9	15,0	<b>10,2</b>
	2	1149	51,8		<b>184</b>	23,7		<b>11,4</b>
Amostra 2	1	823	42,3		<b>139</b>	42,3		<b>8,6</b>
	2	1199	52,1		<b>128</b>	46,9		<b>7,9</b>

Sabendo que este painel apresentava já inicialmente uma redução de potência de 19,4% relativamente ao valor nominal (Anexo D), após aplicada a quantidade de amostra de areia, este valor de redução sofreu um aumento significativo em ambas as amostras. Do mesmo modo, também se verificou uma redução da eficiência relativamente ao valor também constante no Anexo D. Apresentando inicialmente uma eficiência média de 12,0%,

verificou-se uma diminuição de 1,2%, para o caso da Amostra 1, e de 3,8%, no caso da Amostra 2.

### Painel 2019.TA.08 (revestimento SWP)

**Tabela 15** – Valores obtidos através do *software* para o painel 2019.TA.08.

	Teste	$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{Nominal}$ [%]	$\eta_{STC}$ [%]
Amostra 1	1	1098	41,7	246	<b>154</b>	37,4	15,2	<b>9,6</b>
	2	1148	53,1		<b>179</b>	27,2		<b>11,1</b>
Amostra 2	1	852	42,6		<b>138</b>	43,9		<b>8,6</b>
	2	1167	55,0		<b>144</b>	41,5		<b>8,9</b>

Tal como anteriormente, também foi verificada uma redução da potência registadas após a deposição das amostras, relativamente àquela que se verificava inicialmente. Analisando o valor percentual da eficiência, este apresentava inicialmente um valor médio de 12,3% e, após a deposição das amostras 1 e 2, diminuiu aproximadamente 2,0% e 3,6%, respetivamente. Mais uma vez se verifica uma maior redução da eficiência no caso da amostra de maior granulometria.

### Painel 2019.TA.05 (revestimento IGP)

**Tabela 16** – Valores obtidos através do *software* para o painel 2019.TA.05.

	Teste	$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{Nominal}$ [%]	$\eta_{STC}$ [%]
Amostra 1	1	1135	49,6	236	<b>163</b>	30,9	14,7	<b>10,1</b>
	2	1136	55,3		<b>177</b>	25,0		<b>11,0</b>
Amostra 2	1	872	43,4		<b>144</b>	39,0		<b>8,9</b>
	2	1165	55,1		<b>143</b>	39,4		<b>8,9</b>

No caso deste painel, a eficiência média registada nas condições de limpeza (sem aplicação do revestimento e/ou de amostras) era de 11,6% (Anexo D). Após depositadas as

amostras, esta reduziu aproximadamente 1,0%, para o caso da Amostra 1, e 2,7% no caso da Amostra 2.

### Painel 2019.TA.02 (revestimento SP)

**Tabela 17** – Valores obtidos através do *software* para o painel 2019.TA.02.

	Teste	$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{Nominal}$ [%]	$\eta_{STC}$ [%]
Amostra 1	1	1203	50,7	236	<b>153</b>	35,2	14,7	<b>9,5</b>
	2	1146	56,7		<b>178</b>	24,6		<b>11,1</b>
Amostra 2	1	889	43,8		<b>151</b>	36,0		<b>9,4</b>
	2	1160	49,6		<b>148</b>	37,3		<b>9,2</b>

Assim como se verificou em todos os outros painéis, não sendo exceção, observou-se neste painel novamente uma redução da potência produzida comparativamente à situação de limpo. Do mesmo modo, ocorre uma diminuição da eficiência de 1,4%, no caso da Amostra 1, e de 2,4%, no caso da Amostra 2, comparativamente aos 11,7% iniciais (Anexo D).

