



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoelétrico

Flávio Figueiredo Matias

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletromecânica
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Luís Carlos Carvalho Pires
Co-orientador: Prof. Doutor Pedro Nuno Dinho Pinto da Silva

Covilhã, dezembro de 2019

Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível graças à contribuição individual de um conjunto de pessoas. Quero então expressar o meu muito obrigado àqueles cujo esforço e ajuda contribuíram de alguma forma para a realização e conclusão deste trabalho.

Em primeiro lugar gostaria de exprimir a minha mais sentida gratidão ao meu orientador, Professor Doutor Luís Carlos Carvalho Pires, por toda a sua compreensão, tempo e ajuda disponibilizada, enaltecendo e reforçando a confiança depositada em mim na atribuição do tema da dissertação. Bem como os conhecimentos que me foram transmitidos, nomeadamente nas alturas mais cruciais do projeto. Quero também deixar um muito obrigado ao Professor Doutor Pedro Nuno Dinho Pinto da Silva, por toda a disponibilidade e dedicação demonstrada, presente ao longo de todo o trabalho.

Agradeço também ao Sr. João Correia, técnico superior responsável pelo Laboratório de Termodinâmica e Transmissão de Calor, pela sua acessibilidade, disponibilidade e auxílio dispensado durante todo o período de ensaios, onde a sua ajuda foi indispensável. Bem como ao Sr. Nuno Santos, técnico de informática, responsável pelo FabLab, por toda a sua ajuda diária, nomeadamente nos ensaios exteriores.

Aos colegas e amigos que me apoiaram neste meu percurso pela UBI, especialmente pela Faculdade de Engenharia, em especial aos colegas com quem dividi o sobrepiso do Laboratório de Termodinâmica nestes últimos meses.

Por fim, agradeço aos meus pais e à minha irmã Clara todos os esforços realizados durante os últimos anos, agradecendo também a educação e os valores transmitidos ao longo de toda a minha vida. À minha avó Lucinda, aos meus tios Vicente e Carma, pela sempre presente ajuda, bem como toda a preocupação demonstrada.

Sem poder esquecer todos os professores e docentes que ao longo do meu percurso escolar me transmitiram os conhecimentos que hoje possuo. Em especial aos docentes do Departamento de Engenharia Eletromecânica, aos quais agradeço os mais variados conhecimentos lecionados que me permitiram concluir a minha atual formação académica.

Resumo

Tem-se verificado nos últimos anos um importante aumento das preocupações relacionadas com as consequências do efeito antropogénico no meio ambiente. A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, tal como as marés, as ondas, o vento e o sol, têm contribuído de uma forma muito positiva de forma a controlar e a minimizar a emissão de gases poluentes. Contudo, certos aproveitamentos renováveis apresentam taxas de conversão baixas, ou seja, face ao rendimento apresentado existem hesitações face à sua implementação. Face a tal, o tema desta dissertação revela-se muito promissor para atingir rendimentos superiores aos atuais conseguidos. Neste caso em particular, pretende-se aumentar o rendimento de módulos fotovoltaicos, simultaneamente incrementar a potência elétrica com o acoplamento de módulos termoelétricos e finalmente realizar o aproveitamento térmico da energia solar incidente, esta que é totalmente desprezada pelos típicos módulos fotovoltaicos, além de afetar de forma negativa os valores da conversão fotovoltaica.

O presente trabalho de âmbito experimental, apresenta todos os conhecimentos teóricos- explicativos de uma forma coesa através de uma correta organização de ideias bem como a revisão bibliográfica é realizada a par e passo mediante a apresentação dos diferentes conceitos. Esta dissertação cujo foco incide precisamente no desenvolvimento e construção de um protótipo e do seu respetivo estudo, de forma a apresentar resultados práticos que permitem concluir acerca da rentabilidade do mesmo. A principal variável em estudo é o rendimento total do módulo híbrido solar construído, que conseqüentemente irá permitir avaliar a fiabilidade do módulo. Com o intuito de otimizar o sistema e aumentar a potência elétrica despendida e graças ao gradiente térmico existente entre o módulo fotovoltaico e o módulo térmico, acoplou-se um conjunto termoelétrico. Por outro lado, a otimização é efetuada realizando o aproveitamento térmico. Realçando assim o quão importante é aproveitar o máximo possível toda a energia solar incidente, seja no aproveitamento elétrico ou térmico.

Todos os resultados obtidos, via experimental, foram obtidos durante o final da primavera do ano de 2019. Para cada ensaio foi registada a temperatura ambiente, bem como as temperaturas da face frontal e traseira do módulo fotovoltaico, entre outras, de forma a caracterizar e compreender totalmente o módulo construído. Além das variáveis elétricas, tensões e correntes dos circuitos elétricos que compõem o módulo solar, foi também registada, através da utilização do solarímetro, a intensidade da radiação solar natural. Sendo posteriormente, calculados os valores práticos das potências elétricas visadas, bem como a potência térmica, sem esquecer as diferenças de temperatura sentidas ao longo de todo o módulo que condicionam e regem o rendimento, principalmente do conjunto termoelétrico. Com estes parâmetros de desempenho calculados e apresentados, foi possível retirar uma diversidade de conclusões referentes ao desempenho do protótipo construído.

Palavras-chave

Energia renovável, painel fotovoltaico, conjunto termoelétrico, permutador de calor, energia térmica, módulo híbrido, concentrador solar, simulador solar.

Abstract

On the last years has been a significant increase in concerns about the consequences of the anthropogenic effect on the environment. Electrical power production from renewable sources, such as tides, waves, wind and sun, has made a very positive contribution to controlling and minimizing the emission of polluting gases. However, some renewable uses have low conversion rates, their efficiency values lead to some hesitations regarding their implementation. That is why the theme of this dissertation is very promising to achieve higher performance values than the current achieved. In this case, it is intended to increase the efficiency of photovoltaic modules, simultaneously increase the electric power with the coupling of thermoelectric modules and finally add the thermal energy, all this from the incident solar energy. The last energy is, at the present, totally neglected by the typical photovoltaic modules, besides affecting negatively the values of the photovoltaic conversion.

This experimental work presents all the theoretical and explicative knowledge in a cohesive way through the correct organization of ideas, as well as the bibliographical revision is carried out step by step by presenting the different concepts. This dissertation focuses precisely on the development and construction of a prototype and its study on a practical way in order to achieved practical results that allow us to conclude about its profitability. The main variable under study is the efficiency of the built solar hybrid module, which consequently will allow to evaluate the reliability of the module. In order to optimize the system and increase the electrical power available, thanks to the thermal gradient between the PV module and the thermal module, a thermoelectric assembly was coupled between them. On the other hand, the optimization is performed by the thermal energy harnessing. Highlighting how important it is to make the most of all incident solar energy, whether in electrical or thermal use.

All the practical results obtained were obtained during the spring of 2019. For each test, the ambient temperature as well as the temperatures of the front and rear face of the photovoltaic module were noted, among others, in order to characterize and fully understand the built module. In addition to the electrical variables, voltages and currents of the electrical circuits that make up the solar module, the intensity of natural solar radiation was also noted using the solarimeter. Subsequently, the practical values of the target electric powers, as well as the thermal power, are calculated, without forgetting the temperature differences felt throughout the module that condition and influence the efficiency, especially of the thermoelectric set. With these performance parameters calculated and presented, it was possible to assemble a variety of conclusions about the performance of the built solar prototype.

Keywords

Renewable energy, photovoltaic panel, thermoelectric set, heat exchanger, thermal energy, hybrid module, solar concentrador, solar simulador.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Relevância e enquadramento do tema	1
1.2	Objetivos e contribuição da dissertação	2
1.3	Estrutura da dissertação	3
2	Fundamentos teóricos e revisão bibliográfica	5
2.1	Introdução	5
2.2	Energia solar fotovoltaica	6
2.2.1	Radiação solar aplicada à produção fotovoltaica	6
2.2.2	Energia solar incidente na superfície terrestre	7
2.2.3	Propriedades da radiação incidente	8
2.2.4	Princípio fotovoltaico	11
2.2.5	Tecnologia fotovoltaica	12
2.2.6	Tipos de células fotovoltaicas	14
2.2.7	Influência da radiação incidente, do fenómeno de sombreamento e da temperatura nas curvas características de módulos fotovoltaicos	21
2.2.8	Simuladores solares - testes <i>indoor</i> de painéis fotovoltaicos	24
2.2.8.1	Utilização dos simuladores solares	24
2.2.8.2	Caracterização dos simuladores solares	25
2.2.8.3	Fontes de radiação	28
2.2.8.4	Desenvolvimentos futuros	30
2.2.9	Concentradores solares	31
2.2.9.1	Concentradores fotovoltaicos	31
2.2.9.2	Lentes de Fresnel e a sua função nos concentradores fotovoltaicos	33
2.2.9.3	O futuro dos sistemas concentradores fotovoltaicos	35
2.2.10	Painéis híbridos	36
2.3	Energia termoeletrica	40
2.3.1	Efeitos termoeletricos	42
2.3.2	Módulos termoeletricos	43
2.3.2.1	Propriedades dos módulos termoeletricos	45
2.3.2.2	Importância e efeito da dopagem no valor de figura de mérito em módulos termoeletricos	48
2.3.2.3	Células TEG	51
2.3.2.4	Células TEC	52
2.3.2.5	Ligação de módulos termoeletricos	53
2.3.2.6	Módulos termoeletricos no aproveitamento do calor latente	54
2.3.2.7	Ligas termoeletricas	56
2.4	Energia solar térmica	57
2.4.1	Radiação solar no aproveitamento térmico	59
2.4.2	Tecnologia solar térmica	62
2.4.2.1	Sistema solar térmico de circulação forçada	62
2.4.2.2	Sistema solar térmico de termossifão	62
2.4.2.3	Outros sistemas solares térmicos	63

2.4.3	Efeito térmico na produção de energia elétrica	64
2.5	Nota conclusiva	66
3	Instalação experimental e metodologia de ensaio	69
3.1	Introdução	69
3.2	Painel fotovoltaico	69
3.3	Células termoelétricas	71
3.4	Permutador de calor	73
3.5	Módulo solar proposto	77
3.6	Instrumentação e equipamentos utilizados	81
3.6.1	Colocação dos termopares	85
3.7	Descrição dos ensaios a realizar	87
3.7.1	Tipos de ensaios	89
3.7.2	Esquemas elétricos e térmicos	89
3.7.3	Grandezas a medir	92
3.7.4	Grandezas a calcular	93
3.8	Nota conclusiva	94
4	Caracterização elétrica e térmica do módulo solar	97
4.1	Introdução	97
4.2	Apresentação e discussão dos resultados	97
4.2.1	Ensaio realizados em condições laboratoriais	98
4.2.1.1	Ensaio A1	98
4.2.1.2	Ensaio A2	101
4.2.1.3	Conclusões dos ensaios do tipo A	104
4.2.2	Ensaio realizados no exterior	106
4.2.2.1	Ensaio B1	107
4.2.2.2	Ensaio B2	111
4.2.2.3	Ensaio B3	113
4.2.2.4	Ensaio B4	118
4.2.2.5	Conclusões dos ensaios do tipo B	122
4.3	Análise geral dos resultados	124
4.4	Nota conclusiva	125
5	Conclusões Finais/Gerais	127
5.1	Recapitulação	127
5.2	Sugestões para trabalhos futuros	128
	Bibliografia	129

Lista de Figuras

2.1	Radiação direta e indireta que atinge a superfície terrestre	8
2.2	Valores médios de irradiação solar direta na Europa	9
2.3	Determinação simplicista do valor de massa de ar (AM)	9
2.4	Imagem resumo dos ângulos solares	11
2.5	Imagem elucidativa do efeito fotovoltaico nas suas diferentes configurações	12
2.6	Frequência mínima para a criação do efeito fotovoltaico: um exemplo	14
2.7	Esquema elétrico equivalente de uma célula solar fotovoltaica ideal e real	16
2.8	Esquema de uma célula DSSC	18
2.9	Evolução temporal do valor de rendimento das células de Perovskite	19
2.10	Esquema simplificado da estrutura de uma célula de multi-camadas, com os respectivos valores de <i>bandgap</i>	20
2.11	Perspetivas futuras para valores de rendimentos de células fotovoltaicas	21
2.12	Curva característica I/U de uma célula fotovoltaica	22
2.13	Curva característica I-U de um módulo solar (BenQ Solar, modelo PM240P00220)	22
2.14	Fenómeno de sombreamento. Aplicação do diodo de <i>by-pass</i>	23
2.15	Exemplo de um simulador solar composto por lâmpadas de iodetos metálicos	25
2.16	Intervalos de comprimento de onda de cada fonte de radiação	26
2.17	Correspondência entre o espectro emitido pelo laser a 80 MHz e a radiação natural para um valor de massa de ar igual a 1,5	30
2.18	Princípio de funcionamento de sistemas concentradores fotovoltaicos	33
2.19	Gráfico comparativo da produção diária de uma solução fotovoltaica fixa com uma solução fotovoltaica com concentrador	33
2.20	Diagrama de funcionamento de uma lente de Fresnel aplicada para efeitos fotovoltaicos.	35
2.21	Exemplo de módulos termoeletrônicos	41
2.22	Seiko <i>Thermic</i> , um relógio de pulso funcional devido à energia termoeletrônica. À esquerda o modelo do relógio, à direita o diagrama simplificado do mesmo	41
2.23	Esquema de um módulo termoeletrônico. Destaque para os pares termoeletrônicos ligados termicamente em paralelo mas electricamente em série, sendo um do tipo- <i>p</i> e o outro do tipo- <i>n</i>	44
2.24	Imagem esquemática dos módulos termoeletrônicos (TEG e TEC, respetivamente). Especial destaque para os pares termoeletrônicos do tipo- <i>n</i> e do tipo- <i>p</i>	45
2.25	Gráfico para determinar a escolha de um módulo termoeletrônico tendo em conta o fluxo de calor e a diferença de temperaturas de trabalho	47
2.26	Formação da corrente de circuito induzida num módulo de Seebeck	52
2.27	Valor para a figura de mérito para diversas temperaturas de diversas ligas termoeletrônicas (a- dopagem do tipo- <i>n</i> e b- dopagem do tipo- <i>p</i>	57
2.28	Tipologias distintas de aquecimento solar térmico.	60
2.29	Forno solar do tipo parabólico.	61
2.30	Diversas configurações comercialmente disponíveis de tubos de vácuo.	64
2.31	Centrais térmicas com recursos à tecnologia de concentração da radiação solar. Central de calha parabólica e torre solar respetivamente	66

3.1	Painel fotovoltaico adquirido. Pormenor das três linhas de descontinuidade fotovoltaica.	70
3.2	Módulos termoeletricos adquiridos, onde consta o modelo devidamente assinalado na face fria dos mesmos.	72
3.3	Pormenor da inclusão dos pedaços de cortiça entre os módulos para minimizar as correntes convecticas.	73
3.4	Conjunto termoeletrico finalizado.	74
3.5	Pormenor onde se deixou por maquinar o local onde posteriormente realizadas as roscas métricas M12.	75
3.6	Placas do permutador de calor depois do processo de maquinação realizado. . . .	75
3.7	Processo de maquinação das placas de alumínio na máquina CNC do FABLAB-UBI. . . .	76
3.8	Detalha da camada de vedante aplicado sobre uma das placas do permutador de calor.	77
3.9	Placa de isolamento com os futuros recortes devidamente assinalados.	78
3.10	Experimento de verificação do plano de disposição das várias células termoeletricas.	78
3.11	Disposição final das células termoeletricas.	79
3.12	Detalhe da colocação das folhas de acetato preto sob o módulo solar.	80
3.13	Aplicação das alturas construídas em borracha.	80
3.14	Módulo solar finalizado.	82
3.15	Montagem do módulo solar no <i>SolidWorks</i>	82
3.16	Multímetros utilizados a funcionar como voltímetro e amperímetro, respetivamente.	83
3.17	Leitor de termopares utilizado ao longo deste projeto.	84
3.18	Solarímetro utilizado nos diversos ensaios.	84
3.19	Banho termostático utilizado em todos os ensaios elaborados.	85
3.20	Pormenor da colocação do termopar do tipo T na entrada de água do circuito do permutador de calor.	86
3.21	Pormenor da colocação do termopar do tipo T na face quente do conjunto termoeletrico.	86
3.22	Disposição dos termopares.	87
3.23	Soluções concentradoras utilizadas nos últimos ensaios realizados.	88
3.24	Bancada de ensaios em laboratório de Termodinâmica aplicada.	89
3.25	Bancada de ensaios no exterior (Silo auto da Faculdade de Engenharia-UBI). . . .	90
3.26	Esquema elétrico do conjunto termoeletrico. Pormenor das ligações em série realizadas em cada sector.	90
3.27	Esquema elétrico do conjunto termoeletrico. Pormenor das ligações em paralelo, realizadas entre os quatro sectores.	91
3.28	Circuitos elétricos representativos das diversas cargas que serão utilizadas em cada circuito elétrico.	92
3.29	Suporte térmico utilizado no módulo solar.	92
3.30	Esquema térmico montado.	93
4.1	Gráfico da potência termoeletrica produzida nos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11). . . .	99
4.2	Gráfico da potência fotovoltaica produzida nos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11). . . .	100
4.3	Gráfico da potência térmica nos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11).	100
4.4	Gráfico da potência total produzida pelo módulo solar construído dos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11).	101

