



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA MECÂNICA

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase

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

Development of a monitoring and data acquisition system for the experimental evaluation of photovoltaics' thermoregulation with phase change materials

Autor

Francisco João Coelho Nunes

Orientadores

Professor Doutor Adélio Manuel Rodrigues Gaspar

Professor Doutor Nelson Miguel Lopes Soares

Júri

| | |
|-------------------|--|
| Presidente | Professor Doutor António Manuel Mendes Raimundo Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra |
| Orientador | Professor Doutor Nelson Miguel Lopes Soares Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra |
| Vogal | Professor Doutor José Joaquim da Costa Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra |

Coimbra, Maio, 2018

Agradecimentos

O trabalho que aqui se apresenta só foi possível graças à colaboração e apoio de algumas pessoas, às quais não posso deixar de prestar o meu reconhecimento.

Aos meus orientadores, o Professor Doutor Adélio Manuel Rodrigues Gaspar e Professor Doutor Nelson Miguel Lopes Soares, o meu muito obrigado pelo apoio precioso e disponibilidade ininterrupta ao longo de todo o processo.

Ao Professor Doutor José Joaquim da Costa e ao Engenheiro João Alexandre Dias Carrilho, pelo papel que também desempenharam no desenvolvimento deste trabalho.

À SunEnergy, na pessoa do Eng. Carlos Morais, e ao Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro, na pessoa do Eng. Pedro Cardoso, por toda a disponibilidade e acompanhamento no desenvolvimento da instalação.

À minha namorada e aos meus amigos, por estarem sempre ao meu lado, pela paciência e palavras de motivação que nunca faltaram, e por todos os momentos que vivi ao longo desta etapa da minha vida que se dá, agora, por concluída.

Por fim, aos meus pais, por me terem ajudado a tornar na pessoa que sou, por todas as oportunidades que me deram ao longo da vida e por tudo o que fizeram e continuam a fazer por mim. Espero ser um motivo de orgulho.

O meu muito obrigado.

Esta tese foi desenvolvida no âmbito do projeto "PCMs4Buildings" - Sistemas com cavidades retangulares com materiais de mudança de fase para o aproveitamento de energia solar térmica em edifícios, ref. POCI-01-0145-FEDER-016750 | PTDC/EMS-ENE/6079/2014, cofinanciado por Fundos FEDER através do Programa Operacional Competitividade e Internacionalização - COMPETE 2020 e por Fundos Nacionais através da FCT - Fundação para a Ciência e a Tecnologia.



Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

Resumo

O objetivo deste trabalho consiste no desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para avaliar o efeito termorregulador de materiais de mudança de fase (PCMs) no aumento de eficiência de painéis fotovoltaicos (PVs) comerciais. O grande objetivo é o de desenvolver e testar um sistema de monitorização que permita adquirir dados de potência gerada, de eficiência de conversão de energia solar em elétrica e de temperaturas operativas de modo a realizar um estudo completo do comportamento de PVs para várias condições de ensaio.

O sistema de monitorização e aquisição de dados é constituído por um programa desenvolvido em *LabView*; por termopares devidamente calibrados e medidores de fluxo de calor; e ainda por um piranómetro cujo objetivo é o de registar a radiação solar incidente. A instalação experimental é constituída por quatro PVs instalados em paralelo e monitorizados individualmente. Por fim, na instalação elétrica estão presentes quatro divisores de tensão e quatro resistências de $0,05 \Omega$ destinados à aquisição de tensão e corrente elétrica, respetivamente; instalados a montante de quatro microinversores DC/AC. Numa primeira fase, validou-se experimentalmente a utilização dos PVs integrantes desta instalação e, posteriormente, o programa desenvolvido em *LabView*. Estabeleceram-se relações de produção entre os PVs para que, em ensaios futuros com a incorporação de PCMs, seja possível quantificar assertivamente as melhorias ao nível de produção energética e eficiência de conversão.

Com recurso ao equipamento de medição PVPM2540C, foram obtidas as curvas características *I-V* e concluiu-se que a produção dos PVs se encontra dentro dos valores esperados, com valores de potência máxima superiores a 200 W cada um. Por comparação direta dos valores obtidos pelo *LabView* com os obtidos pelo PVPM2540C foi possível validar o programa desenvolvido para a aquisição de dados e estabelecer desvios de produção entre os PVs de referência (PV2 e PV3) e os restantes (PV1 e PV4). Assim, para o PV1 registou-se um desvio de produção de 5,63 W; e para o PV4 o desvio foi de 1,04 W.

Palavras-chave: Aquisição de dados, Material de mudança de fase, PCM, Painel fotovoltaico, Potência elétrica máxima, Eficiência de conversão.

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

Abstract

The purpose of this work consists in the development of a monitoring and data acquisition system for the evaluation of phase change materials' (PCMs) thermoregulation effect in commercial photovoltaic (PV) panels. The main objective is the development of a data acquisition system for the acquiring of power, conversion efficiency and operating temperatures to perform a complete behavior study of PVs under different test conditions.

The monitoring and data acquisition system is composed of a *LabView* developed program; thermocouples properly calibrated and heat flux sensors; and a pyranometer, used to record the solar radiation. The experimental setup is made up of four PVs, connected in parallel and individually monitored. Last but not least, the electrical setup has four voltage divisors and four 0,05 Ω resistors, aimed at measuring the voltage and DC current data, respectively, and placed upstream four DC/AC microinverters. Firstly, the use of the aforementioned PVs was experimentally validated, followed by the *LabView* developed program. Power generation relations between PVs were established in order to quantify assertively the power and efficiency improvements for future tests with PV/PCM systems.

Using the measurement equipment PVPM2540C, *I-V* characteristic curves were obtained and it was concluded that, for each of the four PVs, the energy production falls within the expected values, with maximum power over 200 W.

By direct comparison of the *LabView* acquired data with the PVPM2540C ones, the *LabView* developed program's validation is possible and power generation relations were established between the reference-acting PVs (PV2 and PV3) and the rest (PV1 and PV4). Deviations of 5,63 W and 1,04 W were recorded regarding PV1 and PV4, respectively.

Keywords Data acquisition, Phase change material, PCM, Photovoltaic, Maximum power, Conversion efficiency.

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

Índice

| | |
|--|------|
| Índice de Figuras | xi |
| Índice de Tabelas | xv |
| Simbologia e Siglas | xvii |
| Simbologia..... | xvii |
| Siglas | xvii |
| 1. INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 1.1. Enquadramento | 1 |
| 1.2. Objetivos..... | 5 |
| 1.3. Funcionamento de PVs | 5 |
| 1.4. PCMs | 7 |
| 1.5. Aplicações de PCMs em PVs | 11 |
| 2. INSTALAÇÃO EXPERIMENTAL..... | 21 |
| 2.1. Constituição da instalação experimental..... | 21 |
| 2.2. Painéis fotovoltaicos | 23 |
| 2.3. Microinversores | 24 |
| 2.4. Unidades de armazenamento de energia..... | 25 |
| 3. AQUISIÇÃO DE DADOS | 27 |
| 3.1. Sensores de Temperatura | 27 |
| 3.2. Radiação solar..... | 30 |
| 3.3. Energia elétrica gerada pelos PVs | 31 |
| 3.3.1. Medição da tensão elétrica | 32 |
| 3.3.2. Medição da corrente elétrica..... | 34 |
| 3.3.1. Programa de aquisição de dados..... | 36 |
| 4. CARACTERIZAÇÃO E CALIBRAÇÃO DO SISTEMA | 39 |
| 4.1. Caracterização dos PVs | 39 |
| 4.1.1. Processo Experimental | 40 |
| 4.1.2. Resultados e discussão | 41 |
| 4.2. Validação do Programa de aquisição de dados..... | 42 |
| 5. CONCLUSÃO..... | 45 |
| 5.1. Notas conclusivas | 45 |
| 5.2. Trabalhos futuros | 46 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 47 |
| ANEXO A – CATÁLOGO PV RISEN 250W..... | 51 |
| ANEXO B – QUANTIDADE DE PCM POR CAVIDADE..... | 53 |
| ANEXO C – CALIBRAÇÃO DE TERMOPARES E HFS-4..... | 57 |
| ANEXO D – CÁLCULO TEÓRICO DA CORRENTE NO DIVISOR DE TENSÃO | 65 |
| ANEXO E – CURVAS I-V OBTIDAS PELO PVPM2540C | 67 |

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1. Variação da temperatura de um PCM ideal (sem fenómenos de histerese e subarrefecimento) ao longo de um ciclo completo de carga (fusão) e descarga (solidificação). Adaptado de [17]. | 3 |
| Figura 1.2. Representação dos processos intrínsecos numa célula PV: os eletrões, através da absorção de energia solar, libertam-se e são transportados para a camada negativa e, posteriormente, através de um condutor, para a camada positiva originando corrente elétrica. Figura adaptada da ref [25]. | 6 |
| Figura 1.3. Ligação de células fotovoltaicas em (a) série, aumentando os valores de tensão; (b) paralelo, aumentando os valores de corrente; e (c) conexão mista Figura adaptada da ref. [25]. | 7 |
| Figura 1.4. Calor armazenado em função da temperatura para PCMs puros e comerciais durante um ciclo de carga. Figura adaptada da ref. [21]. | 8 |
| Figura 1.5. Tipo de encapsulamento de PCMs: (a) Macro cápsula retangular (Adaptado de [32]); (b) Microencapsulamento: fotografia obtida por microscópio eletrónico de varrimento (SEM, do inglês Scanning Electron Microscope) (Adaptado de [33]). | 10 |
| Figura 1.6. Gráfico da variação de temperatura durante os ciclos de carga e descarga para um PCM ideal com subarrefecimento. Figura adaptada da ref. [21]. | 11 |
| Figura 1.7. (a) Esquema e medidas do recipiente de PCMs a ser utilizado experimentalmente; (b) Melhorias máximas de tensão e potência registadas resultante da termorregulação de PVs com incorporação de PCMs Figuras adaptadas da ref. [7]. | 12 |
| Figura 1.8. Efeito da incorporação de PCMs na temperatura do PV no estudo realizado por Browne et al. [18]. | 13 |
| Figura 1.9. Diferencial de temperatura entre a entrada e saída de água para os sistemas PV/T/PCM e PV/T. Figura adaptada da ref. [37]. | 14 |
| Figura 1.10. Diagramas esquemáticos dos sistemas PV/PCM: (a) sem alhetas; (b) com alhetas. Figuras adaptada da ref. [2]. | 16 |
| Figura 1.11. Comparação entre as curvas numérica e experimental de temperatura do: (a) sistema 2; (b) sistema 3. Figura adaptada da ref. [2]. | 16 |
| Figura 1.12. Campo de vetores e de temperatura obtidos para o sistema 2, ao fim de 80 minutos [2]. | 17 |
| Figura 1.13. Esquema do modelo físico testado e representação dos principais modos de transferência de calor presentes no sistema [38]. | 18 |
| Figura 1.14. Evolução temporal, para os sistemas PV e PV/PCM: (a) da temperatura operativa do PV; (b) do rendimento do sistema [38]. | 19 |

| | |
|---|----|
| Figura 1.15. Esquema dos modelos desenvolvidos para a incorporação de vários PCMs [39]..... | 20 |
| Figura 1.16. Energia elétrica fornecida por metro quadrado para o dia 23 de Junho em Inglaterra (SE) para cada sistema PV/PCM avaliado [39]..... | 20 |
| Figura 2.1. Instalação experimental (parte exterior) situada na cobertura do LAI-ADAI. . | 22 |
| Figura 2.2. Plataforma online da estação meteorológica localizada no LAI (https://www.wunderground.com/personal-weather-station/dashboard?ID=ICOIMBRA27&cm_ven=localwx_pwsdash). | 22 |
| Figura 2.3. Curvas I-V: (a) Influência da temperatura no valor da tensão para uma radiação solar incidente de 1000 W.m^{-2} ; (b) Influência da radiação solar incidente no valor de corrente e de potência para $T=25^{\circ}\text{C}$ (via Catálogo Risen Energy). | 24 |
| Figura 2.4. Microinversor BeOn, utilizado na instalação experimental, com os cabos de ligação: (a) ao circuito DC; e (b) ao circuito AC..... | 25 |
| Figura 2.5. Representação, desenvolvida em SolidWorks, do acoplamento correto dos seguintes elementos: (a) PV; (b) UAE com cavidades horizontais; (c) UAE com cavidades verticais. | 26 |
| Figura 3.1. (a) Vista superior do equipamento, com regulador de temperatura e abertura para imersão de termopares em banho termostaticado; (b) Vista frontal do equipamento. | 28 |
| Figura 3.2. Representação de um PICO TC-08, com 3 termopares agrupados e ligados a cada ficha, devidamente numerada, e conectados ao data logger..... | 28 |
| Figura 3.3. Distribuição dos termopares por elemento (PVs e UAEs). | 29 |
| Figura 3.4. Piranómetro utilizado na aquisição dos valores de radiação solar incidente nos PVs..... | 30 |
| Figura 3.5. (a) Circuito elétrico representativo da instalação elétrica; (b) Representação em SolidWorks da instalação experimental e da ligação entre os vários componentes. | 31 |
| Figura 3.6. Placa SCC-68, da National Instruments (Caixa de terminais e condicionamento de sinal). | 32 |
| Figura 3.7. Divisor de tensão desenvolvido para a aquisição de sinais de tensão no presente trabalho..... | 33 |
| Figura 3.8. (a) Incorporação correta de uma resistência (Shunt resistor) em circuitos elétricos (Adaptado de [40]); (b) Resistência $0,05 \Omega$ implementada no presente trabalho..... | 35 |
| Figura 3.9. Representação da instalação elétrica destinada à aquisição de dados e situada no LAI-ADAI..... | 35 |
| Figura 3.10. Interface do programa desenvolvido em LabView para a monitorização e registo dos valores de tensão, corrente e potência gerada pelo PV..... | 37 |
| Figura 3.11. Diagrama de blocos do programa desenvolvido em LabView para a monitorização e registo dos valores de tensão, corrente e potência gerada pelo PV. | 38 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.1. Equipamento PVPM2540C utilizado para a caracterização dos PVs através de recolhas pontuais de dados. | 40 |
| Figura 4.2. Curva característica I-V para o PV1 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h07.42 | |
| Figura 4.3. Dados de potência obtidos para os quatro PVs no dia 19/05/2018. | 43 |
| Figura A.1. Página 1: catálogo PV Risen-250W. | 51 |
| Figura A.2. Página 2: catálogo PV Risen-250W. | 52 |
| Figura B.1. Esquema dos diferentes tipos de cavidades a encher. | 53 |
| Figura C.1. Representações gráficas das retas de calibração correspondentes a cada termopar. | 62 |
| Figura E.1. Curva característica I-V para o PV2 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h09. | 67 |
| Figura E.2. Curva característica I-V para o PV3 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h10. | 67 |
| Figura E.3. Curva característica I-V para o PV4 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h13. | 68 |

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1.1. Propriedades de um PCM ideal [27]..... | 9 |
| Tabela 1.2. Constituição dos sistemas PV/T/PCM testados por Browne et al. [18]. | 13 |
| Tabela 1.3. Constituição dos sistemas testados em [37]. | 14 |
| Tabela 1.4. Constituição dos sistemas utilizados na validação de estudos numéricos na ref. [2]. | 15 |
| Tabela 2.1. Listagem dos elementos constituintes da instalação experimental..... | 21 |
| Tabela 2.2. Principais características dos PVs utilizados, retirados da ficha técnica do modelo RSM-60-6-250P da Risen Energy..... | 23 |
| Tabela 3.1. Fatores de calibração dos divisores de tensão. | 33 |
| Tabela 4.1. Comparação dos resultados obtidos via PVPM2540C com os valores catalogados e desvios percentuais relativos ao PV1. | 41 |
| Tabela 4.2. Produção máxima de cada PV durante um período de 14 horas. | 43 |
| Tabela 4.3. Produção média dos PVs de referência durante as 14h de ensaio. | 44 |
| Tabela 4.4. Desvios de produção relativos aos PVs referência. | 44 |
| Tabela B.1. Dimensões dos vários tipos de cavidades. | 54 |
| Tabela B.2. Quantidade de PCM por cavidade e por UAE e altura da “almofada de ar” por cavidade..... | 55 |
| Tabela C.1. Média das 10 medições de cada termopar para os vários níveis de temperatura. | 57 |
| Tabela C.2. Fatores de sensibilidade dos medidores de fluxo HFS-4. | 63 |

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

$A_{célula}$ – Área da célula fotovoltaica [m^2]

$A_{útil}$ – Área útil [m^2];

E – Radiação solar [$W \cdot m^{-2}$];

E_r – Erro relativo [%];

h_{ar} – Altura de ar [dm];

$h_{cavidade}$ – Altura da cavidade [dm];

i – Número de células;

I – Corrente elétrica [A];

$I_{Pmáx}$ – Corrente no ponto de potência máxima [A];

I_{SC} – Corrente de curto-circuito (*Short circuit*);

n – Número de resistências;

P_{solar} – Potência solar [W];

R – Resistência [Ω];

R_{eq} – Resistência equivalente [Ω];

V – Tensão elétrica [V];

$V_{cavidade}$ – Volume da cavidade [L];

$V_{Pmáx}$ – Tensão no ponto de potência máxima [V];

V_{OC} – Tensão de circuito aberto (*Open circuit*);

V_{PCM} – Volume de PCM por cavidade [L];

Siglas

AC – *Alternate Current* (Corrente alternada);

AQS – Águas Quentes Sanitárias;

BIPV – *Building-integrated photovoltaics* (Painéis fotovoltaicos integrados na envolvente de edifícios);

- CaCl₂.6H₂O – Cloreto de cálcio hexahidratado;
- CTCV – Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro;
- DAQ – *Data acquisition* (Aquisição de dados);
- DC – *Direct Current* (Corrente contínua);
- DEM – Departamento de Engenharia Mecânica;
- FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra;
- LHTES – *Latent heat thermal energy storage* (Armazenamento de energia térmica por calor latente);
- PCM – *Phase change material* (Material de mudança de fase);
- PV – *Photovoltaic* (Painel fotovoltaico);
- PV/PCM – Painel fotovoltaico com PCM incorporado;
- PV/T – Painel térmico fotovoltaico;
- PV/T/PCM – Painel térmico fotovoltaico com PCM incorporado;
- SEM – *Scanning electron microscope* (Microscópio eletrónico de varrimento);
- STC – *Standard Test Conditions* (Condições nominais de teste);
- TES – *Thermal energy storage* (Armazenamento de energia térmica);
- UAE – Unidade de armazenamento de energia;
- UC – Universidade de Coimbra.

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, pretende-se estabelecer um primeiro contacto com o trabalho realizado, nomeadamente o seu enquadramento no panorama científico mundial, bem como a motivação e os objetivos do mesmo. São alvo de estudo materiais de mudança de fase (PCMs, do inglês *Phase Change Materials*), e é feita uma exposição das suas principais propriedades, bem como das vantagens e desvantagens da sua aplicação. Com base na revisão bibliográfica, é também discutido de que forma o potencial termorregulador dos PCMs pode ser utilizado para aumentar a eficiência de painéis fotovoltaicos (PVs).

1.1. Enquadramento

Os painéis fotovoltaicos (PV do inglês, *Photovoltaic*) são uma técnica promissora para a geração de energia elétrica [1]. Segundo Huang *et al.* [2], um PV, por norma, converte cerca de 16% da radiação solar incidente em energia elétrica, sendo o restante convertido em calor. Este valor depende de vários fatores (*e.g.*, tipo de célula fotovoltaica). A energia convertida em calor leva ao aumento da temperatura das células fotovoltaicas e, conseqüentemente, a uma diminuição da eficiência de conversão de energia solar em elétrica [3]. As células fotovoltaicas de silício cristalino foram das primeiras a serem desenvolvidas e continuam a ser o tipo mais utilizado [4]. Em PVs constituídos por este tipo de células, observa-se uma quebra de eficiência de conversão entre $0,4 \text{ \%} \cdot \text{°C}^{-1}$ e $0,65 \text{ \%} \cdot \text{°C}^{-1}$ [5] para temperaturas operativas superiores a 25 °C .

Segundo Kibria *et al.* [6], o aumento da temperatura operativa de um PV e a redução de eficiência correspondente dependem, em grande parte, das condições climáticas observadas. Na Alemanha, 50% da radiação solar incidente num PV é superior a $600 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$, enquanto que no Sudão este valor alcança os 80%. Diferentes valores de radiação solar incidente resultam em diferentes temperaturas operativas e perdas de eficiência associadas [7]. Existem, no entanto, intervalos de temperatura operativa ótimos. As temperaturas registadas ultrapassam frequentemente o limite superior, levando à degradação das células fotovoltaicas que constituem o PV [8]. Assim, o desenvolvimento de estratégias de termorregulação de PVs é hoje uma área de investigação bastante importante.

Na literatura recente são várias as técnicas referentes à termorregulação de PVs, como a circulação natural/forçada de ar ou a refrigeração hidráulica, com o objetivo de aumentar a eficiência de PVs, através da redução do sobreaquecimento das células fotovoltaicas [5–7, 9]. Estas técnicas distinguem-se como ativas ou passivas, consoante a necessidade, ou não, de recorrer a dispositivos mecânicos (*e.g.*, bombas de circulação, ventiladores, etc.) para reduzir a temperatura operativa dos PVs. A remoção de calor ativa implica custos adicionais associados à utilização dos equipamentos e à manutenção do sistema [10]. No entanto, estes custos podem ser atenuados parcialmente se for possível utilizar parte do calor gerado para outras aplicações como, por exemplo, o pré-aquecimento de AQS.

Mais recentemente, tem sido avaliado o potencial dos PCMs para a termorregulação de PVs. Um PCM caracteriza-se por um elevado calor latente de fusão a uma temperatura de mudança de fase aproximadamente constante e conhecida *a priori* [11]. Segundo Huang *et al.* [10], um PCM é capaz de absorver/libertar grandes quantidades de energia dentro de um intervalo de temperatura limitado durante os processos de mudança de fase. Quando comparados com os materiais ditos "sensíveis", como a água ou o betão, os PCMs armazenam cerca de 5 a 14 vezes mais calor por unidade de volume [12]. Biwole *et al.* [9] realizaram um estudo numérico que consistiu na comparação da transferência de calor e massa entre PVs com e sem incorporação de PCMs. Os resultados obtidos mostraram que a incorporação de PCMs, para uma radiação solar incidente constante de 1000 W/m², permitiu manter a temperatura do PV inferior a 40 °C durante 80 minutos. Por sua vez, o PV sem PCMs, para a mesma radiação solar incidente, necessitou apenas de 5 minutos para atingir a mesma temperatura.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser distinguidos entre elétricos e/ou térmicos [13]. O armazenamento de energia térmica (TES, do inglês *Thermal energy storage*) pode ser feito através de calor latente (LHTES, do inglês *Latent Heat Thermal Energy Storage*) ou de calor sensível [14]. Os sistemas LHTES tiram partido da grande capacidade de armazenamento de calor dos PCMs. Deste modo, a presença de uma unidade de armazenamento de energia (UAE), recipientes para o confinamento dos PCMs, na parte posterior de um PV revela-se uma técnica promissora. Nos últimos 20 anos, inúmeros artigos têm sido direcionados para o estudo de UAEs [15]. A principal vantagem de UAEs é a capacidade de igualar a procura e a oferta energética quando estas não coincidem, na medida

em que o aumento da eficiência de conversão que é obtido pela incorporação de tais UAEs leva a uma maior quantidade de energia elétrica gerada e disponível para utilização posterior.

Na Figura 1.1 encontra-se representado o funcionamento de um PCM (não se representam os fenômenos de histerese e subarrefecimento). Soares *et al.* [16] explicam sucintamente os processos de carga e descarga de um PCM nos períodos diurno e noturno, respetivamente. No primeiro, a temperatura aumenta e, quando a temperatura de fusão é atingida, o PCM funde. Como esta reação é endotérmica, há absorção de calor. No período noturno, a temperatura diminui até se atingir a temperatura de solidificação do PCM. Desta vez a reação é exotérmica, libertando-se o calor acumulado durante o dia. Convém referir que o potencial do PCM em termos de armazenamento/restituição de energia é máximo quando a sua massa é totalmente fundida e solidificada nos processos de carga e descarga, respetivamente.