Embora se verifique uma diminuição de 1,4%, no caso da Amostra 1, era expectável que esta diminuição fosse menor à do painel com o produto IGP, tal como vimos anteriormente, este é o revestimento mais eficaz para diminuição do acumular de sujidades à sujidade. Um dos motivos que poderá ter interferido com este valor é a quantidade de amostra que fica depositada no painel, não estando a ser controlada durante este procedimento.

Em suma, através deste procedimento foi possível auferir que: a eficiência é afetada diretamente com o tamanho do grão da amostra depositada (quanto maior o grão, maiores são as perdas registadas); a eficiência do painel com produto SWP não apresenta diferenças significativas relativamente ao painel de controlo, podendo ser considerado que o mesmo não produz qualquer efeito sobre o painel; os painéis com revestimentos hidrofóbicos (IGP e SP) apresentam melhores valores de eficiência na amostra de maior tamanho de grão (Amostra 2).



## 5. CONCLUSÕES E PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

### 5.1. Conclusões

Este trabalho foi realizado com o intuito de avaliar a influência que os revestimentos antiaderentes tinham sobre a eficiência dos painéis fotovoltaicos.

Embora que a análise da influência dos produtos de revestimento sobre a quantidade de amostra de areia que não fica depositada na superfície do painel fotovoltaico possa ter sido afetada por fatores externos (temperatura da célula e velocidade do vento) foi ainda possível concluir que: o revestimento *Solar Wash Protect* (SWP) não produz qualquer efeito sobre a superfície do painel; a quantidade de amostra que fica depositada no painel, é menor naquele onde foi aplicado o revestimento *Solar Protect* (SP), sendo portanto este o revestimento mais eficaz. Consequentemente conclui-se que quanto maior o ângulo de contacto criado à superfície, menor será a quantidade de sujidade depositada sobre a mesma.

Através da análise da potência produzida após aplicação das amostras, conclui-se que o painel que apresentou melhores resultados aquando da deposição da Amostra 1 foi o painel 2019.TA.05, onde estava aplicado o produto *Industrial Glass Protect*. No caso da Amostra 2, o painel que apresentou melhores resultados foi o painel 2019.TA.02, onde estava aplicado o produto *Solar Protect*. Também através da análise da potência e da eficiência dos módulos, é possível concluir que a granulometria das sujidades que se depositam ao longo do painel afetam de forma diferente a eficiência do mesmo. Quanto maior for o tamanho do grão das sujidades, maiores serão as perdas verificadas na eficiência. Ainda nesta análise foi possível concluir novamente, que o revestimento *Solar Wash Protect* não produz qualquer efeito sobre a eficiência do painel.

Conclui-se também, através deste estudo, que todos os painéis com a aplicação de produtos de revestimento hidrofóbicos, apresentavam valores de potência superiores comparativamente ao painel de controlo, após depositadas as amostras de sujidade, o que

comprova que os revestimentos antiaderentes são uma boa solução para diminuir as perdas através das sujidades.

## **5.2. Propostas para Trabalhos Futuros**

O trabalho produzido ao longo desta dissertação é o ponto de partida para o estudo e desenvolvimento de revestimentos mais eficientes, assegurando o bom funcionamento dos painéis solares fotovoltaicos. Desta forma será possível aumentar o tempo entre as manutenções de limpeza, sem que a eficiência de produção seja afetada. Através dos resultados produzidos pelo presente trabalho é possível recomendar algumas alterações para a realização de testes futuros. É também interessante explorar não só o potencial de produtos antiaderentes com propriedades hidrofóbicas, mas também aqueles que apresentam propriedades hidrofílicas.