4.5	Gráfico da potência fotovoltaica produzida e temperaturas do painel fotovoltaico referentes ao ensaio 11 do subgrupo A1.	102
4.6	Gráfico da potência termoeletrica produzida nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).	103
4.7	Gráfico da potência fotovoltaica produzida nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).	103
4.8	Gráfico da potência térmica produzida nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).	104
4.9	Gráfico da potência total produzida pelo módulo híbrido nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).	104
4.10	Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas dos ensaios A1 e A2.	105
4.11	Gráfico comparativo entre as potências do módulo híbrido dos ensaios A1 e A2.	106
4.12	Gráfico comparativo entre a potência fotovoltaica do ensaios laboratorial para o ensaio exterior.	108
4.13	Gráfico comparativo entre a potência termoeletrica do ensaio laboratorial para o ensaio exterior.	108
4.14	Gráfico comparativo entre a potência térmica do ensaio laboratorial para o ensaio exterior.	109
4.15	Gráfico comparativo entre as potências total do ensaio laboratorial para o ensaio exterior.	110
4.16	Gráfico que opõe as potência fotovoltaica e total à radiação solar incidente.	110
4.17	Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas dos ensaios que compõem o subgrupo B2.	111
4.18	Gráfico comparativo entre as potências fotovoltaica dos ensaios que compõem o subgrupo B2.	112
4.19	Gráfico comparativo entre as duas potências elétricas dos ensaios que compõem o subgrupo B2.	113
4.20	Gráfico comparativo entre as potências térmicas dos ensaios compõem o subgrupo B2.	114
4.21	Gráfico comparativo entre as potências totais do módulo dos ensaios que compõem o subgrupo B2.	114
4.22	Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas do subgrupo B3.	115
4.23	Gráfico comparativo entre as potências fotovoltaicas do subgrupo B3.	115
4.24	Gráfico comparativo entre as potências térmicas do subgrupo B3.	116
4.25	Gráfico comparativo entre a radiação solar incidente e a potência do módulo solar dos ensaios do subgrupo B3.	116
4.26	Gráfico comparativo entre a potência incidente sob o módulo fotovoltaico e o rendimento do módulo solar dos ensaios do subgrupo B3.	117
4.27	Gráfico comparativo entre as temperaturas do painel fotovoltaico e temperatura ambiente dos ensaios do subgrupo B3.	118
4.28	Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas do subgrupo B4.	119
4.29	Gráfico comparativo entre as potências fotovoltaicas do subgrupo B4.	119
4.30	Gráfico comparativo entre as potências térmicas do subgrupo B4.	120
4.31	Gráfico comparativo entre as potências do módulo do subgrupo B4 e do respectivo ensaio do subgrupo B2.	121
4.32	Gráfico comparativo entre as intensidades de radiação solar do subgrupo B4 e do respectivo ensaio do subgrupo B2.	121
4.33	Gráfico comparativo entre temperaturas do módulo solar e do conjunto termoeletrico dos ensaios do subgrupo B4 e do respectivo ensaio do subgrupo B2.	122

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoelétrico

4.34 Gráfico comparativo entre a potência fotovoltaica conseguida no ensaio <i>indoor</i> com o respetivo ensaio <i>outdoor</i>	123
4.35 Gráfico comparativo entre os rendimentos do módulo solar híbrido de todos os ensaios o grupo B.	124

Lista de Tabelas

1.1	Horas de sol por ano em algumas cidades europeias.	2
2.1	Comprimentos de onda da radiação solar.	7
2.2	<i>Bandgap</i> dos semicondutores mais comuns.	13
2.3	Comparação entre os vários tipos de lâmpadas de simuladores solares.	26
2.4	Tabela resumo das características das diferentes classes espectrais de simuladores solares.	27
2.5	Características dos principais materiais termoeletricos utilizados atualmente . .	56
2.6	Comparação entre a tecnologia tubos de vácuo e os coletores planos	64
3.1	Características do painel fotovoltaico adquirido	70
3.2	Características do módulo termoeletrico TEC1-12708	72
3.3	Tabela comparativa entre vários tipos de alumínio disponíveis.	74
3.4	Tabela das características térmicas do material de interface térmica utilizado (R10404) face à pressão exercida.	81
3.5	Tabela resumo das grandezas a registar em cada ensaio realizado.	93
4.1	Tabela resumo das características físicas da água para cada ensaio do grupo A. .	100
4.2	Condições climatéricas para a Covilhã no dia do ensaio do subgrupo B1.	107
4.3	Condições climatéricas para a Covilhã nos dias dos ensaios do subgrupo B2. . . .	111
4.4	Condições climatéricas para a Covilhã nos dois dias dos ensaios do subgrupo B3. .	113
4.5	Condições climatéricas para a Covilhã nos dois dias dos ensaios do subgrupo B4. .	118
4.6	Tabela resumo das características físicas da água para cada ensaio do grupo B. .	123

Lista de Acrónimos

ASTM	Sociedade Americana de Ensaios e Materiais
CIGS	Célula Fotovoltaica de cobre, índio gálio e selénio
DC	Corrente Contínua
ESA	Agência Espacial Europeia
HCPV	Energia Fotovoltaica de Alta Concentração
IARC	Agência Internacional de Pesquisa de Cancro
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IV	Infravermelhos
JIS	Padrão Industrial Japonês
TEC	Refrigerador Termoelétrico
TEG	Gerador Termoelétrico
UBI	Universidade da Beira Interior

Capítulo 1

Introdução

1.1 Relevância e enquadramento do tema

A mitigação das alterações climáticas é uma prioridade para a União Europeia (UE), com o Parlamento Europeu a incentivar e a legislar neste sentido. Atualmente este órgão Europeu encontra-se já a trabalhar as próximas metas para 2030. As medidas para 2020 incorporam o desejo e a ambição de conseguir uma percentagem de energia consumida na UE proveniente de fontes de energia renováveis de 20%. Sendo que no ano de 2004, este valor era apenas de 8,5%, tendo duplicado em 2015 para os 16,7% [1]. Todas estas medidas têm como objetivo acelerar a transição para as denominadas energias limpas de forma a combater as alterações climáticas, mas também a reduzir a dependência de toda a UE das importações de combustíveis fósseis. Existindo mesmo o desafio de conseguir obter uma economia da zona euro sem carbono já no ano de 2050, permitindo assim respeitar o acordo de Paris, sendo este o acordo ambiental mais recente (2015), mas também o mais restritivo e o mais ambicioso. Este acordo foi prontamente retificado por 55 países, que representam mais de 55% das emissões globais de gases com efeito de estufa. Até ao momento, foi retificado por um total de 147 países, registando-se em sentido contrário a saída da maior economia mundial, após a tomada de posse do Presidente Trump. A nível particular o Parlamento Europeu também inclui uma proposta que contempla os pequenos produtores domésticos, que têm o direito a consumir a eletricidade renovável de produção própria sem estarem sujeitos a qualquer encargo, taxa ou imposto [2]. Apesar da enorme disponibilidade horária e climatérica nacional, bem como valores bastante importantes de radiação solar, o relatório europeu de 2017, demonstra que o crescimento fotovoltaico nacional estagnou para valores na ordem dos 543 MW. Este tipo de energia renovável representa apenas menos de 2% da produção mensal do mês de março do presente ano (2019), totalizando uma energia de 95 GWh [3].

Dado o elevado número de horas de radiação solar disponíveis anualmente em Portugal ser considerado de elevada importância energética, como se mostra na tabela 1.1, Lisboa é uma das cidades europeias com maior número de horas de sol por ano [4]. Se analisarmos os custos de energia primária para a produção de energia térmica, aliado às condições climatéricas reais do país, facilmente concluímos que a energia solar térmica é uma alternativa viável. A instalação destes sistemas térmicos de baixa temperatura tem vindo a aumentar consideravelmente ao longo dos últimos 15 anos, denotando-se um crescimento mais significativo no ano de 2009 e 2010, anos nos quais o governo incentivava e financiava a instalação destes sistemas.

Portugal é assim um país privilegiado na União Europeia quando o assunto é a disponibilidade de radiação solar, desta forma consegue ser um excelente produtor de energia térmica solar, energia totalmente renovável, que pode ser aplicada em diversas tipologias, desde residências familiares, lares, escolas, hotéis, como água quentes sanitárias, quer seja como pré-aquecimento para unidades industriais que requerem água a temperaturas mais elevadas, reduzindo assim os custos inerentes ao aquecimento do fluido [5]. A Alemanha, país que lidera na superfície coberta com coletores solares instalados, considera mesmo a tecnologia solar térmica como indispen-

Tabela 1.1: Horas de sol por ano em algumas cidades europeias (adaptado de [4]).

Cidade	Horas de sol por ano
Marselha	2858
Lisboa	2799
Madrid	2769
Milão	1914
Munique	1709
Oslo	1668
Paris	1662

sável à transformação energética essencial para o país, tanto na produção de águas quentes como para aquecimento de espaços. Tendo já o plano energético devidamente traçado para os próximos anos, que irá contar com um valor estimado de 3,6 milhões de metros quadrados de nova área instalada até ao ano de 2020, o que irá evitar a emissão de 8 toneladas de dióxido de carbono. Além dos benefícios ambientais, os alemães esperam alcançar cerca de quarenta mil novos postos de trabalho de forma direta durante e após este plano energético.

Existem formas de energia derivadas de fontes ambientais, tais como a energia do movimento, luz, radiação eletromagnética, química e a diferença de temperatura, que podem ser diretamente convertidas em eletricidade através do efeito piezoelétrico, efeito termoelétrico, efeito fotoelétrico, indução e reações químicas respetivamente. Estas formas de energia são por norma regulares e constantes, tanto em disponibilidade como em fiabilidade, bem como são constantes em termos de potência relativa, por norma consideradas baixas, na ordem dos miliwatt (mW). Esta tecnologia encontra-se neste momento a ser visada e sob forte investigação de forma a incluir módulos termoelétricos em *smartwatches*, de forma a recarregar a bateria enquanto o mesmo está em uso no pulso do utilizador [6]. Bastando uma diferença média de 2 °C durante um dia de utilização normal, para que o mesmo nunca precise de receber carregamentos externos. Num outro campo, agora no vestuário e desenvolvimento de tecidos, onde são incluídas pequenas células termoelétricas, que podem registar tensões de 4,3 mV [7]. Podemos facilmente perceber que o campo da termoelectricidade terá em poucos anos grandes e importantes avanços, podendo mesmo alterar a forma como recarregamos todos os nossos equipamentos eletrónicos diariamente, passando-o a fazer sem qualquer custo monetário associado, sendo apenas necessário uma diferença de temperatura, tomando por exemplo a diferença entre a nossa pele e o meio ambiente.

1.2 Objetivos e contribuição da dissertação

O objetivo principal desta dissertação consiste em alcançar e avaliar o aumento da quantidade de energia elétrica convertida quer pelo painel fotovoltaico, quer pelo conjunto termoelétrico. Adicionalmente, também se irá avaliar a capacidade de produção de energia térmica.

Sendo perfeitamente possível definir os objetivos específicos tais como:

- Analisar e quantificar a potência produzida pelo painel fotovoltaico;
- Analisar e quantificar a potência produzida pelo conjunto termoelétrico;
- Analisar e quantificar a potência térmica entregue pelo permutador de alumínio;

- Determinar a energia produzida total pelo módulo híbrido solar;
- Determinar o aumento de rendimento do módulo solar construído face aos típicos painéis fotovoltaicos comerciais.

Os sistemas fotovoltaicos representam cerca de 8% do total de energia renovável produzida mundialmente. Verificou-se um aumento acentuado no projeto e construção de grandes centrais fotovoltaicas, tal como é possível salientar as centrais nacionais de Hércules e da Amareleja, cujas potências de pico são respetivamente 11 MW e 46,41 MW. Segundo a previsão mundial para o período de 2018 a 2023, espera-se alcançar uma produção na ordem dos 575 GW de energia através de sistemas fotovoltaicos no último ano da previsão. Sendo que esta aposta continuará a ser maior na China e nos Estados Unidos, países que juntos representam cerca de 2/3 da produção fotovoltaica mundial. Aplicações comerciais e residenciais bem como sistemas fora de rede, para autoconsumo, têm vindo a registar aumentos muito relevantes, especialmente em território chinês, europeu e latino-americano. Este aumento é devido à significativa diminuição dos custos de aquisição dos sistemas fotovoltaicos, nomeadamente do custo dos próprios painéis, bem como o aumento de rendimento fotovoltaico registado que tem vindo a crescer de uma forma consolidada [8].

Presentemente, existe uma outra preocupação além de aumentar o valor do rendimentos dos sistemas fotovoltaicos. Esta solução é dirigida a tentar aproveitar toda a energia solar incidente nos painéis fotovoltaicos, reduzindo assim a enorme percentagem de energia não aproveitada, que é simplesmente desperdiçada para o meio ambiente sob a forma de calor. Conduzindo ainda a um decréscimo na performance dos sistemas fotovoltaicos, uma diminuição média de 0,5 %/K. Esta dissertação pretende combater o desperdício de energia solar e simultaneamente aumentar o valor do rendimento do sistema fotovoltaico em estudo. Face aos resultados obtidos experimentalmente, poderemos estar na presença de um sistema ativo, bastante atrativo que poderá ser comercializado de forma a equipar os futuros painéis fotovoltaicos.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é constituída por cinco capítulos, tendo por tema principal a análise de desempenho de um módulo a idealizar e construir, de forma a extrair uma maior rentabilidade da energia solar a que somos dispostos diariamente.

O primeiro capítulo, é dedicado à introdução, onde é referida a relevância e enquadramento do tema da dissertação, bem como contempla os objetivos e contribuição científica do trabalho.

O segundo capítulo é uma descrição exaustiva de todos os fundamentos teóricos adjacentes aos vários constituintes do módulo em questão. Sendo abordadas as três tipologias distintas de energia visadas nesta dissertação, que complementarmente será realizada a par e passo a revisão bibliográfica de forma a conhecer o estado atual do conhecimento acerca das tecnologias aplicadas para a realização do presente trabalho.

Já o capítulo seguinte, destina-se a apresentar toda a instalação experimental, nomeadamente apresentar de forma detalhada cada um dos vários constituintes do módulo em estudo. Também são referidos todos os equipamentos utilizados durante os ensaios realizados, bem como estes são detalhados e explicados, onde se incluem os respetivos esquemas elétricos e térmicos.

O quarto capítulo foca-se em apenas apresentar e analisar todos os resultados experimentais obtidos pelos ensaios práticos anteriormente descritos. Estes resultados serão maioritariamente apresentados sob a forma de gráficos, sendo que as respetivas tabelas irão constar como anexos neste documento.

O quinto e último capítulo apresenta não só as conclusões de todo o trabalho realizado, mas também refere uma breve sintaxe de todo o documento. Para finalizar, são sugeridos alguns trabalhos futuros de forma a dar continuidade ao módulo híbrido construído, aplicando diversas soluções com vista em otimizar o mesmo.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos e revisão bibliográfica

2.1 Introdução

Como já foi referido, o objetivo desta dissertação prende-se com o aumento da quantidade de energia produzida pelo painel fotovoltaico que compõe o módulo experimental. Simultaneamente e de forma a aproveitar o calor latente, produzido pela absorção da radiação solar, nomeadamente a infravermelha, adicionou-se a produção energética via termoelétrica, para finalizar ainda se visa a produção térmica, ou seja, aumento de temperatura de água, que se traduzirá na disponibilidade de água quente. Estas três tecnologias, são distintas à partida, mas cuja ligação entre elas já se estuda na comunidade científica, como iremos perceber ao longo deste capítulo 2. Atualmente e com as tecnologias responsáveis pela produção de energia renovável bem implementadas e com rendimentos unitários aceitáveis, o estudo foca-se agora em colmatar as falhas de cada uma das tecnologias, a fim de aumentar o rendimento total. Depois de detetadas as principais falhas, encontram-se soluções, sejam elas físicas, térmicas, ou outras, tais como usar uma outra tecnologia, também ela renovável para complementar a fonte principal de produção amiga do ambiente. Passando assim a existir uma tecnologia híbrida renovável, que poderá ser constituída por duas ou três fontes distintas de produção livres de emissões nocivas para a atmosfera. Tornando-se assim importante numa primeira fase descrever, de forma unitária, cada uma das energia em jogo, para seguidamente abordar as possíveis hibridizações.

Recorde-se que uma dada fonte de energia é considerada renovável quando o seu processo de formação é unicamente conduzido pela Natureza, bem como são energias consistentes, ou seja, inesgotáveis tendo em conta a escala humana, além disto a sua correta exploração não contribui para o aumento das emissões nefastas para a atmosfera, que por sua vez despoletam o efeito de estufa ou o buraco da camada de ozono [9]. Nas sociedades modernas, o grau de desenvolvimento e a conseqüente estabilidade económica são diretamente medidos pela produção e consumo de energia. Os planos energéticos nacionais, são documentos vitais para balançar as contas públicas. Atualmente, e desde da revolução industrial, iniciada no século XVIII, tem se assistido a uma maior dependência da tecnologia nas tarefas diárias, sendo até já impossível imaginar passar um dia longe de tais equipamentos. Este aumento abismal registado no consumo de energia, aliado a um aumento da população mundial, conduziu a um aumento da produção energética a fim de satisfazer a exponencial demanda. Foi estimado um consumo horário, para o ano de 2018, de 15 TW enquanto no ano de 1900 o consumo era de apenas 0,7 TW, tratando-se de um aumento superior a 21 vezes em apenas 118 anos [10]. Contudo, este aumento não é por si nefasto a nível ambiental ou ecológico. O problema reside nas matérias primas consumidas de forma totalmente descontrolada para satisfazer toda a demanda energética crescente. A produção de energia elétrica é assegurada a 85% por combustíveis fósseis, tais como o crude, o carvão e gás natural, ou seja, apenas o restante (15%), são provenientes de fontes de energia renováveis.

O panorama nacional segue a tendência da União Europeia, que se traduz numa aposta crescente e bastante cimentada nas energias limpas. No caso nacional, no relatório anual da Direção Geral de Energia e Geologia do ano de 2018, verificou-se que a grande quota de energia renovável é reservada à energia hidroelétrica, seguidamente aparece a energia eólica, sendo que a energia fotovoltaica ocupa apenas uma pequena percentagem. Nesse relatório, a energia fotovoltaica gerou apenas 1020 GWh, enquanto a energia hídrica e eólica alcançaram valores respetivos de 13 566 GWh e 12 657 GWh. Em termos percentuais de produção anual de energia elétrica, a produção fotovoltaica registou um total de 1,8%, menos uma décima do que registado em 2017. Realçando o facto de, em 2018, se ter alcançado o marco de 55,3% da produção anual de energia elétrica, provir de fontes de energias renováveis, uma subida de quase 10 pontos percentuais face ao ano anterior [11].

2.2 Energia solar fotovoltaica

De todas as energias ditas de renováveis, a energia solar fotovoltaica é considerada como a mais "elegante", seja pelo aspeto construtivo, é uma forma sólida, sem partes móveis ou suscetíveis de movimentos mecânicos. Explora apenas as propriedades físicas dos elementos químicos que a constituem, cuja finalidade é capturar radiação, preferencialmente solar, e convertê-la de forma direta em energia elétrica de corrente contínua (DC). Existindo uma variedade imensa de tamanhos disponíveis comercialmente, desde pequenos painéis com áreas de apenas alguns centímetros quadrados a painéis de dois metros quadrados de área [12]. Esta tecnologia está tão bem implementada no nosso dia-a-dia que é possível encontrar células em calculadoras ou relógios de pulso, bem como é possível ter painéis fotovoltaicos em grandes instalações com a capacidade de gerar dezenas ou centenas de megawatts (MW) de potência elétrica. Sendo a eficiência similar nas situações anteriormente descritas, uma vez que a mesma não é alterada perante a magnitude do módulo ou envergadura na instalação. Este tipo de tecnologia é amplamente utilizado, podendo ser utilizado como fonte de energia, bombagem de água, em comunicações, satélites ou infraestruturas espaciais, bem como em centrais de osmose inversa. Com este vasto leque de aplicações, a procura de sistemas fotovoltaicos regista anualmente um crescimento importante, que é sempre acompanhado por um crescimento na investigação [13].