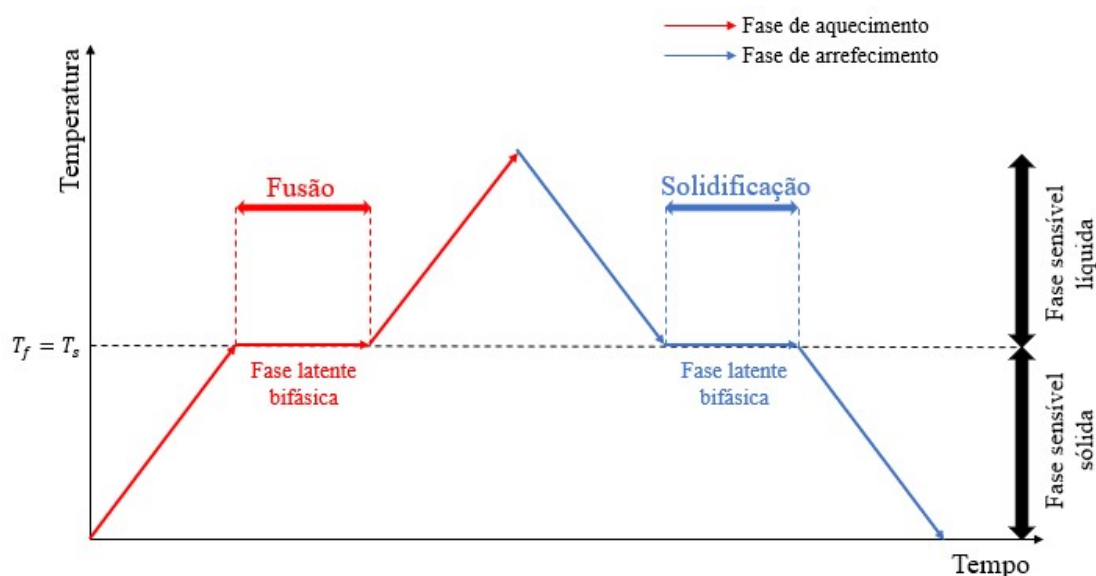


Figura 1.1. Variação da temperatura de um PCM ideal (sem fenômenos de histerese e subarrefecimento) ao longo de um ciclo completo de carga (fusão) e descarga (solidificação). Adaptado de [17].

Recentemente, muita investigação tem sido direcionada para o reaproveitamento do excesso de calor produzido em PVs noutras aplicações. Nesse sentido, o conceito de painel térmico fotovoltaico (PV/T, do inglês *Photovoltaic/Thermal*) tem sido alvo de um estudo intensivo. Estes equipamentos têm a capacidade de produzir, simultaneamente, eletricidade e calor [18]. No caso de um sistema PV/T, a distribuição de calor a partir do coletor é imediata. No entanto, para sistemas PV/T/PCM (incorporação de PCMs) o calor é

armazenado para posterior distribuição. Browne *et al.* [18] concluíram que nestes sistemas a incorporação de PCMs se revela promissora, na medida em que a energia libertada no ciclo de descarga (solidificação) pode ser direcionada, por exemplo, para o aquecimento de águas. Outra técnica que tem motivado grande interesse é a colocação de PVs na envolvente de edifícios (BIPV, do inglês *Building-integrated photovoltaics*). Neste caso, a energia libertada na solidificação do PCM atua como uma fonte de calor adicional na envolvente térmica do edifício durante o período noturno [2]. Deste modo, a incorporação de PCMs pode ajudar a manter a temperatura interior de edifícios em valores que garantam maior conforto térmico [19]. Em ambos os casos, o armazenamento de calor no ciclo de carga permite diminuir a temperatura operativa do PV e, por consequência, registar eficiências de conversão maiores e mais próximas dos valores padrão das células a 25 °C [20].

A modelação numérica de sistemas PV/PCM com recurso a UAEs pode ser utilizada para a otimização tanto da seleção do material a utilizar, como do *design* do sistema [21]. A grande dificuldade na modelação numérica do comportamento de PCMs prende-se com a não-linearidade da fronteira móvel sólido-líquido, com a variação das propriedades termofísicas dos PCMs com a temperatura, com a variação de volume durante a mudança de fase, com a presença de convecção natural no domínio de PCM fundido, etc. Assim, resultados experimentais fidedignos são fundamentais para melhor compreender a transferência de calor com mudança de fase, e para validar os resultados numéricos obtidos.

No *design* de sistemas com PCMs, existem ainda dificuldades ao nível da transferência de calor originadas pela baixa condutividade térmica dos PCMs. Por exemplo, as ceras parafínicas têm uma condutividade térmica de $\approx 0,2 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$ [21-22], o que se pode revelar problemático durante um ciclo completo de carga e descarga. Melhorias ao nível da transferência de calor podem ser alcançadas, por exemplo, através da incorporação de alhetas de um material condutor no seio do PCM. Assim, a capacidade de armazenamento de energia e termorregulação de um PCM depende das suas propriedades termofísicas e da própria configuração do sistema [10].

O protocolo experimental desenvolvido no âmbito desta tese, e os respetivos resultados obtidos poderão ser utilizados para a validação de modelos numéricos que, por sua vez, poderão ser utilizados no *design* ótimo de sistemas PV/PCMs.

Esta tese é desenvolvida no âmbito do projeto “PCMs4Buildings” – Sistemas com cavidades retangulares com materiais de mudança de fase para o aproveitamento de energia solar térmica em edifícios.

1.2. Objetivos

Pretende-se desenvolver um sistema de monitorização e aquisição de dados para avaliar o efeito termorregulador de PCMs no aumento de eficiência de painéis PVs comerciais. O grande objetivo é o de desenvolver um sistema de aquisição de dados que permita adquirir dados relativos à potência gerada, à eficiência de conversão de energia solar em elétrica e às temperaturas operativas dos PVs de modo a realizar um estudo completo do comportamento destes para várias condições de ensaios.

O sistema de monitorização e aquisição é constituído por um programa desenvolvido em *LabView*, por termopares calor devidamente calibrados e medidores de fluxo de, e ainda por um piranómetro cujo objetivo é o de registar a radiação solar incidente na área útil dos PVs. A instalação é constituída por quatro PVs instalados em paralelo e monitorizados individualmente.

Numa primeira fase pretende-se validar experimentalmente a utilização dos PVs integrantes desta instalação e, posteriormente, validar o sistema de aquisição e estabelecer relações de produção entre os PVs para que, em ensaios futuros com a incorporação de PCMs, seja possível quantificar assertivamente as melhorias ao nível de produção energética e eficiência de conversão.

1.3. Funcionamento de PVs

A conversão de energia solar em elétrica é feita por células fotovoltaicas que, quando ligadas entre si, constituem um PV. Estas células são feitas de material semicondutor, como é o caso do silício. Um semicondutor é caracterizado por duas bandas: a de valência, onde existem ligações entre eletrões; e a de condução, onde os eletrões se podem movimentar livremente [24]. No fabrico de uma célula PV, o material semicondutor sofre um processo de “dopagem”. Neste, a malha cristalina do material é contaminada com átomos de carga negativa e positiva (tipicamente fósforo e boro, respetivamente). O objetivo deste processo é obter uma camada negativa, com excesso de eletrões, e uma positiva com excesso de lacunas. Quando existe contacto entre as camadas, forma-se uma junção P-N.

Neste momento, eletrões provenientes da camada negativa passam para a camada positiva, de modo a preencher as lacunas já mencionadas [25]. Assim, os eletrões perdem a liberdade que apresentavam anteriormente verificando-se, por isso, pouco movimento ao longo da junção P-N. Ainda assim, na célula está presente um desequilíbrio elétrico, que é estimulado através de energia proveniente de fotões.

O princípio de funcionamento das células fotovoltaicas baseia-se no efeito fotovoltaico. Segundo este, quando há exposição à luz, a energia dos fotões é absorvida pelos eletrões presentes na camada positiva e as suas ligações são quebradas. Os eletrões livres são, então, conduzidos da camada positiva para a negativa. A incorporação de um condutor externo que ligue as duas camadas permite criar um fluxo de eletrões, designado de corrente elétrica. Na Figura 1.2 está representado o esquema de funcionamento de uma célula PV. Convém realçar que, para as ligações entre eletrões serem quebradas, é necessário que os fotões apresentem um determinado valor energético. Quando tal não acontece, as ligações permanecem intactas e a energia da radiação solar é absorvida sob a forma de calor, aumentando assim a temperatura da célula.

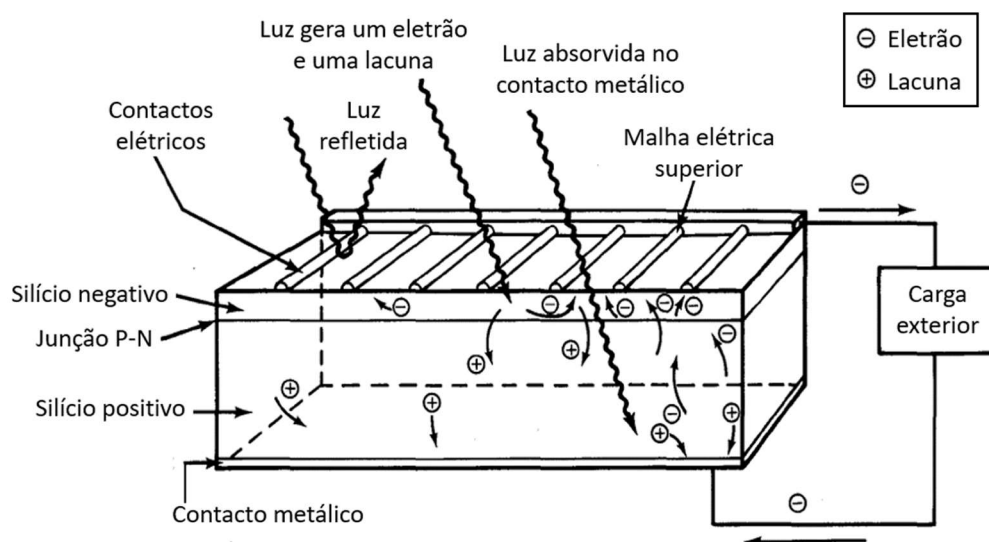


Figura 1.2. Representação dos processos intrínsecos numa célula PV: os eletrões, através da absorção de energia solar, libertam-se e são transportados para a camada negativa e, posteriormente, através de um condutor, para a camada positiva originando corrente elétrica. Figura adaptada da ref [25].

Uma célula fotovoltaica apresenta, individualmente, uma geração de potência limitada. Assim, para obter níveis de produção elétrica suficientes para aplicações de escala

considerável, é necessário que várias células estejam ligadas entre si [25], de tal modo que haja um aumento dos valores obtidos de tensão e corrente.

As células estão, então, ligadas por conexão mista: em série e em paralelo [26]. De acordo com Valente [26], a montagem em série permite obter uma maior diferença de potencial entre a primeira e a última célula, aumentando assim a tensão elétrica. Por outro lado, uma montagem em paralelo vai permitir incrementar a corrente elétrica do sistema. Na Figura 1.3 estão representados os três tipos de ligação entre células fotovoltaicas.

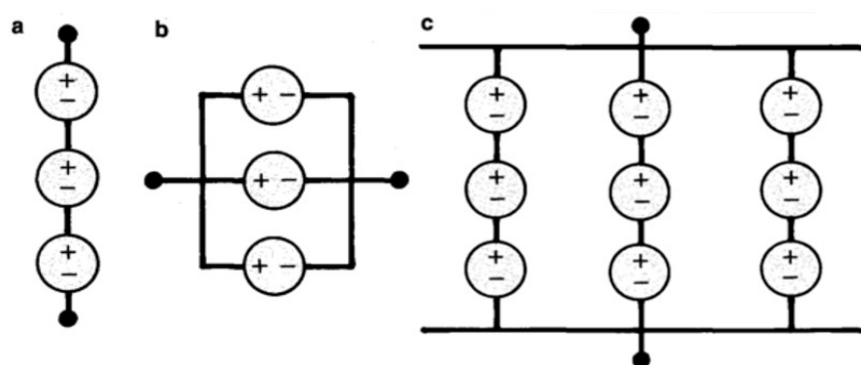


Figura 1.3. Ligação de células fotovoltaicas em (a) série, aumentando os valores de tensão; (b) paralelo, aumentando os valores de corrente; e (c) conexão mista. Figura adaptada da ref. [25].

O desempenho energético de um PV é avaliado analisando a sua curva característica $I-V$ [26]. Através desta, é possível obter o ponto de funcionamento ótimo, ao qual corresponde o valor de potência máxima, obtido por multiplicação direta dos valores de tensão e corrente. A dependência da *performance* energética de um PV em relação à temperatura ambiente e à radiação solar incidente é uma das suas principais características. Na Subsecção 2.2, será feita uma análise da curva característica $I-V$, aquando da exposição dos PVs utilizados neste trabalho.

1.4. PCMs

Na Figura 1.4 estão representadas as principais diferenças entre um PCM dito "puro" (ou ideal) e um PCM dito "não-puro" (ou comercial), durante um ciclo de carga. Está também representado o grande potencial dos PCMs: a capacidade de armazenar grandes quantidades de calor numa pequena quantidade de material e o efeito termorregulador durante a mudança de fase.

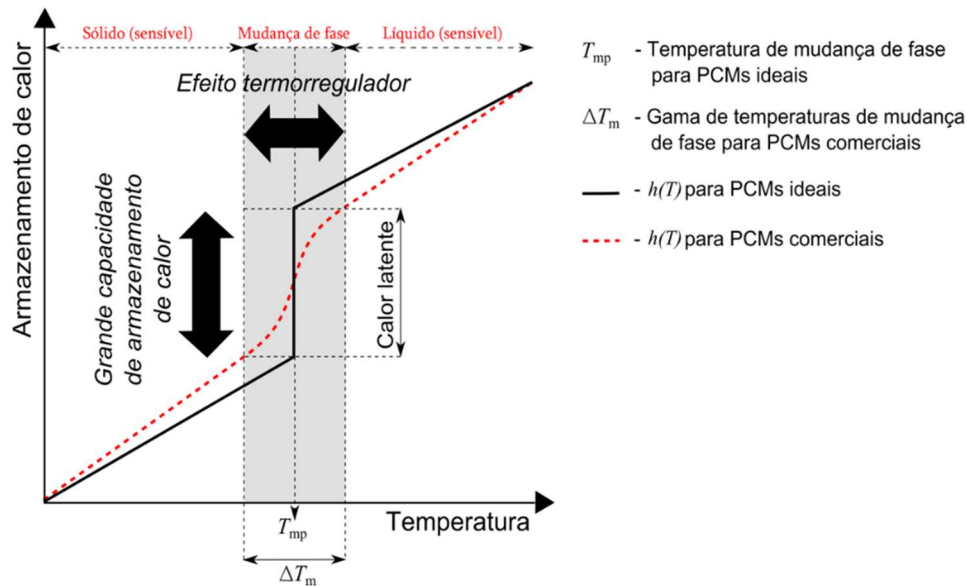


Figura 1.4. Calor armazenado em função da temperatura para PCMs puros e comerciais durante um ciclo de carga. Figura adaptada da ref. [21].

Verificamos que para PCMs "não-puros" a mudança de fase ocorre num intervalo de temperatura, ao invés de uma temperatura constante. Segundo Sharma *et al.* [12], os PCMs podem ser agrupados em três grupos: orgânicos, inorgânicos e misturas eutécticas. No primeiro grupo inserem-se as parafinas (como as misturas parafínicas que serão usadas neste trabalho), e no segundo grupo inserem-se, por exemplo, os sais hidratados. As misturas eutécticas são compostas por dois ou mais componentes que apresentam, individualmente, fusão/solidificação congruente. São, no fundo, combinações dos grupos apresentados anteriormente [27]. O potencial dos PCMs tem motivado muita investigação, como se pode verificar nas referências [8, 11-12, 15, 18, 21-22, 25-28].

Existe um certo número de propriedades termofísicas, cinéticas e químicas que um PCM dito "ideal" deve apresentar. Tyagi *et al.* [27] resumiram essas propriedades conforme listado na Tabela 1.1. Adicionalmente, espera-se que um PCM seja abundante e de baixo custo. O processo de escolha de um PCM para uma aplicação específica revela-se, então, muito complicado na medida em que todas estas propriedades devem ser tidas em consideração.

Tabela 1.1. Propriedades de um PCM ideal [27].

| Tipo | Propriedade |
|---------------------|---|
| Termofísicas | Temperatura de fusão dentro da gama de operação pretendida; Elevado calor latente de fusão por unidade de volume, de modo a diminuir o volume necessário do PCM e, conseqüentemente, do recipiente; Elevado calor específico, de modo a fornecer armazenamento sensível adicional; Elevada condutividade térmica, para acelerar os processos de carga/descarga; Baixa variação de volume na mudança de fase e da pressão de vapor à temperatura de operação para minimizar problemas de contenção; Mudança de fase congruente, de modo a garantir uma capacidade de armazenamento constante. |
| Cinéticas | Elevada taxa de nucleação, de modo a evitar a ocorrência de sobrearrefecimento na fase líquida; Rápida recristalização, para que o sistema consiga responder à recuperação de calor do sistema de armazenamento. |
| Químicas | Mudança de fase reversível; Degradação nula após sucessivos ciclos de carga/descarga; Boa compatibilidade com o recipiente, sem perigo de corrosão; Toxicidade, inflamabilidade e explosividade nulas. |

Relativamente ao confinamento do PCM de forma a evitar a fuga de material líquido, distinguem-se duas técnicas de encapsulamento principais: o macro e o microencapsulamento, ilustradas na Figura 1.5. A primeira técnica consiste na contenção de PCMs no interior de um recipiente de qualquer forma geométrica. De modo a compensar a baixa condutividade térmica dos PCMs, os recipientes devem ser constituídos por materiais com elevada condutividade térmica, como é o caso do alumínio. As grandes vantagens do macroencapsulamento foram descritas por Cabeza *et al.* [23]. Como inconveniente, verifica-se uma diminuição da taxa de transferência de calor para o seio do PCM [31]. Isto pode originar ciclos de carga/descarga incompletos que, como já foi referido, afeta negativamente o desempenho do PCM. Este problema pode ser ultrapassado com a adição de alhetas metálicas no seio do PCM. O microencapsulamento consiste no revestimento do PCM com um filme de material polimérico [16]. Esta técnica é apenas utilizada para partículas de tamanho reduzido (até 1 mm de diâmetro). A aplicação desta técnica é limitada pelo seu elevado custo [15]. No presente estudo, utilizar-se-ão apenas PCMs “livres”

(macroencapsulados), pois pretende-se avaliar o efeito da convecção natural na fase líquida, fenómeno considerado desprezável nos PCMs microencapsulados.

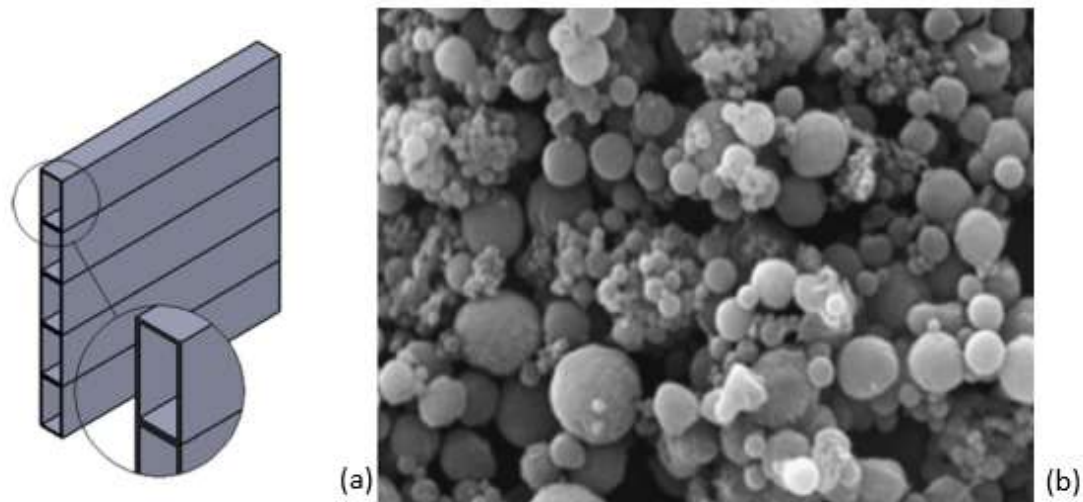


Figura 1.5. Tipo de encapsulamento de PCMs: (a) Macrocápsula retangular (Adaptado de [32]); (b) Microencapsulamento: fotografia obtida por microscópio eletrónico de varrimento (SEM, do inglês *Scanning Electron Microscope*) (Adaptado de [33]).

A utilização de PCMs para o armazenamento de calor tem sido, em grande parte, limitada por problemas relacionados com a vida útil dos sistemas PCM-recipiente e com o número de ciclos sucessivos aos quais os sistemas podem estar sujeitos sem que se verifique degradação das suas propriedades. A estabilidade a longo-termo é, então, influenciada por fenómenos como: a corrosão entre o PCM e o recipiente e a segregação de fase. Na literatura recente, têm sido estudados os efeitos de corrosão entre vários pares PCM-recipiente [32-33]. A avaliação dos efeitos da corrosão em processos de carga/descarga sucessivos deve, portanto, anteceder uma escolha cuidada do PCM e do material que constitui o recipiente.

Outro fenómeno a ter em conta aquando da utilização de PCMs é o subarrefecimento. Designa-se por subarrefecimento a necessidade de arrefecer o material a uma temperatura inferior à temperatura de fusão de modo a iniciar-se o processo de solidificação. Na Figura 1.6 encontra-se representado a variação de temperatura durante os ciclos de carga e descarga de um PCM ideal com subarrefecimento. A ocorrência deste fenómeno pode resultar em temperaturas de (re)cristalização inferiores, pelo que o calor latente só é libertado a uma temperatura menor [36]. Consequentemente, é necessária uma maior diferença de temperatura entre os processos de carga e descarga para otimizar a

aplicação do PCM, o que se revela indesejável em termos de eficiência do armazenamento de calor.

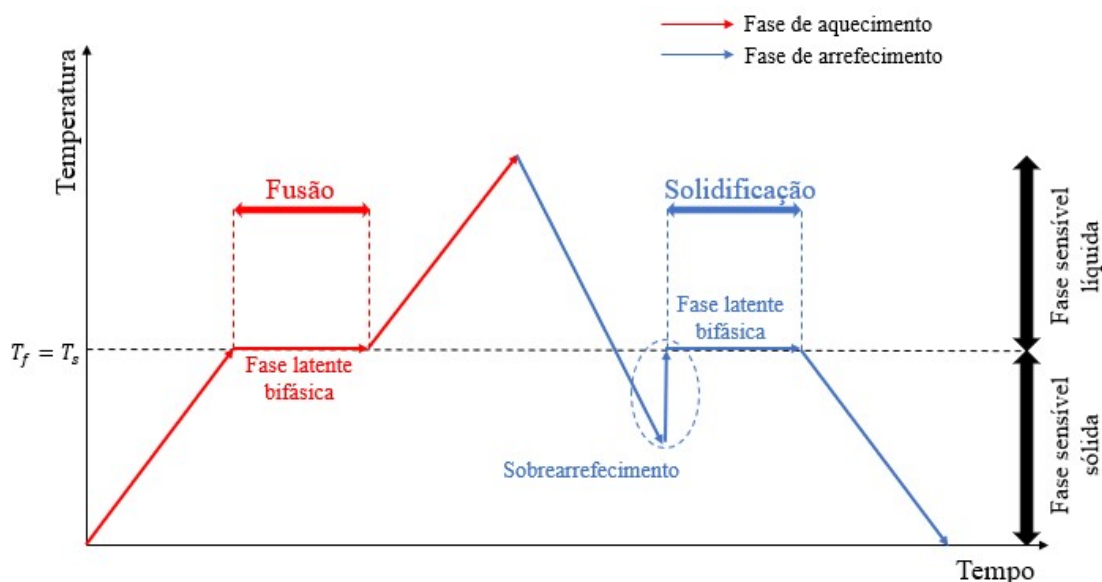


Figura 1.6. Gráfico da variação de temperatura durante os ciclos de carga e descarga para um PCM ideal com subarrefecimento. Figura adaptada da ref. [21].

1.5. Aplicações de PCMs em PVs

Tal como nas técnicas de remoção de calor em geral, as aplicações com PCMs podem ser consideradas ativas ou passivas, como proposto por Rodriguez-Ubins *et al.* [30]. Os autores [30] referem que as aplicações ativas, apesar de mais complexas, são também mais eficientes, na medida em que existe um maior controlo sobre os processos de carga/descarga, e uma menor dependência das condições meteorológicas. No entanto, como referido anteriormente, as aplicações passivas poderão ser mais económicas.

Hasan *et al.* [7] avaliaram o desempenho de um sistema PV/PCM. A experiência foi feita em duas localidades distintas (Dublin na Irlanda e Vehari no Paquistão) com o intuito de estudar a influência das condições meteorológicas na *performance* de tais sistemas. Avaliaram-se três sistemas: um sistema PV de referência para cada ensaio, e dois sistemas PV/PCM com diferentes PCMs incorporados. Na Figura 1.7(a) está representado um esquema de uma macrocápsula a ser preenchida pelos PCMs (UAE) e acoplada na parte posterior dos sistemas PV/PCM. Os dois PCMs utilizados foram um sal hidratado (PCM₁),

$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, e uma mistura eutética de ácidos gordos (PCM_2), cada um deles incorporado em um sistema diferente. Apesar de ter sido recolhida informação durante vários dias, compararam-se apenas os dados obtidos a 12 de Setembro em Dublin e a 30 de Outubro em Vehari, das 09:00 às 07:00 (período total de 22 horas), por se tratarem dos períodos onde se verificaram valores de radiação solar incidente e temperatura ambiente suficientes para a fusão completa dos PCMs.