Apesar de terem sido identificados os problemas que se fizeram sentir a longo dos procedimentos experimentais, não foi possível solucioná-los no trabalho desta dissertação. De forma a serem obtidos resultados mais fiáveis e conclusivos, é desejável que no futuro os testes sejam realizados numa primeira fase no interior, de forma a ser possível eliminar a influência do vento e da temperatura da célula, e só posteriormente passados os testes para o ambiente exterior.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abderrezek, M. & Fathi, M. (2017). Experimental study of the dust effect on photovoltaic panels' energy yield. *Solar Energy*, 308-320.
- Abu-Naser, M. (2017). Solar Panels Cleaning Frequency for Maximum Financial Profit. *Open Journal of Energy Efficiency*, **6**: 80-86.
- Alonso, M. (2004) *El generador fotovoltaico*. Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. CIEMAT.
- APREN (maio de 2019). *Energias Renováveis – Produção*. Acedido a 24 de junho de 2019, em <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.
- CRESESB (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicas*, <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro>.
- Ecotality (2019). *20 Most Efficient Solar Panels of 2019*. Acedido em julho de 2019, em <https://ecotality.com/most-efficient-solar-panels/>.
- Electrical Installation (2018). *Photovoltaic background, technology*. Acedido em junho de 2019, em [http://www.electrical-installation.org/enwiki/Photovoltaic background, technology](http://www.electrical-installation.org/enwiki/Photovoltaic_background,_technology).
- Eurostat (2019). *Share of renewable energy in gross final energy consumption by sector*. Acedido a 27 de Junho de 2019, em <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>.
- First Green Consulting (2012). *Estimation of Solar PV System Output*. Acedido em junho de 2019, em <https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2012/12/26/estimation-of-solar-pv-system-output/>.
- Goetzberger, A., Knobloch, J., & Voss, B. (1998). *Crystalline Silicon Solar Cells*. John Wiley & Sons, Ltd.
- IPES (2016). *Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade, mensal e anual*. Acedido em abril de 2019, em <http://www.ipes.pt/ipes/radiacao-solar-global-em-portugal-e-a-sua-variabilidade-mensal-e-anual/>
- Javed, W., Guo, B., Wubulikasimu, Y., & Figgis, B. W. (2017). Photovoltaic performance degradation due to soiling and characterization of the accumulated dust. *2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy, ICPRE 2016*. 580-584.

- Jiang, Y., Lu, L., Ferro, A. R., & Ahmadi, G. (Setembro de 2017). Analyzing wind cleaning process on the accumulated dust on solar fotovoltaic (PV) modules on flat surfaces. *Solar Energy*, 1031-1036.
- Ketjoy, N. & Konyo, M. (2014). Study of dust effect on fotovoltaic module for fotovoltaic power plant. *Energy Procedia*, **52**: 431-437.
- Map Global horizontal irradiation, from the Global Solar Atlas. Acedido a 30 de março de 2019, em <https://globalsolaratlas.info/downloads/world>
- Martí, A. (2004). *Fundamentos de la conversión fotovoltaica: la célula solar*. Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. CIEMAT.
- Mattone, M., Rescic, S., Fratini, F. & Manganeli Del Fà, R. (2017) Experimentation of Earth-Gypsum Plasters for the Conservation of Earthen Constructions. *International Journal of Architectural Heritage*, **11**: 1558-3066.
- Meija, F. & Kleissl, J. & Bosch, J. (2013). The effect of dust on solar fotovoltaic systems. *Energy Procedia*, **49**: 2370-2376.
- Morais, J. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos, da Teoria à Prática*. PUBLINDUSTRIA.
- National Geographic (2012). *The Evolution of Solar Technology*. Acedido em Abril de 2019, em <https://blog.nationalgeographic.org/2012/05/30/the-evolution-of-solar-technology/>.
- NREL (n.d). *Reference Air Mass 1.5 Spectra*. Acedido em Setembro de 2019 <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/spectra-am1.5.html>
- PVEducation (n.d.). *Solar Cell Parameters – IV Curve*. Acedido em junho de 2019, em <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve>.
- PVEducation (n.d.). *Solar Cell Parameters – Efficiency*. Acedido em junho de 2019, em <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-efficiency>.
- Ritchie, H. & Roser, M. (2019a). Energy Production & Changing Energy Sources. Acedido a 30 de abril de 2019, no Web site do: Our World In Data: <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources>.
- Ritchie, H. & Roser, M. (2019b). CO2 and Greenhouse Gas Emissions. Acedido a 30 de abril de 2019, no Web site do: Our World In Data: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>.
- Rüther, R. (2004). *Edifícios solares fotovoltaicos*. Editora UFSC. Florianópolis.
- Sankey Diagrams (2015). Sankey Diagram Solar Panel System. Acedido em junho de 2019, em <http://www.sankey-diagrams.com/tag/pv/>.