2.2.1 Radiação solar aplicada à produção fotovoltaica

De toda a energia solar que atinge a superfície da Terra, 74%, que equivalem a 711 PJ de energia são utilizados para fins térmicos, 24% (234 PJ) é a percentagem referente ao aproveitamento fotovoltaico. O restante valor, referentes a um total de 14 PJ, são convertidos em centrais solares com recurso a concentradores solares, o que confere um total anual de 959 PJ totalmente disponíveis para produzir energia. Contudo apesar da enorme dimensão do número atrás mencionado, a energia fotovoltaica apenas representa uma pequena e quase insignificante percentagem na quota global de produção de energia elétrica, não ultrapassando 0,1%, o que se traduz uma potência de pico de 2000 MW de potência elétrica. O valor de energia proveniente do Sol, por unidade de tempo, recebido uma determinada área terrestre perpendicular à direção de propagação da mesma, toma o valor médio de 1353 W/m^2 . Este valor, também denominado por irradiância, ou seja é a potência solar incidente uma dada superfície durante um determinado intervalo de tempo [14]. Esta energia eletromagnética é constituída por fótons, partículas com determinada carga elétrica, que se deslocam à velocidade da luz, que consti-

Tabela 2.1: Comprimentos de onda da radiação solar (adaptado de [14]).

Tipo de onda	Comprimento de onda	Observação
UV-C	100 - 280 nm	Totalmente absorvidos pela atmosfera
UV-B	280 - 315 nm	90% são absorvidos pela atmosfera
UV-A	315 - 400 nm	A maioria atinge a superfície terrestre
Visível	400 - 780 nm	Luz visível, cores do arco-íris
IV	780 - 50 000 nm	Radiação calorífica do Sol

tuem o espectro solar. Este espectro é a distribuição dos fótons da radiação solar de acordo com o seu comprimento de onda. Da energia irradiada do Sol, cerca de 47% encontra-se na gama dos infravermelhos, cujo comprimento de onda é superior a 0,70 micrómetro (μm), 43% é a radiação visível, que se situa entre os 0,40 a 0,70 micrómetro, por fim temos a radiação ultravioleta cujo comprimento de onda é inferior aos 0,40 micrómetro, ocupando este tipo de radiação apenas os 10% restantes. Contrariamente ao que se possa pensar, não é a radiação ultravioleta, radiação mais energética, que mais contribui para o efeito fotovoltaico. Este tipo de radiação representa apenas cerca de 10% do espectro eletromagnético, o material semicondutor não possui uma grande capacidade de transformar este tipo de radiação, pelo que é possível dizer que é a radiação visível a grande responsável pela conversão de energia. O mesmo já não é válido para a utilização de certos tipos de células, muito mais dispendiosas, que já utilizam quase a totalidade da radiação ultravioleta. Este tipo de células é amplamente utilizado em utilizações espaciais, sendo também possível encontrar em grandes centrais solares concentradoras, devido ao seu valor de eficiência conseguir ser consideravelmente superior, podendo alcançar os 46% de rendimento efetivo [15].

2.2.2 Energia solar incidente na superfície terrestre

O valor para a radiação solar média que atinge a superfície terrestre visto anterior na subsecção 2.2.1, recorde-se era de 1353 W/m^2 , é o valor da intensidade da radiação fora da atmosfera terrestre, como é possível observar na figura 2.1. Este valor é influenciado por muitos fatores, tais como o ângulo de zénite associado e dependente do valor da latitude, o valor do ângulo de declinação solar, do dia do ano e da hora desse momento. A variação de todos estes fatores deve-se à excentricidade da órbita terrestre e ao ângulo de rotação terrestre, cerca de $23,5^\circ$. Todos estes fatores são importantes na medida que alteram o ângulo de incidência da radiação solar na superfície terrestre, superfície que também não é plana, mas sim curva. A radiação solar atinge o seu máximo de intensidade quando o Sol está o mais alto possível, ou seja, encontra-se no seu zénite e o ângulo de incidência tem o valor de 90 graus [14]. Na tabela 2.1, é possível observar o comprimento de onda que caracteriza a radiação que alcança a superfície terrestre, sendo que os raios perigosos para os seres vivos são filtrados pela atmosfera, que representam as gamas mais energéticas, logo com menor comprimento de onda.

A energia contida na radiação solar determina naturalmente condições climáticas, condições de luminosidade e vida biológica do planeta, sendo utilizada por todos os organismos vivos terrestres. Contudo a sociedade começou a utilizar esta energia para satisfazer certas necessidades que haviam aparecido, combinando para isso inovações tecnológicas com engenharia de forma a conseguir aproveitar esta energia, como para criar novos equipamentos-base para o seu dia-a-dia. Podemos utilizar a energia solar de forma direta, como por exemplo em centrais solares térmicas, fornos e chaminés solares, aquecimento ativo de edifícios com o uso de coletores, aquecimento passivo e os tão falados equipamentos fotovoltaicos. Referente ao uso indireto

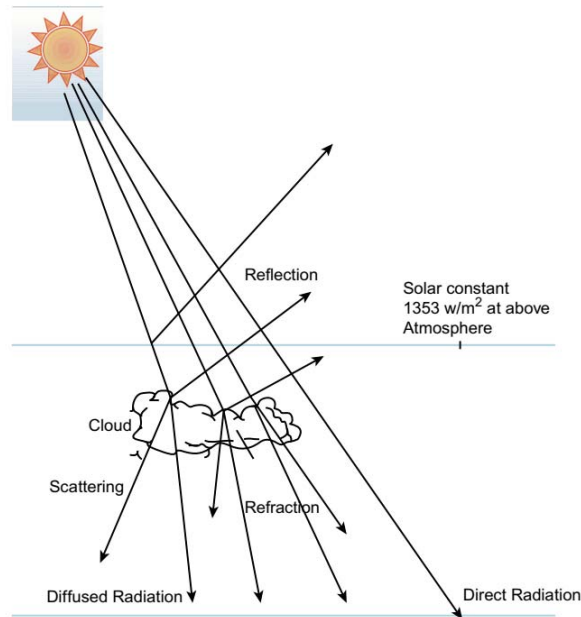


Figura 2.1: Radiação direta e indireta que atinge a superfície terrestre (adaptado de [16]).

podemos salientar a energia eólica, a energia hidroelétrica e a biomassa. Todas estas energias também elas ditas de renováveis, só existem devido à existência primordial do Sol e da energia solar. É o calor gerado a partir da energia solar que é absorvida e refletida na atmosfera, bem como aquela que é refletida pela superfície terrestre que aquece o ambiente, desta forma existem zonas mais quentes do que outras, surgindo assim diferenças de pressão, que por sua vez originam o vento. Cerca de 22% da energia solar incidente é responsável pelo ciclo da água, no qual mais de 20% da água vaporizada é precipitada sobre os continentes permitindo assim a geração da energia hidroelétrica. Por fim, é o Sol também o elemento-chave da fotossíntese, processo químico pelo qual existe biomassa. Recentemente apareceram tecnologias com a capacidade de retirar do meio ambiente energia, usualmente denominam-se por bombas de calor, também estas são energias derivadas da energia solar que atinge constantemente e de forma ininterrupta o nosso planeta [17].

2.2.3 Propriedades da radiação incidente

Depois da radiação solar estar completamente explicada, torna-se importante explicar certas propriedades intrínsecas à radiação solar incidente na superfície terrestre. O valor anteriormente dado como valor padrão para a intensidade da radiação solar, 1367 W/m^2 , é obtido através de uma simples expressão que relaciona a quantidade de energia expedida pelo Sol e a superfície terrestre. Contudo, esta situação ideal não se verifica diariamente, sendo o valor médio real mais aproximado da realidade de 950 W/m^2 [18]. Para esta diminuição contribuem diversos fatores como é o caso dos ângulos solares e o valor de massa de ar que a radiação têm que atravessar para atingir a superfície terrestre.

Esta distância depende do ângulo zênite da radiação incidente, ângulo este que é a diferença entre o ângulo perpendicular e o ângulo incidente da radiação. Ao nível do mar, quando o Sol se encontra no seu ponto máximo, também denominado por zênite, obtemos o valor padrão para a massa de ar igual à unidade. A que corresponde um valor de irradiância solar padronizado de 1000 W/m^2 . Quando o sol está a 30° acima do horizonte, a que corresponde um ângulo de zênite de 60° , obtemos um valor de massa de ar igual a 2, que implica a um valor de irradiância de

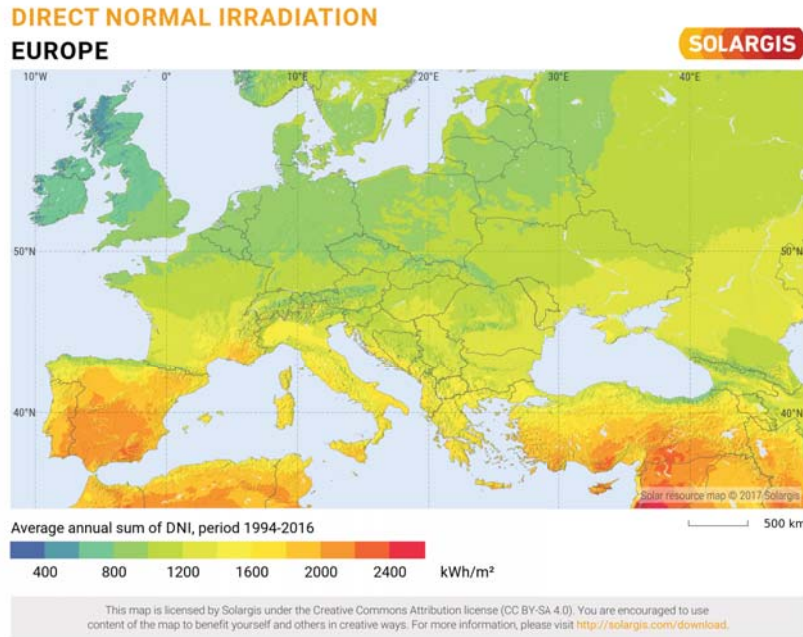


Figura 2.2: Valores médios de irradiação solar direta na Europa (adaptado de [19]).

apenas 740 W/m^2 . O valor visto na secção anterior, de 1353 W/m^2 , é o valor para uma massa de ar igual a zero, valor conseguido fora da atmosfera terrestre, este valor é também denominado por constante solar. É possível calcular os valores de massa de ar para cada instante, fazendo-se uso de duas expressões distintas, equações 2.1 e 2.2. A primeira é utilizada para valores de ângulo de zénite até aos 70° , como se pode observar na figura 2.3.

$$AM_X = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2.1)$$

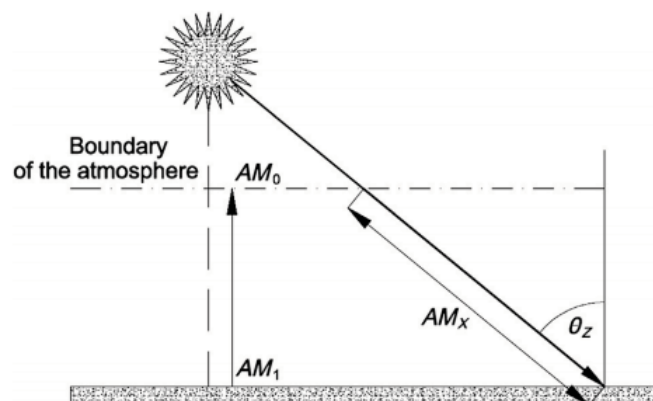


Figura 2.3: Determinação simplificada do valor de massa de ar (AM) (adaptado de [14]).

Para valores superiores utiliza-se uma outra fórmula matemática, aliás a fórmula anterior deriva desta segunda que relaciona as pressões, onde p_0 representa a pressão atmosférica igual a 1013 hPa.

$$AM_X = \frac{p}{p_0(\cos \theta_z)} \quad (2.2)$$

A totalidade da radiação solar é resultado da soma entre a radiação solar direta e a parte indireta da mesma, como é indicado na equação 2.3.

$$I_T = I_D + I_d \quad (2.3)$$

O valor anteriormente discutido por inúmeras vezes, passa agora a ser referido como radiação solar direta normal (I_{DN}). Pelo que o valor da radiação solar para um dado ponto na superfície terrestre é dado pela equação 2.4.

$$I_D = I_{DN} \cos \theta \quad (2.4)$$

Outro ângulo extremamente importante é o ângulo de latitude. A latitude é uma das coordenadas geográficas, a par com a longitude, sendo medida entre os 90° norte e 90° sul. A latitude é a distância ao plano do equador medida ao longo do meridiano de Greenwich. Sendo a latitude do plano do equador igual a zero. Trata-se de um dado importante visto que a radiação solar não atinge com a mesma intensidade toda a superfície terrestre, sendo que a zona que recebe uma maior quantidade de energia solar compreendida entre os 23,43721° N e os 23,43721° S, valores de latitude dos respectivos trópicos de Cancer e Capricórnio. Podendo também ser apresentados com valores negativos para localizações para sul e valores positivos para deslocamentos em direção ao norte. Já por sua vez o ângulo de declinação solar é a posição angular do sol quando este se encontra no seu ponto mais elevado, com o plano do equador. Varia entre os -23,45° e os 23,45°. Esta variação pode ser calculada para todos os dias do ano utilizando para tal a equação 2.5, conhecida como equação de Cooper.

$$\delta = 23.45 \left(\sin \left(\frac{(360 \times (284 + n))}{365} \right) \right) \quad (2.5)$$

onde n representa o dia do ano, sendo o dia 01 de janeiro, equivalente ao número 1. O valor deste ângulo toma o valor de zero na data dos equinócios (primavera e outono), devido ao facto nestes dias o ângulo incidente é exatamente paralelo ao plano do equador. Adicionalmente, toma o valor positivo de 23,45° no solstício de verão, sendo que o solstício de inverno toma o valor simétrico.

O ângulo da altura solar α_s é a diferença entre a horizontal e a linha de incidência da radiação solar, sendo o ângulo complementar ao já referido ângulo de zénite (θ_z), ver equação 2.6.

$$\alpha_s + \theta_z = 90 \Leftrightarrow \alpha_s = (90 - \theta_z) \quad (2.6)$$

O ângulo de inclinação da superfície, neste caso do painel fotovoltaico, refere-se à amplitude entre o plano da superfície e a horizontal nesse dado ponto, podendo variar até 180°. Este ângulo é um dos mais importantes, uma vez que influencia diretamente o valor do rendimento dos sistemas fotovoltaicos instalados. Em ângulos de incidência elevados uma maior quantidade de radiação será refletida a partir da superfície do módulo, diminuindo assim o valor da absorção que contribui de forma negativa para a potência gerada. Este ângulo, com vista a conduzir a um melhor aproveitamento, requer ajustes periódicos, nomeadamente a latitude elevadas de forma a maximizar a sua performance, podendo mesmo concluir que o ângulo de inclinação e a localização geográfica do módulo fotovoltaico são fatores cruciais para rentabilizar o investimento neste tipo de sistemas. Caso o ajuste não seja possível de efetuar, o sistema deverá ser instalado com uma inclinação igual ou próxima do valor da latitude [20]. No caso da Covilhã, com uma

latitude igual a $40,28601^\circ$ e uma longitude igual a $-7,50396^\circ$ [21], o ângulo de inclinação ideal para os sistemas fotovoltaicos é de $33,715^\circ$ para o ano todo, ou seja, sem qualquer ajuste. Caso se pretenda ajustar o valor duas vezes por ano, as inclinações ideais seriam de $16,463^\circ$ (verão) e $54,448^\circ$ (inverno). Sendo que o caso considerado ótimo seria o ajuste da inclinação quatro vezes por ano, sendo neste caso os valores de $12,761^\circ$, $59,852^\circ$ e $37,177^\circ$ para verão, inverno e primavera/outono respetivamente. O ângulo de azimute, ângulo responsável pelo seguimento do Sol, varia entre os -180° e os 180° . Os deslocamento no sentido de este, relativamente a sul, são considerados negativos, ao passo que mudanças direcionadas para oeste a partir do sul são consideradas como positivas. Para latitudes entre os $23,45^\circ$ e os $66,45^\circ$, o ângulo de azimute (γ_s), estará compreendido entre os $+90^\circ$ e os -90° [20]. Na figura 2.4 estão ilustrados os ângulos aqui explicitados. Estes parâmetros foram alvos de fortes estudos teóricos e práticos, de forma a chegar aos resultados que todos hoje utilizamos, sendo de particular destaque os testes práticos efetuados por Bakirci [22] e Badescu et al. [23], que ensaiaram de uma forma prática a influência das várias alterações impostas no valor da potência de saída do sistema.

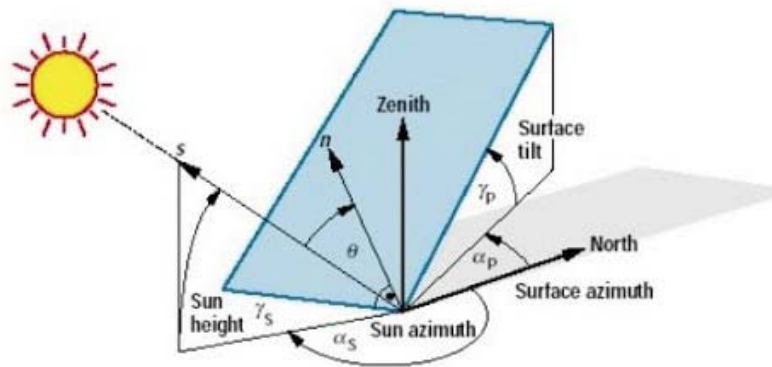


Figura 2.4: Imagem resumo dos ângulos solares (adaptado de [16]).

