

Estudo Numérico e Experimental de um Coletor Solar Termo-Fotovoltaico

Carlos Alberto Figueiredo Ramos

Tese para obtenção do Grau de Doutor em
Engenharia e Gestão Industrial
(3^o ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor António João Marques Cardoso
Co-orientador: Prof. Doutor Adérito Neto Alcaso

Outubro de 2022

Provas públicas realizadas em 22 de Setembro de 2022

Composição do júri

Presidente

Doutor Joaquim Mateus Paulo Serra

Vice-Reitor da Universidade da Beira Interior

Vogais

Doutor António João Marques Cardoso

Professor Catedrático da Universidade da Beira Interior

Doutor Armando Carlos Figueiredo Coelho de Oliveira

Professor Catedrático da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Doutor Paulo José da Costa Branco

Professor Associado do Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa

Doutor Pedro Nuno Dinho Pinto da Silva

Professor Auxiliar da Universidade da Beira Interior

Doutor Davide Sérgio Baptista da Fonseca

Professor Auxiliar da Universidade da Beira Interior

Declaração de Integridade

Eu, Carlos Alberto Figueiredo Ramos, que abaixo assino, estudante com o número de inscrição D1702, do curso de Engenharia e Gestão Industrial da Faculdade de Engenharia, declaro ter desenvolvido o presente trabalho e elaborado o presente texto em total consonância com o **Código de Integridades da Universidade da Beira Interior**.

Mais concretamente, afirmo não ter incorrido em qualquer das variedades de Fraude Académica, e que aqui declaro conhecer, que em particular atendi à exigida referência de frases, extratos, imagens e outras formas de trabalho intelectual, e assumindo assim na íntegra as responsabilidades da autoria.

Universidade da Beira Interior, Covilhã 12/10/2022

Dedicatória

À Misé e ao Filipe, pelos exemplos de vida.

Agradecimentos

A realização desta tese de doutoramento contou com importantes apoios e incentivos de várias pessoas, sem os quais não se teria tornado uma realidade, e às quais estarei eternamente grato:

Ao Professor Doutor António João Marques Cardoso, pela sua orientação, rigor, apoio e por todas as palavras de incentivo.

Ao Professor Doutor Adérito Neto Alcaso, na qualidade de co-orientador, pelo apoio, disponibilidade, saber transmitido, opiniões e críticas.

À Dr^a Sylvie Santos e ao Doutor Fernando Bento, pelo apoio e pela forma amiga com que sempre estiveram presentes durante esta fase.

Por último, tendo consciência que sozinho nada disto teria sido possível, dirijo um agradecimento à minha esposa e filho, pelo seu apoio incondicional, incentivo e paciência demonstrados.

A todos os meus sinceros agradecimentos.

Resumo

As fontes de energia primárias renováveis tendem cada vez mais a serem utilizadas na obtenção de energia para consumo, em detrimento das fontes de origem não renovável. Esta situação deve-se sobretudo à escassez e poluição provocada pelas fontes não renováveis comparativamente com as renováveis, que se consideram inesgotáveis e não poluentes.

A energia proveniente do sol, a energia solar, é uma das fontes de energia consideradas renováveis, donde se podem obter, através de dispositivos de conversão, as energias elétrica e térmica.

Nesta tese é avaliado, numérica e experimentalmente, o comportamento de um coletor solar híbrido, denominado termo-fotovoltaico (PVT) e que produz simultaneamente calor e eletricidade. A estrutura do coletor estudado é composta por uma cobertura de vidro, células solares, tubos, placa absorvedora e isolamento térmico.

O potencial deste tipo de coletores é reconhecido desde a década de 70 do século passado e o interesse na sua investigação tem vindo a aumentar desde a década de 90 do mesmo século. Na análise da evolução deste equipamento solar, estudaram-se as diferentes configurações e fluidos de transferência térmica.

O presente estudo assenta, inicialmente, na avaliação experimental do comportamento global do coletor híbrido solar PVT e na sua simulação, na perspetiva da otimização do seu desempenho.

Foi usado neste estudo um coletor disponível comercialmente, suportado pela instalação de sistemas elétricos e térmicos, o qual foi devidamente instrumentado de forma a poder obter-se dados climáticos (irradiância solar incidente, temperatura ambiente e velocidade do vento), o caudal mássico do fluido térmico, temperaturas em vários pontos de interesse no equipamento, a tensão e a corrente elétricas. O grau de detalhe do estudo desenvolvido, como por exemplo a aquisição de dados ao segundo, é um fator diferenciador em comparação com outros estudos.

Foi desenvolvido um modelo matemático do coletor, baseado nos balanços dos fluxos de energia térmica (modelo térmico) dos seus diferentes componentes e do circuito equivalente da célula solar (modelo elétrico). Este modelo permite, não apenas o

cálculo da produção de eletricidade e calor, como também o conhecimento do comportamento geral do coletor, sob diferentes condições ambientais e operacionais. O modelo foi validado com dados experimentais, podendo considerar-se que é uma ferramenta confiável para o estudo do comportamento de PVTs em estruturas semelhantes ao deste trabalho.

Neste trabalho é avaliado o efeito de vários fatores no rendimento do coletor, nomeadamente o caudal mássico, a radiação solar, a temperatura do fluido térmico, a temperatura das células solares e a temperatura ambiente. Verificou-se que o rendimento aumenta, até um certo valor, com o caudal mássico e com a radiação solar incidente e é prejudicado pelo aumento da temperatura do fluido e da temperatura das células solares.

Os resultados observados neste trabalho podem revelar-se vantajosos para a indústria, pois poderão ter interesse para os construtores deste tipo de equipamento solar, ao fornecer informação que permite a otimização do coletor híbrido. Para além disso, o facto de haver benefícios ambientais, decorrentes do seu uso, representa informação relevante para as entidades certificadoras e futuros utilizadores.

Palavras-chave

Energia renovável; coletor híbrido termo-fotovoltaico; balanço energético; transferência de calor; modelos matemáticos de simulação; rendimento

Abstract

The use of primary renewable energy sources is trending upwards, to the detriment of non-renewable sources, in generating useful energy for consumption. This situation is mainly due to the scarcity of, and pollution caused by non-renewable sources when compared to renewable sources, which are considered inexhaustible and non-polluting.

The energy captured from the sun, solar energy, is one of those considered as renewable, from which electrical and thermal energy can be obtained through conversion devices.

In this thesis, the performance of a hybrid solar collector, called photovoltaic-thermal (PVT) that simultaneously produces heat and electricity, is evaluated through experimental and numerical tests. The structure of the collector under study is composed of a glass cover, solar cells, tubes, absorber plate and thermal insulation.

The potential of this type of collector has been recognized since the 70s of the last century, and the interest in its research has been increasing since the 90s of the same century. Different configurations and heat transfer fluids were studied throughout the analysis of the evolution of this solar equipment.

The present study is initially based on the experimental evaluation of the global performance of the hybrid solar collector PVT and by its simulation, with the aim of optimizing its performance.

A commercial collector was used in the study, supported by an electrical and thermal systems infrastructure, which was properly instrumented in order to obtain climatic data (incident solar radiation, ambient temperature and wind speed), the mass flow rate of the thermal fluid, temperatures at various points of interest in the equipment, voltage, and current. The degree of detail of the study developed herein, such as data acquisition rate, is a differentiating factor in comparison to other studies.

A mathematical model of the collector was developed, based on the energy balances (thermal model) of its different components, and on the equivalent circuit of the solar cell (electrical model). This model not only allows for the calculation of electricity and heat production, but also for understanding the general behavior of the collector, under different environmental and operational conditions. The model was validated through

experimental data, and it can be considered a reliable tool for studying the performance of PVTs with structures similar to the one researched herein.

In this thesis, the effect of several factors on the efficiency of the collector is evaluated, namely the mass flow rate, the solar radiation, the temperature of the thermal fluid, the temperature of the solar cells, and the ambient temperature. It was found that the efficiency increases, up to a certain value, together with the mass flow rate and with incident solar radiation, and it decreases with the increase in the fluid temperature and in the temperature of the solar cells.

The results observed in this work may prove to be advantageous for the industry, as they may be of interest to manufacturers of this type of solar equipment, by providing information that allows for the optimization of the hybrid collector. Furthermore, the fact that there are environmental benefits in the use of these collectors represents relevant information for certifying entities and future users.

Keywords

Renewable energy; photovoltaic-thermal hybrid collector; energy balance; heat transfer; mathematical models of simulation; efficiency

Publicações Resultantes deste Trabalho

1. C. A. F. Ramos, A. J. M. Cardoso and A. N. Alcaso, “Hybrid Photovoltaic-Thermal Collectors: A Review”, Proceedings of Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems (DoCEIS 2010), Portugal, February 22-24, 2010; Emerging Trends in Technological Innovation, IFIP Advances in Information and Communication Technology, Vol. 314, Springer, Berlin, Heidelberg, pp. 477-484, 2010.
2. C. A. F. Ramos, A. J. M. Cardoso and A. N. Alcaso, “Modeling and Simulation of a Hybrid Photovoltaic/Thermal Collector”, *The Third International Renewable Energy Congress (IREC 2011)*, Vol. 1, Hammamet, Tunisia, December 20-22, pp. 455-460, 2011.
3. A. N. Alcaso, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, “Experimental Validation of the Electro-Thermal Model of a PV Panel”, *International Conference on Engineering (ICEUBI 2013)*, University of Beira Interior, Covilhã, Portugal, November 27-29, 2013.
4. L. M. Saraiva, A. N. Alcaso, P. A. Vieira, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, “Development of a Cloud-Based System for Remote Monitoring of a PVT Panel”, *International Conference on Engineering (ICEUBI 2015)*, University of Beira Interior, Covilhã, Portugal, December 2-4, 2015.
5. C. Moscatiello, C. Boccaletti, A. N. Alcaso, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, “Performance Evaluation of a Hybrid Thermal-Photovoltaic Panel”, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2016)*, Milwaukee, WI, USA, September 18-22, 2016.
6. L. M. Saraiva, A. N. Alcaso, P. A. Vieira, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, “Development of a Cloud-Based System for Remote Monitoring of a PVT Panel”, *Open Engineering*, Vol. 1, N.º 1, pp. 291-297, October, 2016. (DOI: 10.1515/eng.2016-0041)
7. C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Análise por Termografia de Módulos Termofotovoltaicos”, *13.º Congresso Ibero-Americano de Engenharia Mecânica (CIBEM 2017)*, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, Portugal, 23-26 de outubro, 2017.
8. C. Moscatiello, C. Boccaletti, A. N. Alcaso, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, “Performance Evaluation of a Hybrid Thermal-Photovoltaic Panel”, *IEEE*

- Transactions on Industry Applications*, Vol. 53, N.º 6, pp. 5753-5759, November/December, 2017. (DOI: 10.1109/TIA.2017.2728005)
9. C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Development of a Test Rig for PVT Monitoring Using Cloud Services”, *International Congress on Engineering (ICEUBI 2017)*, University of Beira Interior, Covilhã, Portugal, pp. 33-39, December 5-7, 2017.
 10. C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Photovoltaic-Thermal (PVT) Technology: Review and Case Study”, *Proceedings of the 4th International Conference on New Energy and Future Energy Systems*, 12 pp., July 21-24, Macau, 2019; *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 354, 012048, October, 2019.
 11. C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Análise por Termografia de Módulos Termofotovoltaicos”, *TMQ - Techniques, Methodologies and Quality*, pp. 177-191, 2020. (ISSN: 2183-0940)
 12. C. Moscatiello, C. Boccaletti, A. N. Alcaso, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, “Trigeneration System Driven by the Geothermal and Solar Sources”, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 14, N.º 13, pp.2340-2347, 2020. (DOI: 10.1049/iet-rpg.2019.1285)
 13. C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Tecnologia Solar Híbrida”, *XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar (CIES 2020)*, Lisboa, Portugal, pp. 517-525, 3-5 de novembro, 2020.

Índice

Lista de Figuras	xxi
Lista de Tabelas	xxvi
Nomenclatura	xxviii
1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.1.1. Demografia mundial	2
1.1.2. Consumo energético mundial	3
1.1.3. Emissões	6
1.1.4. Desfecho	9
1.2. Âmbito do estudo	11
1.3. Estrutura da dissertação	12
2. Revisão da Literatura e Estado da Arte	13
2.1. Energia solar	13
2.1.1. Sol como fonte energética	13
2.1.2. Constante solar	15
2.1.3. Massa de Ar	16
2.1.4. Espectro eletromagnético	17
2.1.5. Atenuação atmosférica na distribuição espectral da radiação solar	19
2.1.6. Distribuição espectral do sol e da terra	21
2.1.7. Resposta espectral da célula solar	22
2.2. Revisão da literatura sobre tecnologia solar	23
2.2.1. Célula fotovoltaica	24
2.2.1.1. Estrutura e funcionamento da célula PV	25
2.2.1.2. Curvas características	27
2.2.1.3. Influência da temperatura e da radiação solar	29
2.2.1.4. Associação de células	30
2.2.2. Coletores térmicos	32
2.2.3. Coletores híbridos termo-fotovoltaicos (PVT)	34
2.2.3.1. Topologias	35
2.2.3.2. Aplicações	37

2.3. Estado da arte da tecnologia PVT	38
2.3.1. PVT de placa plana	39
2.3.2. PVT concentrador	45
2.3.3. Desempenho dos PVTs	47
2.3.4. Materiais de construção dos PVTs	50
2.3.5. Modelização e simulação	51
3. Materiais, Métodos e Modelo	54
3.1. Instalação experimental	54
3.1.1. Coletor PVT	54
3.1.2. Posição do coletor PVT	57
3.1.3. Circuito térmico	58
3.1.4. Circuito elétrico	63
3.1.5. Instrumentação	63
3.1.6. Aquisição de dados	66
3.2. Procedimento experimental	67
3.3. Modelo matemático	67
3.3.1. Modelação termoelétrica	68
3.3.2. Transferência de calor	69
3.3.2.1. Condução	69
3.3.2.2. Convecção	70
3.3.2.3. Radiação	71
3.3.3. Balanços de energia térmica do PVT	73
3.3.3.1. Vidro de cobertura	77
3.3.3.2. Placa fotovoltaica	79
3.3.3.3. Placa térmica	81
3.3.3.4. Tubo	83
3.3.3.5. Isolamento	85
3.3.3.6. Fluido no interior do tubo	86
3.3.4. Modelação elétrica do PVT	87
3.3.4.1. Algoritmo do ponto de potência máxima	90
3.3.5. Modelo numérico do PVT	92
3.3.5.1. Verificação do modelo	96
4. Resultados e Discussão	98
4.1. Testes experimentais	98
4.1.1. Condições de teste	98
4.1.2. Parâmetros meteorológicos	98
4.1.3. Comportamento do coletor PVT com caudal constante	99

4.2. Validação do modelo	114
4.3. Impacto prático da investigação	119
5. Conclusões Gerais e Trabalho Futuro	121
5.1. Conclusões do trabalho desenvolvido	122
5.2. Trabalho futuro	124
Referências	126

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Tendência na mudança da demografia mundial	2
Figura 1.2 - Procura de energia, por zona geográfica do mundo	4
Figura 1.3 - Consumo global, por tipo de combustível	4
Figura 1.4 - A procura global de energia, por setor de atividade	5
Figura 1.5 - Capacidade global anual de vários tipos de energia	5
Figura 1.6 - Distribuição do mix mundial de energia primária, nos diversos cenários, em 2035	8
Figura 1.7 - Procura de energia global e emissões globais de CO ₂ , por cenário	9
Figura 2.1 - Comparação entre o potencial energético de fontes primárias; radiação solar anual vs reservas fósseis e consumo de energia anual	14
Figura 2.2 - Mapa da energia solar horizontal global, por unidade de área	16
Figura 2.3 - O espectro da radiação eletromagnética	18
Figura 2.4 - Distribuição espectral da radiação solar no topo da atmosfera e à superfície terrestre, em comparação com a radiação emitida por um corpo negro à temperatura de 6000 K	20
Figura 2.5 - Comparação entre as intensidades dos espectros da radiação solar e terrestre	22
Figura 2.6 - Distribuição espectral da radiação solar extraterrestre e resposta espectral da célula solar de silício	23
Figura 2.7 - Estrutura física da célula solar de silício: (a) corte transversal; (b) módulo fotovoltaico com carga	26
Figura 2.8 - Esquema da estrutura de um módulo PV de silício cristalino	27
Figura 2.9 - Curvas típicas I-U e P-U para um módulo fotovoltaico	28
Figura 2.10 - Curvas características I-U de uma célula solar de silício cristalino, a diferentes valores de temperatura, quando sujeita a uma irradiância solar de 1000 W/m ²	29
Figura 2.11 - Curvas características I-U de uma célula solar de silício cristalino sujeita a diferentes valores da irradiância solar e temperatura constante	30
Figura 2.12 - Curvas I-U de células solares associadas em série	31
Figura 2.13 - Curvas I-U de células solares associadas em paralelo	32
Figura 2.14 - Principais componentes de um típico coletor térmico de placa plana	33

Figura 2.15 - Tecnologia solar e tipos de coletores PVT	36
Figura 2.16 - Coletores PVT: (a) placa plana sem cobertura; (b) concentrador de baixa concentração	37
Figura 2.17 - Mapa de aplicações e tecnologias PVTs, relativamente à temperatura de operação	38
Figura 2.18 - Secção transversal de dois PVTs de placa plana: (a) com vidro adicional; (b) sem vidro adicional	40
Figura 2.19 - Esquema de um coletor solar PVT	41
Figura 2.20 - Esboço de um coletor PVT	43
Figura 2.21 - Esquema de um coletor PVT	44
Figura 2.22 - Estrutura esquemática de um sistema PVT concentrador	45
Figura 2.23 - PVT concentrador: (a) painéis refletores da radiação solar com recetor; (b) pormenor do recetor	46
Figura 3.1 - Vista do coletor PVT estudado	54
Figura 3.2 - Esquema em corte do coletor PVT estudado	55
Figura 3.3 - Esquema do coletor PVT estudado: (a) caracterização global em perspetiva e corte; (b) caracterização parcial do módulo térmico	56
Figura 3.4 - Dimensões do coletor PVT estudado	56
Figura 3.5 - Circuito do fluido térmico no sistema PVT estudado	58
Figura 3.6 - Sistema radiador-convetor para simulação da utilização do fluido térmico	59
Figura 3.7 - Tanque do fluido térmico do sistema PVT estudado	60
Figura 3.8 - Bomba do sistema PVT estudado	60
Figura 3.9 - Caudalímetro do sistema PVT estudado	61
Figura 3.10 - Manómetro do sistema PVT estudado: (a) em pormenor; (b) na instalação	61
Figura 3.11 - Purgador do sistema PVT estudado: (a) em pormenor; (b) no PVT; (c) no tanque	62
Figura 3.12 - Ligação do PVT à rede do fluido térmico	62
Figura 3.13 - Ligação elétrica do PVT estudado: (a) esquema de pormenor; (b) resistência elétrica	63
Figura 3.14 - Piranómetro CM P3: (a) em pormenor; (b) na instalação	63
Figura 3.15 - Grupo anemómetro, cata-vento e sensor de temperatura	64
Figura 3.16 - Locais de instalação das termoresistências no PVT estudado	65
Figura 3.17 - Caixa de ligações: (a) sinais dos parâmetros a monitorizar e controlar; (b) Arduíno para o envio dos valores medidos	66

Figura 3.18 - Esquema do controlo e monitorização do sistema PVT estudado	67
Figura 3.19 - Secção transversal elementar do coletor PVT, para análise do balanço de energia	74
Figura 3.20 - Modelo físico do balanço de energia térmica do coletor PVT estudado	77
Figura 3.21 - Balanço de potência para o vidro de cobertura	77
Figura 3.22 - Balanço de potência para a placa PV	79
Figura 3.23 - Balanço de potência para a placa térmica	81
Figura 3.24 - Balanço de potência para o tubo	83
Figura 3.25 - Balanço de potência para o isolamento	85
Figura 3.26 - Balanço de potência para o fluido térmico	86
Figura 3.27 - Curvas I-U de fotodíodo típico	87
Figura 3.28 - Circuito equivalente simplificado da célula solar	88
Figura 3.29 - Circuito equivalente para o modelo de dois díodos	90
Figura 3.30 - Esquema da modelação do coletor PVT estudado	92
Figura 3.31 - Diagrama de blocos, global, do modelo do PVT em ambiente MATLAB-Simulink	93
Figura 3.32 - Diagrama de blocos com os subsistemas do modelo PVT, em ambiente MATLAB-Simulink	94
Figura 4.1 - Dados meteorológicos de um dia típico de verão	99
Figura 4.2 - Variação dos rendimentos do PVT com o caudal mássico ($G=1000 \text{ W/m}^2$, T_i entre $36,5$ e $37 \text{ }^\circ\text{C}$)	100
Figura 4.3 - Dados de temperaturas do sistema PVT estudado e correspondentes dados meteorológicos	103
Figura 4.4 - Temperatura do componente PV relativamente à temperatura do fluido, à entrada do PVT estudado	104
Figura 4.5 - Comportamento das temperaturas do componente PV e média do fluido térmico relativamente à irradiância solar	105
Figura 4.6 - Dados da corrente e tensão do coletor PVT estudado e dados meteorológicos correspondentes	105
Figura 4.7 - Dados da tensão e corrente elétrica do coletor PVT estudado, relativamente à irradiância solar	106
Figura 4.8 - Dados climáticos e das potências elétrica e térmica do coletor PVT estudado	107

Figura 4.9 - Potências instantâneas versus temperatura do fluido térmico à entrada do PVT estudado	108
Figura 4.10 - Variação temporal da irradiância solar e dos rendimentos elétrico, térmico e total do coletor PVT estudado	109
Figura 4.11 - Influência da irradiância solar nos rendimentos instantâneos do PVT estudado	110
Figura 4.12 - Rendimentos instantâneos versus temperatura média do fluido térmico do PVT estudado	111
Figura 4.13 - Dependência do rendimento elétrico do PVT em estudo, com a temperatura da célula solar	112
Figura 4.14 - Rendimento instantâneo térmico do PVT estudado, versus a denominada temperatura reduzida	113
Figura 4.15 - Rendimentos instantâneos do PVT em estudo, versus a denominada temperatura reduzida	113
Figura 4.16 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura das células, T_c	115
Figura 4.17 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da temperatura das células, T_c	115
Figura 4.18 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura do fluido à saída do PVT, T_o	116
Figura 4.19 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da temperatura do fluido à saída do PVT, T_o	116
Figura 4.20 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura posterior do PVT, T_{bck}	117
Figura 4.21 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da temperatura posterior do PVT, T_{bck}	117
Figura 4.22 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da corrente elétrica do PVT, I	118
Figura 4.23 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da corrente elétrica do PVT, I	118
Figura 4.24 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da tensão do PVT, U	119
Figura 4.25 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da tensão do PVT, U	119

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Características do coletor PVT estudado	57
Tabela 3.2 - Valores característicos e propriedades térmicas e elétricas do coletor PVT estudado	94
Tabela 3.3 - Limites das condições de teste do coletor PVT estudado	96
Tabela 3.4 - Limites dos parâmetros experimentais e de simulação do coletor PVT estudado	96

Nomenclatura

Lista de Acrónimos

AIE	Agência Internacional de Energia
AM	Massa de Ar
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CISE	Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos
CPC	<i>Compound Parabolic Concentrator</i>
ETC	<i>Evacuated Tube Collector</i>
EVA	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i>
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GIRS-RES	<i>Guarda International Research Station on Renewable Energies</i>
IEA SHC	<i>International Energy Agency Solar Heating & Cooling Programme</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PIB	Produto Interno Bruto
PV	Fotovoltaico
PVF	<i>Polyvinyl Fluoride</i>
PVT	<i>Photovoltaic-Thermal</i>
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
UA	Unidade Astronómica
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
XPS	Poliestireno Extrudido

Lista de Símbolos

A	Área, (m ²)
AM	Massa de Ar, (-)
<i>a</i>	Constante de idealidade do díodo, (-)
C	Calor específico, (J/kg.K); condutância, (W/m.°C)
<i>c</i>	Calor específico, (J/kg.K)
D	Dimensão, (m); diâmetro, (m)
G	Irradiância solar, (W/m ²)
h	Altitude, (m); coeficiente de transmissão de calor por convecção, (W/m ² .°C)
I	Corrente, (A)
K	Constante de Boltzmann, (J/K)
k	Condutibilidade térmica, (W/m.°C)
L	Comprimento do tubo, (m)

MPP	<i>Maximum Power Point</i> , (-)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , (-)
m	Massa, (kg)
\dot{m}	Caudal mássico, (kg/s)
Nu	Número de Nusselt, (-)
P	Potência, (W)
Pr	Número de Prandtl, (-)
Q	Potência térmica, (W)
q	Fluxo de calor, (W)
q	Carga do eletrão, (C)
R	Resistência: térmica, ($^{\circ}\text{C}/\text{W}$); elétrica, (Ω)
Re	Número de Reynolds, (-)
T	Temperatura, ($^{\circ}\text{C}$), (K)
T	Temperatura de junção p-n, (K)
T*	Temperatura reduzida, ($^{\circ}\text{C}$)
U	Tensão, (V)
u	Velocidade do fluido, (m/s)
V	Velocidade, (m/s)
W	Dimensão, (m)
x	Dimensão, (m)

Símbolos (Alfabeto Grego)

α	Absortividade, (-)
β	Ângulo de inclinação do coletor, ($^{\circ}$)
Δ	Diferença, (-)
δ	Espessura, (m)
ϵ	Emissividade, (-)
η	Rendimento, (%)
θ	Ângulo, ($^{\circ}$)
μ	Viscosidade dinâmica, (kg/m.s)
ρ	Massa específica, (kg/m ³); refletividade, (-)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann, (W/m ² .K ⁴)
τ	Transmissividade, (-)
Φ	Latitude, ($^{\circ}$)

Lista de Subscritos

a	Ambiente
ad	Película EVA
bck	Posterior
bo	Ligação tubo-placa
c	Célula solar, convecção
cond	Condução
conv	Convecção

D	Junção p-n
e	Ambiente envolvente; energia; elétrica
exp	Experimental
g	Vidro
i	Entrada; interior; hora do dia
isol	Isolamento
m	Média
mp	<i>Maximum power</i>
o	Saída; exterior
oc	Circuito aberto
p	Parede
ph	Placa fotovoltaica
PH	Fotovoltaica
PV	Célula
r, rad	Radiação
sc	Curto-circuito
simul	Simulação
store	Acumulado
t	Térmica; tubo; total
th	Placa térmica
total	Global
vento	Ar
w	Fluido térmico
1	Face/corpo 1
2	Face/corpo 2
∞	Fluido

Capítulo 1

Introdução

O presente trabalho tem como objetivo o estudo de um coletor solar híbrido termo-fotovoltaico (em inglês, *Photovoltaic-Thermal solar collector* - frequentemente referido como PVT). Esta denominação decorre da associação de componentes, num mesmo equipamento, cujas saídas térmicas e elétricas resultam da incidência da energia solar. Relativamente à sua construção, de uma forma simplista, o PVT consiste na junção de células fotovoltaicas e de um coletor solar térmico.

Este capítulo abordará numa primeira parte as tendências, num futuro não muito distante (considerar-se-á até ao ano de 2040, de acordo com as previsões de algumas instituições internacionais da área da energia e ambiente), da demografia no mundo, da evolução do consumo energético mundial e das emissões de CO₂ associadas, de modo a poder entender-se a relevância do tema. Por último, apresentar-se-á o âmbito do presente estudo e a estrutura da dissertação.

1.1. Motivação

A energia é fundamental à vida moderna, sendo que as políticas adotadas e a abordagem dos riscos das mudanças climáticas por parte dos governos, moldarão o futuro energético do mundo. A ciência foi e também será vital para os avanços na área energética, bem como no avanço das tecnologias de mitigação na área das mudanças climáticas, com o objetivo de melhorar os padrões de vida.

A índole universal da energia foi evidenciada quer em setembro de 2015, pela Assembleia Geral da Organização das Nações Unidas ao adotar o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável e garantir acesso a energia sustentável para todos, quer em dezembro de 2015, pela assinatura por parte de 195 países do Acordo de Paris. O objetivo sumário deste acordo é de estabelecer medidas para enfrentar as mudanças climáticas e para limitar a elevação da temperatura global a 2 °C acima dos níveis pré-industriais, com o compromisso do aumento do uso de energias renováveis e da eficiência energética. De facto, com o investimento nestas duas áreas, das energias renováveis e da eficiência energética, é possível aumentar a oferta de energia disponível sem produção de CO₂ e, ao mesmo tempo, ter um custo mais baixo dessa energia.

De um modo global, o aumento do investimento em energias renováveis verifica-se, primordialmente, na produção de energia elétrica de fontes solares e eólicas. Relativamente à eficiência energética, há um crescente reconhecimento de que esta poderá desempenhar um papel fundamental na redução de emissões de gases relacionadas com a geração de energia.

Sem prejuízo da relatividade própria das previsões, é fundamental conjecturar o que poderá acontecer no futuro através da interpretação de indícios no presente, ou seja, de informações, no sentido de procurar entender antecipadamente as ocorrências futuras, tendo em vista a preparação de contingências e, ao mesmo tempo, procurar catalisar mudanças. Fatores demográficos e macroeconómicos, bem como os tipos de fonte de energia e medidas de eficiência energética, moldarão as sociedades futuras no que concerne à energia e tudo o que lhe está associado.

1.1.1. Demografia mundial

Para se saber qual o cenário da energia no futuro é necessário analisar, num certo prazo temporal, a tendência demográfica e económica do mundo. A população mundial que atualmente está ligeiramente acima de 7 mil milhões, tenderá a ultrapassar os 9 mil milhões em 2040, enquanto que no mesmo período o PIB global deverá ser o dobro do atual [1]. A Figura 1.1 mostra a alteração da demografia no mundo desde o ano de 2016 até à projeção para os anos de 2025 e de 2040 [2]. Como se pode observar, a laranja, a verde e a azul corresponderão as faixas etárias de 0-14, 15-64 e mais de 65, respetivamente.

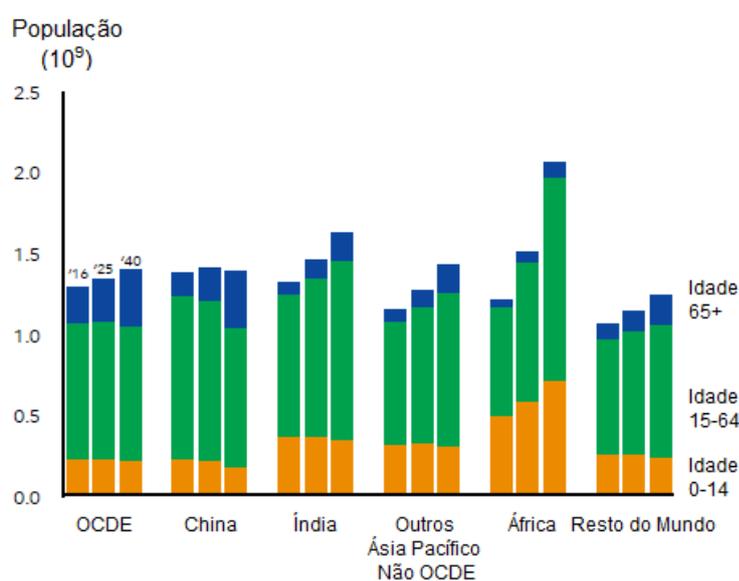


Figura 1.1 – Tendência na mudança da demografia mundial (adaptado de [2]).

A partir da Figura 1.1 poder-se-á verificar que a população de África aumentará a um ritmo mais rápido do que noutras regiões do mundo e será a maior população ativa até 2040. A Índia já é a nação mais populosa do mundo, desde o início da década de 2020, ultrapassando a China, com um aumento significativo da população em idade ativa, contrariamente ao que acontece na China. Na parte do globo que compreende a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico - OCDE (em inglês, *Organization for Economic Cooperation and Development* – OECD) a população em idade ativa tenderá a baixar, enquanto o grupo de idade de 65+ continuará a crescer.

1.1.2. Consumo energético mundial

A procura global de energia, de 2016 a 2040, tenderá a aumentar cerca de 25% até 2040, sendo que este crescimento será mais lento que o do PIB mundial [2], implicando uma queda de intensidade de energia, i. e., a queda da quantidade de energia utilizada para produzir uma unidade do PIB. Esta situação pode acontecer, também, devido ao aumento da eficiência nos diversos setores da energia.

Existirá, a médio prazo, uma nova realidade no setor da energia a nível mundial: o consumo nos países da OCDE irá estabilizar e até decrescer e nos restantes países continuará a notar-se um crescimento. Da análise da Figura 1.2 [2] pode também concluir-se que a China e a Índia contribuirão com cerca de 45% do crescimento da procura de energia no mundo, enquanto o valor combinado da energia usada nos Estados Unidos da América e na Europa da OCDE decrescerá de cerca de 30% em 2016, para perto de 20% em 2040, valor este similar ao da procura de energia pela China.

Na Figura 1.3 [2] pode visualizar-se que as energias renováveis e nuclear terão um forte crescimento, mas as energias de origem fóssil continuarão com um maior peso, contribuindo o gás natural com um quarto da procura. O petróleo continuará com um papel importante no mix da energia, com a procura impulsionada pelas necessidades de transporte comercial e necessidades de matéria-prima para a indústria química. A procura do carvão continuará a um nível significativo nalgumas partes do mundo, perdendo uma parcela significativa à medida que o planeta transita em direção a fontes de energia com emissões mais baixas. Em suma, o gás natural, a energia nuclear e as energias renováveis serão as fontes cujo consumo mais aumentará no futuro.

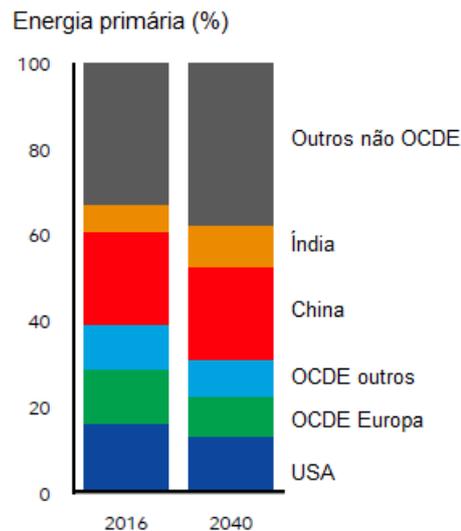


Figura 1.2 – Procura de energia, por zona geográfica do mundo (adaptado de [2]).

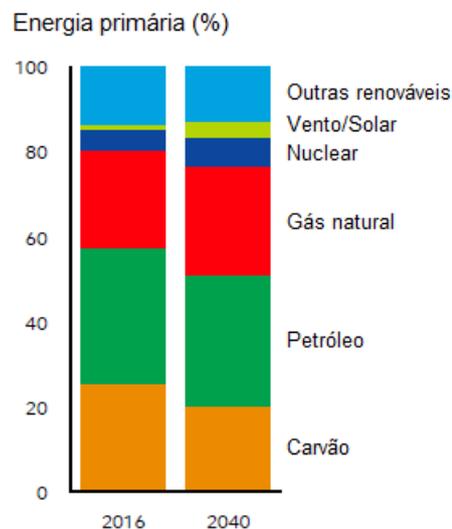


Figura 1.3 – Consumo global, por tipo de combustível (adaptado de [2]).

Na procura de energia primária, a geração de eletricidade é aquela que tenderá a ter o maior e mais rápido crescimento entre os diversos setores, nomeadamente nos transportes, no setor residencial/comercial e no setor industrial, refletindo um forte crescimento na procura global de eletricidade, como se pode ver na Figura 1.4 [2]. Na Figura 1.4, onde a procura de energia primária vem expressa em unidades de BTU (que é o acrónimo em inglês, *British Thermal Unit*), observa-se que haverá a tendência para uma ampla variedade de tipos de energia para a geração de eletricidade, setor onde é visível um maior mix de tipos de energia, com alguns destes tipos a aumentarem a sua participação até 2040, nomeadamente o gás natural, as energias renováveis e a energia nuclear. Já a procura do petróleo tenderá a crescer para o transporte comercial e para

os setores químico-industrial, devido à procura de produtos petroquímicos. No setor residencial/comercial o consumo de biomassa manter-se-á elevado, devido essencialmente ao seu uso em África e na Ásia-Pacífico.

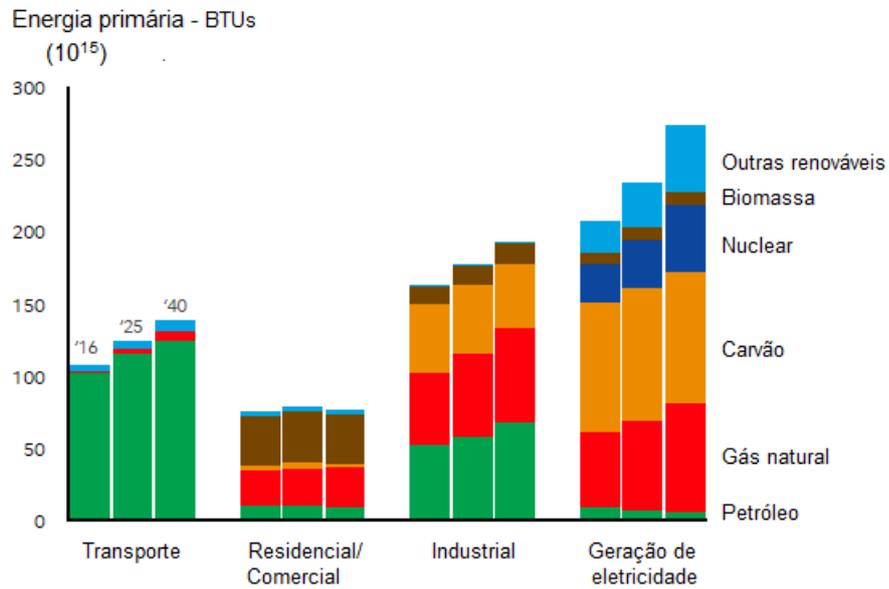


Figura 1.4 – A procura global de energia, por setor de atividade (adaptado de [2]).

Em termos de geração de energia elétrica, as energias eólica e solar tenderão a crescer significativamente, suportadas pelas políticas governamentais para reduzir as emissões de CO₂ e pela redução de custos dos equipamentos associados a estes tipos de energia. As energias eólica e solar crescerão em todas as regiões do mundo, sendo este crescimento muito notório nos Estados Unidos da América e na Europa [2]. No âmbito da energia solar, a energia fotovoltaica será aquela que maior crescimento terá até 2040, conforme se pode ver na Figura 1.5 [1].

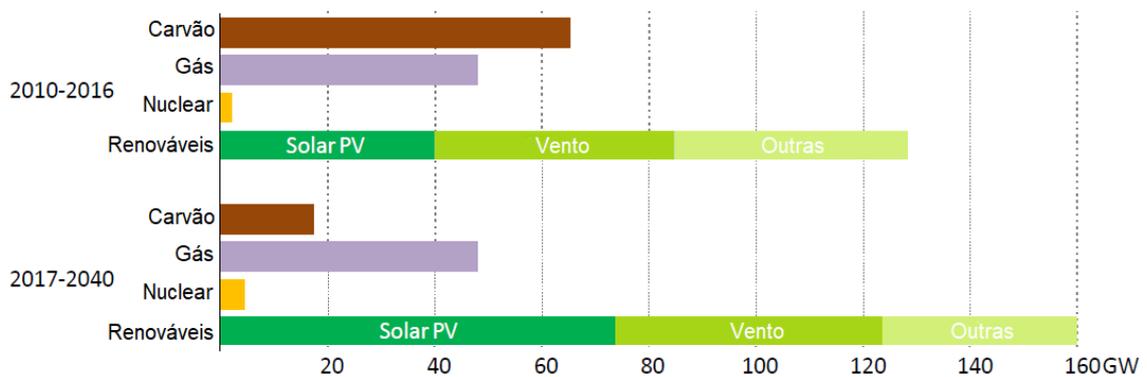


Figura 1.5 – Capacidade global anual de vários tipos de energia (adaptado de [1]).

Comparativamente às energias de origem solar e eólica, e no mesmo período temporal, a energia de origem fóssil terá uma tendência decrescente, como é o caso do carvão, ou ligeiramente crescente, como será o caso do gás natural.

1.1.3. Emissões

Ter acesso à energia para melhorar os padrões de vida da sociedade e, ao mesmo tempo, fazê-lo de forma a reduzir os impactos sobre o meio ambiente, é um desafio duplo que se tem e terá cada vez mais no futuro. O desafio climático promete uma evolução de soluções tecnológicas de modo a atingir oportunidades mais económicas para reduzir as emissões globais de gases de efeito de estufa (GEE) e atender às necessidades de energia.

Tendo em conta as preocupações sobre as alterações climáticas à escala mundial e a consequente necessidade de limitar o aquecimento à escala global, alcançou-se, em 12 de dezembro de 2015, um novo acordo mundial juridicamente vinculativo sobre as alterações climáticas - o Acordo de Paris. Este acordo abrange o período a partir de 2020 e tem como condição, para entrar em vigor, que 55 países que sejam responsáveis por, pelo menos, 55% das emissões mundiais de GEE o tiverem ratificado. Em termos sumários, o plano de ação deste acordo, que se reconhece vir a reduzir significativamente os riscos e os impactos das alterações climáticas, visa limitar o aquecimento global a um valor “bem abaixo dos 2 °C em relação aos níveis pré-industriais” e envidar esforços para “limitar o aumento da temperatura até 1,5 °C”. Para atingir esses valores, “as emissões globais precisam de atingir o pico o mais rápido possível”, havendo necessidade de contar com “a melhor ciência possível”.

Este Acordo, que entrou em vigor a partir de 2020, representa um forte sinal na determinação dos governos dos países à volta do mundo na redução das emissões dos gases de estufa e na aceleração da transição para sistemas de energia mais limpos e mais eficientes.

Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE), definir um caminho em concordância com o Acordo de Paris, implica a implementação restrita de energias renováveis e medidas eficientes no uso da energia. Dada a ampla gama de incertezas, nenhum caminho único pode ser razoavelmente previsto, estando a ser considerados vários possíveis cenários e caminhos para o impacto da alteração do valor de 2 °C. Para se analisar a tendência das emissões de CO₂ a médio prazo, até ao ano de 2040, a AIE considera três cenários principais, que por sua vez dependem de variados parâmetros, como o ritmo do crescimento económico, a procura de energia e a mudança

tecnológica, entre outras incertezas, e que por dependerem destes fatores não podem ser tomados como garantidos [3].

Um dos cenários, que tem em conta as políticas anteriores a 2020 (denominado em inglês *Current Policies Scenario*), descreve um caminho para o sistema global de energia sem a implementação de quaisquer novas políticas ou medidas além daquelas já tidas em conta desde meados de 2016. Este cenário não contempla a implementação de medidas adicionais para além do espaço temporal de 2016, tendo sempre um nível de intensidade semelhante até 2040. Representará um mundo sem a implementação de muitas das mudanças políticas saídas do Acordo de Paris. Este cenário não só descreve um mundo no qual não haverá novas políticas de energia como terá uma fraca implementação de alguns compromissos existentes, acabando por ser uma referência relativamente ao impacto da introdução de novas políticas e como este pode ser medido.

Outro cenário (denominado em inglês *New Policies Scenario*) reflete o modo como os países veem o desenvolvimento do setor da energia nas próximas décadas. Neste cenário dever-se-ão ter em conta as políticas energéticas e as medidas associadas que atualmente já estão em vigor, levando em conta os objetivos, metas e intenções que foram anunciados e que ainda não tenham sido consagrados na legislação, mas que são as promessas climáticas apresentadas no Acordo de Paris. As políticas de apoio e os meios para a implementação de medidas, que serão os alicerces deste acordo, ainda estão a tomar forma, mas os seus efeitos serão refletidos neste cenário. Este cenário oferece uma base bem fundamentada para as expectativas sobre o futuro e, portanto, serve também como um convite para a melhoria contínua se, entretanto, os resultados alcançados não forem satisfatórios. Este cenário não descreve um futuro em que a AIE julgue ser uma situação desejável ou que os países tenham de o criar como irrepreensível, mas serve de convite para a melhoria, pois se os resultados não forem satisfatórios ou sequer aceitáveis as medidas terão de ser revistas e alteradas.

O último cenário a considerar (denominado em inglês *450 Scenario*) tem como objetivo limitar o aumento da temperatura global média, em 2100, a 2 °C acima dos níveis pré-industriais. Este cenário baseia-se mais fortemente nas energias renováveis, em especial nas energias eólica e solar, para alcançar a redução necessária das emissões de CO₂ relacionadas com a energia. Neste cenário, haverá um investimento de modo a tornar o sistema energético cada vez mais eficiente e confiável, usando para isso fontes de energia de baixo carbono, limitando, assim, o aquecimento global a longo prazo, ou seja até 2100, a 2 °C acima dos níveis pré-industriais. As medidas de eficiência neste

cenário, que são a chave para o decréscimo das emissões quer no *New Policies Scenario* quer no *450 Scenario*, são projetadas para reduzir o crescimento da procura total de eletricidade até ao ano de 2040, para 30% menos do que no *New Policies Scenario*.

Em suma, e tal como se pode ver na Figura 1.6, na distribuição do mix mundial de energia primária a médio prazo, considera-se que nos três cenários as energias de origem fóssil, como o petróleo e o gás natural, terão sensivelmente o mesmo peso, enquanto o carvão será sensivelmente metade no *450 Scenario* relativamente aos outros cenários. Em todos os cenários o peso das energias fósseis no montante global de energia estará ligeiramente acima de 60% no *450 Scenario* e atingindo cerca de 80% e 75% nos *Current Policies Scenario* e no *New Policies Scenario*, respetivamente. Relativamente à energia nuclear, esta terá um peso substancialmente maior no *450 Scenario*, em relação aos outros cenários considerados.



Figura 1.6 – Distribuição do mix mundial de energia primária, nos diversos cenários, em 2035 (adaptado de [4]).

Analogamente, acontecerá o mesmo relativamente às energias renováveis, onde se verificará uma maior implementação no *450 Scenario* relativamente aos outros cenários, embora se verifique também uma maior percentagem no *New Policies Scenario* em relação ao *Current Policies Scenario*.

A Figura 1.7 mostra a procura de energia primária global e as emissões de CO₂ relacionadas com essa procura, tendo em conta os três distintos cenários globais considerados anteriormente, para um período até 2040. Da Figura 1.7 pode concluir-se que a previsão da procura de energia até 2040 é de crescimento, independentemente dos cenários considerados, sendo maior no *New Policies Scenario* do que no *450*

Scenario e as emissões de CO₂ têm uma descida acentuada neste último cenário, sendo que nos outros cenários estas emissões tendem a continuação da sua subida. No *New Policies Scenario* verifica-se um aumento contínuo, embora gradual, nas emissões de CO₂ até 2040, o que não satisfaz o objetivo do Acordo de Paris de “alcançar um pico global de emissões de gases de efeito de estufa o mais rápido possível”.

O declínio projetado do uso de combustíveis fósseis, principalmente nalguns setores de atividade, é acompanhado pelo aumento da energia de baixo carbono, especialmente a energia proveniente de fontes renováveis, destacando-se nestas as energias eólica e solar, que terão um rápido crescimento no *450 Scenario*, mas mostrando aumentos menores nos outros cenários.

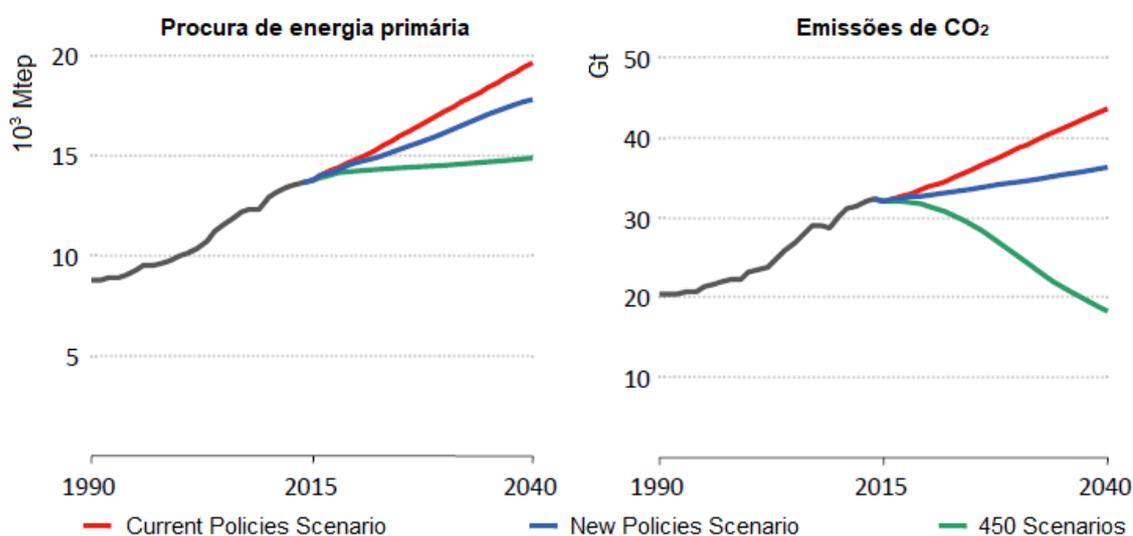


Figura 1.7 – Procura de energia primária global e emissões globais de CO₂, por cenário (adaptado de [3]).