Schill, C., Brachmann, S., Koehl, M. (2014). Impact of Soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules. *Solar Energy*, **112**: 259-262

Solar Power Europe (2017). *Global Market Outlook for Solar Panels 2018-2022 Report* (p.5). Acedido a 26 de junho de 2019, em <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>.



## ANEXO A – CARACTERÍSTICAS NOMINAIS DOS PAINÉIS

Este anexo diz respeito aos valores nominais apresentados pelos painéis aquando da sua aquisição no CTCV.

**Tabela A.1** – Dados das Fichas Técnicas dos Painéis

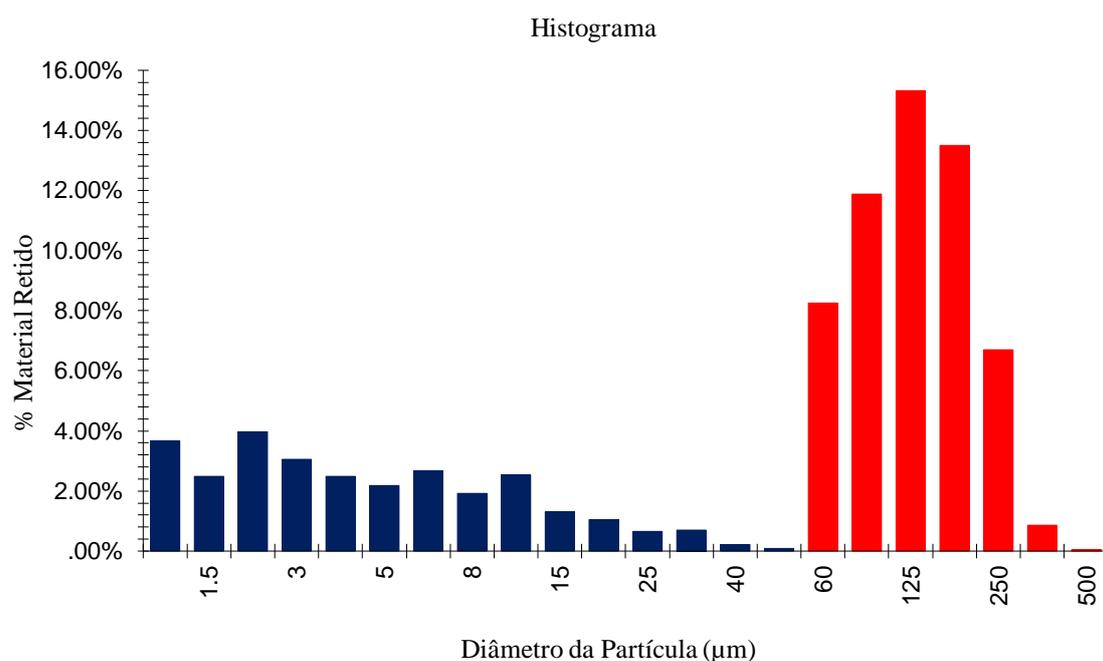
Designação Painel	Modelo	$P_{MP}$ [W]	$I_{sc}$ [A]	$V_{oc}$ [V]	$I_{MP}$ [A]	$V_{MP}$ [V]
2019.TA.01	M 235P	<b>238,231</b>	8,56516	37,2296	8,13314	29,2914
2019.TA.02	M 235P	<b>235,916</b>	8,51557	37,2332	8,13694	28,9932
2019.TA.05	M 235P	<b>235,707</b>	8,51481	37,1159	8,11508	29,0455
2019.TA.06	M 230P	<b>234,657</b>	8,55018	37,2552	8,12184	28,8921
2019.TA.07	M 240P	<b>244,161</b>	8,64560	37,3221	8,24624	29,6087
2019.TA.08	M 245P	<b>246,359</b>	8,63104	37,4241	8,24695	29,8728
2019.TA.09	M 240P	<b>240,713</b>	8,55586	37,2096	8,27077	29,1041
2019.TA.10	M 235P	<b>236,516</b>	8,54267	37,0783	8,14393	29,0420