2.2.4 Princípio fotovoltaico

O efeito fotovoltaico pode ser descrito como a conversão direta de luz em corrente elétrica. A luz solar é na realidade uma rajada de fótons carregados energeticamente. Uma forma de obter o maior rendimento possível deste processo físico, consiste em dopar semicondutores puros com certos elementos químicos de forma a fazer sobressair e potenciar o seu efeito fotovoltaico. Normalmente são utilizados no processo de dopagem elementos como o arsénio e o antimónio no germânio e silício respetivamente, obtendo assim semicondutores dopados, em detrimento de semicondutores intrínsecos. A escolha destes elementos dopantes é efetuada tendo por base o seu excesso de eletrões livres, passando este material negativamente carregado a designar-se como do tipo-*n*. Contudo, existe o processo inverso, onde agora existe um deficit de eletrões, ou seja, teoricamente existem mais cargas positivas do que negativas, passando a ser denominado de material semiconductor do tipo-*p*. [14]

Podendo existir ainda um terceiro tipo de efeito fotovoltaico, conseguido graças à junção *p-n*, onde as camadas dopadas com os elementos químicos referidos anteriormente se juntam, criando um zona de depleção, altamente resistiva, onde não existe praticamente qualquer circulação de cargas elétricas, agindo assim como um isolante elétrico. As cargas negativas situadas perto da zona de depleção, ao serem atraídas pela cargas positivas, acabam por deixar para trás uma falta de eletrões, ou seja lacunas cujo comportamento é similar ao de cargas negativas. O

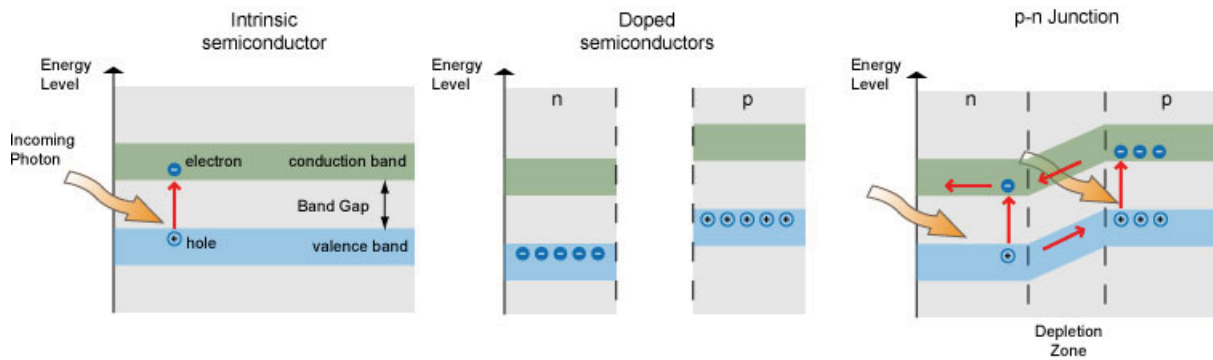


Figura 2.5: Imagem elucidativa do efeito fotovoltaico nas suas diferentes configurações (adaptado de [14]).

mesmo se passa no elemento positivo situado próximo da zona de depleção, que ao atravessar a zona de depleção, acaba por deixar falta de elementos positivos, no sítio onde originalmente existia excesso de cargas positivas. Este movimento é o responsável pela criação da zona de grande resistividade. Embora não exista corrente elétrica entre os elementos dopados, graças à zona de depleção, existe um campo elétrico na junção e é este campo elétrico a base de operação de díodos, transistores e células solares. Este equilíbrio elétrico é facilmente rompido ao ligar uma carga aos terminais da junção, onde instantaneamente se origina um fluxo de elétrons, criando assim uma corrente elétrica. Em resumo, podemos concluir que se ligarmos corretamente uma carga nos terminais dos dois elementos dopados, a resistência da zona de depleção diminui drasticamente ao ponto de começar a conduzir uma dada corrente elétrica. Este efeito foi observado pela primeira vez em 1839, pelo jovem francês de apenas 19 anos Alexander Edmond Becquerel. Esta descoberta acabou por ser acidental, quando o então jovem fazendo uso de uma solução ácida (solução eletrolítica) e utilizando eletrodos de platina, observou que quando a luz incidia nesta configuração, desenvolvia-se uma diferença de tensão. Tendo nos anos posteriores ficado também conhecido como o efeito Becquerel.[24].

2.2.5 Tecnologia fotovoltaica

O segredo que se encontra por detrás do efeito fotovoltaico é a constituição dos materiais semicondutores, essenciais ao aproveitamento fotovoltaico. Certos materiais, têm determinadas propriedades atômicas ao nível da estrutura cristalina, bem como a nível de configuração eletrónica, que os tornam perfeitos para o efeito fotovoltaico. Estes materiais possuem uma determinada *bandgap*, específica e perfeitamente determinada para cada elemento químico. Esta característica pode ser simplificada como a "força" necessária para que um elétron das camadas mais interiores da nuvem eletrónica, salte para a camada seguinte, mais distante do núcleo do átomo. Os elétrons que se encontram mais afastados do núcleo são denominados por elétrons de valência e são os que possuem um maior valor de energia associado. Para que este fenómeno aconteça, no material semicondutor, este terá que captar a energia contida nos fótons da radiação incidente, e esta terá que possuir a força necessária para desencadear tal fenómeno. Nesta camada mais energética o elétron ao receber, pelo menos, a energia para quebrar a *bandgap* deixa a camada de valência e passa a ser considerado um elétron livre que se encontra na camada de condução, deixando para trás um "buraco" na camada de valência, buraco esse que passará a ter carga positiva, visto ter-se retirado um elétron, partícula química com carga negativa. Toda a outra radiação incapaz de provocar este salto de elétrons não é

absorvida, entenda-se como radiação com maior comprimento de onda, dando-se assim o desperdício da mesma [25]. A nível de não contribuir para o fenómeno fotovoltaico aqui descrito, podendo contribuir para o aquecimento das células e estrutura fotovoltaica. Na tabela 2.2 é possível observar os valores de *bandgap* para os semicondutores mais utilizados como matéria prima no fabrico de painéis fotovoltaicos. A radiação mais energética do que o valor da *bandgap* é absorvida, ou seja, contribui para o efeito desejado. Sendo a radiação visível suficientemente energética para desencadear este efeito nos semicondutores. O valor da energia do fóton poderá ser calculado utilizando a constante de Planck ($h = 6,62607015 \times 10^{-34}$ J.s) multiplicada pela frequência da radiação em Hertz como se exemplifica na equação 2.7.

$$E = h \times \nu \quad (2.7)$$

onde E representa a energia do fóton e ν é a frequência da radiação em Hz. Resultando então o resultado da energia contida num dado fóton na unidade eletrão-volt (eV). O valor considerado ótimo para a *bandgap* é de 1,43 eV, o que corresponde ao valor do semicondutor arsenieto de gálio, como é possível constatar na tabela 2.2. Contudo, este é um material bem mais oneroso do que o silício, bem como a presença de arsénio é considerada perigosa para o meio ambiente. Embora com uma *bandgap* menor, apenas de 1,11 eV. Este abundante material, provou ser o semicondutor mais eficiente atualmente, ocupando quase a totalidade do mercado. A excitação devido à captação da energia eletromagnética da radiação, juntamente com a característica da junção p-n permite retirar partido deste aumento de energia e do salto do eletrão, sendo este arrancado e conduzido até ao cátodo da célula fotovoltaica, dando-se assim origem a uma corrente elétrica contínua. Todos os materiais semicondutores possuem valores de *bandgap* compreendidos entre 0,5 e 3,0 eV, valores estes que facilmente podem ser alcançados com ondas eletromagnéticas, provenientes da radiação solar, com comprimento de onda entre os 0,4 e 2,5 picómetros [26].

Encontra-se com facilidade na literatura científica a fórmula matemática 2.8, que relaciona os comprimentos de onda da radiação solar com criação do efeito fotovoltaico.

$$\lambda = \frac{ch}{e b} \quad (2.8)$$

, onde c é a velocidade da radiação eletromagnética no vazio, com valor igual a 299 792 458 m/s, h é a constante de Planck [Js], e é a carga elementar de cada elemento atómico cujo valor é de $e = 1,602 \times 10^{-19}$ C, b é a *bandgap* característica do semicondutor [eV] e λ é o comprimento de onda da radiação solar em metros. Com a utilização desta fórmula é possível determinar qual é a frequência mínima da radiação incidente para criar o efeito fotovoltaico num dado semicondutor, como é possível visualizar na figura 2.6, onde se exemplifica a existência de uma frequência mínima para causar o efeito desejado.

Tabela 2.2: *Bandgap* dos semicondutores mais comuns adaptado de [26].

Semicondutor	<i>Bandgap</i> (eV)
Silício (Si)	1,11
Telureto de cádmio (CdTe)	1,44
Arsenieto de gálio (GaAS)	1,43
Seleneto de cobre e índio-gálio (CIGS)	0,9-1,7

2.2.6 Tipos de células fotovoltaicas

É comum encontrar na literatura uma divisão entre as várias tecnologias que equipam diferentes tipos de células fotovoltaicas, perante esta divisão obtém-se células de primeira, segunda e terceira geração. As primeiras são as células comerciais, constituídas à base de silício cristalino, ao passo que as de segunda geração baseiam-se nas películas finas e flexíveis, podendo ser de silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe) ou de seleneto de índio-cobre ou ainda disseleneto de índio-gálio (CIGS), por fim as de terceira geração representam as células orgânicas que ainda se encontram na fase de estudo e de experimentos, assim como aqui se incluem todas as outras células patenteadas recentemente e que ainda não chegaram ao mercado, ou seja as possíveis tendências futuras [27]. É possível observar o esquema elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica na figura 2.7, nesta imagem consta não só a típica célula fotovoltaica ideal, lado esquerdo da imagem, mas também o esquema de uma célula real.

Embora o efeito fotovoltaico fosse descoberto em 1839, como já foi visado na subsecção 2.2.4, a primeira célula a explorar tal efeito só foi desenvolvida quase meio século depois por Fritz [28], célula essa cujo rendimento era inferior a 1%. Só em 1941 foi criada a primeira célula constituída por silício e contava com um rendimento na ordem dos 6%. Posteriormente no laboratório Bell, aumentou-se este rendimento para os 11% [28]. Podemos afirmar com toda a certeza que o grande interesse e estudo do efeito fotovoltaico atingiu particular interesse com o começo da exploração espacial verificada nos anos 60 do século passado. Todas as células requerem um material que absorva a radiação solar, mais precisamente os fotões que constituem a radiação eletromagnética, como é o caso da luz vinda diretamente do Sol, desta forma é gerada uma corrente elétrica construída por eletrões livres que foram excitados pelos fotões carregados de energia. A primeira célula fotovoltaica era constituída por cobre e por um óxido do mesmo metal, agindo este como semiconductor [28]. Nos anos seguintes surgiu por Brutton [13], a tecnologia fotovoltaica que assentava na utilização de silício ou semiconductor. Este material pode ser incorporado para este fim sob a forma de silício cristalino como amorfo, ou seja, ausência de uma estrutura cristalina e perfeitamente organizada. Este último, é o mais utilizado para as películas finas e conta com uma eficiência na ordem dos 5 a 7%, contudo caso se trate de células de dupla ou tripla junção, estes valores passam para os 8 e 10% respetivamente. Existindo muitas variações dentro do silício amorfo, como é o caso do silício germânio amorfo, silício-nitreto amorfo, entre muitos outros. É de salientar a eficiência máxima com o valor de 13%, conseguido pela tecnologia de silício amorfo de tripla junção [29]. O valor referido anteriormente é baixo quando comparado com os típicos valores conseguido por silício cristalino. Estes tipos de cé-

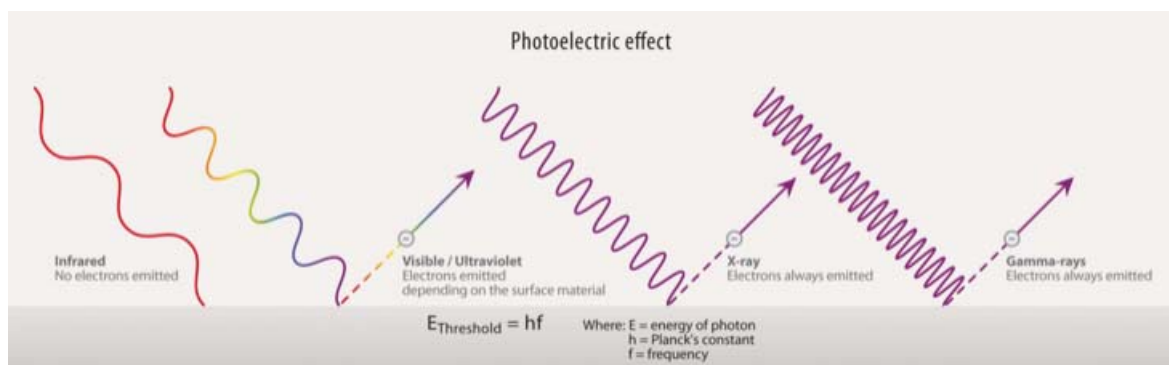


Figura 2.6: Frequência mínima para a criação do efeito fotovoltaico: um exemplo (adaptado de [26]).

lulas conseguem rendimentos superiores a 19%. O estudo mais recente incidente neste tipo de tecnologia prende-se com a pesquisa conduzida por Franklin et al. [30], que utiliza células prateadas constituídas por apenas um cristal de silício. Segundo o investigador este método poderá reduzir o desgaste do semicondutor até 20 vezes. Mais recentemente, desenvolveram muitos outros tipos de células e posteriores módulos fotovoltaicos, que não utilizam o silício como semicondutor, com o intuito de encontrar uma maior eficácia utilizando para tal novos materiais. Surgiram então as células de telureto de cádmio (CdTe) e sulfeto de cádmio, sendo que estas soluções sólidas são foto resistores, ou seja, com o aumento da luminosidade, estas soluções apresentam uma melhor resistividade. Contudo estes elementos estão atualmente proibidos na Europa pela norma ambiental RoHS [31]. Devidos às questões ambientais, o contínuo desenvolvimento das células passou pela ideia de incorporar materiais orgânicos. Segundo Yue et al. [32], desenvolveram um módulo fotovoltaico orgânico baseado numa junção tripla complexa de Re-Phen, que conta com uma eficiência de conversão de 4%, valor considerado baixo quando diretamente comparado com as células de silício. No mesmo raciocínio, Mozer et al. [33], apresentaram um estudo de sucesso que faz uso de polímeros tanto para material absorvente como para material de resistência, ou seja, é possível construir um módulo solar fotovoltaico rentável em termos económicos e energéticos apenas utilizando materiais poliméricos. Wu et al. [34] propuseram, de forma teórica, um novo modelo, a que apelou de modelo híbrido, visto que era constituído por células amorfas e cristalinas de silício, de forma a produzir um painel que apresente um rendimento igual ou superior quando comparado com um painel constituído apenas por células cristalinas, mas também com um custo de produção significativamente menor. Tendo conseguido demonstrar um aumento de 0,5%, em condições específicas, quando se realizou a comparação anteriormente descrita. Da mesma forma que a radiação solar ou parte dela, desencadeia o efeito fotovoltaico nas células que constituem o módulo ou painel solar, o mesmo sofre um acréscimo de temperatura. Este aumento de temperatura provoca um efeito nefasto na produção de energia elétrica, podendo representar um decréscimo de 0,5 %/°C, e que em condições práticas representa uma diminuição de eficiência entre os 10 a 25% [28].

No circuito da figura 2.7, contém as resistências R_s e R_{sh} , que modelizam respetivamente perdas de tensão e de corrente. A resistência em série, R_s , representa a resistência da própria célula, juntando assim a resistência elétrica do material com a resistência dos contactos metálicos, sendo usualmente designadas por perdas por efeito de Joule. A resistência colocada em paralelo, R_{sh} , advém do próprio processo de fabrico da célula ou módulo, e que caracteriza as correntes parasitas que circulam na célula devido principalmente às pequenas imperfeições presente na estrutura do material [35]. São estas resistências as responsáveis pelo rebaixamento ou diminuição da curva característica do módulo solar. É importante referir que o valor da resistência R_{sh} é superior ao valor da resistência R_s , sendo que ambas têm influência na redução do valor do fator de forma do módulo. As células de primeira geração, recorde-se que eram as mono e policristalinas, são as que apresentam melhor adesão comercial, com valores de rendimento até 20%. O máximo valor alcançado em condições laboratoriais foi de 25% para este tipo de células fotovoltaicas. Embora as células monocristalinas sejam mais caras do que as policristalinas, apresentam valores de conversão de energia superiores, além de ser mais duráveis em termos temporais. Esta geração de células requerem que o material semicondutor seja extremamente puro, sendo apenas permitido um total de impurezas (boro, fósforo, alumínio, titânio, ferro, crómio, etc) de 0,001%, resultando assim uma pureza de silício de 99,999%. Este valor é obtido através de certos processos químicos de forma a separar ou eliminar os restantes contaminantes, que por exemplo no caso do ferro, terá que apresentar um valor inferior a 0,1

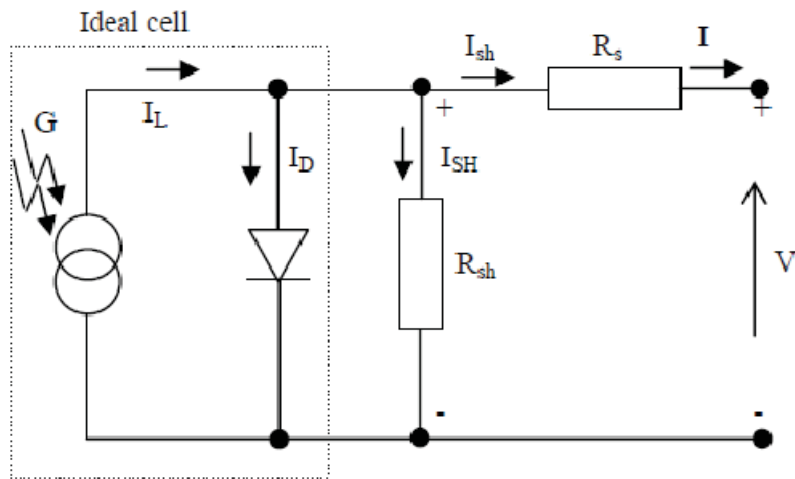


Figura 2.7: Esquema elétrico equivalente de uma célula solar fotovoltaica ideal e real [36].

ppm. Todos estes processos de purificação representam grandes gastos energéticos, na ordem dos 90 kWh de energia por cada quilograma de silício purificado, em termos práticos traduz-se para o facto de o módulo fotovoltaico "compensar" a energia despendida com a obtenção do material semicondutor, requer de dois anos de produção, um valor maior comparativamente aos sistemas solares térmicos, que precisam apenas de 5 meses para compensar o gasto energético do seu desenvolvimento. A manufatura deste tipo de células encontram-se a estudar novos processos de obtenção de silício, que atualmente é assegurada pela sílica presente na vulgar areia sedimentar, bem como estudam a possibilidade de reduzir a quantidade de material semicondutor nos fotovoltaicos. Apesar destas possíveis ideias poderem ser bastante proveitosas a nível financeiro, baixando de forma direta os preços nos mercados, esta tecnologia continua a ser bastante competitiva. Apesar do tempo de vida útil de um módulo cristalino seja em torno dos 25 anos, é possível aplicar novas técnicas de encapsulamento de forma a quadruplicar o valor anterior [25]. Apesar de já se conhecer totalmente a estrutura e propriedades do cristal de silício, este elemento químico continua a ser alvo de fortes estudos com o intuito de alcançar melhores resultados nas suas diversas e vastas aplicações, quer também com o objetivo de reduzir os custos inerentes de tais incorporações e produção [37]. Como podemos provar pela publicação de Praveenkumar et al. [38], onde os autores se debruçaram na diminuição da refletividade da célula fotovoltaica. Estes investigadores manipularam o valor da porosidade da célula de forma a controlar a refletividade da mesma. Conseguiram obter uma porosidade máxima de 84,21%, obtendo uma *bandgap* de 1,8921 eV. Através de processos eletroquímicos, conseguiram provocar e controlar a porosidade do material semicondutor, de forma a aumentar a sua taxa de conversão, ficando assim provado que é possível desenvolver em células solares baratas, com valores de rendimento aceitáveis, uma camada anti-refletiva de forma a diminuir as perdas dos sistemas fotovoltaicos.