Comparando os dois PCMs, verificou-se que o PCM_1 alcançou maior redução da temperatura operativa do PV e, conseqüentemente, maior eficiência de conversão (melhor desempenho do sistema). Comparando os dois climas, ambos os PCMs registaram maior redução da temperatura operativa do PV em Vehari. Assim, estes sistemas em questão são mais eficientes em condições climáticas estáveis e quentes do que em climas nublados e de radiação solar incidente intermitente como o que se verifica em Dublin. Na Figura 1.7(b) estão representadas as melhorias máximas na termorregulação de PVs, registadas na utilização de sistemas PV/PCM.

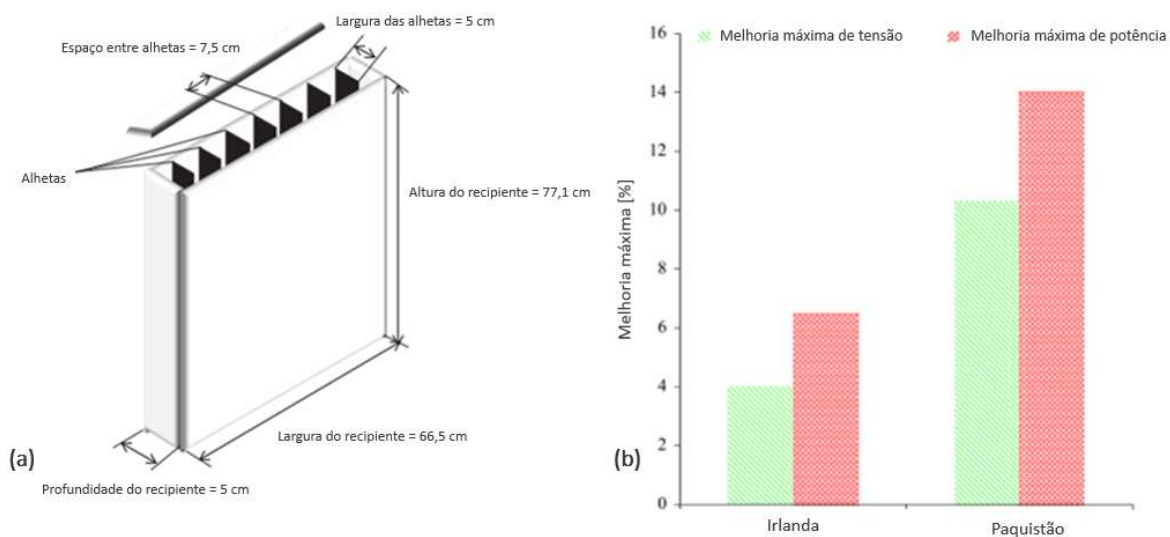


Figura 1.7. (a) Esquema e medidas do recipiente de PCMs a ser utilizado experimentalmente; (b) Melhorias máximas de tensão e potência registadas resultante da termorregulação de PVs com incorporação de PCMs. Figuras adaptadas da ref. [7].

Browne *et al.* [18] avaliaram o comportamento de um sistema PV/T/PCM. Este tipo de sistemas têm a capacidade de, simultaneamente, gerar eletricidade e armazenar calor para, por exemplo, aquecimento de água. A experiência foi efetuada em Dublin, Irlanda, durante 3 dias e consistiu na comparação de quatro sistemas diferentes, cujas constituições

estão descritas na Tabela 1.2, de modo a avaliar o desempenho tanto do PCM presente no Sistema 1, como dos restantes elementos constituintes, como a presença da macrocápsula, ou de uma rede de tubagem para a passagem de água. O PCM utilizado foi uma mistura eutética de ácidos gordos. Na Figura 1.8 são apresentados os resultados obtidos na experiência. A influência da incorporação do PCM é representada pela diferença entre a temperatura do PV nos sistemas 1 e 2. Foi possível concluir que a incorporação de PCMs permite atrasar o aumento e o decréscimo de temperatura nos períodos diurno e noturno, respetivamente.

Tabela 1.2. Constituição dos sistemas PV/T/PCM testados por Browne *et al.* [18].

| <i>Sistema</i> | PCM | Rede de tubagem | Macrocapçula | PV |
|----------------|-----|-----------------|--------------|-----|
| 1 | Sim | Sim | Sim | Sim |
| 2 | Não | Sim | Sim | Sim |
| 3 | Não | Não | Sim | Sim |
| 4 | Não | Não | Não | Sim |

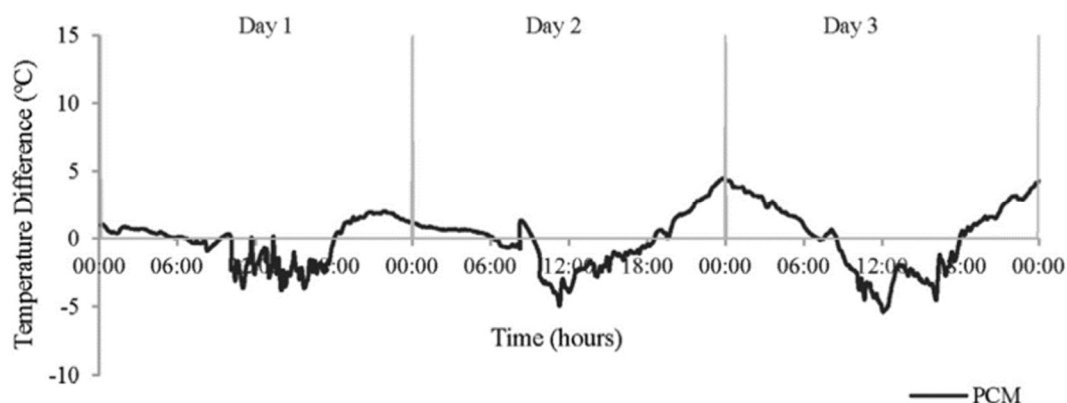


Figura 1.8. Efeito da incorporação de PCMs na temperatura do PV no estudo realizado por Browne *et al.* [18].

Num estudo algo semelhante ao anterior, Browne *et al.* [37] avaliaram um sistema PV/T/PCM, bem como a geração de energia elétrica e produção de calor para pré-aquecimento de água. A experiência foi levada a cabo em condições de elevada radiação solar, de modo a aumentar o armazenamento de calor e melhorar a eficiência global do

sistema em questão. Foram avaliados três sistemas diferentes, cujas configurações são descritas na Tabela 1.3. O sistema 3, constituído apenas por um PV, serviu como elemento de referência. Os resultados obtidos permitiram concluir que, no processo de carga, a temperatura do sistema 1 é inferior à temperatura do sistema 2, devido ao armazenamento de calor por parte do PCM. Enquanto que no sistema 2 a disponibilidade do calor gerado pelo sistema é imediata, no sistema 1 a incorporação do PCM permite alterar o período de utilização do calor gerado pois, neste caso, o calor é armazenado pelo PCM e apenas libertado no período de descarga. Na Figura 1.9 está representado o efeito do armazenamento e libertação de calor por parte do PCM em comparação com o sistema PV/T. A disponibilidade imediata do calor gerado no sistema 2 é ilustrada pelos máximos da curva PV/T, que são atingidos sensivelmente às 12h de cada dia. A curva do sistema 1 demonstra o processo de descarga no PCM, pelo que os máximos de diferencial de temperatura são atingidos durante o período noturno, quando a temperatura ambiente diminui e o calor armazenado pelo PCM é libertado para a água.

Tabela 1.3. Constituição dos sistemas testados em [37].

| <i>Sistema</i> | PCM | Rede de tubagem | Macrocápsula | PV |
|----------------|------------|------------------------|---------------------|-----------|
| 1. PV/T/PCM | Sim | Sim | Sim | Sim |
| 2. PV/T | Não | Sim | Sim | Sim |
| 3. PV | Não | Não | Não | Sim |

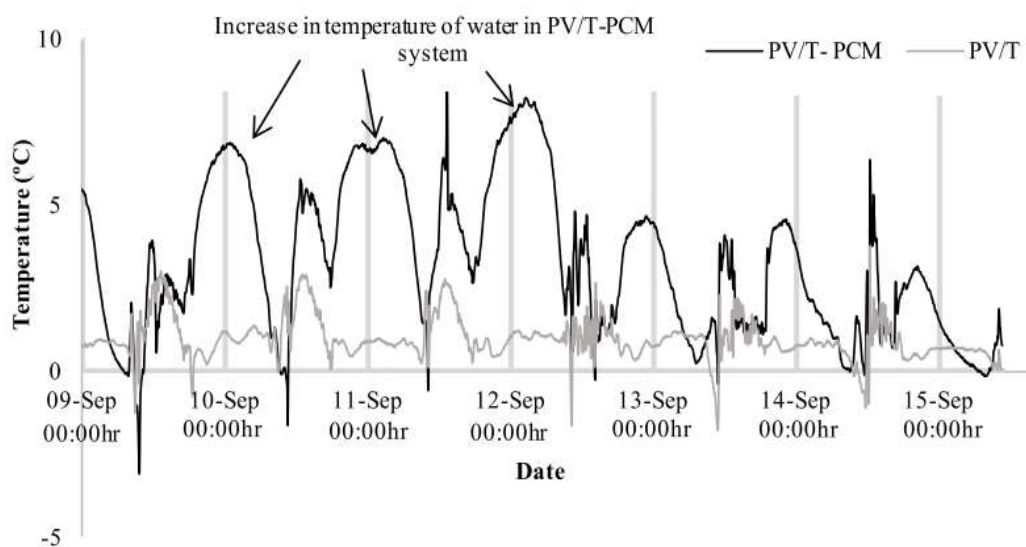


Figura 1.9. Diferencial de temperatura entre a entrada e saída de água para os sistemas PV/T/PCM e PV/T. Figura adaptada da ref. [37].

Na literatura recente encontram-se também vários estudos numéricos para avaliar os fenômenos de transferência de calor no interior de UAE em sistemas PV/PCM. Huang *et al.* [2] estudaram o comportamento térmico de um sistema PV/PCM num domínio bidimensional. O estudo foi validado com recurso a dados experimentais obtidos num sistema de geometria idêntica. Os autores procuraram validar o estudo para três configurações diferentes cujas constituições estão presentes na Tabela 1.4. Na Figura 1.10 encontram-se representados os sistemas PV/PCM avaliados. A validação dos resultados foi feita por comparação direta entre os valores de temperatura obtidos numericamente e os valores de temperatura medidos experimentalmente. Na Figura 1.11 está representada a validação dos resultados por comparação direta. Este estudo permitiu também avaliar a influência da convecção natural nos processos de transferência de calor em PCMs “livres”. Na Figura 1.12 está representada a influência do fenómeno de convecção natural para o sistema 2. Verifica-se uma estratificação térmica no interior da macrocápsula durante a mudança de fase, devido à convecção natural e à maior densidade da fase sólida.

Tabela 1.4. Constituição dos sistemas utilizados na validação de estudos numéricos na ref. [2].

| <i>Sistema</i> | PV | PCM | Alhetas |
|----------------|-----------|------------|----------------|
| <i>1</i> | Sim | Não | Não |
| <i>2</i> | Sim | Sim | Não |
| <i>3</i> | Sim | Sim | Sim |

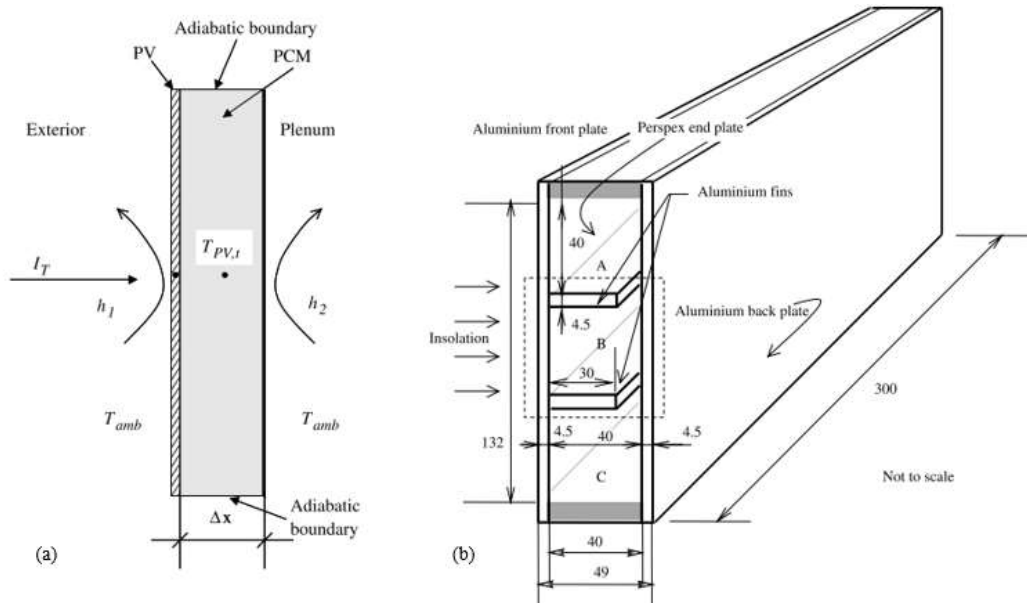


Figura 1.10. Diagramas esquemáticos dos sistemas PV/PCM: (a) sem alhetas; (b) com alhetas. Figuras adaptada da ref. [2].

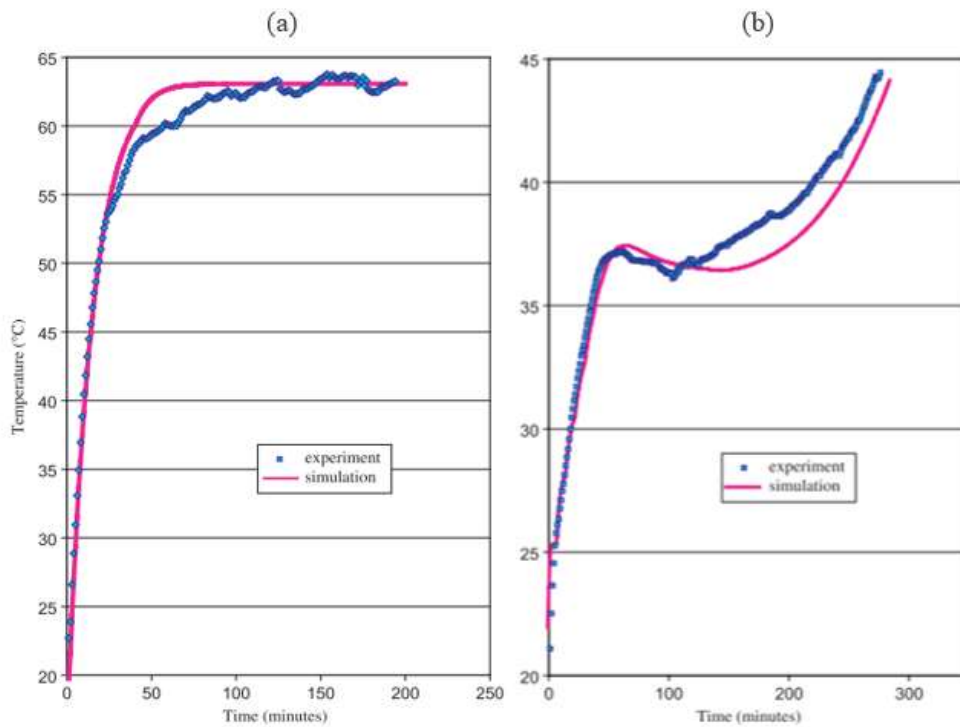


Figura 1.11. Comparação entre as curvas numérica e experimental de temperatura do: (a) sistema 2; (b) sistema 3. Figura adaptada da ref. [2].

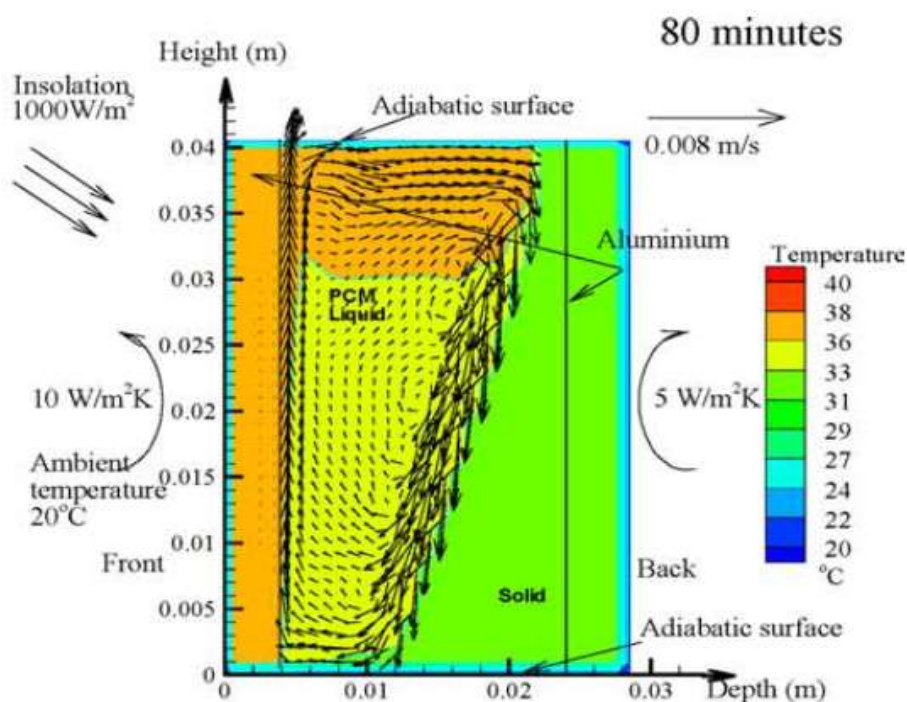


Figura 1.12. Campo de vetores e de temperatura obtidos para o sistema 2, ao fim de 80 minutos [2].

Soares *et al.* [38] desenvolveram um modelo numérico unidimensional transiente para avaliar de que maneira o potencial termorregulador dos PCMs pode ser canalizado para a redução das temperaturas operativas de PVs e, conseqüentemente, obtenção de eficiências de conversão mais elevadas. Para o efeito, foram utilizados PCMs microencapsulados. Na Figura 1.13 está representado o modelo desenvolvido, bem como os principais modos de transferência de calor presentes no sistema. De referir que o facto dos PCMs serem microencapsulados restringe a transferência de calor no interior do sistema PV/PCM ao fenómeno de condução. Assim, podemos “contabilizar” como modos de transferência de calor presentes: a condução no sistema PV/PCM; a convecção na face anterior e posterior do sistema; a radiação solar incidente; e as perdas por radiação na face anterior do sistema. Como já foi referido neste documento, o desempenho dos PCMs é máximo quando a mudança de fase do mesmo se dá por completo. No entanto, convém ter em conta que quanto maior for o volume de PCM, maior a energia armazenada e libertada nos ciclos de carga e descarga, respetivamente. Uma das etapas do estudo consistiu em descobrir a espessura ótima, Δth , para as condições climáticas do dia 15 de Agosto para Coimbra que permitisse o maior período possível de termorregulação no sistema PV/PCM para uma mudança de fase do PCM completa. Foi concluído que, para obter uma fusão e

solidificação do PCM completas, a espessura ótima do módulo de PCM seria de 3,3 cm. Considerando, então, o módulo de PCM com uma espessura de 3,3 cm, os autores compararam a evolução da temperatura operativa entre o sistema PV/PCM e um sistema PV de referência durante 24 horas. Foi também realizada uma comparação entre as eficiências de ambos os sistemas. Ambos os testes foram efetuados com vista a avaliar o efeito termorregulador dos PCMs em PVs. Na Figura 1.14 estão representadas as evoluções temporais da temperatura operativa do PV e do rendimento do sistema, para o sistema PV/PCM e para o sistema PV. Verificou-se que da incorporação de PCMs, resultam temperaturas operativas mais baixas no período entre as 6 e as 15 horas, aproximadamente. No que toca ao rendimento do sistema, os autores constataram que, na quase totalidade da duração de ensaio, se obteve maior rendimento para o sistema PV/PCM. Foi, então, concluído que a incorporação de PCMs (neste caso, microencapsulados) é uma técnica eficaz para aumentar a eficiência de conversão de PVs, através da redução das suas temperaturas operativas.

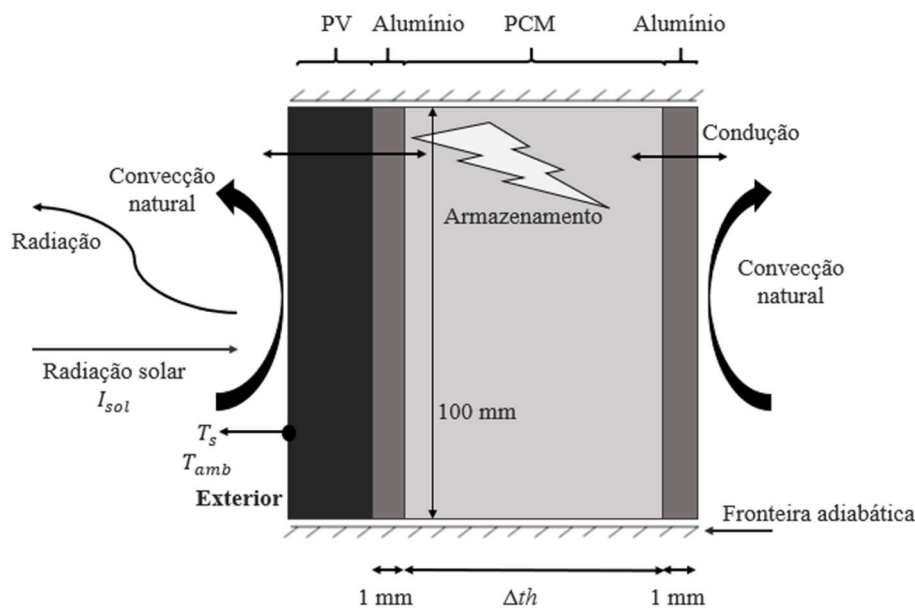


Figura 1.13. Esquema do modelo físico testado e representação dos principais modos de transferência de calor presentes no sistema [38].

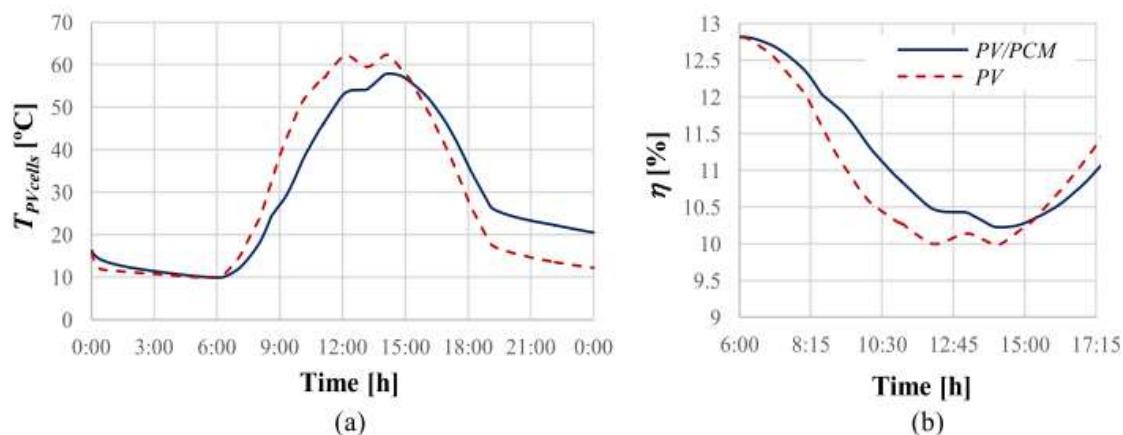


Figura 1.14. Evolução temporal, para os sistemas PV e PV/PCM: (a) da temperatura operativa do PV; (b) do rendimento do sistema [38].

Huang [39] avaliou o comportamento de um sistema PV/PCM com diferentes PCMs incorporados (com diferentes temperaturas de mudança de fase). Para tal, foram desenvolvidos dois modelos retangulares com várias células limitadas por alhetas de alumínio que têm como objetivo conter diferentes tipos de PCMs. Na Figura 1.15 estão representados os modelos utilizados, com células triângulares e semi-circulares. Foram avaliadas quatro combinações, sendo que um par de PCM foi avaliado tanto nas células triângulares como nas células semi-circular:

- i. RT27-RT21 (em células triângulares);
- ii. RT27-RT27 (em células triângulares);
- iii. RT31-RT27 (em células triângulares e semi-circulares);
- iv. RT60-RT21 (em células triângulares).

Na Figura 1.16 estão representados os valores de energia elétrica fornecida por m^2 no dia 23 de Junho, no Sudeste de Inglaterra, para cada sistema avaliado. Concluiu-se que a incorporação de dois tipos de PCM permite manter a temperatura operativa dos PVs mais próxima da temperatura característica de 25°C e, conseqüentemente, são obtidas melhores eficiências de conversão de energia solar em energia elétrica. A forma triangular das células, quando comparada com as tradicionais alhetas horizontais, permite suavizar a expansão volumétrica do PCM e aumentar o período de termorregulação. Verifica-se ainda que, comparando as diferentes combinações, o par RT27-RT21 obteve maior produção de energia, através de uma maior redução da temperatura operativa do. Relativamente à

comparação entre as duas diferentes configurações, não foi registada uma diferença significativa na *performance* dos dois sistemas.