## ANEXO B – DISTRIBUIÇÃO DA GRANULOMETRIA DA AMOSTRA 2

O histograma abaixo apresentado foi obtido através da Análise Granulométrica através de duas técnicas: peneiração a seco e sedimentação por absorção de Raios X. De referir que esta análise foi realizada no CTCV realizada a 20 de agosto de 2019.

### ANÁLISE GRANULOMÉTRICA

Sedimentação por absorção de Raios X e Peneiração a seco



No histograma apresentado, as barras a vermelho a distribuição granulométrica obtida por peneiração e as barras a azul escuro representam a distribuição granulométrica obtida por sedimentação.

## ANEXO C – ESPECIFICAÇÕES DOS PAINÉIS

No seguinte anexo foram adicionadas especificações elétricas e mecânicas dos painéis utilizados, assim como as dimensões dos mesmos. Estes dados foram recolhidos através da ficha técnica fornecida pela Martifer.

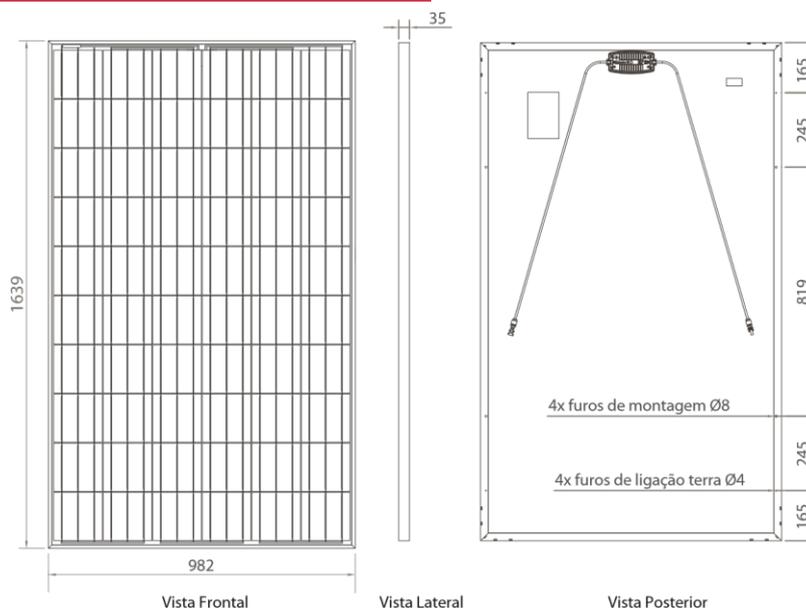
ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS				
Potência Nominal (Wp)	PMPP	230	240	250
Varição Positiva da Potência	PNOM	[PNOM-0; PNO <sub>M</sub> +4.99W]		
Corrente em MPP (A)	IMPP	7.92	8.13	8.34
Tensão MPP (V)	VMPP/UMPP	29.09	29.55	30.02
Tensão de Circuito Aberto (V)	VOC/UOC	37.04	37.23	37.60
Corrente de Curto Circuito (A)	ISC	8.39	8.47	8.68
Eficiência do Módulo	η (%)	14.3	14.9	15.6
Tensão Máxima do Sistema (V)	VSYST	1000		
Valor Máximo de Fusível de String (A)	I	15		
NOCT		45±2		
Coeficientes de Temperatura:				
Potência	γ(PNOM)	-0.424%/°C		
Tensão	β(Voc)	-0.313% /°C		
Corrente	α(Isc)	+0.059%/°C		