1.1.4. Desfecho

A procura de energia de forma segura, confiável e acessível e, ao mesmo tempo, com preocupações de minimização de riscos e de impactos ambientais, exigirá muito investimento, nomeadamente na inovação e no avanço tecnológico.

Como medida proativa de descida da poluição baseada em carbono, a Convenção das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (em inglês, *United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)*) criou o Acordo de Paris [5]. As energias renováveis têm um papel importante para que sejam alcançados os objetivos deste acordo. Estas podem resultar de várias fontes, nomeadamente, solar, eólica, geotérmica e hídrica, verificando-se em todas elas processos de produção de energia livre de

emissões. Um aspeto que as define é a sua variabilidade, enquanto o seu potencial é dependente da localização e do tempo.

A energia solar, como uma das mais importantes fontes de energia renovável, é o tipo de energia primária em que se espera maior crescimento até meados do presente século. O aproveitamento desta energia já é feito tradicionalmente através dos equipamentos convencionais, módulo fotovoltaico e coletor térmico, e tem já uma certa maturidade. A energia solar fotovoltaica está em vias de se tornar na fonte mais barata de eletricidade em muitos países e dentro das energias renováveis é aquela que mais vai crescer a médio prazo [1], independentemente da descoberta de novas tecnologias de células solares ou da otimização da tecnologia atual. Neste último caso, poder-se-á considerar a tecnologia recente do coletor solar termo-fotovoltaico, que combina, num só equipamento, o módulo fotovoltaico (PV) e o coletor térmico solar, formando, assim, um dispositivo que converte a radiação solar em eletricidade e calor, simultaneamente. Um dos objetivos deste equipamento é o de arrefecer as células solares que, por isso, terão um aumento do seu rendimento. A par deste objetivo, o fluido que arrefece as células, por sua vez, terá ganhos térmicos com o prosseguimento desta operação, que serão, posteriormente, aproveitados para processos de aquecimento. Este equipamento, que produz energia elétrica e térmica simultaneamente é, portanto, um equipamento de cogeração e pretende-se que constitua uma alternativa aos convencionais módulos fotovoltaicos e térmicos que são utilizados separadamente.

A AIE no seu programa “*IEA Solar Heating & Cooling Programme (IEA SHC)*” criou um grupo de trabalho, denominado “*IEA SHC Task 35 - PV/Thermal Solar Systems*”, que teve como objetivos, contribuir para o aumento do conhecimento geral dos sistemas solares PVT, a promoção do seu desenvolvimento e a introdução no mercado destes sistemas solares com qualidade e comercialmente competitivos. Este grupo de trabalho, que teve um prazo de duração de três anos, de 2005 a 2007, teve, ainda, como objetivo, contribuir para a uniformização do comportamento, internacionalmente aceite, de testes, monitorização e características comerciais destes sistemas, no sector de construção.

Sob a égide da *Task 35* foram publicados vários trabalhos [6-12], que concluíram que o PVT é uma tecnologia muito promissora e com um grande potencial, principalmente pelos seguintes fatores: podem ser aplicados no presente mercado solar, ocupando menos espaço, na área disponível de instalação, do que os sistemas térmico e fotovoltaico individuais; têm potencial para ter custos reduzidos, aquando da sua globalização, devido aos reduzidos custos de instalação; têm uma boa integração nas

edificações. A utilização destes equipamentos, poderá ser feita em vários setores de atividade, como o da habitação, da agricultura, da indústria, entre outros. Como recomendação futura, estabelece-se que deverão ser feitos estudos para melhorar o rendimento dos coletores PVT e reduzir os seus custos, para que possam ser mais competitivos de modo a contribuir para o crescimento da produção de energia à base de fontes renováveis.

Para um maior desenvolvimento dos PVTs, a AIE criou um novo grupo de estudo denominado “*IEA SHC Task 60 - PVT Systems*”, para trabalhar num prazo temporal de três anos, entre 2018 e 2020, e que teve essencialmente os seguintes objetivos: fornecer uma visão geral sobre o presente estado de arte da tecnologia; melhorar os testes, a modelação e a caracterização técnica; e encontrar as melhores soluções para todos os tipos de aplicações. Dado o período de vigência, não se conhecem ainda publicações relevantes de divulgação de resultados por parte deste grupo de trabalho.

Aproveitando todo este conhecimento da ciência e da tecnologia, o coletor PVT pode representar a vanguarda dos equipamentos solares. A sua tecnologia deve ser estudada para maximizar o seu potencial, principalmente na conversão da radiação solar em energia elétrica e térmica. Embora estes equipamentos tenham vindo a ser estudados, ainda não atingiram a maturidade suficiente para poder entrar no mercado global da energia.

Assim, o objetivo da presente tese é estudar o coletor PVT, tanto experimental como numericamente, para uma ampla gama de condições de operação, a fim de obter mais informações sobre este equipamento emergente.

1.2. Âmbito do estudo

O presente trabalho está focado no estudo de um coletor PVT, em escala real e em condições de funcionamento reais, na sua vertente elétrica e térmica e nas suas características subjacentes. A motivação para esta investigação está no potencial demonstrado por este tipo de equipamento solar para ser uma alternativa na satisfação das necessidades energéticas de origem renovável, sem que contribua para um aumento da produção de CO₂ através do seu funcionamento. No entanto, a informação sobre o tema não é ainda suficiente. São necessários mais dados experimentais para um maior desenvolvimento dos equipamentos, bem como para melhorar a sua implantação. Portanto, o objetivo principal desta tese é o de contribuir, com dados quantitativos, para uma melhor compreensão das diferentes variáveis que influenciam o desempenho do PVT.

Para conseguir isso, foi conduzida uma investigação experimental e numérica. Os objetivos do trabalho experimental foram delineados de modo a avaliar os parâmetros característicos de um coletor PVT, tais como a sua potência, o rendimento, as temperaturas e o caudal do fluido térmico. Para a obtenção destes valores recorreu-se a vários tipos de testes, nomeadamente em dias com diferentes condições meteorológicas e em diferentes condições de funcionamento. Na parte do trabalho numérico, o objetivo é avaliar como os modelos matemáticos computacionais predizem os cenários do funcionamento do PVT estudados experimentalmente. Portanto, os dados experimentais adquiridos foram avaliados em confrontação com simulações de balanços energéticos e mássicos.

No final, esta tese visa compreender o impacto do uso deste tipo de tecnologia solar e contribuir para o futuro estabelecimento dos PVTs como um equipamento solar de conversão de energia limpa e viável, com potencial para se juntar ou substituir os equipamentos de aproveitamento solar contemporâneos.

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos. O presente capítulo constitui uma introdução, onde a problemática da energia no mundo, o âmbito do estudo realizado e a própria estrutura da dissertação são apresentados. O capítulo 2 percorre a trajetória da tecnologia solar e o estado da arte da tecnologia híbrida PVT. O capítulo 3 descreve em detalhe a configuração experimental, as técnicas de medição, o procedimento experimental e o desenvolvimento do modelo matemático para a simulação do desempenho do coletor PVT. No capítulo 4 são divulgadas as condições de teste, são apresentados e discutidos os resultados experimentais e numéricos, com a validação do modelo usado (usando os resultados experimentais), e são debatidos os impactos práticos deste trabalho. Finalmente, o capítulo 5 resume as conclusões mais importantes deste estudo. Uma atenção especial é dada às sugestões para a pesquisa futura no campo da tecnologia solar PVT.

Capítulo 2

Revisão da Literatura e Estado da Arte

Este capítulo é dedicado à caracterização da energia e tecnologias solares, com maior ênfase nos coletores solares híbridos PVTs, na sua evolução até ao presente estado de arte. Após uma breve incursão nos módulos fotovoltaicos e coletores térmicos, os diferentes tipos de PVTs são apresentados.

2.1. Energia solar

O tipo de energia irradiada por uma estrela para o espaço depende da estrutura e das características desse corpo espacial, sendo que esta dependência determina a intensidade da radiação e a sua distribuição espectral.

O Sol é uma estrela que orbita em torno do centro da galáxia Via Láctea, estando localizada num dos braços da espiral da mesma, e tem um período orbital entre 225 a 250 milhões de anos (um ano galáctico). O Sol é o centro do sistema solar e é responsável por 99,86% da massa deste sistema [1]. No Sol a maioria da energia emitida ocorre num intervalo de comprimentos de onda entre 0,25 a 3,0 μm , no espectro eletromagnético. A enorme quantidade de energia que o Sol emite para o espaço é devido ao facto de este ser essencialmente um reator de fusão nuclear de dimensões astronómicas, que transforma grandes quantidades de hidrogénio em hélio. O Sol emite energia sob a forma de radiação eletromagnética e esta energia é a base da vida na Terra.

2.1.1. Sol como fonte energética

O Sol como centro do sistema solar é a estrela mais próxima da Terra, é esférica, luminosa e composta por matéria gasosa, sendo o seu diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m. A sua distância à Terra varia consoante a época do ano, encontrando-se entre $1,47 \times 10^{11}$ e $1,52 \times 10^{11}$ m, de acordo com a órbita elítica da Terra em redor do Sol. Como tal, considera-se o valor médio da distância de cerca de $1,5 \times 10^{11}$ m, ou seja, 1 unidade astronómica (UA). De um total de $3,8 \times 10^{26}$ W que o Sol irradia para todo o espaço circundante, a Terra recebe $1,75 \times 10^{17}$ W, sendo que 30% desta energia é refletida de volta para o espaço [13]. Quanto à temperatura à superfície do sol, sabe-se que a temperatura que um corpo negro do mesmo tamanho necessita de ter para emitir a mesma energia é de cerca de 5777 K, estimando-se que a temperatura da sua região central se situe entre 8×10^6 e 40×10^6 K [14]. Este astro formou-se há 4,5 mil milhões

de anos e estima-se que venha a durar cerca de outro tanto, daí ser considerado de meia-idade. Sendo um enorme reator nuclear de fusão contínua, as reações que ocorrem estão na origem da energia emitida pelo Sol para o espaço.

A reação nuclear mais importante que se verifica no Sol corresponde ao processo no qual ocorre a fusão de núcleos de hidrogénio (H) para a formação de hélio (He). São essencialmente estes dois gases que compõem o Universo. Para além dos principais componentes hidrogénio e hélio, o Sol tem vestígios de outros elementos, como o ferro (Fe), níquel (Ni), oxigénio (O), silício (Si), enxofre (S), magnésio (Mg), cálcio (Ca) e o crómio (Cr) [15].

A energia do Sol é gerada nas suas regiões mais interiores como resultado da contínua reação de fusão e somente uma pequena fração desta energia chega à crosta terrestre. No entanto, se esta fração fosse eficientemente utilizada seria mais que suficiente para resolver os problemas energéticos da Humanidade. Se fosse possível usar toda a energia solar que atinge a superfície da terra, seria apenas necessário usar cerca de 0,01% da mesma, para que se satisfizesse a procura energética total do mundo [14].

A Figura 2.1 relaciona a quantidade de energia da radiação solar global anual que atinge a superfície da Terra, com o consumo anual de energia no mundo e com as reservas expectáveis de recursos energéticos de origem fóssil e nuclear [16].

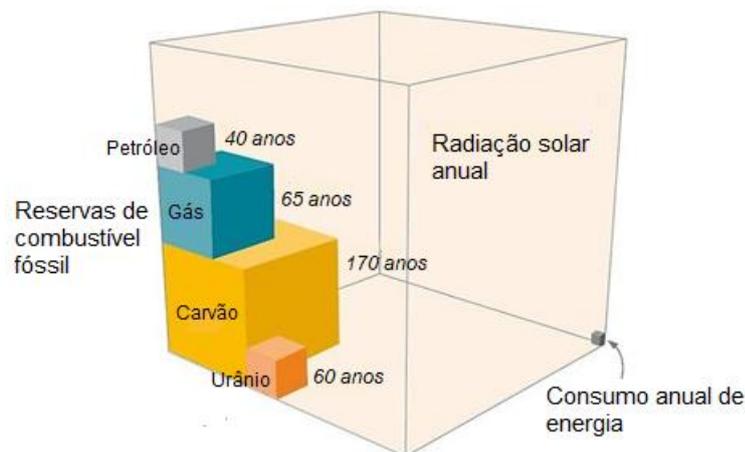


Figura 2.1 - Comparação entre o potencial energético de fontes primárias; radiação solar anual vs reservas fósseis e consumo de energia anual (adaptado de [16]).

Na Figura 2.1 pode apreciar-se como o conteúdo energético da radiação solar contrasta, pela sua quantidade, com o consumo de energia e as reservas de recursos energéticos fósseis. A energia de origem fóssil, a qual é predominantemente utilizada na nossa era industrial, é limitada, pois prevê-se que as reservas de fontes fósseis se esgotem nas

próximas décadas do presente século, com a presente evolução de exploração destas reservas.

2.1.2. Constante solar

A intensidade da radiação solar no limite da atmosfera terrestre depende da distância ao sol, a qual, como já se referiu, depende da época do ano, devido à órbita da Terra à volta do Sol, isto é, depende da constante alteração da distância da Terra ao Sol resultante da elipticidade da órbita terrestre, e flutuará entre os valores 1325 e 1412 W/m². Assim, com o seu movimento de translação ao redor do Sol, o limite da atmosfera terrestre recebe um valor de radiação solar médio de 1367 W/m² [14], sendo este valor denominado de Constante Solar (G_{sc}). Este valor é adotado pelo *World Radiation Center* com uma incerteza da ordem de 1%.

O valor da Constante Solar é medido no limite exterior da atmosfera terrestre e é a energia do sol por unidade de tempo recebida numa área unitária de uma superfície normal à direção de propagação da radiação solar. Porém, nem toda a energia expressa pela constante solar atinge a superfície da crosta terrestre, devido à sua redução aquando da entrada e da passagem pela atmosfera. Esta, devido à sua composição, tem a capacidade de refletir, dispersar (devido essencialmente às partículas de pó e poluição) e absorver a radiação (essencialmente devido a partículas e gases como o dióxido de carbono (CO₂), ozono (O₃), oxigénio (O₂) e o vapor de água (H₂O)). Assim, a radiação solar à superfície da Terra é atenuada pela atmosfera terrestre, isto é, a radiação perde gradualmente a sua intensidade aquando da passagem pela mesma, podendo obter-se na superfície uma potência por unidade de área de aproximadamente 1000 W/m² num dia de céu claro e com o sol na sua posição mais elevada. Desta forma, pode afirmar-se que a intensidade da radiação solar na superfície da terra é fortemente dependente das condições atmosféricas, bem como da época do ano, da hora do dia e do ângulo de incidência dos raios solares. A Figura 2.2 [17] apresenta a distribuição mundial dos valores diários e anuais de energia solar por unidade de área, numa superfície horizontal. Da quantidade total da radiação solar incidente na superfície terrestre, durante um período de tempo, obtém-se a irradiação global nesse período, medida em kWh/m².

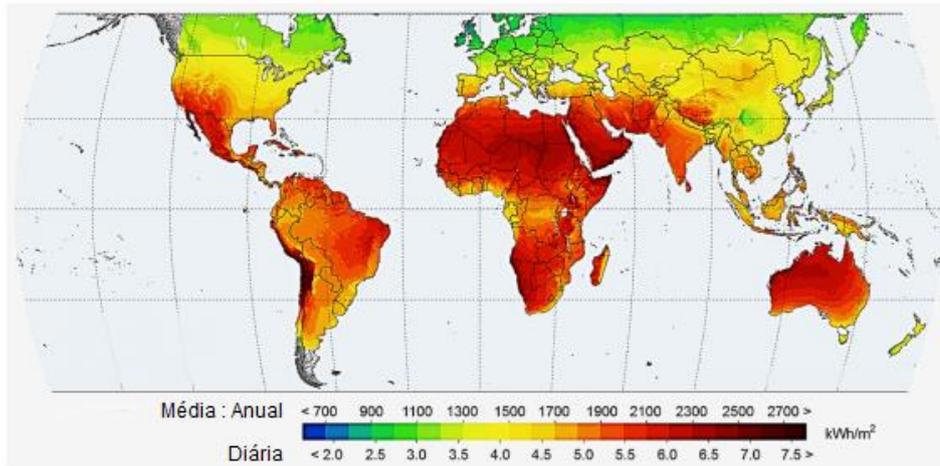


Figura 2.2 - Mapa da energia solar horizontal global, por unidade de área (adaptado de [17]).

A irradiação solar em regiões geográficas situadas perto do equador pode superar o valor de 2300 kWh/m² por ano, enquanto que para regiões com a mesma latitude que Portugal este valor poderá atingir 1800 kWh/m². O número médio anual de horas de exposição solar a que o território português está sujeito varia entre 2200 a 3000 horas, consoante a localização, o que faz com que Portugal seja um dos países da Europa com maior disponibilidade de radiação solar.

2.1.3. Massa de Ar

A energia solar que alcança a superfície da terra atinge o seu máximo quando os raios solares incidem perpendicularmente à superfície terrestre, pois atravessam a atmosfera na menor distância possível. Se o ângulo de incidência solar for inferior, o percurso dos raios através da atmosfera é mais longo, levando a uma maior absorção e difusão da radiação solar.

O comprimento do trajeto direto da luz através da atmosfera terrestre, expresso numa razão relativa à distância vertical, i. e. no zénite, define a Massa de Ar, representada por “AM” (do inglês, *Air Mass*). A Massa de Ar quantifica a redução energética da luz que passa pela atmosfera e é absorvida pelos constituintes desta, i. e., a AM indica um múltiplo do trajeto da radiação solar na atmosfera para um determinado momento e local preciso. Assim, a Massa de Ar é definida como:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta} \quad (2.1)$$

onde θ é o ângulo entre a vertical (normal à superfície horizontal) e a linha do sol.

A equação (2.1) é usada, como uma boa aproximação, para ângulos de 0° a 70° relativos ao zénite, ao nível do mar, sendo que para ângulos mais elevados, onde se verifica a significância do efeito da curvatura da terra e conseqüentemente da atmosfera, outras expressões poderão ser usadas [14].

Uma equação empírica que incorpora a curvatura da terra e é conseqüentemente aplicada para ângulos relativos ao zénite elevados (próximos de 90°) é a seguinte [18]:

$$AM = \frac{\exp(-0,0001184 \cdot h)}{\cos \Theta + 0,5057(96,080 - \Theta)^{-1,634}} \quad (2.2)$$

onde h representa a altitude do local, em metros.

Tendo em conta a latitude do local onde se realizaram os testes do coletor PVT usado neste trabalho e o ângulo de inclinação do mesmo, a equação a considerar neste trabalho para a determinação da Massa de Ar é a equação (2.1)

Ao nível do mar, e quando o sol está no zénite, a Massa de Ar é 1, ou seja, considera-se AM1, e esta situação corresponde à posição solar no equador ao meio-dia, no início da Primavera ou do Outono. Para o caso em que o ângulo relativo ao zénite é igual a 60°, observa-se a condição AM2.

Já no exterior da atmosfera, considera-se AM0, pois em nenhum momento a luz passa através da atmosfera, sendo o espectro relativo a esta Massa de Ar usado para prever o desempenho de alguns equipamentos no espaço, nomeadamente o de células solares.

Como média anual para a Europa, utiliza-se uma Massa de Ar de AM1,5.

2.1.4. Espectro eletromagnético

Todos os corpos que estejam a uma temperatura acima do zero absoluto emitem radiação térmica. A radiação térmica refere-se à energia emitida pelos corpos devido à sua temperatura, como é o caso da transferência de energia entre o Sol e a Terra. O transporte de energia por radiação pode acontecer em todos os meios de propagação, como são os sólidos e os fluidos, mas também pode propagar-se no vácuo. A radiação emitida é usualmente representada numa distribuição de comprimentos de onda, que dá origem ao espectro da radiação eletromagnética, que por sua vez é dividido em bandas de comprimento de onda. Cerca de metade da energia radiante emitida pelo Sol é sob a forma de luz visível, sendo a restante sob a forma de radiação ultravioleta e infravermelho próximo.

A Figura 2.3 mostra o espectro completo da radiação eletromagnética, onde se pode ver que a radiação solar está concentrada numa faixa de pequenos comprimentos de onda, ao contrário da maioria da radiação térmica proveniente da terra [14], a qual será discutida em secção posterior (2.1.6. Distribuição espectral do sol e da terra).

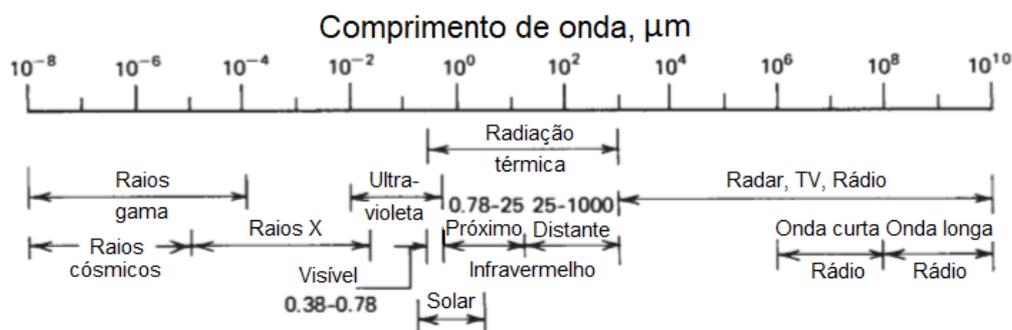


Figura 2.3 - Espectro da radiação eletromagnética [14].

O Sol emite radiação térmica a uma temperatura de superfície efetiva de cerca de 5777 K, sendo que a maior parte dessa energia, no limite da atmosfera da Terra, encontra-se no intervalo de comprimento de onda de 0,25 a 3 μm , enquanto a energia solar à superfície terrestre se encontra maioritariamente no intervalo de 0,29 a 2,5 μm . Neste intervalo, a densidade espectral máxima ocorre para o comprimento de onda de 0,55 μm [14], que corresponde a uma luz visível verde-amarelada.

Tendo em conta o espectro da Figura 2.3 e analisando os diversos equipamentos de conversão de radiação solar, as aplicações na área da energia solar verificam-se no intervalo do ultravioleta, contíguo do visível, ao infravermelho próximo, o qual inclui o espectro visível, ao qual o olho humano é sensível, que compreende a banda com comprimentos de onda de 0.38 a aproximadamente 0,78 μm .

A orientação e inclinação dos equipamentos solares, como os painéis fotovoltaicos e os coletores térmicos, tem por resultado diferentes níveis de radiação solar, pois esta é sempre maior para uma dada área num plano perpendicular aos raios solares, do que para a mesma área num plano não normal à radiação incidente.

Em Portugal, por se localizar no Hemisfério Norte e devido essencialmente à sua latitude, a orientação ótima de uma instalação solar é em direção ao Sul, com um ângulo de inclinação, relativamente à horizontal, de 35°, para sistemas fixos, i. e. sem seguidores solares [19].

2.1.5. Atenuação atmosférica na distribuição espectral da radiação solar

Qualquer que seja o tipo de radiação, a sua velocidade de propagação é a da luz, que depende, por sua vez, do meio por onde se propaga, sendo que no vácuo a velocidade da luz é de $2,998 \times 10^8 \text{ m s}^{-1}$ (aproximadamente $3 \times 10^8 \text{ m/s}$).

A quantidade de energia solar à cota da superfície terrestre é inferior à energia acima da atmosfera terrestre. Efetivamente, a radiação solar no seu percurso através da atmosfera até à superfície terrestre sujeita-se à reflexão atmosférica, à absorção pelas moléculas da atmosfera, à dispersão molecular (dispersão de Rayleigh) e à dispersão por partículas de pó e poluição do ar (dispersão de Mie).

Existe uma dependência entre radiação solar à superfície terrestre e a altura a que o Sol se encontra do horizonte (denominada “altura solar”). Assim, a absorção e a dispersão de Rayleigh aumentam à medida que a altura solar diminui, enquanto que a dispersão de Mie varia de acordo com a localização, sendo maior nas áreas industriais pois deve-se principalmente à poluição do ar. A radiação solar à superfície terrestre sofre também uma redução devido às condições climáticas locais, como as nuvens, a chuva ou a neve.

A Figura 2.4 representa a intensidade de radiação média ($G_{sc,\lambda}$ em $\text{W/m}^2.\text{nm}$) em pequenas larguras de banda do comprimento de onda [20], [21]. Na Figura 2.4 é possível observar-se o espectro típico da radiação solar, e os intervalos de comprimentos de onda referentes à radiação ultravioleta, visível e infravermelha. Observa-se, então, que a maior parcela de energia solar corresponde à faixa de luz visível. Pode ainda visualizar-se a distribuição espectral da radiação no topo da atmosfera terrestre (AM0), de acordo com a curva espectral normalizada de radiação solar do *World Radiation Center*, a radiação ao nível do mar com o sol na perpendicular e céu limpo (AM1) e o espectro de um corpo negro a uma temperatura de 6000 K. O conceito teórico de corpo negro é o de um corpo que absorve toda a radiação incidente, não ocorrendo reflexão. Tal superfície comporta-se como corpo negro emissor ou absorsor.

O Sol, assim como as outras estrelas, absorve praticamente toda a luz nele incidente. Devido a este facto, a emissão de ondas eletromagnéticas pelo Sol é similar à emissão de um corpo negro. O espectro de emissão do sol pode então ser considerado como o de um corpo negro com uma temperatura de aproximadamente 5800 K [14].

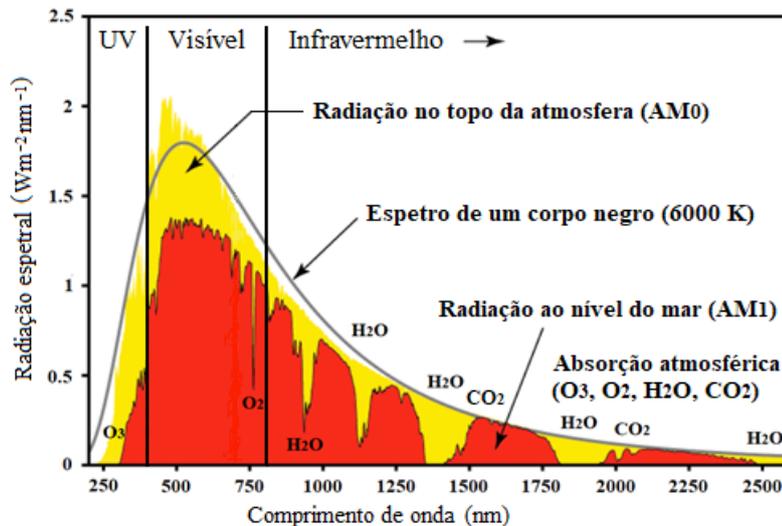


Figura 2.4 - Distribuição espectral da radiação solar no topo da atmosfera e à superfície terrestre, em comparação com a radiação emitida por um corpo negro à temperatura de 6000 K (adaptado de [20] e [21])

As áreas a amarelo na Figura 2.4, que traduzem a diferença entre as curvas de distribuição espectral da radiação solar ao nível do mar e no topo da atmosfera, representam a energia absorvida pelos gases presentes na atmosfera, incluindo o vapor de água, o dióxido de carbono, o ozono, o oxigénio e outros gases de efeito de estufa, para vários comprimentos de onda. Para as bandas correspondentes a estes gases observa-se uma absorção significativa de energia, demonstrando assim os efeitos da atenuação atmosférica sobre a distribuição espectral da radiação solar. De facto, conforme se pode observar na Figura 2.4, existem diferenças substanciais entre a radiação medida fora da atmosfera e a radiação que atinge a superfície terrestre, resultantes da absorção atmosférica.

Desta forma, o ozono atmosférico absorve radiação maioritariamente na banda do ultravioleta, enquanto o vapor de água e o dióxido de carbono absorvem essencialmente para comprimentos de onda maiores. Como resultado, a radiação solar que alcança a superfície terrestre está essencialmente contida no comprimento de onda entre 0,29 e 2,5 μm [22].

A radiação terrestre que resulta do retorno de radiação solar para o espaço por via do aquecimento da Terra, é emitida maioritariamente na faixa do infravermelho longo. Este intervalo de comprimentos de onda corresponde à banda para qual o CO_2 tem uma elevada capacidade de absorção, estando este mecanismo na origem do efeito de estufa. Os principais fatores da atmosfera terrestre que influenciam as “perdas” de energia

solar até à superfície da terra são o ozono, moléculas do ar, (i. e.: Oxigénio, Dióxido de Carbono e Azoto (N)), aerossóis, areias e vapor de água [14].

Das Figuras 2.3 e 2.4 pode-se concluir que a intensidade de radiação solar máxima na banda dos infravermelhos situa-se na banda do infravermelho próximo (em inglês, *near infrared*), havendo posteriormente um declínio lento com a diminuição da frequência, ou seja, com o aumento do comprimento de onda. Relativamente à radiação de comprimento de onda mais curto, e por isso a radiação mais energética (como é o caso da radiação ultravioleta), a maior parte desta é absorvida pela atmosfera.

2.1.6. Distribuição espectral do sol e da terra

A reação de fusão termonuclear no interior do Sol que converte o hidrogénio em hélio, liberta grandes quantidades de energia. Esta energia solar térmica propaga-se através do espaço sob a forma de ondas eletromagnéticas, permitindo a transferência de calor através de um mecanismo conhecido por radiação. A radiação solar ocorre numa faixa específica de comprimentos de onda, de 0,25 a 3 μm , no entanto a energia da radiação solar não é igual em todos estes comprimentos de onda.

Como pode ser visto na Figura 2.3 a faixa de comprimentos de onda da radiação solar inclui a radiação ultravioleta (0,25-0,38 μm), a radiação visível (0,38-0,78 μm) e a radiação infravermelha (0,78-3 μm).

A radiação solar eletromagnética que alcança a superfície da Terra, com um máximo no comprimento de onda de 0,55 μm , é parcialmente absorvida na superfície sendo a outra parte refletida para a atmosfera. Desta forma, o planeta emite radiação eletromagnética para o espaço, essencialmente sob a forma de infravermelho de comprimento de onda longo, atingindo um máximo de energia para o comprimento de onda de cerca de 10 μm [23], conforme se pode observar na Figura 2.5.

A Figura 2.5 compara a intensidade da radiação solar e a radiação emitida pela Terra. Devido à elevada temperatura da superfície do Sol, a maior parte da sua energia é irradiada em comprimentos de onda menores do que 4 μm (denominadas de onda curta), com grande intensidade no intervalo do visível do espectro eletromagnético. Em contraste, a Terra irradia a maior parte da sua energia em comprimentos de onda superiores a 4 μm (denominadas de onda longa), encontrando-se, assim, na faixa da radiação do infravermelho, maioritariamente no intervalo de 4 a 30 μm [13], [23].

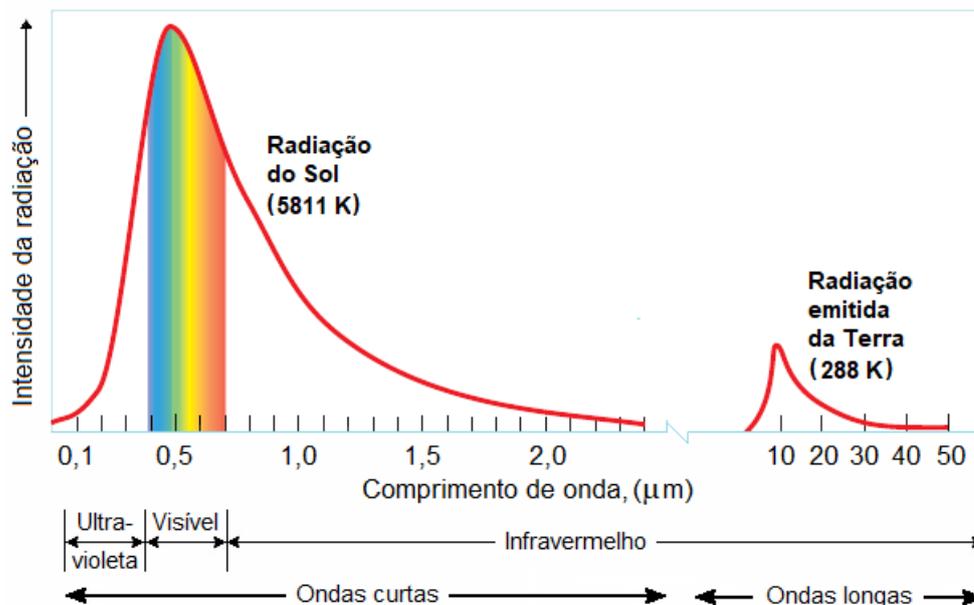


Figura 2.5 - Comparação entre as intensidades dos espectros da radiação solar e terrestre (adaptado de [23]).

Nota-se, também, uma grande disparidade entre as intensidades de radiação emitida por estes dois corpos, podendo concluir-se que a radiação da Terra é 160 mil vezes menor em intensidade do que a radiação solar.

2.1.7. Resposta espectral da célula solar

A radiação solar total que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta, que é recebida do Sol diretamente sem que seja dispersa pela atmosfera, e por uma fração difusa, que carece de direção específica devido à sua direção original ter sido alterada pela dispersão na atmosfera. Em dias claros, a fração da radiação direta prevalece. No entanto, nos dias cobertos de nuvens, principalmente no inverno, a radiação solar que atinge a superfície terrestre pode ser total ou quase completamente difusa.

A radiação solar global, por vezes denominada também por total, que incide sobre um qualquer corpo à superfície terrestre (por exemplo, um equipamento de aproveitamento de energia solar) é a soma de três componentes, nomeadamente a radiação solar direta, difusa e refletida, sendo esta última a recebida após ser refletida pelo solo e por todos os corpos existentes na vizinhança.

Dependendo do material e da tecnologia utilizada, as células solares têm um rendimento variável na conversão da energia solar em energia elétrica. Estas células têm uma sensibilidade espectral que não só dita a sua eficiência sob diferentes condições

de radiação, mas também define a faixa de radiação para a qual o rendimento de funcionamento é máximo.

A Figura 2.6 mostra a resposta espectral da célula solar de silício, tendo como referência a curva da distribuição da radiação solar extraterrestre [20]. Aqui, pode-se observar o intervalo da radiação solar para o qual se nota maior influência no rendimento da célula, que está sob condições de radiação diferentes.

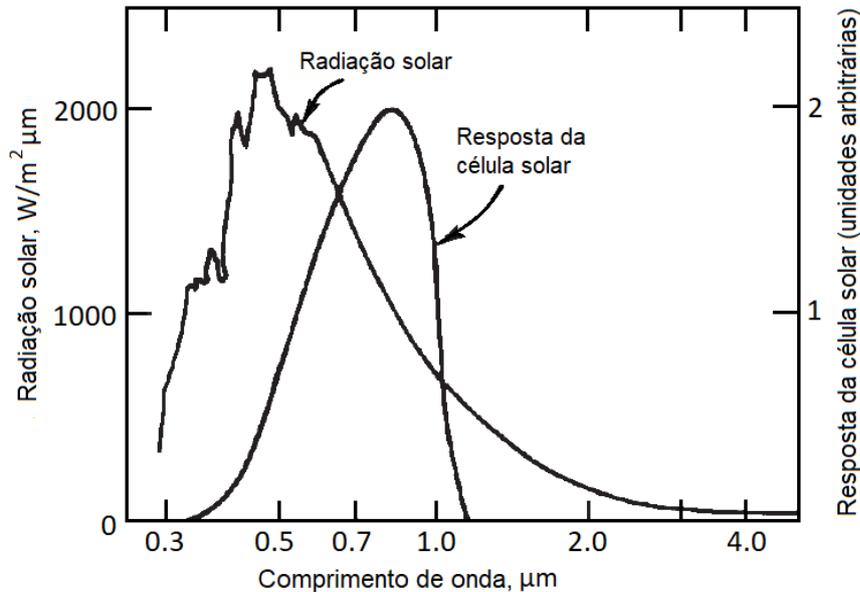


Figura 2.6 - Distribuição espectral da radiação solar extraterrestre e resposta espectral da célula solar de silício [20].

Como se pode observar pela resposta espectral ilustrada na Figura 2.6, a faixa de comprimentos de onda do espectro solar para o qual ocorre conversão fotovoltaica encontra-se entre 0,3 e 1,2 μm , ou seja, essencialmente na faixa da radiação do visível e parte da radiação do infravermelho próximo.

A radiação infravermelha com comprimento de onda superior a 1,2 μm irá aquecer a célula solar, conseqüentemente reduzindo o seu rendimento, mas sem gerar energia elétrica.

2.2. Revisão da literatura sobre tecnologia solar

A energia solar pode ser convertida, por processos naturais ou tecnológicos, noutras formas de energia, nomeadamente por processos químicos (através da fotossíntese), fotovoltaico (para produção de eletricidade), térmico (para produzir calor) e pela conversão da radiação solar em energia mecânica (como é o caso do aproveitamento eólico).

A tecnologia solar utiliza a fonte renovável e ilimitada da energia do Sol, para uma aplicação que apresenta poucos ou nenhuns impactos no clima e no meio ambiente. Da conversão da energia solar primária, normalmente obtém-se energia elétrica e térmica. Estas tecnologias solares, que já possuem alguma maturidade e contribuem para a produção de energia de reduzido impacto(o) ambiental, podem ser classificadas tendo em conta distintos critérios, como o tipo de material usado, o modo de captação da radiação solar, entre outros [24]. A seguir, apresentar-se-ão sumariamente as tecnologias de equipamentos solares, nomeadamente a fotovoltaica (PV), a térmica e a dos PVT.

2.2.1. Célula fotovoltaica

A célula solar fotovoltaica é um dispositivo baseado em tecnologia eletrónica, que converte diretamente radiação solar em energia elétrica, tendo por base o efeito fotoelétrico. Estas células podem ser classificadas tendo em conta o tipo de tecnologia, podendo ser de primeira, segunda e terceira geração [16], [25]. As células de primeira geração, que são as mais difundidas no mercado global, têm por base o silício cristalino (Si), usado em células de silício monocristalino (mono-Si) e policristalino (p-Si). Nas células de segunda geração, também denominadas por células de película fina, encontram-se células de vários tipos. Estas podem ser compostas por vários constituintes, nomeadamente as células de silício amorfo (a-Si), que é a forma não cristalina de silício, as de Cádmio-Telúrio (CdTe), as de Cobre-Índio-Gálio-Selénio (CIGS) e as de Gálio-Arsénio (GaAs). A terceira geração, designada de multijunção, é formada por células de GaAs multijunção, por células dessensibilizadas por corantes, células orgânicas e células inorgânicas.

Em laboratório, sob condições padronizadas de testes, a conversão da radiação solar em energia elétrica pelas células apresenta um rendimento que pode estar acima de 25% [26], o que não acontece sob condições de operação real, onde se observa um rendimento inferior ao valor teórico ideal [27]. Atendendo ao reduzido rendimento da conversão, ocorre também uma produção de calor nestes dispositivos, que tem consequências no próprio processo de produção de energia elétrica útil. Enquanto a energia térmica produzida é dissipada pela combinação dos mecanismos de transferência de calor, a energia elétrica da célula fica disponível através de um circuito elétrico externo.

Sendo o Si o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre depois do oxigénio, é aquele cuja aplicação em larga escala em células PV é economicamente mais viável.

Tendo em conta as características técnicas, aplicações e custos das células PV, é importante poder analisar o seu funcionamento e prever o seu comportamento em diferentes condições. Para tal usam-se modelos matemáticos e elétricos equivalentes que permitem a sua simulação computacional.

Na presente secção é apresentada uma descrição da estrutura e funcionamento de uma célula PV e descrever-se-ão as suas principais características técnicas, elétricas e térmicas.

2.2.1.1. Estrutura e funcionamento da célula PV

As células fotovoltaicas mais comuns, à base de silício, podem existir em três estruturas: monocristalina (mais eficiente), policristalina e amorfa (menos eficiente); mas como é comum na tecnologia eletrónica, além do Si usam-se elementos dopantes, como o boro e o fósforo, criando semicondutores do tipo *p* (com excesso de cargas positivas) e *n* (com excesso de cargas negativas). A união destes dois tipos de semicondutores está na origem do díodo de junção *p-n*. A célula PV é basicamente um díodo de junção em que a zona *n* é exposta à radiação solar (ou fotodíodo) [28], [29]. É graças à assimetria de cargas em torno da junção e ao efeito fotoelétrico que se cria o fenómeno fotovoltaico, o qual pode ser descrito como a absorção da radiação solar, a geração de cargas elétricas (eletrões) e o seu movimento, daí resultando uma corrente elétrica [30], [31].

A Figura 2.7 ilustra a estrutura física da célula PV, onde se evidenciam as camadas de Si dopadas, ligadas a terminais elétricos. Para obter mais potência elétrica várias células PV são ligadas entre si (em série/paralelo) formando um módulo fotovoltaico. Estas ligações são feitas através de fitas condutoras finas em rede, visíveis na face frontal exposta.

A radiação solar incidente (*G*) é composta por fótons de diferentes energias. Como tal, só uma parte destes tem energia para aumentar o número de eletrões livres (pela sua libertação da força de atração dos núcleos dos átomos). Este é o mecanismo que caracteriza o efeito fotoelétrico, que depende do material e do comprimento de onda da radiação incidente. Para o Si, este comprimento de onda máximo é de 1,15 μm [14], pelo que radiações distintas desta não irão contribuir para uma corrente elétrica, mas apenas para o aquecimento da célula.

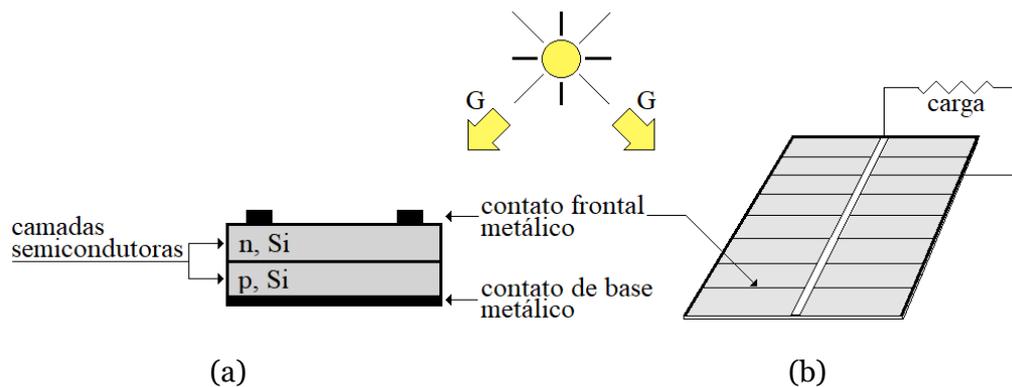


Figura 2.7 - Estrutura física da célula solar de silício: (a) corte transversal; (b) módulo fotovoltaico com carga.

Como nos díodos, no interior da célula PV sem radiação incidente, produz-se uma zona, denominada de barreira ou potencial, que separa as camadas p e n , inibindo a livre migração de elétrons entre elas e cria uma diferença de potencial na ordem dos 0.5 V entre as camadas p e n no Si. Com a incidência da radiação na zona n e a libertação de elétrons, esta diferença de potencial permite o movimento dos elétrons da camada n para a camada p , se estas estiverem ligadas por um circuito condutor externo. Esta é a base do efeito fotovoltaico.

O processo de aquecimento resultante sobretudo da ineficiência da conversão, mas também da corrente que se estabelece na célula, produz um aumento do número de elétrons libertados por agitação térmica, que contribui também para o aumento da resistência elétrica do material, o que é contraproducente.

Através da construção de células de múltiplas junções [14], é possível obter células mais eficientes, mas ainda com uma relação custo-benefício demasiado elevada.

Quando várias células são ligadas, para formar um módulo PV, além da estrutura elétrica, é construída uma estrutura mecânica, com camadas de materiais que oferecem robustez e isolamento elétrico, hídrico e gasoso. A Figura 2.8 representa, esquematicamente, a constituição normal de um módulo PV, onde se podem ver os componentes e materiais normalmente utilizados na sua construção.

Na Figura 2.8 podem ver-se as células solares confinadas num encapsulamento de acetato-vinilo de etileno (em inglês, *Ethylene Vinyl Acetate - EVA*) que é um material flexível, translúcido e não refletor da radiação solar e que assegura um isolamento elétrico.

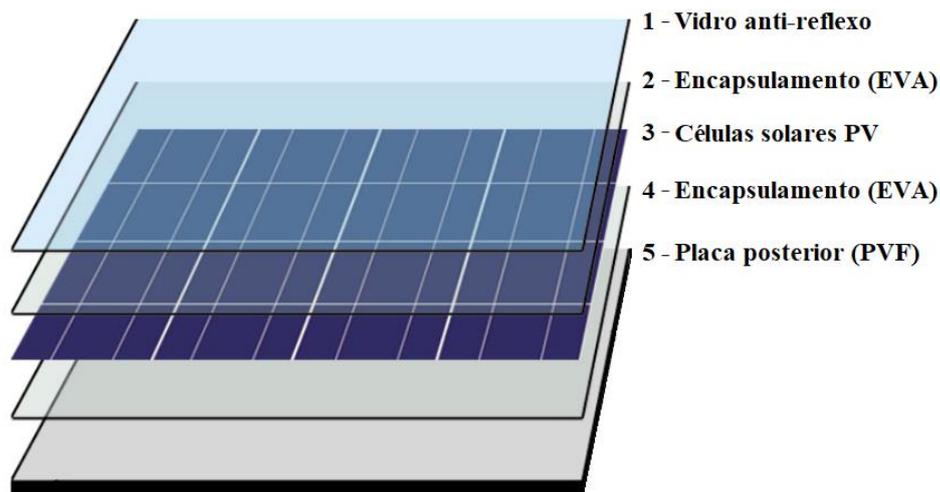


Figura 2.8 - Esquema da estrutura de um módulo PV de silício cristalino.

Para ter uma robustez mecânica, na parte frontal do módulo existe um vidro antirreflexo, com baixa concentração de ferro na sua composição, de modo a permitir a chegada de um maior fluxo de radiação solar às células. Na parte posterior das células encapsuladas pelo EVA existe uma placa de Tedlar, fluoreto de polivinil (em inglês *Polyvinyl Fluoride - PVF*), que garante a proteção desta parte do módulo e evita a entrada de água e gases. Além da constituição do módulo, atrás referida, este está ainda encaixilhado numa estrutura de alumínio, conferindo-lhe ainda maior rigidez mecânica.

2.2.1.2. Curvas caraterísticas

As caraterísticas dos módulos PV disponibilizadas pelos fabricantes nas fichas técnicas do produto, são medidas em condições padronizadas de teste (em inglês, *Standart Test Conditions - STC*), cujos valores de ensaio a que o módulo está sujeito são de 1000 W/m² de radiação solar, temperatura da célula de 25 °C e uma Massa de Ar de 1,5, associada ao percurso dos raios solares na atmosfera com a elevação do sol de aproximadamente 48°.

Embora os valores nas condições STC sejam adotados em testes laboratoriais, estes não correspondem verdadeiramente ao contexto de utilização real, onde as condições de referência raramente ocorrem. Devido a este facto, por vezes alguns dos valores dos módulos PV são apresentados nas condições da temperatura nominal de funcionamento NOCT (do inglês, *Nominal Operating Cell Temperature*), cujos valores de ensaio são mais próximos da média anual à qual os módulos PV estão submetidos e que têm os seguintes valores: radiação solar a que o módulo está sujeito de 800 W/m²,

temperatura do ar ambiente de 20 °C, Massa de Ar de 1,5 e a velocidade do vento sobre o módulo de 1 m/s.

A potência fornecida pelo módulo PV depende das condições ambientais impostas pela intensidade da radiação solar e da temperatura das células, mas também da carga elétrica ligada ao módulo. Assim, estes parâmetros influenciam o comportamento dos módulos no que diz respeito à tensão e corrente aos seus terminais, pelo que a avaliação e caracterização do seu funcionamento deve ter em conta a relação tensão-corrente sob várias condições de radiação e de temperatura.

A Figura 2.9 mostra as curvas características da intensidade de corrente (I) e da potência (P) em função da tensão elétrica (U) de um módulo PV, denominadas curvas $I-U$ e $P-U$ respetivamente, para dadas condições de radiação e temperatura.