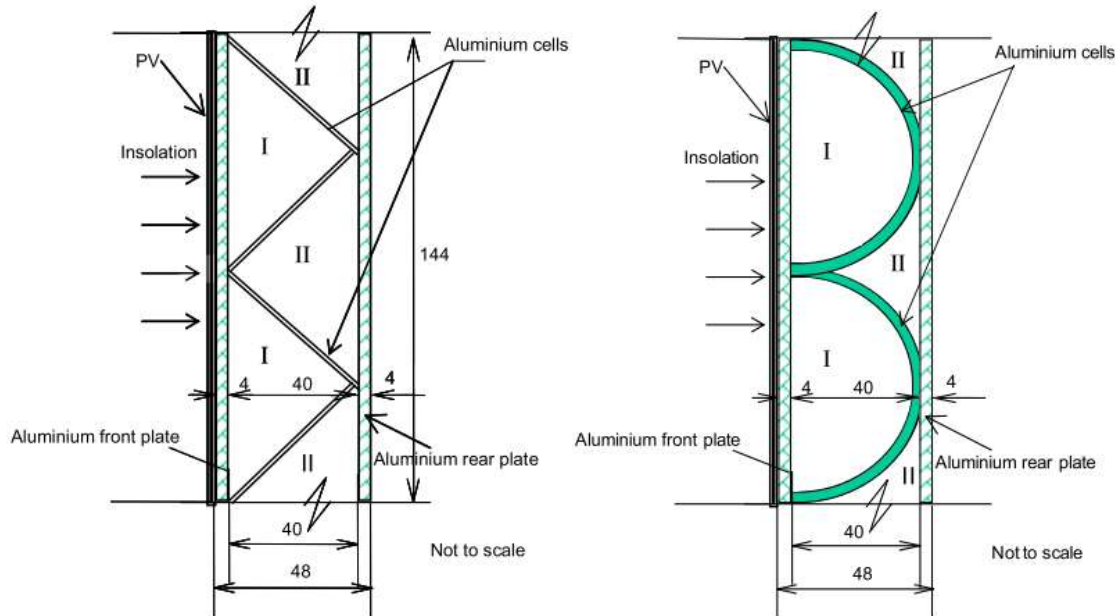


Figura 1.15. Esquema dos modelos desenvolvidos para a incorporação de vários PCMs [39].

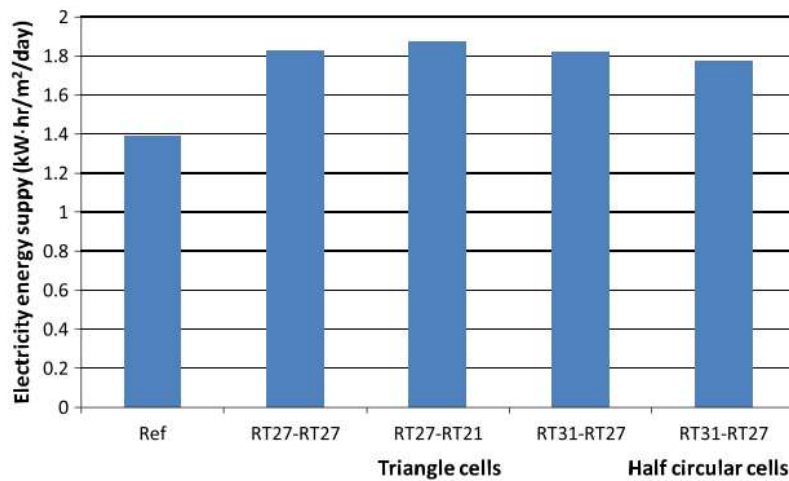


Figura 1.16. Energia elétrica fornecida por metro quadrado para o dia 23 de Junho em Inglaterra (SE) para cada sistema PV/PCM avaliado [39].

2. INSTALAÇÃO EXPERIMENTAL

Sendo o grande objetivo deste trabalho o de desenvolver um sistema de monitorização e aquisição de dados para, em trabalhos futuros, avaliar o efeito termorregulador de PCMs em PVs comerciais, é necessário fazer uma apresentação adequada da instalação experimental desenvolvida para o efeito.

Este capítulo destina-se, então, à descrição da instalação. Todos os elementos constituintes da instalação, e eventuais informações consideradas importantes sobre os mesmos, são devidamente abordados.

2.1. Constituição da instalação experimental

A instalação experimental foi assemblada na cobertura do LAI (Laboratório de Aerodinâmica Industrial), pertencente à ADAI (Associação para o Desenvolvimento de Aerodinâmica Industrial). Foram seguidas as boas práticas do sector: os PVs foram instalados segundo uma orientação a Sul e com uma inclinação de 30°. O sistema foi ligado à rede elétrica do LAI, permitindo injetar e consumir a totalidade da energia elétrica produzida pela instalação do LAI.

Na Tabela 2.1 faz-se a listagem dos elementos constituintes da instalação e na Figura 2.1 está representada a parte exterior da instalação experimental. Apresenta-se a estrutura de suporte e os PVs instalados. De realçar, ainda, a ligação por cabo solar, através de um tubo circular de 8 metros, que conecta os PVs aos microinversores e estes à instalação elétrica do LAI.

Tabela 2.1. Listagem dos elementos constituintes da instalação experimental.

| <i>Elemento</i> | <i>Unidades</i> |
|--|-----------------|
| <i>Estrutura de suporte</i> | 1 |
| <i>Painel fotovoltaico (PV)</i> | 4 |
| <i>Unidade de armazenamento de energia (UAE)</i> | 2 |
| <i>Microinversores DC-AC</i> | 4 |
| <i>Estação meteorológica</i> | 1 |



Figura 2.1. Instalação experimental (parte exterior) situada na cobertura do LAI-ADAI.

Como já foi referido, vão ser acoplados aos PVs certos constituintes com funções distintas (UAEs e dissipadores de calor), de forma a obter um sistema PV/PCM. Integrada nesta instalação e desempenhando um papel importante, nomeadamente para a medição das principais condições climáticas, está a estação meteorológica presente no LAI. Esta é acedida *online* e permite retirar, diária ou mensalmente, os dados de temperatura ambiente, de velocidade do vento, entre outros. Na Figura 2.2 está representada a plataforma do *website* da estação meteorológica.

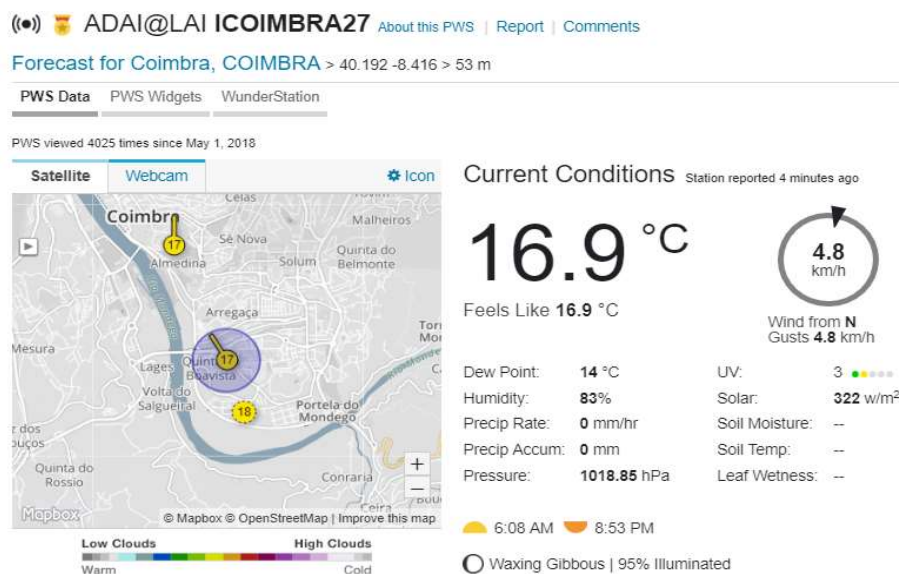


Figura 2.2. Plataforma *online* da estação meteorológica localizada no LAI (https://www.wunderground.com/personal-weather-station/dashboard?ID=ICOIMBRA27&cm_ven=localwx_pwsdash).

2.2. Painéis fotovoltaicos

Os quatro PVs que constituem a instalação foram instalados lado a lado e monitorizados individualmente, atuando sempre dois como PVs de referência. Convém referir que, para a totalidade dos ensaios, os PVs de referência foram sempre os mesmos. Os PVs presentes na instalação são do modelo RSM-60-6-250P da marca RISEN[®], com 60 células de silício policristalino (152,4 x 152,4 mm) com três segmentos de barramento. Na Tabela 2.2 apresentam-se algumas características dos PVs utilizados, sendo que o catálogo pode ser consultado na íntegra no Anexo A.

Tabela 2.2. Principais características dos PVs utilizados, retirados da ficha técnica do modelo RSM-60-6-250P da Risen Energy.

| <i>Propriedade</i> | |
|--|---------------|
| Potência máxima | 250W ± 3% |
| Garantia | 25 anos |
| Tensão em potência máxima ($V_{pm\acute{a}x}$) | 30,0V |
| Corrente em potência máxima ($I_{pm\acute{a}x}$) | 8,34A |
| Tensão em circuito aberto (V_{OC}) | 37,4V |
| Corrente em curto-circuito (I_{SC}) | 8,88A |
| Dimensões | 1650x992x35mm |

Como foi referido na secção 1.3, a *performance* de um PV depende não só da radiação solar incidente, mas também da sua temperatura operativa. É, então, importante expor de que forma se relacionam os valores da tensão, corrente e potência com essas duas variáveis climáticas. Na Figura 2.3(a) está representada a influência da temperatura operativa deste modelo de PV nos valores de tensão. Assumindo, por exemplo, uma radiação solar incidente de 1000 W.m⁻², verificamos que, embora a corrente não apresente variações significativas, a tensão (e, conseqüentemente, a potência) decresce com o aumento de temperatura. Na Figura 2.3(b) está representada a influência da radiação solar incidente nos valores de corrente e potência. Neste caso é assumida uma temperatura operativa de 25°C e verifica-se que, quanto maior for o valor da radiação solar incidente, maiores são os valores registados de corrente e potência. Por sua vez, os valores de tensão apresentam uma variação nula face aos vários valores de radiação incidente.

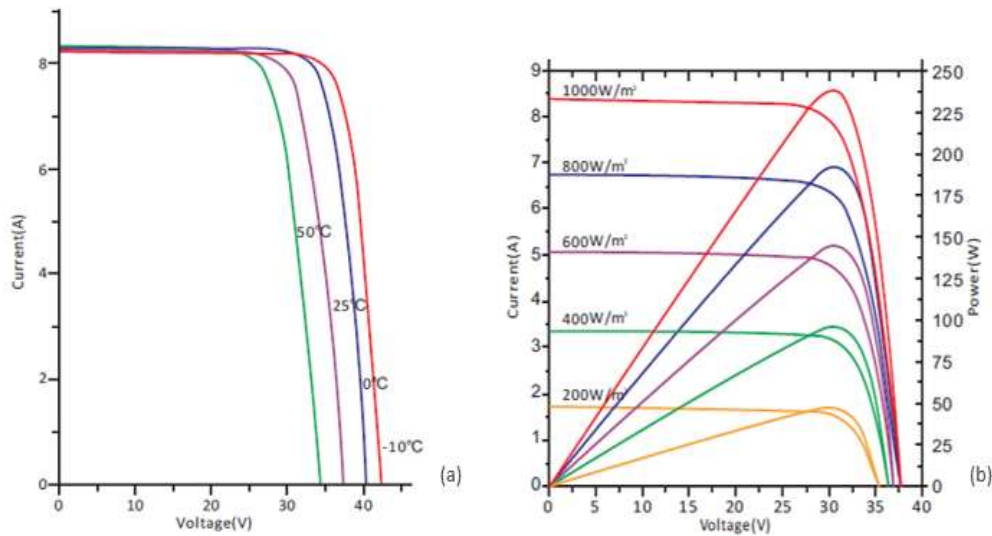


Figura 2.3. Curvas I-V: (a) Influência da temperatura no valor da tensão para uma radiação solar incidente de $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$; (b) Influência da radiação solar incidente no valor de corrente e de potência para $T=25^\circ\text{C}$ (via Catálogo Risen Energy).

2.3. Microinversores

Para ser feita a injeção da energia produzida na rede elétrica é necessário converter a corrente contínua (DC, do inglês *Direct Current*), proveniente do PV, em corrente alternada (AC, do inglês *Alternate Current*). Essa conversão é feita através de microinversores, estando representado, na Figura 2.4, um dos microinversores utilizados neste trabalho: BeOn2[®]. Como se pretende uma avaliação individualizada dos PVs foram necessários quatro microinversores, um para cada PV.

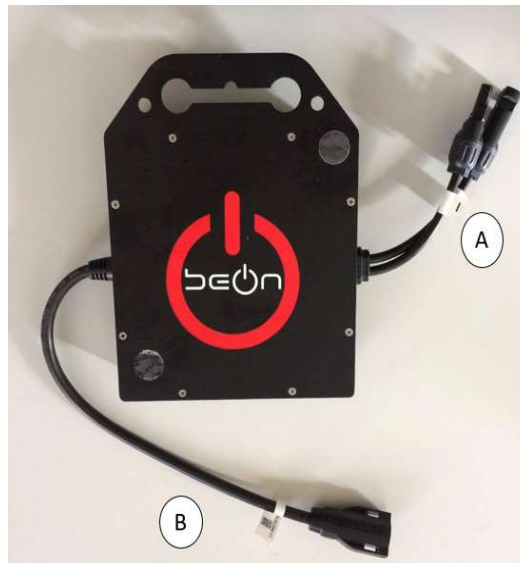


Figura 2.4. Microinversor BeOn, utilizado na instalação experimental, com os cabos de ligação: (a) ao circuito DC; e (b) ao circuito AC.

2.4. Unidades de armazenamento de energia

Sendo o sistema de aquisição desenvolvido destinado à avaliação do efeito termorregulador de PCMs, é necessário abordar as unidades de armazenamento de energia (UAEs). As UAEs são recipientes de alumínio cuja finalidade é a de encapsular PCMs. Estas unidades, posteriormente acopladas na parte posterior dos PVs, possuem cavidades que, de modo a avaliar o efeito da convecção natural na mudança de fase dos PCMs, podem estar orientadas horizontal ou verticalmente (*vd.* Figura 2.5). A UAE de cavidades horizontais tem uma altura de 1572 mm e uma largura de 923 mm, aproximadamente. Já a de cavidades verticais apresenta uma altura e uma largura de 1584 mm e 925 mm, respetivamente. Ambas possuem uma espessura de 25mm. A Figura 2.5 diz respeito a um esquema representativo do correto acoplamento das unidades aos PVs. O número de cavidades verticais é de 19, enquanto que as cavidades horizontais são 32. Em ambos os tipos de UAE, foi recortado um perfil quadrangular para permitir que o acoplamento se faça sem obstruir a passagem os cabos solares provenientes do PV.

O enchimento das unidades teve em atenção o fenómeno de expansão volumétrica aquando da mudança de fase dos PCMs. Os cálculos relativos a este processo estão presentes no Anexo B.

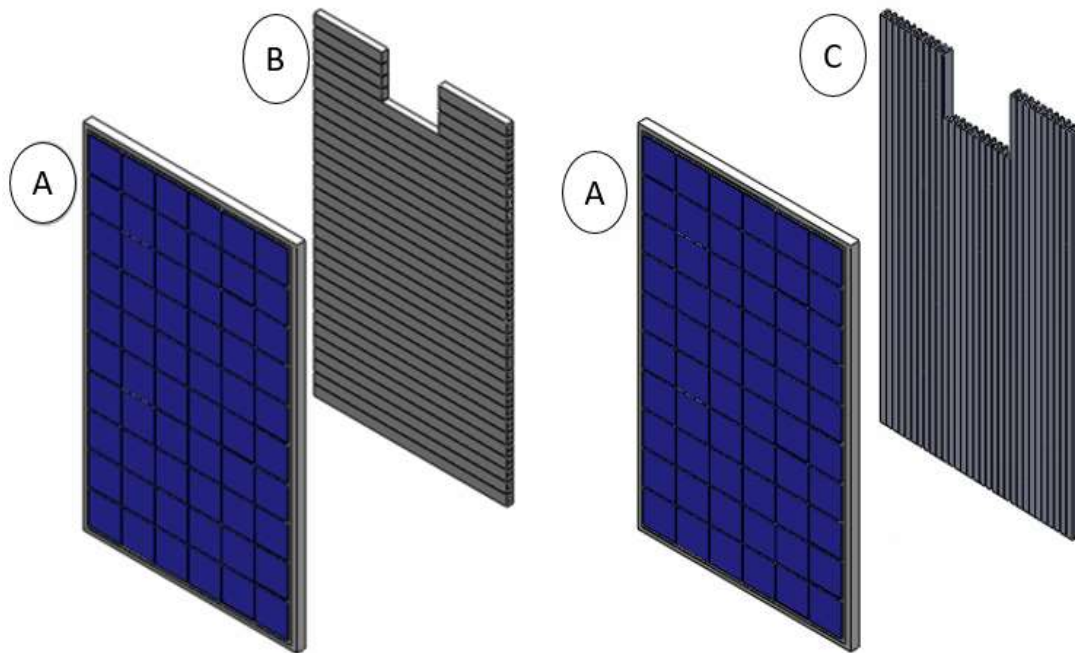


Figura 2.5. Representação, desenvolvida em *SolidWorks*, do acoplamento correto dos seguintes elementos: (a) PV; (b) UAE com cavidades horizontais; (c) UAE com cavidades verticais.

3. AQUISIÇÃO DE DADOS

Aquisição de dados (DAQ, do inglês *Data Acquisition*) em sistemas fotovoltaicos diz respeito a um conjunto de *hardware* e *software* cujo objetivo é o de caracterizar e monitorizar as condições de funcionamento de PVs. No presente documento, o sistema DAQ desenvolvido serviu para estabelecer a ligação entre as grandezas que se pretendem manipular e o processador (neste caso, um computador) com o qual se efetua tal manipulação. Numa primeira fase, apresentar-se-ão quais as variáveis monitorizadas e como é feita tal monitorização. Foram medidas as temperaturas operativas dos PVs. Adicionalmente, foi avaliado o fluxo de calor que atravessa quer os PVs, quer as UAEs. Para obter a eficiência dos PVs é necessário relacionar a potência gerada pelo PV com a radiação solar. Relativamente à potência gerada pelo PV, é necessário obter os valores de tensão e corrente elétrica. Os métodos implementados para a obtenção dos valores destas variáveis, bem como os equipamentos utilizados para o efeito, são apresentados de seguida.

3.1. Sensores de Temperatura

As temperaturas operativas de cada PV são obtidas através de sensores de temperatura (termopares tipo-K). Foram, ainda, colocados termopares adicionais nas UAEs de modo a obter um estudo térmico mais completo. Assim sendo, ficou estipulado que, em cada elemento, seriam necessárias três filas (quer na face posterior, quer na anterior), cada uma com três termopares, perfazendo o total de 18 por elemento. Optou-se por agrupar cada fila em diferentes fichas, registando cada uma o valor médio dos três termopares. Foram feitos 108 termopares, cada um com, aproximadamente, três metros de comprimento. Os termopares utilizados são do tipo-K e foram, numa primeira fase, sujeitos a um processo de calibração num banho termostaticado. Neste, os termopares são mergulhados em conjunto e é registado o sinal de cada um. Na Figura 3.1 está representado o banho termostaticado *Heto Lab Equipment DBT KB21*, equipamento utilizado para a calibração dos termopares.

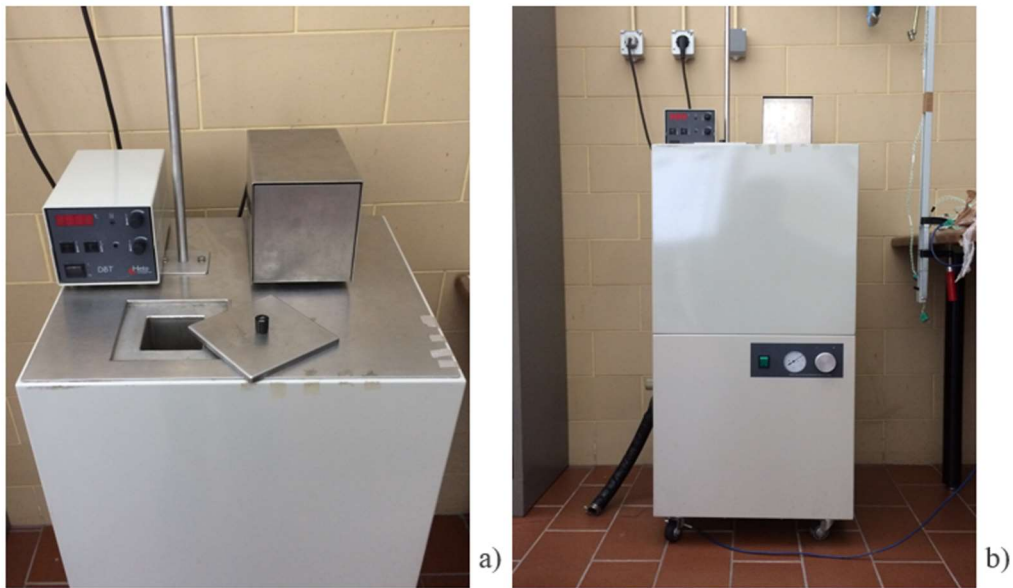


Figura 3.1. (a) Vista superior do equipamento, com regulador de temperatura e abertura para imersão de termopares em banho termostaticado; (b) Vista frontal do equipamento.

A calibração dos termopares foi feita para treze valores de temperatura, entre os 5-65°C, com recurso a 5 *data-loggers* PICO TC-08, estando um representado na Figura 3.2. Estes *data-loggers*, etiquetados alfabeticamente de A a E, possuem *software* próprio, o PicoLog Recorder, através do qual se registam os dados para tratamento posterior. Para os vários níveis de temperatura, após estabilização da temperatura do banho, foram registadas dez amostras em intervalos de 5 segundos para cada termopar. Fazendo a média destes dez pontos, foi possível obter as retas de calibração de cada termopar, que se apresentam no Anexo C.

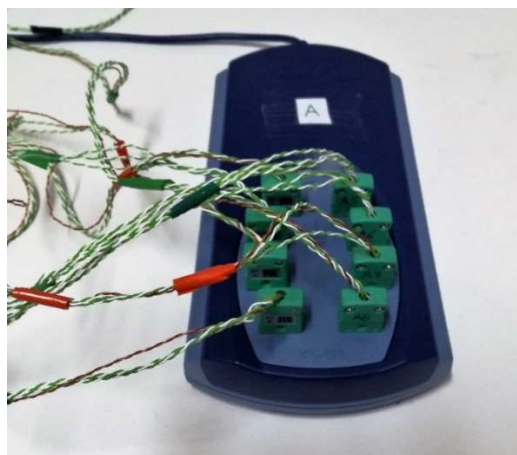


Figura 3.2. Representação de um PICO TC-08, com 3 termopares agrupados e ligados a cada ficha, devidamente numerada, e conectados ao *data logger*.

Em relação à colocação dos termopares nos PVs e UAEs, a ideia passou por cobrir a maior área útil possível, quer na parte posterior, quer na anterior. Na Figura 3.3 está representado um esquema que esclarece a distribuição dos sensores em cada PV e UAE. Por uma questão de logística, optou-se por utilizar os PVs 2 e 3, situados no centro da instalação, como referência, facilitando assim o processo da incorporação das UAEs aquando dos ensaios com PCMs.