Um outro semicondutor cristalino é o arsenieto de gálio, este material como já foi referido anteriormente na secção 2.2.5, é o material que apresenta o valor de *bandgap* ótimo para aplicações em células fotovoltaicas, registando em laboratório valores de conversão superiores a 28% [25]. Contudo face à sua elevada toxicidade, este material é apenas utilizado em experiências muito precisas atualmente, chegando mesmo a ser considerado um produto cancerígeno pela IARC [39]. Contudo, face a esta forte limitação e imposição ambiental o seu uso têm sofrido um forte declínio, salientando-se o estudo de Ansari et al.[40]. Estes investigadores testaram a viabi-

lidade de um composto fotovoltaico constituído à base de arsenieto de gálio e grafeno. Este estudo computacional incidiu sobre as características elétricas que este novo material apresentava, podendo ser um semicondutor viável na produção de transístores, díodos ou mesmo células solares fotovoltaicas, devido ao forte potencial da ligação Schottky [41]. Concluíram então que o material em estudo, apresentava uma excelente taxa de conversão, contando com um fator de forma superior a 69%. Com uma estrutura atômica e elétrica considerada simples, fabricação simples, os autores consideram existir um forte potencial no fabrico de células fotovoltaicas, sendo que estas seriam baratas mas apresentam valores de eficiência altos.

A segunda geração é governada pela células e módulos denominados de película fina. Este tipo de tecnologia é a principal alternativa às anteriormente descritas. Do ponto de produção, as células de película fina como contam com menos quantidade de material são logicamente mais baratas, mas também utilizam processos de preparação menos onerosos. É comum encontrar células de silício amorfo e de telureto de cádmio (CdTe), sendo este muito mais procurado atualmente visto possuir valores de rendimento claramente superiores ao silício amorfo, conseguindo já valores como 22%, menores custos de produção/manufatura e cujo potencial poderá alcançar os 30% brevemente [25]. Este semicondutor é bastante atrativo também devido à possibilidade de fabrico de módulos flexíveis ou curvos. As células de silício amorfo, possuem certas vantagens, tais como, menor quantidade de matéria-prima, possibilidade de fabrico em larga escala a uma temperatura inferior. Este material tem uma *bandgap* de 1,75 eV e um coeficiente de absorção bastante elevado, sendo nestas duas valências superiores às das células cristalinas [42]. Este tipo de material foi aplicado pela primeira vez com objetivos fotovoltaicos por Chittick et al. [43], que descobriram existir uma relação entre a temperatura de fabrico e o valor da resistividade do painel. Posteriormente, este tipo de material foi estudado por Carlson e Wronski [44], tendo estes investigadores obtido valores de conversão na ordem dos 14 a 15%.

Um outro material que apareceu recentemente é o CIGS(ver tabela 2.2), que variando a composição de gálio, cobre e índio, é possível obter valores diferentes para a *bandgap*, ou seja, este material difere dos restante devido a esta característica peculiar, de forma a ajustar especificamente a composição para uma dada situação. Contudo a sua produção é ligeiramente mais cara quando comparada com a produção de telureto de cádmio [25]. Estas células alcançaram o recorde de rendimento de 21% no *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE* no ano de 2013. Sendo este semicondutor alvo de diferentes estudos atuais de forma a aumentar o seu rendimento, é prova documentada os seguintes estudos, cujo único objetivo é alcançar um valor superior para o rendimento, [45],[46],[47], [48] e [49]. Este tipo de células ainda não se encontrava comercialmente disponível, a sua utilização verifica-se apenas ainda no meio académico.

A terceira e última geração é composta pelos semicondutores orgânicos e por materiais semicondutores sensibilizados por corantes. Denotam-se como principais vantagens o facto de poderem ser produzidas de uma forma extremamente barata, podendo ser utilizados vários tipos de materiais como substrato das mesmas, abrindo assim portas a diversas colorações, e formas arquitetónicas. Têm-se desenvolvido inúmeros polímeros orgânicos semicondutores, contudo os mesmo não têm sido aplicados a módulos de maior tamanho, ficando apenas provado em termos estudiosos ou em projetos de reduzidas dimensões. Estes polímeros, conseguem atualmente valores de eficiência de 13%, um valor considerado como bastante satisfatório tendo em conta o favorecimento estético. Contudo, este tipo de células não são estáveis, sendo que a radiação ultravioleta ataca e danifica de uma forma feroz as respetivas células [25].

A descoberta deste tipo de células foi induzido pela descoberta de Yu e Heeger [50], que descobriram a existência de uma corrente elétrica foto induzida em um polímero, estava assim aberta a porta à descoberta das células orgânicas, tais como as DSSC e as perovskitas. Este tipo de células alcançou em menos de cinco anos valores de conversão fotovoltaica, que outras tecnologias demoraram mais de trinta anos a conquistar. As primeiras, DSSC, do inglês Dye-Sensitized Solar Cells, são produzidas com base no semicondutor formado entre o eletrólito, o ânodo foto sensibilizado, e um sistema fotoelectroquímico, ou seja, as moléculas do corante são fotos sensibilizadas e oxidadas após a absorção da radiação solar, que posteriormente os elétrons serem injetados na banda de condução do semicondutor, por forma é utilizado o dióxido de titânio (TiO_2), estando estes componentes enclausurados num suporte transparente, plástico ou vidro revestidos por um óxido condutor também ele transparente. A estabilidade

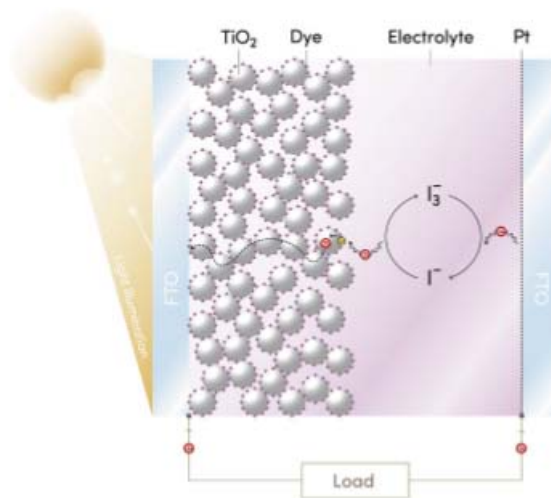


Figura 2.8: Esquema de uma célula DSSC (adaptado de [51]).

deste tipo de célula sob iluminação é baixo e limitado, uma vez que o coeficiente de absorção na gama dos infravermelhos, ver tabela 2.1, é baixo e a radiação mais energética danifica as células de forma permanente [52]. O desenvolvimento da primeira célula DSSC (células solares sensibilizadas por corante) remonta a 1991, quando foram inicialmente propostas por O'Regan e Gratzel. Sendo a previsão de conversão entre os 7,1% e os 7,9%, para valores de irradiância entre os 83 e os 750 W/m^2 . Dois anos depois, os mesmos investigadores, conseguiram aumentar o valor do rendimento para 10,0%, utilizando para tal um outro corante à base de rutênio (II). Mais recentemente no ano de 2015, é de salientar os estudos conduzidos por Kakiage et al. [53]. Este grupo de cientistas alcançou um valor de 14,3% para o rendimento de uma célula cujo corante era à base de fenantrolina, ver "Dye" na figura 2.8. Este tipo de células continua a ser fortemente estudado e testado a nível experimental, sendo a sua quota comercial praticamente inexistente, pelo menos por agora [51].

Contudo e dentro da mesma geração de células temos as células perovskitas, que em apenas uma década viram o seu rendimento passar dos 3,8% para os 22%. O nome destas células provêm do mineral, com o mesmo nome, Perovskite, em homenagem ao mineralogista russo Lev Perovski [54]. Este mineral é constituído essencialmente por cálcio e titânio, sendo denominado por titanato de cálcio CaTiO_3 . Este composto químico e os seus derivados, tais como os seus óxidos, têm sido fortemente investigados com aplicações práticas em ótica, magnetismo, eletrónica e na indústria dos supercondutores. Este material conta com uma grande abundância na natureza, daí o particular interesse para a sua incorporação e desenvolvimento na produção de painéis

fotovoltaicos. Este mineral tem a capacidade de absorver a luz, isto com apenas uma espessura mínima de um micrómetro, muito menos material do que as demais células abordadas até agora. Perovskite é um mineral semicondutor utilizado para transportar cargas elétricas sempre que é atingido por uma dada radiação. Sendo que o mineral aqui visado nos painéis orgânicos de perovskitas é responsável pela absorção da radiação bem como do meio de transporte das cargas elétricas.

A inclusão deste material em células solares verificou-se primordialmente no ano de 2009 por Miyasaka [54], que se baseou na estrutura das células vistas anteriormente, as DSSC, adicionando uma fina camada de perovskite, tendo conseguido obter uma eficiência de conversão de energia de 3,8%, este baixo valor foi devido à falta de estabilidade da nova célula, segundo comentaram os estudiosos do experimento. Até ao ano de 2013, esta tecnologia não verificou grandes progressos, tendo mesmo ficado esquecida. Nesse ano, houveram várias investigações, tendo se obtido um valor para o rendimento de 15%, quando se tinha em atenção certos novos processos de montagem em deterioramento dos antigos. Já em 2016, na Coreia, obteve-se um valor de 22,1%. No gráfico da figura 2.9 é possível um gráfico que resume os sucessivos avanços verificados para o valor do rendimentos deste tipo de células. Este tipo de célula ainda não vinga

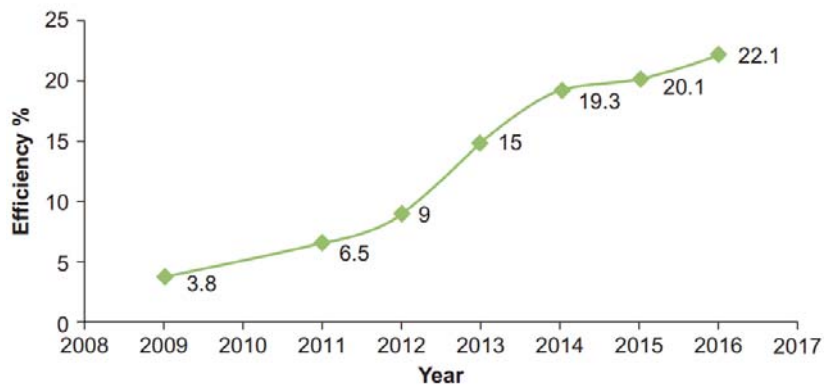


Figura 2.9: Evolução temporal do valor de rendimento das células de Perovskite (adaptado de [52]).

no mercado devido à sua degradação acentuada, falta de estabilidade e à toxicidade associada aos materiais que a constituem. Ainda não existem muitos estudos relativamente à estabilidade/duração temporal deste tipo de células, contudo alguns referem a redução do tempo de vida útil do painel fotovoltaico à base de perovskite devido a reações químicas que conduzem à degradação do painel, devido à presença de água, pelo aumento da temperatura, presença de oxigénio ou a difusão dos elétrodos constituintes. Realça-se os estudos conduzidos que comprovam as limitações e diminuições anteriormente apresentadas tais como [55],[56],[57] e [58]. Tendo ficado provado que a humidade é o principal fator que diminuiu a conversão deste tipo de células, sendo o isolamento das células face ao meio ambiente umas das soluções a adotar [59]. Atualmente estuda-se a incorporação de elementos estabilizadores, tais como o céσιο e o rubí-dio. A nível ambiental verifica-se a preocupação com a toxicidade dos materiais que compõem este tipo de células, nomeadamente com a utilização de chumbo, sendo possível a utilização de estanho como alternativa, mas esta mudança ainda não está totalmente completa, visto que a mesma se traduz numa diminuição do valor da conversão, sendo este fator totalmente indesejado [52].

Todas as células abordadas até este ponto eram constituídas por uma única camada ou parte de um dado material semicondutor. Estas células estão limitadas a um valor de rendimento

máximo de 33,7%, independentemente do material semiconductor constituinte para junções do tipo *p-n*. Este valor é conhecido por Limite de Shockley/Queisser, descrito pela primeira vez em 1961. Este limite aplica um teto máximo ao valor de rendimento de conversão fotovoltaica, valor válido para painéis compostos por uma única camada de semiconductor. Para dar resposta a esta forte imposição física estudou-se a possibilidade de agrupar verticalmente várias camadas de semicondutores, surgindo assim as células multi junção. Este tipo de células constituídas por várias camadas de diferentes semicondutores conseguem contornar o limite anteriormente descrito, para tal as várias camadas são dispostas de forma a que a camada que possui um maior valor de *bandgap* seja colocada no topo e no fundo a de menor valor. A camada superior absorve assim a radiação mais energética, mas é permeável à radiação menos intensa, sendo esta aproveitada pela camada situada imediatamente abaixo da camada de semiconductor anterior, é possível visualizar este processo na figura 2.10. Este processo é repetido sucessivamente pelas várias camadas que compõem o módulo. Em princípio seria fácil conseguir obter valores tão altos como 50 ou 60%, mas este tipo de aproveitamento iria-se traduzir num aumento exponencial de custos, sendo o valor máximo já obtido até à data de 43,7% [25]. Em teoria, seria mesmo possível alcançar valores de 87%, mas o fabrico de células solar de multi junção com mais do que três camadas é improvável, sendo que comercialmente apenas possuem duas camadas que contribuem para valores de eficiência de 30% e 40% para situações normais de radiação e com recurso a concentradores solares respetivamente. Este tipo de células solares

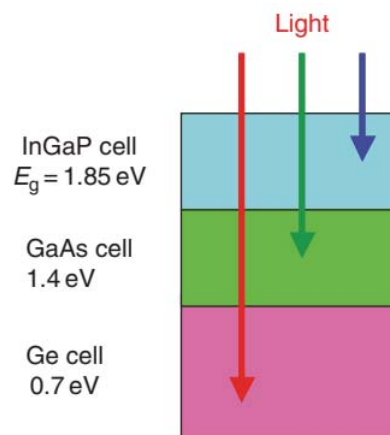


Figura 2.10: Esquema simplificado da estrutura de uma célula de multi-camadas, com os respetivos valores de *bandgap* (adaptado de [60]).

foram inicialmente propostas Jackson em 1955, e por Wolf em 1960 [61]. Estas células face aos valores de rendimento esperados e apresentados, o foco de aplicação desta tecnologia depressa se virou para o espaço, aplicando estas células em satélites e telescópios, bem como este tipo de células face à sua construção revelaram uma maior resistência à forte radiação incidentes na exosfera ou mesmo no vazio do espaço sideral. Em aplicações terrestres podemos apenas verificar a utilização deste tipo de células em centrais concentradoras da radiação solar, visto que este tipo de tecnologia é bastante mais oneroso do que as típicas células de silício, sendo este tipo de utilização o ideal visto que as células de multijunção facilmente obtêm valores de rendimento na ordem dos 35%. A adição de uma quarta camada de semiconductor, apenas irá contribuir com um aumento de 5% a nível de eficiência, ao passo que uma quinta camada apenas iria aumentar 3% o valor do rendimento, ou seja, os benefícios de sucessivas adições de camada cada vez irá diminuir mais, pelo que o usual é apenas reunir duas a três junções. Para três junções, os valores de *bandgap* ideais seriam de 0,69, 1,17 e 1,74 eV, ao passo que apenas

para duas camadas os valores passariam a ser de 0,93 e 1,57 eV [62].

A figura 2.11 refere as futuras expectativas de todos os diferentes tipos de células fotovoltaicas abordadas ao longo desta secção 2.2.6, fazendo previsões até ao ano de 2060. A nível de

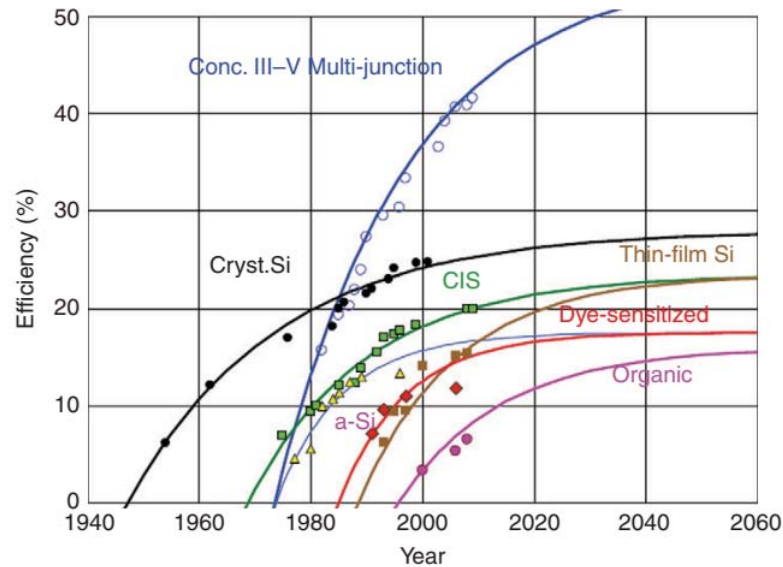


Figura 2.11: Perspetivas futuras para valores de rendimentos de células fotovoltaicas (adaptado de [60]).

tendências futuras podemos salientar o foco na utilização de certos elementos químicos como é o caso do gálio, alumínio, índio, arsénio, fósforo, formando assim novos compostos semicondutores como é o caso das moléculas de AlGaInP (2,0 eV), AlGaInAs (1,7 eV), GaInAs (1,4 eV), GaInPAs (1,1 eV) e GaInPAs (0,8 eV), cujos valores de *bandgap* são diferentes permitindo assim várias absorções de radiação ao longo da células de multijunção. Estes materiais são fortemente utilizados nas utilizações extraterrestres, visto contar com cinco junções, conduzindo a um rendimento de 36% em regime de AM 0 [62].