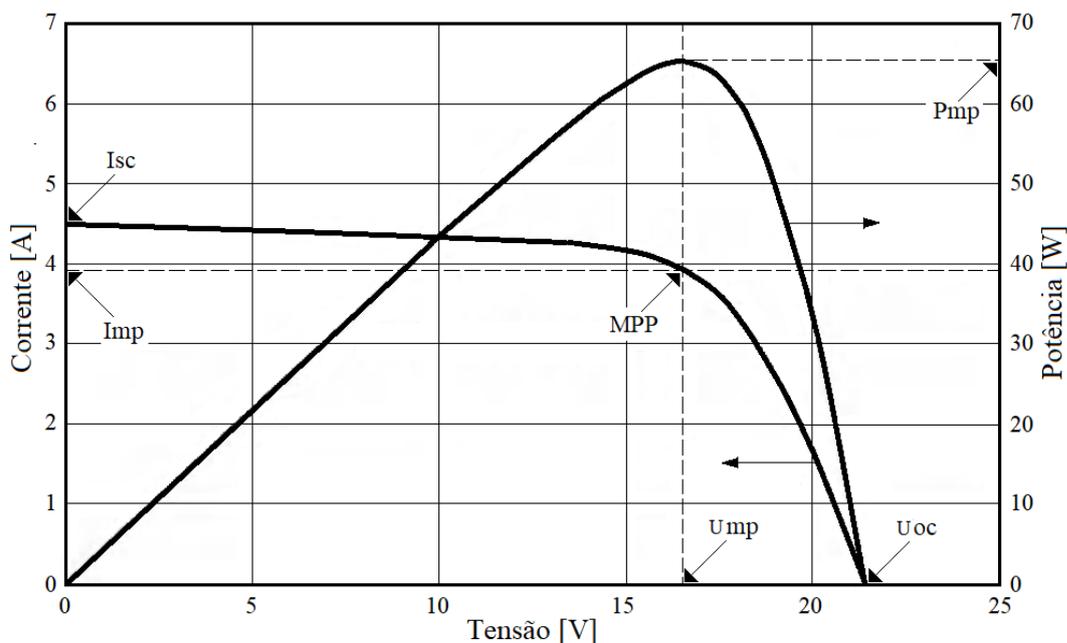


Figura 2.9 - Curvas típicas $I-U$ e $P-U$ para um módulo fotovoltaico (adaptado de [14]).

Nestas curvas destacam-se: I_{sc} , o valor da corrente em curto-circuito ($U = 0$); U_{oc} , a tensão de circuito aberto ($I = 0$); MPP , ponto de potência máxima (em inglês, *Maximum Power Point*). Embora os módulos PV operem num ponto da curva $I-U$, dependente das características da carga à qual estão ligadas, idealmente as células PV devem operar continuamente no MPP correspondente à potência P_{mp} , onde a corrente elétrica é I_{mp} e a tensão é U_{mp} .

2.2.1.3. Influência da temperatura e da radiação solar

Como mencionado anteriormente, do total de radiação solar que chega à célula fotovoltaica só uma pequena parte é convertida em eletricidade, sendo uma quantidade maior convertida em calor. Mais concretamente, cerca de 10% da radiação solar total que incide numa célula fotovoltaica de silício cristalino é refletida (não sendo por isso útil na conversão em energia elétrica), e do remanescente 90% que é absorvida pela célula, aproximadamente 17% pode ser convertido em eletricidade, sendo os restantes 73% convertidos em energia térmica [32].

A quantidade de calor gerada numa célula fotovoltaica em operação não é útil do ponto de vista elétrico e, na realidade, do facto de a temperatura da célula aumentar resulta num decréscimo do seu rendimento de conversão de energia solar em energia elétrica. De facto, como se pode ver na Figura 2.10, com o aumento da temperatura das células PV, verifica-se um ligeiro aumento da sua corrente de curto-circuito e uma redução percentual maior da sua tensão em circuito aberto à potência máxima, o que resulta numa redução do produto $I.U$, logo do rendimento elétrico no ponto de potência máxima.

A Figura 2.11 mostra as curvas $I-U$ para células solares de silício cristalino sujeitas a vários níveis de radiação solar e à mesma temperatura, onde o ponto de potência máxima de cada curva está sinalizado nos pontos das curvas correspondentes. Da análise da Figura 2.11 conclui-se que a corrente de curto-circuito (I_{sc}) aumenta em proporção à radiação solar, enquanto a tensão de circuito aberto (U_{oc}) tem um aumento menos acentuado com a radiação solar.

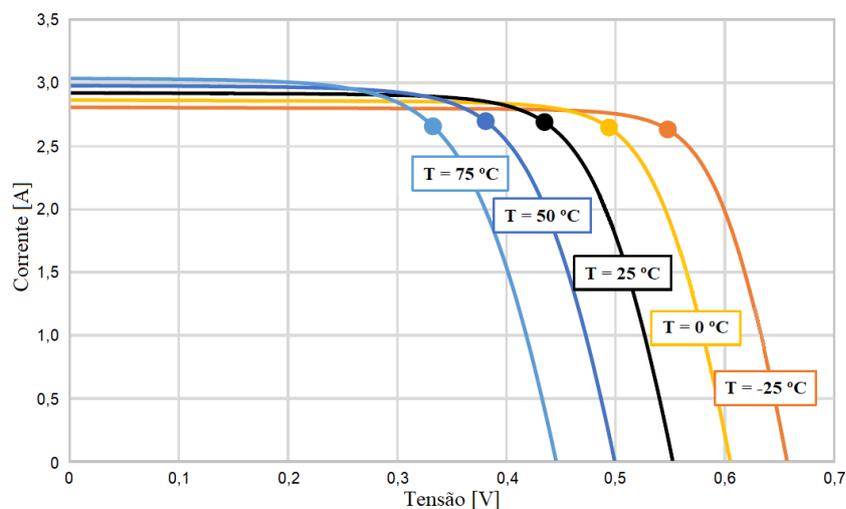


Figura 2.10 - Curvas características $I-U$ de uma célula solar de silício cristalino, a diferentes valores de temperatura, quando sujeita a uma irradiância solar de 1000 W/m^2 .

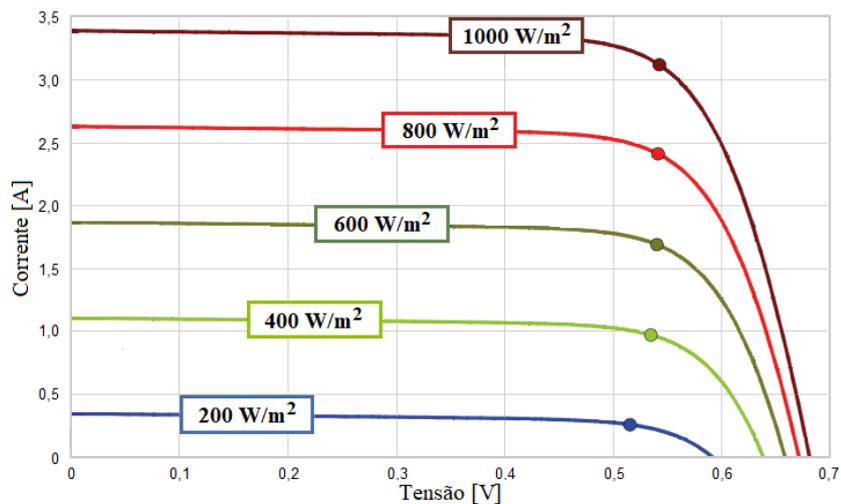


Figura 2.11 - Curvas características $I-U$ de uma célula solar de silício cristalino sujeita a diferentes valores da irradiância solar e temperatura constante.

Para ilustrar o efeito da temperatura nas células e a sua importância, define-se o conceito de coeficiente de temperatura dos módulos solares, que permite analisar a sensibilidade e comportamento da célula ao calor. Este parâmetro, que normalmente faz parte das informações dos módulos PV, relaciona numericamente a dependência da curva $I-U$ com a temperatura do painel fotovoltaico em funcionamento STC. Esta relação traduz o aumento da potência máxima com a diminuição da temperatura e vice-versa. Para o caso dos painéis solares fotovoltaicos compostos por células de silício cristalino, este coeficiente de temperatura está compreendido entre $-0,37\%/^{\circ}C$ e $-0,52\%/^{\circ}C$ [33], o que significa que para cada grau acima de $25^{\circ}C$, o módulo perderá em percentagem da potência máxima, o valor do seu coeficiente de temperatura.

2.2.1.4. Associação de células

Para a maioria das aplicações reais, só associando células em módulos e estes em painéis se obtêm as correntes e tensões desejadas. Existem duas possibilidades base para concretizar estas associações, a interligação em *série* ou em *paralelo*. Na maioria das aplicações ambas interligações coexistem, sendo as células ligadas geralmente em série nos módulos e estes em série e paralelo nos painéis maiores. Em grandes agrupamentos, para garantir maior segurança e fiabilidade dos módulos PV, estes devem ter as mesmas características elétricas e térmicas. As ligações em série resultam num aumento de tensão elétrica do circuito e as ligações em paralelo conduzem a uma corrente elétrica superior. Este aumento, na tensão ou na corrente, é de um fator igual ao número dos módulos ou células ligadas, isto é, ao adicionar células ou módulos idênticos em série, a corrente manter-se-á, mas a tensão aumentará proporcionalmente

ao número de células ou módulos em série. Em contrapartida, se a ligação das células ou módulos for em paralelo, permite obter correntes mais elevadas, mantendo o nível de tensão estipulada da célula ou módulo.

A Figura 2.12 mostra a representação gráfica das curvas características $I-U$ referente à associação em série de, por exemplo, uma, duas e quatro células solares PV idênticas em condições STC. Poder-se-á ver que a corrente de curto-circuito da associação de quatro células ligadas em série mantém-se inalterada, mas por outro lado a tensão de circuito aberto é quatro vezes superior.

A Figura 2.13 corresponde à representação gráfica da curva característica de $I-U$ referente à associação em paralelo de até quatro células PV idênticas em condições STC. Nesta condição, a tensão de circuito aberto da associação de quatro células ligadas em paralelo mantém-se constante, mas a corrente de curto-circuito é quatro vezes superior.

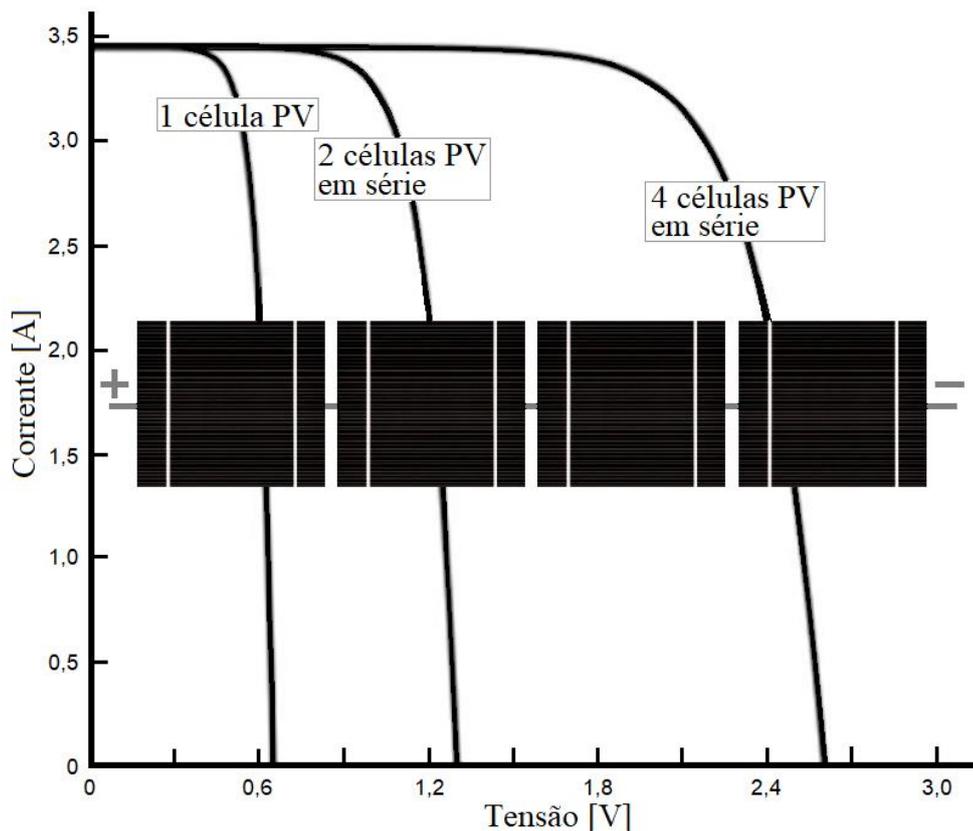


Figura 2.12 - Curvas $I-U$ de células solares associadas em série.

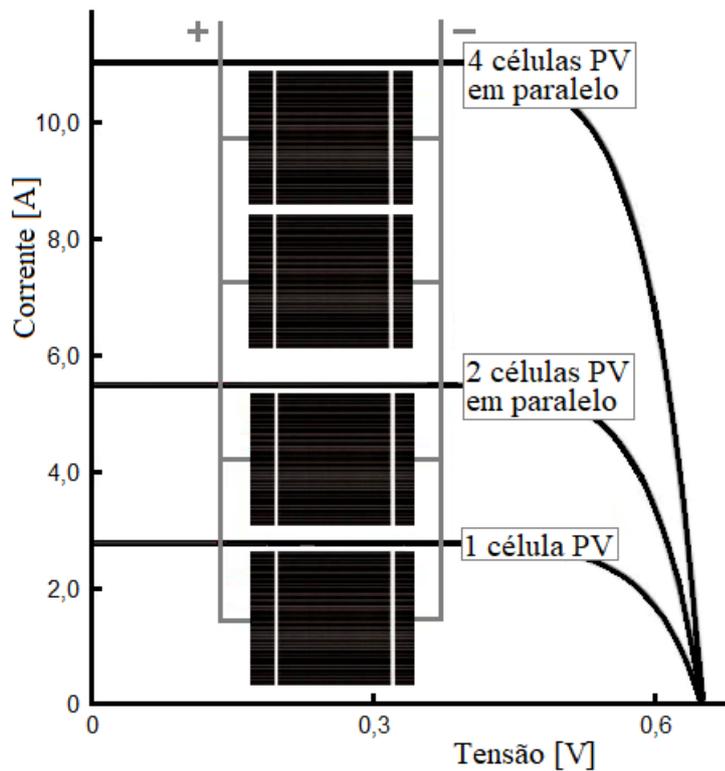


Figura 2.13 - Curvas $I-U$ de células solares associadas em paralelo.

2.2.2. Coletores térmicos

O coletor solar térmico é um equipamento que converte a energia da radiação solar em energia térmica e transmite este calor, para uso, com o mínimo de perdas térmicas possível. Assim, a geração de calor é conseguida através da absorção da energia solar por uma superfície absorvedora, que por sua vez transmite esse calor a um fluido de transferência térmica (genericamente composto por uma mistura de água com anti-congelante) que, por sua vez, permutará a energia térmica com um sistema de utilização de calor.

O desempenho do coletor térmico, que é avaliado pelo seu rendimento térmico, depende em grande medida da sua sensibilidade ao tipo de radiação solar. Na conversão da energia solar em energia térmica, estes coletores são sensíveis à radiação de onda curta, nomeadamente a radiação visível e o infravermelho próximo [25].

O rendimento do coletor térmico é influenciado particularmente pela reflexão da radiação solar, na zona da receção desta radiação, e pelas perdas térmicas em toda a sua superfície. Se as perdas por reflexão dependem do tipo de material que recebe a radiação solar, já as perdas térmicas dependem da diferença de temperatura entre o absorvedor e o envolvente, da insolação, da construção do coletor e dos próprios materiais usados, incluindo sobretudo o isolamento térmico.

Os coletores térmicos podem ser classificados em: coletores de placa plana (os mais comuns), coletores concentradores, de acordo com a existência ou não de mecanismos de concentração da radiação solar e, ainda, em coletores de tubos de vácuo (em inglês, *Evacuated Tube Collector - ETC*).

Um esquema com as partes principais de um típico coletor de placa plana, com líquido como fluido térmico, está representado na Figura 2.14.

O princípio de funcionamento de um coletor térmico é simples e bem conhecido. Uma quantidade da radiação solar incidente passa através da cobertura de vidro, de elevada transparência (elevada transmissividade) e de baixa percentagem de ferro na sua composição, e atinge a placa absorvedora. Uma grande parte da radiação é absorvida por esta placa que transferirá, por sua vez, ao fluido térmico que escoar no interior de canais, os quais estão fisicamente ligados à placa absorvedora, para o transporte do fluido quente, para posterior uso.

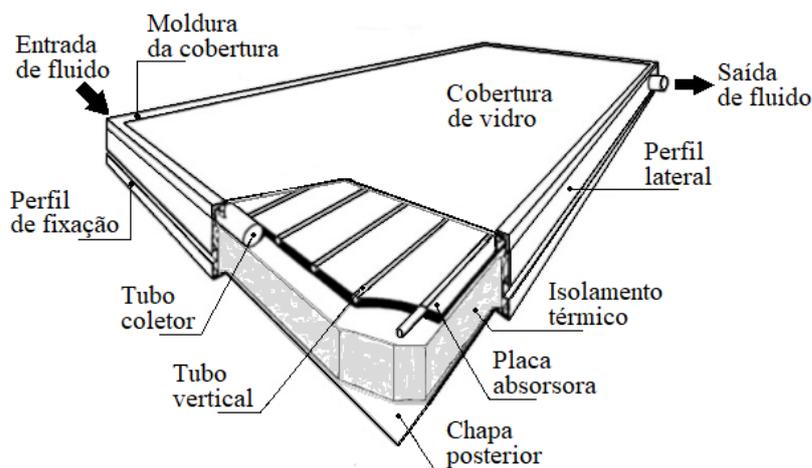


Figura 2.14 - Principais componentes de um típico coletor térmico de placa plana.

Normalmente os canais são tubos de cobre com formato em harpa (arranjo em paralelo), como se pode visualizar na Figura 2.14, existindo, no entanto, outros tipos de arranjos. Estes tubos estão ligados em ambas as extremidades a dois tubos de maior diâmetro, um em cada extremidade, denominados de tubos coletores, que farão a receção ou emissão do fluido no coletor. Para redução das perdas térmicas por condução, utiliza-se o isolamento térmico do lado posterior e lateral da placa absorvedora.

Os coletores térmicos concentradores embora possam ter diferentes concepções, têm em si propósitos semelhantes, o de atingir temperaturas mais elevadas. A concentração da radiação solar numa pequena área tem como objetivo o de minimizar as perdas por

convecção e maximizar a radiação incidente por unidade de área de superfície, de modo a poder obter temperaturas de operação mais elevadas para processos que assim o exijam. Alguns destes coletores incorporam concentradores parabólicos (em inglês, *Compound Parabolic Concentrator* ou *CPC*) que são superfícies refletoras de forma parabólica que aumentam a reflexão da radiação solar para os absorsores.

Nos coletores solares é também usada a tecnologia com vácuo, de modo a minimizar as perdas por convecção e ao mesmo tempo alcançar temperaturas ainda mais elevadas. Usualmente, o coletor de tubo com vácuo (*ETC*) tem na sua composição dois tubos de vidro concêntricos e vácuo no espaço entre estes. O tubo externo é transparente à radiação solar de modo a transmitir facilmente a radiação solar para o seu interior. Na parte interna do tubo de vidro interior existe um tubo de cobre, com um fluido térmico que absorverá o calor provocado pela incidência da radiação solar. Neste tipo de tecnologia, o uso do vácuo minimiza as perdas por convecção. De facto, nos tubos com vácuo não há permuta de calor entre fluidos e o único mecanismo de transferência de calor no vácuo é a radiação, o que contribui para a minimização das perdas de calor [34].

Os coletores térmicos mencionados nesta secção são adequados para aplicações domésticas e de pequena escala. Para aplicações em grande escala, que exijam produção de energia a elevadas temperaturas, com valores de algumas centenas de graus Celsius, é indicado o uso de dispositivos espelhados de reflexão associados em grande número e que se posicionam à volta de uma torre solar, que receciona a energia refletida e a concentra num ponto ou linha. Estes dispositivos refletores usam, na maior parte das vezes, sistemas de seguimento solar.

Os coletores térmicos com tubos de vácuo, com concentração e de concentração em torre solar não serão detalhados neste trabalho, pois estes não fazem parte do objetivo deste estudo.

2.2.3. Coletores híbridos termo-fotovoltaicos (PVT)

Como já foi referido, a tecnologia associada ao aproveitamento da energia solar, nomeadamente os sistemas fotovoltaicos e térmicos, já é considerada uma tecnologia madura. No entanto, um dos inconvenientes associados a esta tecnologia, particularmente aos módulos PV, é o seu rendimento reduzido, necessitando, por isso, de grandes áreas de implantação, o que pode ser uma importante limitação para a sua maior globalização [35]. Para além disso, e como é sabido, a incidência da radiação solar nas células solares baseadas em tecnologia de silício fazem aumentar a sua temperatura, reduzindo, assim, o seu rendimento elétrico [36]. O arrefecimento por

convecção destas células, por parte da envolvente, pode não ser suficiente para reduzir a sua temperatura e obter o máximo rendimento. Para ultrapassar estes inconvenientes, alguns investigadores têm considerado a integração do módulo PV com um módulo térmico num único dispositivo, o PVT, de modo a converter a energia solar em energia elétrica e térmica, simultaneamente. O objetivo principal desta integração é de converter mais energia por unidade de área, relativamente ao módulo PV e coletor térmico independentemente instalados. O PVT é, assim, um equipamento de cogeração, em que os módulos, elétrico e térmico, formam um equipamento construído de modo a transferir calor das células PV para um fluido, resultando no arrefecimento das células e consequentemente na melhoria do seu rendimento elétrico e no prolongamento da sua vida útil.

Em contraste com os módulos PV e os coletores térmicos, os PVT ainda não são uma tecnologia madura, encontrando-se ainda em investigação, com o propósito de serem mais competitivos e contribuir, assim, como uma alternativa de geração de energia por conversão da energia solar.

2.2.3.1. Topologias

Há múltiplas possibilidades técnicas na combinação das células PV e dos módulos térmicos de modo a obter um PVT. A sua estrutura básica usa um termofluido (ar ou água) para arrefecimento das células PV permitindo, assim, o aumento do seu rendimento elétrico e a recuperação de alguma das perdas de calor que de outra forma seriam transmitidas para a envolvente.

As diferentes tecnologias PVT diferem de acordo com vários fatores, nomeadamente o seu *design*, o fluido térmico, o material de construção e a sua aplicação [37]. Entre os vários tipos de classificação, alguns autores [16], [24], [35], [38-41], qualificam os PVT de acordo, entre outros, com o tipo de fluido térmico usado, a existência ou não de seguidor solar e a presença ou não de refletores para a concentração da radiação solar. De acordo com esta última classificação e tendo em conta Ramos *et al.* [37], a Figura 2.15 esquematiza os tipos de tecnologia solar, com a distinção dos meios convencionais, fotovoltaicos e térmicos, e dos tipos de coletores solares híbridos PVT.

Assim, e tendo em conta as aplicações desde baixa até elevada temperatura, os coletores PVT podem ser classificados como de placa plana ou de concentração. Ambos os tipos de coletores podem usar como fluido térmico a água ou o ar, ou podem ainda utilizar estes dois fluidos em simultâneo.

Os PVT de placa plana podem ter, na sua constituição, um acréscimo ou não de uma cobertura de vidro, denominando-se de PVT com cobertura e sem cobertura, respetivamente. Esta cobertura adicional vai delimitar uma camada de ar entre esta e o módulo PV, aumentando, assim, a temperatura, por efeito de estufa, e por conseguinte o rendimento térmico, em detrimento do rendimento elétrico do PVT. Esta solução faz com que se atinjam temperaturas significativamente mais elevadas no coletor, o que conduz a uma tecnologia que dá primazia à produção de calor relativamente à geração de energia elétrica [42], ao contrário do coletor sem vidro adicional.

Os PVT concentradores têm como principal objetivo a concentração da radiação solar numa determinada área (recetor e absorvedor com fluido de troca térmica), através de dispositivos de reflexão (espelhos), com o intuito de aumentar a quantidade de radiação solar a incidir na célula PV [43], [44]. Estes coletores têm a sua aplicação em situações onde é necessário obter temperaturas elevadas.

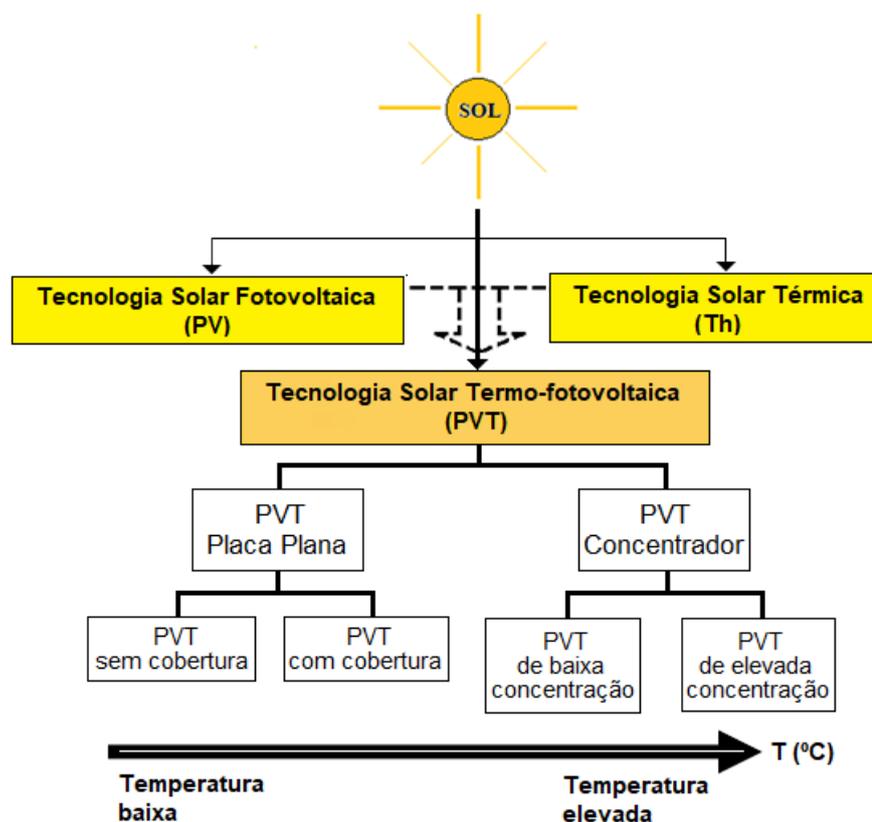


Figura 2.15 - Tecnologia solar e tipos de coletores PVT (adaptado de [24] e [38]).

A Figura 2.16 mostra dois tipos de coletores PVT, um de placa plana sem cobertura (a) e um exemplo de PVT concentrador (b). O PVT de placa plana sem cobertura adicional

de vidro, Figura 2.16 (a), é constituído principalmente pelo módulo PV que se encontra na sua face anterior, pelo módulo térmico que se posiciona na sua parte posterior (que é composto pela placa absorvedora e pelos tubos por onde passa o fluido térmico líquido) e pelo isolamento térmico que isola as partes laterais e posterior do PVT.

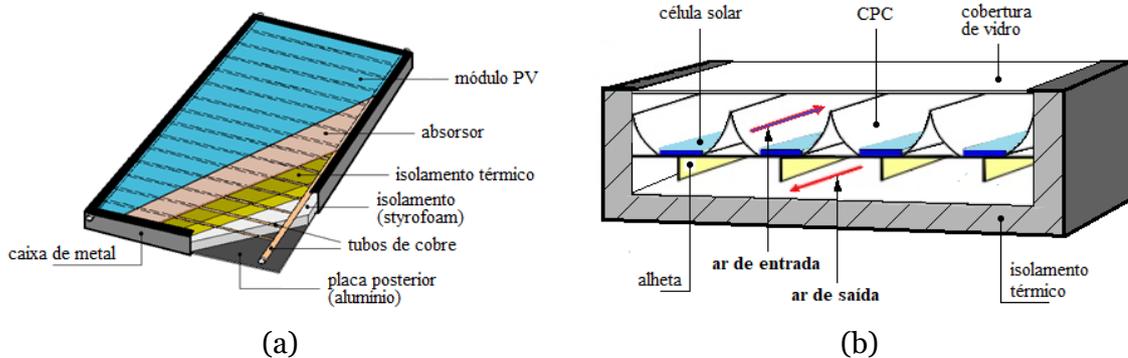


Figura 2.16 - Coletores PVT: (a) placa plana sem cobertura; (b) concentrador de baixa concentração [37].

O PVT concentrador de baixa concentração, Figura 2.16 (b), incorpora concentradores CPC que refletem a radiação solar em direção às células solares. Sendo o concentrador de baixa concentração solar, sem rastreamento, este tem um formato que permite refletir o máximo de radiação solar durante todo o dia. O fluido térmico, normalmente gasoso (ar), é aquecido diretamente pela radiação solar na parte anterior e é novamente aquecido quando flui de seguida pelas alhetas na parte posterior, tentando arrefecer, assim, as células.

2.2.3.2. Aplicações

As áreas de aplicação da tecnologia PVT são, entre outras, o aquecimento de espaços, o aquecimento de água e a secagem [45].

Em termos de aquecimento solar, a variedade das aplicações dos PVTs pode ser considerada pelo nível de temperatura exigida no processo. Assim, poder-se-ão considerar três níveis de aplicação: de reduzida (até 50 °C), média (50 a 80 °C) e de elevada temperatura (acima de 80 °C) [46]. Tendo em conta esta classificação, a Figura 2.17 apresenta o tipo de aplicações dos PVTs de acordo com a temperatura de operação requerida.

Para aplicações de baixa temperatura, como é o caso das bombas de calor, nas piscinas e água quente doméstica, a utilização de PVTs de placa plana com e sem cobertura são suficientes para as necessidades requeridas.

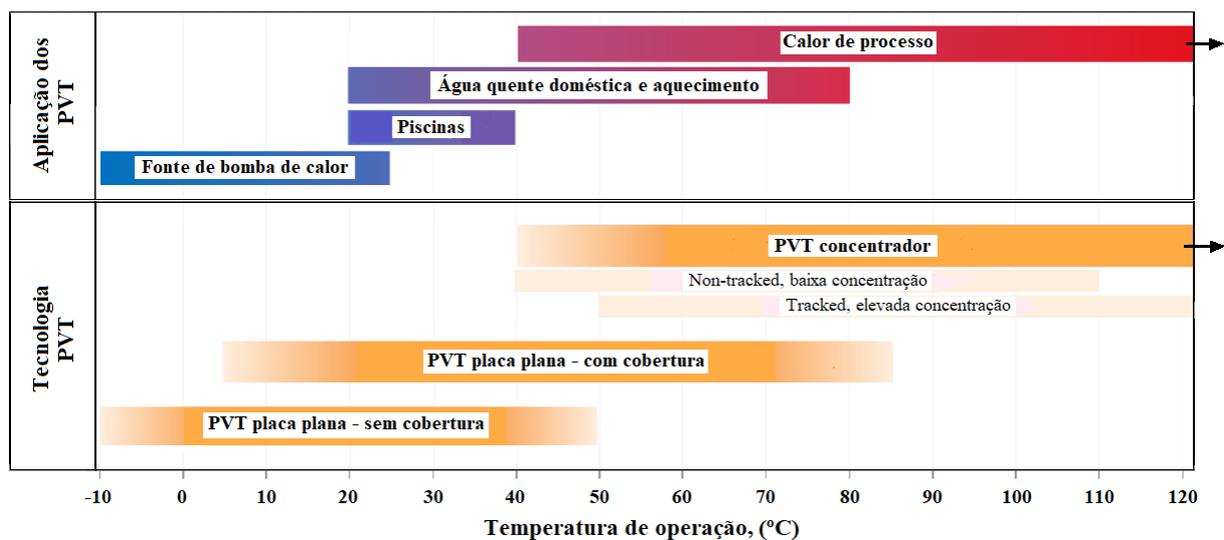


Figura 2.17 - Mapa de aplicações e tecnologias PVTs, relativamente à temperatura de operação.

Para o aquecimento de espaços e outras necessidades até à temperatura de 80 °C, é recomendável o uso do PVT de placa plana com cobertura ou o PVT concentrador estático de baixa concentração.

Já para processos com necessidades de temperaturas mais elevadas do que 80 °C, deverá utilizar-se o PVT concentrador de baixa e de elevada concentração com seguidor solar.

2.3. Estado da arte da tecnologia PVT

A pesquisa e o desenvolvimento da tecnologia PVT, teve um aumento de estudos nos últimos 30 anos, com o objetivo de analisar as suas potencialidades no contributo para as necessidades de calor e eletricidade do mundo. Embora tenham sido feitos alguns avanços, esta tecnologia ainda não alcançou a maturidade suficiente para a sua globalização, apesar de já existirem no mercado equipamentos PVT que, no entanto, estão longe de ter o grau de significância em comparação com os módulos PV e coletores térmicos. De facto, a principal barreira para o maior desenvolvimento do PVT é a sua otimização, o seu preço e a falta de normalização [40].

A instalação dos sistemas fotovoltaicos e térmicos de forma independente, tem sido a solução adotada no aproveitamento da energia solar. Contudo, e como já foi referido, um dos inconvenientes associados a este tipo de tecnologia solar, particularmente nos sistemas fotovoltaicos, é o seu rendimento reduzido, tornando necessárias grandes áreas para implantação destes sistemas, o que pode constituir uma limitação. Isto é particularmente importante nas aplicações onde a disponibilidade da área de instalação

é mais limitada. Além disso, a radiação solar aumenta a temperatura dos módulos fotovoltaicos e o arrefecimento por convecção destes módulos, devido às condições naturais climatéricas, não é suficiente para obter uma redução aceitável.

Ries [47] apresenta, simplificadamente, o comportamento de um painel PV quando sujeito à radiação solar, verificando-se que a quantidade de energia elétrica que se pode extrair da conversão da energia solar pode ir até 20%, e em que o restante seriam perdas, nomeadamente, por reflexão na parte anterior (20%) e por perdas por calor para a envolvente (60%).

Investigadores como Suzuki e Kitamura [48] e Russel *et al.* [49], entre outros, foram pioneiros na proposta de integração dos sistemas térmico e fotovoltaico num PVT, para aproveitar a energia solar na produção simultânea de energia elétrica e energia térmica.

Por reconhecer potencialidades no aproveitamento da energia solar, a AIE criou um grupo de trabalho, denominado “Task 35 - Solar PV/Thermal Systems”, durante o período de 2005 a 2007, para poder avaliar e aumentar o conhecimento deste tipo de tecnologia e, ao mesmo tempo, contribuir para a sua introdução no mercado global, como um produto de qualidade e comercialmente competitivo. Após este período de trabalhos, a AIE criou um novo grupo, denominado “Task 60 - PVT Systems”, com um período expeável de duração de 2018 a 2020, com o objetivo de prosseguir os trabalhos do grupo anterior.

Na literatura especializada, encontram-se descritas várias possibilidades para a construção dos PVTs, assim como modelos analíticos e numéricos, que permitem a simulação e a avaliação experimental das características dos sistemas PVT, nomeadamente do seu rendimento. Apesar de se poder extrair da literatura que os PVT são dispositivos muito promissores, vários trabalhos consideram que estes equipamentos necessitam ainda de mais investigação no que concerne, entre outros, ao aumento do seu rendimento e à redução do seu custo [41].

Assim, no âmbito das suas vantagens, limitações e aplicações, nesta revisão da literatura procurar-se-á dar maior ênfase ao *design* dos PVTs, ao seu desempenho, aos materiais usados na sua construção e aos estudos de simulação.

2.3.1. PVT de placa plana

O PVT plano pode ser envidraçado ou não, isto é, pode contemplar ou não, na sua estrutura, uma placa de vidro adicional colocada acima das células fotovoltaicas de

modo a obter uma camada de ar entre estas duas superfícies. A Figura 2.18 ilustra estes dois tipos de PVTs planos mais comuns.

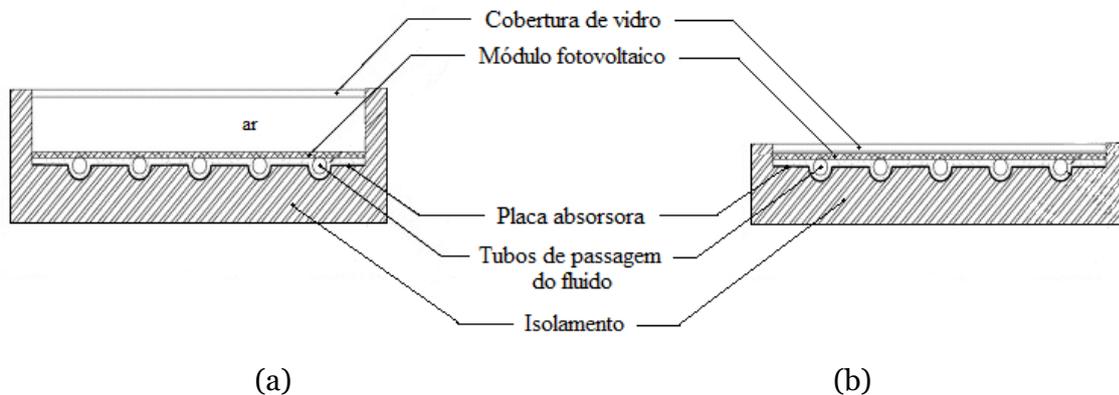


Figura 2.18 - Secção transversal de dois PVTs de placa plana: (a) com vidro adicional; (b) sem vidro adicional.

Tendo por base os coletores PVT típicos, mostrados na Figura 2.18, houve autores que propuseram variações destes equipamentos, aumentando, por exemplo, o número de passagens do fluido de arrefecimento.

Bhargava *et al.* [50] analisaram um sistema híbrido, constituído por uma combinação de um aquecedor de ar, a parte térmica, e um sistema fotovoltaico, devidamente próximos, de modo a formarem um só dispositivo. Para além de analisar a produção simultânea de energia térmica e elétrica, calcularam ainda a variação do rendimento do sistema fotovoltaico relativamente à sua temperatura. A Figura 2.19 esquematiza o PVT analisado pelos referidos autores, onde se visualiza o procedimento do aquecimento do ar, através do arrefecimento das células solares.

Agarwal e Garg [51] apresentaram um estudo teórico de um sistema híbrido solar, cujo objetivo é o da produção simultânea de energia elétrica e água quente. Este estudo concluiu que o rendimento do módulo PV depende da sua temperatura, sendo independente da sua área de conversão, ao contrário do rendimento térmico que depende da referida área.

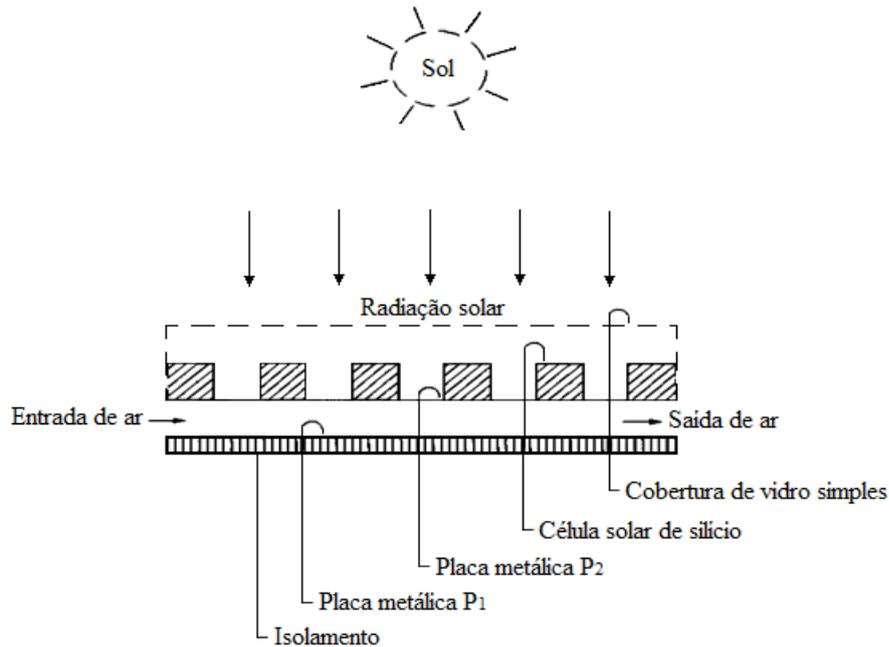


Figura 2.19 - Esquema de um coletor solar PVT (adaptado de [50]).

Zondag *et al.* [52], estudaram alguns tipos de coletores PVT com painel fotovoltaico multicristalino, nomeadamente sem cobertura e com cobertura adicional de vidro, cujo índice de transmissão era de 92%. Verificaram que a utilização do vidro adicional num coletor, aumenta o rendimento térmico, mas reduz o rendimento elétrico, devido às perdas adicionais por reflexão. Realçam que o módulo fotovoltaico poderá ficar à temperatura de 85 °C se for exposto a uma radiação solar de 1000 W/m², o que é um valor elevado e indesejado de temperatura, pois fará descer o rendimento de conversão fotovoltaica e diminuir drasticamente o tempo útil de vida do equipamento.

Jong [53] apresenta numericamente três sistemas diferentes com o mesmo tipo de equipamento PVT, produzindo eletricidade e água quente para uma habitação no primeiro sistema, gerando eletricidade e pré-aquecimento do ar de ventilação no segundo sistema e gerando eletricidade e aquecimento a baixa temperatura para uma habitação no último dos sistemas propostos. O propósito do seu estudo era o cálculo das dimensões ótimas do PVT, nomeadamente a sua área, o tipo de isolamento do tanque de armazenamento e a comparação entre os três sistemas relativamente aos seus rendimentos. Os rendimentos elétrico (entre 2,5 a 6,9%) e térmico (entre 22,1 a 28,2%) nos três casos estudados revelaram valores reduzidos, no entanto referem vantagens, tais como, o elevado potencial de poupança na produção e instalação dos sistemas PVT, assim como, a necessidade de uma menor área de implantação destes,

relativamente aos equipamentos de conversão de energia solar instalados separadamente.

Aste *et al.* [54] projetaram, construíram e testaram um protótipo PVT com aquecimento de ar, tendo-se verificado, para a mesma quantidade de radiação solar, que o rendimento do módulo fotovoltaico é sempre mais reduzido que o do módulo térmico. Verificaram, também, que do aumento da radiação solar resultava um aumento do rendimento destes dois módulos.

Tselepis e Tripanagnostopoulos [55] propuseram para um PVT o ar e a água como fluidos térmicos circuladores para extração do calor das células solares, resultando, assim, numa redução da temperatura do módulo fotovoltaico e conseqüentemente um aproveitamento do calor dissipado. Estes autores calcularam um tempo de amortização dos PVTs de aproximadamente de 10 anos, inferior aos cerca de 25 anos de amortização dos painéis fotovoltaicos, embora superior aos 3 anos de amortização das placas solares térmicas, concluindo, assim, que os sistemas PVT terão grande potencial de aplicação no mercado.

Zondag e Helden [56] sugerem que o PVT possa ser usado para aquecimento de habitações e de águas domésticas e que o seu ganho em energia térmica permite que o rendimento elétrico não seja significativamente afetado, pois, assim, garante que não haja subida da temperatura no módulo PV. Estes autores consideram a escolha do fluido térmico o critério mais importante aquando da seleção dos coletores PVT, sendo os de líquido (água) os que têm melhor desempenho, relativamente aos de ar, devido essencialmente às suas características térmicas. Concluíram, também, que quanto à existência da cobertura adicional de vidro, esta situação corresponde a um desempenho térmico substancialmente melhor, embora a temperatura junto às células seja mais elevada, relativamente aos que não têm cobertura, o que pode fazer diminuir o seu rendimento elétrico. Adicionalmente, referem que a maior parte dos componentes que fazem parte de um sistema PVT são os utilizados nos sistemas convencionais térmico e fotovoltaico.

Tripanagnostopoulos *et al.* [57] propõem dois tipos de coletores PVT cujo fluido térmico é a água, onde um deles tem a mais um vidro adicional na parte frontal do PVT, de modo a criar uma camada de ar. Para o sistema com o vidro adicional, obteve-se menor geração de eletricidade e uma maior produção de energia térmica.

Bakker *et al.* [58] conduziram uma pesquisa sobre materiais, conceção, construção e testes de protótipos de PVTs. Os coletores apresentados no artigo seguem a mesma

tipologia do típico coletor PVT plano, e como conclusão realçam o facto do sistema PVT gerar mais energia por unidade de área do que a combinação separada do painel fotovoltaico e o coletor solar térmico.

Aste *et al.* [59] consideram os PVTs uma solução ótima para a melhoria do desempenho do sistema fotovoltaico. A disponibilidade do calor juntamente com a eletricidade melhora a integração do sistema solar na sua utilização e o efeito “arrefecedor”, devido à circulação de ar ou água no coletor que permite obter energia térmica, contribui para um aumento do rendimento elétrico fotovoltaico. Notaram, ainda, que o desempenho do coletor PVT depende fortemente da configuração deste, nomeadamente, entre outros, da geometria e dos materiais, do fluxo do ar ou da água, das temperaturas de operação e das condições climáticas. Estes autores consideram que o sistema PVT com ar, pode ser a opção mais promissora devido ao baixo custo, melhores desempenhos a baixas temperaturas e melhores possibilidades de integração em construção de edifícios. A Figura 2.20 apresenta o esboço do coletor estudado por Aste *et al.* [59], sendo este projetado, tanto para ser integrado em telhados comuns como em fachadas verticais, podendo, assim, substituir o isolamento, as camadas impermeáveis e a cobertura externa.



Figura 2.20 - Esboço de um coletor PVT (adaptado de [59]).

De acordo com Elswijk *et al.* [60], para além dos PVTs partilharem a vantagem estética dos painéis fotovoltaicos, confirmam, também, que geram mais energia por metro quadrado, em comparação com os sistemas fotovoltaicos e térmicos separados. Os PVTs necessitam de aproximadamente menos 38% de área do que estes últimos com o mesmo rendimento. Quanto ao seu potencial, embora já provado, consideram os autores que poucas experiências práticas foram feitas, necessitando muitos mais trabalhos experimentais para que se melhore a otimização dos equipamentos.

Zondag *et al.* [61] consideram que o campo de pesquisa dos coletores PVT deve ser subdividido em PVT-ar e PVT-líquido, embora considerem outros tipos de sistemas PVT, como o sistema PV instalado nas fachadas dos edifícios para pré-aquecimento de

ar de ventilação e o sistema para a secagem de biomassa. No seu trabalho, os autores debruçaram-se somente no coletor PVT-líquido, classificando-o, também, pelo facto de ter ou não cobertura adicional, e, concluem que é importante prosseguir a pesquisa sobre estes equipamentos para serem comercialmente viáveis.

Elia e Tiberi [62] têm como contributo principal, a constatação dos módulos PV e térmico utilizarem diferentes partes do espectro solar para geração de energia, nomeadamente o PV ser mais sensível ao comprimento de onda do espectro solar visível e o módulo térmico ser mais sensível a comprimentos de onda do infravermelho. A investigação incide sobre um PVT de acordo com o representado na Figura 2.21 e sugerem, ainda, que com a melhoria da tecnologia dos PVTs, associada à otimização da sua produção, estes equipamentos podem vir a ser uma boa solução para o aproveitamento da energia solar.

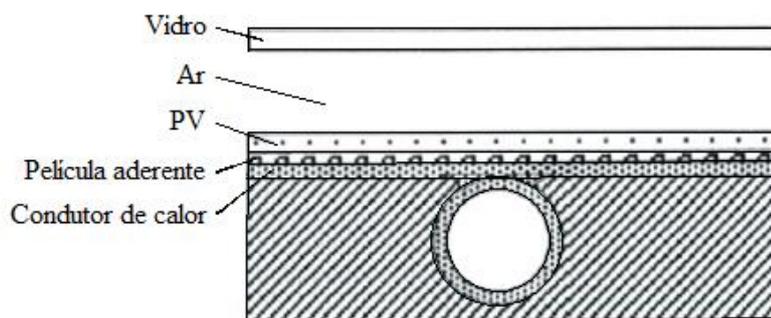


Figura 2.21 - Esquema de um coletor PVT (adaptado de [62]).

Michael *et al.* [63] examinaram algumas variáveis da tecnologia solar PVT do tipo de placa plana. O estudo focou-se nas vantagens, aplicações, limitações, eficiências e as oportunidades de pesquisa destes sistemas.

Hazami *et al.* [64] estudaram a possibilidade da instalação de sistemas PVTs em edifícios na Tunísia. O trabalho experimental foi conduzido no ano de 2014 e foram avaliados os rendimentos elétrico e térmico dos sistemas, tendo-se obtido 15 e 50%, respetivamente.