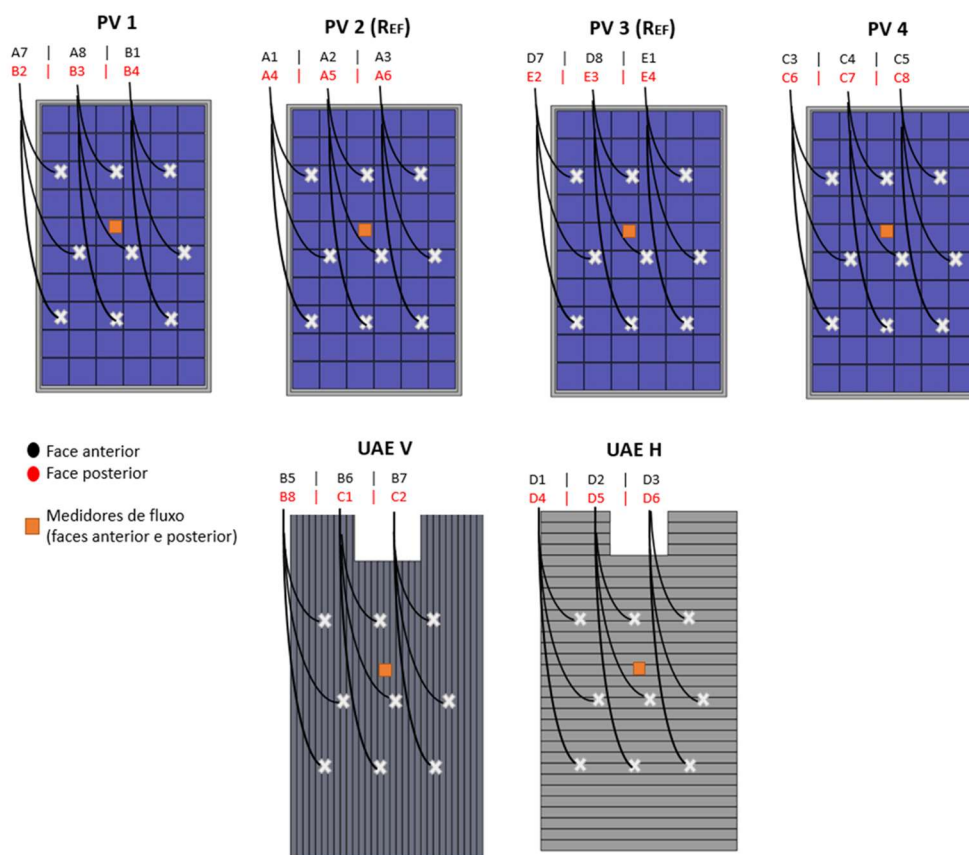


Figura 3.3. Distribuição dos termopares por elemento (PVs e UAEs).

Em conjunto com os termopares acima referidos, estão também conectados aos *data loggers* 12 medidores de fluxo HFS-4, que permitem registar o fluxo de calor que atravessa a superfície dos PVs e das UAEs. Os medidores de fluxo foram numerados de 1 a 12, e a sua utilização obrigou ao aumento do número de *data loggers* para 6. Estes sensores geram uma tensão pequena obtida por resistências presentes no seu interior. A conversão

desta tensão para $W.m^2$ é feita no *software* PicoLog Recorder, com recurso a um fator de sensibilidade. Estes sensores são fornecidos com um fator de sensibilidade individual. No Anexo C encontram-se os fatores de sensibilidade dos 12 HFS-4, em $mV / W.m^{-2}$.

3.2. Radiação solar

A potência solar (P_{solar}) que alcança cada PV é calculada através da multiplicação da irradiância (E) solar incidente pela área útil ($A_{útil}$) do PV.

$$P_{solar} = E \times A_{útil}, \quad (3.1)$$

sendo $A_{útil}$ calculada pela Equação (3.2). A $A_{útil}$ é o produto da área da célula PV pelo número de células constituintes de cada PV.

$$A_{útil} = i \times A_{célula} \quad (3.2)$$

A radiação solar incidente é obtida através de um piranómetro Kipp&Zonen CM11 (vd. Figura 3.4), colocado na estrutura de suporte dos PVs com a mesma inclinação dos PVs (30°). Tal como nos medidores de fluxo, este sensor mede uma tensão pequena, em mV. Esta é obtida através da diferença de temperatura entre dois componentes (um corpo preto, que absorve a radiação, e o corpo do piranómetro, que atua como dissipador de calor). A conversão desta tensão para $W.m^2$ é feita no *software* PicoLog Recorder, com recurso a um fator de sensibilidade disponibilizado pelo fabricante ($5,41 \times 10^{-6} V / W.m^{-2}$).



Figura 3.4. Piranómetro utilizado na aquisição dos valores de radiação solar incidente nos PVs.

3.3. Energia elétrica gerada pelos PVs

O processo pelo qual são obtidos e monitorizados os valores de corrente, de tensão e, posteriormente, de potência à saída dos PVs é essencial para os objetivos do estudo, tendo o sistema de aquisição sido estudado com detalhe. Na Figura 3.5(a) está presente um circuito elétrico representativo da instalação elétrica desenvolvida no presente trabalho. Na Figura 3.5(b) está exemplificado para um PV o esquema das ligações elétricas e do sistema de monitorização da instalação experimental.

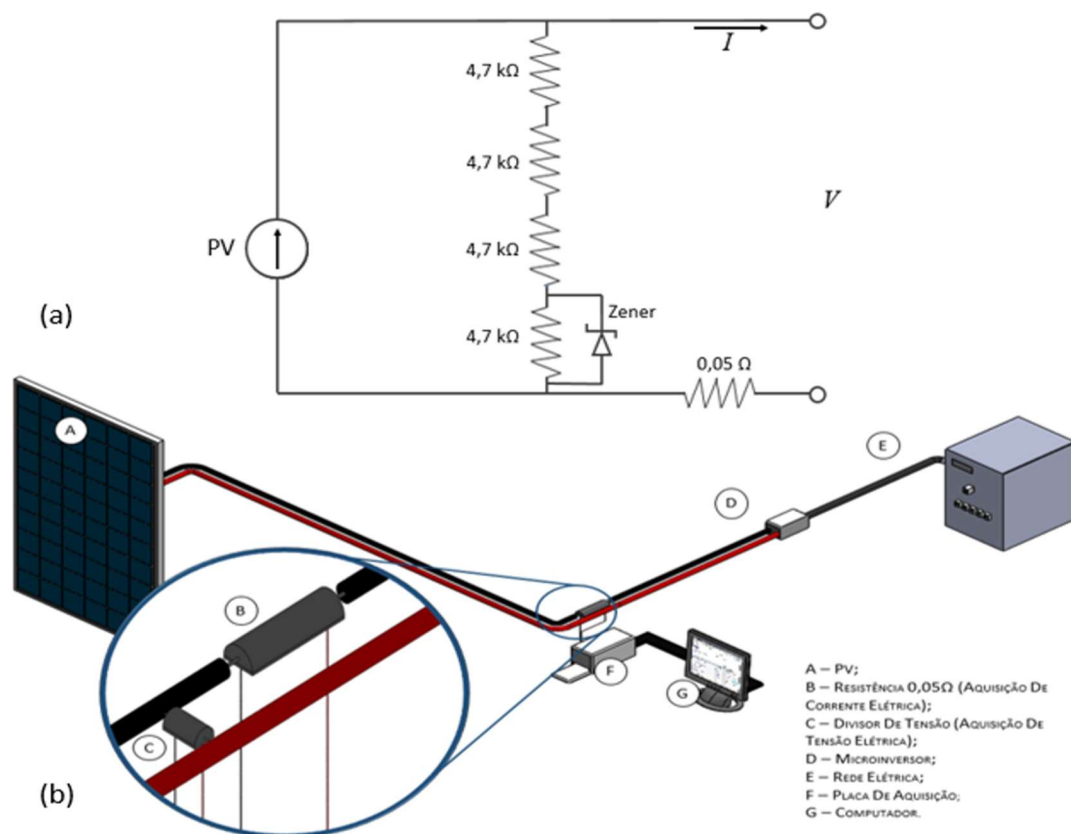


Figura 3.5. (a) Circuito elétrico representativo da instalação elétrica; (b) Representação em *SolidWorks* da instalação experimental e da ligação entre os vários componentes.

No presente trabalho, para fazer a ligação entre os circuitos elétricos e uma placa de aquisição de dados incorporada no processador, foi utilizada uma placa SCC-68 da marca

National Instruments, que atua como caixa de terminais e de condicionamento de sinal e está representada na seguinte Figura 3.6.



Figura 3.6. Placa SCC-68, da *National Instruments* (Caixa de terminais e condicionamento de sinal).

3.3.1. Medição da tensão elétrica

A tensão define-se pela diferença de potencial elétrico entre dois pontos de um circuito elétrico e pode ser medida no circuito DC (antes do microinversor) ou AC. Como no presente trabalho, toda a energia elétrica produzida foi injetada na rede optou-se por medir a tensão no circuito DC pois não é do interesse experimental contabilizar a potência elétrica consumida nos microinversores.

Devido à limitação imposta pela placa SCC-68 relativamente ao valor de entrada admissível, neste caso ± 10 V, foi implementado um divisor de tensão constituído por quatro resistências em série de $4,7$ k Ω , sendo a ligação à caixa de terminais feita nos terminais de uma das resistências. Assim, sabendo que o potencial máximo gerado por cada painel é de $37,3$ V, a tensão máxima medida entre as extremidades de uma resistência deste conjunto divisor será de $9,325$ V, dentro da gama dos canais das placas de aquisição usadas.

Na prática, por questões relativas à precisão das resistências ou à ligação destas aos cabos solares, verificaram-se erros elevados quando usado o fator de multiplicação teórico de 4. Assim, procedeu-se a uma calibração, tendo-se usado como instrumentos de referência dois multímetros, destinados a medir, simultaneamente, a queda de tensão aos

terminais de uma resistência e aos terminais do divisor. Foram feitas dez medições para cada divisor, sendo o valor final a média dessas medições. Na Tabela 3.1 apresentam-se os resultados obtidos. O desvio destes fatores relativamente ao valor teórico de 4, especialmente no divisor de tensão do PV3, realça a importância desta calibração.

Tabela 3.1. Fatores de calibração dos divisores de tensão.

| | Fator de calibração |
|-----|---------------------|
| PV1 | 3,82 |
| PV2 | 4,3 |
| PV3 | 2,775 |
| PV4 | 4,025 |

A limitações impostas pela placa de aquisição relativamente ao valor admissível de entrada levaram, também, à escolha da resistência mais próxima do cabo negativo do circuito elétrico negativo como resistência de medição. Assim, ligados aos terminais desta resistência estão dois cabos que, em conjunto, fazem a ligação à placa SCC-86. Adicionalmente, de modo a impedir que ocorra qualquer dano nos PVs, no caso de um sobrecarregamento no sistema, foi colocado em cada divisor de tensão um diodo zener, em paralelo com a resistência de medição. Na Figura 3.7 está representado um dos divisores de tensão desenvolvidos para este trabalho, com indicação dos vários componentes.

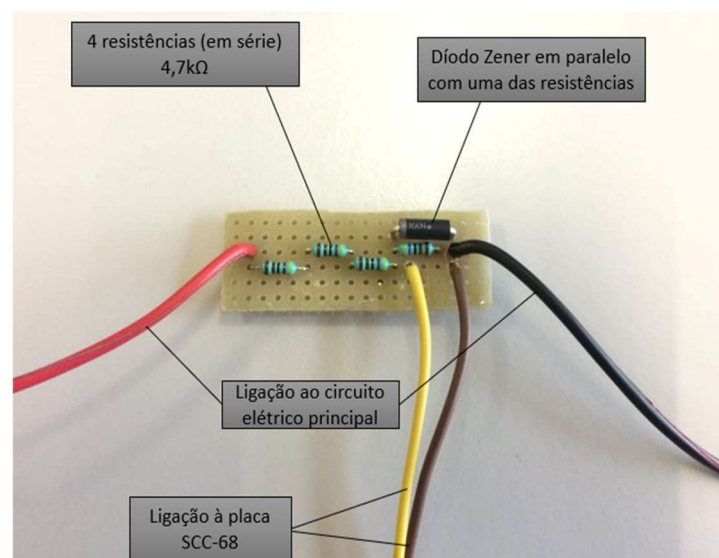


Figura 3.7. Divisor de tensão desenvolvido para a aquisição de sinais de tensão no presente trabalho.

Convém, ainda, efetuar um estudo relativo à corrente que passa pelo divisor de tensão. Independentemente do fator de multiplicação, espera-se que esta corrente seja bastante reduzida, devido ao elevado valor das resistências (teoricamente, 4,7 k Ω). No Anexo D apresentam-se os cálculos e resultados relativos a um divisor de tensão “ideal”. Verificou-se que, como esperado, a corrente elétrica que “passa” pelo divisor de tensão é, de facto, bastante reduzida (1,612 mA) e desprezável face ao nível da corrente elétrica do circuito elétrico principal.

3.3.2. Medição da corrente elétrica

A monitorização da corrente elétrica teve por base a lei de Ohm, representada pela Equação (3.3).

$$I = V/R, \quad (3.3)$$

em que I é a corrente elétrica, V é a tensão elétrica, e R é uma resistência presente no circuito (medida em Ohms, Ω). Para o efeito, intercalou-se no condutor do circuito principal uma resistência de 0,05 Ω , fazendo a ligação nas extremidades da resistência de modo a registar a queda de tensão, calcular a corrente elétrica. Na Figura 3.8(a) está representada uma correta incorporação de uma resistência num circuito elétrico quando se pretende utilizar uma placa de aquisição de dados para medição da corrente. Assim, analogamente ao que foi feito para os divisores de tensão apresentados na subsecção anterior, a resistência foi colocada no cabo negativo devido às limitações impostas pela placa SCC-68 relativamente ao valor admissível de entrada.

Tipicamente, o valor da resistência implementada no circuito é de baixo valor, de modo a não interferir significativamente a nível de perdas. No entanto, esta tem de estar em conformidade com as especificações da placa SCC-68, de modo a possibilitar a aquisição do sinal. Optou-se, portanto, pela implementação de resistências de 0,05 Ω que, sendo a corrente máxima induzida por cada painel de 8,9 A, resulta numa queda de potencial máxima de 0,445 V, dentro da gama admissível pelo sistema de aquisição. Na Figura 3.8(b) está representada uma das resistências utilizadas neste trabalho.

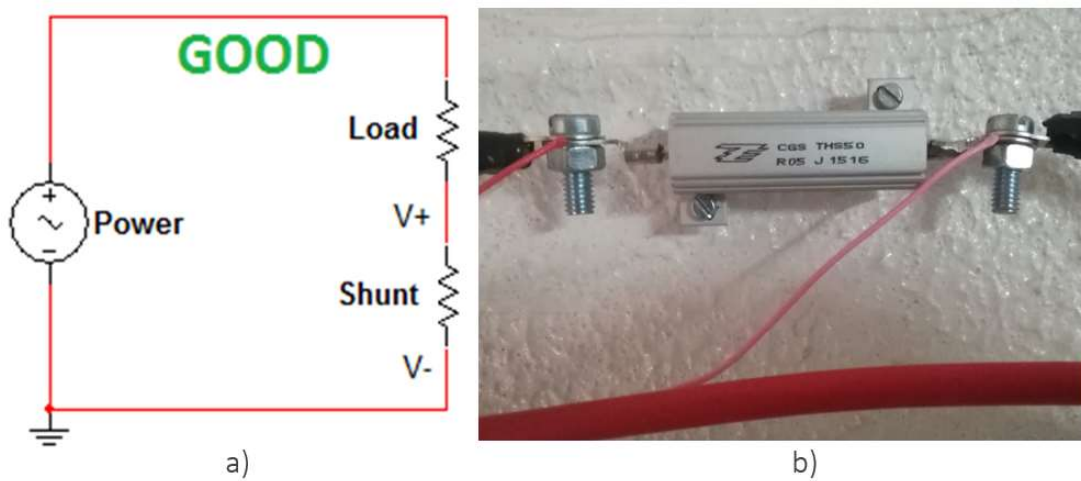


Figura 3.8. (a) Incorporação correta de uma resistência (*Shunt resistor*) em circuitos elétricos (Adaptado de [40]); (b) Resistência 0,05 Ω implementada no presente trabalho.

Na Figura 3.9 está representada a instalação elétrica destinada à aquisição de dados para o sistema completo dos quatro PVs. Esta está em conformidade com o esquema apresentado na Figura 3.5. Realçam-se os já apresentados microinversores *BeOn2* e as já referidas resistências de 0,05 Ω , bem como os divisores de tensão.

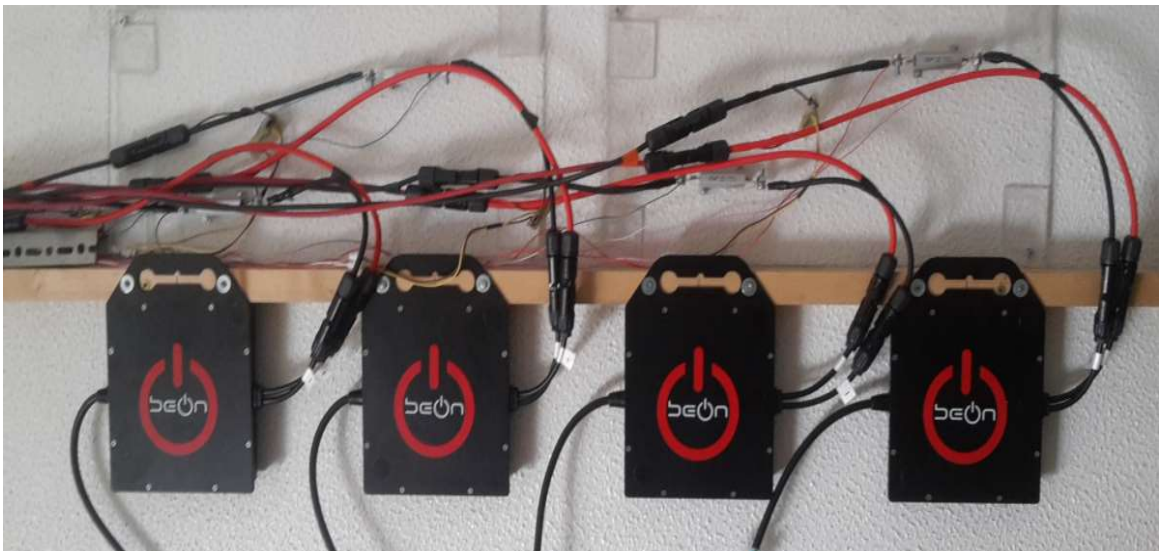


Figura 3.9. Representação da instalação elétrica destinada à aquisição de dados e situada no LAI-ADAI.

3.3.1. Programa de aquisição de dados

Para registo das grandezas elétricas dos PVs foi desenvolvido um programa em *LabView*, que permite um registo contínuo das três variáveis pretendidas (corrente, tensão e potência elétricas). Na Figura 3.10 está representada a *interface* do programa desenvolvido. Relativamente aos valores de tensão e corrente, optou-se por uma representação gráfica dos seus valores adquiridos. A potência gerada é obtida pelo produto da corrente e tensão medidas e é apresentada num medidor. Existe ainda, para cada variável, um visor que devolve os respetivos valores instantâneos a cada segundo. Por fim, foi incluído um indicador no qual o utilizador pode especificar o intervalo de tempo entre cada medição, sendo 10 segundos o valor *default*. Adicionalmente, existe um botão cuja finalidade é a de parar o processo. Na Figura 3.11 está representado o código desenvolvido em *LabView*, através de programação por blocos.

Após a aquisição dos sinais de tensão correspondentes à tensão e corrente dos PVs, e verificando-se que estes eram induzidos por um nível de ruído elevado, implementou-se filtro passa-baixo em cada canal de aquisição destes sinais. Adotou-se uma frequência de aquisição de 5 amostras por segundo, mas, para efeito de monitorização e registo, optou-se por incluir uma função que calcula o valor médio das 5 amostras. Para o caso da tensão foi também necessário intervir matematicamente devido à presença do divisor de tensão. Assim sendo, como existem quatro resistências a dividir a tensão, os valores de tensão adquiridos pela placa de aquisição foram multiplicados pelos respetivos fatores de calibração já apresentados, de modo a obter o valor correto de tensão gerada por cada PVs. Para a corrente, usou-se a Lei de Ohm para dividir o valor de tensão adquirido pelo valor das resistências utilizadas ($0,05 \Omega$).

O código apresenta ainda uma função que escreve em ficheiro de texto os dados adquiridos pelo programa. Adicionalmente, são escritos, em conjunto com os dados, os instantes de tempo (em formato hh:mm:ss) em que os registos foram feitos.

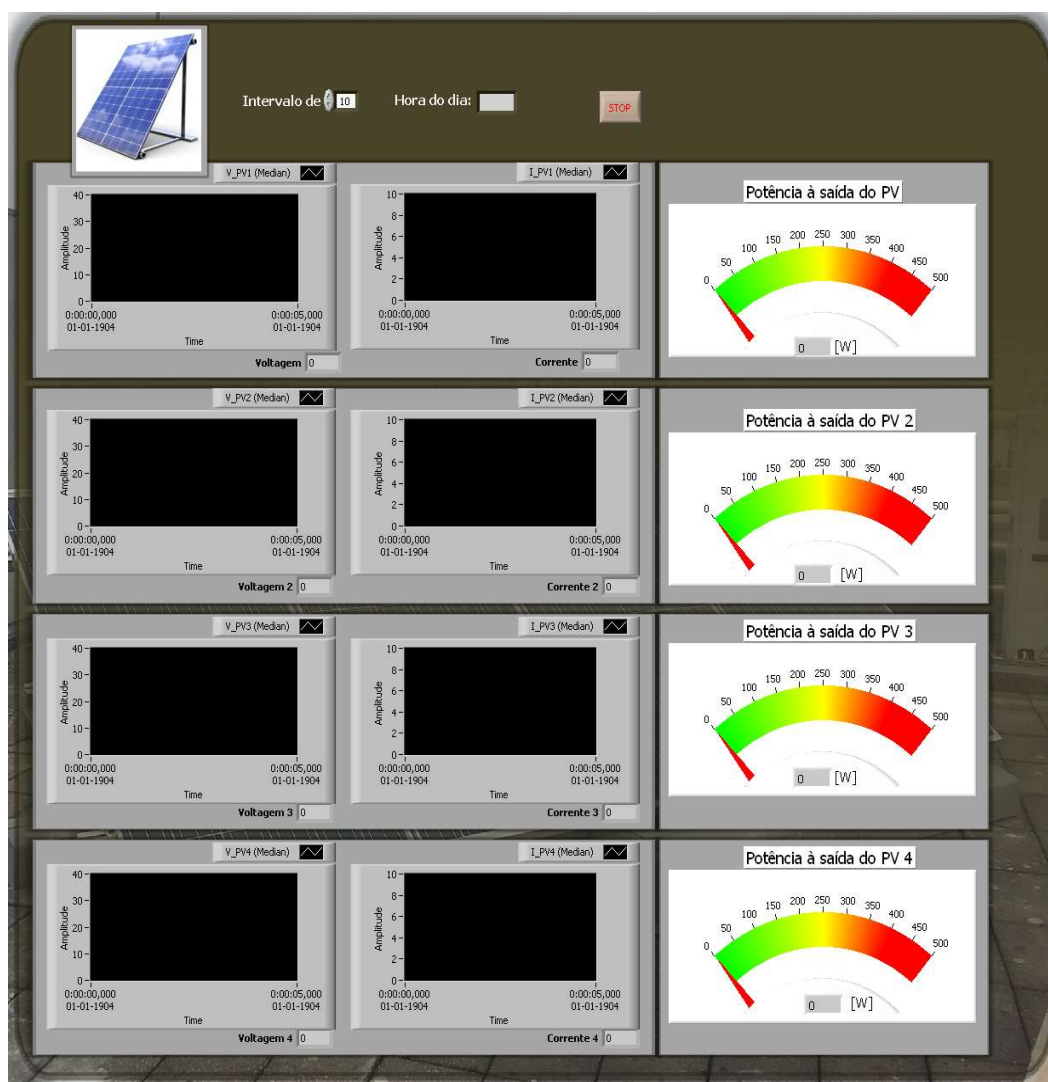


Figura 3.10. Interface do programa desenvolvido em LabView para a monitorização e registo dos valores de tensão, corrente e potência gerada pelo PV.