2.2.7 Influência da radiação incidente, do fenómeno de sombreamento e da temperatura nas curvas características de módulos fotovoltaicos

As curvas características de células fotovoltaicas são de extrema importância quando se pretende quantificar, qualificar ou dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico em questão, sendo por norma fornecidas pelo fabricante das células. A representação típica da característica de saída (potência produzida) de um equipamento fotovoltaico denomina-se por curva de corrente/tensão, como se pode observar na figura 2.12. Analisando esta curva (relação corrente-tensão), verifica-se que o valor da corrente se mantém praticamente constante desde do curto-circuito ($U = 0$ V), até um determinado valor de resistência, ou carga, a partir desse valor assiste-se a uma diminuição do valor de corrente de uma forma bastante abrupta. Ao ponto da curva onde o produto da tensão e corrente é máximo, designa-se por Ponto de Potência Máxima (*Maximum Power Point - MPP*), ao qual corresponde a máxima potência produzida pelo módulo, sendo também designada por potência de pico. Sendo que os valores de tensão e de corrente neste valor máximo de potência são denominados respetivamente por U_{MPP} e I_{MPP} . O formato e valores apresentados de curvas características de células fotovoltaicas são muito influenciados pela quantidade de radiação incidente, como se pode constatar na figura

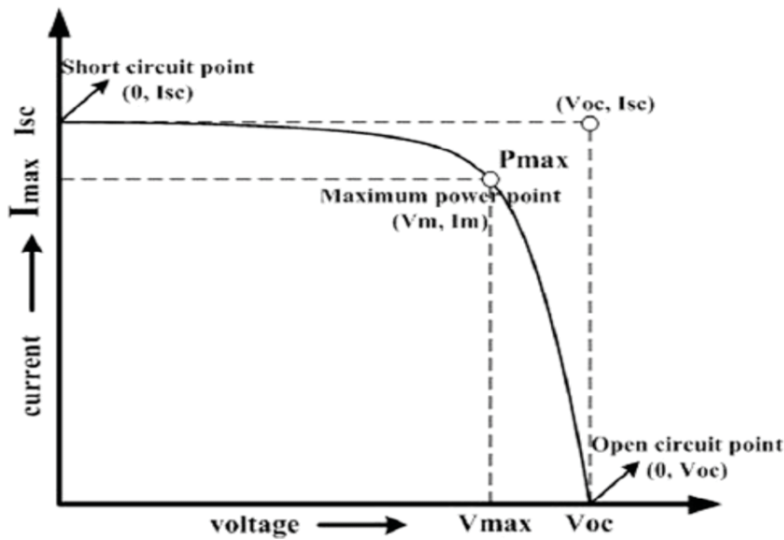


Figura 2.12: Curva característica I/U de uma célula fotovoltaica (adaptado de [63]).

2.13 onde se apresentam também assinalados a potência de funcionamento dos vários MPP, para cada valor de radiação incidente. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) aumenta de forma aproximadamente linear, com o aumento do valor da radiação incidente, enquanto o valor da tensão de circuito aberto (V_{OC}) pouco varia com a variação da quantidade de radiação incidente. Esta radiação incidente, nem toda é aproveitada para gerar energia elétrica, como já foi referido anteriormente. Este não aproveitamento conduz ao aumento de temperatura de funcionamento do sistema fotovoltaico que por sua vez, se revela nefasto para as células fotovoltaicas é resultado da absorção da radiação solar não convertida em energia elétrica, que remanesce sob a forma de calor no painel, daí que a temperatura das células é sempre mais elevada do que a temperatura ambiente, quando a mesma está sob a incidência de radiação. Para saber o valor de temperatura da célula, T_C , conhecendo a temperatura ambiente e valor da radiação incidente, utilizando para tal a equação 2.9

$$T_C = T_A + \frac{E_m}{800} (T_{UC} - 20) \quad (2.9)$$

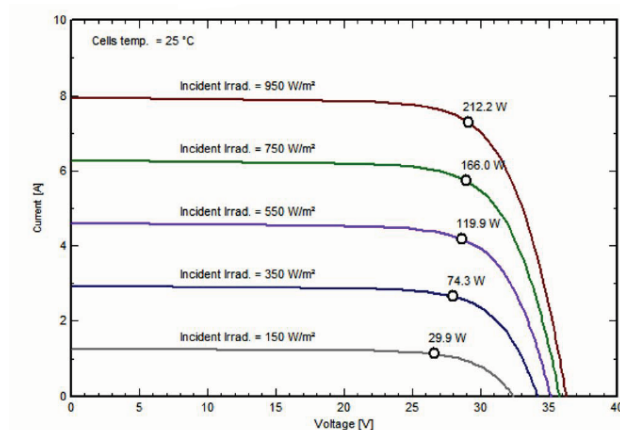


Figura 2.13: Curva característica I-U de um módulo solar (BenQ Solar, modelo PM240P00220) (adaptado de [64]).

onde T_A é temperatura ambiente em °C, E_m é a radiação incidente média em W/m^2 e T_{UC} é a temperatura de utilização da célula em °C, que é determinada para uma radiação de $800 W/m^2$, a uma temperatura ambiente de 20 °C e a uma velocidade de 1 m/s [35].

Por fim, resta falar sobre o efeito do sombreamento, que resumidamente podem ser de três distintos tipos:

- Sombras temporárias: causadas por folhas soltas de árvores, acumulação de neve, excrementos de aves, poeiras e partículas contaminantes tais como os poléns;
- Sombras de localização: causadas por edifícios vizinhos ou outros elementos que rodeiam o módulo fotovoltaico;
- Sombras do edifício: este tipo é especialmente crítico, sendo que é provocado por elementos do próprio edifício, tais como chaminés, ou antenas, que produzem sombras diretas.

Este fenómeno do sombreamento é especialmente crítico porque num módulo constituído por várias células, basta uma das células ficar à sombra para que a potência gerada diminua mais de 20%. No caso anterior, onde uma célula fica sombreada, esta passará a estar inversamente polarizada, atuando como uma carga elétrica, convertendo assim a energia elétrica em calor. Assistindo-se assim ao desaparecimento da fonte de corrente, passando a ter-se uma resistência, que é atravessada por uma dada corrente elétrica, inteiramente produzida nas restantes células que compõem o módulo. Caso a corrente no circuito seja de tal maneira elevada, poderá formar-se um ponto quente sob esse célula escurecida, ponto onde no qual se registam temperaturas elevadas relativamente aos restantes pontos do painel, no limite poderá conduzir à danificação irreversível no módulo. Para prevenir a ocorrência destes pontos quentes, a corrente deve ser então desviada da célula solar escurecida através de uma derivação de corrente. Este desvio, representado na figura 2.14 é conseguido através da utilização de um diódo de *by-pass*, ligado em anti-paralelo com as células fotovoltaicas [35].

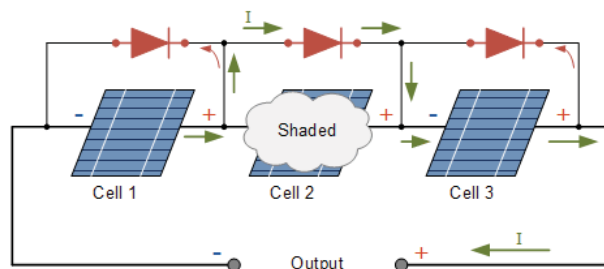


Figura 2.14: Fenómeno de sombreamento. Aplicação do diódo de *by-pass* (adaptado de [65]).

Todos os fenómenos abordados até agora ao longo desta subsecção 2.2.7, influenciam o comportamento do módulo fotovoltaico. Esta influência é facilmente perceptível nos diagramas de fator de forma (F_F), diagramas que nos indicam a qualidade da célula em teste ou utilização, podendo ser calculado com a equação 2.10, que relaciona a potência máxima obtida (registos de tensão e corrente máximos) com a corrente de circuito aberto e a tensão de circuito aberto.

$$F_F = \frac{I_{PPM} \times V_{PPM}}{I_{CC} \times V_{OC}} \quad (2.10)$$

Por sua vez, o rendimento (η) de uma célula pode ser facilmente calculado com a fórmula 2.11, onde A representa a área da célula em m^2 e G representa o valor da radiação incidente por

unidade de superfície [W/m^2] [35].

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{A \times G} \quad (2.11)$$

2.2.8 Simuladores solares - testes *indoor* de painéis fotovoltaicos

Devido à impossibilidade de controlar as condições climáticas num dado período de tempo, a ciência criou equipamentos que simulam com um grau muito satisfatório das condições reais de funcionamento de módulos fotovoltaicos. Estes simuladores solares são as principais ferramentas de caracterização de desempenho de células fotovoltaicas, quando não é necessária nenhuma informação especial acerca da localização das mesmas, ou seja, simulam as células sob condições consideradas quase perfeitas. Recentemente, apareceram os simuladores que utilizam apenas LEDs (*light emitting diodes*), como fonte de radiação. Contudo estes simuladores ainda se encontram longe de alcançar o mercado comercial, sendo que apenas muito recentemente é possível encontrar com facilidade simuladores fotovoltaicos da primeira geração. Estes equipamentos, bastante onerosos, replicam quer em intensidade quer em composição espectral a radiação solar natural. Estes equipamentos, são por vezes também denominados por simuladores de luz solar. A sua utilização é essencialmente focada em pesquisas científicas e testes laboratoriais ou ainda em determinação de processos tais como a utilização do espectro para determinar e quantificar os efeitos da exposição à luz solar, como por exemplo a degradação de células fotovoltaicas ou dos ecrãs dos telemóveis, ou mesmo de plásticos.

O principal e mais importante elemento constituinte destes sistemas é a fonte luminosa e respetivo sistema de alimentação, bem como os filtros óticos, utilizados para a variação e obtenção de uma requerida intensidade da radiação. Existindo duas possíveis abordagens para recriar a dita luz solar artificial [66]:

- Fazer uso de uma fonte de luz de amplo espectro e proceder à sua filtração de forma a reduzir o espectro para um mais próximo da luz solar, adicionando o processamento para aumentar a uniformidade da radiação;
- Fazer uso de fontes de luz de espectros emissivos mais estreitos, juntando-as para criar os espectros desejados, utilizando posteriormente lentes óticas para aumentar a uniformidade.

2.2.8.1 Utilização dos simuladores solares

O simulador solar é simplesmente uma emissão de radiação, ou seja, emite fotões energeticamente carregados. Estes fotões são as partículas elementares da luz, cuja energia depende do comprimento de onda, onde menor comprimento de onda implica maior energia. Podemos então concluir que o uso de simuladores solares com elevada estabilidade, permite replicar com elevada confiança e reproduzir dados de elevada precisão e exatidão em condições laboratoriais. Estes caros equipamentos, ilustrados na figura 2.15 são utilizados para o teste de células solares, ecrãs, plásticos bem como para calibrar e aferir aparelhos fotossensíveis. Relativamente às áreas do conhecimento onde estes equipamentos são utilizados, destacam-se a fotobiologia, fotoxidação, fotodegradação, fotovoltaica, fotocatalise e teste de protetores solares [66]. Focando agora na utilização fotovoltaica, ou seja, teste de células fotovoltaicas, a

fim de determinar ou calcular o valor da conversão das respectivas células. Para tais ensaios, requer-se um simulador de classe AAA, de forma a reproduzir o mais fiel possível os resultados. Os parâmetros utilizados em laboratório são o valor de massa de ar igual a 1,5 para células terrestres e AM0 para células espaciais, intensidade da radiação de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ [67]. Utilizando um simulador solar AAA, consegue-se obter uma precisão na ordem dos 98% [66].



Figura 2.15: Exemplo de um simulador solar composto por lâmpadas de iodetos metálicos (adaptado de [67]).

2.2.8.2 Caracterização dos simuladores solares

A maioria dos simuladores utiliza como fonte de radiação lâmpadas de xénon (Xe) de arco curto ou de arco longo, contudo podemos encontrar alguns simuladores que fazem uso de lâmpadas de iodetos metálicos, lâmpadas halógenas de quartzo-tungstênio e mais recentemente LED's, serão estes tipos de lâmpadas que serão abordados na subsecção 2.2.8.3. Contudo existem outros tipos de fontes de radiação, menos comuns é certo, como é o caso das lâmpadas de arco de carbono, que apenas emitem luz na faixa do visível, ou as lâmpadas de vapor de sódio altamente pressurizadas, ou mesmo as de arco de argon (Ar), que dominam na faixa da luz visível, representam uma cota muito baixa tanto nos infravermelhos como nos ultravioleta, ou mais recentemente os lasers [67]. É possível observar na figura 2.16 a faixa do espectro eletromagnético onde cada lâmpada emite.

As lâmpadas de xénon têm dominado o mercado nos últimos quarenta anos, devido ao facto de apresentar um espectro contínuo entre os 300 a 2000 nanómetros. Contudo, quando comparadas com as lâmpadas LED, estas últimas possuem uma maior estabilidade temporal, menores custos de aquisição e manutenção e possuem um tempo de vida útil substancialmente superior. Os mais recentes avanços neste tipo de tecnologia, demonstra ser possível obter uma cobertura espectral entre os 300 a 1850 nanómetros.

A nível de fonte de alimentação, as lâmpadas de xénon são as que exigem uma maior complexidade de sistema de alimentação, uma vez que necessita de uma elevada tensão para criar e

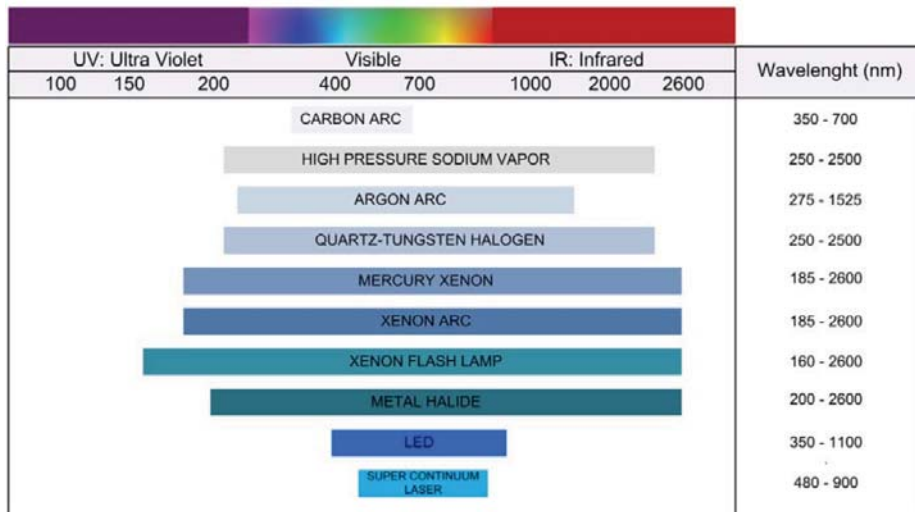


Figura 2.16: Intervalos de comprimento de onda de cada fonte de radiação (adaptado de [67]).

manter estável o arco elétrico. Já as lâmpadas halogêneas ou as LED, não necessitam de qualquer sistema de alimentação específico de forma a assegurar um funcionamento constante. No campo físico da ótica, nomeadamente respeitante a lentes e filtros óticos, a utilização destes dispositivos nem sempre ocorre nos simuladores solares [66]. Estes dispositivos são utilizados para modificar a radiação incidente, para que esta se apresente a mais precisa possível, nomeadamente na faixa de espectro alvo. O não uso de lentes implica a utilização de espelhos, sendo necessários pelo menos dois, para alterar a direção do feixe luminoso, obter uma luz homogênea, bem como no processo de colimação do feixe de fótons resulta em perdas energéticas. Os simuladores solares podem ser divididos em duas categorias, os contínuos e os pulsados. Os do primeiro tipo, como o nome indica a luz é contínua no tempo. Este tipo de simulador é o mais encontrado em laboratórios, devido à sua possibilidade de regulação, sendo possível obter desde pequenas intensidades até valores superiores a 1000 W/m². O segundo tipo produz pulsos ou flashes com a duração de milissegundos, cuja intensidade é muito superior aos anteriores descritos, podendo alcançar valores na ordem dos 100 000 W/m².

Este tipo de ensaios em laboratório teve o seu início nos anos 60 do século passado, sendo fortemente impulsionado pela NASA. Estes programas, financiados a patrocinados pela NASA, focavam-se em conseguir simular condições espaciais na superfície terrestre. Culminando por projetar e construir uma câmara, denominada por *Space Environment Test Chamber*, nesta câmara é utilizado um simulador solar com o objetivo de obter valores de radiação fora da atmosfera terrestre, ou seja, valor de massa de ar igual a zero (AM0) [68]. Tendo sido utilizada a lâmpada de xénon como fonte de radiação, devido à sua boa aproximação espectral [66]. Atualmente todo e qualquer país com capacidade de exploração espacial, possui grandes e poderosos

Tabela 2.3: Comparação entre os vários tipos de lâmpadas de simuladores solares (adaptado de [66]).

Tecnologia emissora	Xénon	Iodetos Metálicos	Quartzo Tungstésio	LED
Correspondência espectral [nm]	300-2500	300-1200	400-2500	300-1850
Estabilidade temporal	elevada	média	-	muito elevada
Intensidade emitida [W/m ²]	10 000 000	1 000 000	25 000	1100
Tempo de vida da lâmpada [horas]	2000	6000	2000	+10 000
Custo inicial	médio	médio	baixo	elevado
Custo de manutenção	médio	médio	médio	baixo

Tabela 2.4: Tabela resumo das características das diferentes classes espectrais de simuladores solares (adaptado de [66]).

Classes	Correspondência espectral	Não-uniformidade espacial [%]	Estabilidade temporal de curta duração [%]	Estabilidade temporal de longa duração [%]
A	0,75 - 1,25	2	0,5	2
B	0,60 - 1,40	5	2	5
C	0,40 - 2,0	10	10	10

simuladores solares, como é o caso do Japão, da Coreia do Sul e da Rússia, bem como a ESA. Estes simuladores então construídos necessitavam de uma base comum de forma a conseguir comparar células solares ou outro tipo de provetes. Criando assim uma indústria dedicada ao teste, comparação e registo de provetes solares, sob condições previamente determinadas e controladas. Inicialmente a performance de células fotovoltaicas era testada com fontes luminosas que necessitavam de ser calibradas constantemente, recorrendo para tal calibração a caras câmaras espaciais. Devido a esta imprecisão da época o valor do rendimento da primeira célula fotovoltaica foi posteriormente alterado e corrigido em 1977. Atualmente e com o contínuo e presente desenvolvimento da tecnologia LED aplicada a simuladores solares desde 1990, mais simuladores têm adotado esta nova fonte de radiação, já que oferece inúmeras vantagens tais como elevada precisão, tempo de vida útil longo, elevada controlo com uma resolução de 30 a 50 nanómetros, além do menor consumo energético e da sua constante estabilidade temporal. Conforme o desempenho de um dado simulador solar, ao mesmo é atribuído uma dada classe, que assim o permite qualificar face à classe espectral, uniformidade espacial e estabilidade temporal. Estas *standartizações* são reconhecidas, atribuídas e utilizadas pela ASTM, IEC e JIS, de forma a determinar a qualidade e precisão do equipamento. Estas classes variam a C a AAA, que pela lógica e à semelhança da classificação energéticas dos eletrodomésticos, um simulador de classe AAA é melhor do que um da classe A, que por sua vez é superior a um pertencente à classe B ou C.