\* Valores em condições de teste padrão STC (massa de ar AM 1,5, irradiância 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura da célula de 25 °C) Tolerância máxima de potência: ±3%

### ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS

<b>Dimensões</b>	<b>1639 x 982 x 35 mm</b>
<b>Peso</b>	<b>20 kg</b>
<b>Células Solares</b>	<b>60 células multicristalinas de 6 polegadas</b>
<b>Protecção Frontal</b>	<b>Temperado e Texturado com Espessura de 4mm</b>
<b>Encapsulante</b>	<b>EVA (Ethylene Vinyl Acetate)</b>
<b>Protecção Posterior</b>	<b>PPE (Polyester Polyester Primer) Preto/azul/branco/transparente</b>
<b>Moldura</b>	<b>Alumínio Anodizado Prata/Preto</b>
<b>Díodos</b>	<b>3 Díodos Bypass (10.5A)</b>
<b>Caixas de Junção</b>	<b>IP 65, c/ 3 Díodos Bypass</b>
<b>Cabo</b>	<b>2 Cabos de 0.8 m</b>
<b>Conector</b>	<b>Weidmüller (compatível MC4) com opção de conector Tyco</b>

### DIMENSÕES (todos os valores estão em mm)



## ANEXO D – DADOS DE CARACTERIZAÇÃO DOS PAINÉIS LIMPOS

Neste anexo apresentam-se os valores obtidos para caracterização dos painéis através do *software* Solar Cert, encontrando-se os painéis todos limpos (sem qualquer produto de revestimento ou sujidade na superfície).

Os valores correspondentes à diferença de potência que aparecem tabelados, são obtidos através da Equação 4.1.

**Tabela D.1** – Painel 2019.TA.09 (de referência)

$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{STC}$ [%]	$\eta_{Medido}$ [%]
1196	51,1	241	185	23,2	11,5	10,6
1159	51,3		192	20,3	11,9	11,1
1061	43,2		197	18,3	12,2	11,6
822	41,9		197	18,3	12,2	11,6
592	44,9		200	17,0	12,4	11,8
		<b>Média</b>	<b>194</b>	<b>19,4</b>	<b>12,0</b>	<b>11,3</b>

**Tabela D.2** – Painel 2019.TA.08

$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{STC}$ [%]	$\eta_{Medido}$ [%]
1169	54,5	246	194	21,1	12,0	11,1
1150	52,6		193	21,5	12,0	11,1
1018	40,2		214	13,0	13,3	12,8
846	42,1		197	19,9	12,2	11,7
752	47,7		191	22,4	11,9	11,2
		<b>Média</b>	<b>198</b>	<b>19,6</b>	<b>12,3</b>	<b>11,6</b>

Tabela D.3 – Painel 2019.TA.05

$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{STC}$ [%]	$\eta_{Medido}$ [%]
1165	53,8	236	186	21,2	11,6	10,7
1158	48,7		188	20,3	11,7	10,9
1144	51,8		185	21,6	11,5	10,6
865	43,0		191	19,1	11,9	11,3
799	48,5		185	21,6	11,5	10,7
		<b>Média</b>	<b>187</b>	<b>20,8</b>	<b>11,6</b>	<b>10,8</b>

Tabela D.4 – Painel 2019.TA.02

$G_c$ [W · m <sup>-2</sup> ]	$T_{cél.}$ [°C]	$P_{Nom.}$ [W]	$P_{STC}$ [W]	Dif. de Pot. [%]	$\eta_{STC}$ [%]	$\eta_{Medido}$ [%]
883	42,9	236	193	18,2	12,0	11,4
1165	48,4		188	20,3	11,7	10,9
1215	49,4		188	20,3	11,7	10,9
862	55,0		187	20,8	11,6	10,7
1143	55,4		189	19,9	11,7	10,8
		<b>Média</b>	<b>189</b>	<b>19,9</b>	<b>11,7</b>	<b>10,9</b>

## ANEXO E – RECOLHA DA AMOSTRA 1

No seguinte anexo apresentam-se os valores obtidos para cada um dos testes realizados para a recolha da Amostra 1 ao fundo de cada painel. Todos os valores tabelados encontram-se expressos em gramas (g).