Moscatiello *et al.* [65] desenvolveram e testaram um sistema de trigeriação com uma máquina de adsorção, baseado em energias renováveis, como a energia solar e o potencial aproveitamento geotérmico da fonte de água quente natural das termas de São Pedro do Sul, Portugal. O aproveitamento solar foi feito por dez coletores PVT ligados elétrica e hidraulicamente entre si, que deveriam gerar energia elétrica e o pré-

aquecimento da água para a máquina de adsorção. Um dos objetivos do estudo era o de maximizar eficiência energética de todos os equipamentos de conversão e permutação de energia, inclusive os PVTs. Para valores de radiação solar de $900\text{W}/\text{m}^2$, valores típicos para o mês de junho, os rendimentos elétrico e térmico dos PVTs foram de 13,5 e 55%, respectivamente.

2.3.2. PVT concentrador

Os coletores concentradores são usados essencialmente para aumentar a quantidade de radiação solar nos módulos fotovoltaicos através de equipamento refletor. No entanto, este aumento da radiação por área de captação, conduz a uma produção substancial de calor nas células fotovoltaicas, o qual, se não for removido, fará com que a elevada temperatura aí verificada tenha como consequência a diminuição drástica do rendimento das células. Para que este tipo de PVT possa ser utilizado, é necessário arrefecê-lo através de meios ativos, nomeadamente com fluido térmico em estado líquido, como é o caso da água.

Um sistema com um PVT concentrador para uso doméstico foi proposto por Yang *et al.* [66], constituído por duas parabólicas de reflexão, uma atrás da outra, como mostra o esquema da Figura 2.22.

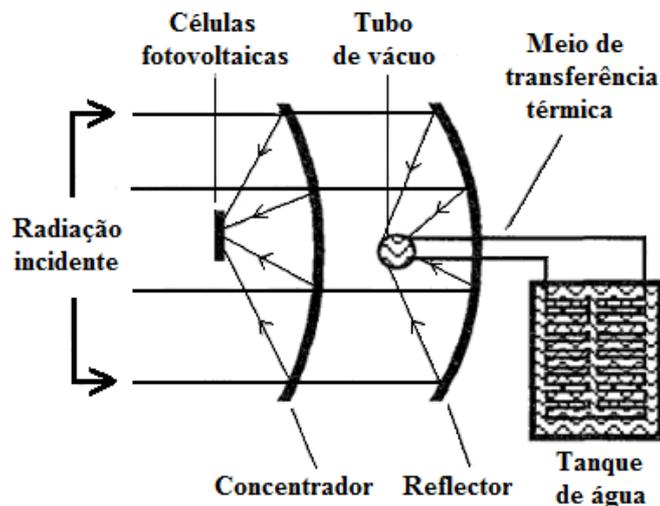


Figura 2.22 - Estrutura esquemática de um sistema PVT concentrador (adaptado de [66]).

Neste sistema, que incluía um dispositivo de seguimento solar unidimensional, a primeira parabólica concentra a radiação solar de pequeno comprimento de onda em células fotovoltaicas para produção de energia elétrica, enquanto que a segunda parabólica recebe a radiação com maior comprimento de onda que, entretanto,

atravessou a primeira parabólica e que depois refletirá para um tubo que tem no seu interior um fluido que é o meio de transferência térmica. Ainda segundo os autores, este sistema revelou-se economicamente competitivo e eficiente relativamente às tradicionais fontes de energia.

Tripanagnostopoulos *et al.* [57] propuseram o uso de refletores num PVT de modo a aumentar a radiação solar nas células. Com este sistema, verificaram um aumento da geração de energia elétrica e térmica, podendo esta ser considerada uma modificação muito eficaz do PVT.

Coventry [43] conduziu uma pesquisa sobre um coletor PVT, que denominou por CHAPS - *Combined Heat and Power Solar*, que consistia numa parabólica que concentrava 37 vezes mais energia solar em células fotovoltaicas do que o normal. Na parte posterior do arranjo fotovoltaico passava um líquido, água juntamente com anticongelante, cuja função era a de recuperar as perdas de calor para a produção de energia térmica, que de outro modo seriam perdidas para o meio ambiente. Este coletor atingiu rendimentos térmicos e elétricos de aproximadamente 58% e 11%, respetivamente.

Smeltink e Blakers [44] instalaram e analisaram equipamento de tecnologia termofotovoltaica, conforme se pode visualizar na Figura 2.23, totalmente integrado num edifício, também denominado de CHAPS, tendo obtido um rendimento térmico e elétrico combinado que excedeu o valor de 60%.



(a)

(b)

Figura 2.23 - PVT concentrador: (a) painéis refletores de radiação solar com recetor; (b) pormenor do recetor [44].

Este equipamento era constituído por painéis altamente refletores (concentradores) de formato curvilíneo que focalizam a radiação solar nas células fotovoltaicas. Neste sistema o calor é removido das células através da passagem de um fluido que escoar na sua parte posterior, sendo este calor aproveitado, como energia térmica, através da passagem por um permutador de calor.

Palaskar e Deshmukh [67], estudaram um sistema PVT concentrador com refletores em alumínio, com um fluxo de água em espiral para arrefecer as células PV. Os ensaios experimentais tiveram lugar em Mumbai, Índia, e do desempenho do sistema obteve-se um rendimento térmico e elétrico de 71,4 e 12,4%, respetivamente.

2.3.3. Desempenho dos PVTs

É importante que um coletor PVT absorva o máximo de radiação que incide sobre si, utilizando para isso não só células fotovoltaicas que tenham um bom desempenho na geração de energia elétrica, como placas térmicas de grande absorção de calor (por exemplo, placas metálicas) e um fluido térmico com elevado calor específico que permita, com elevada eficiência, ser um bom agente de arrefecimento. A água pode ser considerada o tipo de fluido mais comum nos PVTs, devido ao seu preço, à sua disponibilidade e às suas características de arrefecimento [68].

Quando a resistência térmica entre os módulos PV e térmico é elevada, isto implica a existência de uma grande diferença de temperatura, i. e., o gradiente de temperatura é elevado entre estes módulos, levando ao aumento de perdas térmicas e a uma redução do desempenho fotovoltaico.

Nos PVTs, o rendimento térmico aumenta com o coeficiente de transferência de calor, isto é, com a diminuição da resistência térmica, verificando-se maiores valores deste rendimento nos coletores com cobertura adicional de vidro, comparativamente aos coletores sem essa cobertura.

Vandaele *et al.* [69] observaram que a redução de temperatura nas células PV do PVT, provocada pelo seu arrefecimento por parte do fluido térmico, foi superior a 10 °C, o que implicou um aumento de cerca de 5% no rendimento fotovoltaico. Contudo, as variações nas grandezas que caracterizam o funcionamento do PVT dependem de vários parâmetros, como por exemplo, a temperatura do fluido térmico, a quantidade do seu caudal mássico, o número de coberturas e a configuração da placa do módulo térmico, nomeadamente, a sua espessura, o espaço entre a tubagem e o diâmetro dos tubos.

Tripanagnostopoulos *et al.* [70] estudaram PVTs com células PV de tecnologia policristalina e amorfa e os testes experimentais incidiram na avaliação do impacto do tipo de fluido térmico. O estudo confirmou que em todos os casos a água foi o fluido mais adequado na extração do calor, comparativamente ao ar. O rendimento obtido na geração de eletricidade foi relativamente elevado, devido à elevada eficiência térmica da água.

Num coletor PVT sem cobertura de vidro adicional, verifica-se um rendimento elétrico geralmente maior do que com esta cobertura. O reduzido rendimento elétrico verificado no coletor PVT com a cobertura de vidro, deve-se à reflexão verificada no topo do coletor, onde se encontra esta cobertura de vidro, e às temperaturas relativamente altas a que o módulo PV está sujeito. No entanto, a reflexão verificada pode ser reduzida com a aplicação de um vidro que seja muito transparente à radiação solar incidente, de modo que esta chegue em maior quantidade às células PV [71].

Saitoh *et al.* [72] descrevem o comportamento de um PVT, em que o rendimento de conversão elétrica varia de 10 a 13% e o rendimento térmico varia de 40 a 50%, o que confirma a elevada viabilidade da tecnologia híbrida PVT.

Ji *et al.* [73] construíram um PVT plano com grande área de contacto entre o módulo PV e o sistema de circulação de água de arrefecimento e os resultados obtidos para o rendimento elétrico foi de 10,15% e para o rendimento térmico foi de 45%.

Tonui e Tripanagnostopoulos [74] apresentaram um PVT com o arrefecimento das células solares a ar. O estudo concentrou-se em dois métodos de transferência de calor para o ar: através de uma fina folha de metal e do uso de alhetas na parte posterior do módulo PV. Ambos os sistemas indicaram melhor desempenho no arrefecimento das células em relação ao convencional PV.

Daghigh *et al.* [75] tentaram otimizar a eficiência de um sistema PVT integrado num edifício e que usava água como fluido térmico. Foram estudadas dois tipos de células solares, de silício amorfo e monocristalino. Dos resultados dos estudos sobre o PVT com células a-Si, retira-se que os rendimentos elétrico, térmico e global foram cerca de 5, 72 e 77%, respetivamente. Já para o PVT com células de tecnologia monocristalina o rendimento elétrico foi de 11,6%, o rendimento térmico de 51% e o rendimento global cerca de 63%.

Hussain *et al.* [76] descrevem o comportamento de um sistema PVT cujo fluido térmico é o ar. O estudo conclui que o futuro da tecnologia PVT é promissor e consideram que pode tornar-se uma alternativa em edifícios residenciais, industriais e comerciais.

Ibrahim *et al.* [77] investigaram um PVT composto por um módulo PV policristalino e por um módulo térmico com um fluxo do fluido absorvedor em formato espiral. Neste PVT foi utilizada a água como fluido de extração de calor das células. Da análise do seu comportamento concluíram haver uma relação entre os ganhos térmicos e o aumento da radiação solar. O rendimento térmico obtido ficou compreendido entre 55 e 62% e o máximo rendimento elétrico foi de 11,4%.

Alzaabi *et al.* [78] estudaram um sistema PVT arrefecido a água. Os resultados revelaram que a potência elétrica gerada cresceu de 15 para 20%, comparando com um PV individual, e o rendimento térmico do sistema ficou compreendido entre 60 a 70%.

Fudholi, *et al.* [79] determinaram os rendimentos elétrico e térmico de um sistema PVT arrefecido a água e que esteve sujeito a valores da radiação solar entre 500 e 800 W/m². Os resultados mostraram valores máximos de rendimento térmico de 68,4% e de rendimento elétrico de 13,8%.

Palaskar e Deshmukh [67] utilizaram um PVT concentrador, com refletores em alumínio, arrefecido a água e obtiveram para o rendimento térmico e elétrico do sistema valores de 71,4 e 12,4%, respetivamente.

Haddad *et al.* [80] realizaram um estudo experimental num PVT com o objetivo de melhorar o seu comportamento térmico. Para diminuir a temperatura do módulo PV utilizaram a circulação de água no módulo térmico de modo a obter água quente de uso doméstico. O máximo rendimento térmico alcançado foi de 42%. Os autores não se preocuparam com a melhoria da eficiência elétrica, não a tendo mencionado.

Rosa-Clot *et al.* [81] analisaram um sistema PVT, não concentrador, com arrefecimento a água e com células PV de tecnologia de silício cristalino, instalado em duas localidades, nomeadamente em Enna e Pisa, em Itália. Foi também instalado, para além do PVT, um sistema PV com as mesmas características elétricas para comparação. Os rendimentos elétricos dos sistemas PV e PVT foram de 8,77 e 13,19%, respetivamente. O rendimento térmico máximo verificado foi de 62% para o sistema PVT.

Tse *et al.* [82] estudaram as vantagens entre o sistema PVT e o sistema PV. O estudo revelou um potencial elevado da tecnologia PVT, chegando a um rendimento elétrico máximo de 16%. O comportamento térmico não foi referido pelos autores.

Su *et al.* [83] propuseram um PVT com canal duplo usando água e ar. Os resultados indicaram que o PVT com sistema de arrefecimento água-água têm rendimentos elétrico e térmico mais elevados.

Mojumdera *et al.* [84] investigaram um sistema de PVT plano com uma simples passagem de ar. O PVT estava equipado com alhetas retangulares com o objetivo de dissipar o calor. Após a análise do desempenho do sistema, obtiveram rendimentos elétrico e térmico de 13,75 e 56,19%, respetivamente.

Várias pesquisas foram já efetuadas nesta área, mas há ainda alguns detalhes que necessitam de ser mais investigados de modo a permitir um maior desenvolvimento desta tecnologia. Um dos pormenores que aparece como desvantagem é o facto do ar ser o tipo de fluido térmico de arrefecimento das células com a mais reduzida capacidade calorífica (em comparação com a água e com a mistura de água com o anticongelante). Nesta situação e para que haja um maior arrefecimento é necessário haver um maior fluxo de ar.

Já o PVT arrefecido a água é um dos sistemas mais eficientes, que podem ser integrados em edifícios. No entanto, embora haja diversa investigação na área, ainda há alguns aspetos a melhorar, nomeadamente o aumento da eficiência térmica com a adição de nanomateriais na água [85]. Esta situação, embora se preveja ser uma área de investigação crucial para a evolução da tecnologia PVT, até agora ainda não está a ser notoriamente desenvolvida.

2.3.4. Materiais de construção dos PVTs

Os materiais empregues na construção dos equipamentos PVT, devem ser resistentes a altas temperaturas, pois é normal verificarem-se temperaturas no módulo PV do PVT que rondam os 85 °C, em PVTs sem cobertura adicional, e valores muito mais elevados de temperatura em sistemas PVT com cobertura adicional e concentradores, podendo estes valores superarem os 120 °C. Como exemplo de alguns materiais que terão de ser resistentes a altas temperaturas, para que possam ser usados na construção de PVTs, tem-se o silicone de alta resistência à temperatura como material de ligação, os isolamentos térmicos utilizados para diminuição das perdas térmicas e alguns plásticos usados como placas de absorção de calor, como proposto por Sandnes e Rekstad [86].

Nos coletores PVT, pode acontecer que as suas superfícies muito quentes venham a estar em contacto com um fluxo de fluido frio, podendo resultar daqui o denominado “choque térmico interno”. Este fenómeno é, inclusive, um teste normal e padronizado em coletores solares térmicos, que pode causar a formação de vapor e a contração térmica da placa de absorção, podendo levar à degradação do equipamento, nomeadamente à quebra das células fotovoltaicas. Assim, para além dos materiais usados na construção de módulos PVT terem de ser resistentes a altas temperaturas, terão também de suportar o choque térmico sem se degradar.

Na construção de um PVT, Chow [87] propõe que o módulo PV deverá ser colocado sobre o módulo térmico, tendo uma película de EVA e uma camada de absorção de Tedlar a separá-los.

Zondag *et al.* [61] mencionam que, um problema recorrente na literatura sobre coletores PVT, é a resistência térmica entre o módulo PV e a placa térmica. Se esta resistência for demasiada elevada, faz com que a diferença de temperatura entre os dois módulos que compõem o coletor PVT seja elevada, implicando, por isso, o crescimento das perdas térmicas e reduzindo o desempenho do módulo PV. Isto acontece com os coletores PVT com e sem cobertura adicional, embora com este último as perdas térmicas sejam em maior quantidade. A resistência térmica, sobe substancialmente pela existência de ar enclausurado entre os dois componentes (PV e térmico), o que deve ser evitado, pois o ar funcionará, devido à sua estagnação, como um isolante e não como condutor térmico.

2.3.5. Modelização e simulação

Ao modificar o conhecido modelo analítico de Hottel e Willier [88] para coletores térmicos de placa plana, Florschuetz [89] aplicou o seu modelo aos coletores PVT, concluindo que o comportamento destes em termos de transferência de calor pode ser considerado idêntico aos primeiros.

Bergene e Lovvik [90] propuseram um modelo para analisar o desempenho dos coletores PVT baseado na análise da transferência de energia. Este modelo previu que o rendimento global do PVT (soma dos rendimentos térmico e elétrico) estaria entre os 60 a 80%.

Sopian *et al.* [91] analisaram com um modelo em regime permanente, o desempenho de um coletor PVT de ar com passe simples e duplo. Os resultados mostraram que o coletor com duplo passe tem rendimentos superiores comparados com o coletor de passe simples.

Garg e Adhikari [92] simularam o comportamento de coletores PVT de ar, com um só vidro e com duplo vidro, baseando-se na solução analítica da equação diferencial da temperatura do fluido ao longo da direção do fluxo do fluido. Concluíram que o aumento da área coberta por células fotovoltaicas faz aumentar muito os valores do rendimento elétrico, fazendo, no entanto, e ao mesmo tempo, decrescer o rendimento térmico. Isto é devido ao facto do aumento do número de células fazer com que mais energia solar incidente é convertida em energia elétrica, reduzindo assim a fração de energia solar a converter em energia térmica.

Sandnes e Rekstad [86] desenvolveram um modelo analítico para os coletores PVT, modificando o modelo de Hottel e Willier para coletores de placa plana, acrescentando o efeito adicional das células fotovoltaicas. Obtiveram uma boa concordância entre a simulação e os resultados experimentais.

Mojumder *et al.* [84] no estudo efetuado a um sistema PVT arrefecido a ar, obtiveram uma expressão analítica derivada do balanço de energia dos componentes do sistema.

Sopian *et al.* [93] desenvolveram e testaram um coletor PVT de ar com duplo passe, apropriado para aplicações de secagem solar. A análise foi baseada em equações de balanços energéticos em todo o sistema, nomeadamente no vidro de cobertura, nos canais de fluxo do ar, no painel fotovoltaico e na placa traseira. A comparação efetuada entre os resultados experimentais e os simulados demonstra serem concordantes.

Zondag *et al.* [94] desenvolveram modelos numéricos para o comportamento dos coletores PVT, nomeadamente um modelo dinâmico tridimensional (3D) e três modelos não dinâmicos em 3D, 2D e 1D. Concluiu-se do estudo que para o cálculo das curvas de rendimento o modelo mais simples, modelo unidimensional, resulta satisfatoriamente, verificando-se ainda que no cálculo do rendimento o erro por ignorar os efeitos dinâmicos é muito reduzido.

Chow [87] desenvolveu, a partir do modelo dinâmico 3D de Zondag *et al.* [94], um modelo dinâmico baseado numa aproximação de diferenças finitas do volume de controlo para um coletor PVT de vidro simples. O modelo pode apresentar resultados do comportamento dos coletores PVT de hora a hora e também dos rendimentos térmico e elétrico instantâneos.

Járdán *et al.* [95] propuseram um sistema PVT para produção de energia elétrica direta, através do seu módulo PV, e energia térmica de altas temperaturas, que através de um grupo turbina-gerador seria convertida em eletricidade. A análise do sistema

proposto foi efetuada em ambiente computacional Matlab/Simulink e a conclusão deste estudo é que este sistema é tecnicamente possível, embora necessite de mais investigação.

Feng *et al.* [96] utilizaram o software FLUENT com o objetivo de otimizar um sistema PVT no aquecimento quer do ar de circulação de um edifício quer da água de consumo doméstico. Este estudo concluiu que o sistema proposto pode ter bom desempenho no aquecimento do ar interior assim como no aquecimento da água doméstica.

Jahromi *et al.* [97] analisaram um coletor PVT em três cidades no Irão, com níveis de insolação variáveis. Os autores elaboraram um programa de simulação em Matlab e validaram os resultados com um estudo experimental *à priori*. O estudo concluiu que o sistema proposto é economicamente viável.

Al-Nimr e Al-Ammari [98] conduziram um estudo de simulação para um PVT inserido num sistema de destilação, onde foram analisados o impacto de algumas variáveis, como o efeito da radiação solar, da velocidade do vento e da temperatura ambiente. O comportamento do sistema foi avaliado usando um modelo matemático, e os resultados da simulação foram comparados com outros estudos teóricos e experimentais, revelando uma boa concordância.

Starke *et al.* [99] conduziram uma pesquisa sobre dois tipos de sistemas híbridos onde o objetivo principal era a análise económica e a geração de calor. A instalação dos sistemas teve lugar no deserto de Atacama, no Chile, sob severas condições climáticas. Foi usado o programa de simulação de sistemas transitórios (TRNSYS) e, dos resultados obtidos, concluiu-se que mesmo em situações extremas de temperatura os equipamentos híbridos são atrativos.

Capítulo 3

Materiais, Métodos e Modelo

A investigação aqui apresentada foi realizada no CISE | Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos, mais concretamente nas suas instalações GIRS-RES | *Guarda International Research Station on Renewable Energies*, que se encontram localizadas no Instituto Politécnico da Guarda.

Este capítulo descreve os materiais e métodos empregues na investigação. A secção 3.1. descreve o aparato experimental usado, o qual inclui o sistema PVT e a instrumentação de medida. Finalmente, o procedimento experimental e o método numérico utilizado são discutidos nas secções 3.2. e 3.3, respetivamente.

3.1. Instalação experimental

A investigação foi orientada para um coletor PVT, suportado por acessórios e equipamentos de medição de acordo com as necessidades da própria instalação. Neste subcapítulo serão caracterizados os equipamentos e acessórios usados no sistema PVT.

3.1.1. Coletor PVT

O coletor que faz parte do sistema estudado é um PVT de placa plana, sem cobertura adicional, da marca Solimpeks e da série PowerVolt, conforme mostra a Figura 3.1. Aqui se mostra uma vista do coletor PVT na posição normal de operação e sem a instrumentação própria do sistema completo.



Figura 3.1 - Vista do coletor PVT estudado.

A Figura 3.2 mostra parte de um esquema em corte do coletor PVT, com os seus constituintes principais. O módulo PV do PVT tem uma composição semelhante ao painel PV convencional, i. e., visto do exterior para o seu interior, é composto por um vidro antirreflexo com baixa percentagem de ferro, por células solares encapsuladas de ambos os lados por EVA e por uma placa de Tedlar. A tecnologia fotovoltaica inerente ao PVT estudado é de primeira geração, mais concretamente de células de silício monocristalino.

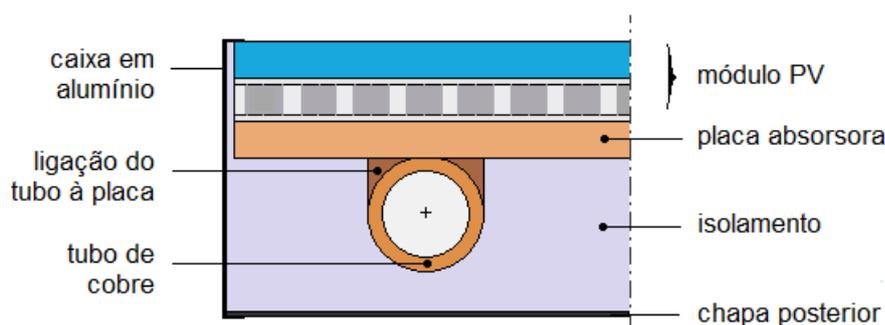


Figura 3.2 - Esquema em corte do coletor PVT estudado.

Após o módulo fotovoltaico, encontra-se o módulo térmico composto por uma placa absorvedora de cobre e tubos, também de cobre, que estão ligados a esta placa, por uma soldadura de cobre, e que transmitem o calor recebido ao fluido térmico que é transportado no seu interior. O isolamento na parte posterior e a caixilharia, para diminuição das perdas térmicas para o ambiente através da condução térmica e para reforçar a rigidez mecânica do PVT, respetivamente, são os restantes constituintes principais do PVT. A caixilharia do PVT é de alumínio e o isolamento é composto por uma camada de lã de rocha, com 25 mm de espessura, sobreposta a uma camada de poliestireno extrudido, de 25 mm de espessura. Daqui resulta que o valor do coeficiente global de transmissão de calor nesta área é cerca de $0,6 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$, o qual está dentro dos valores típicos ($0,3\text{-}0,6 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$) para casos semelhantes [46].

A Figura 3.3 mostra o esquema do coletor PVT em perspetiva e corte (a) e o destaque do módulo térmico (b). Aqui pode ver-se como o PVT está construído com base nos seus elementos constituintes principais, de acordo com o que se referiu atrás.

A Figura 3.4 apresenta as dimensões e algumas características do PVT. Refira-se que o número de células PV é 72 e a área global das células é de $1,6 \text{ m}^2$. O PVT tem dois tubos coletores nos extremos, sendo um de entrada do fluido e outro o de saída, e a ligar a

estes estão 14 tubos de dimensões menores com um formato em harpa que estão ligados, por sua vez, a uma placa de absorção de calor, formando, assim, um permutador de calor. Por estes tubos passará o fluido que receberá o calor do arrefecimento das células PV.

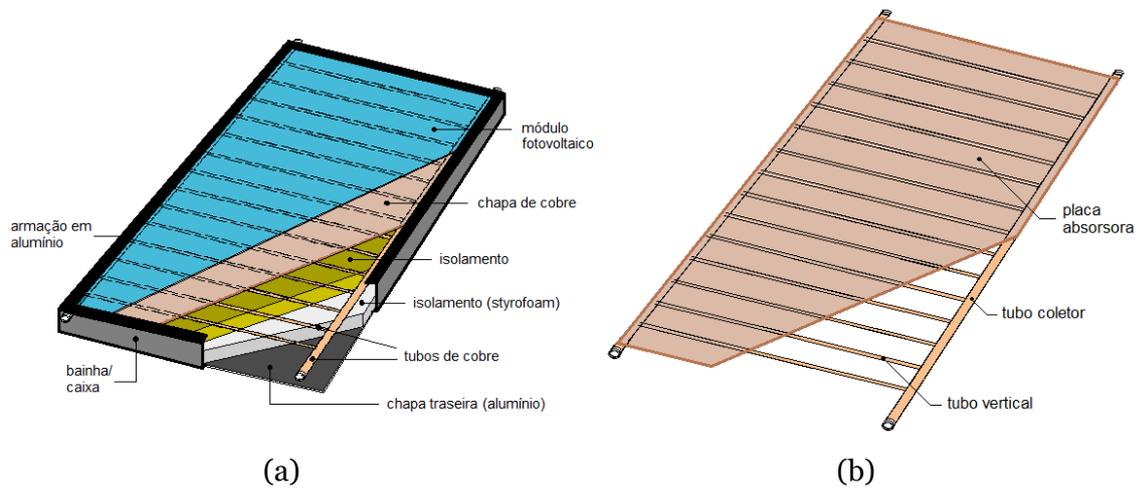


Figura 3.3 - Esquema do coletor PVT estudado: (a) caracterização global em perspectiva e corte; (b) caracterização parcial do módulo térmico.

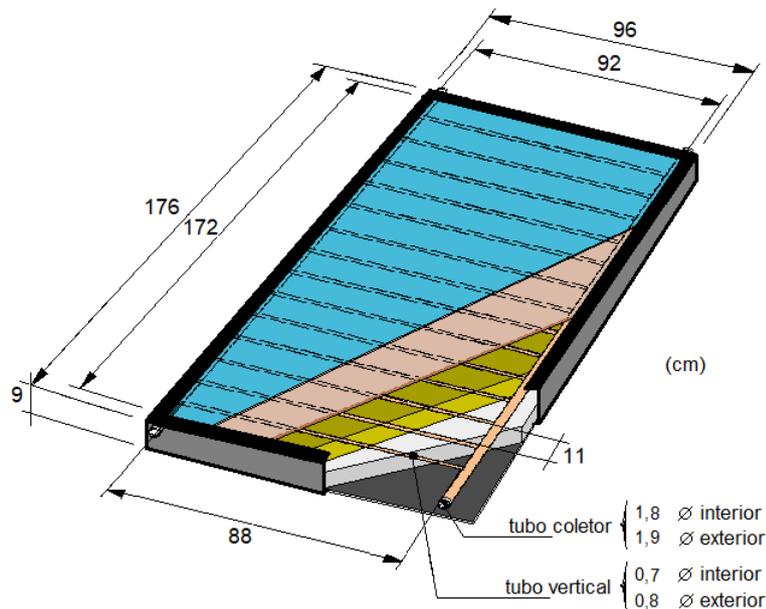


Figura 3.4 - Dimensões do coletor PVT estudado.

No PVT em operação, os tubos que ligam os dois coletores têm de estar na posição vertical, por requisito de construção e conseqüentemente do manual de instalação.

A Tabela 3.1 mostra o resumo das características do PVT de acordo com o que vem descrito no *datasheet*, nomeadamente, os dados elétricos (a potência elétrica nominal, as correntes nominal e de curto-circuito e as tensões nominal e de circuito aberto) e o valor da potência térmica máxima em condições STC. O módulo PV apresenta um rendimento nominal de cerca de 11,9%.

Tabela 3.1 - Características do coletor PVT estudado.

Marca/série	Solimpeks/PowerVolt
Dimensão (mm)	1760 x 960 x 90
Peso sem fluido (kg)	24,4
Cobertura do PV/espessura (mm)	Vidro/3,2
Tecnologia do vidro de cobertura	Temperado, baixa % ferro
Tecnologia da célula PV	Monocristalina
Área de captação PV (m ²)	1,6
Número/formato das células PV	72/quadrado
Potência elétrica máxima (W)	190
Corrente a potência máxima (A)	5,2
Corrente de curto-circuito (A)	5,6
Tensão a potência máxima (V)	36,4
Tensão de circuito aberto (V)	45,2
Placa de permutação de calor	Cobre
Tubos internos	Cobre
Volume do fluido (l)	1,2
Potência térmica máxima (W) ^(*)	629
Pressão teste/operação máx. (bar)	20/10
Temperatura máxima (°C)	110
Garantia do produto (anos)	10
Garantia de produtividade	90% < 10 anos, 80% < 20 anos
Ano de produção	2014

^(*) Para valores da irradiância solar de 1000 W/m² e da velocidade do vento de 0 m/s

De realçar o valor da temperatura máxima de 110 °C em que o PVT poderá operar, para que este não venha a sofrer danos prejudiciais à sua normal operação e longevidade.

3.1.2. Posição do coletor PVT

O coletor PVT foi instalado na cidade da Guarda (GIRS-RES | *Guarda International Research Station on Renewable Energies*), numa estrutura de suporte de alumínio, orientado para o Sul [100] e sem sombreamentos.

A irradiância solar numa superfície é sempre maior se a sua área se estender perpendicularmente em relação aos raios solares, do que se estiver noutra inclinação. O

azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, conseqüentemente o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na superfície de aproveitamento da energia solar. Assim, a orientação da instalação solar tem por resultado diferentes valores de irradiância solar.

No local onde decorreram os testes, cuja latitude é de $\Phi = 40,5425^\circ$ ($40^\circ 32' 33''$ N), a estrutura de suporte permite o ajuste do ângulo de inclinação do PVT, tendo esta inclinação um ângulo de valor médio anual de $\beta = 35^\circ$ [100] relativamente ao solo, que foi a inclinação utilizada em todos os testes realizados.

3.1.3. Circuito térmico

O fluido de transferência térmica, também denominado de fluido térmico, é aquele que circula no interior dos tubos. Estes tubos que estão ligados à placa absorvedora, que por sua vez está em contacto físico com a parte posterior das células solares, transferem a energia térmica absorvida desta placa para o fluido térmico, que transmitirá essa energia ao restante sistema.

A necessidade de testar o fluido térmico a diferentes valores de temperatura, quer à entrada quer à saída do PVT, requer a existência de diversos acessórios e equipamentos no sistema. A Figura 3.5 mostra o esquema do circuito térmico do sistema PVT, que é fechado e que funciona por circulação forçada.

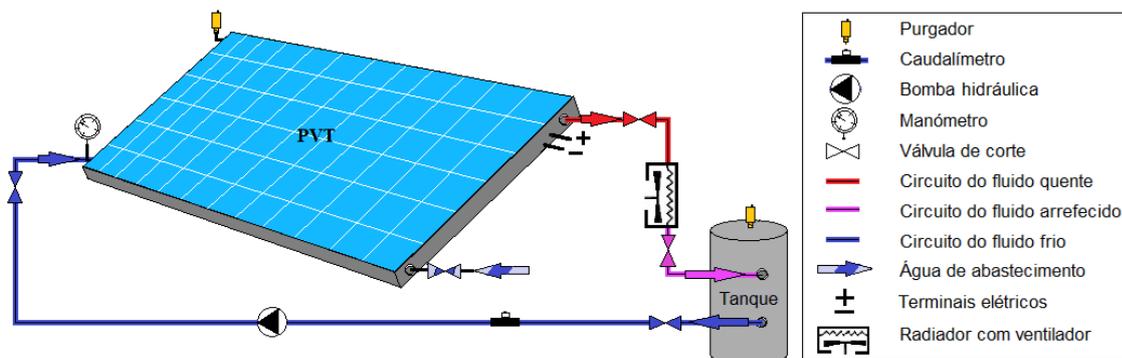


Figura 3.5 - Circuito do fluido térmico no sistema PVT estudado.

Este circuito, também denominado por circuito hidráulico, tem um fluido de transferência de calor constituído maioritariamente por água (80%) numa mistura com glicol (20%), sendo este último simultaneamente um líquido térmico anticongelante e anticorrosivo [101] de aplicação em coletores térmicos. Assim, esta mistura é anticorrosiva, para proteção dos componentes da instalação, e tem um ponto de congelamento mais baixo do que o da água, situando-se em -8°C , de acordo com a

percentagem de glicol atrás referida. Realce-se que o fluido térmico apresenta um nível de mistura que é função da localização da instalação e conseqüentemente está relacionado com o valor mínimo da temperatura ambiente previsto para essa zona de instalação.

Na Figura 3.5 o troço do circuito do fluido quente (a vermelho) tem o seu início na saída do PVT e termina num sistema de radiador com ventilação, conforme se pode ver na Figura 3.6. Este sistema de radiador-convetor foi incorporado nesta parte do circuito para servir de permutador de calor entre o fluido térmico e a envolvente ambiental, servindo essencialmente para arrefecer o fluido e, assim, simular a sua utilização. Este sistema de permutação de calor é do tipo tubular com alhetas, de *design* compacto, e possui uma capacidade de troca de calor máxima de 650 W.

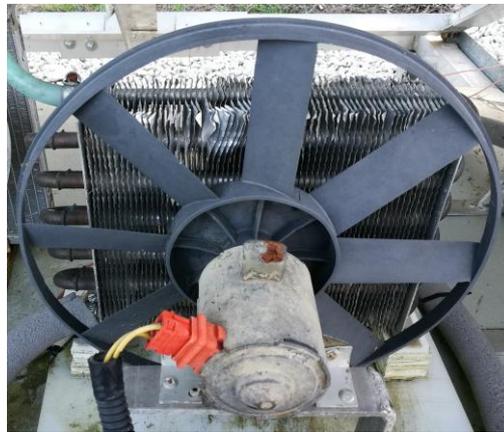


Figura 3.6 - Sistema radiador-convetor para simulação da utilização do fluido térmico.

Após passar pelo sistema radiador-convetor, o fluido é direcionado para o tanque. O tanque servirá para reter o fluido e ao mesmo tempo para baixar a sua temperatura, estabilizando-a, para que depois possa ser encaminhado novamente para o PVT.

A Figura 3.7 mostra a fotografia do tanque, onde é possível visualizarem-se as válvulas de corte de entrada e de saída do fluido e ainda o purgador. Este tanque, que é de aço inoxidável e tem uma capacidade de armazenamento de 10 litros de fluido térmico, serve também para assegurar que o circuito hidráulico tenha sempre fluido, mesmo que eventualmente haja alguma fuga no sistema, garantindo, assim, o bom funcionamento da bomba hidráulica e a aquisição dos dados experimentais desejáveis.



Figura 3.7 - Tanque do fluido térmico do sistema PVT estudado.

O fluido térmico, já com uma temperatura mais reduzida, volta ao PVT impulsionado por uma bomba hidráulica (troço azul do circuito). Esta bomba, do tipo centrífuga e representada na Figura 3.8, assegura a circulação do fluido térmico no sistema e ajusta o caudal mássico de acordo com as necessidades do teste.

As características desta bomba, de marca Flojet, são as seguintes: potência de entrada 54 W, caudal máximo 0,4 l/s, pressão máxima de operação 1,4 bar e temperatura do fluido máxima 85 °C. A bomba encontra-se instalada numa caixa que lhe confere proteção mecânica e às intempéries.



Figura 3.8 - Bomba do sistema PVT estudado.

O caudalímetro encontra-se no troço do circuito do fluido mais frio, e tem como objetivo medir o caudal mássico do sistema PVT. Este medidor de caudal, o qual pode ver-se na Figura 3.9, é da marca TurboFlow, é de turbina, funciona numa gama de temperatura entre -20 °C e 100 °C, suporta uma pressão de funcionamento até 4 bar e tem uma precisão de leitura de mais ou menos 3%.



Figura 3.9 - Caudalímetro do sistema PVT estudado.

No troço do circuito frio, à entrada do PVT, encontra-se um manómetro com o objetivo de medir a pressão do fluido térmico e assim poder visualizar a pressão do sistema. A Figura 3.10 mostra o manómetro usado no sistema PVT, em pormenor (a) e na instalação (b). Neste manómetro pode ler-se a pressão do fluido no circuito fechado, em bar.

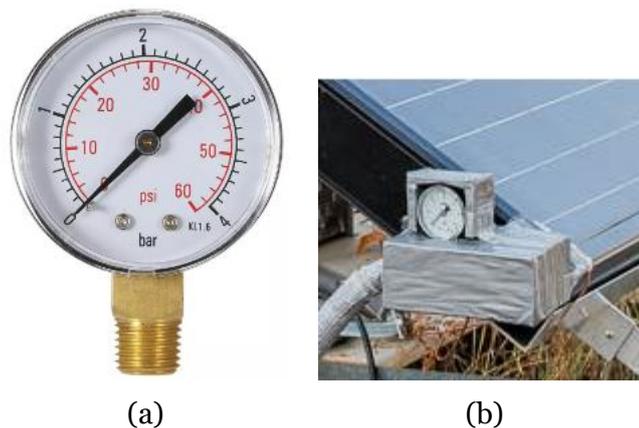


Figura 3.10 - Manómetro do sistema PVT estudado: (a) em pormenor; (b) na instalação.

A pressão no sistema PVT foi sempre mantida a 1 bar. Ao não ultrapassar este valor, assegurava-se a segurança do circuito térmico e dos seus acessórios.

No ponto mais alto do sistema, que é a parte superior do PVT, e no tanque, estão instalados purgadores de ar com o intuito de retirar todo o ar que exista no circuito hidráulico, desde o seu enchimento até à sua normal operação, após o aquecimento do fluido. A Figura 3.11 mostra o tipo de purgador utilizado, em pormenor (a), instalado no PVT (b) e instalado no tanque (c).

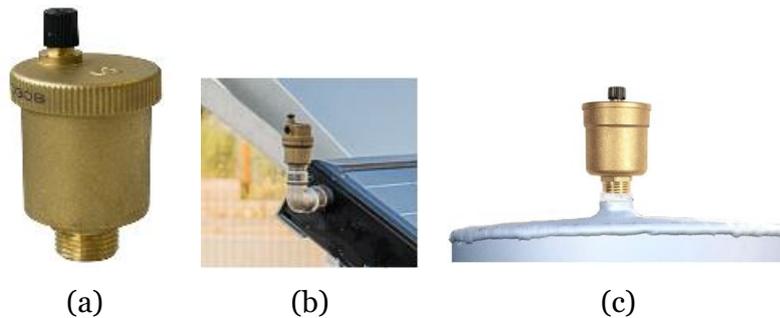


Figura 3.11 - Purgador do sistema PVT estudado: (a) em pormenor; (b) no PVT; (c) no tanque.

Durante a operação, é necessário fechar a válvula do purgador para que não exista o risco de perda de fluido térmico por evaporação, principalmente em situação de temperaturas elevadas.

Finalmente, o PVT tem uma ligação à água de abastecimento da rede, para o caso de haver uma necessidade de repor água no sistema PVT, por fuga ou por diminuição de pressão. A Figura 3.12 apresenta a ligação à rede de água.



Figura 3.12 - Ligação do PVT à rede do fluido térmico.

3.1.4. Circuito elétrico

Para se poder ensaiar a carga elétrica do PVT, este está ligado a uma resistência com um valor correspondente à relação U/I da potência máxima STC, ou seja 7 Ohms, conforme se apresenta na Figura 3.13.

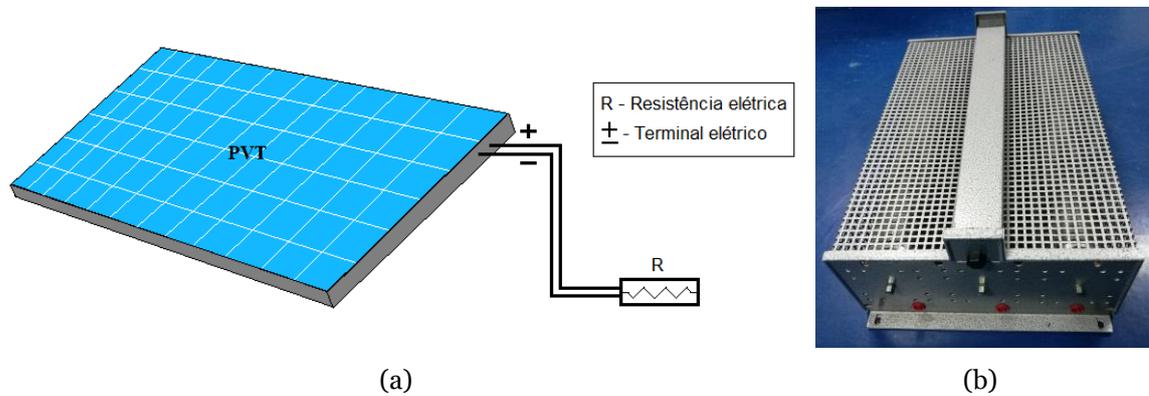


Figura 3.13 - Ligação elétrica do PVT estudado: (a) esquema de pormenor; (b) resistência elétrica.

3.1.5. Instrumentação

Para além da bomba e do caudalímetro já referidos anteriormente (secção 3.1.3.), de seguida referenciar-se-á a restante instrumentação que faz parte do sistema PVT estudado.

As medições da radiação solar foram realizadas por um piranómetro de marca KIPP & ZONEN, modelo CMP3, o qual foi instalado junto ao PVT. A Figura 3.14 mostra o piranómetro em pormenor (a) e o mesmo inserido na instalação (b).



Figura 3.14 - Piranómetro CMP3: (a) em pormenor; (b) na instalação.

Este equipamento está direcionado a Sul e tem um ângulo de inclinação relativamente ao solo ($\beta = 35^\circ$) igual ao do PVT, para assegurar, durante o teste, que recebe a mesma intensidade de radiação que o PVT.

Este piranómetro tem as seguintes especificações técnicas: gama de medida de irradiância solar global até 2000 W/m^2 , no intervalo espectral de 300 a 2800 nm, com um tempo de resposta inferior a 18 segundos e num intervalo de temperatura de operação que vai de -40 a 80°C . O sensor deste equipamento tem um campo de visão de 180° e o seu erro de precisão máximo é inferior a 2%. A saída do sinal é em tensão, com uma sensibilidade de $14 \mu\text{V}/(\text{W/m}^2)$. Como referência, utilizou-se um outro piranómetro calibrado de fábrica.

Para completar a aquisição de dados meteorológicos da área envolvente do sistema PVT, foi instalado um grupo de equipamentos (marca Thies) composto por um anemómetro de conchas para medição da velocidade do vento, por um cata-vento, para indicação da direção do vento e por um sensor de temperatura, para a medição da temperatura ambiente. A Figura 3.15 apresenta estes equipamentos, que estão instalados próximo do PVT. O anemómetro tem as seguintes especificações: intervalo de medição de 0,2 m/s a 40 m/s, erro de precisão de leitura de 1% e uma resolução de mais ou menos 0,1 m/s. O sensor de temperatura tem um intervalo de medição de -30 a 60°C e o cata-vento tem um sistema de medida por potenciómetro com um *output* de 0 a 1 k Ω . O intervalo da temperatura de operação deste grupo de sensores é de -30 a 60°C .



Figura 3.15 - Grupo anemómetro, cata-vento e sensor de temperatura.

Para uma caracterização térmica do PVT instalado, posicionaram-se vários sensores de temperatura ao longo do sistema. Os sensores de temperatura utilizados neste sistema

são termoresistências do tipo PT100, como, por exemplo, se pode observar em [102]. A Figura 3.16 apresenta a colocação destes sensores no PVT estudado.

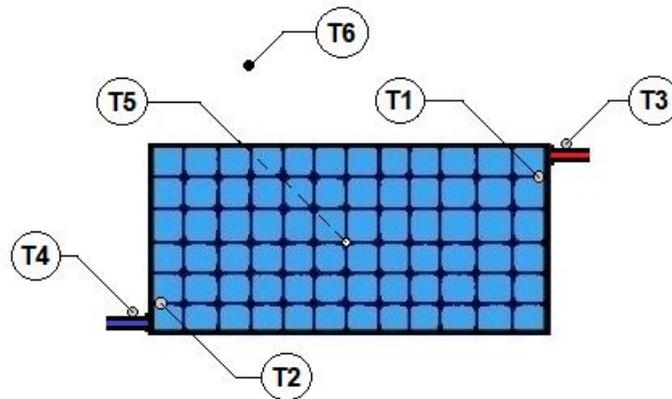


Figura 3.16 - Locais de instalação das termoresistências no PVT estudado.

Para a medição da temperatura do módulo PV, na face anterior do PVT, foram colocados duas termoresistências PT100, T1 e T2, estando a primeira destas numa posição mais elevada e a segunda numa posição mais baixa, de modo a não sofrerem influência do fluido de saída (em cima) e do fluido de entrada (em baixo) do PVT, respetivamente. As leituras destes sensores dão uma informação sobre a temperatura média do PVT.

Para a medição das temperaturas do fluido térmico à saída e à entrada do coletor, foram instalados dois sensores nos pontos T3 e T4 da Figura 3.6, respetivamente.

Foi ainda colocada, na parte posterior do PVT, num local centralizado, T5, uma outra termoresistência PT100, para se conhecer o valor da temperatura neste local. Verificou-se que não era necessário instalar mais do que este sensor, pois a superfície posterior do PVT tem uma distribuição de temperatura mais homogénea.

Para a medição de temperatura ambiente, foi usado o sensor de temperatura, T6, localizado no grupo de equipamentos onde se encontra o anemómetro e o cata-vento.

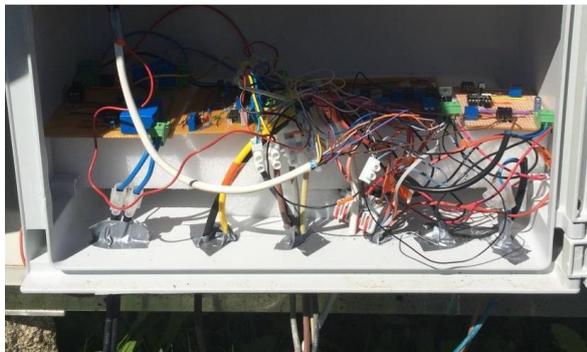
A leitura da tensão e corrente elétrica do PVT é feita através de sensores de efeito Hall.

Todas as tensões dos sinais oriundos dos sensores são amplificadas para 5 V, correspondendo a valores máximos definidos para cada variável (p. ex. 1200 W/m² no caso da radiação solar).

3.1.6. Aquisição de dados

Com o objetivo de controlar e monitorizar o comportamento do sistema PVT, fez-se a aquisição de dados durante cada um dos testes, nomeadamente os valores da irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, temperatura da face anterior e posterior do PVT, temperatura do fluido à entrada e à saída do PVT, caudal mássico do fluido térmico, corrente e tensão do módulo fotovoltaico.

A Figura 3.17 mostra o armário onde se encontra toda a instrumentação e sensores ligados (a) e um microcontrolador Arduíno (b) para o envio destes valores, para que possam ser rececionados e posteriormente tratados. Na Figura 3.17 (a) existem várias placas PCB, associadas às diferentes variáveis medidas.



(a)



(b)

Figura 3.17 - Caixa de ligações: (a) sinais dos parâmetros a monitorizar e controlar; (b) Arduíno para o envio dos valores medidos.

A Figura 3.18 mostra o esquema do controlo e da monitorização de todos os valores medidos, apresentando especificamente as partes com os sistemas térmico e elétrico.