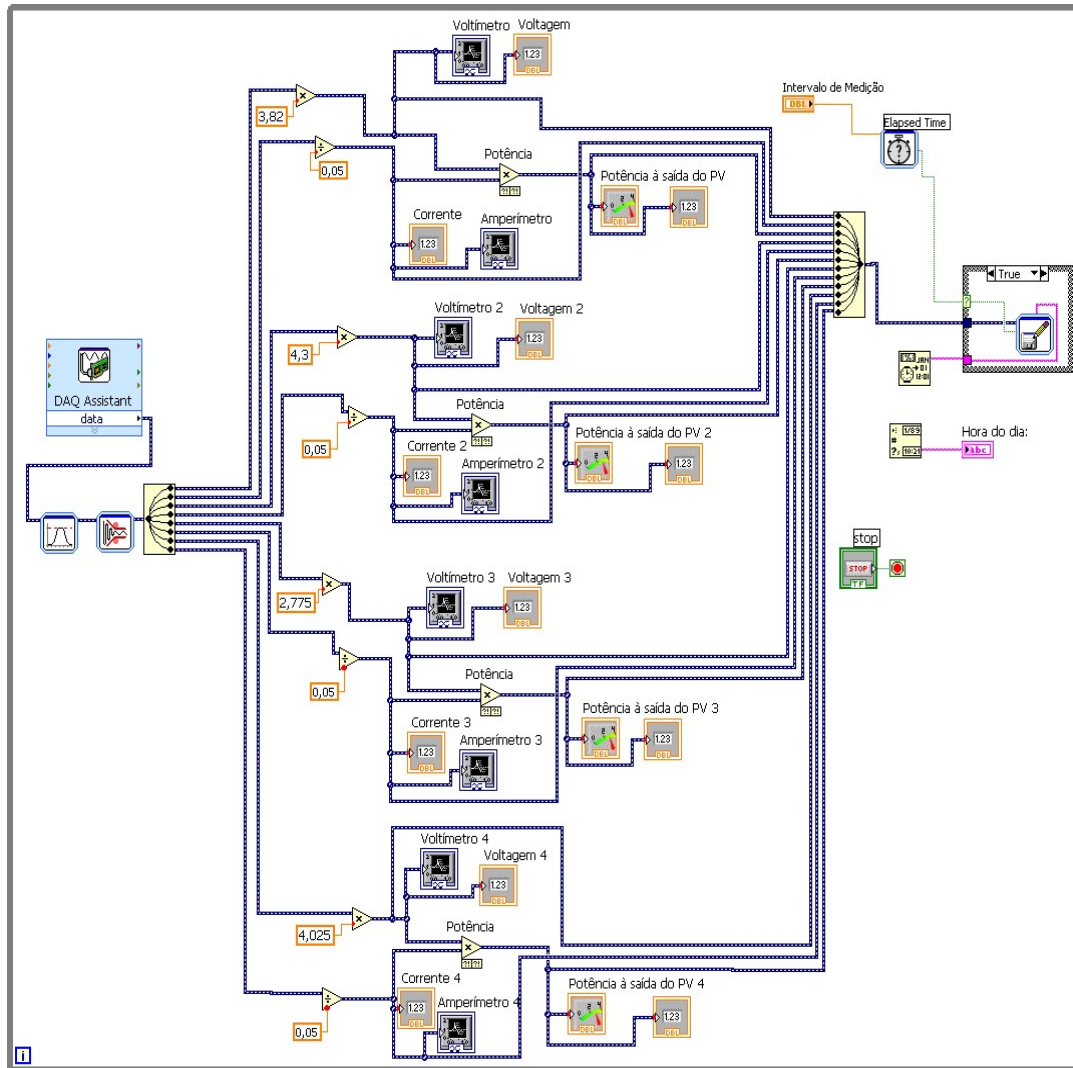


Figura 3.11. Diagrama de blocos do programa desenvolvido em LabView para a monitorização e registo dos valores de tensão, corrente e potência gerada pelo PV.

4. CARACTERIZAÇÃO E CALIBRAÇÃO DO SISTEMA

Neste capítulo pretende-se expor alguns resultados que permitam validar o funcionamento dos PVs e o sistema de aquisição (sensores, esquema de aquisição dos sinais elétricos e o programa desenvolvido em *LabView*), para garantir a operacionalidade e fiabilidade na realização dos ensaios sistemáticos futuros. Numa primeira fase verificou-se se os PVs se encontravam em condições adequadas de funcionamento e avaliaram-se os desvios reais dos parâmetros gerados de corrente e tensão, nas mesmas condições climáticas. Desta forma, foi possível estabelecer uma relação entre os PVs referência e os restantes. Relativamente ao *LabView*, procedeu-se à verificação dos valores registados.

4.1. Caracterização dos PVs

A validação dos PVs é feita através da comparação das suas curvas características *I-V* com a curva presente no catálogo dos PVs. Adicionalmente, foi possível, analisando cada curva individualmente, ter já uma ideia da potência máxima que cada um produz. Relativamente às grandezas elétricas que compõem as curvas *I-V*, foi necessário obter dois parâmetros que atuam como “valores limite”: a corrente de curto-circuito, I_{sc} (do inglês, *Short-circuit*), obtida num circuito elétrico em que a resistência do mesmo seja nula; e a tensão de circuito aberto, V_{oc} (do inglês, *Open circuit*), que é a tensão de um circuito no qual está presente uma resistência tal que não permita passagem de corrente.

Para a medição dos valores de V_{oc} e I_{sc} , e obtenção das curvas *I-V*, utilizou-se o equipamento de medição *PVPM2540C*, da *PVE*[®], disponibilizado pelo CTCV (Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro). Na Figura 4.1 está representado o equipamento e os seus diversos constituintes. Foi feita uma medição para cada PV. Para além da radiação solar e da temperatura do PV, o equipamento possui uma resistência interna que permite, variando o seu valor entre zero e “infinito”, obter a I_{sc} e a V_{oc} , respetivamente. O *PVPM2540C* devolve, no visor do equipamento ou via *software* próprio, a tensão, a corrente, a potência máxima e a curva característica correspondente.

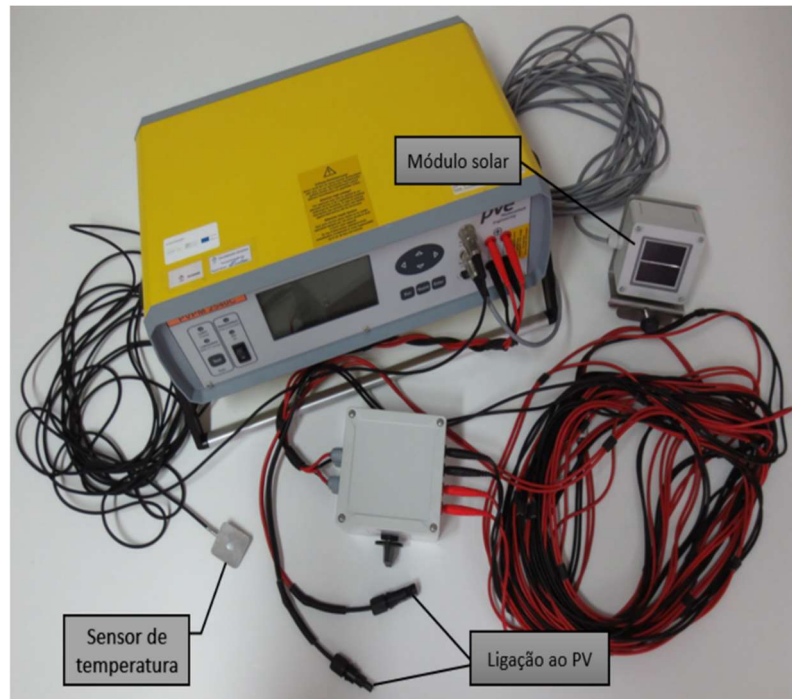


Figura 4.1. Equipamento PVP2540C utilizado para a caracterização dos PVs através de recolhas pontuais de dados.

4.1.1. Processo Experimental

Para obter resultados fidedignos, foi necessário assegurar que as condições de ensaio se assemelhavam às condições normais de teste, STC (do inglês, *Standard Test Conditions*), que correspondem a uma radiação solar de $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ e uma temperatura do PV de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Para tal, taparam-se os painéis na noite anterior. As quatro medições realizaram-se com condições meteorológicas adequadas (céu limpo), no dia 15 de Maio de 2018. No procedimento, os PVs são desligados dos microinversores e conectados ao equipamento PVP2540C. O módulo solar, destinado a registar a irradiância solar durante o período de medição, foi colocado no topo de cada PV para garantir um registo preciso e representativo da radiação. O sensor de temperatura, em cada medição, foi colocado na parte posterior do respetivo PV numa posição central.

4.1.2. Resultados e discussão

Na Tabela 4.1 apresentam-se os resultados obtidos e os valores catalogados. Como as condições de ensaio para o PV1 são as que mais se assemelham às condições STC, apresentam-se, ainda, desvios (em percentagem) relativos a este PV.

Verificou-se que não há nenhuma discrepância significativa entre cada PV. Também em relação aos valores catalogados, os resultados são satisfatórios.

Tabela 4.1. Comparação dos resultados obtidos via PVPM2540C com os valores catalogados e desvios percentuais relativos ao PV1.

| | PV1 | PV2 | Desvio | PV3 | Desvio | PV4 | Desvio | Catálogo |
|---------------------------------------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|----------|
| P_{pk} [W] | 253,6 | 252,0 | 0,6 % | 252,5 | 0,4 % | 253,4 | 0,1 % | - |
| $V_{p\text{máx}}$ [V] | 28,57 | 28,13 | 1,5 % | 27,73 | 2,9 % | 27,51 | 3,7 % | 30,3 |
| $I_{p\text{máx}}$ [A] | 8,13 | 8,11 | 0,2 % | 8,17 | 0,5 % | 8,17 | 0,5 % | 8,26 |
| $P_{\text{máx}}$ [W] | 232,1 | 228,2 | 1,8 % | 226,5 | 2,5 % | 224,7 | 3,2 % | 250 |
| V_{OC} [V] | 36,0 | 35,5 | 1,4 % | 35,2 | 2,2 % | 34,9 | 3,1 % | 37,3 |
| I_{SC} [A] | 8,7 | 8,7 | 0,0 % | 8,76 | 0,7 % | 8,78 | 0,9 % | 8,90 |
| E_{eff} [W.m ⁻²] | 952 | 957 | 0,5 % | 959 | 0,7 % | 960 | 0,8 % | 1000 |
| T_{mod} [°C] | 34,4 | 37,3 | 8,4 % | 39,9 | 16,0 % | 42,5 | 23,5 % | 25 |
| T_{PV} [°C] | 32,6 | 37,9 | 16,3 % | 40,7 | 24,8 % | 43,7 | 34,0 % | 25 |

Como já foi referido, a tensão e a corrente elétrica são funções da temperatura do PV e da radiação solar incidente, respetivamente. Devido ao rápido aquecimento das células fotovoltaicas, não foi possível obter uma temperatura operativa do PV de 25 °C. Consequentemente, obtiveram-se valores de tensão ligeiramente inferiores ao catalogado. Analogamente, valores de radiação solar incidente inferiores a 1000 W.m⁻² levaram ao registo de valores de corrente também inferiores ao catalogado. No entanto, e realçando que as condições de ensaio não eram exatamente as condições STC, este ensaio permitiu validar os PVs e a sua utilização para ensaios futuros, uma vez que, entre si, os resultados não diferem significativamente.

Na Figura 4.2 está representada a curva característica I - V para o PV1. No Anexo E são apresentadas as restantes curvas características obtidas. Os valores de V_{OC} , I_{SC} , $V_{Pmáx}$, $I_{Pmáx}$ e $P_{máx}$ são realçados nas curvas, verificando-se que se encontram em conformidade com o esperado, o que reforça a validação dos PVs.

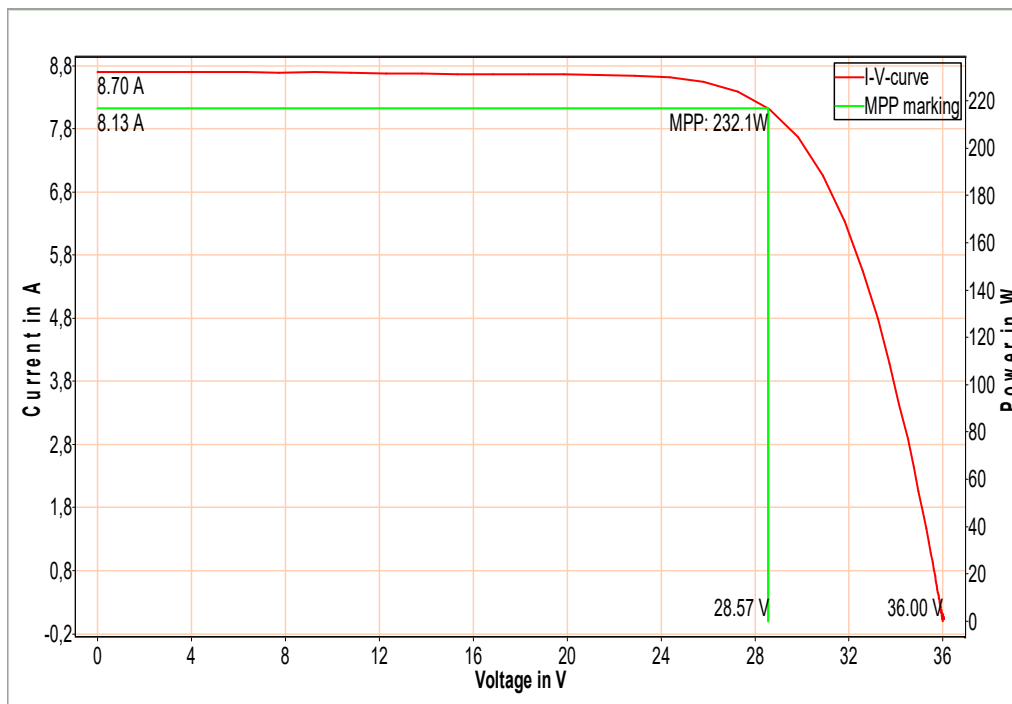


Figura 4.2. Curva característica I-V para o PV1 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h07.

4.2. Validação do Programa de aquisição de dados

Nesta segunda parte, foi validado o programa desenvolvido em *LabView*. Esta validação foi feita tendo em conta o comportamento expectável dos PVs, reforçada por uma comparação dos valores máximos obtidos com o programa desenvolvido com os valores obtidos com o equipamento PVPM2540C. Adicionalmente, estabeleceram-se desvios médios de produção entre os PVs de referência e os restantes, de forma a quantificar assertivamente as melhorias ao nível de produção elétrica e eficiência de conversão que se esperam obter com a incorporação das UAEs na instalação experimental.

Foram registados valores médios de potência em intervalos de 15 minutos, começando às 07h00 do dia 19 de Maio de 2018 e terminando às 21h00 do mesmo dia. A duração de 14 horas de ensaio prende-se com o interesse experimental que existe em perceber como varia a potência gerada pelo PV ao longo de um dia.

De modo a comparar posteriormente os resultados com os obtidos no ensaio anterior para efeitos de validação, este ensaio foi feito em condições meteorológicas adequadas e semelhantes às da calibração pontual (céu limpo).

Na Figura 4.3 estão representadas as curvas de potência. Verifica-se que a produção entre os PVs é semelhante, havendo, no entanto, alguns picos facilmente justificados por questões elétricas. Por exemplo, o sobreaquecimento das resistências de 0,05 Ω e dos microinversores, ou a interferência da rede elétrica, nomeadamente da caixa do elevador do LAI. Ainda assim, foi assumido com segurança que os valores apresentados se enquadram naquela que seria a produção elétrica esperada. Na Tabela 4.2 apresentam-se os valores máximos registados para o intervalo de medição de 14 horas.

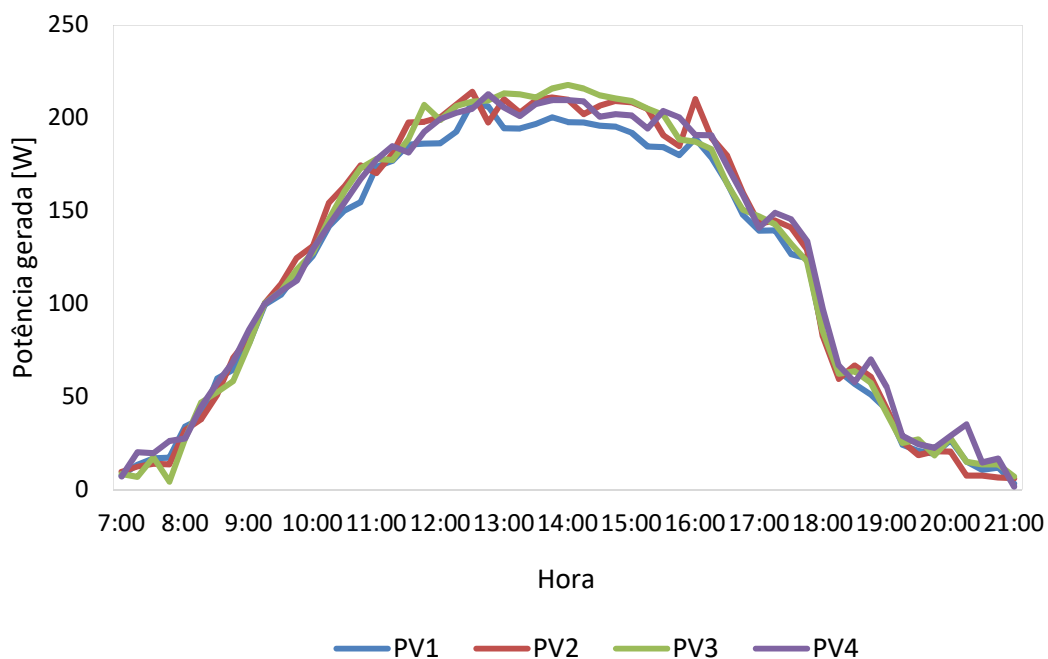


Figura 4.3. Dados de potência obtidos para os quatro PVs no dia 19/05/2018.

Tabela 4.2. Produção máxima de cada PV durante um período de 14 horas.

| | Potência máxima [W] |
|------------|---------------------|
| PV1 | 208,35 |
| PV2 | 214,08 |
| PV3 | 217,78 |
| PV4 | 212,79 |

A discrepância entre os valores obtidos pelo *LabView* e pelo PVPM2540C é facilmente justificada pelas maiores temperaturas operativas dos PVs no segundo ensaio, uma vez que, na calibração pontual, as medições foram feitas instantes após retirar a cobertura dos PVs, enquanto que na calibração *via LabView* os PVs não foram sequer cobertos. É, então, possível validar o programa desenvolvido em *LabView* e a sua utilização para ensaios futuros.

Para obter os desvios médios de produção, foi necessário calcular a média de produção dos PVs de referência (PV2 e PV3) durante as 14h de ensaio (*vd.* Tabela 4.3). Analogamente, obtiveram-se as produções médias do PV1 e PV4 e calcularam-se os desvios em relação à produção média dos PVs de referência. Os desvios calculados são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.3. Produção média dos PVs de referência durante as 14h de ensaio.

| | Produção média diária |
|--------------|------------------------------|
| PV2 | 123,14 W |
| PV3 | 122,92 W |
| Média | 123,03W |

Tabela 4.4. Desvios de produção relativos aos PVs referência.

| | Produção média diária | Desvio de produção | |
|------------|------------------------------|---------------------------|--------|
| PV1 | 117,4 W | 5,63 W | 4,6 % |
| PV4 | 124,07 W | 1,04 W | 0,85 % |

5. CONCLUSÃO

5.1. Notas conclusivas

No presente trabalho, foi desenvolvido um sistema de monitorização e aquisição de dados para avaliar experimentalmente o efeito termorregulador de PCMs em PVs comerciais. O objetivo do sistema desenvolvido passou pelo registo de variáveis (e.g. potências geradas, temperaturas operativas dos PVs, e radiação solar incidente), de modo a avaliar de que modo os PCMs interferem com a eficiência dos painéis.

Foi assemblada uma instalação experimental composta por quatro PVs, montados lado a lado e monitorizados individualmente, e quatro microinversores cujo objetivo é o de converter corrente DC em AC para injeção na rede. Foram instaladas resistências de $0,05 \Omega$ e divisores de tensão no circuito elétrico principal DC. Nos terminais das resistências de $0,05 \Omega$ e numa das resistências de cada divisor de tensão, existem cabos de ligação a uma placa de aquisição de dados, com o intuito de registar quedas de tensão. Foi desenvolvido um programa em *LabView* que permitisse a aquisição dos sinais de tensão correspondentes à tensão e corrente dos PVs.

Para registar as temperaturas operativas dos PVs, foram utilizados 108 termopares tipo-K com aproximadamente três metros de comprimento cada um, devidamente calibrados e colocados nas superfícies dos PVs e das UAEs de forma a cobrir a maior área útil possível. Doze medidores de fluxo de calor HFS-4 foram também integrados no sistema de aquisição, para avaliar o fluxo de calor na superfície dos elementos. Por fim, para registar a radiação solar incidente, utilizou-se um piranómetro CM11.

Para a validação do sistema, foi feito um ensaio de calibração, dividido em duas partes. Na primeira parte, foi feita uma comparação direta entre os valores catalogados e os valores obtidos através do equipamento de medição PVPM2540C. Obtiveram-se, ainda, as curvas características de cada PV. Os valores registados e as curvas I-V apresentados não sugerem discrepâncias significativas, sendo cumprido o objetivo de validação dos PVs.

A segunda parte deste ensaio teve como objetivo a validação do programa desenvolvido. Feito durante um dia de condições meteorológicas adequadas (céu limpo), este ensaio teve como objetivo confirmar que os valores devolvidos pelo *LabView* se

assemelhavam aos que seriam de esperar dos PVs, com pontos de potência máxima superiores a 200W. Comparando com os resultados obtidos na primeira parte deste ensaio, não se verificaram discrepâncias significativas, sendo que estas foram devidamente justificadas.

É, também, de realçar que se esperam melhorias relativamente a estes valores máximos aquando dos ensaios com UAEs. Nesse sentido, foram ainda calculados desvios de produção em relação aos PVs de referência para que, em ensaios futuros com UAEs, sejam assertivamente quantificadas as melhorias quer em termos de potência, como em termos de eficiência de conversão dos PVs.

5.2. Trabalhos futuros

Relativamente ao trabalho aqui apresentado, é necessário avaliar todo o potencial termorregulador dos PCMs em PVs comerciais. Infelizmente, as condições meteorológicas não permitiram iniciar os ensaios sistemáticos.

Analisando mais o panorama geral da termorregulação com PCMs, seria interessante avaliar de forma mais profunda a utilização de UAEs, nomeadamente ensaios em que se utilize mais do que duas UAEs. Adicionalmente, variar o número de cavidades por UAE permitiria avaliar qual é, ao certo, a influência das alhetas metálicas e quais as soluções construtivas ótimas para rentabilizar ao máximo o efeito dos PCMs. A inclusão de dissipadores de calor na parte posterior de modo a acelerar o processo de solidificação do PCM durante a noite é uma vertente que poderá, e deverá, também ser explorada. Por último, seria também importante fazer uma avaliação sobre o efeito da temperatura de mudança de fase dos PCMs na eficiência de PVs. Assim, o caminho a seguir pode passar pela utilização de vários PCMs de diferentes temperaturas de mudança de fase. De salientar o potencial aparentemente ilimitado desta fonte de energia, pois a radiação solar é inesgotável para a escala de tempo do Homem. Assim sendo, tudo o que seja direcionado para estudos semelhantes é, na minha opinião, importante para a comunidade científica mundial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, “Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review,” *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311–321, 2013.
- [2] M. J. Huang, P. C. Eames, and B. Norton, “Thermal regulation of building-integrated photovoltaics using phase change materials,” *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 47, no. 12–13, pp. 2715–2733, 2004.
- [3] R. Stropnik and U. Stritih, “Increasing the efficiency of PV panel with the use of PCM,” *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 671–679, 2016.
- [4] E. Radziemska, “The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells,” *Renew. Energy*, vol. 28, no. 1, pp. 1–12, 2003.
- [5] A. Hasan, S. J. McCormack, M. J. Huang, and B. Norton, “Evaluation of phase change materials for thermal regulation enhancement of building integrated photovoltaics,” *Sol. Energy*, vol. 84, pp. 1601–1612, 2010.
- [6] M. A. Kibria, R. Saidur, F. A. Al-Sulaiman, and M. M. A. Aziz, “Development of a thermal model for a hybrid photovoltaic module and phase change materials storage integrated in buildings,” *Sol. Energy*, vol. 124, pp. 114–123, 2016.
- [7] A. Hasan, S. J. McCormack, M. J. Huang, J. Sarwar, and B. Norton, “Increased photovoltaic performance through temperature regulation by phase change materials: Materials comparison in different climates,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 264–276, 2015.
- [8] A. Hasan, S. J. McCormack, M. J. Huang, and B. Norton, “Characterization of phase change materials for thermal control of photovoltaics using Differential Scanning Calorimetry and Temperature History Method,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 81, pp. 322–329, 2014.
- [9] P. H. Biwole, P. Eclache, and F. Kuznik, “Phase-change materials to improve solar panel’s performance,” *Energy Build.*, vol. 62, pp. 59–67, 2013.
- [10] M. J. Huang, P. C. Eames, B. Norton, and N. J. Hewitt, “Natural convection in an internally finned phase change material heat sink for the thermal management of photovoltaics,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 7, pp. 1598–1603, 2011.
- [11] D. C. Hyun, N. S. Levinson, U. Jeong, and Y. Xia, “Emerging applications of phase-change materials (PCMs): Teaching an old dog new tricks,” *Angew. Chemie - Int. Ed.*, vol. 53, no. 15, pp. 3780–3795, 2014.
- [12] A. Sharma, V. V. Tyagi, C. R. Chen, and D. Buddhi, “Review on thermal energy storage with phase change materials and applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 2, pp. 318–345, 2009.
- [13] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 120, no. PART A, pp. 59–80, 2014.