**Tabela E.1** – Painel 2019.TA.09 (de referência)

Teste	1	2	3	4
$m_{placa1,i}$	25,3903	25,3903	25,0740	25,9955
$m_{amostra}$	30,0007	30,0002	30,0005	30,0007
$m_{placa1,f}$	25,3971	25,0750	25,0756	25,9965
$m_{n.c.(placa)}$	0,0068	0,0001	0,0016	0,0010
$m_{desp.calha}$	29,9939	30,0001	29,9989	29,9997
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
$m_{desp.painel}$	29,9684	29,9746	29,9734	29,9742
$m_{placa2,i}$	25,9960	25,1600	25,3898	25,1229
$m_{placa2,f}$	26,0413	25,2267	25,5027	25,2527
$m_{rec.calha}$	0,0453	0,0667	0,1129	0,1298
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>29,8976</b>	<b>29,8824</b>	<b>29,8350</b>	<b>29,8189</b>

**Tabela E.2** – Painei 2019.TA.08 (com revestimento SWP)

Teste	1	2	3	4
$m_{placa1,i}$	54,8484	25,0366	26,3634	25,0365
$m_{amostra}$	30,0003	30,0002	30,0005	30,0000
$m_{placa1,f}$	54,8494	25,0380	26,3655	25,0380
$m_{n.c.(placa)}$	0,0010	0,0014	0,0021	0,0015
$m_{desp.calha}$	29,9993	29,9988	29,9984	29,9985
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
$m_{desp.painel}$	29,9738	29,9733	29,9729	29,9730
$m_{placa2,i}$	25,0747	54,8491	25,1266	24,8155
$m_{placa2,f}$	25,1946	54,8787	25,2778	24,8688
$m_{rec.calha}$	0,1199	0,0296	0,1512	0,0533
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>29, 8284</b>	<b>29, 9182</b>	<b>29, 7962</b>	<b>29, 8942</b>

**Tabela E.3** – Painei 2019.TA.05 (com revestimento IGP)

Teste	1	2	3	4
$m_{placa1,i}$	25,0371	26,3634	25,0364	26,4442
$m_{amostra}$	30,0007	30,0007	30,0005	30,0000
$m_{placa1,f}$	25,0413	26,3636	25,0379	26,4486
$m_{n.c.(placa)}$	0,0042	0,0002	0,0015	0,0044
$m_{desp.calha}$	29,9965	30,0005	29,9990	29,9956
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
$m_{desp.painel}$	29,9710	29,9750	29,9735	29,9701
$m_{placa2,i}$	26,3462	26,3481	54,8473	26,3459
$m_{placa2,f}$	27,8455	26,3499	54,8897	26,3726
$m_{rec.calha}$	1,4993	0,0018	0,0424	0,0267
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>28, 4462</b>	<b>29, 9477</b>	<b>29, 9056</b>	<b>29, 9179</b>

**Tabela E.4** – Pannel 2019.TA.02 (com revestimento SP)

Teste	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
$m_{placa1,i}$	26,3638	25,9959	25,9957	25,0740
$m_{amostra}$	30,0003	30,0009	30,0005	30,0008
$m_{placa1,f}$	26,3692	25,9970	25,9996	25,0748
$m_{n.c.(placa)}$	0,0054	0,0011	0,0039	0,0008
$m_{desp.calha}$	29,9949	29,9998	29,9966	30,0000
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
$m_{desp.painel}$	29,9694	29,9743	29,9711	29,9745
$m_{placa2,i}$	25,1225	24,8157	24,8155	25,3898
$m_{placa2,f}$	26,2144	24,8334	25,8940	25,4417
$m_{rec.calha}$	0,0919	0,0177	0,0785	0,0519
$m_{n.c.(calha)}$	0,0255	0,0255	0,0255	0,0255
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>29,8520</b>	<b>29,9311</b>	<b>29,8671</b>	<b>29,8971</b>