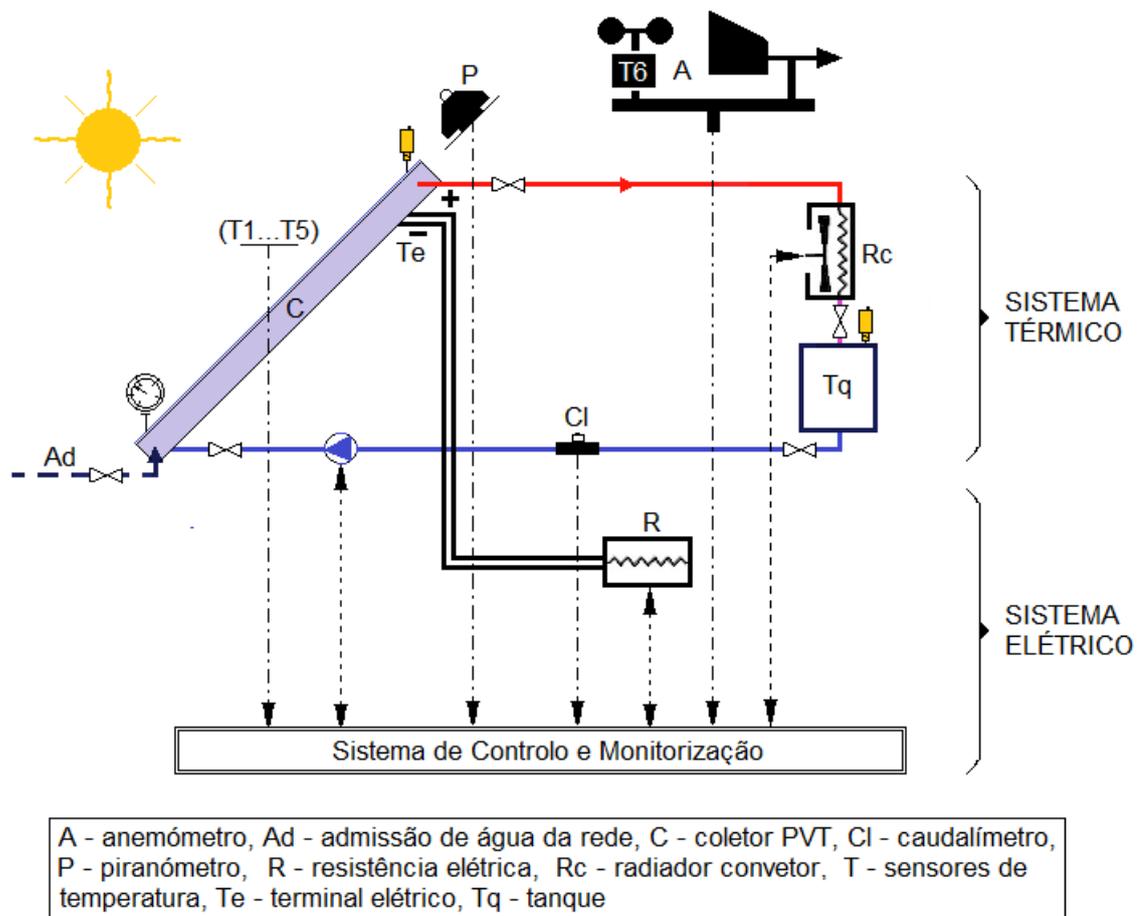


Figura 3.18 - Esquema do controle e monitorização do sistema PVT estudado.

3.2. Procedimento experimental

Os testes foram realizados nos períodos do dia em que a irradiância solar era significativa, nomeadamente entre as 08:30 e as 18:30.

Os valores dos parâmetros obtidos em teste foram adquiridos a cada segundo, com o objetivo de verificar a sua variação no tempo, mesmo para parâmetros que à partida não necessitariam de um intervalo de tempo de aquisição tão reduzido, como é o caso das temperaturas.

3.3. Modelo matemático

A compreensão do comportamento que está associado a qualquer sistema dinâmico faz uso de modelos matemáticos que podem ou não atingir graus de elevada complexidade, dependendo estes do nível de simplificação que se possa e deva implementar. Embora já existam ferramentas computacionais extremamente poderosas que permitem modelizar detalhadamente um sistema, ainda se procura um certo grau de

simplificação de modo a acelerar os cálculos e tornar mais fácil a sua análise, em detrimento de uma maior precisão dos mesmos.

Neste subcapítulo, é apresentado o modelo matemático usado para a simulação do desempenho do coletor solar híbrido PVT, na sua parte térmica, elétrica e na combinação destas. Este modelo é uma ferramenta útil para a determinação do rendimento do PVT sob condições de operação distintas. O modelo tem em conta, na sua parte térmica, os mecanismos de transferência de calor entre os componentes do PVT e a sua envolvente, sendo que os mecanismos de transferência de calor são adaptados à geometria particular do PVT usado, assumindo-se uma distribuição uniforme do fluido térmico no interior dos tubos do coletor. Na sua parte elétrica, o modelo incorpora uma fonte de corrente e a carga resistiva. Complementarmente, serão calculados o calor útil e a potência elétrica, de modo a obter o rendimento do PVT. O modelo matemático será depois validado pelo nível de concordância com os resultados experimentais obtidos.

A análise da modelização do sistema PVT é feita com o objetivo da sua simulação em ambiente Matlab/Simulink. Este programa possui um vasto leque de ferramentas que torna possível a simulação não só do coletor PVT, mas também do sistema em que ele está inserido.

3.3.1. Modelação termoelétrica

O objetivo da análise do coletor PVT é o de estabelecer balanços de energia em cada um dos seus componentes, estudando principalmente os fluxos de energia correspondentes aos mecanismos de transferência de calor e da conversão fotovoltaica de energia.

Num sistema híbrido, como é o caso do PVT, a temperatura é um parâmetro que tem um grau de importância elevado, sendo que, por um lado é importante o aquecimento do fluido uma vez que por esta razão se obtém a energia térmica, por outro lado, as células solares ao atingirem uma temperatura elevada têm um decréscimo do seu rendimento.

A análise térmica será realizada em regime dinâmico, devido ao processo de aquecimento/arrefecimento de um corpo, que se verifica até que uma condição de equilíbrio seja estabelecida. Esta condição de equilíbrio é o estado de regime permanente onde os fluxos de calor se consideram constantes e as temperaturas não variam com o tempo, ao contrário do regime transitório em que a análise tem de ter em consideração a variação da energia interna do corpo relativamente ao tempo. Note-se

que num PVT os fenômenos térmicos e elétricos têm escalas temporais muito distintas, podendo os segundos ser considerados instantâneos face aos primeiros.

As principais trocas de calor, que se traduzem em ganhos ou em perdas de calor de cada componente do coletor PVT, são devidas à ação combinada dos fenômenos básicos de transferência de calor havendo alguns fenômenos térmicos resultantes das não idealidades dos fenômenos elétricos associados a efeitos resistivos.

De seguida, definir-se-á sucintamente, os mecanismos dos três tipos de transferência de calor envolvidos no PVT, em que cada um é considerado dentro da sua própria perspectiva, assim como o efeito fotovoltaico ligado à produção de energia elétrica.

3.3.2. Transferência de calor

Os fenômenos térmicos que ocorrem num PVT resultam da ação combinada dos três fenômenos básicos de transferência de calor, condução, convecção e radiação, pelo que é importante a sua distinção para a correta aplicação ao sistema PVT.

3.3.2.1. Condução

Se existir um gradiente de temperatura entre dois pontos de um corpo, ocorrerá uma transferência de energia sob a forma de calor entre o ponto de maior valor de temperatura para o de menor valor de temperatura. Esta energia é transferida por condução, o modo de transferência de calor essencialmente verificado nos sólidos, e é regida pela lei de Fourier da condução de calor que a seguir se apresenta:

$$q_{\text{cond}} = -k A \frac{dT}{dx} \quad (3.1)$$

onde, q_{cond} é o fluxo de transferência de calor por condução normal à secção de passagem (em [W]), k é a condutibilidade térmica do material (em [W/m °C]), A é a área de transferência de calor transversal à direção de passagem do calor (em [m²]) e dT/dx é o gradiente de temperatura na direção do fluxo de calor, (em [°C/m]). Esta equação é aplicada na situação da troca de calor por condução, segundo uma determinada direção, através dum meio homogêneo. Refira-se que o sinal negativo é inserido na equação de acordo com o segundo princípio da termodinâmica, em que a transmissão de calor deve ter o sentido da temperatura decrescente e que, em geral, a condutibilidade térmica de um material apresenta uma dependência relativamente à temperatura.

No caso da transferência de calor por condução, em condições de regime permanente, através de uma parede plana homogênea com temperaturas T_{p1} e T_{p2} em ambas as faces, e fazendo a analogia elétrica com a lei de Ohm, a equação anterior pode ser apresentada da seguinte forma:

$$q_{\text{cond}} = - \frac{(T_{p2} - T_{p1})}{R_{\text{cond}}} \quad (3.2)$$

em que o termo R_{cond} se designa por resistência térmica da parede, sendo expresso por:

$$R_{\text{cond}} = \frac{x_2 - x_1}{k A} = \frac{\Delta x}{k A} \quad (3.3)$$

2.3.2.2. Convecção

A transmissão de calor por convecção é o processo pelo qual o calor é transferido de um ponto para outro de um fluido em que exista um gradiente de temperatura, ou entre um fluido e um sólido em que a superfície deste em contacto com o fluido esteja a temperatura diferente. A deslocação do fluido, que permite a transmissão de calor pelo mecanismo da convecção, revela uma velocidade de escoamento que pode ser devida à diferença de massa específica do próprio fluido, provocada pelas diferenças de temperaturas, ou por diferenças de pressão criadas por fonte externa de movimentação do fluido. Na primeira situação está-se perante a convecção natural, enquanto a segunda corresponde à convecção forçada, onde se verificam maiores valores de velocidade de escoamento em comparação com a primeira.

A transferência de calor por ação convectiva é expressa usualmente através da lei de Newton do arrefecimento, traduzida pela seguinte expressão:

$$q_{\text{conv}} = h_c A_c (T_p - T_\infty) \quad (3.4)$$

onde, q_{conv} é o fluxo de transferência de calor por convecção (em [W]), h_c é o coeficiente médio de transmissão de calor por convecção (em [W/m²°C]), A_c é a área superficial de contacto fluido-sólido (em [m²]), T_p é a temperatura da parede do sólido (em [°C]) e T_∞ é a temperatura do fluido distante da superfície do sólido (em [°C]). O coeficiente de transmissão de calor por convecção, na generalidade dos sistemas, é obtido por cálculo analítico, embora em situações complexas a sua determinação seja experimental. A transferência de calor por convecção depende da viscosidade do fluido, para além das

suas propriedades térmicas como são a condutibilidade térmica, o calor específico e a massa específica.

A resistência térmica convectiva, R_{conv} , associada a este modo de transferência de calor tem a seguinte forma:

$$R_{\text{conv}} = \frac{1}{h_c A} \quad (3.5)$$

Esta resistência térmica convectiva é influenciada pelas propriedades do fluido, pela geometria do problema e pelo regime do escoamento do fluido, ou seja, se o escoamento é laminar ou turbulento.

3.3.2.3. Radiação

Para além da transferência de energia através de um meio natural, como acontece com os mecanismos de transferência de calor por condução e convecção, o calor pode também ser transferido no vácuo através do mecanismo da radiação eletromagnética, que se propaga devido a uma diferença de temperatura, obtendo-se, assim, a denominada radiação térmica. Assim, a transferência de calor por radiação pode dar-se em meio sólido, líquido e gasoso, sendo o único mecanismo de calor que pode ocorrer no vácuo.

A transferência de calor por radiação entre um corpo pequeno (superfície 1) no interior de um ambiente grande (superfície 2) é definida pela lei de Stefan-Boltzmann, da seguinte forma:

$$q_{\text{rad}} = \sigma A_1 \epsilon_1 (T_2^4 - T_1^4) \quad (3.6)$$

onde, q_{rad} é o fluxo de transferência de calor por radiação (em [W]), σ é a constante de Stefan-Boltzmann (em [W/m²K⁴]), que no Sistema Internacional de Unidades (SI) tem o valor de $\sigma=5,669 \times 10^{-8}$ W/m²K⁴, A_1 é a área do corpo 1 (em [m²]), ϵ_1 é a emissividade do corpo 1 (adimensional [-]), T_1 é a temperatura de superfície do corpo 1 (em [K]) e T_2 é a temperatura da envolvente (em [K]). Refira-se que a emissividade de uma substância varia com o comprimento de onda, a temperatura e as condições da superfície, tais como rugosidade, oxidação, acabamento e limpeza.

A radiação térmica é a radiação eletromagnética emitida por um corpo em função da sua temperatura, sendo um de muitos tipos existentes de radiação eletromagnética,

como já se viu anteriormente. Seja qual for o tipo de radiação, a sua velocidade de propagação no vácuo é igual à velocidade da luz, ou seja, 3×10^{10} cm/s.

A energia radiante quando incide numa superfície de um material é fracionada em três componentes radiativas: a refletida, a absorvida e a transmitida. A componente associada à reflexão é devida ao retorno de uma parte da radiação incidente, enquanto que a componente absorvida é acumulada pelas moléculas do corpo, que provoca variação de temperatura, e a componente transmitida ocorre em corpos considerados transparentes à radiação.

Sendo a refletividade, ρ , a razão entre a radiação refletida e a radiação incidente na superfície, a absorvidade, α , a razão entre a radiação absorvida e a radiação incidente na superfície e a transmissividade, τ , a razão entre a radiação transmitida e a radiação incidente na superfície, o fracionamento da radiação é traduzida pela seguinte igualdade:

$$\rho + \alpha + \tau = 1 \quad (3.7)$$

Relativamente à transmissividade, refira-se, como exemplo, que um vidro comum é considerado transparente porque transmite muito bem para comprimentos de onda menores do que $2 \mu\text{m}$, transmitindo, assim, a maior parte da energia solar incidente, sendo considerado um material opaco para radiações com comprimentos de onda superiores a $3 \mu\text{m}$. Realce-se que alguns corpos sólidos não transmitem radiação térmica, verificando-se, para alguns casos aplicados, que a transmissividade pode ser considerada nula. Nestes casos só se considerará a refletividade e a absorvidade.

Em muitos casos práticos a transferência de calor por radiação está relacionada com problemas de convecção. Como um dos objetivos deste estudo é a análise do calor total transferido, por radiação e convecção, é prático considerar estes dois processos de transmissão de calor numa mesma base, sendo conveniente definir, então, um coeficiente de transferência de calor por radiação h_r sob uma forma semelhante ao que foi definido no coeficiente de transferência de calor por convecção, obtendo-se:

$$q_{\text{rad}} = h_r A_1 (T_1 - T_2) \quad (3.8)$$

onde os valores T_1 e T_2 são as temperaturas de dois corpos que trocam calor entre si por radiação. A diferença destas duas temperaturas, ou seja, o gradiente de temperatura, tem de ser positivo, de modo que o fluxo de calor transferido tenha o sentido previsto.

Assim, o cálculo do calor total transferido, por convecção e radiação, poderá ser na forma:

$$q = (h_c + h_r) A_1 (T_p - T_\infty) \quad (3.9)$$

admitindo que a segunda superfície de troca de calor esteja à mesma temperatura do fluido.

Para planos paralelos infinitos 1 e 2 (na prática para planos paralelos considerados de grandes dimensões, como é o caso de coletores de placas planas, face à distância entre eles), com emissividades ϵ_1 e ϵ_2 e com áreas A_1 e A_2 de iguais dimensões, respetivamente, e considerando que toda a radiação que deixa um plano atinge o outro, o fluxo de calor de radiação por unidade de área pode ser descrito do seguinte modo:

$$\frac{q_{\text{rad}}}{A_1} = \frac{\sigma (T_2^4 - T_1^4)}{1/\epsilon_1 + (A_1/A_2)((1/\epsilon_2) - 1)} = h_r (T_2 - T_1) \quad (3.10)$$

em que o valor do coeficiente h_r pode ser determinado por:

$$h_r = \frac{\sigma (T_1^2 + T_2^2)(T_1 + T_2)}{1/\epsilon_1 + (A_1/A_2)(1/\epsilon_2 - 1)} \quad (3.11)$$

Constata-se que o coeficiente de transferência de calor por radiação, mais do que os outros parâmetros, depende significativamente da temperatura.

Como nos casos de transmissão de calor por condução e convecção referidos anteriormente, e considerando A_r a área de captação da irradiância solar, pode-se estabelecer uma resistência à transmissão de calor por radiação:

$$R_{\text{rad}} = \frac{1}{h_r A_r} \quad (3.12)$$

3.3.3. Balanços de energia térmica do PVT

Tendo em conta a análise a efetuar aos diversos fluxos de energia térmica que existem no coletor PVT, aquando do seu funcionamento, mostra-se, na Figura 3.19, parte da secção transversal deste coletor, que representa o volume de controlo usado para a formulação teórica do modelo PVT. A Figura 3.19 pretende representar os principais

componentes que podem incorporar um PVT, os quais são representados pelas letras que estarão em uso no modelo elaborado. O coletor PVT é representado, assim, por seis nós, onde se fará individualmente, em termos matemáticos, o balanço energético. Assim, a Figura 3.19 indica uma cobertura de vidro (*g*, do inglês *glass*) sobre uma placa de células fotovoltaicas (*c*, do inglês *cell*), estando esta última, por sua vez, em contacto com o módulo térmico constituído pela placa plana térmica (*th*, do inglês *thermal*) e pelo tubo, representativo dos vários tubos existentes no PVT, com ligação a esta placa (representado pelo ponto *t*). Entre o vidro e a placa PV, e entre esta e a placa térmica, existem películas adesivas (películas de EVA e de Tedlar) de pequena espessura. A placa plana absorvedora de calor, tem ligados a si tubos por onde passa o fluido térmico (*w*, do inglês *water*). As partes laterais e traseira do coletor PVT estão isolados termicamente (*isol*, do inglês *isolation*) de modo a evitar perdas significativas de calor por estas zonas.

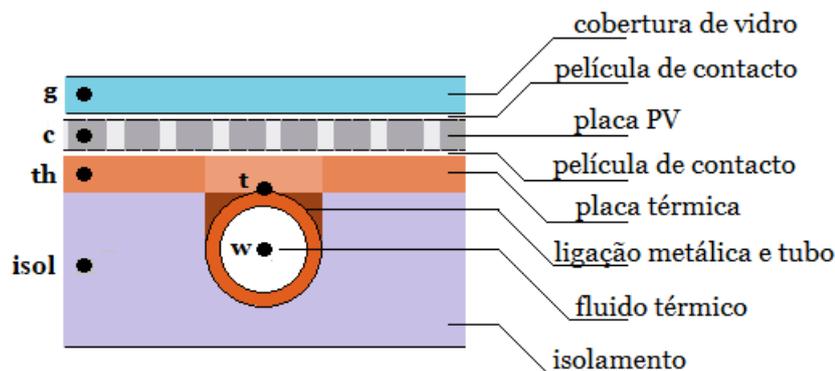


Figura 3.19 – Seção transversal elementar do coletor PVT, para análise do balanço de energia.

Da relação, durante um intervalo de tempo, entre a quantidade da energia aproveitada por um coletor solar e a quantidade de energia solar incidente na superfície deste coletor obtém-se o rendimento do próprio coletor. Como cada sistema coletor possui uma inércia térmica, o rendimento é calculado com base em valores registados durante um certo período com condições constantes, como é o caso, por exemplo, da temperatura do coletor. O rendimento instantâneo térmico, η_{th} , e elétrico, η_e , de um coletor PVT são obtidos, respetivamente, sob as seguintes formas:

$$\eta_t = \frac{\dot{m} C (T_o - T_i)}{G A} \quad (3.13)$$

e

$$\eta_e = \frac{P_e}{G A} = \frac{U I}{G A} \quad (3.14)$$

onde \dot{m} e C são o caudal mássico e o calor específico do fluido térmico, respetivamente, T_i e T_o as temperaturas de entrada e de saída do mesmo fluido no PVT, respetivamente, G a irradiância solar incidente normal à superfície, A a área de incidência da radiação solar no coletor PVT, P_e a potência elétrica gerada, U e I a tensão e a intensidade da corrente elétrica, respetivamente. As propriedades físicas da água, como a massa específica e o calor específico, são estimadas à temperatura média entre T_i e T_o .

O conceito de rendimento total do PVT, η_{total} , é a soma direta dos rendimentos térmico e elétrico:

$$\eta_{total} = \eta_e + \eta_t \quad (3.15)$$

Para um coletor compacto de grande área de captação de radiação solar, com pouca espessura e bem isolado termicamente, como é o caso do coletor PVT analisado, verificam-se perdas de calor para o meio ambiente, principalmente através das superfícies frontal e traseira, sendo que nesta última superfície em menor grau. Isto quer dizer que não são significativas as perdas de calor pelas zonas laterais do coletor PVT.

Tendo em conta o referido anteriormente, desenvolver-se-á o modelo matemático para posterior simulação do coletor PVT de circulação forçada, baseado na análise do balanço de energia, o qual inclui a conversão fotovoltaica, a condução térmica, a convecção e a radiação. O balanço de energia é efetuado nos vários componentes do coletor PVT, nomeadamente na cobertura de vidro, na placa fotovoltaica, na placa térmica, no tubo (que compreende o tubo propriamente dito, a ligação metálica entre este e a placa térmica e parte do componente desta placa que fica imediatamente acima do tubo), na camada de isolamento e no fluido térmico que circula pelo tubo.

Assume-se para o coletor uma uniformidade nas propriedades dos materiais utilizados e nas suas dimensões físicas, assim como se considerarão que os valores das temperaturas dos tubos paralelos, ligados à placa térmica, serão iguais e que o caudal mássico nestes tubos terá um valor igual em cada um destes.

Para o modelo final do coletor, considerar-se-ão os seguintes pressupostos, com o intuito de não aumentar a complexidade do estudo, os quais não alterarão significativamente a situação física básica:

- o fluxo de calor será unidimensional (exceto entre a placa térmica e o tubo, que terá, também, a direção 2D) e de direção perpendicular às superfícies dos vários componentes do coletor;
- as perdas de calor para o ambiente circundante dão-se essencialmente através das superfícies da parte frontal e posterior, sendo que as perdas pelas extremidades são negligenciáveis, devido sobretudo ao avultado tamanho do coletor;
- as perdas de calor na parte frontal e posterior do coletor estão relacionadas com a mesma temperatura ambiente;
- é negligenciável a existência de poeiras nas superfícies de captação de radiação solar, assim como a existência de sombreamento;
- as temperaturas dos diversos componentes do coletor são assumidas como uniformes.

A Figura 3.20 mostra a mesma configuração esquemática da Figura 3.19, mas com o balanço de energia associado a cada componente do coletor PVT. As setas duplas definem o sentido da transferência de calor entre os diversos componentes, resultando no facto que tanto podem estar a receber como a emitir calor. Q é a potência (em W). Os subscritos $store$, $conv$, $cond$ e rad têm a ver com a potência térmica acumulada (do inglês, *store*) e com os três mecanismos de transferência de calor (convecção, a condução e a radiação, respetivamente). Os subscritos a , g , e , ph , th , t , w e $isol$ representam, respetivamente, o ar ambiente (do inglês, *ambient*), a cobertura de vidro (do inglês, *glass*), o ambiente envolvente (do inglês, *environment*), a placa fotovoltaica (do inglês, *photovoltaic*), a placa térmica de absorção de calor (do inglês, *thermal*), o tubo (do inglês, *tube*), o líquido térmico (do inglês, *water*) e o isolamento (do inglês, *isolation*). O subscrito e do termo P_e , diz respeito à potência elétrica gerada pela conversão da radiação solar que chega à placa fotovoltaica.

Apresentam-se, de seguida, as equações do balanço de energia para os vários componentes do coletor PVT, de acordo com a Figura 3.20. Utilizar-se-ão equações da transmissão de calor entre corpos no âmbito dos mecanismos de transferência de calor verificados no PVT [14], [87]. Nas equações a desenvolver, o primeiro membro diz respeito à energia acumulada e o segundo membro à entrada e à saída dos fluxos energéticos.

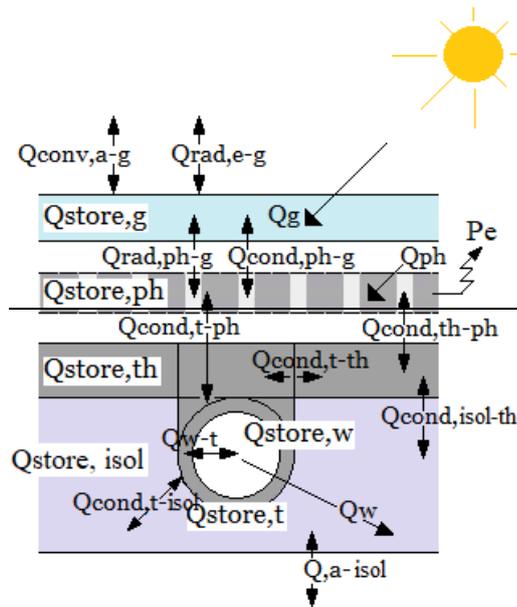


Figura 3.20 - Modelo físico do balanço de energia térmica do coletor PVT estudado.

3.3.3.1. Vidro de cobertura

A cobertura de vidro tem como fronteira frontal o meio ambiente em que está envolvido e está ligada à placa PV, na sua parte posterior, por uma fina camada de adesivo EVA.

A Figura 3.21 mostra o balanço de potência para a componente do vidro de cobertura do PVT. A potência térmica acumulada no vidro, $Q_{store,g}$, é o resultado da irradiância solar absorvida pelo vidro, Q_g , da transferência de calor entre o vidro e o ar ambiente (transferência de calor por convecção, $Q_{conv,a-g}$), da transferência de calor com o ambiente envolvente (transferência de calor por radiação, $Q_{rad,e-g}$) e da transferência de calor com a placa fotovoltaica (transferência de calor por condução, $Q_{cond,ph-g}$, e radiação, $Q_{rad,ph-g}$).

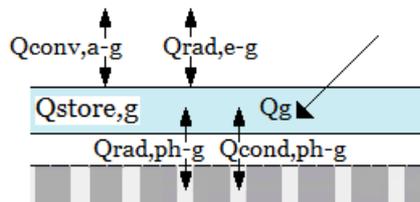


Figura 3.21 - Balanço de potência para o vidro de cobertura.

A expressão do balanço de potência no vidro de cobertura terá, assim, a seguinte forma:

$$Q_{\text{store,g}} = Q_g + Q_{\text{conv,a-g}} + Q_{\text{rad,e-g}} + Q_{\text{cond,ph-g}} + Q_{\text{rad,ph-g}} \quad (3.16)$$

Como a potência radiante absorvida pelo vidro é expressa sob a forma:

$$Q_g = \alpha_g G A_g \quad (3.17)$$

onde G , α_g e A_g são, respetivamente, o fluxo de irradiância solar incidente, a absortividade e a área do vidro. A expressão (3.16), após o seu desenvolvimento, terá a seguinte forma:

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dt} = \alpha_g G A_g + h_{\text{conv,a-g}} A_{a-g} (T_a - T_g) + h_{\text{rad,e-g}} A_{e-g} (T_e - T_g) + h_{\text{ph-g}} A_{\text{ph-g}} (T_{\text{ph}} - T_g) \quad (3.18)$$

onde m_g e c_g são, respetivamente, a massa e o calor específico do vidro. Os parâmetros T e h são a temperatura e o coeficiente de transmissão de calor, respetivamente, para cada meio/componente do balanço de energia. Realce-se que a temperatura da placa fotovoltaica (T_{ph}) corresponderá à temperatura das células solares (T_c). Relativamente às diversas áreas referidas, considera-se a seguinte igualdade:

$$A_g = A_{a-g} = A_{e-g} = A_{\text{ph-g}} = A \quad (3.19)$$

Se se considerar o valor da temperatura do ambiente envolvente (temperatura equivalente do céu), T_e , igual ao valor da temperatura do ar ambiente, T_a , não se verificarão alterações significativas no comportamento térmico e elétrico do coletor solar [14], [87]. Assim, considerar-se-á a igualdade $T_e = T_a$.

O coeficiente de transferência de calor por convecção, relativo à envolvente exterior da cobertura de vidro, é função da velocidade do vento e é obtido através da seguinte correlação [103]:

$$h_{\text{conv,a-g}} = h_{\text{vento}} = 2,8 + 3,0 V_{\text{vento}} \quad (3.20)$$

onde V_{vento} é a velocidade média do vento. A equação anterior é válida para $V_{\text{vento}} \leq 5$ m/s, que é a situação mais provável neste estudo.

O coeficiente de transferência de calor por radiação, entre a cobertura vidrada e o ambiente é:

$$h_{\text{rad,e-g}} = \sigma \epsilon_g (T_g^2 + T_e^2)(T_g + T_e) \quad (3.21)$$

onde σ e ϵ são a constante de Stefan-Boltzmann e a emissividade, respetivamente.

Entre a cobertura de vidro e a placa PV, onde se considera que existe contacto indireto entre estas duas placas planas, verificam-se os mecanismos de transferência de calor por condução e por radiação. Aqui, o coeficiente de transferência de calor total é dado por:

$$h_{\text{ph-g}} = h_{\text{rad,ph-g}} + h_{\text{cond,ph-g}} = \frac{\sigma(T_{\text{ph}}^2 + T_g^2)(T_{\text{ph}} + T_g)}{\frac{1}{\epsilon_{\text{ph}}} + \frac{1}{\epsilon_g} - 1} + \frac{k_{\text{ad}}}{\delta_{\text{ad}}} \quad (3.22)$$

onde k_{ad} e δ_{ad} são a condutibilidade térmica e a espessura da película adesiva que permite o contacto entre a placa fotovoltaica e o vidro de cobertura, respetivamente.

3.3.3.2. Placa fotovoltaica

A placa PV está ligada à placa absorvedora de calor por uma fina camada de adesivo. Este adesivo é composto por uma camada de EVA e uma camada de Tedlar.

A Figura 3.22 mostra o balanço de potência para a placa PV. A potência térmica acumulada na placa fotovoltaica, $Q_{\text{store,ph}}$, é o resultado da transmissão de calor por radiação, $Q_{\text{rad,ph-g}}$, e por condução, $Q_{\text{cond,ph-g}}$, entre o vidro e a placa fotovoltaica; da transferência de calor por condução entre a placa fotovoltaica e a placa térmica, $Q_{\text{cond,th-ph}}$ e a porção desta última placa que corresponde à ligação com o tubo, $Q_{\text{cond,t-ph}}$; do calor absorvido pela placa fotovoltaica proveniente da irradiação solar, Q_{ph} , e gerada pela conversão da irradiação solar que a placa fotovoltaica recebe, P_e .

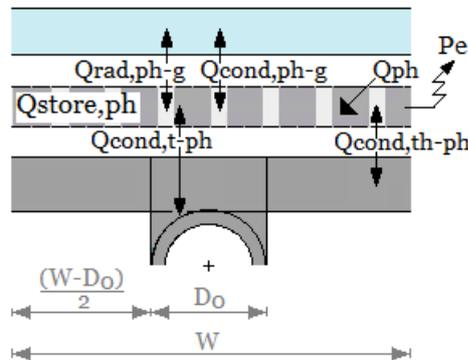


Figura 3.22 - Balanço de potência para a placa PV.

De realçar que os componentes posteriores à placa fotovoltaica são considerados opacos à radiação infravermelha [14].

Desenvolvendo o mesmo tipo de raciocínio efetuado para a cobertura de vidro, a equação do balanço de energia para o caso da placa PV é a seguinte:

$$Q_{\text{store,ph}} = Q_{\text{cond,g-ph}} + Q_{\text{rad,g-ph}} + Q_{\text{cond,th-ph}} + Q_{\text{cond,t-ph}} + Q_{\text{ph}} - P_e \quad (3.23)$$

em que a energia absorvida pela placa fotovoltaica, Q_{ph} , é dada por:

$$Q_{\text{ph}} = \alpha_{\text{ph}} \tau_g G A_{\text{ph}} \quad (3.24)$$

sendo α_{ph} , A_{ph} e τ_g a absorptividade, a área da placa fotovoltaica e a transmissividade do vidro de cobertura, respetivamente.

O termo P_e é relativo à potência elétrica gerada, pela conversão da irradiância solar que chega à placa fotovoltaica e é dependente da temperatura T_{ph} e consequentemente do rendimento do módulo fotovoltaico. A energia elétrica gerada pode ser representada sob a forma:

$$P_e = \eta_{\text{ph}} \alpha_{\text{ph}} \tau_g G A_{\text{ph}} \quad (3.25)$$

onde η_{ph} é o rendimento do módulo fotovoltaico. O desenvolvimento da equação do balanço de energia para a placa fotovoltaica toma, assim, a seguinte forma:

$$m_{\text{ph}} c_{\text{ph}} \frac{dT_{\text{ph}}}{dt} = h_{\text{g-ph}} A_{\text{g-ph}} (T_{\text{g}} - T_{\text{ph}}) + h_{\text{cond,th-ph}} A_{\text{th-ph}} (T_{\text{th}} - T_{\text{ph}}) + h_{\text{cond,t-ph}} A_{\text{t-ph}} (T_{\text{t}} - T_{\text{ph}}) + \alpha_{\text{ph}} \tau_g G A_{\text{ph}} - \eta_{\text{ph}} \alpha_{\text{ph}} \tau_g G A_{\text{ph}} \quad (3.26)$$

O coeficiente de transferência de calor por condução entre a placa fotovoltaica e a placa térmica, $h_{\text{cond,th-ph}}$, é obtido através da seguinte relação:

$$h_{\text{cond,th-ph}} = \frac{k_{\text{ad}}}{\delta_{\text{ad}}} \quad (3.27)$$

onde k_{ad} e δ_{ad} são a condutibilidade térmica e a espessura da película adesiva que permite o contacto entre as placas fotovoltaica e térmica, respetivamente.

A área de contacto entre a placa térmica e a placa fotovoltaica, A_{th-ph} , será definida como:

$$A_{th-ph} = A \left(1 - \frac{D_o}{W} \right) \quad (3.28)$$

onde D_o e W são o diâmetro exterior do tubo do fluido térmico e o espaçamento da placa térmica de influência de cada tubo (semelhante ao espaçamento entre os eixos dos tubos), respetivamente.

O produto entre o coeficiente de transmissão de calor e a área, relativamente à superfície de contacto entre o tubo e a placa fotovoltaica, é apresentado da seguinte forma:

$$h_{cond,t-ph} A_{t-ph} = \frac{\delta_{ph} L}{\frac{x_{ph}}{2k_{ph}} + \frac{\delta_{ad}}{k_{ad}} \frac{\delta_{ph}}{D_o}} \quad (3.29)$$

onde $x_{ph}=W/4$ e δ_{ph} , k_{ph} e L são a espessura, a condutibilidade térmica da placa fotovoltaica e o comprimento total de cada um dos tubos, respetivamente.

3.3.3.3. Placa térmica

A placa absorvora térmica forma com os tubos que estão ligados a si uma área de permuta de calor entre a placa PV e o fluido térmico. Os tubos encontram-se em igual distância entre si.

A Figura 3.23 mostra o esquema do balanço de potência para a placa térmica.

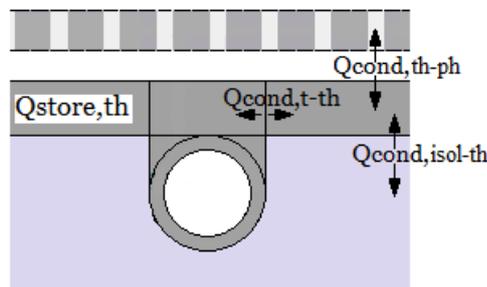


Figura 3.23 - Balanço de potência para a placa térmica.

A potência térmica acumulada na placa térmica, $Q_{store,th}$, é o resultado da transmissão de calor por condução entre a placa fotovoltaica e a placa térmica, $Q_{cond,th-ph}$; da

transferência de calor por condução entre a porção que corresponde à ligação do tubo e a própria placa térmica, $Q_{\text{cond,t-th}}$ e a transferência de calor por condução entre a placa térmica e o isolamento, $Q_{\text{cond,isol-th}}$.

A equação do balanço de energia para a placa térmica é apresentada como se segue:

$$Q_{\text{store,th}} = Q_{\text{cond,ph-th}} + Q_{\text{cond,t-th}} + Q_{\text{cond,isol-th}} \quad (3.30)$$

onde, após desenvolvimento, se apresenta sob a forma:

$$m_{\text{th}} c_{\text{th}} \frac{dT_{\text{th}}}{dt} = h_{\text{cond,ph-th}} A_{\text{ph-th}} (T_{\text{ph}} - T_{\text{th}}) + h_{\text{cond,t-th}} A_{\text{t-th}} (T_{\text{t}} - T_{\text{th}}) + h_{\text{cond,isol-th}} A_{\text{isol-th}} (T_{\text{isol}} - T_{\text{th}}) \quad (3.31)$$

em que a área $A_{\text{ph-th}}$ é de contacto entre as placas fotovoltaica e térmica, definida na secção anterior. As áreas $A_{\text{t-th}}$ e $A_{\text{isol-th}}$ são definidas do seguinte modo:

$$A_{\text{t-th}} = \delta_{\text{th}} L \quad (3.32)$$

e

$$A_{\text{isol-th}} = A \left(\frac{W - D_0}{W} \right) \quad (3.33)$$

onde δ_{th} é a espessura da placa térmica.

Os coeficientes de transferência de calor $h_{\text{cond,t-th}}$ e $h_{\text{cond,isol-th}}$ são apresentados sob a forma:

$$h_{\text{cond,t-th}} = \frac{2k_{\text{th}}}{x_{\text{th}}} \quad (3.34)$$

e

$$h_{\text{cond,isol-th}} = \frac{2k_{\text{isol}}}{\delta_{\text{isol}}} \quad (3.35)$$

onde $x_{\text{th}} = (W - D_0)/4$ e k_{th} , k_{isol} e δ_{isol} são, respetivamente, as condutibilidades térmica da placa térmica, do isolamento e a espessura de isolamento.

3.3.3.4. Tubo

A Figura 3.24 apresenta o esquema do balanço de potência para o tubo. O fluxo de calor da placa PV transmitido para a ligação metálica do tubo (e para o próprio tubo), é o resultado da transmissão de calor através da placa absorvedora, $Q_{\text{cond,t-th}}$, e ao longo da porção desta placa que corresponde à ligação com o tubo, $Q_{\text{cond,t-ph}}$. O fluxo de calor desde a ligação metálica até ao fluido térmico no interior do tubo é realizado por condução, como se viu anteriormente, e por convecção, Q_{w-t} . Em termos de perdas de calor do tubo para o isolamento, o termo é $Q_{\text{cond,t-isol}}$.

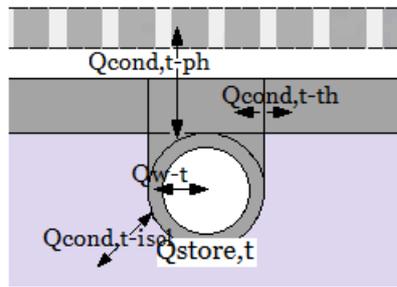


Figura 3.24 - Balanço de potência para o tubo.

Para o caso do tubo fisicamente ligado à placa térmica, ter-se-á o seguinte balanço energético:

$$Q_{\text{store,t}} = Q_{\text{cond,th-t}} + Q_{\text{cond,isol-t}} + Q_{w-t} + Q_{\text{cond,ph-t}} \quad (3.36)$$

Desenvolvendo a equação anterior, o balanço energético é apresentado sob a forma:

$$m_t c_t \frac{dT_t}{dt} = h_{\text{th-t}} A_{\text{th-t}} (T_{\text{th}} - T_t) + h_{\text{isol-t}} A_{\text{isol-t}} (T_{\text{isol}} - T_t) + h_{w-t} A_{w-t} (T_w - T_t) + h_{\text{ph-t}} A_{\text{ph-t}} (T_{\text{ph}} - T_t) \quad (3.37)$$

onde m_t é a soma das massas do tubo, da ligação metálica do tubo à placa térmica e da pequena porção da placa térmica, de largura D_o , acima desta ligação.

As áreas $A_{\text{isol-t}}$ e A_{w-t} são definidas sob a forma;

$$A_{\text{isol-t}} = \left(\frac{\pi}{2} + 1 \right) D_o L = 2,571 D_o L \quad (3.38)$$

e

$$A_{w-t} = \pi D_i L \quad (3.39)$$

O coeficiente de transmissão de calor h_{w-t} é definido por:

$$\frac{1}{h_{w-t} A_{w-t}} = \frac{1}{h_w \pi D_i L} + \frac{1}{C_{bo} L} \quad (3.40)$$

em que C_{bo} é a condutância da ligação do tubo à placa térmica definido por:

$$C_{bo} = \frac{k_{bo} W_{bo}}{\delta_{bo}} \quad (3.41)$$

onde k_{bo} , δ_{bo} e W_{bo} são a condutibilidade térmica, a espessura média e a largura da ligação do tubo à placa térmica.

O coeficiente de transferência de calor por convecção do fluido no interior do tubo, h_w , onde se verifica convecção forçada, pode ser obtido, para escoamento laminar plenamente desenvolvido, pela equação de apresentação simples [104]:

$$Nu_d = \frac{h_w D_i}{k_w} = 4,364 \quad (3.42)$$

onde Nu_d , k_w e D_i são o número de Nusselt para a convecção no escoamento do fluido, a condutibilidade térmica do fluido térmico e o diâmetro interno do tubo, respetivamente. Da equação anterior facilmente se obtém:

$$h_w = 4,364 \frac{k_w}{D_i} \quad (3.43)$$

Para um escoamento turbulento plenamente desenvolvido em convecção forçada é recomendado que o cálculo do coeficiente h_w possa ser efetuado através da seguinte equação de Nusselt [105]:

$$Nu_d = \frac{h_w D_i}{k_w} = 0,023 Re_d^{0,8} Pr^{0,4} \quad (3.44)$$

em que o parâmetro Re_d é o número de Reynolds para um escoamento no interior de um tubo e é definido sob a seguinte forma:

$$Re_d = \frac{\rho_w u_w D_i}{\mu_w} \quad (3.45)$$

onde ρ_w , u_w , μ_w e D_i são a massa específica, a velocidade, a viscosidade dinâmica do fluido e o diâmetro interior do tubo, respetivamente. O número de Reynolds é adimensional, se as unidades das propriedades forem coerentes, e é usado como critério para a transição do escoamento laminar para turbulento na convecção forçada. De realçar que esta transição do escoamento laminar para turbulento no interior de um tubo é geralmente considerada a partir de $Re_d=2300$ [104].

A equação (3.44) é válida para situações de tubos lisos, para valores do número de Prandtl entre 0,6 e 100 e com diferenças moderadas de temperatura entre as condições de parede e do fluido, que é o caso do presente estudo. Nesta equação todas as propriedades são avaliadas à temperatura do fluido.

Para o coeficiente de transmissão de calor h_{isol-t} poder-se-á, como aproximação, igualar ao coeficiente $h_{cond,isol-th}$ se a espessura de isolamento for muito superior ao diâmetro externo do tubo [87], isto é, $\delta_{isol} \gg D_o$, como é o caso em estudo. Assim:

$$h_{isol-t} = h_{cond,isol-th} \quad (3.46)$$

3.3.3.5. Isolamento

A Figura 3.25 mostra o esquema do balanço de potência para o isolamento. A potência térmica acumulada na camada de isolamento, $Q_{store,isol}$, é o resultado da transmissão de calor por condução entre o tubo e o isolamento, $Q_{cond,t-isol}$; da transferência de calor por condução entre a placa térmica e o isolamento, $Q_{cond,isol-th}$ e a transferência de calor entre o isolamento e o meio ambiente, Q_{a-isol} .

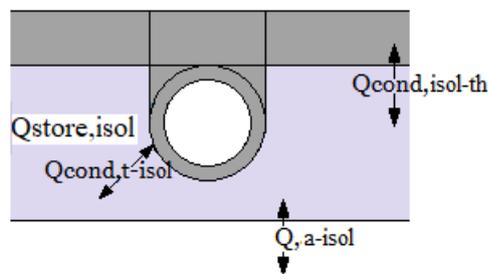


Figura 3.25 - Balanço de potência para o isolamento.

Neste caso, ter-se-á o seguinte balanço energético:

$$Q_{\text{store,isol}} = Q_{\text{cond,th-isol}} + Q_{\text{cond,t-isol}} + Q_{\text{a-isol}} \quad (3.47)$$

que após desenvolvimento se apresenta sob a forma:

$$m_{\text{isol}} c_{\text{isol}} \frac{dT_{\text{isol}}}{dt} = h_{\text{cond,th-isol}} A_{\text{th-isol}} (T_{\text{th}} - T_{\text{isol}}) + h_{\text{cond,t-isol}} A_{\text{t-isol}} (T_{\text{t}} - T_{\text{isol}}) + h_{\text{a-isol}} A_{\text{a-isol}} (T_{\text{a}} - T_{\text{isol}}) \quad (3.48)$$

onde $A_{\text{a-isol}}=A$. O coeficiente de transmissão de calor $h_{\text{a-isol}}$ é definido por:

$$\frac{1}{h_{\text{a-isol}}} = \frac{\delta_{\text{isol}}}{2k_{\text{isol}}} + \frac{1}{h_{\text{conv,a-g}}} \quad (3.49)$$

De realçar que a transmissão de calor por radiação, que poderá ocorrer na superfície posterior do coletor PVT, que é uma superfície sombreada, não é relevante e por isso não é considerada. Esta simplificação deve-se ao facto da diferença de temperatura entre esta superfície e a envolvente ser muito reduzida.

3.3.3.6. Fluido no interior do tubo

A Figura 3.26 mostra o esquema do balanço de potência para o fluido térmico no interior do tubo. A potência térmica acumulada no fluido, $Q_{\text{store,w}}$, é o resultado da transmissão de calor entre o tubo e o fluido, $Q_{\text{w-t}}$, e a potência térmica ganha pelo fluido, entre a entrada e a saída do tubo, Q_{w} .

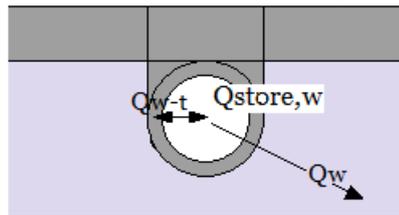


Figura 3.26 - Balanço de potência para o fluido térmico.

Para o fluido no tubo, o balanço de potência será:

$$Q_{\text{store,w}} = Q_{\text{t-w}} + Q_{\text{w}} \quad (3.50)$$

ou, após desenvolvimento, tal como apresentado na seguinte equação:

$$m_w c_w \frac{dT_w}{dt} = h_{t-w} A_{t-w} (T_t - T_w) + \dot{m}_w c_w (T_{w,o} - T_{w,i}) \quad (3.51)$$

onde $T_{w,o}$ e $T_{w,i}$ são, respetivamente, as temperaturas do fluido à saída e à entrada dos tubos ligados à placa térmica. Estes valores de temperatura, por simplificação, serão considerados semelhantes aos valores das temperaturas de entrada (T_i) e de saída (T_o) do coletor PVT. A temperatura T_w é a média aritmética entre as temperaturas $T_{w,o}$ e $T_{w,i}$. Os parâmetros \dot{m}_w e c_w são o caudal mássico e o calor específico do fluido, respetivamente, a uma temperatura que será o valor da média aritmética entre as temperaturas $T_{w,o}$ e $T_{w,i}$.

3.3.4. Modelação elétrica do PVT

Na literatura existem vários modelos elétricos e matemáticos para descrever o comportamento de um gerador fotovoltaico, desde modelos simples a mais detalhados que refletem as particularidades dos processos físicos que ocorrem nas células. Borowy e Salameh [106] e Jones e Underwood [107] referem um modelo simplificado em que a potência do módulo fotovoltaico depende do conhecimento de alguns parâmetros, nomeadamente a radiação solar incidente e absorvida pelo módulo e a sua temperatura.

O modelo elétrico para células PV é derivado da teoria dos semicondutores e da equação geral dos díodos, que descreve as suas características $I-U$, representadas na Figura 3.27 para um fotodiodo típico [108].

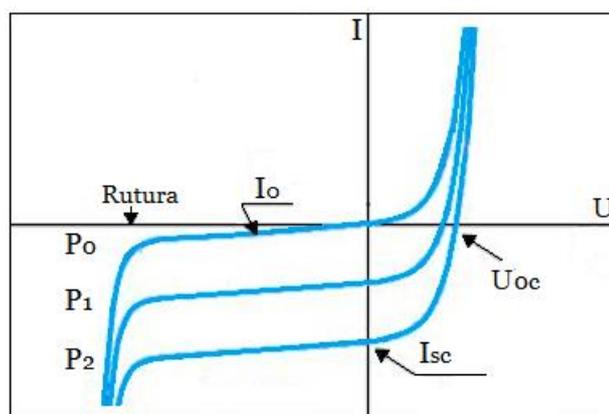


Figura 3.27 - Curvas $I-U$ de fotodiodo típico (adaptado de [108]).

A Figura 3.27 ilustra o funcionamento do díodo no 1º quadrante e o de gerador ($P < 0$) no 2º quadrante.