A classe espectral, anteriormente referida, representa a precisão entre a classe espectral emitida pelo simulador solar com a faixa do espectro desejada para o ensaio laboratorial em causa. Por norma, os investigadores utilizam o espectro de AM 1,5 (massa de ar à superfície da Terra), contudo outros valores para a massa de ar podem ser utilizados, por exemplo se o interesse for a radiação na superfície de Marte ou debaixo de água, cada campo possui diferentes perfil espectrais. Como é observável na tabela 2.4, a classe A requer uma correspondência espectral com um fator compreendido entre 0,75 e 1,25 entre a radiação artificial e o espectro real de cada região definida com um determinado comprimento de onda.

No que se refere à uniformidade espacial, esta descreve a distribuição e consistência da irradiação solar sob uma dada área. O parâmetro a calcular, para se proceder ao enquadramento do simulador é a não-uniformidade, que é calculada a partir da diferença entre o valor máximo e mínimo da irradiação sob uma determinada área. A uniformidade é crucial de forma a assegurar uma correta distribuição ao longo de toda a área experimental. De acordo com a mesma tabela, tabela 2.4, um dado simulador para ser incluído na classe A referente à uniformidade espacial, deve possuir um valor de não-uniformidade inferior a 2%. O outro parâmetro que qualifica os simuladores solares é a estabilidade temporal, que é a consistência da radiação emitida num relativo intervalo de tempo. Os simuladores tradicionais, que fazem uso de lâmpadas de xénon, iodetos metálicos ou de filamento de tungsténio, alteram o valor do espectro emitido, bem como ocorre uma derrapagem a nível da intensidade emitida ao longo do tempo, situações estas que ocorrem com menor impacto se a fonte de radiação utilizada for constituída por LED's. No

fator da estabilidade temporal torna-se importante definir a escala temporal de forma a prever o comportamento de uma dada lâmpada utilizada no simulador. As lâmpadas de xénon são instáveis, a uma escala de minuto a minuto, mas se a escala for alterada para um submúltiplo do segundo, a estabilidade sofre um melhoramento significativo. Já as lâmpadas de iodetos metálicos são instáveis a uma escala de minuto a minuto e muito instáveis se a escala for reduzida para submúltiplos do segundo. Já as LED são muito estáveis quer se a escala for em minutos ou segundos. Podendo ser definida uma estabilidade a curto prazo e a longo prazo, por norma entende-se por curto prazo ensaios cuja duração não ultrapassa os sessenta minutos.

Tal como foi referido anteriormente, os simuladores podem ser divididos em duas categorias, os de radiação contínua e os de radiação pulsada ou flashada. Os primeiros e tal como o nome indica, um simulador dito de contínuo, proporciona um fluxo constante ao longo do tempo de funcionamento. A sua utilização contempla áreas menores e são normalmente utilizados em testes de baixa intensidade luminosa. Os simuladores contínuos podem ser equipados com os mais variados tipos de lâmpadas de forma a replicar o espectro eletromagnético pretendido. Contrariamente aos simuladores pulsados, que foram projetados para evitar o aquecimento do provete durante o teste provocado pela fonte de radiação. O feixe descontínuo pode ser obtido com os sucessivos liga e desliga da fonte luminosa ou com a utilização de obstáculos opacos à radiação, não permitindo assim que qualquer radiação o atravesse. Os simuladores descontínuos de flashes envolvem flash de iluminação com a duração de milissegundos, com esta utilização cada flash consegue gerar elevadas intensidades de radiação. O principal problema reside no fato de se conseguir reproduzir, de igual forma, intensidades e formas espectrais de um flash para os seguintes. Devido ao feixe não contínuo, a estabilidade temporal acaba por ser tornar num parâmetro secundário neste tipo de simulações, contudo poderá ser calculado comparando para tal um flash aos demais. Por outro lado os simuladores descontínuos de pulsos, contemplam a utilização de um filtro entre a fonte luminosa e a área de teste, de forma a bloquear e a desbloquear a passagem da radiação, neste caso a fonte luminosa se encontra permanentemente ligada. Tipicamente o intervalo de pulsos varia desde dos 100 aos 800 milissegundos.

2.2.8.3 Fontes de radiação

Como já foi abordado anteriormente, os simuladores solares diferem no espectro emitido bem como na distribuição da radiação. Este tipo de equipamentos podem utilizar como fonte emissora de radiação vários tipos de lâmpadas, como se pode constatar em dois artigos científicos excelentes que detalham as lâmpadas utilizadas para ensaios em laboratório de células fotovoltaicas [68] [67]. Contudo pode ser utilizado também combinações de lâmpadas distintas. O tipo de lâmpada utilizado determina o poder espectral que pode ser modificado utilizando para tal filtros óticos. Os géneros mais comuns de lâmpadas utilizados nos simuladores são as lâmpadas de xénon, iodetos metálicos, halogéneas de quartzo-tungsténio e as recentes LED.

As lâmpadas de xénon (Xe) são as mais amplamente utilizadas nos simuladores solares, a principal razão para tal reside no fato de conseguirem reproduzir com uma elevada precisão o espectro da luz solar, nomeadamente para AM0 e AM 1,5, sem requerem qualquer filtro para tal aproximação [68]. Sendo que o seu espectro é perfeitamente igual, se a temperatura do Sol fosse de 5800 K. Contudo, a sua utilização nos simuladores gera uma forte emissão de infravermelhos, mas que poderão ser eliminados ou minimizados com elevada facilidade. Adicionalmente, estas lâmpadas possuem a capacidade de manter o espectro emitido mesmo com variações de potência sentidas no sistema de alimentação. Em resumo, as principais vantagens relacionam-se

com o espectro estável, possuir uma ótima aproximação da radiação solar natural, produção de uma enorme quantidade de feixes de elevada intensidade. Como desvantagens, enumeram-se o facto de requerem um complexo e oneroso sistema de alimentação, horas de utilização relativamente baixas, preço de aquisição de lâmpadas muito elevado, além destas lâmpadas possuírem um gás pressurizado no seu interior, o que se traduz numa preocupação acrescida.

Por sua vez, as lâmpadas de iodetos metálicos (*metal halide*) utilizam vapor de mercúrio de forma a produzir um arco, o que excita o vapor pressurizado dentro do bulbo na lâmpada, muito semelhante ao que acontece com as anteriores lâmpadas de xénon. O espectro emitido por tais lâmpadas coincide com o espectro emitido por corpos negros a uma temperatura entre os 5000 a 6000 K. Possuem elevada estabilidade temporal, satisfatória qualidade espectral, próxima da luz solar natural e a pressão no seu interior é menor do que a pressão nas lâmpadas de xénon. As desvantagens, resumem-se ao facto de emitirem uma grande quantidade de infravermelhos e uma insuficiente quantidade de radiação ultra-violeta. Os feixes criados tendem a dispersar com a distância, sendo por norma utilizados concentradores solares para apaziguar este efeito.

Uma outra possibilidade para equipar os simuladores solares são as lâmpadas hologéneas de quartzo-tungsténio, sendo conhecidas por lâmpadas incandescentes, que consistem num filamento de tungsténio selado dentro de um tubo de vidro que contem uma mistura de gás inerte e um halogéneo. Por norma, não existem simuladores apenas constituídos por este determinado tipo de lâmpada, pois o poder espectral emitido equipara-se a um corpo a uma temperatura de 3400 K, bastante inferior aos 5800 K presentes na superfície do Sol. Emitindo maioritariamente na faixa dos infra-vermelhos, apresentando carências desde da cor azul da faixa da luz visível, tornando-se de maior importância à medida que percorremos o espectro em direção a uma maior energia. São referidas como vantagens a correspondência perfeita na faixa dos IV em relação a um corpo negro. A compra, montagem e custos de manutenção são relativamente fáceis de comportar. Já as desvantagens, podemos enumerar as quantidades mínimas emitidas na gama dos UV, bem como o espectro emitido na gama da radiação visível difere significativamente da luz solar, nomeadamente nas cores de comprimento de onda menores e a sua utilização em simuladores solares prende-se com a utilização de outros tipos de lâmpadas de forma a complementar o espectro.

Por fim, as lâmpadas LED são dispositivos que não requerem manutenção nem pressões internas nas lâmpadas. No passado, o principal problema relacionava-se com o fato de estas lâmpadas não produzirem luminosidade com intensidade suficiente. Tal problema foi ultrapassado quando um simulador de classe C em termos de uniformidade, cobriu de forma eficaz uma área de 100 × 50 mm. Atualmente e com todos os desenvolvimentos nesta área é seguro afirmar que a tecnologia LED aplicada a simuladores solares consegue alcançar um valor espectral, independentemente do valor de massa de ar, com uma precisão que excede o requerido pela classe superior (AAA). Sendo que possui enormes vantagens em relação os outros três tipos de lâmpadas referidas anteriormente, as LED têm um menor consumo energético, possuem um tempo de funcionamento entre as 50 000 e as 100 000 horas, enquanto as de xénon suportam apenas uma carga horária de 1000 horas, não requerem manutenção e permitem um controlo fácil e preciso, na ordem dos microssegundos e mantêm a estabilidade após várias horas de emissividade (elevada estabilidade temporal). Contudo, estas lâmpadas possuem importantes desvantagens tais como o fato de apenas existirem LED em comprimento de onda discretos, torna-se caro obter radiações com comprimento de onda inferior a 360 nanómetros ou superior a 1100 nanómetros,

bem como a intensidade emitida é considerada baixa para equipar sistemas com concentradores solares.

2.2.8.4 Desenvolvimentos futuros

Ainda sem a tecnologia completamente desenvolvida para a implementação em simuladores de luz solar, a ciência já se encontra a investigar uma nova fonte de radiação, falo então do laser de super continuidade, do inglês *super continuum laser*. Estes poderosos lasers possuem um poder emissivo de grande intensidade, contudo o espectro emitido apenas contempla a luz visível e parte dos infravermelhos, a sua compatibilidade é considerada ótima para materiais e dispositivos fotovoltaicos [67]. Estas novas fontes de radiação são muito poderosas e fáceis de concentrar, contudo pecam devido ao espectro muito restrito. Em recentes estudos [69] [70], onde foram utilizados como fonte de radiação, sob pequenas áreas os resultados demonstraram-se bastante promissores, prevendo-se assim uma forte aposta culminando com o desenvolvimento desta tecnologia. A primeira aplicação surgiu no ano de 2011 e surgiu como possível sucessor às típicas lâmpadas de xénon e às LED. Contudo, para valores angulares baixos, os lasers apenas conseguem atingir pequenas áreas, bem como toda a eletrónica de controlo exige bastante compreensão e conhecimentos avançados, sendo estas as principais desvantagens desde já apontadas.

O contínuo melhoramento da eficiência das células solares, depende de forma direta do avanço do conhecimento nomeadamente das características óticas e elétricas das mesmas. O estudo dos defeitos, entre os quais impurezas ou grãos de material semiconductor não fundido, ou mesmo pequenos erros ou vibrações durante o processo de deposição de material. Através dos novos lasers, que irradiam radiações visíveis e infravermelhas, é possível perceber melhor o que acontece durante a exposição solar de células solares, visto que estes feixes são emitidos com uma duração de femtossegundos (10^{-15} segundo) e com um período de nanossegundos a que corresponde uma frequência na ordem dos megahertz (MHz) [69]. Uma das inúmeras experiências

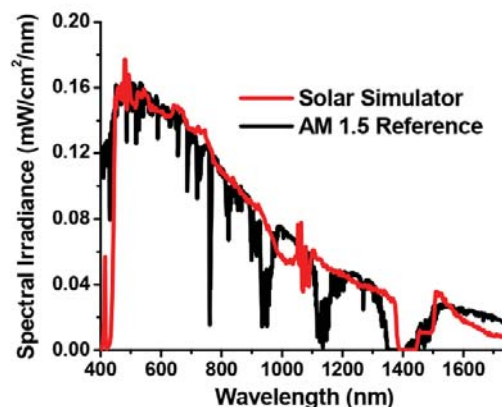


Figura 2.17: Correspondência entre o espectro emitido pelo laser a 80 MHz e a radiação natural para um valor de massa de ar igual a 1,5 (adaptado de [69]).

realizada por Tasshi Dennis [70], considerado um dos melhores investigadores que se decidam ao simuladores solares constituídos por lasers, foca-se no teste de células fotovoltaicas de alta eficiência, como é o caso das células de junção tripla, assunto já descrito na secção 2.2.6. As células estudadas comportavam uma área de $0,29 \text{ cm}^2$ até ao máximo de $1,0 \text{ cm}^2$, a frequência utilizada foi a de 80 MHz, que como se pode observar na figura 2.17, é a frequência que melhor

sobreposição apresenta com a radiação solar com AM de 1,5. Já o valor da intensidade luminosa foi ajustada para se obter 100 mW/cm^2 ou seja, 1000 W/m^2 . Os investigadores descreveram que o ensaio laboratorial é de importância extrema, já que poderá permitir calibrações mais seguras e precisas, tendo ficado provado que o simulador a operar com uma frequência de 80 MHz consegue gerar eficazmente o efeito fotovoltaico nas células de teste, onde os resultados obtidos se demonstraram próximos, mas ainda insuficientes face aos valores obtidos em simuladores solares de classe AAA. Ainda neste artigo [70], os investigadores conseguiram isolar o comportamento de cada célula testada, quando iluminada com radiação visível vermelha e com radiação visível de cor azul, que representam respetivamente a menor energia e maior energia da faixa da luz visível, estudando assim o comportamento da célula, naquela faixa concreta do espectro eletromagnético.

2.2.9 Concentradores solares

Os sistemas concentradores de radiação solar, recolhem e concentram a energia proveniente do Sol, podendo-a transformar em energia térmica de alta temperatura ou podem a transformar diretamente em energia elétrica, baseado-se portanto no efeito fotovoltaico. Temos portanto dois aproveitamentos distintos, um que visa o aproveitamento térmico em primeira instância e o segundo que, graças ao efeito fotovoltaico, descreve o aproveitamento elétrico. Contudo a energia térmica pode ser utilizada posteriormente para aquecimento ou arrefecimento, processos de pré-aquecimento específicos, processamento de materiais, processos químicos e claro produção de energia elétrica [71]. Na literatura e mesmo em alguns livros, quando se utiliza os termos concentração e energia solar, refere-se a centrais cujo objetivo é concentrar toda a radiação incidente com o intuito de obter energia térmica, para que depois esta possa ser utilizada já sob a forma de vapor nas turbinas, para gerar a desejada energia elétrica. A utilização do armazenamento térmico, prende-se com a possibilidade de armazenamento da energia até ao momento que a sua transformação faça mais sentido ou seja requerida, de forma a possibilitar o máximo retorno económico possível. Além do retorno económico favorável, esta energia térmica pode ser adicionada com energia térmica proveniente de outras fontes de energia renováveis, como é o caso da biomassa ou da geotermia, de forma a assegurar um fornecimento sem interrupções de energia térmica a um sistema industrial, que poderá ou não fazer a sua conversão em energia elétrica [72].

2.2.9.1 Concentradores fotovoltaicos

A utilização de sistemas concentradores para realçar o efeito fotovoltaico é uma tática amplamente reconhecida para baixar o custo de produção de energia elétrica, que pode ser vista na figura 2.18. A ideia por detrás de tal tecnologia, é utilizada desde há muitos séculos, que atualmente visa conseguir produzir uma dada potência com uma área bastante menor de células fotovoltaicas [73]. Enquanto um painel fotovoltaico tradicional, procede à recolha e conversão da energia incidente, os painéis com concentradores procedem à recolha e conversão em duas etapas. Primeiramente a radiação é coletada na área do elemento ótico, cuja função é concentrar e conduzir a radiação para uma área menor, onde está presente a célula solar, que atua com elemento conversor de energia. Desta simples maneira, a intensidade que atinge a célula, responsável pelo efeito fotovoltaico, possui um maior valor, conferindo assim à célula um valor superior de radiação que contribui de uma forma positiva para o rendimento do efeito referido

[74]. Este aumento é de tal forma importante e visível na figura 2.19, que sistemas fotovoltaicos com um seguimento solar a dois eixos, poderiam quase que duplicar o valor da potência entregue nas primeiras horas da manhã e nas horas que antecedem o pôr do sol. Na mesma imagem, figura 2.19, é notória a pequena diferença entre as duas tecnologias no intervalo de maior intensidade solar (12 a 16 horas), horas em que o sol se encontra mais alto. Nos painéis planos fotovoltaicos tanto a radiação incidente como a temperatura da célula fotovoltaica são os fatores que mais impacto induzem no efeito fotovoltaico. Já nos sistemas concentradores, o valor da radiação é o fator mais importante, a influência da temperatura neste tipo de sistemas é muito menor do que nos sistemas fotovoltaicos planos. O segundo fator importante é a distribuição espectral da radiação, já que nestes sistemas o tipo de células predominante são as células de multi junção, que como já foi referido, este tipo de células consiste numa sobreposição de várias camadas de semicondutores diferentes com *bandgap* de energia diferentes, onde as diferentes camadas absorverem um determinado comprimento de onda, daí a importância da distribuição espectral nos sistemas fotovoltaicos com recursos a concentradores de radiação. Esta importante distribuição espectral varia diariamente, bem como ao longo do ano, o que influencia imediatamente o valor da corrente produzida.

Quando se fala em concentradores solares, principalmente visando a produção fotovoltaica, o fator determinante é o fator de concentração, que pode ser apresentado de duas maneiras. A equação 2.12 quantifica o valor do fator de concentração tendo em consideração exclusivamente as áreas dos elementos do sistema, ou seja, a área do concentrador e a área da célula fotovoltaica. Trata-se de uma fórmula aplicada a concentradores de baixo poder de concentração, onde o rendimento ótico é desprezado. Já a equação 2.13, fornece o fator de concentração de uma forma mais real, devido ao fato de considerar já o rendimento ótico do concentrador, bem como relaciona o fator de concentração com as potências envolvidas, contrariamente à equação 2.12, que tinha apenas em conta as áreas.

$$C_{geo} = \frac{A_{lente}}{A_{celula}} \quad (2.12)$$

$$C_{elec} = \frac{P_{INlente}}{P_{INcelula}} = \eta_{opt} \times C_{geo} \quad (2.13)$$

Esta eficiência ótica, é calculada tendo em conta as perdas no elemento ótico concentrador, estas perdas poderão ser devidas à reflexão, refração, ou mesmo devido à aberração cromática, este fenómeno é a dispersão produzida por uma dada lente que possui diferentes índices de refração para diferentes comprimentos de onda, tipicamente as eficiências situam-se entre os 78% e os 90%. Sendo que o próprio valor de eficiência ótica, influencia o valor do fator de concentração, como se pode compreender na equação 2.13, em sistemas com elevadas taxas de concentração, as perdas óticas são diminutas.