- [14] H. Elarga, F. Goia, A. Zarrella, A. Dal Monte, and E. Benini, “Thermal and electrical performance of an integrated PV-PCM system in double skin façades: A numerical study,” *Sol. Energy*, vol. 136, pp. 112–124, 2016.
- [15] B. Zalba, J. M. Marín, L. F. Cabeza, and H. Mehling, “Review on thermal energy storage with phase change: Materials, heat transfer analysis and applications,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 23, pp. 251–283, 2003.
- [16] N. Soares, J. J. Costa, A. R. Gaspar, and P. Santos, “Review of passive PCM latent heat thermal energy storage systems towards buildings’ energy efficiency,” *Energy Build.*, vol. 59, pp. 82–103, 2013.
- [17] P. Antunes, “Estudo numérico de unidades de armazenamento de energia térmica com materiais de mudança de fase para a termorregulação de painéis fotovoltaicos,” Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2016.
- [18] M. C. Browne, B. Norton, and S. J. McCormack, “Heat retention of a photovoltaic/thermal collector with PCM,” *Sol. Energy*, vol. 133, pp. 533–548, 2016.
- [19] A. G. Entrop, J. I. M. Halman, G. P. M. R. Dewulf, and A. H. M. E. Reinders, “Assessing the implementation potential of PCMs: The situation for residential buildings in the Netherlands,” *Energy Procedia*, vol. 96, no. October, pp. 17–32, 2016.
- [20] M. J. Huang, P. C. Eames, and B. Norton, “Phase change materials for limiting temperature rise in building integrated photovoltaics,” *Sol. Energy*, vol. 80, pp. 1121–1130, 2006.
- [21] N. Soares, “Thermal energy storage with phase change materials (PCMs) for the improvement of the energy performance of buildings,” Tese de Doutoramento em Engenharia Mecânica na especialidade de Sustainable Energy Systems, Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Ciências e Tecnologias, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2015.
- [22] M. M. Farid, A. M. Khudhair, S. A. K. Razack, and S. Al-Hallaj, “A review on phase change energy storage: Materials and applications,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 9–10, pp. 1597–1615, 2004.
- [23] L. F. Cabeza, A. Castell, C. Barreneche, A. De Gracia, and A. I. Fernández, “Materials used as PCM in thermal energy storage in buildings: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 3, pp. 1675–1695, 2011.
- [24] A. Luque, *Photovoltaic Science Handbook of Photovoltaic Science*. John Wiley & Sons, 2003.
- [25] P. Hersch and K. Zweibel, *Basic photovoltaic principles and methods*. Technical Information Office, 1982.
- [26] M. Â. S. Valente, “Caracterização Automática de um Painel Fotovoltaico,” Tese de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e Computadores, Departamento de Engenharia Electrotécnica, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2011.
- [27] V. V. Tyagi and D. Buddhi, “PCM thermal storage in buildings: A state of art,”

- Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, no. 6, pp. 1146–1166, 2007.
- [28] F. Agyenim, N. Hewitt, P. Eames, and M. Smyth, “A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS),” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 2, pp. 615–628, 2010.
- [29] R. Baetens, B. P. Jelle, and A. Gustavsen, “Phase change materials for building applications: A state-of-the-art review,” *Energy Build.*, vol. 42, no. 9, pp. 1361–1368, 2010.
- [30] E. Rodriguez-Ubinas, L. Ruiz-Valero, S. Vega, and J. Neila, “Applications of Phase Change Material in highly energy-efficient houses,” *Energy Build.*, vol. 50, pp. 49–62, 2012.
- [31] P. Schossig, H. M. Henning, S. Gschwander, and T. Haussmann, “Micro-encapsulated phase-change materials integrated into construction materials,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 89, no. 2–3, pp. 297–306, 2005.
- [32] N. Soares, A. R. Gaspar, P. Santos, and J. J. Costa, “Experimental study of the heat transfer through a vertical stack of rectangular cavities filled with phase change materials,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 192–205, 2015.
- [33] A. Jamekhorshid, S. M. Sadrameli, and M. Farid, “A review of microencapsulation methods of phase change materials (PCMs) as a thermal energy storage (TES) medium,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 531–542, 2014.
- [34] S. Hiebler and F. Ziegler, “Immersion corrosion tests on metal- salt hydrate pairs used for latent heat storage in the 32 to 36 °C temperature range,” *Mater. Corros.*, vol. 52, pp. 140–146, 2001.
- [35] G. Ferrer, A. Solé, C. Barreneche, I. Martorell, and L. F. Cabeza, “Corrosion of metal containers for use in PCM energy storage,” *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 465–469, 2015.
- [36] A. Safari, R. Saidur, F. A. Sulaiman, Y. Xu, and J. Dong, “A review on supercooling of Phase Change Materials in thermal energy storage systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 70, no. December 2016, pp. 905–919, 2017.
- [37] M. C. Browne, K. Lawlor, A. Kelly, B. Norton, and S. J. M. Cormack, “Indoor characterisation of a photovoltaic/thermal phase change material system,” *Energy Procedia*, vol. 70, pp. 163–171, 2015.
- [38] N. Soares, P. Antunes, A. R. Gaspar, and J. J. Costa, “Thermal management of photovoltaics with thermal energy storage units filled with microencapsulated PCMs,” 2017.
- [39] M. J. Huang, “The effect of using two PCMs on the thermal regulation performance of BIPV systems,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 3, pp. 957–963, 2011.
- [40] “Measuring Current with an Analog Voltage Input - National Instruments.” [Online]. Available: <https://knowledge.ni.com/KnowledgeArticleDetails?id=kA00Z0000019MDJSA2>. [Accessed: 27-Mar-2018].

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

ANEXO A – CATÁLOGO PV RISEN 250W




245W~260W POLYCRYSTALLINE MODULE 60x6"

Characteristics & Performance

- Use of only certified materials at highest quality standards.
- The process of cell and module production is fully automated with 100% quality control and product traceability.
- Heavy load mechanical resistance: TÜV certified (5400Pa tested against snow and 2400Pa test against wind)
- Excellent performances even during low solar radiation
- Guaranteed positive tolerance 0 to +3% of power for each module

Certifications for Incentives

- **Quality, Environment, Health & Safety**
ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS 18001:2007
Full Member PV Cycle Association AISBL
- **Product Certifications**
Quality and Robustness: IEC61215:2005
Safety: IEC61730 -1/-2, MCS, CEC
Corrosion (salt fog): IEC61701:2000
Resistance Test



| Year | Standard Warranty (%) | Risen Warranty (%) |
|------|-----------------------|--------------------|
| 1 | 97% | 97% |
| 5 | 97% | 95% |
| 12 | 97% | 90% |
| 15 | 97% | 87% |
| 20 | 97% | 83% |
| 25 | 97% | 80% |

Figura A.1. Página 1: catálogo PV Risen-250W.

ANEXO B – QUANTIDADE DE PCM POR CAVIDADE

Ao contrário do que se verifica, por exemplo, com a água, o PCM ocupa maior volume na fase líquida do que na fase sólida. No entanto, o enchimento das cavidades deve ser feito deixando um “espaço de ar” que atua como uma mola na variação volumétrica do material.

Na Figura B.1 estão representados os sete tipos de cavidades que foram preenchidas.

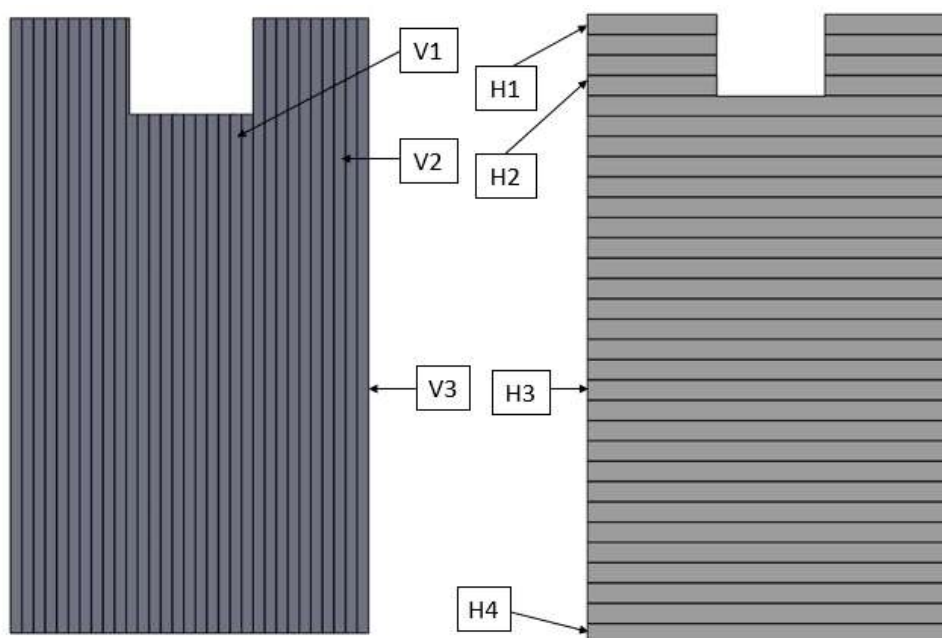


Figura B.1. Esquema dos diferentes tipos de cavidades a encher.

Foi, numa primeira fase, importante calcular as dimensões de cada tipo de cavidade. Na Tabela B.1 encontram-se as dimensões, em decímetros e em litros.

Tabela B.1. Dimensões dos vários tipos de cavidades.

| UAE de cavidades verticais | | | | UAE de cavidades horizontais | | | |
|----------------------------|---|-------|----|------------------------------|---|-------|----|
| H1 | l | 0,36 | dm | V1 | l | 0,46 | dm |
| | h | 3,96 | | | h | 14,61 | |
| | b | 0,21 | | | b | 0,21 | |
| | V | 0,300 | L | | V | 1,41 | L |
| H2 | l | 0,46 | dm | V2 | l | 0,46 | dm |
| | h | 3,96 | | | h | 15,76 | |
| | b | 0,21 | | | b | 0,21 | |
| | V | 0,383 | L | | V | 1,52 | L |
| H3 | l | 0,46 | dm | V3 | l | 0,36 | dm |
| | h | 9,16 | | | h | 15,76 | |
| | b | 0,21 | | | b | 0,21 | |
| | V | 0,885 | L | | V | 1,19 | L |
| H4 | l | 0,36 | dm | | | | |
| | h | 9,16 | | | | | |
| | b | 0,21 | | | | | |
| | V | 0,693 | L | | | | |

Sabe-se que, para temperaturas elevadas (superiores a 110 °C), o coeficiente de expansão de uma parafina pode alcançar os 18%. Supondo que esses valores de temperatura vão ser alcançados, e tendo em conta que o coeficiente de expansão tabelado para o RT22 HC é de 12,5%, foi utilizado um coeficiente de expansão de 5,5%. Calcularam-se dois parâmetros para encher corretamente as várias cavidades: o volume a preencher, calculado através da Equação (B.1), e a altura do “espaço de ar” que é necessário deixar em cada cavidade, através da Equação (B.2):

$$V_{PCM} = (1 - 0,055) \times V_{Cavidade} \quad (B.1)$$

$$h_{ar} = 0,055 \times h_{Cavidade} \quad (B.2)$$

Na Tabela B.2 apresenta-se quer o volume de PCM nas cavidades, como a altura de ar deixada em cada uma. Foi, ainda, calculado o volume total de PCM por UAE.

Tabela B.2. Quantidade de PCM por cavidade e por UAE e altura da “almofada de ar” por cavidade.

| UAE | Ar [dm] | PCM [L] | Nº cavidades |
|--------------|----------------|----------------|---------------------|
| V1 | 0,80355 | 1,334 | 3 |
| V2 | 0,8668 | 1,44 | 14 |
| V3 | 0,8668 | 1,13 | 2 |
| TOTAL | | 26,08 | |
| H1 | 0,2178 | 0,28 | 2 |
| H2 | 0,2178 | 0,36 | 4 |
| H3 | 0,5038 | 0,836 | 28 |
| H4 | 0,5038 | 0,65 | 1 |
| TOTAL | | 27,27 | |

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

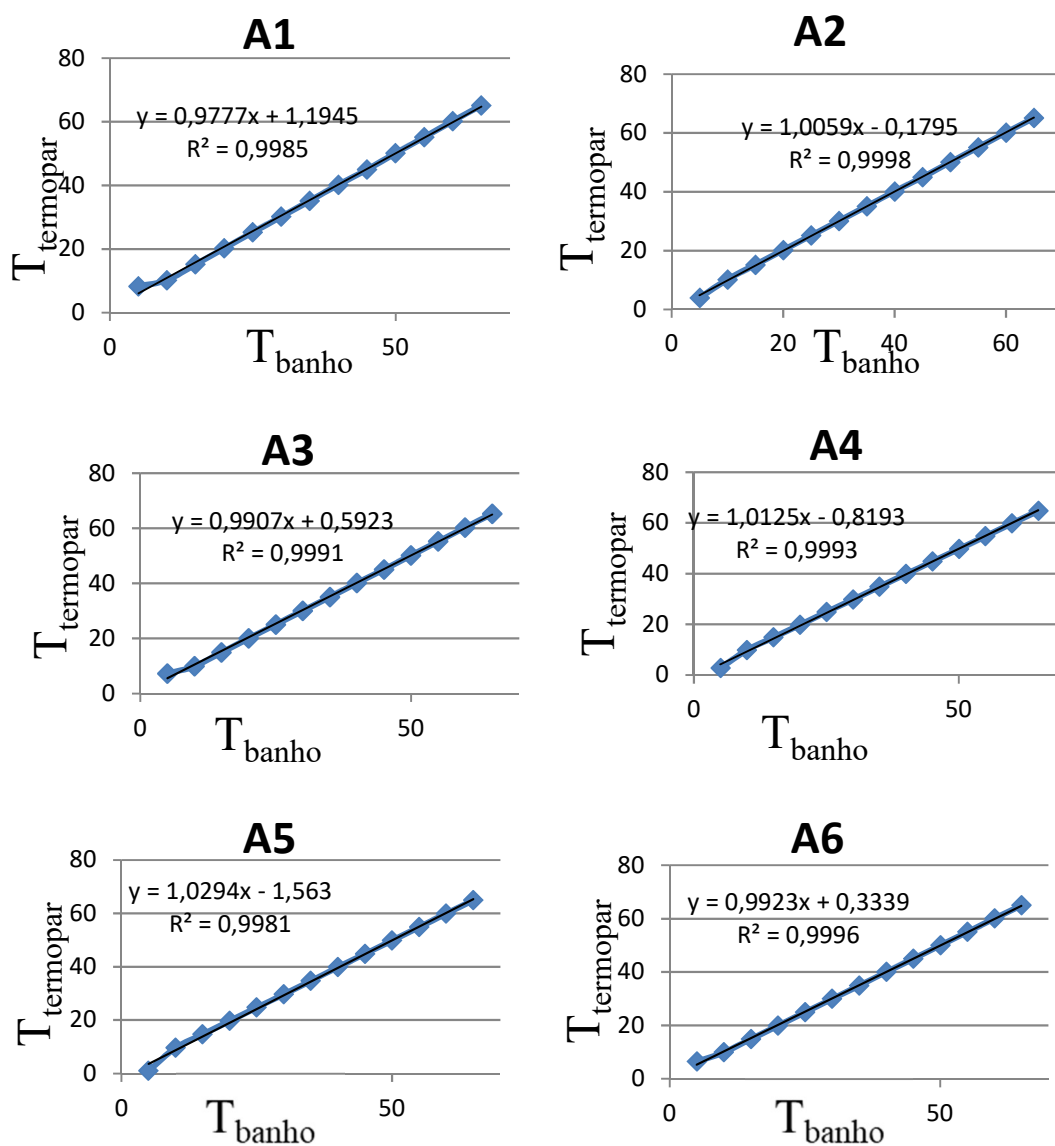
ANEXO C – CALIBRAÇÃO DE TERMOPARES E HFS-4

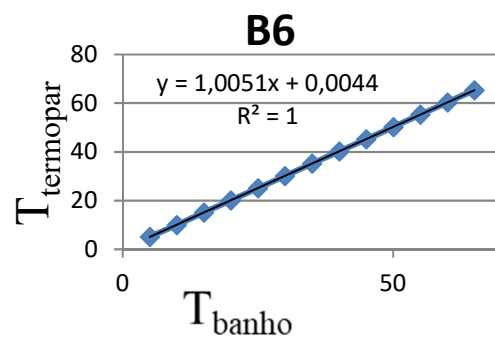
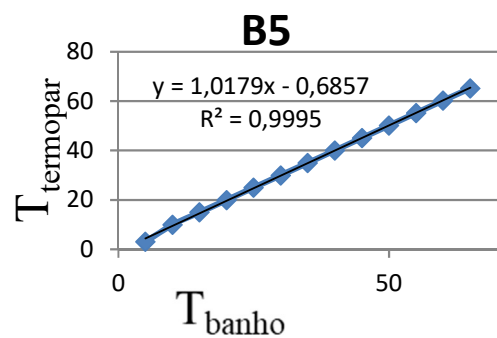
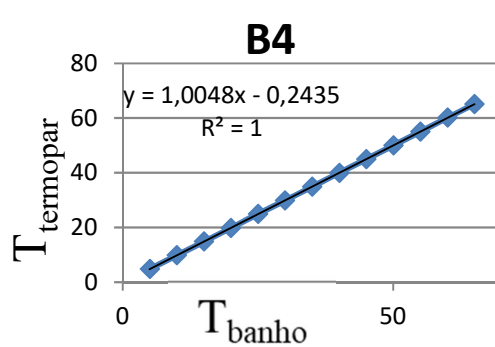
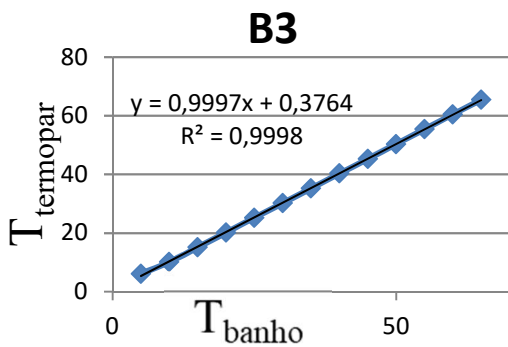
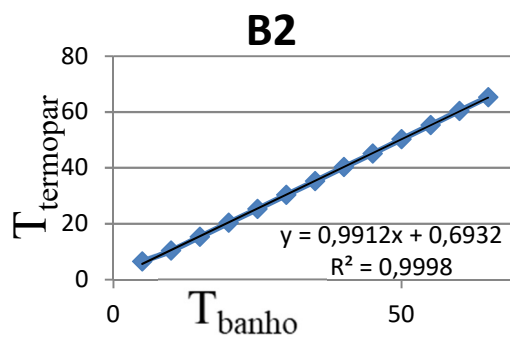
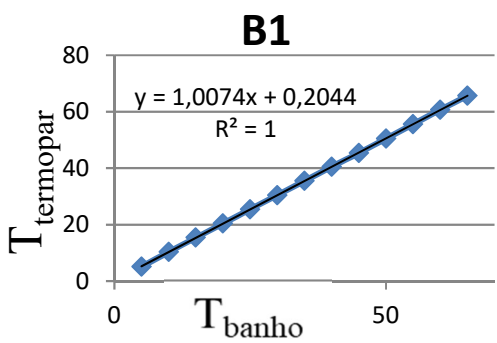
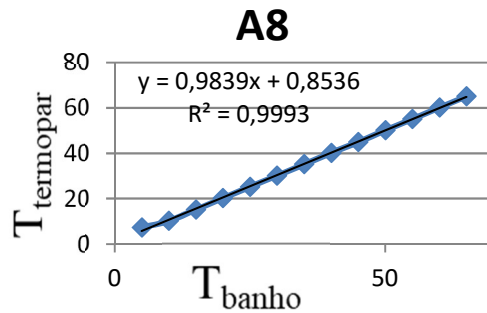
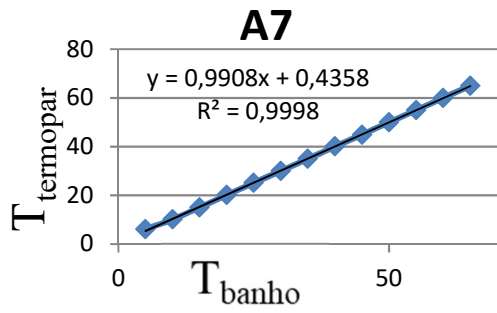
Na Tabela C.1 apresentam-se os valores medidos para cada termopar.

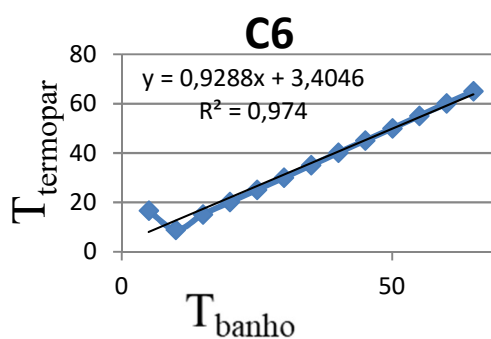
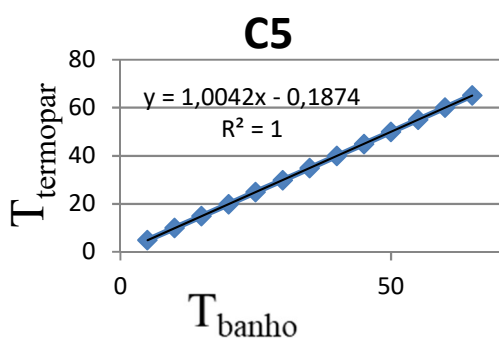
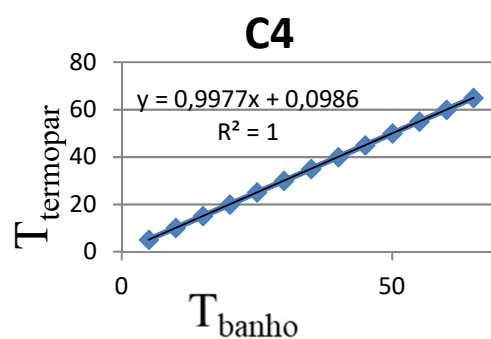
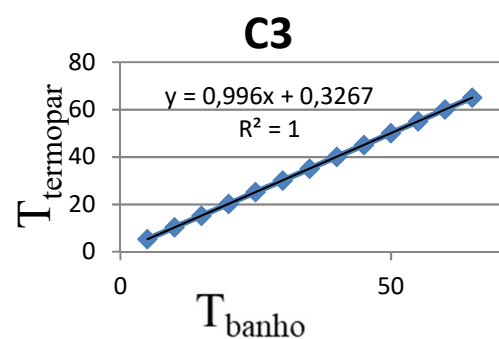
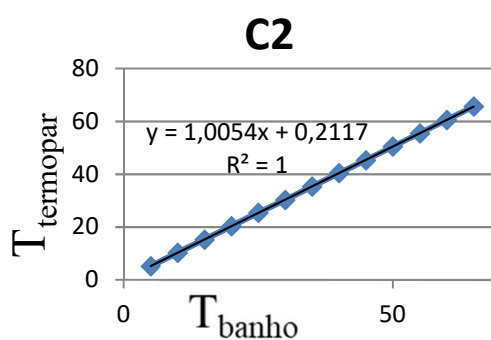
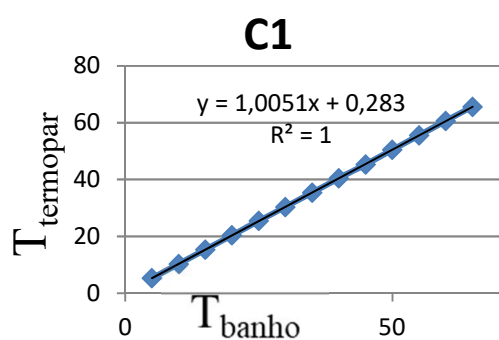
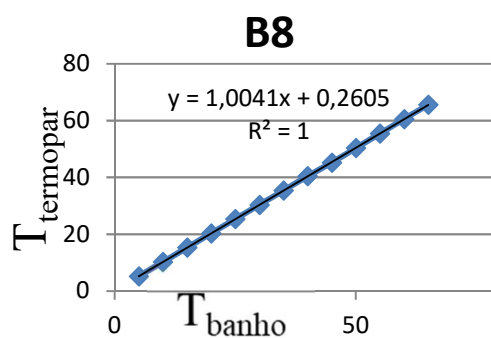
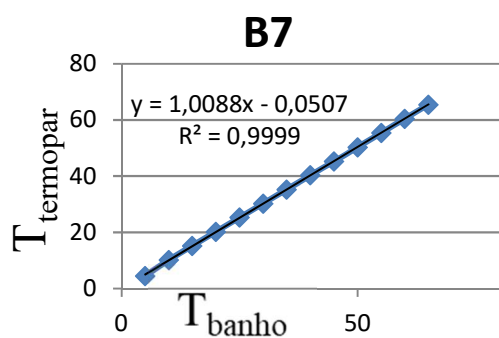
Tabela C.1. Média das 10 medições de cada termopar para os vários níveis de temperatura.