A equação corrente-tensão de um díodo é descrita pela Equação 3.52, sendo I_D a corrente que flui entre a zona p (ânodo) e a zona n (cátodo), I_0 a corrente de saturação inversa do díodo, q a carga do eletrão ($1,602 \times 10^{-19}$ C), a a constante de idealidade do díodo, K a constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K) e T a temperatura de junção (em Kelvin):

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{q(U_{PV})}{aKT}} - 1 \right] \quad (3.52)$$

A libertação de eletrões na zona iluminada da junção produz uma corrente I_{PH} de origem fotovoltaica, que dará origem à corrente da célula I_{PV} de acordo com a equação 3.53:

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D \quad (3.53)$$

Logo:

$$I_{PV} = I_{PH} - I_0 \left[e^{\frac{q(U_{PV})}{aKT}} - 1 \right] \quad (3.54)$$

Assim, o efeito fotovoltaico ideal pode ser simulado pela equação do circuito equivalente representado na Figura 3.28. Este é o circuito simplificado de uma célula solar e consiste num díodo e numa fonte de corrente, ligados em paralelo. A fonte de corrente representa a fotocorrente I_{PH} , gerada pela radiação incidente, a qual é diretamente proporcional à irradiância solar G . Em curto-circuito $I_{PH} = I_{SC}$, pois com $U_{PV} = 0$, $I_D = 0$.

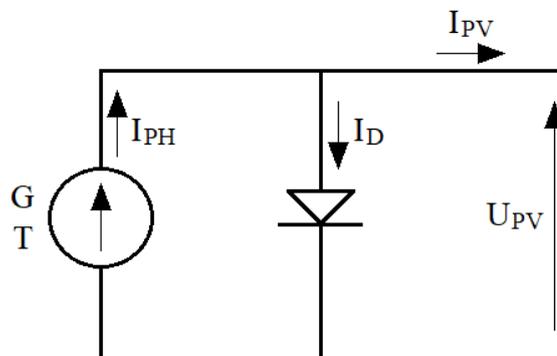


Figura 3.28 - Circuito equivalente simplificado da célula solar.

A constante do díodo, a , expressa o grau de idealidade do díodo (associado aos fenómenos de geração/recombinação de cargas), sendo escolhida para poder ajustar o modelo. Usualmente, esta constante toma um valor no intervalo $1 \leq a \leq 1,5$, sendo motivo de discussão, entre vários autores, a maneira correta da sua determinação [109].

Importa referir que o circuito equivalente pode ser usado para uma célula individual, para um módulo constituído por n células ou para um arranjo de vários módulos.

Para se poder obter o comportamento elétrico da célula PV com mais detalhe, podem considerar-se parâmetros adicionais ao modelo, aumentando assim a sua complexidade de cálculo, devido essencialmente à dificuldade na obtenção de alguns parâmetros [108]. Entre os modelos mais completos e precisos propostos, é comum considerar-se mais do que um díodo para representar o fenómeno da polarização da junção $p-n$ [110-113]. Além disso, é também tido em conta o efeito resistivo dos materiais e as perdas elétricas associadas.

Existem perdas associadas aos contactos e ligações elétricas condutoras, que são representadas por uma resistência R_s , em série com o circuito ideal da Figura 3.28. A equação corrente-tensão (com a aproximação $I_{PH} \approx I_{SC}$) para este caso é a seguinte:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \left[e^{\frac{q(U_{PV} + I_{PV} \cdot R_s)}{aKT}} - 1 \right] \quad (3.55)$$

Além das perdas representadas por R_s , há perdas intrínsecas ao funcionamento semicondutor, que têm em conta o mecanismo de transporte elétrico das cargas dentro da célula e que são representadas por uma resistência equivalente (R_{sh}), em paralelo com o díodo. As características $I-U$ deste modelo são dadas pela seguinte equação:

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D - I_{sh} \quad (3.56)$$

onde I_{sh} é a corrente em R_{sh} .

Na Figura 3.29 pode-se observar o circuito equivalente completo para o modelo de dois díodos.

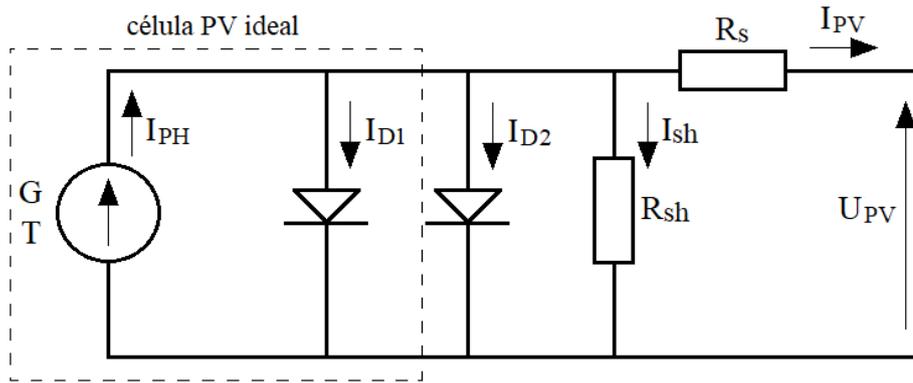


Figura 3.29 - Circuito equivalente para o modelo de dois díodos.

A equação relativa ao circuito equivalente para o modelo de dois díodos apresentado na Figura 3.29 é obtida através da seguinte relação:

$$I_{PV} = I_{PH} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh} \quad (3.57)$$

Como referido previamente, os modelos mais detalhados têm um maior grau de complexidade na sua resolução, principalmente por dificuldade em obter alguns parâmetros e nem sempre acrescentam informação adicional relevante. Como tal, os modelos mais simples costumam ser suficientes para caracterizar adequadamente o comportamento da célula solar [28], [114]. Rauschenbach [108], Townsend [115], Eckstein [116], Schroder [117] e King et al. [118] avaliaram vários modelos da célula PV, nomeadamente a sua utilidade nos diversos sistemas propostos, e concluem que o modelo simplificado, o qual representa as características corrente-tensão de conversores fotovoltaicos e a sua dependência da radiação solar e da temperatura da célula, é o mais apropriado por não apresentar erros substancialmente superiores aos de outros modelos com informação adicional e, ao mesmo tempo, oferecer menos complexidade. Por isso o modelo apresentado na Figura 3.28 e a correspondente Equação 3.54 é usado por vários autores [119-127].

Consequentemente, no presente trabalho utilizar-se-á o modelo que considera apenas um díodo e as resistências equivalentes de perdas.

3.3.4.1. Algoritmo do ponto de potência máxima

Como discutido anteriormente, a energia fornecida pelo módulo fotovoltaico é influenciada pela temperatura deste e pela quantidade de radiação solar. A instalação de módulos PV deve ser feita de modo a maximizar a exposição ao sol, que passa pela otimização da direção da instalação do módulo e do ângulo de inclinação do mesmo,

para além da minimização de sombras que possam afetar o bom desempenho do equipamento. Mas, além disso, para maximizar a energia elétrica obtida é necessário condicionar o funcionamento do módulo PV de modo a atingir o ponto de potência máxima, *MPP* [128]. Na generalidade das instalações fotovoltaicas, utilizam-se controladores eletrónicos de modo a controlar e maximizar a potência em cada instante e proteger os componentes elétricos de eventuais danos. Os sistemas que permitem seguir a potência máxima (em inglês, *Maximum Power Point Tracking - MPPT*), procuram manter a impedância equivalente do circuito elétrico das células igual à da carga, ajustando a relação *I-U*.

Tendo em conta as características *I-U* para um valor de temperatura e de radiação solar, a potência do painel PV é dada por:

$$P = I \cdot U \quad (3.58)$$

Segundo Duffie e Beckman [14], para qualquer hora do dia *i*, o *output* da potência do módulo fotovoltaico, considerando o *MPPT*, é:

$$P_i = A G_i \eta_{mp} \eta_e \quad (3.59)$$

onde *A* é a área de captação da radiação solar do painel, *G_i* é a radiação solar incidente no painel, η_{mp} é o rendimento *MPP* do painel, e η_e é o rendimento de qualquer equipamento que condicione energia.

O rendimento do ponto de potência máxima do módulo é dado por:

$$\eta_{mp} = \frac{I_{mp} U_{mp}}{A G} \quad (3.60)$$

De acordo com o teorema da potência máxima, a condutância equivalente da célula é definida pela relação:

$$\frac{I_{mp}}{U_{mp}} = \left[\frac{\frac{I_o}{a} \exp\left(\frac{U_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right) + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{I_o R_s}{a} \exp\left(\frac{U_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right)} \right] \quad (3.61)$$

sendo também:

$$I_{mp} = I_L + I_o \left[\exp\left(\frac{U_{mp} + I_{mp}R_s}{a}\right) - 1 \right] - \left[\frac{U_{mp} + I_{mp}R_s}{R_{sh}} \right] \quad (3.62)$$

A solução simultânea destas duas equações fornece a corrente e a tensão no ponto de potência máxima.

3.3.5. Modelo numérico do PVT

O desempenho do coletor PVT depende, para além dos parâmetros de *design*, das condições do clima e das condições operacionais, como é o caso da radiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, caudal mássico, temperatura de entrada do fluido térmico, entre outras. É necessário, por isso, desenvolver um modelo teórico de modo a poder realizar-se uma análise multiparamétrica.

O modelo numérico proposto, para avaliação do desempenho do PVT sob condições meteorológicas normais, foi implementado em ambiente MATLAB-Simulink (versão 2013) com as equações apresentadas anteriormente (secções 3.3.3 e 3.3.4). Assim, o programa de simulação foi usado com o objetivo de descrever o comportamento do coletor PVT, calculando os diversos parâmetros que o caracterizam.

A Figura 3.30 apresenta um esquema da modelação do coletor PVT, onde se podem observar os parâmetros de entrada e os resultados obtidos na simulação (parâmetros de saída).

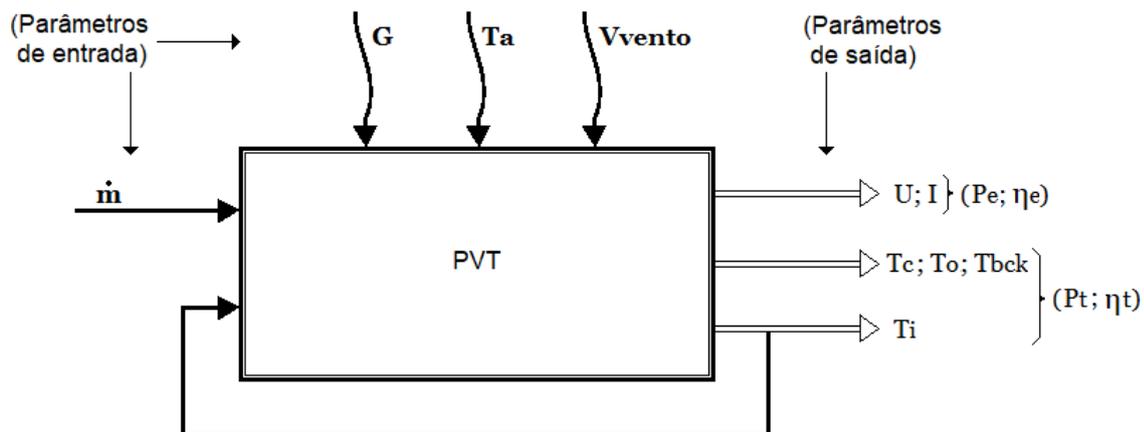


Figura 3.30 - Esquema da modelação do coletor PVT estudado.

As condições de teste utilizadas são os parâmetros G , T_a e V_{vento} . Como valores de saída temos os parâmetros elétricos U e I (que são cruciais para extrair os respetivos

valores de potência e rendimento) e os parâmetros térmicos T_c , T_o , T_{bck} e T_i (que são fundamentais para a extração dos correspondentes valores de potência e rendimento). Esta última temperatura, T_i , juntamente com o caudal \dot{m} (valor imposto e constante) são os parâmetros de controlo do desempenho do PVT.

A estrutura do modelo global do PVT em ambiente MATLAB-Simulink é apresentada na Figura 3.31. O bloco principal (retângulo cinzento) do modelo consiste em subsistemas, que se podem observar em mais pormenor na Figura 3.32 para determinar as variáveis do sistema. O modelo determina os valores dos parâmetros elétricos e térmicos do PVT, nomeadamente a corrente, a tensão e várias temperaturas (como se pode visualizar na Figura 3.30), que darão origem ao cálculo quer das potências, quer dos rendimentos.

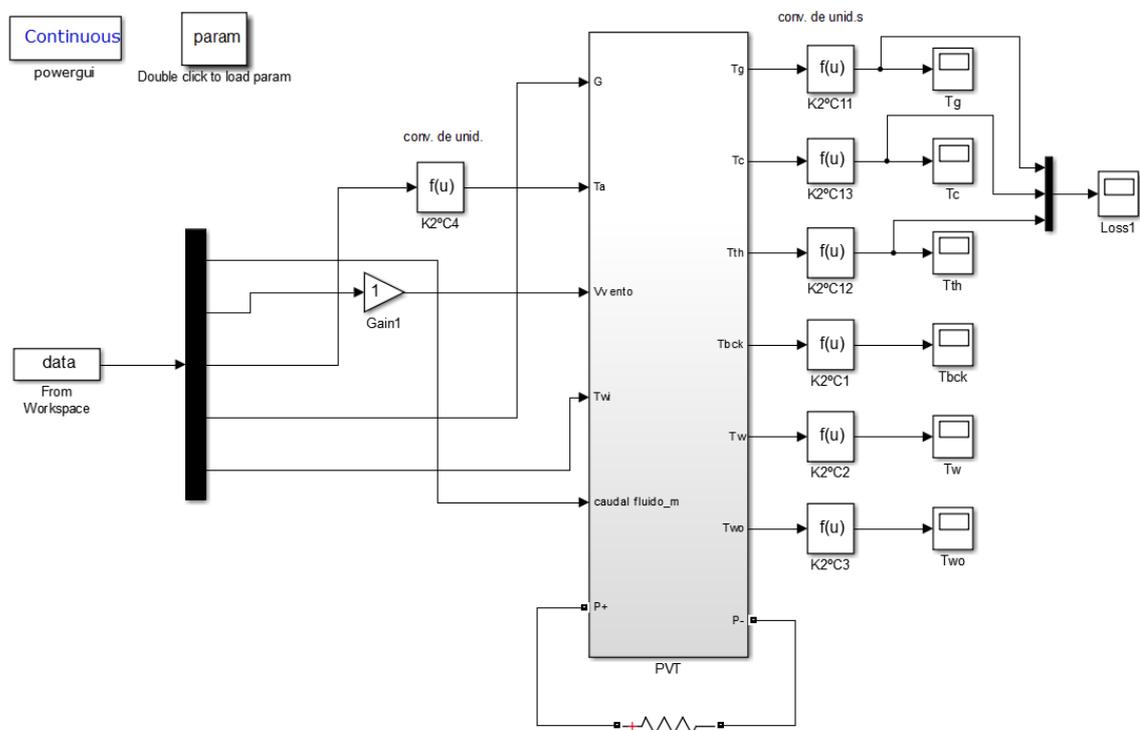


Figura 3.31 - Diagrama de blocos, global, do modelo do PVT em ambiente MATLAB-Simulink.

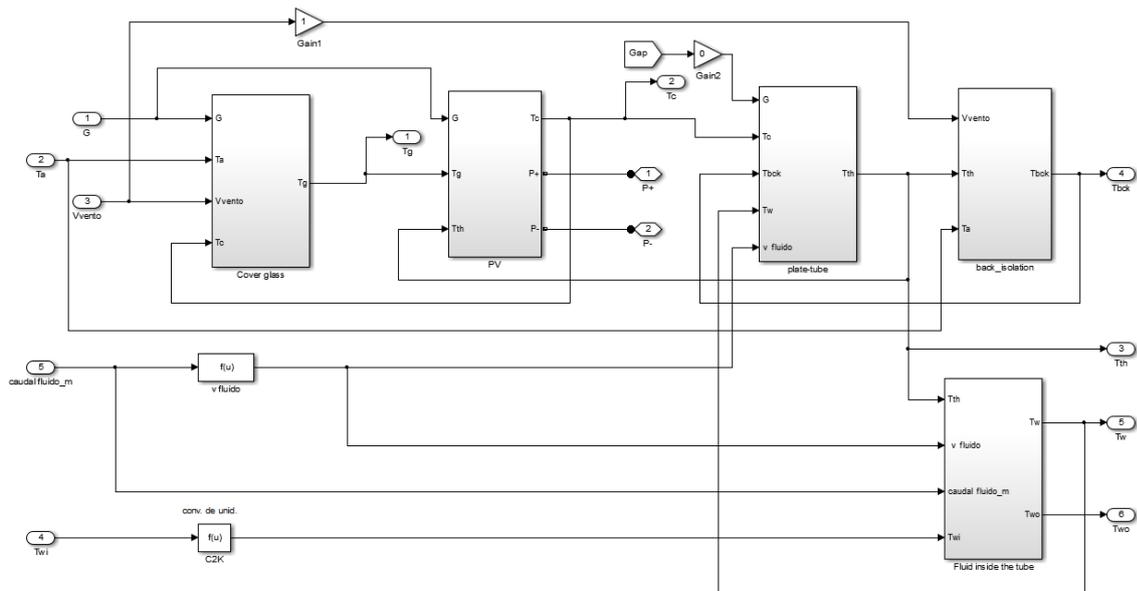


Figura 3.32 - Diagrama de blocos com os subsistemas do modelo PVT, em ambiente MATLAB-Simulink.

Relativamente ao bloco do isolamento, refira-se que a sua temperatura T_{isol} , será considerada como a temperatura posterior do PVT, que é T_{bck} , devido ao facto da diferença entre estas duas temperaturas ser muito reduzida. Assim, considerar-se-á que $T_{isol} = T_{bck}$.

Para a execução do programa de simulação, dever-se-ão ter em conta os parâmetros de entrada e os valores característicos do coletor PVT. No início da execução do programa é executado o ficheiro de dados “param.m” que contém informação sobre as características construtivas do sistema PVT (Tabela 3.2).

Tabela 3.2. - Valores característicos e propriedades térmicas e elétricas do coletor PVT estudado.

Item	Valor	Referências
A - área de captação PV, (m ²)	1,6	-
a - constante de idealidade do díodo, (-)	1,3	[114], [162]
c _g - calor específico do vidro de cobertura, (J/kg.K)	670	[129]
c _i - calor específico do isolamento - lâ de rocha/styrofoam, (J/kg.K)	800/1210	[130], [22]
c _{ph} - calor específico da célula PV, (J/kg.K)	823	[131]
c _t - calor específico do tubo, (J/kg.K)	383	[104]
c _{th} - calor específico da placa de cobre, (J/kg.K)	383	[104]
c _w - calor específico do fluido térmico, (J/kg.K)	3809	[132]
Di - diâmetro interior do tubo do fluido térmico, (m)	$7,0 \times 10^{-3}$	-
Do - diâmetro exterior do tubo do fluido térmico, (m)	$7,5 \times 10^{-3}$	-
Espessura da cobertura de vidro do PV, (m)	0,0032	-
k _{ad} - condutibilidade térmica de EVA, (W/m.°C)	0,23	[133]

k_{bo} - condutibilidade térmica da ligação tubo-placa de cobre, (W/m.°C)	385	[14]
k_i - condutibilidade térmica do isolamento - lã de rocha/styrofoam, (W/m.°C)	0,04/0,027	[22]
k_{ph} - condutibilidade térmica da célula PV, (W/m.°C)	1,38	[134]
k_{th} - condutibilidade térmica da placa de cobre, (W/m.°C)	385	[14]
k_w - condutibilidade térmica do fluido térmico, (W/m.°C)	0,4819	[132]
K - constante de Boltzmann, (J/K)	$1,381 \times 10^{-23}$	-
L - comprimento de cada um dos tubos, (m)	0,82	-
m_g - massa do vidro de cobertura, (kg)	10	-
m_i - massa do isolamento - lã de rocha/styrofoam, (kg)	4,65/1,45	-
m_{ph} - massa da placa PV, (kg)	0,52	-
m_t - massa global (tubo+ligação à placa+porção de placa acima da ligação), (kg)	0,08	-
m_{th} - massa da placa de cobre, (kg)	2,1	-
m_w - massa do fluido térmico, (kg)	1,23	-
\dot{m}_w - caudal mássico do fluido térmico, (kg/s)	0,014	-
q - carga do eletrão, (C)	$1,602 \times 10^{-19}$	-
T - temperatura de junção p-n, (K)	T_c	[163]
u_w - velocidade do fluido térmico, (m/s)	0,35	-
W - espaçamento entre os troços dos tubos, (m)	0,11	-
W_{bo} - largura da ligação tubo-placa de cobre, (m)	3×10^{-3}	-
α_g - absorvidade do vidro de cobertura, (-)	0,1	[129]
α_{ph} - absorvidade da célula PV, (-)	0,85	[135]
δ_{ad} - espessura de EVA, (m)	$0,4 \times 10^{-3}$	[133], [136]
δ_{bo} - espessura média da ligação tubo-placa de cobre, (m)	$0,5 \times 10^{-3}$	-
δ_i - espessura do isolamento - lã de rocha/styrofoam, (m)	0,025/0,025	-
δ_{ph} - espessura da célula PV, (m)	$0,2 \times 10^{-3}$	-
δ_{th} - espessura da placa de cobre, (m)	$0,2 \times 10^{-3}$	-
ϵ_g - emissividade do vidro de cobertura, (-)	0,88	[129], [135]
ϵ_{ph} - emissividade da célula PV, (-)	0,95	[135]
μ_w - viscosidade dinâmica do fluido térmico, (kg/m.s)	$2,766 \times 10^{-3}$	[137]
ρ_w - massa específica do fluido térmico, (kg/m ³)	1031,6	[132]
σ - constante de Stefan-Boltzmann, (W/m ² .K ⁴)	$5,6697 \times 10^{-8}$	[134]
τ_g - transmissividade do vidro de cobertura, (-)	0,93	[129]

A Tabela 3.3 apresenta os valores das condições de teste do PVT estudado. Estas condições de operação, como se pode observar, e salvo o valor do caudal mássico que se apresenta como constante, são mostrados num intervalo que vai desde o mínimo ao máximo dos dados adquiridos.

Tabela 3.3 - Limites das condições de teste do coletor PVT estudado.

Item	Valor
Irradiância solar, (W/m ²)	244 - 1024
Temperatura ambiente, (°C)	25,3 - 37
Velocidade do vento, (m/s)	0 - 4
Caudal mássico, (kg/s)	0,014

3.3.5.1. Verificação do modelo

Na Tabela 3.4 podem ver-se os valores mínimos e máximos de vários parâmetros térmicos e elétricos adquiridos experimentalmente e os valores simulados do PVT, que servem para validar o modelo construído, pois como se verifica o erro máximo observado é de 3,2%.

Tabela 3.4 - Limites dos parâmetros experimentais e de simulação do coletor PVT estudado.

Item	Valor experimental	Valor simulado
Temperatura de saída do fluido térmico, (°C)	24,6 - 42,9	24,8 - 42
Temperatura posterior, (°C)	26,1 - 34,8	25,1 - 34
Temperatura da célula, (°C)	31,7 - 53	32 - 51,3
Tensão, (V)	8,5 - 32,9	8,6 - 33,4
Corrente, (A)	1,2 - 5	1,3 - 5,1

A verificação efetuada é um processo para assegurar que um modelo irá representar com precisão o conceito inicial da modelação e o comportamento do equipamento sob condições de teste.

Tendo em conta os valores constantes de entrada de G e do Vvento e as condições consideradas no *datasheet* do PVT em estudo, nomeadamente as condições normalizadas de medida STC, foram verificados os seguintes aspetos esperados:

- A potência elétrica máxima simulada é semelhante ao valor normalizado apresentado (190 W);
- A potência térmica máxima simulada é semelhante ao valor normalizado apresentado (629 W);
- A temperatura máxima simulada das células não ultrapassa o valor normalizado apresentado, estando muito próximo deste (110 °C).

Depois de se confirmar, numa primeira fase, que o modelo valida estes pré-requisitos, pode agora ser realizada a validação com os resultados experimentais. Este assunto será tratado no capítulo seguinte.

Capítulo 4

Resultados e Discussão

Neste capítulo, os resultados obtidos ao longo dos testes experimentais e de simulação são apresentados e discutidos. As condições experimentais, os dados resultantes, bem como a simulação do comportamento do PVT com a incorporação de dados experimentais nas entradas, são mostrados e discutidos na secção 4.1. e 4.2., respetivamente. Na secção 4.3. é discutido o impacto prático desta investigação, com o objetivo de perspetivar o futuro papel dos PVTs como complemento ou alternativa aos equipamentos solares contemporâneos, como sejam os painéis fotovoltaicos e os coletores térmicos.

4.1. Testes experimentais

Nesta secção serão apresentadas as condições de teste, os parâmetros meteorológicos e o comportamento do PVT com o caudal mássico do fluido térmico constante.

4.1.1. Condições de teste

Os testes foram executados em condições de estado dinâmico, exceto no caso do caudal mássico do fluido térmico onde por vezes se impôs um valor constante de funcionamento para análise do impacto de parâmetros de comportamento dinâmico.

Os testes experimentais foram efetuados durante duas semanas (22 de julho a 05 de agosto de 2019) em dias típicos de verão, praticamente sem nebulosidade, durante o período diário de relevância da incidência da radiação solar no local dos ensaios. Durante os ensaios verificaram-se valores da temperatura ambiente (T_a) desde 25,3 a 37 °C, da irradiância solar (G) de 244 a 1024 W/m² e do vento (V_{vento}) de 0 a 4 m/s. Todos os dados adquiridos foram medidos a cada segundo.

De entre os vários dias onde se obtiveram dados dos ensaios realizados, foi escolhido o dia 25 de julho de 2019 como o dia representativo para a apresentação e análise destes dados neste trabalho. Este dia, que foi escolhido devido à sua estabilidade meteorológica, apresentou os valores de T_a , G e V_{vento} dentro dos valores anteriormente referidos.

4.1.2. Parâmetros meteorológicos

Na fase experimental foram adquiridos valores de parâmetros meteorológicos, nomeadamente da irradiância solar, da temperatura ambiente e da velocidade do

vento. A Figura 4.1 mostra o comportamento destes parâmetros num dia de céu típico de verão, limpo de nuvens.

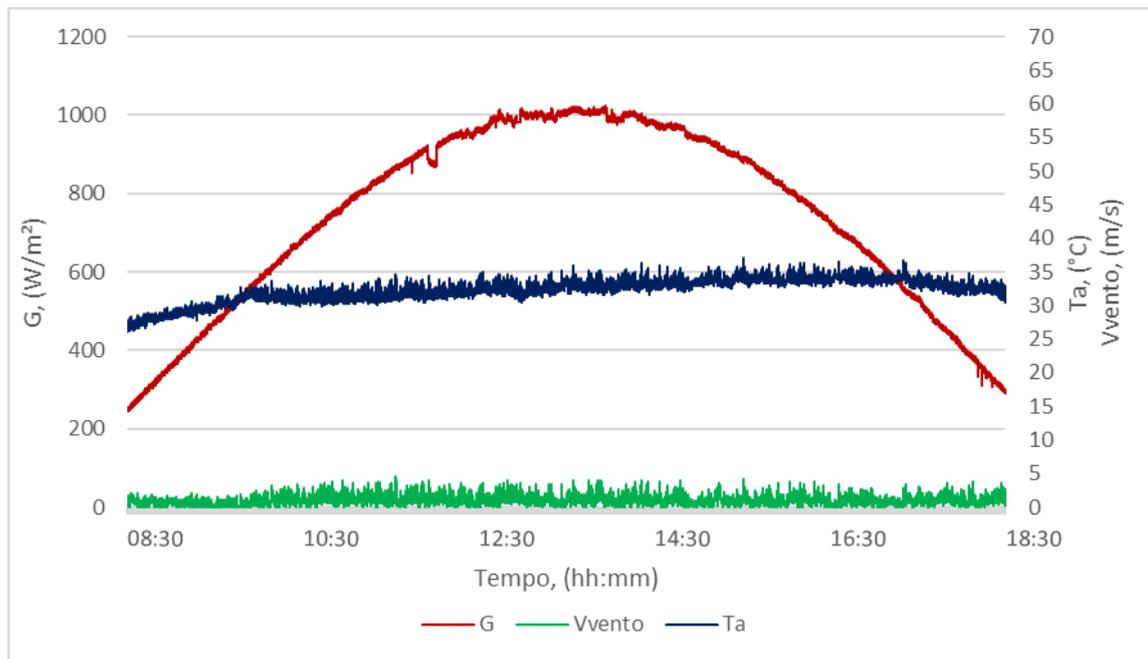


Figura 4.1 - Dados meteorológicos de um dia típico de verão.

No dia em causa, pode observar-se que a curva da radiação solar atinge o seu máximo de 1024 W/m^2 às 13:30. O valor máximo verificado para a temperatura ambiente foi de $37 \text{ }^\circ\text{C}$ e foi atingido às 15:15. A velocidade do vento parece não ter influência direta na flutuação da temperatura ambiente, pois mantém-se em valores reduzidos e sem grandes oscilações ao longo do dia, entre o intervalo de 0 a 4 m/s . Esta situação deve-se à posição do sistema PVT, que tem a Sul e a Oeste edifícios que funcionam como obstáculos à passagem livre do vento. Por esta razão, também se pode considerar negligenciável o efeito de arrefecimento do vento, no PVT.

4.1.3. Comportamento do coletor PVT com caudal constante

Para além dos parâmetros meteorológicos apresentados na secção anterior, foram adquiridos dados relativos ao comportamento do coletor PVT, nomeadamente o seu caudal mássico (\dot{m}) e as suas temperaturas de entrada (T_i), de saída (T_o), posterior (T_{bck}) e do vidro sobre a célula solar (T_{glass}). Foram ainda adquiridos os valores da corrente elétrica (I) e da tensão (U). De referir que na impossibilidade de medir diretamente a temperatura das células solares, através de um sensor de temperatura, considera-se que os valores de temperatura obtidos no vidro são semelhantes aos das

células (T_c), quando o equilíbrio entre estas temperaturas e a temperatura ambiente é alcançado [138], [139]. Assim, considerar-se-á que $T_{glass} = T_c$.

Para além dos dados anteriores, foram calculadas, a partir destes, as potências elétrica (P_e) e térmica (P_t), bem como os rendimentos elétrico (η_e), térmico (η_t) e total (η_{total}) do PVT.

Tendo em conta que o valor do caudal mássico é um parâmetro importante no controlo do comportamento térmico e elétrico do PVT [140], [141], é relevante que se encontre um valor limite para o melhor desempenho do PVT. Com o objetivo de se conhecer este caudal mássico desejável e saber como o fluxo do fluido afeta o desempenho do sistema, dever-se-á relacionar este parâmetro com os rendimentos do coletor [87], [140], [142-146]. A Figura 4.2 apresenta os valores dos rendimentos elétrico, térmico e total do PVT, calculados através dos dados experimentais, em função de vários valores de caudal mássico. Para comparar estes valores, os rendimentos foram adquiridos para um valor constante de radiação solar de 1000 W/m^2 e com uma temperatura do fluido na entrada do PVT praticamente constante, com uma variação entre $36,5$ e $37 \text{ }^\circ\text{C}$.

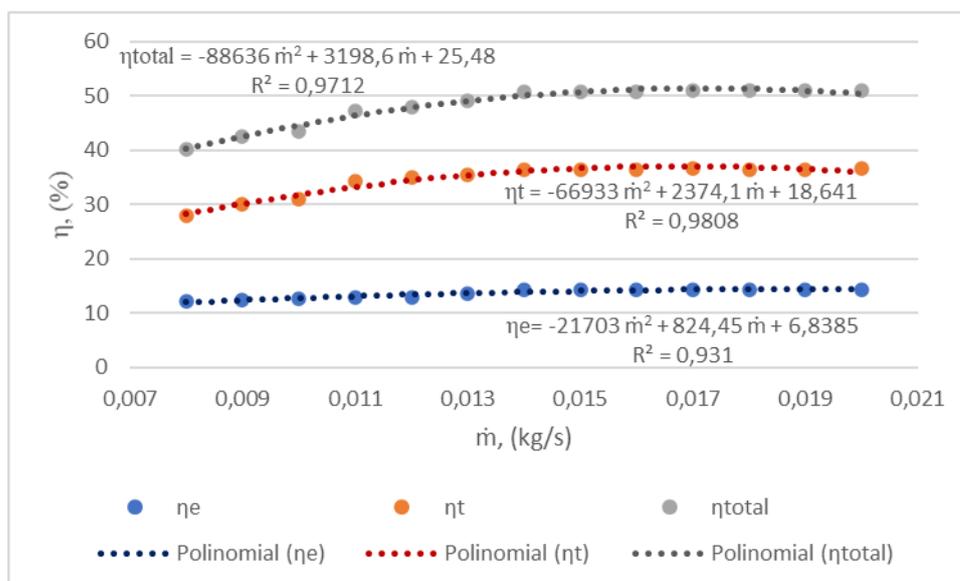


Figura 4.2 - Variação dos rendimentos do PVT com o caudal mássico ($G=1000 \text{ W/m}^2$, T_i entre $36,5$ e $37 \text{ }^\circ\text{C}$).

Para além dos valores atrás referidos, a Figura 4.2 mostra as curvas de regressão (a pontilhado) de cada um dos rendimentos do PVT que, como pode visualizar-se, são curvas não lineares de tendência polinomial, com um coeficiente de correlação elevado (superior a 0,9) e que são mostradas com as respetivas equações características. De

facto, pretende-se aqui ajustar uma curva aos dados experimentais, usando a regressão linear, de modo a prever o seu comportamento em toda a sua extensão admissível e que permita extrapolar com alguma margem de segurança.

Como já foi apresentado, o rendimento térmico é diretamente proporcional ao produto do caudal mássico com a diferença de temperaturas do fluido entre a saída e a entrada do PVT. Já o rendimento elétrico é diretamente proporcional à tensão e corrente gerada pelo PVT, sendo estes parâmetros dependentes não só da radiação solar como da temperatura das células solares.

Dos resultados indicados pela Figura 4.2 pode ver-se que há um efeito significativo do caudal mássico do fluido térmico nos rendimentos do PVT, podendo concluir-se que a influência do caudal se estende às temperaturas de entrada e saída do PVT, embora nesta última se constate maior sensibilidade. De facto, quando o caudal diminui, a temperatura de saída aumenta. Em contrapartida, quando os valores de caudal são mais elevados, verifica-se a redução dos valores da temperatura de saída, devido ao menor tempo de contacto do fluido no interior do PVT.

Como esperado, do aumento do caudal mássico constata-se um incremento dos rendimentos elétrico, térmico e, conseqüentemente, do rendimento total. Isto significa que o crescimento do caudal mássico promove a transferência térmica entre o componente PV e o fluido de transferência de calor. Este crescimento do rendimento dá-se até um valor de caudal que se considerará como limite, uma vez que não será necessário aumentá-lo para se obter um maior rendimento do PVT. Efetivamente, este aumento é mais notório desde o caudal mínimo considerado de 0,008 kg/s até ao valor de caudal de 0,014 kg/s, onde se verifica um acréscimo dos valores dos rendimentos elétrico, térmico e total de cerca 16,5%, 30% e 26%, respetivamente. De facto, este último caudal corresponde ao valor máximo dos dados adquiridos. Depois deste último valor, até ao caudal máximo estudado (0,02 kg/s), nota-se que os rendimentos apresentados são de valor constante, de acordo com o que se pode ver pelo conjunto de dados dos diversos rendimentos.

Relativamente às linhas de tendência dos diversos rendimentos da Figura 4.2, e após o cálculo dos seus valores limite, através da primeira derivada de cada uma das funções polinomiais, chega-se à conclusão de que estes valores são superiores em 17,5 % (rendimento elétrico), 11 % (rendimento térmico) e 14 % (rendimento total), para o mesmo caudal de 0,014 kg/s.

A explicação do que sucede na análise efetuada anteriormente, relativamente ao rendimento térmico, é a de que quando $\dot{m} < 0,014$ kg/s, o calor transferido do componente PV para o fluido térmico aumenta, o que conduz ao crescimento deste rendimento. Quando $\dot{m} > 0,014$ kg/s, o tempo de permanência do fluido, no seu transporte dentro no interior do PVT, é curto, fazendo com que o ganho de calor pelo fluido seja menor, o que conduzirá a um rendimento térmico constante.

Relativamente ao rendimento elétrico, quando $\dot{m} < 0,014$ kg/s, este aumenta com o caudal pelo facto das células serem arrefecidas por convecção do fluido do PVT, o que conduz ao aumento da potência elétrica gerada. Para o caso de $\dot{m} > 0,014$ kg/s, a invariabilidade ou mesmo o eventual decréscimo do rendimento elétrico é explicado pelo mais elevado caudal cujo tempo de permanência do fluxo é menor, o que leva a que a temperatura da célula pode não ser reduzida tanto como seria exetável.

Tendo em conta os dados da Figura 4.2, pode concluir-se que o valor ótimo do caudal mássico para o qual se obtêm os rendimentos elevados, existe e está identificado, como sendo o valor de 0,014 kg/s. Assim, todos os dados de comportamento do PVT que serão apresentados a seguir, foram adquiridos com este valor de caudal mássico. Esta análise está em linha de conta com estudos anteriores [87], [140], [143], [145], [146].

Tendo em conta as condições de teste atrás referidas (G , T_a , V_{vento} e \dot{m}), a Figura 4.3 apresenta os resultados experimentais de temperaturas do sistema PVT, juntamente com os valores meteorológicos já anteriormente apresentados, para se poder estabelecer uma referência.

Pode observar-se na Figura 4.3, que os perfis de temperatura têm a mesma tendência. Pode, também, visualizar-se que os valores mais elevados de temperatura acontecem na componente fotovoltaica do PVT, T_c , que atinge um máximo de 53 °C, aproximadamente às 15:00. O comportamento de T_c ao longo do dia segue a evolução da radiação solar incidente, embora esta última atinja o seu valor máximo em momento anterior ao valor máximo de T_c . O gradiente entre as temperaturas do fluido de saída e entrada do PVT, i. e., a diferença entre as temperaturas T_o e T_i , cujas curvas se tocam no início e na parte final do ensaio experimental, atinge um máximo de 6,4 °C às 13:30. Finalmente, a temperatura da parte posterior do PVT, T_{bck} , tem um comportamento quase coincidente com a temperatura ambiente, como se pode verificar pela sobreposição destas duas curvas praticamente em toda a sua extensão. Este facto leva a concluir que pela parte posterior do PVT não existem perdas térmicas, devido ao bom isolamento térmico que se verifica neste local.

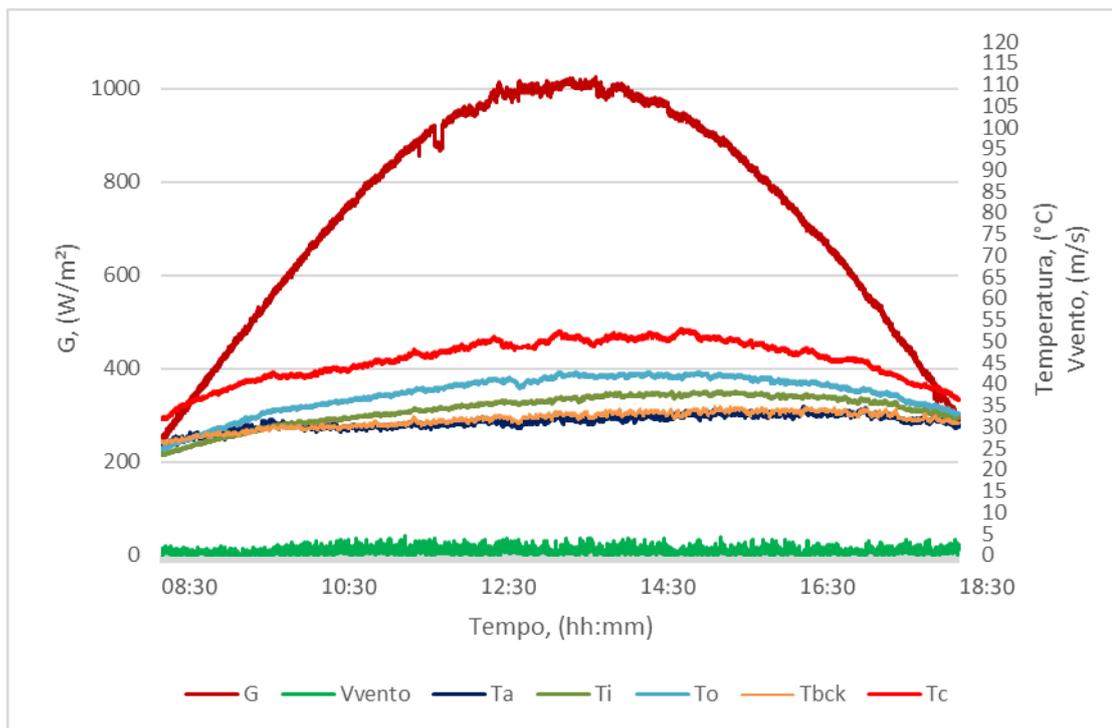


Figura 4.3 - Dados de temperaturas do sistema PVT estudado e correspondentes dados meteorológicos.

Um dos aspetos mais importantes no desempenho das células solares tem a ver com a sua temperatura, podendo assistir-se a um melhor ou pior comportamento, de acordo com o menor ou o maior valor da sua temperatura, respetivamente. Para além do caudal mássico, como se referiu aquando da análise da Fig. 4.2, outro dos parâmetros que controla a temperatura da componente fotovoltaica, T_c , e, por conseguinte, controla o desempenho do PVT, é a temperatura de entrada do fluido térmico no PVT, T_i [140], [141]. Na Fig. 4.4 pode visualizar-se a dependência da temperatura T_c , relativamente à temperatura T_i , podendo observar-se que a primeira é linearmente proporcional à segunda e que T_c tem um crescimento de $1,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ por cada 1°C de T_i .

Como esperado, a Fig. 4.4 mostra que T_c tende a crescer com o aumento de T_i , como se constata pelos dados da Figura 4.4 e da respetiva curva de regressão (a pontilhado) que, como se pode visualizar, é uma linha de tendência linear, com um coeficiente de correlação elevado (superior a 0,9), de acordo com a respetiva equação característica. O aumento de T_i faz com que não seja efetuado o arrefecimento das células e ocorra o aumento de T_c , prejudicando, assim, o desempenho do PVT.

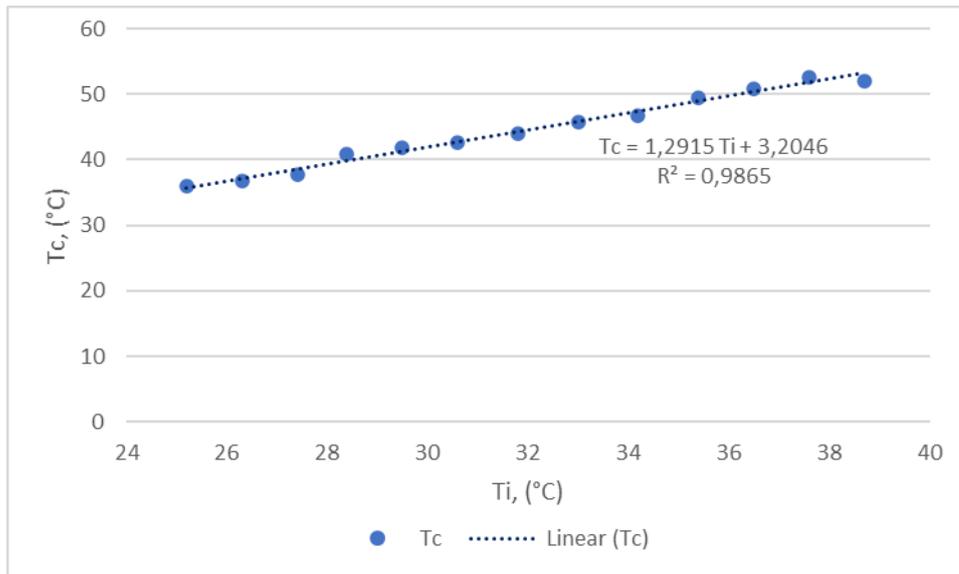


Figura 4.4 - Temperatura do componente PV relativamente à temperatura do fluido, à entrada do PVT estudado.

O estudo do PVT é também feito de modo a analisar o comportamento não só da temperatura do componente fotovoltaico, como também da temperatura média do fluido térmico entre os valores de saída e a entrada do PVT, $T_m = (T_o + T_i)/2$, relativamente à radiação solar, G . A razão porque é utilizada a temperatura T_m é pelo facto das temperaturas T_o e T_i terem comportamentos semelhantes ao longo do tempo de aquisição de dados, embora com valores distintos, conforme se pode ver na Fig. 4.3. Assim, a análise destas temperaturas em relação a G , tanto pode ser feita com T_o , T_i ou T_m , sendo esta última a utilizada, por ser a média das duas anteriores. Da Fig. 4.5, que apresenta este procedimento, pode observar-se que as temperaturas T_c e T_m aumentam na sua generalidade enquanto G tem um comportamento crescente.

O impacto de G nas temperaturas T_c e T_m leva-nos a observar que a subida da irradiância solar dita o crescimento destas temperaturas, que é constatável pelas linhas de tendência polinomial (a pontilhado) com um coeficiente de correlação elevado, sobre os dados destas temperaturas. Observa-se, também, que os valores de T_m a partir de um certo valor de G , valores acima de 870 W/m^2 , estabilizam, tendendo a serem constantes, o que não acontece com T_c , pois esta temperatura aumenta continuamente, embora menos no final da curva do que no seu início. O comportamento de T_m deve-se ao facto do gradiente de temperatura do fluido entre a saída e a entrada do PVT, a partir do valor de $G = 870 \text{ W/m}^2$, se manter praticamente constante.

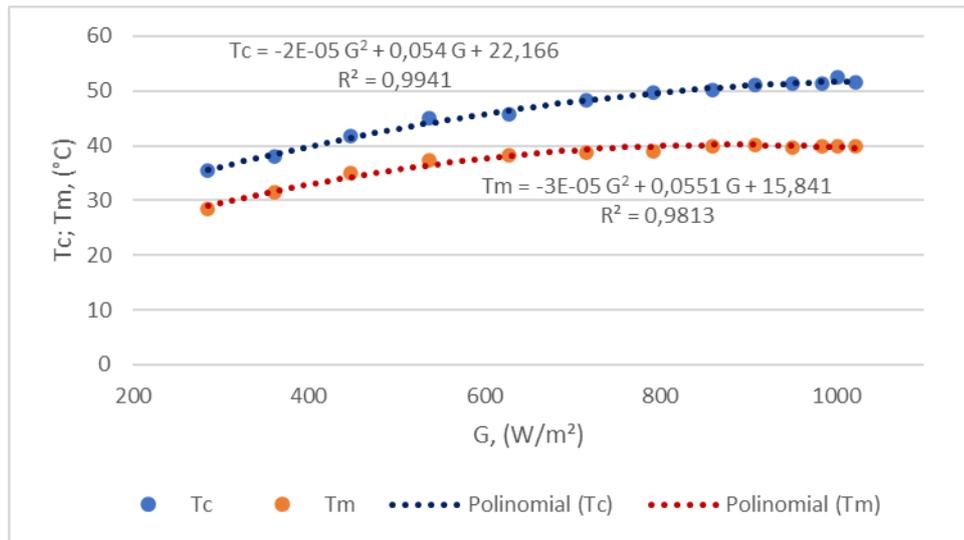


Figura 4.5 - Comportamento das temperaturas do componente PV e média do fluido térmico relativamente à irradiância solar.

A Figura 4.6 apresenta os resultados experimentais adquiridos no PVT, relativos à corrente elétrica e à tensão, juntamente com os valores meteorológicos.