## ANEXO F – RECOLHA DA AMOSTRA 2

No seguinte anexo apresentam-se os valores obtidos para cada um dos testes realizados para a recolha da Amostra 2 ao fundo de cada painel. Todos os valores tabelados encontram-se expressos em gramas (g).

**Tabela F.1** – Painel 2019.TA.09

Teste	1	2	3
$m_{placa1,i}$	24,8161	24,8787	24,8776
$m_{amostra}$	30,0006	30,0005	30,0003
$m_{placa1,f}$	24,8168	24,8905	24,8793
$m_{n.c.(placa)}$	0,0007	0,0118	0,0017
$m_{desp.calha}$	29,9999	29,9887	29,9986
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
$m_{desp.painel}$	29,9841	29,9729	29,9828
$m_{placa2,i}$	23,3050	26,3457	26,3455
$m_{placa2,f}$	26,7412	26,4586	26,4173
$m_{rec.calha}$	3,4362	0,1129	0,0718
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>26,5321</b>	<b>29,8442</b>	<b>29,8952</b>

**Tabela F.2** – Painel 2019.TA.08

Teste	1	2	3
$m_{placa1,i}$	24,8167	25,0362	25,0376
$m_{amostra}$	30,0005	30,0001	30,0008
$m_{placa1,f}$	24,8170	25,0370	26,0391
$m_{n.c.(placa)}$	0,0003	0,0008	0,0015
$m_{desp.calha}$	30,0002	29,9993	29,9993
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
$m_{desp.painel}$	29,9844	29,9835	29,9835
$m_{placa2,i}$	23,3048	25,1236	25,1219
$m_{placa2,f}$	23,3943	25,2500	25,1642
$m_{rec.calha}$	0,0895	0,1264	0,0423
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>29,8791</b>	<b>29,8413</b>	<b>29,9254</b>

**Tabela F.3** – Painel 2019.TA.05

Teste	1	2	3
$m_{placa1,i}$	24,8163	25,99552	25,9948
$m_{amostra}$	30,0003	30,0008	30,0004
$m_{placa1,f}$	24,8178	25,9954	25,9957
$m_{n.c.(placa)}$	0,0015	0,0002	0,0009
$m_{desp.calha}$	29,9988	30,0006	29,9995
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
$m_{desp.painel}$	29,9830	29,9848	29,9837
$m_{placa2,i}$	23,3056	25,3895	25,3900
$m_{placa2,f}$	23,6737	25,4210	25,4916
$m_{rec.calha}$	0,3680	0,0315	0,1016
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>29,5992</b>	<b>29,9375</b>	<b>29,8663</b>

Tabela F.4 – Painel 2019.TA.02

Teste	1	2	3
$m_{placa1,i}$	24,8153	26,4440	26,4434
$m_{amostra}$	30,0000	30,0003	30,0004
$m_{placa1,f}$	24,8178	26,4445	26,4442
$m_{n.c.(placa)}$	0,0025	0,0005	0,0008
$m_{desp.calha}$	29,9975	29,9998	29,9996
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
$m_{desp.painel}$	29,9817	29,9840	29,9838
$m_{placa2,i}$	23,3054	24,8156	24,8165
$m_{placa2,f}$	24,6737	25,0858	24,8353
$m_{rec.calha}$	1,3683	0,2702	0,0188
$m_{n.c.(calha)}$	0,0158	0,0158	0,0158
<b><math>m_{dep.painel}</math></b>	<b>28,5976</b>	<b>29,6980</b>	<b>29,9492</b>