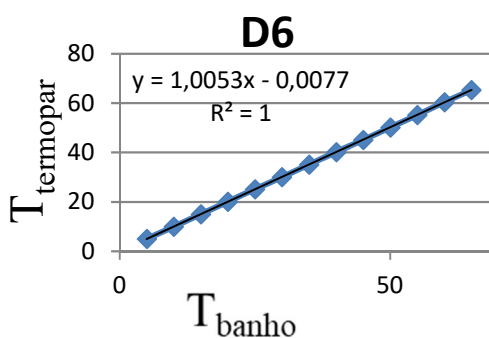
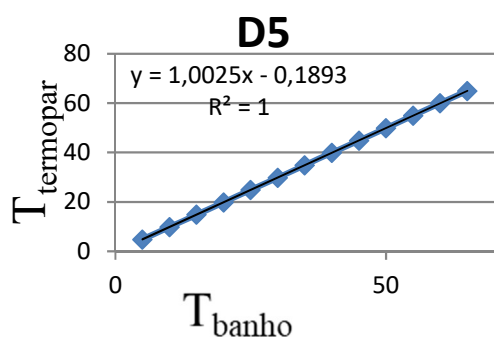
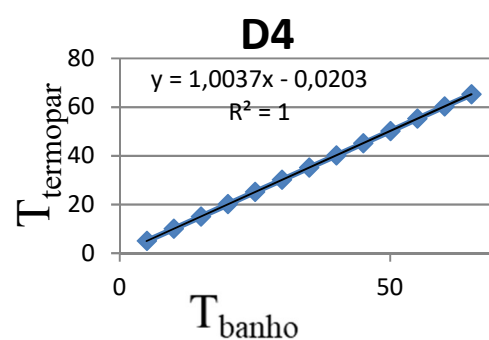
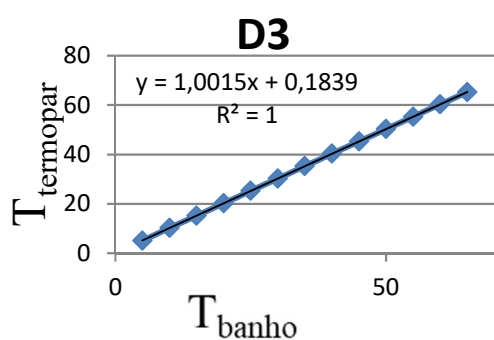
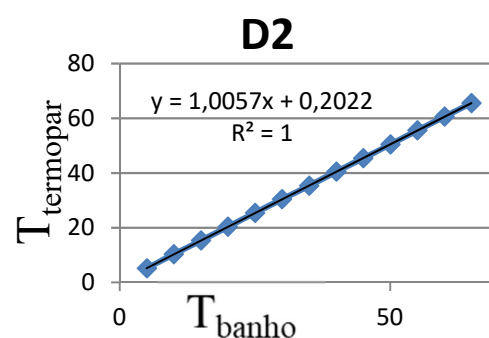
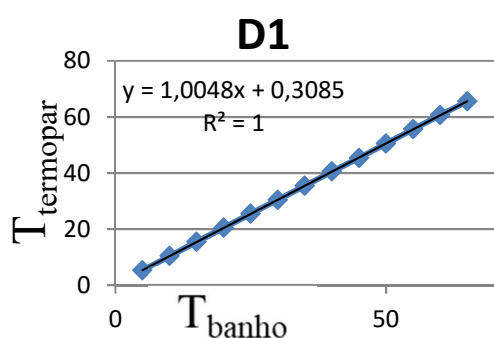
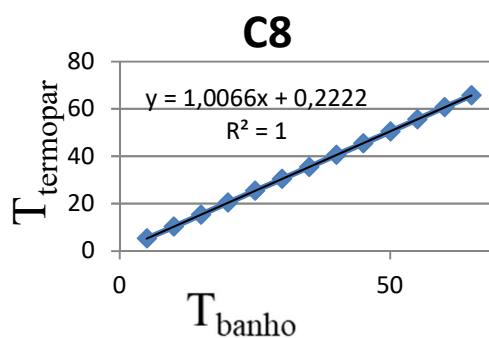
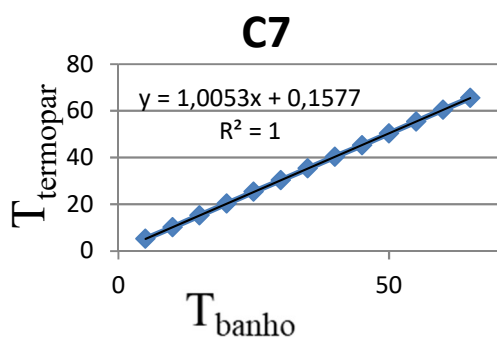
| T_{Banho} | 5°C | 10°C | 15°C | 20°C | 25°C | 30°C | 35°C | 40°C | 45°C | 50°C | 55°C | 60°C | 65°C |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| A1 | 8,27 | 10,24 | 15,22 | 20,25 | 25,27 | 30,19 | 35,17 | 40,21 | 44,97 | 50,11 | 55,14 | 60,20 | 65,14 |
| A2 | 4,00 | 10,19 | 15,17 | 20,18 | 25,14 | 30,08 | 35,11 | 40,14 | 44,95 | 50,07 | 55,10 | 60,14 | 65,08 |
| A3 | 7,23 | 9,94 | 14,96 | 20,01 | 25,07 | 30,04 | 35,07 | 40,15 | 45,07 | 50,16 | 55,22 | 60,30 | 65,26 |
| A4 | 2,69 | 9,84 | 14,81 | 19,81 | 24,83 | 29,75 | 34,75 | 39,80 | 44,74 | 49,73 | 54,75 | 59,79 | 64,74 |
| A5 | 1,00 | 9,61 | 14,61 | 19,66 | 24,70 | 29,67 | 34,71 | 39,81 | 44,82 | 49,81 | 54,85 | 59,93 | 64,90 |
| A6 | 6,42 | 9,90 | 14,88 | 19,92 | 24,95 | 29,91 | 34,92 | 39,99 | 44,92 | 49,96 | 54,98 | 60,06 | 65,03 |
| A7 | 6,14 | 10,10 | 15,07 | 20,09 | 25,10 | 30,03 | 35,02 | 40,06 | 44,90 | 49,98 | 54,98 | 60,03 | 64,98 |
| A8 | 7,30 | 10,18 | 15,16 | 20,18 | 25,21 | 30,14 | 35,12 | 40,16 | 44,95 | 50,07 | 55,08 | 60,14 | 65,08 |
| B1 | 5,08 | 10,32 | 15,38 | 20,41 | 25,46 | 30,45 | 35,48 | 40,54 | 45,38 | 50,50 | 55,60 | 60,71 | 65,69 |
| B2 | 6,45 | 10,36 | 15,36 | 20,35 | 25,33 | 30,28 | 35,29 | 40,30 | 45,15 | 50,23 | 55,28 | 60,34 | 65,30 |
| B3 | 6,15 | 10,12 | 15,16 | 20,20 | 25,26 | 30,22 | 35,27 | 40,33 | 45,28 | 50,35 | 55,43 | 60,51 | 65,50 |
| B4 | 3,07 | 9,96 | 14,98 | 20,00 | 25,04 | 30,01 | 35,07 | 40,12 | 45,12 | 50,14 | 55,21 | 60,28 | 65,26 |
| B5 | 4,84 | 9,81 | 14,82 | 19,83 | 24,90 | 29,86 | 34,91 | 39,96 | 44,94 | 49,94 | 55,00 | 60,10 | 65,12 |
| B6 | 5,09 | 10,05 | 15,07 | 20,10 | 25,16 | 30,12 | 35,17 | 40,23 | 45,16 | 50,21 | 55,27 | 60,38 | 65,37 |
| B7 | 4,52 | 10,20 | 15,22 | 20,25 | 25,31 | 30,27 | 35,30 | 40,35 | 45,25 | 50,32 | 55,39 | 60,49 | 65,48 |
| B8 | 5,27 | 10,31 | 15,35 | 20,37 | 25,39 | 30,38 | 35,40 | 40,46 | 45,28 | 50,39 | 55,48 | 60,59 | 65,58 |
| C1 | 5,32 | 10,33 | 15,39 | 20,41 | 25,46 | 30,40 | 35,43 | 40,50 | 45,35 | 50,49 | 55,59 | 60,67 | 65,66 |
| C2 | 5,24 | 10,32 | 15,29 | 20,32 | 25,38 | 30,32 | 35,38 | 40,44 | 45,36 | 50,45 | 55,53 | 60,60 | 65,59 |
| C3 | 5,33 | 10,36 | 15,26 | 20,24 | 25,24 | 30,14 | 35,14 | 40,17 | 45,06 | 50,10 | 55,13 | 60,16 | 65,10 |
| C4 | 5,11 | 10,16 | 15,05 | 20,03 | 25,06 | 29,95 | 34,97 | 40,02 | 44,94 | 49,96 | 54,99 | 60,03 | 64,98 |
| C5 | 4,86 | 9,90 | 14,88 | 19,88 | 24,95 | 29,88 | 34,93 | 39,99 | 44,94 | 49,98 | 55,05 | 60,12 | 65,13 |
| C6 | 16,72 | 8,95 | 15,17 | 20,15 | 25,18 | 30,08 | 35,10 | 40,13 | 45,03 | 50,05 | 55,08 | 60,14 | 65,09 |
| C7 | 5,21 | 10,16 | 15,26 | 20,28 | 25,35 | 30,29 | 35,33 | 40,39 | 45,30 | 50,37 | 55,45 | 60,54 | 65,52 |
| C8 | 5,26 | 10,24 | 15,35 | 20,38 | 25,45 | 30,40 | 35,45 | 40,52 | 45,40 | 50,48 | 55,59 | 60,69 | 65,67 |
| D1 | 5,22 | 10,37 | 15,44 | 20,45 | 25,51 | 30,45 | 35,46 | 40,52 | 45,41 | 50,51 | 55,59 | 60,65 | 65,61 |
| D2 | 5,17 | 10,29 | 15,30 | 20,36 | 25,42 | 30,37 | 35,34 | 40,46 | 45,37 | 50,46 | 55,55 | 60,60 | 65,57 |
| D3 | 5,13 | 10,21 | 15,21 | 20,23 | 25,27 | 30,22 | 35,23 | 40,29 | 45,21 | 50,25 | 55,31 | 60,35 | 65,18 |
| D4 | 4,98 | 10,04 | 15,05 | 20,06 | 25,12 | 30,06 | 35,09 | 40,14 | 45,09 | 50,12 | 55,20 | 60,27 | 65,23 |
| D5 | 4,86 | 9,81 | 14,85 | 19,85 | 24,92 | 29,85 | 34,89 | 39,94 | 44,88 | 49,90 | 54,95 | 60,01 | 64,98 |
| D6 | 5,01 | 10,02 | 15,09 | 20,11 | 25,18 | 30,14 | 35,17 | 40,24 | 45,18 | 50,20 | 55,29 | 60,36 | 65,32 |
| D7 | 5,27 | 10,27 | 15,30 | 20,28 | 25,32 | 30,24 | 35,22 | 40,26 | 45,14 | 50,17 | 55,23 | 60,28 | 65,23 |
| D8 | 5,34 | 10,40 | 15,44 | 20,40 | 25,43 | 30,34 | 35,31 | 40,35 | 45,19 | 50,25 | 55,31 | 60,35 | 65,29 |
| E1 | 5,07 | 10,12 | 15,17 | 20,22 | 25,30 | 30,24 | 35,30 | 40,37 | 45,28 | 50,39 | 55,45 | 60,56 | 65,54 |
| E2 | 5,17 | 10,20 | 15,18 | 20,18 | 25,21 | 30,11 | 35,14 | 40,17 | 45,06 | 50,13 | 55,15 | 60,20 | 65,19 |
| E3 | 4,97 | 10,03 | 15,02 | 20,05 | 25,10 | 30,03 | 35,09 | 40,16 | 45,07 | 50,17 | 55,21 | 60,31 | 65,31 |
| E4 | 4,81 | 9,85 | 14,80 | 19,80 | 24,85 | 29,78 | 34,88 | 39,91 | 44,83 | 49,91 | 54,95 | 60,00 | 65,00 |

Apresentam-se, na Figura C.1, as retas de calibração de cada termopar. A constituição dos gráficos é tal que no eixo das abcissas está a temperatura do banho termostaticado e no das ordenadas a temperatura correspondente registada no *software* para cada termopar. Adicionalmente, em cada gráfico está presente a respetiva reta de calibração.









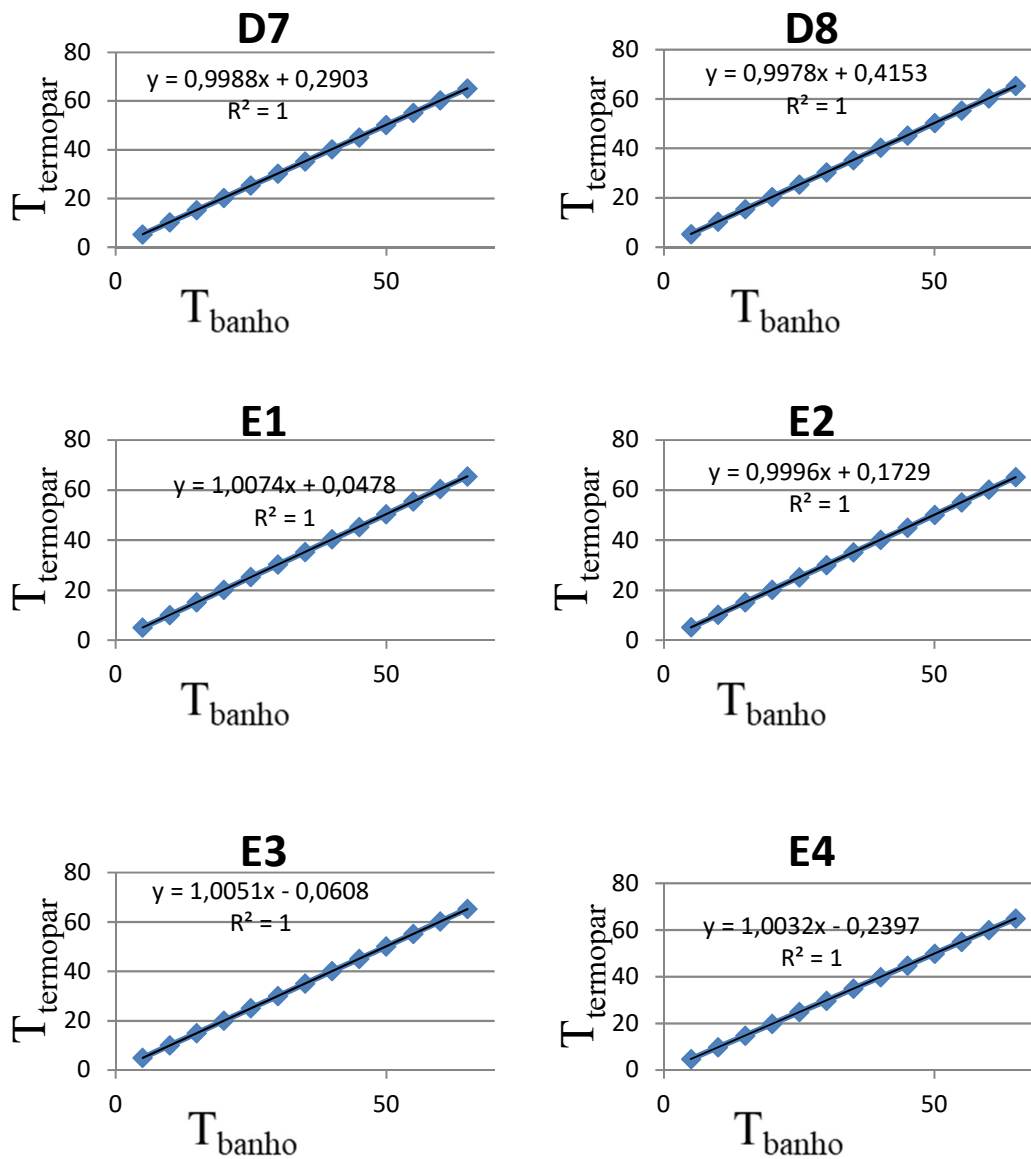


Figura C.1. Representações gráficas das retas de calibração correspondentes a cada termopar.

Na Tabela C.2 apresentam-se os fatores de sensibilidade dos HFS-4, disponibilizados pelo fornecedor, com os quais se obtém, no *software* PicoLog Recorder, os valores de fluxo de calor em $W \cdot m^{-2}$.

Tabela C.2. Fatores de sensibilidade dos medidores de fluxo HFS-4.

| | Sensibilidade |
|-------|----------------------------|
| HFS1 | 573,6 mV/W.m ⁻² |
| HFS2 | 534,7 mV/W.m ⁻² |
| HFS3 | 543,9 mV/W.m ⁻² |
| HFS4 | 534,7 mV/W.m ⁻² |
| HFS5 | 534,7 mV/W.m ⁻² |
| HFS6 | 517,2 mV/W.m ⁻² |
| HFS7 | 543,9 mV/W.m ⁻² |
| HFS8 | 543,9 mV/W.m ⁻² |
| HFS9 | 534,7 mV/W.m ⁻² |
| HFS10 | 618,5 mV/W.m ⁻² |
| HFS11 | 517,2 mV/W.m ⁻² |
| HFS12 | 517,2 mV/W.m ⁻² |

Desenvolvimento de um sistema de monitorização e aquisição de dados para a avaliação experimental da termorregulação de painéis fotovoltaicos com materiais de mudança de fase.

ANEXO D – CÁLCULO TEÓRICO DA CORRENTE NO DIVISOR DE TENSÃO

Numa primeira fase, convém calcular o valor da resistência equivalente de um divisor de tensão “ideal”, através da Equação (D.1):

$$R_{eq} = R \times n, \quad (D.1)$$

sendo R_{eq} a resistência equivalente, R o valor das resistências presentes no divisor, e n o número de resistências. Calculamos, então, R_{eq} :

$$R_{eq} = 4,7 \times 4 \quad (D.2)$$

$$\Leftrightarrow R_{eq} = 18,8 \text{ k}\Omega, \quad (D.3)$$

Conhecida a resistência equivalente do divisor de tensão, e fazendo este estudo para o valor de tensão correspondente ao ponto de maior potência, retirada do catálogo do PV, calculamos a corrente passante no divisor através da lei de Ohm partindo da já apresentada Equação (3.3):

$$I = V_{m\acute{a}x} / R, \quad (D.4)$$

em que I é a corrente elétrica, $V_{m\acute{a}x}$ é a tensão elétrica catalogada, e R é uma resistência presente no circuito (medida em Ohms, Ω). O valor de corrente obtido é, então:

$$I = 30,30 / 18,8, \quad (D.5)$$

$$\Leftrightarrow I = 1,612 \text{ mA}, \quad (D.6)$$

Por fim, é necessário fazer o erro relativo da medição da corrente, através da fórmula representada na Equação (D.7):

$$E_r = \left| (I - I_{m\acute{a}x}) / I_{m\acute{a}x} \right| \times 100\%, \quad (D.7)$$

sendo E_r o erro relativo, $I_{m\acute{a}x}$ a corrente correspondente ao ponto de potência máxima, retirada do catálogo do PV, e I o valor de corrente obtido em (D.6). É obtido o seguinte erro relativo:

$$E_r = \left| (8,258388 - 8,26) / 8,26 \right| \times 100\%, \quad (D.8)$$

$$\Leftrightarrow E_r = 0,01952\%, \quad (D.9)$$

A corrente elétrica que “passa” para o divisor de tensão é, de facto, bastante reduzida. No entanto, este estudo é importante dado que permite verificar que os valores de corrente adquiridos pelo *software* não são, na sua totalidade, iguais aos que são produzidos pelos PVs.

ANEXO E – CURVAS I-V OBTIDAS PELO PVPM2540C

Na Figura E.1 está representada a curva característica $I-V$ do PV2. Na Figura E.2 e Figura E.3 estão representadas as do PV3 e PV4, respetivamente.

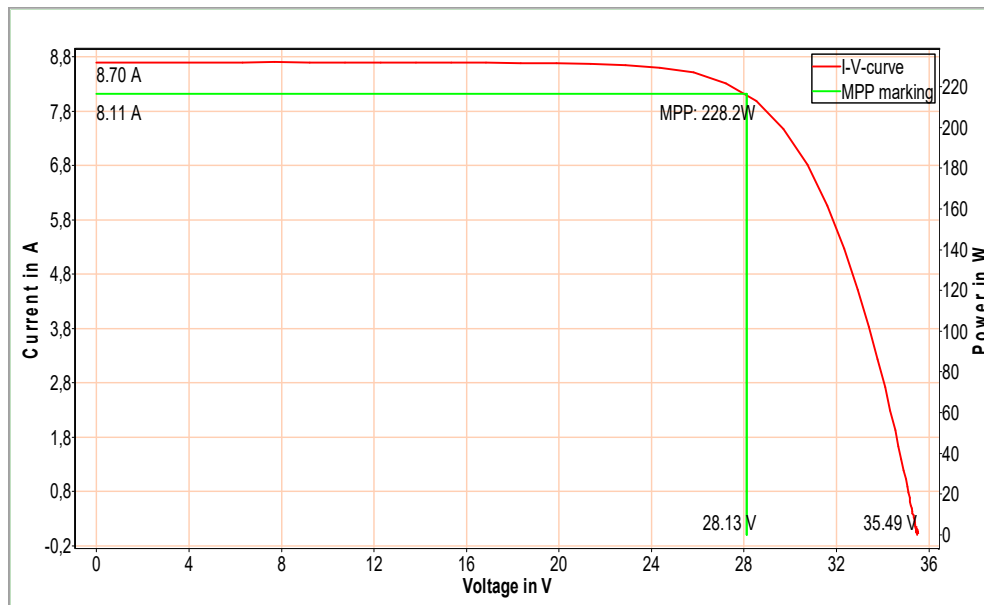


Figura E.1. Curva característica I-V para o PV2 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h09.

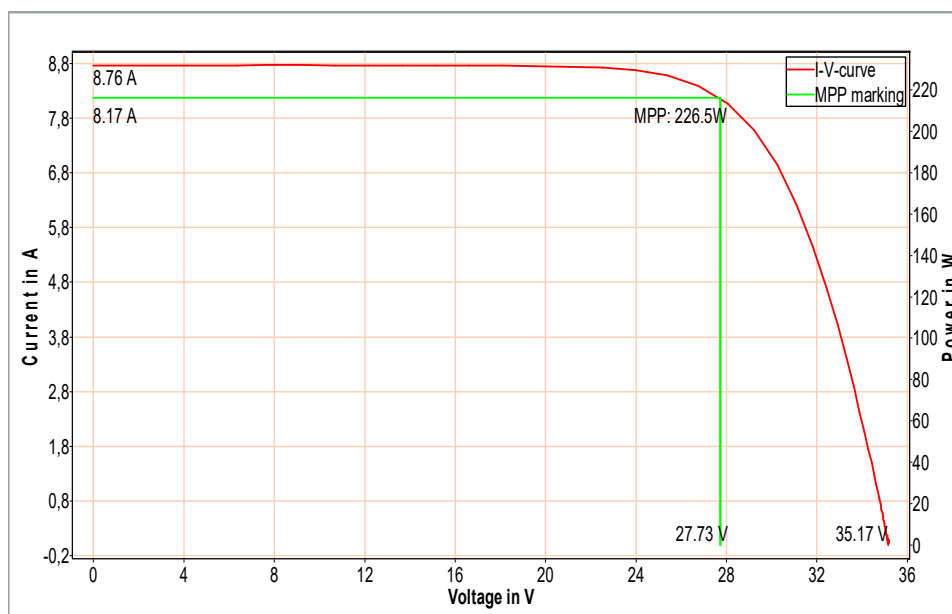


Figura E.2. Curva característica I-V para o PV3 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h10.

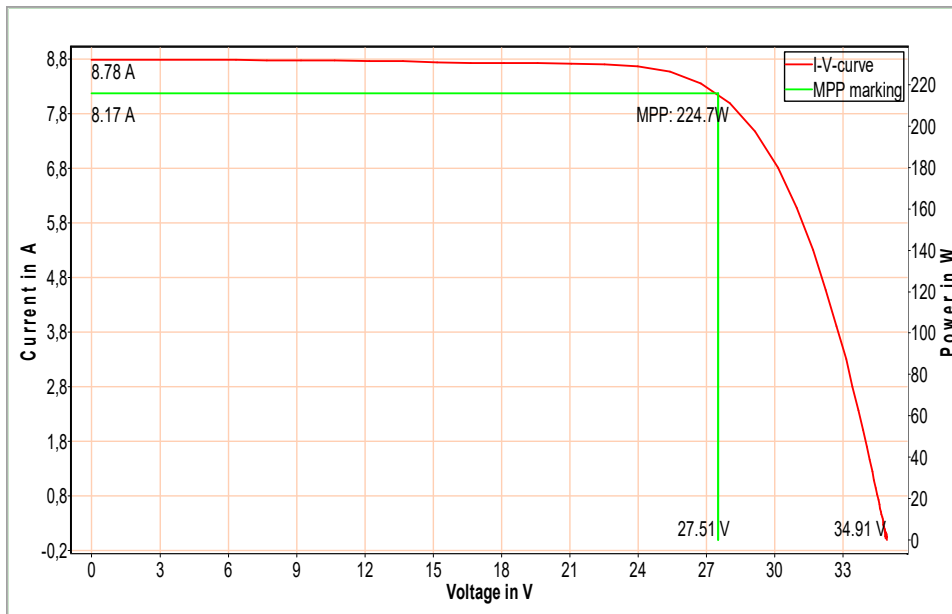


Figura E.3. Curva característica I-V para o PV4 obtida dia 15 de Maio de 2018 às 12h13.