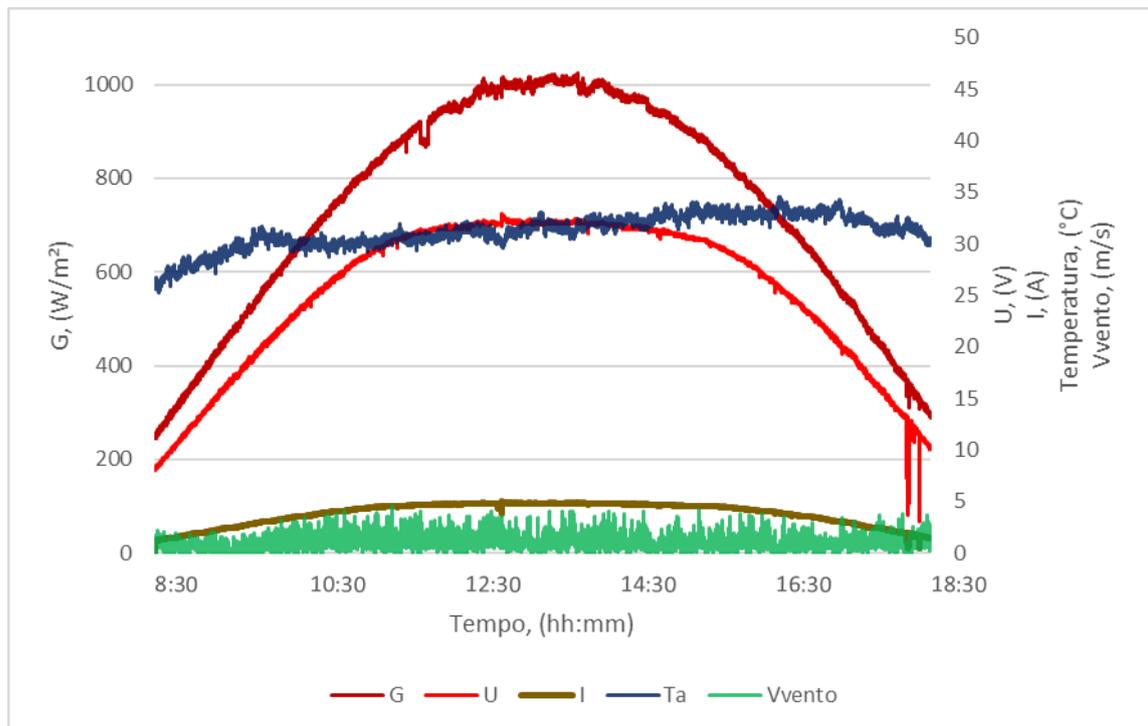


Figura 4.6 - Dados da corrente e tensão do coletor PVT estudado e dados meteorológicos correspondentes.

Na Figura 4.6 pode observar-se a curva da tensão, para um período de tempo compreendido entre as 11:30 e as 15:30 (estes dois momentos do dia correspondem a

um valor cerca de $G=870 \text{ W/m}^2$), onde os valores máximos de U se mantêm praticamente constantes e com um valor aproximado de 34 V . Na curva da corrente elétrica também se observa, aproximadamente no mesmo intervalo de tempo, um valor quase constante de I e com valores máximos de $4,8 \text{ A}$. No intervalo de tempo anteriormente referido, observa-se que mesmo com o aumento da radiação solar acima de 870 W/m^2 os valores da tensão e da corrente elétrica não sofrem praticamente alterações, mantendo-se praticamente constantes. Esta situação deve-se, essencialmente, ao facto de neste período de tempo se observarem as temperaturas mais elevadas das células solares, não permitindo, assim, maiores valores de tensão e corrente elétrica.

A Fig. 4.7 apresenta a relação entre os dados adquiridos da tensão e da corrente elétrica, geradas no componente PV, e a radiação solar.

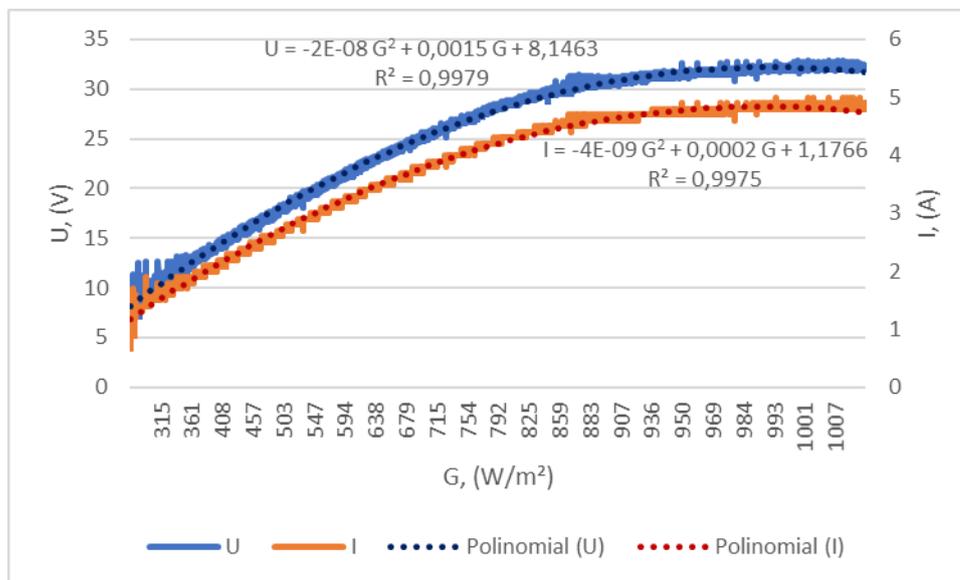


Figura 4.7 - Dados da tensão e corrente elétrica do coletor PVT estudado, relativamente à irradiância solar.

Como se pode observar na Figura 4.7, os valores de U e I têm um comportamento crescente com o aumento de G até que se atinja um valor de aproximadamente 870 W/m^2 . Após este valor, U e I mantêm um crescimento mais suave com valores praticamente constantes e iguais ao valor máximo atingido de cerca 34 V e $4,8 \text{ A}$, respetivamente. Esta situação deve-se ao facto de neste intervalo de tempo com valores de G superiores a 870 W/m^2 , as temperaturas das células solares atingirem valores mais elevados, o que se traduz numa dificuldade na obtenção de maiores valores de U e I . As curvas de regressão (a pontilhado) que melhor representam os dados da tensão e

da corrente elétrica são linhas de tendência polinomial com coeficientes de correlação elevados, conforme se observa na Figura 4.7.

Através dos dados experimentais adquiridos e já apresentados neste capítulo, poder-se-ão calcular as potências elétrica e térmica, P_e e P_t , respetivamente, do PVT em estudo. Assim, a Figura 4.8 mostra, a par dos dados climáticos de G , T_a e V_{vento} , as potências referidas anteriormente.

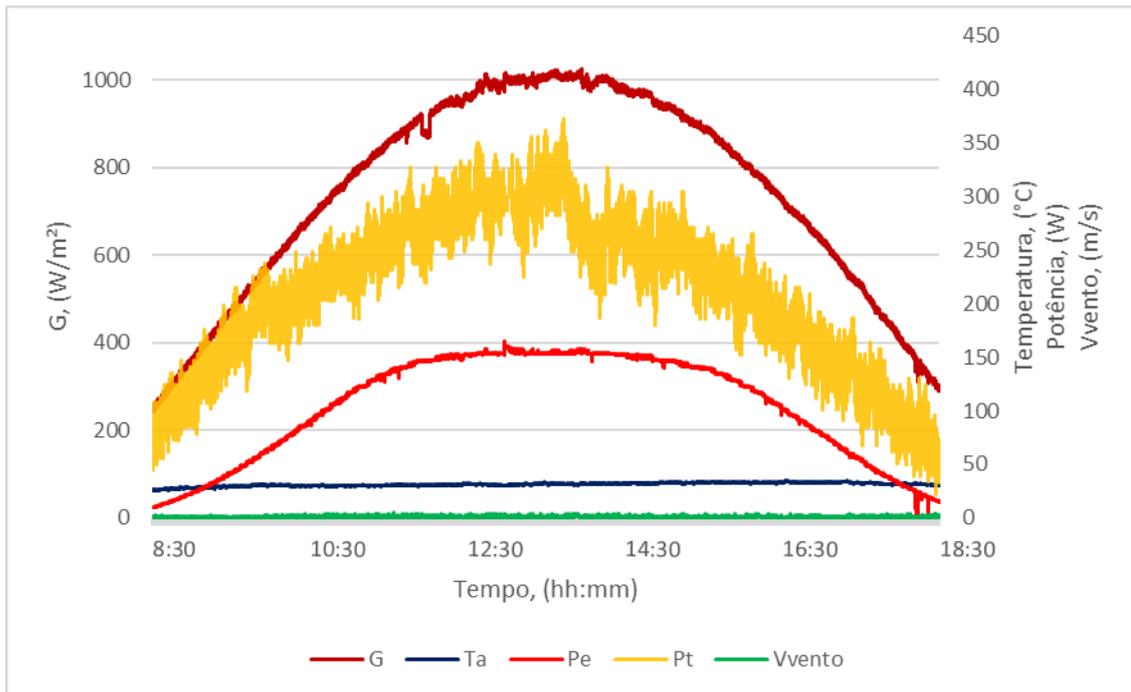


Figura 4.8 - Dados climáticos e das potências elétrica e térmica do coletor PVT estudado.

Pode observar-se pelas curvas de potência térmica e elétrica do PVT um comportamento esperado. O valor máximo da potência térmica é de de 373 W, observado cerca das 13:30, altura em que é atingida a radiação solar máxima. A evolução da potência térmica é primordialmente sensível ao gradiente entre as temperaturas do fluido à saída e à entrada do PVT, observando-se que o maior valor deste gradiente, tal como já se apresentou na Figura 4.3, se verifica às 13:30, momento em que se observa o maior valor da radiação solar e conseqüentemente a máxima potência térmica. A potência elétrica atinge o seu valor máximo de 163 W e mantem-se praticamente constante neste valor no período temporal em que U e I se mantêm também constantes, ou seja no período das 11:30 às 15:30, período em que se verificam valores da radiação solar acima de 870 W/m². Sendo a potência elétrica dependente da tensão e corrente gerada, pode observar-se na Figura 4.8 que no período de tempo

compreendido entre as 11:30 e as 15:30 a potência elétrica não evolui rapidamente, tal como observado pelo menor declive da curva, que praticamente corresponde a uma linha horizontal, o que coincide com o comportamento da tensão e corrente verificado na Fig. 4.6. De facto, para valores da radiação solar superiores a 870 W/m^2 não se observa o crescimento elevado dos valores da potência elétrica, devido ao maior aquecimento das células solares, tal como se pode visualizar na Figura 4.3.

Um aspeto interessante a observar é o efeito da temperatura do fluido térmico T_i na potência instantânea gerada, por esta temperatura ser um parâmetro de controlo do desempenho do PVT [147]. Na Figura 4.9 pode visualizar-se, através dos dados experimentais e da respetiva correlação, a variação das potências elétrica e térmica do PVT em função da temperatura T_i , que tem uma variação de 33 a 39 °C.

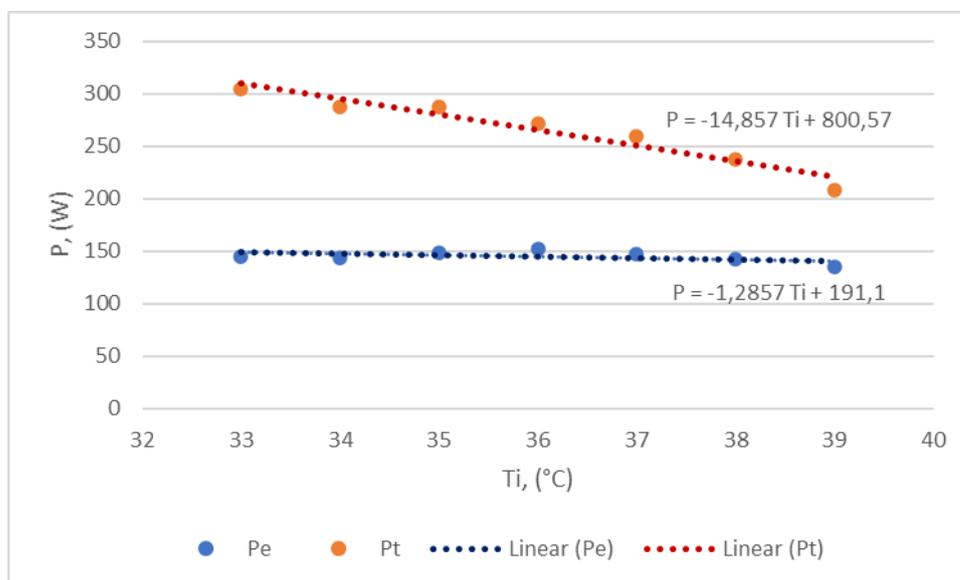


Figura 4.9 - Potências instantâneas versus temperatura do fluido térmico à entrada do PVT estudado.

As curvas de regressão do gráfico da Figura 4.9 (a pontilhado) são linhas de tendência linear com um coeficiente de correlação muito forte, superior a 0,9. Como se pode observar através do comportamento destas linhas, e como esperado, as potências elétrica e térmica instantâneas do PVT diminuem com o aumento das temperaturas de entrada, T_i . No caso de P_t o declive da curva é maior do que para P_e , revelando uma maior sensibilidade ao parâmetro T_i , i.e., P_t é mais significativamente afetada por esta temperatura. A constatação da redução de P_t com o aumento dos valores de T_i , deve-se ao facto da diferença das temperaturas de saída (T_o) e entrada (T_i) do PVT também decrescer.

O que se esperava e o que realmente veio a acontecer é que o fluido térmico menos quente, pela sua capacidade de absorção de calor e pelo maior gradiente de temperatura entre este fluido e a superfície das células solares, leva a um maior arrefecimento da componente PV e ao aumento do calor no próprio fluido e, por conseguinte, a um maior rendimento das células solares.

Com as potências elétrica e térmica determinadas, podem-se calcular os rendimentos elétrico e térmico, respetivamente. A Figura 4.10 mostra, a par dos valores da irradiância solar, a variação dos rendimentos elétrico, térmico e total do PVT em estudo, em função do tempo.

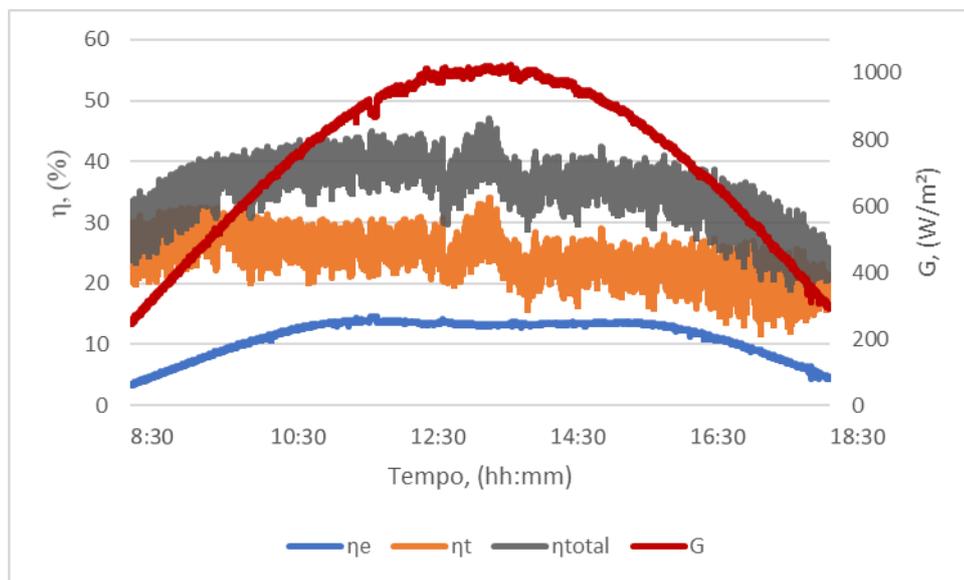


Figura 4.10 - Variação temporal da irradiância solar e dos rendimentos elétrico, térmico e total do coletor PVT estudado.

Da Figura 4.10, observa-se que a irradiância solar obviamente tem importância nos rendimentos elétrico e térmico do coletor PVT. O rendimento térmico atinge um valor máximo de 35 % cerca das 13:30. O rendimento elétrico aumenta com o aumento da radiação solar e atinge o seu valor máximo de 14,5% às 11:30, o que corresponde a um valor de $G=870 \text{ W/m}^2$. Após este valor, o rendimento elétrico começa ligeiramente a decrescer com o contínuo aumento da radiação solar, atingindo um valor de 13% quando G atinge o seu valor máximo, o que faz com que se observe um decréscimo neste rendimento de 10,3%. De referir que é durante este período de tempo que a temperatura da célula atinge valores mais elevados. Depois desta disposição e enquanto a radiação solar começa a decrescer, há um ligeiro aumento do rendimento que retomará o valor aproximado de 14,5% quando o valor de G atinge novamente o valor

de 870 W/m^2 , o que acontece cerca das 15:30. Após este ponto, a curva do rendimento decrescerá, acompanhando a descida da curva da irradiância solar. A situação analisada em que se verifica uma diminuição do rendimento elétrico, dentro de um intervalo elevado de irradiância solar (acima de 870 W/m^2) deve-se ao facto do aquecimento excessivo da célula solar, o que faz com que esta não só não produza mais eletricidade como se verifica uma redução nessa produção.

Da Figura 4.10 também se obtém o rendimento total verificado, que atinge um valor máximo de 46 % aproximadamente às 13:30.

A Figura 4.11 mostra o impacto da irradiância solar nos rendimentos elétrico e térmico do PVT. Aqui, pode observar-se a mesma informação extraída da Figura 4.10, nomeadamente que o rendimento térmico atinge o seu valor máximo de 35 % quando a irradiância solar está no seu máximo. O rendimento elétrico cresce com a subida dos valores da irradiância solar, até atingir o seu valor máximo de 14,5 % para uma radiação solar aproximadamente de 870 W/m^2 , notando-se de seguida uma leve descida nos valores do rendimento elétrico mesmo com a contínua subida da radiação solar.

Verifica-se, como é sabido, que a adição do módulo PV causa uma redução do rendimento térmico do PVT, embora o seu rendimento elétrico aumente.

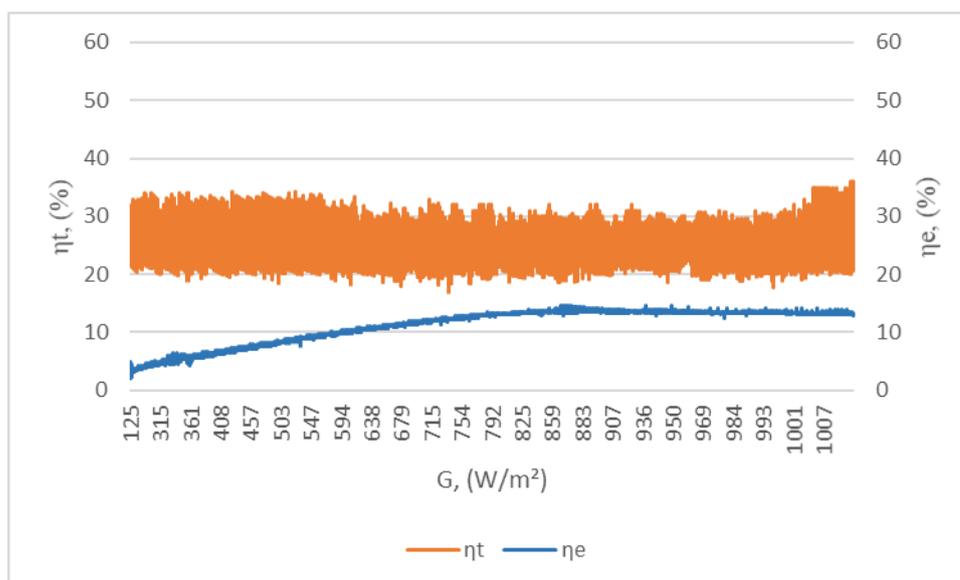


Figura 4.11 - Influência da irradiância solar nos rendimentos instantâneos do PVT estudado.

O objetivo de avaliação dos rendimentos elétrico e térmico do PVT e, consequentemente, a avaliação do seu desempenho sob diferentes temperaturas de

operação é também tido em conta. Assim, analisa-se a relação entre os rendimentos e a temperatura média do fluido térmico no PVT, T_m , que é a média aritmética entre as temperaturas T_o e T_i . Esta relação pode observar-se na Figura 4.12, tendo em conta toda a extensão diária da radiação solar, da temperatura ambiente e do vento.

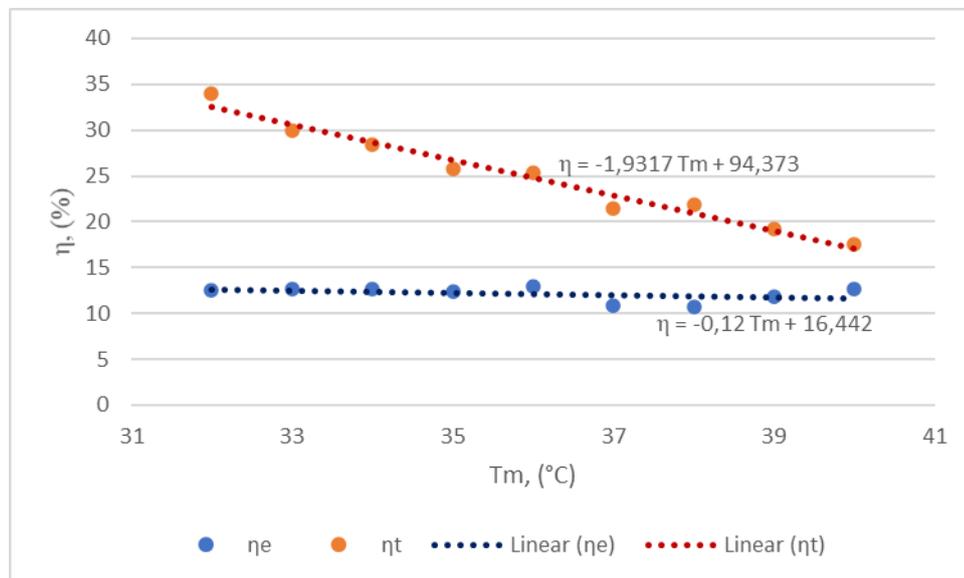


Figura 4.12 - Rendimentos instantâneos versus temperatura média do fluido térmico do PVT estudado.

Como se pode observar pelas curvas de tendência linear com coeficientes de correlação superior a 0,9, apresentadas na Figura 4.12, os rendimentos térmico e elétrico são influenciados por T_m , no sentido em que o aumento desta temperatura faz com que os rendimentos diminuam. Esta diminuição é mais notória no rendimento térmico do que no rendimento elétrico, conforme pode ver-se nos declives das respetivas curvas.

A Figura 4.13 mostra o rendimento da componente fotovoltaica em função da temperatura da célula solar, T_c .

Observa-se um decréscimo linear deste rendimento com o aumento de T_c . Tal como esperado, o rendimento das células solares é inversamente proporcional ao aumento da sua temperatura, observando-se, assim, que este rendimento é função de T_c . Da análise da Figura 4.13, observa-se ainda que para um aumento dos valores de T_c de 44,6 °C para 52,4 °C, o rendimento PV decresce de 14,5% para 13,1%, o que representa uma descida de cerca 10%. Esta subida dos valores de T_c verifica-se numa altura em que a radiação solar atinge valores acima de 870 W/m². Assim, para alcançar um aumento notável na produção de eletricidade, requerer-se-á uma significativa redução de T_c .

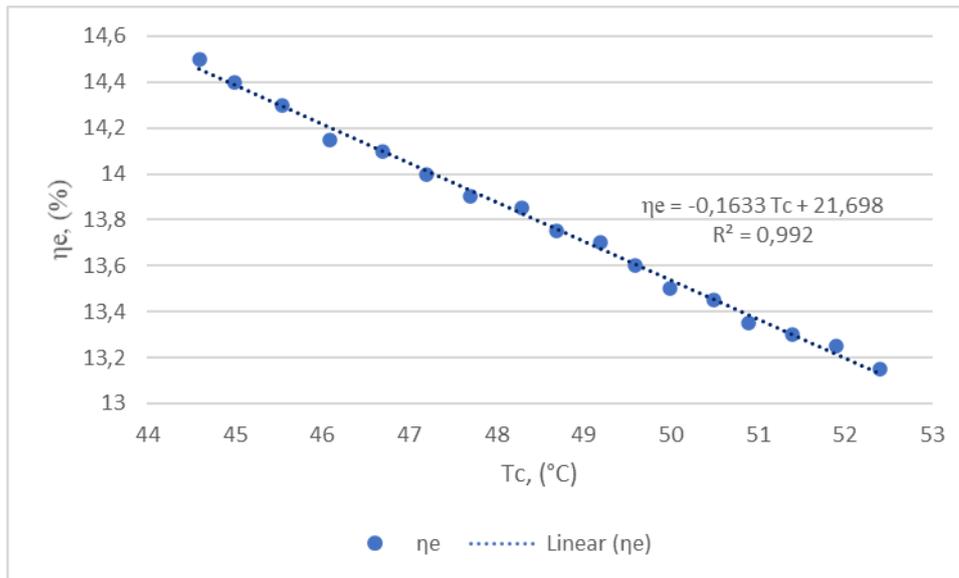


Figura 4.13 - Dependência do rendimento elétrico do PVT em estudo, com a temperatura da célula solar.

O estudo do rendimento da componente térmica do coletor PVT é também analisado tendo por base o procedimento normalizado da ASHRAE/ANSI Standard 93-2010 [148], que impõe a avaliação de um coletor térmico em termos do seu desempenho. Este procedimento permite a caracterização do componente térmico do PVT, tal como se procede com um coletor térmico [14], [149], [150].

Assim, tendo em conta os dados experimentais adquiridos, o rendimento instantâneo térmico do PVT, η_t , é apresentado em função da denominada temperatura reduzida T^* , que é definida por $(T_i - T_a)/G$, na Figura 4.14.

Como se observa na Figura 4.14, que mostra o efeito do parâmetro T^* sobre o rendimento térmico do PVT, os dados experimentais apresentam uma relação linear, com um coeficiente de correlação superior a 0,9. O rendimento térmico do PVT varia entre 33 a 16,4 % e é afetado pela diferença $(T_i - T_a)/G$, como se constata a partir do declive da reta que o representa. O valor mais elevado do rendimento térmico é alcançado quando o valor da temperatura T^* é nulo, o que implica que a temperatura de entrada do fluido tenha o mesmo valor que a temperatura do ar ambiente. Esta situação significará que não ocorrerão perdas térmicas para a envolvente do PVT. Por outro lado, também se verifica um valor mais elevado do rendimento térmico quanto maior for o valor de G , independentemente da diferença de temperaturas $T_i - T_a$, dentro dos valores observados na Figura 4.14.

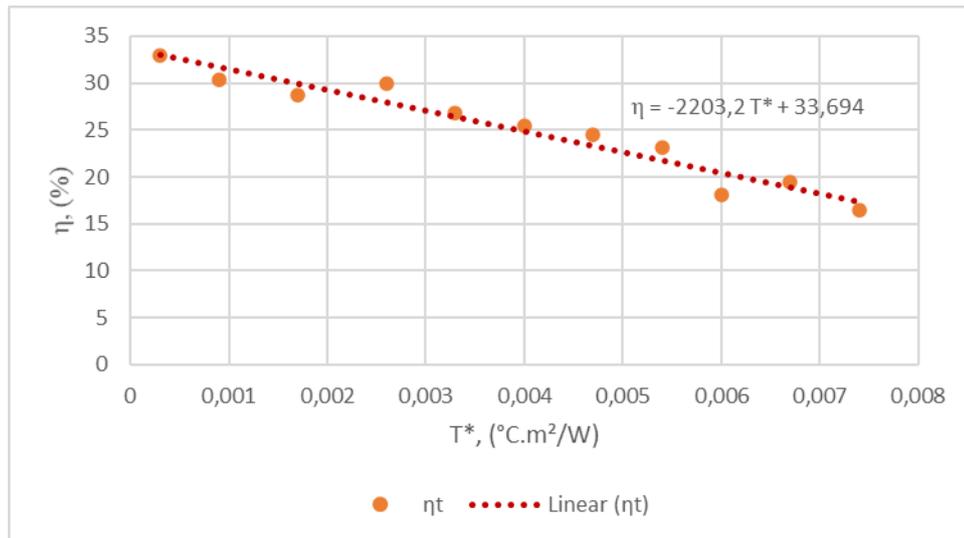


Figura 4.14 - Rendimento instantâneo térmico do PVT estudado, versus a denominada temperatura reduzida.

Aproveitando o procedimento anterior e estendendo-o aos rendimentos elétrico e total do PVT, de acordo com [52], [151-161], a Figura 4.15 apresenta a variação de todos os rendimentos do coletor (inclusive o rendimento térmico já apresentado, para se poder ter uma referência de comparação) relativamente à temperatura T^* .

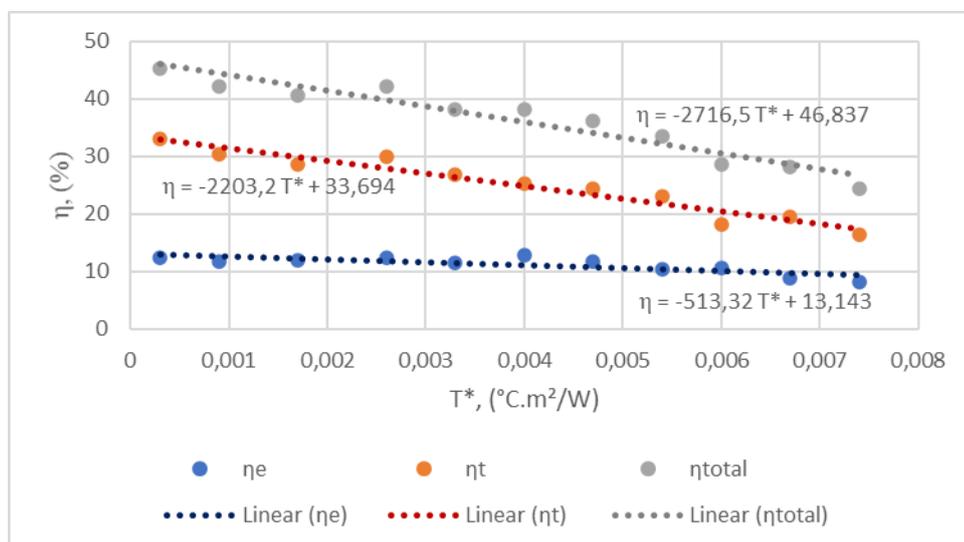


Figura 4.15 - Rendimentos instantâneos do PVT em estudo, versus a denominada temperatura reduzida.

Do que se pode observar da Figura 4.15, onde podem ver-se as três relações lineares dos dados relativos aos três rendimentos do PVT, cujos coeficientes de correlação são superiores a 0,9, o rendimento elétrico, η_e , tem aqui a sua variação entre 12,8 e 8,1 %.

rendimento térmico do PVT, η_t , já referido anteriormente, é significativamente afetado pela relação $(T_i - T_a)/G$, como se constata no maior declive da sua linha de rendimento, em comparação com o rendimento elétrico, η_e . O rendimento total do PVT, η_{total} , tem uma variação de valores entre 45,8 a 24,5% notando-se um declive ainda maior relativamente às duas curvas de rendimento atrás referidas. Da análise da Figura 4.15 pode observar-se que se T_a e G se mantiverem constantes, o aumento de T_i provoca a diminuição dos rendimentos do PVT.

4.2. Validação do modelo

A validação é o processo de determinar o grau em que um modelo é uma representação precisa do mundo real, na perspetiva do uso pretendido do modelo [164]. Assim, tendo em conta o presente trabalho, a validação do modelo é primordial para assegurar um nível de confiança e precisão para o estudo teórico do PVT.

Para permitir uma comparação entre a simulação em ambiente MATLAB-Simulink e os resultados experimentais, o modelo utilizado foi validado e executado nas mesmas condições dos testes experimentais. De seguida, são apresentados vários conjuntos de resultados comparativos, de modo a determinar a precisão do modelo de simulação e identificar possíveis discrepâncias entre a simulação e os resultados experimentais.

Os resultados experimentais, nomeadamente os valores de G , T_a , T_i , V_{vento} e \dot{m} , são utilizados para o procedimento da validação através dos valores das temperaturas T_c , T_o e T_{bck} e dos valores I e U , pois através destes poder-se-ão obter todos os outros parâmetros que caracterizam o PVT.

A Figura 4.16 mostra o resultado comparativo entre os valores das temperaturas experimentais do módulo fotovoltaico ($T_c \text{ exp}$) e as temperaturas obtidas por simulação ($T_c \text{ simul}$) para as células solares. Observa-se uma boa concordância global entre ambos resultados, notando-se que a maior diferença entre estes valores é de cerca de 3,2% em alturas pontuais do dia, nomeadamente aquando de um brusco aumento de temperatura da célula (cerca das 14:30) e no final do dia.

Para as mesmas temperaturas em análise, a Figura 4.17 mostra o seu bom grau de concordância, através do estudo de regressão linear.

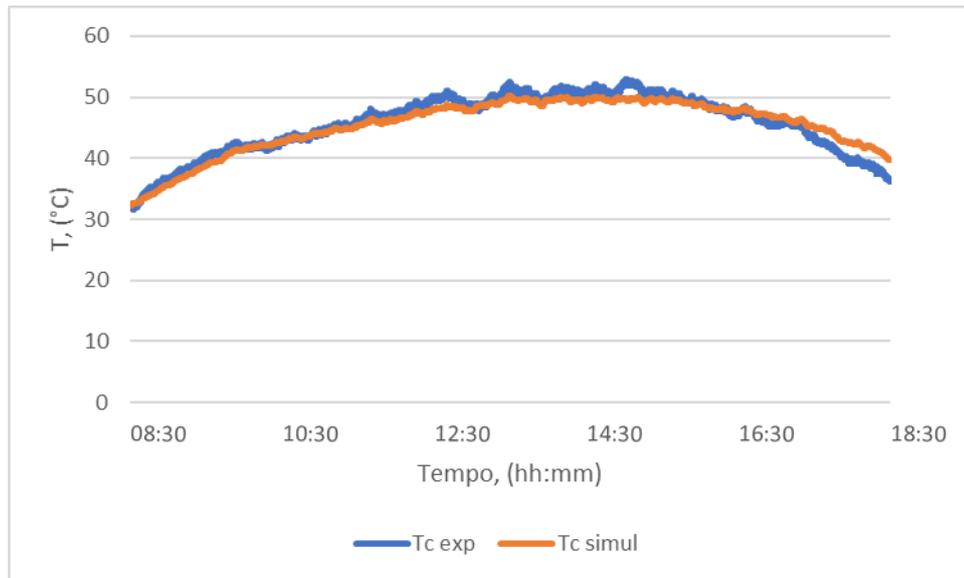


Figura 4.16 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura das células, T_c .

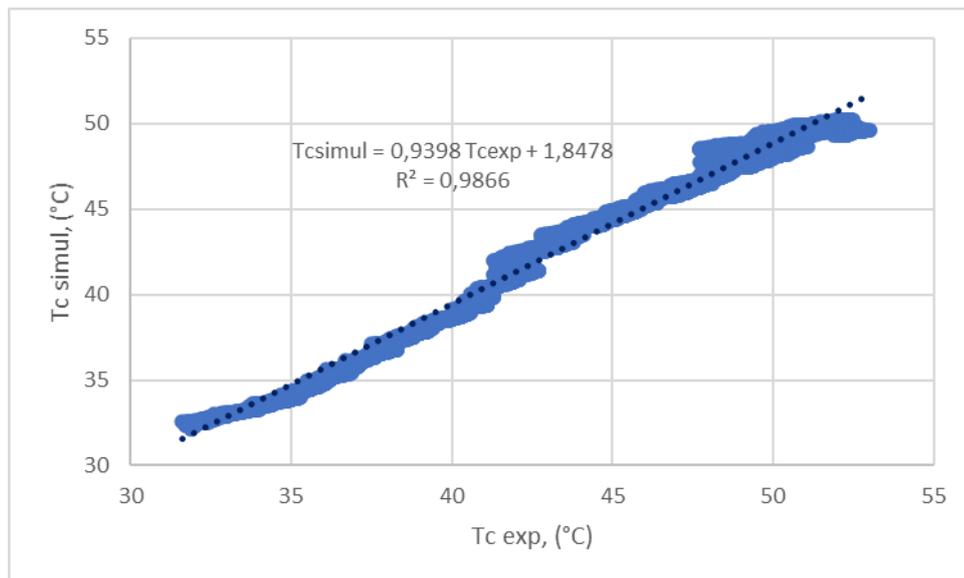


Figura 4.17. - Correlação entre os valores experimentais e simulados da temperatura das células, T_c .

Análise similar pode ser feita aos resultados da Figura 4.18 e Figura 4.19 (comparação entre os valores experimentais e do modelo, da temperatura T_o), da Figura 4.20 e Figura 4.21 (comparação entre os valores experimentais e do modelo, da temperatura T_{bck}), da Figura 4.22 e Figura 4.23 (comparação entre os valores experimentais e do modelo, da corrente I) e da Figura 4.24 e Figura 4.25 (comparação entre os valores experimentais e do modelo, da tensão U). Da análise, observa-se uma muito boa concordância global entre ambos resultados, notando-se que a maior diferença entre estes valores é de cerca de 2,5%.

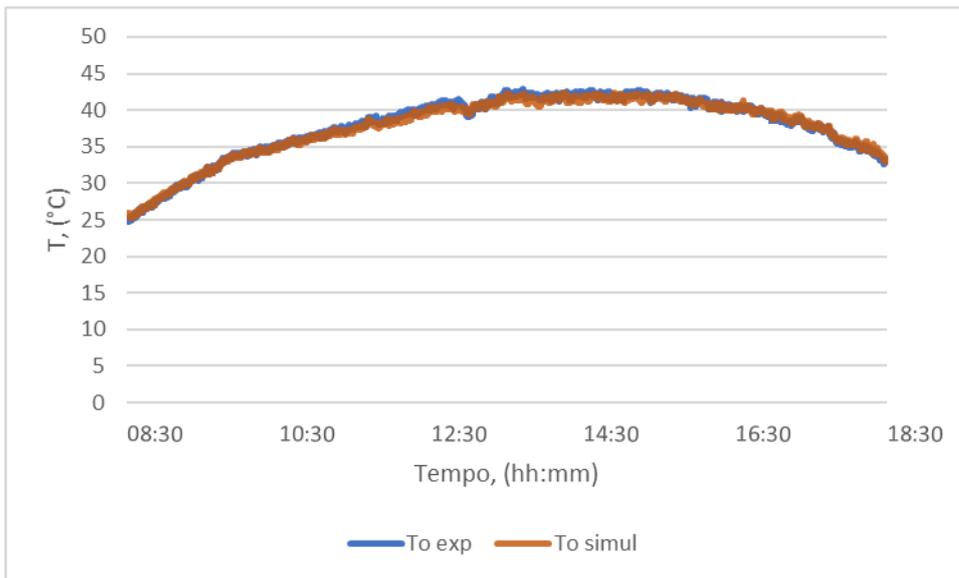


Figura 4.18 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura do fluido à saída do PVT, T_o .

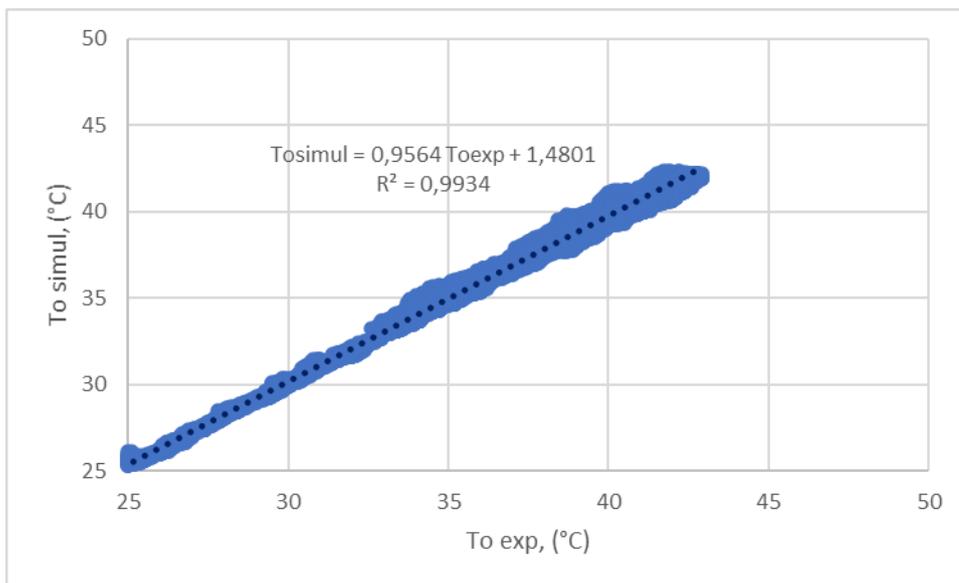


Figura 4.19 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da temperatura do fluido à saída do PVT, T_o .

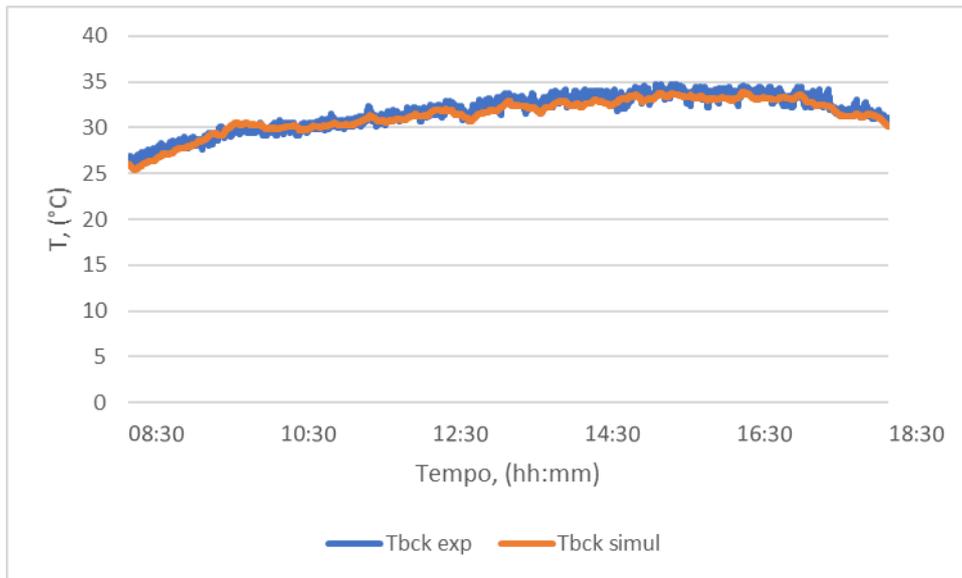


Figura 4.20 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura posterior do PVT, Tbck.

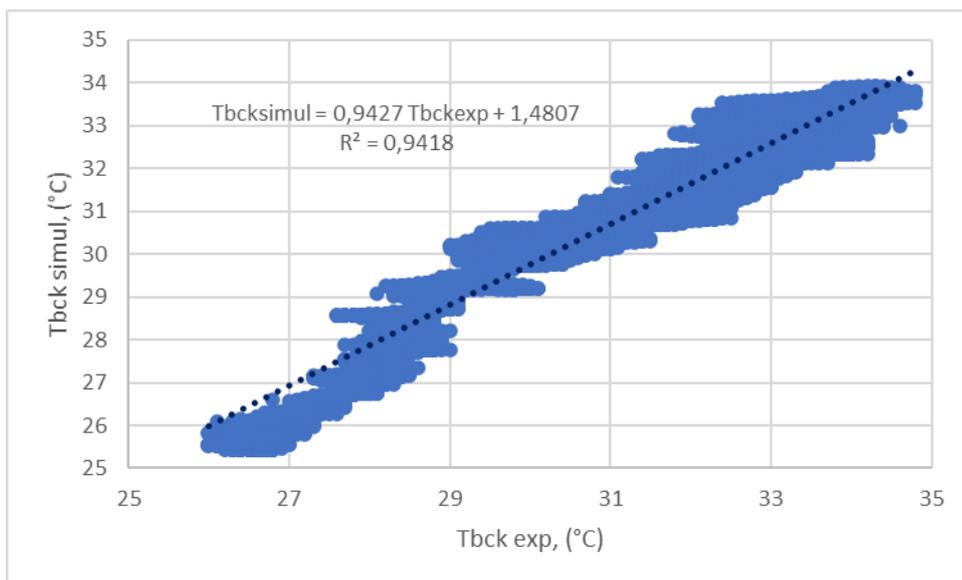


Figura 4.21 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da temperatura posterior do PVT, Tbck.

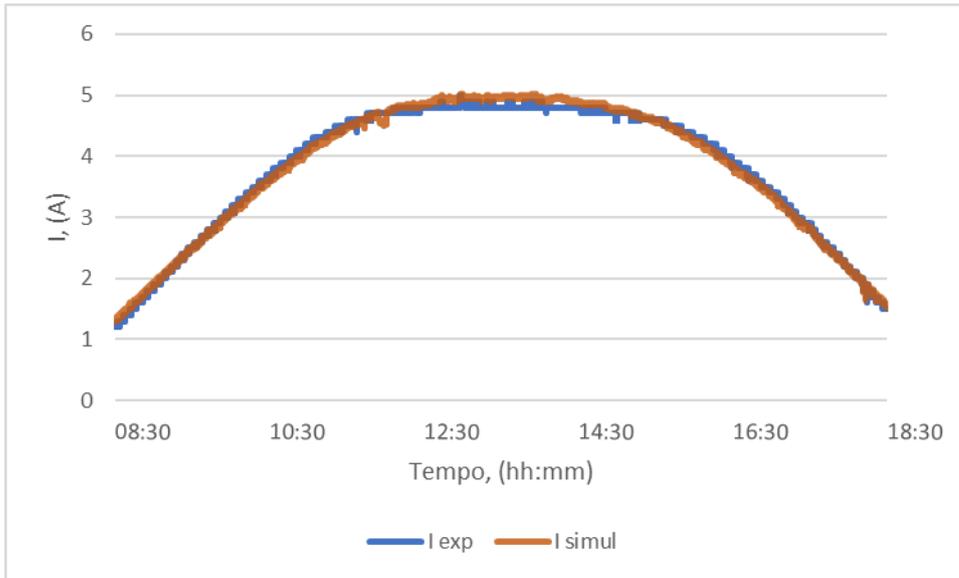


Figura 4.22 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da corrente elétrica do PVT, I.

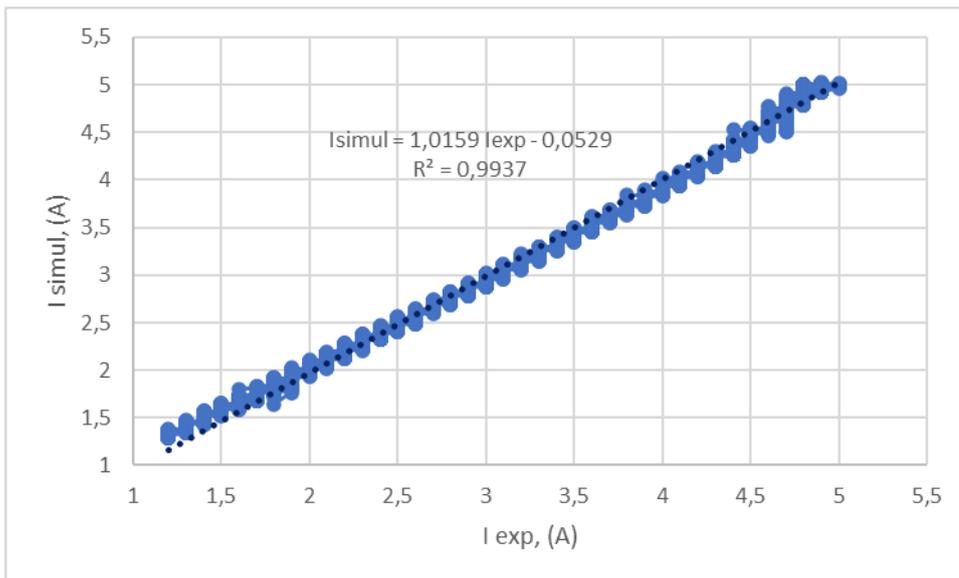


Figura 4.23 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da corrente elétrica do PVT, I.

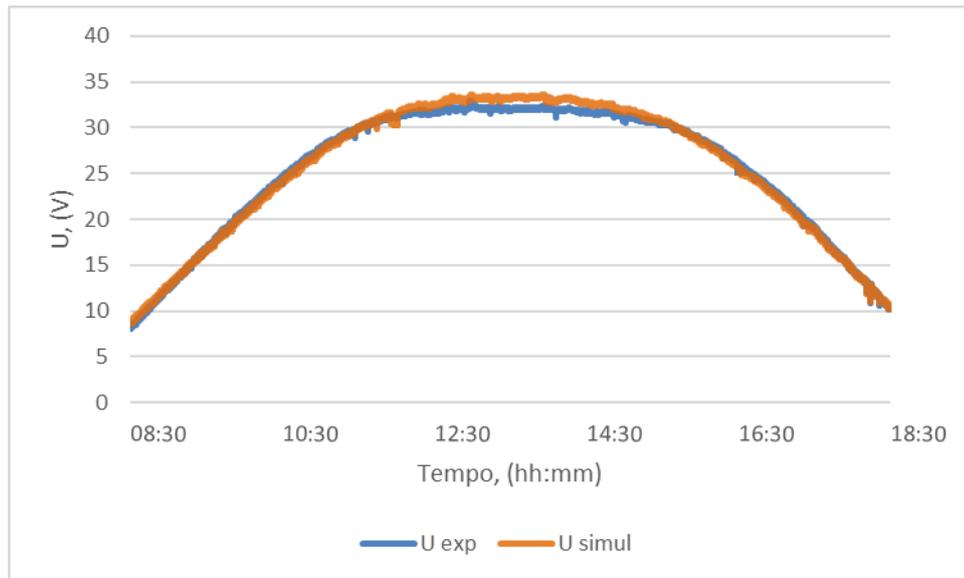


Figura 4.24 - Comparação entre os valores experimentais e simulados da tensão do PVT, U.

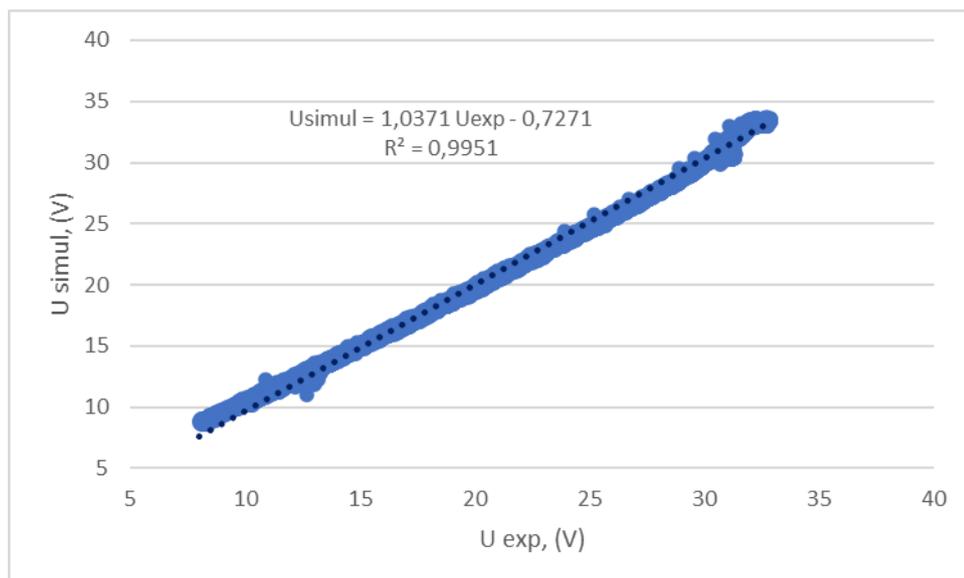


Figura 4.25 - Correlação entre os valores experimentais e simulados da tensão do PVT, U.

Pode, assim, considerar-se que o modelo utilizado constitui uma ferramenta fiável para o estudo do comportamento de PVTs com estruturas similares ao considerado neste trabalho.

4.3. Impacto prático da investigação

Da instalação de um coletor PVT, comparativamente ao uso de fontes de energia convencionais, com base nas práticas comuns de compra de eletricidade da rede para

utilização de energia elétrica e produção de energia térmica, observa-se uma redução de emissões de gases de efeito de estufa [165]. Este é um contributo muito importante dos coletores PVT, na produção de energia elétrica e térmica, para um ambiente menos poluído.

Apesar do crescente número de estudos sobre coletores híbridos PVT, o presente trabalho é inovador, pois envolveu alguns desafios técnicos, que são considerados uma grande contribuição para o conhecimento na área de engenharia dos PVTs, nomeadamente o estudo de um coletor PVT em escala real e em condições reais e a instalação de todo o apoio ao sistema onde o PVT está integrado.

Para a avaliação do rendimento do PVT com a variação da temperatura das células e para diferentes valores de radiação solar, foi implementado um modelo elétrico, dependente do tempo, o qual foi acoplado ao modelo térmico.

O modelo matemático utilizado é validado através de alguns dados experimentais adquiridos durante o funcionamento do PVT, que está inserido num sistema termo-elétrico com um fluido de arrefecimento em forma líquida, para prever o desempenho operacional do sistema e, assim, poder otimizar as suas configurações.

O facto de o desempenho ser calculado a cada segundo, pode ser visto como uma previsão em tempo real do comportamento do PVT.

Por último, os efeitos dos principais parâmetros de controlo, como a temperatura do fluido de entrada e o caudal mássico, no comportamento do PVT ao longo do tempo, foram investigados com o objetivo de chegar, através dos seus controlos, a rendimentos térmico e elétrico máximos.

Capítulo 5

Conclusões Gerais e Trabalho Futuro

A energia é um dos principais fatores de desenvolvimento industrial e da atividade económica. A maior parte da energia usada no mundo é de origem fóssil e devido ao rápido crescimento da população mundial e ao desenvolvimento económico, o seu consumo aumenta dramaticamente. Há dois problemas principais neste tipo de energia, nomeadamente o das reservas mundiais, onde se estima o esgotamento em algumas décadas para o gás natural e o petróleo e alguns séculos para o carvão, fazendo com que a exploração seja mais lenta e o preço suba drasticamente. O segundo problema é o do aumento da poluição, aquando do uso deste tipo de energia, o que causa grave impacto negativo no ambiente, devido à emissão de gases responsáveis pelo aquecimento global do planeta.

O uso de energia de fontes renováveis numa escala significativa, deverá reduzir os impactos associados ao ambiente. A maioria das fontes de energia renovável são oriundas da radiação solar, tanto de uso direto (caso da geração de calor e eletricidade), como de forma indireta (caso da energia do vento e dos biocombustíveis, entre outros).

Este trabalho analisa o potencial do uso da tecnologia PVT de conversão da energia solar em energia elétrica e térmica, em simultâneo, a qual poderá ser utilizada paralelamente às tecnologias solares convencionais, de modo a constituir-se como uma alternativa válida para a redução, quer da dependência energética fóssil, quer das emissões de gases de efeito de estufa.

O propósito deste trabalho foi conceber uma abordagem para a maximização da produção de energia renovável solar e fornecer diretrizes, baseadas em aspetos tecnológicos, para a otimização do equipamento solar utilizado.

Neste trabalho foi feita uma descrição da instalação e do procedimento experimental, bem como a apresentação do modelo numérico do PVT e a respetiva simulação.

Este capítulo resume as principais contribuições desta tese. Os tópicos para trabalhos futuros também são identificados.

5.1. Conclusões do trabalho desenvolvido

O objetivo global deste trabalho foi a caracterização do desempenho de um coletor solar híbrido PVT em escala real, que incorpora como fluido térmico uma mistura de glicol e água, por meio de testes experimentais, efetuados em condições reais, e validação de um modelo matemático desenvolvido.

Os testes experimentais foram realizados num coletor PVT dotado da necessária instrumentação, de modo a permitir adquirir, direta e indiretamente, os diferentes parâmetros que caracterizam o desempenho do PVT, sob condições meteorológicas reais (G , T_a e V_{vento}). As células solares, com um rendimento nominal de cerca 11,9%, são de tecnologia monocristalina e estão confinadas entre o vidro, por um lado, e o conjunto tubos-placa absorvora, por outro. Foram realizados testes experimentais durante vários dias, sob condições meteorológicas próprias da época do ano, ou seja, no verão.

Para simular o comportamento do PVT, propõe-se um modelo numérico implementado em ambiente MATLAB-Simulink, de balanços de energia térmica e do circuito equivalente da célula solar. O desenvolvimento do modelo foi acompanhado pelo processo de verificação que monitoriza os resultados do PVT. Após esta verificação, o modelo foi validado, para as mesmas condições dos testes experimentais, ao determinar o grau de concordância com os dados adquiridos experimentalmente.

O caudal mássico é um parâmetro importante no controlo do comportamento térmico e elétrico do PVT. Pelos resultados experimentais, observou-se um caudal mássico (\dot{m}) limite para um melhor desempenho do PVT. De facto, a relação dos rendimentos elétrico (η_e), térmico (η_t) e global (η_{total}) em função do parâmetro \dot{m} mostra que este deve ter o valor de 0,014 kg/s para o melhor desempenho do PVT, correspondendo aos valores máximos dos rendimentos. Este valor de \dot{m} foi, após esta avaliação, utilizado na aquisição dos dados experimentais.

Os resultados experimentais confirmam alguns factos conhecidos, como é o caso da temperatura da célula solar (T_c) depender da temperatura de entrada do fluido térmico (T_i), outro parâmetro importante no controlo do desempenho do PVT, e da radiação solar (G). Assim, T_c aumentará com o crescimento de T_i e de G . O aumento de T_i faz com que não seja efetuado o devido arrefecimento das células e ocorra o aumento de T_c , prejudicando, assim, o desempenho do PVT. O fluido térmico também terá o aumento da sua temperatura média (T_m) com a subida de G , até ao valor de 870 W/m², a partir do qual se mantém constante, devido ao facto do gradiente entre as temperaturas T_i e T_o se manter constante.

O efeito de G nos valores da tensão (U) e corrente (I) são conhecidos, com estes valores a aumentar com a subida dos valores da radiação solar. No entanto, dos dados adquiridos experimentalmente, pode observar-se que após o valor de $G=870 \text{ W/m}^2$ a tensão e a corrente têm uma subida menos acentuada, devido ao facto das temperaturas das células solares atingirem valores mais elevados, o que se traduz na dificuldade de obtenção de maiores valores de U e I .

A dependência das potências elétrica (Pe) e térmica (Pt) relativamente a G exhibe também o comportamento esperado. Com o aumento dos valores da radiação solar, dá-se a subida de Pe e Pt . Para o caso de Pe , esta subida é mais acentuada até ao valor de $G=870 \text{ W/m}^2$, altura que começa a ter um comportamento análogo ao do já verificado para U e I , onde se pode ver que a subida, após este valor, é menos acentuada. De facto, para valores da radiação solar superiores a 870 W/m^2 não se observa o crescimento elevado dos valores da potência elétrica, devido ao maior aquecimento das células solares. Para Pt , observa-se que atinge o seu valor máximo quando se observa o maior valor da radiação solar. As potências Pe e Pt também dependem de T_i , pois as primeiras tendem a diminuir enquanto os valores de T_i crescem, sendo que, no entanto, para a parte térmica verifica-se maior sensibilidade a esta temperatura.

Os resultados para η_t , η_e e η_{total} são apresentados como funções lineares da temperatura reduzida ($T^*=(T_i-T_a)/G$). O que se observou, considerando que T_a e G se mantêm constantes, foi que o aumento de T_i provoca a diminuição dos rendimentos do PVT, conforme se pode observar na relação destes parâmetros com T^* .

O efeito de G no crescimento de η_t e η_e são bem conhecidos na literatura e também na prática. O rendimento térmico atinge o seu valor máximo de 35 % quando a radiação solar está no seu máximo. O rendimento elétrico aumenta até ao seu valor máximo de 14,5% que corresponde ao valor de $G=870 \text{ W/m}^2$. Após atingir o máximo, η_e sofre uma ligeira diminuição mesmo com a contínua subida de G .

Resumindo a análise aos dados dos testes experimentais, podem-se constatar duas situações primordiais. Em primeiro lugar, foi observado que o fluido térmico menos quente, pela sua capacidade de absorção de calor e pelo maior gradiente de temperatura entre este fluido e a superfície das células solares, leva a um maior arrefecimento da componente PV e ao aumento do calor no próprio fluido e, por conseguinte, a um maior rendimento das células solares do PVT. Assim, o desempenho do módulo PV aumentou com a redução dos efeitos da temperatura. Em segundo lugar, observa-se que os valores de T_m , Pe e η_e , embora aumentem com o incremento da

radiação solar, esta situação só se verifica até um valor de G (870 W/m^2), após o qual se verifica uma certa constância dos valores.

Os resultados numéricos e experimentais foram comparados, primeiramente, através de comparação de curvas e, em seguida, por intermédio da análise de regressão linear. Alcançou-se um bom grau de concordância entre os resultados experimentais e numéricos, podendo afirmar-se que o modelo proposto constitui uma ferramenta fiável para o estudo do desempenho de PVTs com estruturas similares ao considerado neste trabalho.

Como conclusão global, o uso do coletor solar híbrido PVT é benéfico, numa perspetiva ambiental de cogeração de energia limpa, como é o painel PV e o coletor térmico convencionais; mas em comparação com estes últimos, apresenta a vantagem de um mais reduzido espaço de instalação. No entanto, embora se tenha observado um melhor desempenho elétrico, não foi comprovado, em termos absolutos, um melhor desempenho térmico quando comparado aos coletores térmicos. De facto, num PVT a aplicação de módulos PV sobre um coletor térmico reduz o rendimento térmico, comparativamente ao coletor térmico convencional. O aumento do valor do rendimento elétrico do PVT com o arrefecimento das células solares, em certa medida, contribui para relativizar esta desvantagem. Outro motivo colateral para a escolha de um coletor PVT pode ser a compactação do sistema relativamente a outra tecnologia solar.

5.2. Trabalho futuro

Ao longo do presente trabalho, foi apresentada a avaliação de desempenho de um coletor PVT proposto, considerando-se, no entanto, que alguns aspetos poderão ser ainda mais aprofundados.

Assim, seria importante estudar o comportamento do PVT com caudais variáveis, de modo a obter-se a quantidade de calor e eletricidade de acordo com as necessidades do momento.

A relevância da utilização de PVTs pode ser melhor compreendida quando estes estão integrados em edifícios reais, com necessidades de procura energética. Deste modo, seria pertinente estudar os PVTs nestas condições e por períodos de tempo maiores.

O estudo elaborado do comportamento do PVT poderá ser complementado com uma análise do custo do ciclo de vida, cujo custo inicial e operacional do sistema terão que ser contemplados.

A realização de experiências com diferente número de tubos por onde passa o caudal mássico do fluido térmico poderá também revelar-se interessante, para que se possa determinar o número ótimo de tubos no arrefecimento das células solares.

Propõe-se, também, estudo de um PVT que incorpore um arrefecimento em película, com o fluido térmico a banhar toda a área da célula, para se poder comparar ao PVT aqui estudado.

Seria, ainda, pertinente estudar o uso de diferentes fluidos térmicos para se poder avaliar qual o que permite melhor desempenho de um PVT.

Todos estes estudos complementares poderão contribuir para uma perceção global das vantagens e desvantagens da utilização de coletores híbridos solares PVT.

Referências

- [1] “World Energy Outlook 2017”, International Energy Agency, 2017.
- [2] “2018 Outlook for Energy: A View to 2040”, Exxon Mobil Corporation, 2018.
- [3] “World Energy Outlook 2016”, International Energy Agency, 2016.
- [4] “World Energy Outlook 2011”, International Energy Agency, 2011.
- [5] “Paris Agreement”, United Nations Framework Convention on Climate Change, United Nations, 2015. [Online]. Acessível: http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf. [Acedido: 14-set-2020].
- [6] J. Hansen and H. Sorensen, “PV/Thermische Solaranlagen”, *Erneuerbare Energie Austrian Journal*, Document Number DE2-2, February 2006.
- [7] H. A. Zondag, “Commercially Available PV/T Products”, *IEA Solar Heating & Cooling Programme*, Task 35, Document Number DA2-1, July 2006.
- [8] “PV/T Collectors: Technologies Combine to Increase Output”, *IEA Solar Heating & Cooling Programme*, Document No. DE2-4, December 2006.
- [9] J. Hansen and H. Sorensen, “IEA SHC Task 35 PV/Thermal Solar Systems”, *World Renewable Energy Congress*, Firenze, Italy, Document No. DE2-319-25, 2006.
- [10] “Overview of PV/Thermal Solar System Products and Projects”, *IEA Solar Heating & Cooling Programme*, January, 2007.
- [11] J. Hansen, H. Sorensen, J. Bystrom, M. Collins and B. Karlsson, “Market, Modeling, Testing and Demonstration in the Framework of IEA SHC Task 35 on PV/Thermal Solar Systems”, *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Milan, Italy, Document Number DE2-5, 2007.
- [12] “Task 35 Flyer”, *IEA Solar Heating & Cooling Programme*, Document Number DE3-1, 2008.
- [13] V. Sofiu, V. Serifi, D. Zamir and M. Natasa, “Solar and Terrestrial Radiation With Measuring Instruments Overview”, *Journal of Engineering Studies and Research*, Vol. 17, No. 4, 2011.
- [14] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, 3rd Ed., 2006.
- [15] S. Basu and H. M. Antia, “Helioseismology and Solar Abundances”, *Physics Reports*, Vol. 457, Issues 5-6, pp. 217-283, 2008.
- [16] A. G. Lupu, V. M. Homutescu, D. T. Balanescu and A. Popescu, “A Review of Solar Photovoltaic Systems Cooling Technologies”, *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 444, 082016, 2018.

- [17] “Global Horizontal Irradiation”, *Solar GIS*, 2020. [Online]. Acessível: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-World-map-en.png [Acedido: 14-set-2020].
- [18] F. Kasten and A. T. Young, “Revised Optical Air Mass Tables and Approximation Formula”, *Applied Optics*, Vol. 28, pp. 4735-4738, 1989.
- [19] “Energia Fotovoltaica - Manual Sobre Tecnologias, Projecto e Instalação” Comissão Europeia, Programa ALTENER-Projecto GREENPRO, 2004.
- [20] K. L. Coulson, *Solar and Terrestrial Radiation: Methods and Measurements*. New York: Academic Press, 1975.
- [21] M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto: Academic Press, 1983.
- [22] M. N. Ozisik, *Heat Transfer - A Basic Approach*. McGraw-Hill, Mechanical Engineering Series, 1985.
- [23] F. K. Lutgens and E. J. Tarbuck, *The Atmosphere: An Introduction to Meteorology*. Pearson Education, 12th Ed., 2013.
- [24] C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Photovoltaic-Thermal (PVT) Technology: Review and Case Study”, *Proceedings of the 4th International Conference on New Energy and Future Energy Systems*, Macau, 12 pp., July 21-24, 2019; *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 354, 012048, October 2019.
- [25] C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Tecnologia Solar Híbrida”, *Proceedings of the XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar*, Lisboa, Portugal, pp. 517-525, 3-5 de novembro, 2020.
- [26] S. Amrouche, D. Rekioua and A. Hamidat, “Modelling Photovoltaic Water Pumping Systems and Evaluation of Their CO₂ Emissions Mitigation Potential”, *Appl Energy*, 87, pp. 3451-3459, 2010.
- [27] S. C. W. Krauter, *Solar Electric Power Generation: Photovoltaic Energy Systems*. Springer, New York, 2006.
- [28] H. J. Moller, *Semiconductors for Solar Cells*. Norwood, MA, Artech House, 1993.
- [29] A. S. Sedra and K. C. Smith, *Microelectronic Circuits*. London, U. K., Oxford Univ. Press, 2006.
- [30] A. L. Fahrenbruch and R. H. Bube, *Fundamentals of Solar Cells*. San Francisco, CA, Academic, 1983.
- [31] F. Lasnier and T. G. Ang, *Photovoltaic Engineering Handbook*. New York, Adam Hilger, 1990.

- [32] P. Dupeyrat, “Experimental Development and Simulation Investigation of a Photovoltaic-Thermal Hybrid Solar Collector”, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, Lyon, France, 2011.
- [33] “Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 4. Auflage”, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., DGS, Berlin, 2012.
- [34] J. Steffen, N. Katenbrink and F. Schubert, “Evaluation Methods for Heat Pipes in Solar Thermal Collectors-Test Equipment and First Results”, *ISES Solar World Congress*, 28 August-2 September, 2011.
- [35] C. A. F. Ramos, A. J. M. Cardoso and A. N. Alcaso, “Hybrid Photovoltaic-Thermal Collectors: A Review”, *Proceedings of Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems (DoCEIS 2010)*, Portugal, February 22-24, 2010; *Emerging Trends in Technological Innovation*, IFIP Advances in Information and Communication Technology, Vol. 314, pp. 477-484, Springer, Berlin, Heidelberg, 2010.
- [36] H. A. Zondag, M. Bakker and W. G. J. van Helden, “PVT Roadmap - A European Guide for the Development and Market Introduction of PV-Thermal Technology”, International Nuclear Information System, 2006.
- [37] C. A. F. Ramos, A. N. Alcaso and A. J. M. Cardoso, “Tecnologia Solar Híbrida”, *XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-americano de Energia Solar (CIES2020)*, Lisboa, Portugal, 3-5 Novembro, 2020.
- [38] P. Hofmann, P. Dupeyrat, K. Kramer, M. Hermann and G. Stryi-Hipp, “Measurements and Benchmark of PV-T Collectors According to EN 12975 and Development of a Standardized Measurement Procedure”, *Proceedings of Eurosun 2010*, Graz, Austria, 28 September-01 October, 2010.
- [39] J. Allan, Z. Dehouche, S. Stankovic and L. Mauricette, “Performance Testing of Thermal and Photovoltaic Thermal Solar Collectors”, *Energy Science & Engineering*, Vol. 3, pp. 310-326, 2015.
- [40] C. Keizer, J. Bottse, M. Jong and W. Folkerts, “An Overview of PVT Modules on the European Market and the Barriers and Opportunities for the Dutch Market”, *proceedings of EuroSun 2018*, International Solar Energy Society, 2018.
- [41] A. Gupta, S. Diwania, S. Agrawal, A. S. Siddiqui and Y. Pal, “A Bibliographical View on Research and Developments of Photovoltaic and Thermal Technologies as a Combined System: PV/T System”, *Intelligent Computing Techniques for Smart Energy Systems*, Vol. 607, Springer, Singapore, pp. 713-722, 2020.
- [42] H.A. Zondag, “Flat Plate PV-Thermal Collectors and Systems: a Review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, pp. 891-959, 2008.

- [43] J. S. Coventry, "Performance of a Concentrating Photovoltaic/Thermal Solar Collector", *Solar Energy*, 78, pp. 211-222, 2005.
- [44] J. F. H. Smeltink and A. W. Blakers, "40 kW PV Thermal Roof Mounted Concentrator System", *4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Waikoloa, Hawaii, May, 2006.
- [45] Z. Said, S. Arora and E. Bellos, "A Review on Performance and Environmental Effects of Conventional and Nanofluid-Based Thermal Photovoltaics", *Renew Sustain Energy Rev*, 2018.
- [46] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Academic Press, USA, 2.nd Edition, 2014.
- [47] H. Ries, *Thermodynamics of Photovoltaic Conversion*. Philipps-Universitat Marburg, Germany, 2007.
- [48] A. Suzuki and S. Kitamura, "Combined Photovoltaic and Thermal Hybrid Collector", *Japanese Journal of Applied Physics*, Vol. 19, Supplement 19-2, pp. 79-83, 1980.
- [49] T. Russel, J. Beall, J. J. Loferski, B. Roessler, R. Dobbins, J. Shewchun, J. Krikorian, C. Case, G. Doodlesack and W. Oates, "Combined Photovoltaic/Thermal Collector Panels of Improved Design", *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 990-996, 1981.
- [50] A. K. Bhargava, H. P. Garg and R. K. Agarwal, "Study of a Hybrid Solar System - Solar Air Heater Combined with Solar Cells", *Energy Convers. Mgmt*, Vol. 31, No. 5, pp. 471-479, 1991.
- [51] R. K. Agarwal and H. P. Garg, "Study of a Photovoltaic-Thermal System - Thermosyphonic Solar Water Heater Combined with Solar Cells", *Energy Convers. Mgmt*, Vol. 35, No. 7, pp. 605-620, 1994.
- [52] H. A. Zondag, M. J. M. Jong and W. G. J. Helden, "Development and Applications for PV Thermal", *Proceedings 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Munchen, Germany, 2001.
- [53] M. J. M. Jong, "System Studies on Combined PV/Thermal Panels", *Elftes Symposium Thermisch Solarenergie*, pp. 9-11, Germany, May, 2001.
- [54] N. Aste, M. Beccali and G. Chiesa, "Experimental Evaluation of the Performance of a Prototype Hybrid Solar Photovoltaic-Thermal (PV/T) Air Collector for the Integration in Sloped Roof", *Proceedings of EPIC 2002 AIVC*, Lyon, France, October, 2002.
- [55] S. Tselepis and Y. Tripanagnostopoulos, "Economic Analysis of Hybrid Photovoltaic/Thermal Solar Systems and Comparison with Standard PV Modules", *Int. Conference PV in Europe*, Rome, October, 2002.

- [56] H. A. Zondag and W. G. J. van Helden, "PV-Thermal Domestic Systems", *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan, May, 2003.
- [57] Y. Tripanagnostopoulos, M. Souliotis, R. Battisti and A. Corrado, "Application Aspects of Hybrid PV/T Solar Systems", *ISES Solar World Congress*, Goteborg, Sweden, 2003.
- [58] M. Bakker, K. J. Strootman and M. J. M. Jong, "PVT Panels: Fully Renewable and Competitive", *ISES Solar World Congress*, Goteborg, Zweden, June, 2003.
- [59] N. Aste, M. Beccali and G. Solaini, "Experimental Validation of a Simulation Model for a PV/T Collector", *ISES Solar World Congress*, Goteborg, Sweden, 2003.
- [60] M. J. Elswijk, M. J. M. Jong, K. J. Strootman, J. N. C. Braakman, E. T. N., Lange and W. F. Smit, "Photovoltaic/Thermal Collectors in Large Solar Thermal Systems", *19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, France, 7-11 June, 2004.
- [61] H. A. Zondag, W. G. J. van Helden, M. J. Elswijk and M. Bakker, "PV-Thermal Collector Development - An Overview of the Lessons Learnt", *19th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, France, 7-11 June, 2004.
- [62] S. Elia and V. Tiberi, "Dimensioning and Efficiency Evaluation of Hybrid Solar Systems for Energy Production", *Thermal Science*, Vol. 12, No. 3, pp. 127-138, 2008.
- [63] J. J. Michael, S. Iniyan and R. Goic, "Flat Plate Solar PV-Thermal (PV/T) Systems: a Reference Guide", *Renew Sustain Energy Rev*, 51, pp. 62-88, 2015.
- [64] M. Hazami, A. Riahi, F. Mehdaoui, O. Nouicer and A. Farhat, "Energetic and Exergetic Performances Analysis of a PV/T (PV thermal) Solar System Tested and Simulated Under to Tunisian (North Africa) Climatic Conditions", *Energy*, 107, pp. 78-94, 2016.
- [65] C. Moscatiello, C. Boccaletti, A. N. Alcaso, C. A. F. Ramos and A. J. M. Cardoso, "Trigeneration System Driven by the Geothermal and Solar Sources", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 14, No. 13, pp. 2340-2347, 2020.
- [66] M. Yang, H. Izumi, M. Sato, S. Matsunaga, T. Takamoto, K. Tsuzuki, T. Amono and M. Yamaguchi, "A 3kW PV-Thermal System for Home Use", *Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anaheim, USA, Sept-Oct, 1997.
- [67] V. N. Palaskar and S. P. Deshmukh, "Waste Heat Recovery Study of Spiral Flow Heat Exchanger Used in Hybrid Solar System with Reflectors", *Int J Energy Sci*, 5, 1, pp. 6-16, 2015.

- [68] V. V. Tyagi, S. C. Kaushik and S. K. Tyagi, "Advancement in Solar PV/Thermal (PV/T) Hybrid Collector Technology", *Renew Sustain Energy Rev*, 16, pp. 1383-1398, 2012.
- [69] Vandaele, P. Wouters, J. J. Bloem and W. J. Zaaiman, "Combined Heat and Power from Hybrid Photovoltaic Building Integrated Components: Results from Overall Performance Assessment", *2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Energy Conversion*, Wien, Austria, 1998.
- [70] Y. Tripanagnostopoulos, T. H. Nousia, M. Souliotis and P. Yianoulis, "Hybrid PV/Thermal Solar Systems", *Solar Energy*, 72, pp. 217-234, 2002.
- [71] S. Furbo and J. Shah, "Thermal Advantages for Solar Heating Systems with a Glass Cover with Antireflection Surfaces", *Solar Energy*, Vol. 74, pp. 513-523, 2003.
- [72] H. Saitoh, Y. Hamada, H. Kubota, M. Nakamura, K. Ochifuji, S. Yokoyama and K. Nagano, "Field Experiments and Analyses on a Hybrid Solar Collector", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 23, Iss 16, pp. 2089-2105, 2003.
- [73] J. Ji, J. P. Lu, T. T. Chow, W. He and G. Pei, "A Sensitivity Study of a Hybrid Photovoltaic/Thermal Water-Heating System with Natural Circulation", *Appl Energy*, 84, pp. 222-237, 2007.
- [74] J. K. Tonui and Y. Tripanagnostopoulos, "Performance Improvement of PV/T Solar Collectors with Natural Air Flow Operation", *Sol Energy*, 82, 1, pp. 1-12, 2008.
- [75] R. Daghighi, A. Ibrahim, G. I. Jina, M. H. Ruslan and K. Sopian, "Predicting the Performance of Amorphous and Crystalline Silicon Based PV Solar Thermal Collectors", *Energy Convers Manag*, 52, 3, pp. 1741-1747, 2011.
- [76] F. Hussain, M. Y. H. Othman, K. Sopian, B. Yatim, H. Ruslan and H. Othman, "Design Development and Performance Evaluation of Photovoltaic/Thermal (PV/T) Air Base Solar Collector", *Renew Sustain Energy Rev*, 25, pp. 431-441, 2013.
- [77] A. Ibrahim, A. Fudholi, K. Sopian, M. Y. Othman and M. H. Ruslan, "Efficiencies and Improvement Potential of Building Integrated PV Thermal (BIPVT) System", *Energy Convers Manag*, 77, pp. 527-534, 2014.
- [78] A. A. Alzaabi, N. K. Badawiyeh, H. O. Hantoush and A. K. Hamid, "Electrical/Thermal Performance of Hybrid PV/T System in Sharjah, UAE", *International J Smart Grid Clean Energy*, 3, pp. 385-389, 2014.
- [79] A. Fudholi, K. Sopian, M. H. Yazdi, M. H. Ruslan, A. Ibrahim and H. A. Kazem, "Performance Analysis of PV Thermal (PVT) Water Collectors", *Energy Convers Manag*, 78, pp. 641-651, 2014.

- [80] S. Haddad, K. Touafek and A. Khelifa, "Investigation of the Electrical and Thermal Performance of a PV/T Hybrid System", *IEEE Tenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, pp. 1-6, 2015.
- [81] M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot, G. M. Tina and C. Ventura, "Experimental PV-Thermal Power Plants Based on TESPI Panel", *Sol Energy*, 133, pp. 305-314, 2016.
- [82] K. K. Tse, T. T. Chow and Y. Su, "Performance Evaluation and Economic Analysis of a Full Scale Water-Based PV/Thermal (PV/T) System in an Office Building", *Energy Build*, 122, pp. 42-52, 2016.
- [83] D. Su, Y. Jia, X. Huang, G. Alva, Y. Tang and G. Fang, "Dynamic Performance Analysis of PV-Thermal Solar Collector with Dual Channels for Different Fluids", *Energy Convers Manag*, 120, pp. 13-24, 2016.
- [84] J. C. Mojumdera, W. T. Chonga, H. C. Onga, K. Y. Leong and A. Al-Mamoon, "An Experimental Investigation on Performance Analysis of Air Type PV Thermal Collector System Integrated with Cooling Fins Design", *Energy Build*, 130, pp. 272-285, 2016.
- [85] A. H. A. Al-Waeli, K. Sopian, H. A. Kazem and M. T. Chaichan, "Photovoltaic/Thermal (PV/T) Systems: Status and Future Prospects", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, pp. 109-130, 2017.
- [86] B. Sandnes and J. Rekstad, "A Photovoltaic/Thermal (PV/T) Collector with a Polymer Absorber Plate. Experimental Study and Analytical Model", *Solar Energy*, Vol. 72, pp. 63-73, 2002.
- [87] T. T. Chow, "Performance Analysis of Photovoltaic-Thermal Collector by Explicit Dynamic Model", *Solar Energy*, 75, pp. 143-152, 2003.
- [88] H. C. Hottel, A. Willier, "Evaluation of Flat-Plate Solar Collector Performance", *Transactions of the Conference on the Use of Solar Energy*, Vol. 2, University of Arizona Press, Tucson, Arizona, 1958.
- [89] L. W. Florschuetz, "Extension of the Hottel-Whillier Model to the Analysis of Combined Photovoltaic/Thermal Flat Plate Collectors", *Solar Energy*, 22, pp. 361-366, 1979.
- [90] T. Bergene and O. M. Lovvik, "Model Calculations on a Flat Plate Solar Heat Collector with Integrated Solar Cells", *Solar Energy*, 55, pp. 453-462, 1995.
- [91] K. S. Sopian, H. T. Yigit, H. T. Liu, S. Kakac and T. N. Veziroglu, "Performance Analysis of Photovoltaic/Thermal Air Heaters", *Energy Conversion and Management*, 37, pp. 1657-1670, 1996.

- [92] H. P. Garg and R. S. Adhikari, "Conventional Hybrid Photovoltaic/Thermal (PV/T) Air Heating Collectors: Steady-State Simulation", *Renewable Energy*, 11, pp. 363-385, 1997.
- [93] K. S. Sopian, H. T. Liu, S. Kakac and T. N. Veziroglu, "Performance of a Double Pass Photovoltaic Thermal Solar Collector Suitable for Solar Drying Systems", *Energy Conversion and Management*, 41, pp. 353-365, 2000.
- [94] H. A. Zondag, D. W. Vries, W. G. J. van Hendel, R. J. C. van Zolingen and A. A. van Steenhoven, "The Thermal and Electrical Yield of a PV-Thermal Collector", *Solar Energy*, 72, pp. 113-128, 2002.
- [95] R. K. Járdán, I. Nagy and R. Barabás, "Control of a Combined Photovoltaic/Thermal Energy System", *International Conference on Industrial Technology*, Slovenia, pp. 1119-1123, 2003.
- [96] G. Feng, S. Liu, K. Huang, Y. Pan and R. Niu, "Simulation for a New Type of PV (PV) Fresh Air and Domestic Hot Water System", *Procedia Eng*, 121, pp. 1428-1434, 2015.
- [97] S. N. Jahromi, A. Vadiiee and M. Yaghoubi, "Exergy and Economic Evaluation of a Commercially Available PV/T Collector for Different Climates in Iran", *Energy Procedia*, 75, pp. 444-456, 2015.
- [98] M. A. Al-Nimr and W. A. Al-Ammari, "A Novel Hybrid PV-Distillation System", *Sol Energy*, 135, pp. 874-883, 2016.
- [99] A. R. Starke, J. M. Cardemil, R. A. Escobar and S. Colle, "Assessing the Performance of Hybrid CSP+PV Plants in Northern Chile", *Sol Energy*, 138, pp. 88-97, 2016.
- [100] "Energia Fotovoltaica-Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalação", prog. ALTENER, proj. *GREENPRO*, 2004.
- [101] E. P. Lebeña and J. C. Costa, "Conversão Térmica da Energia Solar", Sociedade Portuguesa de Energia Solar, Lisboa, Portugal, 1996.
- [102] F. Calise, R. D. Figaj and L. Vanoli, "Energy Performance of a Low-Cost Photovoltaic/Thermal (PVT) Collector With and Without Thermal Insulation", *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 214, 012116, 2019.
- [103] J. H. Watmuff, W. W. S. Charters and D. Proctor, "Solar and Wind Induced External Coefficients for Solar Collectors", *COMPLES*, No. 2, p. 56, 1977.
- [104] J. P. Holman, *Transferência de Calor*. McGraw-Hill, 1983.
- [105] F. W. Dittus and L. M. K. Boelter, "Heat Transfer in Automobile Radiators of the Tubular Type", *University of California Press*, Berkeley, Publications in Engineering, Vol. 2, pp. 443-461, 1930.

- [106] B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 2, pp. 367-375, 1996.
- [107] A. D. Jones and C. P. Underwood, "A Modelling Method for Building-Integrated PV Systems", *Solar Energy*, 70, No. 4, pp. 349-359, 2002.
- [108] H. S. Rauschenbach, *Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion*. Van Nostrand Reinhold, New York, USA, 1980.
- [109] G. Walker, "Evaluating MPPT Converter Topologies Using a Matlab PV Model", *J. Elect. Electron. Eng.*, Vol. 21, No. 1, pp. 45-55, 2001.
- [110] J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power-Electronics Simulation Studies", *IEEE Proc. Elect. Power Appl.*, Vol. 146, No. 2, pp. 193-200, 1999.
- [111] J. Hyvarinen and J. Karila, "New Analysis Method for Crystalline Silicon Cells", *Proc. 3rd World Conf. Photovoltaic Energy Convers.*, Vol. 2, pp. 1521-1524, 2003.
- [112] S. Chowdhury, G. A. Taylor, S. P. Chowdhury, A. K. Saha and Y. H. Song, "Modelling, Simulation and Performance Analysis of a PV Array in an Embedded Environment", *Proc. 42nd Int. Univ. Power Eng. Conf. (UPEC)*, pp. 781-785, 2007.
- [113] K. Nishioka, N. Sakitani, Y. Uraoka and T. Fuyuki, "Analysis of Multicrystalline Silicon Solar Cells by Modified 3-Diode Equivalent Circuit Model Taking Leakage Current Through Periphery into Consideration", *Solar Energy Mater. Solar Cells*, Vol. 91, No. 13, pp. 1222-1227, 2007.
- [114] M. G. Villalva, J. R. Gazoli and E. Ruppert, "Comprehensive Approach to Modelling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 24, No. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [115] T. U. Townsend, "A Method for Estimating the Long-Term Performance of Direct-Coupled Photovoltaic Systems", Ph.D. dissertation, Mechanical Engineering, University of Wisconsin-Madison, 1989.
- [116] J. H. Eckstein, "Detailed Modelling of Photovoltaic Systems Components", Ph.D. dissertation, Mechanical Engineering, University of Wisconsin-Madison, 1990.
- [117] D. K. Schroder, *Semiconductor Material and Device Characterization*. Wiley-Interscience, 2nd Ed., New York, 1998.
- [118] D. L. King, W. E. Boyson and J. E. Kratochvil, "Photovoltaic Array Performance Model", Sandia National Laboratories, Report SAND2004-3535, 2004.

- [119] W. Xiao, W. G. Dunford and A. Capel, "A Novel Modelling Method for Photovoltaic Cells", *Proc. IEEE 35th Annual. Power Electron. Spec. Conf. (PESC)*, Vol. 3, pp. 1950-1956, 2004.
- [120] C. Carrero, J. Amador and S. Arnaltes, "A Single Procedure for Helping PV Designers to Select Silicon PV Module and Evaluate the Loss Resistances", *Renewable Energy*, Vol. 32, No. 15, pp. 2579-2589, 2007.
- [121] M. T. Elhagry, A. A. T. Elkousy, M. B. Saleh, T. F. Elshatter and E. M. Abou-Elzahab, "Fuzzy Modelling of Photovoltaic Panel Equivalent Circuit", *Proc. 40th Midwest Symp. Circuits Syst.*, Vol. 1, pp. 60-63, 1997.
- [122] S. Liu and R. A. Dougal, "Dynamic Multiphysics Model for Solar Array", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 17, No. 2, pp. 285-294, 2002.
- [123] G. E. Ahmad, H. M. S. Hussein and H. H. Ghetany, "Theoretical Analysis and Experimental Verification of PV Modules" *Renewable Energy*, Vol. 28, No. 8, pp. 1159-1168, 2003.
- [124] A. N. Celik and N. Acikgoz, "Modelling and Experimental Verification of the Operating Current of Mono-Crystalline Photovoltaic Modules Using Four and Five Parameter Models", *Appl. Energy*, Vol. 84, No. 1, pp. 1-15, 2007.
- [125] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "PV Panel Model Based on Datasheet Values", *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron. (ISIE)*, pp. 2392-2396, 2007.
- [126] D. Dondi, D. Brunelli, L. Benini, P. Pavan, A. Bertacchini and L. Larcher, "Photovoltaic Cell Modelling for Solar Energy Powered Sensor Networks", *Proc. 2nd Int. Workshop Adv. Sens. Interface (IWASI)*, pp. 1-6, 2007.
- [127] W. Yi-Bo, W. Chun-Sheng, L. Hua and X. Hong-Hua, "Steady-State Model and Power Flow Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Power System", *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol. (ICIT)*, pp. 1-6, 2008.
- [128] S. Lalouni, D. Rekioua and E. Matagne, "Fuzzy Logic Control of Standalone Photovoltaic System with Battery Storage", *J Power Sources*, 193, 2, 899, 2009.
- [129] S. Kallio and M. Siroux, "Energy Analysis and Exergy Optimization of Photovoltaic-Thermal Collector", *Energies*, 13, 5106, pp. 1-29, 2020.
- [130] Isover Saint-Gobain. [Online]. Acessível: <https://www.isover.pt/produtos/acustilaine-e>. [Acedido em 08-out-2021].
- [131] C. S. Ruschel, F. P. Gasparin and A. Krenzinger, "Determinação de Capacidade Térmica de Módulos Fotovoltaicos de Diferentes Tecnologias", *Revista Brasileira de Energia Solar*, Ano 6, Vol. VI, No. 2, pp. 112-121, 2015.
- [132] P. G. Medeiros, C. R. Barbosa and F. A. Fontes, "Propriedades Termofísicas de Fluidos Secundários à Base de Álcool para Termoacumulação", *Holos*, Ano 26, Vol. 4, 2010.

- [133] J. Allan, H. Pinder and Z. Dehouche, “Enhancing the Thermal Conductivity of Ethylene-Vinyl Acetate (EVA) in a Photovoltaic Thermal Collector”, *AIP Advances*, 6, 035011, 2016.
- [134] A. F. Mills, *Basic Heat and Mass Transfer*. Richard D. Irwin, Inc., 1995.
- [135] H. B. C. Hocine and M. Benabbas, “Study of Electrical and Thermal Performance of a Hybrid PVT Collector”, *International Journal of Electrical and Electronics Engineering Research*, Vol. 3, Issue 4, pp. 95-106, October 2013.
- [136] R. Satpathy and V. Pamuru, *Solar PV Power: Design, Manufacturing and Applications from Sand to Systems*. Academic Press, 1st Ed., 2020.
- [137] D. Bohne, S. Fisher and E. Obermeier, “Thermal Conductivity, Density, Viscosity and Prandtl-Numbers of Ethylene Glycol-Water Mixtures”, *Physical Chemistry*, 88, 8, pp. 739-742, 1984.
- [138] Y. Yang, Y. Zhang, P. Quan, Y. Chen, J. Feng, Z. Feng, P. Verlinden, P. Yang and J. Chu, “Understanding the Uncertainties in the Measurement of Temperature Coefficients of SI PV Modules”, *Proc. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, pp. 3278-3282, 2014.
- [139] R. Knecht, F. Baumgartner, F. Carigiet, C. Frei, F. Beglinger, W. Zaaiman, D. Pavanello, M. Field, R. Galleano and T. Sample, “Field Testing of Portable Led Flasher for Nominal Power Measurements ov PV-Modules On-Site”, *Proc. 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, pp. 2007-2012, 2017.
- [140] N. N. W. Khalili, M. Othman, M. N. A. Bakar and L. Abdullah, “Modelling of a Single Passage Air PV/T Solar Collector: Experimental and Simulation Design”, *Processes*, 8, 763, pp. 1-18, 2020.
- [141] K. Sahlaoui, H. Oueslati and S. B. Mabrouk, ”Thermal and Electrical Performance Evaluation of Hybrid Air PV/T Collector - Numerical Analysis and Experimental Study”, *International Journal of Sustainable Energy*, DOI: 10.1080/14786451.2021.1884076, 2021.
- [142] S. M. Sultan, C. P. Tso, E. M. Noor and F. M. Ibrahim, “Parametric Study of Photovoltaic Thermal Solar Collector Using an Improved Parallel Flow”, *Journal of Engineering Technology and Applied Physics*, Vol. 2, No. 1, pp. 19-24, 2020.
- [143] A. L. Abdullah, S. Misha, N. Tamaldin, M. A. M. Rosli and F. A. Sachit, “Theoretical Study and Indoor Experimental Validation of Performance of the New Photovoltaic Thermal Solar Collector (PVT) Based Water System”, *Case Studies in Thermal Engineering*, 18, pp. 1-13, 2020.

- [144] H. A. Al-Zurfi, H. H. Balla, A. N. Al-Shamani and A. M. Hayder, "Numerical Study to Enhance the Electrical and Thermal Efficiency of PV/T System", *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 928, 022136, 2020.
- [145] S. Choudhary, A. Sachdeva and P. Kumar, "Time-Based Assessment of Thermal Performance of Flat Plate Solar Collector Using Magnesium Oxide Nanofluid", *International Journal of Sustainable Energy*, Vol. 40, No. 5, pp. 460-476, 2021.
- [146] J. Shi and C. X. Lin, "Computational Simulation and Analysis of Major Control Parameters of Time-Dependent Photovoltaic/Thermal Collectors", *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 143, 2021.
- [147] M. Barbu, G. Darie and M. Siroux, "A Parametric Study of a Hybrid Photovoltaic Thermal (PVT) System Coupled with a Domestic Hot Water (DHW) Storage Tank", *Energies* 2020, 13, 6481, 2020.
- [148] *Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors*, ASHRAE/ANSI Standard 93-2010 (RA 2014), American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers, 2010.
- [149] K. Touafek, A. Khelifa and M. Adouane, "Theoretical and Experimental Study of Sheet and Tubes Hybrid PVT Collector", *Energy Conversion and Management*, 80, pp. 71-77, 2014.
- [150] E. F. Abbas, O. K. Ahmed and F. A. Abdulkareem, "The Effect of Adding Paraffin Wax to PVT Collector on Its Efficiency: A Practical Study", *International Journal of Renewable Energy Research*, Vol.11, No. 1, 2021.
- [151] P. G. Charalambous, G. G. Maidment, S. A. Kalogirou and K. Yiakoumetti, "Photovoltaic Thermal (PV/T) Collectors: A Review", *Applied Thermal Engineering*, 27, pp. 275-286, 2007.
- [152] P. Dupeyrat, C. Ménézo, H. Wirth and M. Rommel, "Improvement of PV Module Optical Properties for PV-Thermal Hybrid Collector Application", *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 95, pp. 2028-2036, 2011.
- [153] J. H. Kim, J. T. Kim, "The Experimental Performance of a Unglazed PVT Collector with Two Different Absorber Types", *International Journal of Photoenergy*, Vol. 2012, Article ID 312168, 6 pp., 2012.
- [154] G. Evola and L. Marletta, "Exergy and Thermo-economic Optimization of a Water-Cooled Glazed Hybrid Photovoltaic/Thermal (PVT) Collector", *Solar Energy*, 107, pp. 12-25, 2014.
- [155] O. Rejeb, H. Dhaou and A. Jemni, "A Numerical Investigation of a Photovoltaic Thermal (PV/T) Collector", *Renewable Energy*, 77, pp. 43-50, 2015.

- [156] N. Pokorny, T. Matuska and B. Sourek, “Modeling of Glazed Liquid PV-T Collector with Use of Detail Model”, *Proceedings of 14th Conference of International Building Performance Simulation Association*, Hyderabad, India, Dec. 7-9, 2015.
- [157] N. Pokorny and T. Matuska, “Glazed Photovoltaic-thermal (PVT) Collectors for Domestic Hot Water Preparation in Multifamily Building”, *Sustainability*, 12, 6071, 2020.
- [158] G. Huang, K. Wang, S. R. Curt, B. Franchetti, I. Pesmazoglou and C. N. Markides, “Performance Analysis of Fluid-Based Spectral-Splitting Hybrid Photovoltaic-Thermal Solar Collectors”, *Proceedings of ECOS 2020 - The 33rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Osaka, Japan, June 29-July 3, 2020.
- [159] M. Herrando, R. Simon, I. Guedea and N. Fueyo, “The Challenges of Solar Hybrid PVT Systems in the Food Processing Industry”, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 184, Article 116235, 2021.
- [160] A. M. João and A. C. Oliveira, “Modelling and analysis of photovoltaic/thermal collectors-influence of PV cell location and area”, *International Journal of Ambiente Energy*, Vol.36, N.º2, pp. 76-86, 2015.
- [161] A. M. João, “Numerical and Experimental Study of a Solar Hybrid Collector for Combined Production of Electricity and Heat”, Ph.D. dissertation, Dept. of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, University of Porto, 2015.
- [162] A. Mohapatra, B. K. Nayak and K. B. Mohanty, “Comparative Study on Single Diode Photovoltaic Module Parameter Extraction Methods”, *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, 2013.
- [163] B. J. Huang, P. E. Yang, Y. P. Lin, B. Y. Lin, H. J. Chen, R. C. Lai and J. S. Cheng, “Solar Cell Junction Temperature Measurement of PV Module”, *Solar Energy*, 85, pp. 388-392, 2011.
- [164] B. H. Thacker, S. W. Doebbling, F. M. Hemez, M. C. Anderson, J. E. Pepin and E. A. Rodriguez, *Concepts of Model Verification and Validation*. Edited by Charmian Schaller, Los Alamos National Laboratory, 2004.
- [165] M. Herrando, N. M. Christos and K. Hellgardt, “A UK-Based Assessment of Hybrid PV and Solar-Thermal Systems for Domestic Heating and Power: System Performance”, *Applied Energy*, 122, pp. 288-309, 2014.