A disponibilidade comercial de sistemas concentradores com o sentido da produção fotovoltaica, resume-se a lentes de Fresnel ou espelhos. De forma a classificar e avaliar as células que façam uso da tecnologia de concentração solar, os módulos e sistemas fotovoltaicos devem seguir as normas definidas pelo IEC, que implica que o módulo apenas pode receber radiação de forma direta, a área do módulo deve estar constantemente na posição vertical com o sol, ou seja a tecnologia aqui visada requer um sistema de seguimento, de forma a seguir com precisão o movimento do Sol. Devido à enorme variabilidade na escolha dos elementos óticos, estratégias de

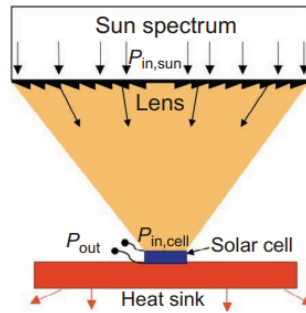


Figura 2.18: Princípio de funcionamento de sistemas concentradores fotovoltaicos (adaptado de [74]).

seguimento solar, no tipo de células fotovoltaicas, todos estes fatores conduzem a uma diversidade muito ampla de sistemas fotovoltaicos com uso de concentradores, que são agrupados em duas categorias face ao seu fator de concentração. Os sistemas de baixa concentração com um fator entre 1 e 30 e os de alta concentração cujo fator de concentração é superior a 300. Apenas de ser surpreendente, não existem comercialmente sistemas com fatores de concentração entre os 30 e os 300, unicamente devido à não sustentabilidade em termos económicos. Os sistemas de baixa concentração, utilizam por norma, células de silício modificadas, um eixo para o seguimento solar, recorrendo à utilização de parabólicas concentradoras. Contudo, podem ser encontrados sistemas onde a célula fotovoltaica seja CIGS, ver subsecção 2.2.6, bem como é usual o uso de lentes de Fresnel planas. Já os sistemas de elevada concentração possuem quase obrigatoriamente dois eixos para um seguimento solar perfeito. As células escolhidas são as de multijunção, devido ao seu elevado rendimento que utilizam lentes de Fresnel como elemento ótico. Estes sistemas altamente concentradores, requerem um sistema de arrefecimento eficaz da célula fotovoltaica. Este sistema de arrefecimento poderá ser do tipo passivo ou ativo, este último também possui a vertente de produção de energia térmica, graças à grande quantidade de calor retirado do sistema concentrador, podendo alcançar um aproveitamento solar na ordem dos 70%.

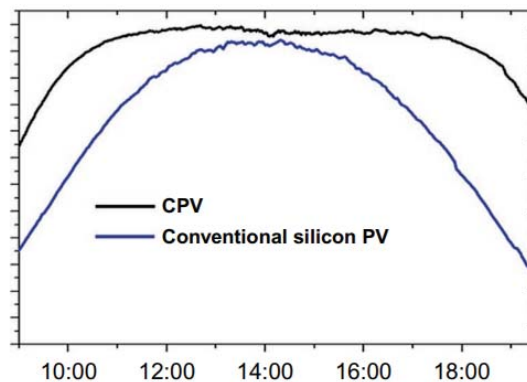


Figura 2.19: Gráfico comparativo da produção diária de uma solução fotovoltaica fixa com uma solução fotovoltaica com concentrador (adaptado de [74]).

2.2.9.2 Lentes de Fresnel e a sua função nos concentradores fotovoltaicos

A denominação deste tipo particular de elemento ótico é uma homenagem ao físico francês Augustin-Jean Fresnel, que se debruçou de uma forma incrível no ramo da ótica, conseguindo por descobrir em 1818, que o resultado obtido com grandes lentes poderá ser também obtido

utilizando um maior número de lentes menores. Abrindo assim caminho para o contínuo estudo da ótica a menores escalas [75]. A utilização de concentradores baseados em lentes de Fresnel é uma solução viável, principalmente quando utilizada em edifícios, suprimindo assim as necessidades energéticas a nível térmico, fornecendo águas quentes sanitárias, quer a nível elétrico, produzindo eletricidade nos painéis fotovoltaicos com a valência térmica. Estes tipos de sistemas podem apresentar eficiências superiores às normalmente dispostas comercialmente, este feito poderá ser conseguido efetivamente, mantendo as células fotovoltaicas a uma temperatura reduzida. Existem já várias soluções em forte estudo como é o caso do *CHAPS*, da Universidade Nacional da Austrália, ou *BiFres*, da Universidade da Lérida, Espanha. Estes concentradores conseguem rácios entre os 2,5 e os 10, sendo que o foque é a sua utilização em painéis híbridos fotovoltaicos-térmicos [76]. A utilização das lentes de Fresnel, neste conceito, surge devido às suas excelentes propriedades, podem ser produzidas com diferentes formatos e dimensões, a sua distância focal pode ser indicada à indústria produtora, são lentes finas reduzindo assim a esforço mecânico sob a estrutura de suporte bem como são resistentes e duráveis. Estes sistemas que fazem uso destas lentes são por norma sistema estacionários, ou seja, não executam o seguimento do Sol. Os estudos já executados nesta área provam que se obtêm um rendimento global superior se juntamente com a lente de Fresnel, com um fator de concentração igual a cinco, for também utilizando um concentrador secundário cujo fator de concentração se situa próximo de dois [76].

Este tipo de lentes poderá ser utilizado em soluções térmicas, como já foi referido na subsecção 2.2.9.1, ou como soluções de concentração da radiação para aproveitamento fotovoltaico, ou ainda como filtros ótico para a iluminação de espaços interiores [77]. O forte estudo e aplicação prática deste tipo de lentes, principalmente para a produção fotovoltaica, prende-se com a pequena área da superfície refletiva, ou seja, o tamanho da lente de Fresnel corresponde praticamente ao tamanho do painel fotovoltaico, contrariamente a outras soluções, nomeadamente com a utilização de grandes espelhos de áreas muito superiores à das células fotovoltaicas. Estas lentes poderão ser planas ou curvas, que desencadeiam respetivamente soluções de ponto e de linha de foco. Com a passagem da luz pela lente, cada prisma refrate o feixe com um ângulo ligeiramente alterado. Existem, disponíveis comercialmente, lentes de Fresnel com um fator de concentração geométrico que pode alcançar o valor de 500, requerendo sistemas de seguimento solar e apenas a radiação direta é concentrada e contabilizada, encontra-se na imagem 2.20 o esquema simplificado de uma lente de Fresnel aplicada a um sistema fotovoltaico [78]. Muitas empresas estão a desenvolver sistemas de lentes de Fresnel próprias para tal funcionalidade (FPVC- Fresnel lens PhotoVoltaic Concentrator), de forma a aumentar o valor da intensidade da radiação que atinge um módulo fotovoltaico, sistemas estes que necessitam de um sistemas, pelo menos, passivo de arrefecimento, composto por permutadores de calor que desperdiçam o calor para o meio ambiente. Salientam-se desde já os trabalhos de Salim et Eugenio (1990), Whitfield et al. (1999) e de Malick et Eames (2007) [78]. Existindo mais experimentos conduzidos neste âmbito, de forma a otimizar o design das lentes, com o intuito de conseguir alcançar uma uniformidade da radiação na superfície da célula, de forma a evitar a formação de pontos quentes que poderão, no extremo, queimar e destruir o painel fotovoltaico. Salientam-se novos estudos, cujo foco é também o aproveitamento do calor latente, ou novas forma de retirar o calor das células, recorde-se que o aumento da temperatura das células fotovoltaicas é bastante prejudicial no valor do rendimento alcançado por elas [78].

Já no que se refere à composição destas lentes podem existir dois modos de fabrico, sendo o mais usual o acrílico. Este tipo de material, denominado cientificamente por polimetil-metacrilato

(PMMA), é um polímero sintético ópticamente transparente, de baixo custo de fabricação bem como de aquisição final [79]. Já o segundo processo de fabricação é a utilização de um polímero viscoso de enchimento, enclausurado entre duas placas de vidro, sendo este polímero o dimetilpolisiloxano, também conhecido por dimetilsilicone (PDMS). Uma das desvantagens do primeiro grupo em relação ao segundo, relaciona-se com um valor menor de perdas óticas, particularmente nos comprimentos de onda mais eficazes no efeito fotovoltaico. A nível de durabilidade ótica, existe uma tendência para as lentes de PDMS possuem uma duração superior relativamente às lentes de acrílico, que quando são submetidas a fortes raios ultravioletas, acabam por apresentar uma ligeira mudança de tonalidade, o que se irá refletir na questão das perdas óticas do concentrador. Contudo, as lentes em acrílico são as mais usuais, desde lupas de secretária, pequenas lupas de bolso, até a lentes que equipam os retroprojetores antigos, este enorme campo de valências é devido à boa resistência a impactos do material, bem como ao seu reduzido peso, resistência a quedas, tempestades e riscos, bem como ao seu ponto de fusão que se situa acima dos 130 °C, bem como é ligeiramente maleável sem provocar deformação definitiva no material (elevado módulo de Young). Sendo já apelidado, nesta era da indústria do plástico, como um excelente substituto ao vidro em praticamente todas as aplicações. Já as lentes de PDMS, partilham muitos dos pontos anteriormente referidos, contudo salienta-se que é um fluido viscoso, que age como um substrato entre uma ou duas placas de vidro, não sendo tóxico para o ambiente e facilmente manuseado à temperatura ambiente, sendo que se consegue adaptar a todas as geometrias sem qualquer esforço, bem como apresenta um elevado valor no índice de transmissibilidade ótica, tornando-o ótimo para aplicações de concentração da radiação solar [79].

2.2.9.3 O futuro dos sistemas concentradores fotovoltaicos

A tecnologia fotovoltaica com recurso a concentradores de radiação solar, com o intuito de obter um maior valor do rendimento, produzindo assim uma maior quantidade de potência, é um conceito bastante cativante e atrativo. Esta tecnologia tem sofrido sucessivos e importantes avanços nos últimos anos, para termos uma ideia da sua magnitude e importância não só financeira mas também científica, o valor do rendimento máximo de células e módulos fotovoltaicos é de 46% e 38,9%, respetivamente, valores esses que foram alcançados utilizando soluções

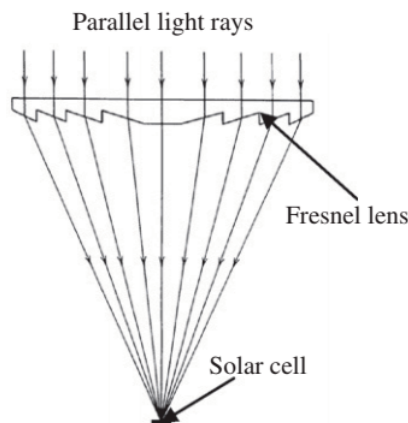


Figura 2.20: Diagrama de funcionamento de uma lente de Fresnel aplicada para efeitos fotovoltaicos. (adaptado de [78]).

concentradoras [74]. Enquanto a tecnologia tem registados muitos e significativos avanços, o mercado não tem conseguido acompanhar e disponibilizar todas as soluções de uma forma rápida e consolidada. O mercado de soluções fotovoltaicas que fazem uso de concentradores, é comparado ao mercado de painéis fotovoltaicos no ano de 1993, contudo os custos atuais de soluções que visam a utilização de elementos óticos representam um encargo menor do que as soluções fotovoltaicas simples no ano de 1993 [74]. Espera-se que a potência instalada, utilizando concentradores, continue a crescer, mas que o crescimento seja de uma forma mais acentuada, contribuindo para este fato a baixa de preço da instalação de sistemas fotovoltaicos.

Atualmente, valores de rendimento na ordem dos 50% para células e 42% para módulos, estão perto de serem alcançados, isto devido à boa ligação e boa comunicação entre os investigadores e a indústria produtora. Esta ligação é particularmente notória no facto de, no presente uma determinada célula ensaiada em laboratório, pode se encontrar disponível comercialmente passados apenas três anos [74].

2.2.10 Painéis híbridos

Mais recentemente, surgiu a ideia de complementar a energia fornecida pelo módulo fotovoltaico com outro tipo de tecnologia. Uma vez que grande parte da radiação solar incidente, não é aproveitada no efeito fotovoltaico, existindo assim um elevado desperdício, sob a forma de calor, nos painéis fotovoltaicos. Este calor que contribui negativamente na conversão fotovoltaica. Ou seja, esta junção ou hibridação de duas ou mais tecnologias seria benéfica na vertente de extrair o excesso de calor presente no painel fotovoltaico, bem como seria benéfica no facto de aproveitar a parte da radiação não-aproveitada pelo módulo solar, principalmente a radiação infravermelha, radiação menos energética. Este aproveitamento é amplamente estudado, como se poderá verificar pela quantidade de estudos que a seguir enumero e descrevo. Estes novos tipos de painéis fotovoltaicos, são principalmente conjugados com módulos termoeletricos, ou com a utilização de permutadores de calor, sendo visado o aproveitamento elétrico e térmico respetivamente. Além da utilização do calor até então desperdiçado, o que acaba por conferir um valor maior de rendimento global do conjunto híbrido, o próprio painel fotovoltaico irá apresentar um valor de conversão fotovoltaica superior, uma vez que a degradação do mesmo via aumento da temperatura de funcionamento irá ser menos notória, graças ao método de extração de calor, seja pelo permutador, método mais eficaz, seja pelo acoplamento das células termoeletricas na traseira do mesmo.

A incorporação de certos elementos, como é o caso de módulos termoeletricos que serão detalhadamente explicados na secção 2.3 , traduz-se num aumento da quantidade de energia elétrica produzida, sendo por norma acoplados na traseira dos módulos fotovoltaicos. É sem dúvida um conceito em larga expansão, principalmente com o aumento do rendimento conseguido recentemente nos módulos termoeletricos. Este conceito encontra-se presente tanto em sistemas fotovoltaicos que utilizem concentradores da luz solar, quer em sistemas que não requerem espelhos ou lentes para a concentração da luz solar. É importante enumerar certos trabalhos que utilizem a concentração da luz solar, como por exemplo Mahmoudinezhad et al. [80], Rezanian e Rosandhal,[81] e Kil et al. [82], todos estes artigos foram publicados no ano de 2017, verifica-se então o forte estudo desta junção de tecnologias (fotovoltaica com termoeletrica), visando o aumento da energia elétrica produzida, com a mesma quantidade de energia incidente, o que conduz ao aumento desejado do rendimento global do sistema híbrido.

Mais em linha com a presente dissertação, existem diversos trabalhos que, contrariamente aos mencionados previamente, não requerem a utilização de sistemas de concentração da luz solar. Um dos primeiros artigos a investigar esta combinação de tecnologia foi Bjork e Nilsen, [83], no ano de 2015, embora se trata de uma análise de um modelo analítico. Neste estudo comparou-se o rendimento de quatro tipos distintos de módulos solares com elementos termoeletricos de telureto de bismuto (Bi_2Te_3) sendo estes os módulos comercialmente disponíveis com enorme facilidade a um preço mais acessível. A razão deste estudo era responder à questão da rentabilidade da incorporação de células termoeletricas na superfície traseira de um painel solar fotovoltaico. A escolha do elemento termoeletrico prende-se pela boa performance do telureto de bismuto para temperaturas menores do que 250 °C bem como da sua disponibilidade comercialmente e facilidade de compra. Os resultados mostraram algo que, à partida, seria inesperado. Os resultados demonstraram que o acoplamento de células termoeletricas na traseira de um fotovoltaico, resulta numa menor eficiência do que se apenas dispusessemos do painel fotovoltaico. Registou-se uma queda de rendimento entre os 1,3% e os 1,8%, comparativamente à utilização de apenas o fotovoltaico. Concluindo assim que a degradação resultante do aumento de temperatura do painel fotovoltaico é superior à produção de energia do módulo termoeletrico. Os mesmos investigadores, no ano de 2018, publicaram um novo artigo [84], para comprovar os dados anteriormente obtidos. Esta nova análise numérica, baseada em dois modelos distintos, um deles é uma repetição do trabalho de 2015, a novidade reside num segundo modelo, onde é realizada a divisão da luz solar baseada no comprimento de onda da radiação, sendo que uma parte vai para o painel (menor comprimento de onda) e o restante diretamente para o módulo termoeletrico (maior comprimento de onda). Quando existe a acoplação das tecnologias, o rendimento global registou um aumento aproximado de 2%, ao passo que com a divisão dos fótons solares, o aumento da eficiência ficou pelos 1,2%, quando comparado unicamente com a utilização do módulo fotovoltaico. Embora se comprove uma melhoria dos valores de rendimentos em ambos os modelos estudados, este aumento é significativamente baixo, não justificando os custos envolvidos desde da aquisição à montagem dos mesmos. De forma a estudar e contabilizar a performance dos painéis híbridos fotovoltaicos com módulos termoeletricos diretamente acoplados, Rezania et al. conduziram um estudo de campo, onde dispuseram protótipos híbridos em três cidades distintas sob a influência de diferentes condições meteorológicas [85]. Trata-se de um modelo completo onde além da variável radiação solar, também se tem em conta a velocidade do vento, temperatura ambiente, perdas frontais e traseiras do painel devido a forças convectivas e de radiação. Todos os resultados mostraram uma ligeira melhoria no valor do rendimento com a incorporação dos elementos termoeletricos. Contudo e devido à figura de mérito próxima da unidade, a energia produzida pelas células termoeletricas é substancialmente menor do que a energia produzida pelo painel fotovoltaico. Notou-se uma maior eficácia do painel híbrido nas cidades do norte da Europa, onde a temperatura ambiente é menor e a velocidade do vento é maior. Em termos numéricos, para a cidade de Aalborg, cidade mais a norte do estudo, o rendimento do painel situou-se nos 16,3%, no seu ponto máximo, mas quando se lhe incorporam os elementos termoeletricos, este valor aumenta para os 16,6%, uma pequena, mas significativa subida. Um outro modelo computacional foi desenvolvido por Van Sark, muito equiparado ao anterior, apenas tendo adicionado um permutador de calor de forma a dissipar o calor da face fria das células termoeletricas, garantindo assim uma melhor diferença de temperatura entre faces, diferença crucial para a quantidade de energia elétrica produzida. Neste completo estudo, [86], é referido também os custos associados a estes painéis híbridos, bem como consta o período de amortização, tendo em conta a energia produzida pelos elementos termoeletricos. Foram testados dois locais em diferentes países,

mediantes dados recolhidos por terceiros, tais como, temperatura média, variável da irradiação solar, entre outros, para que se obtenha dados referentes a dois climas distintos. O parâmetro estudado particularmente por este autor foi a distância entre o permutador e o telhado, valor esse que influencia diretamente a temperatura da face fria dos módulos termoeletricos. Os resultados mostraram um aumento do rendimento entre os 8 e os 23%, quando comparado apenas com o painel fotovoltaico. A performance anual na cidade mais a sul, com um clima mais quente, foi de 14,7% ao passo que na cidade mais a norte o rendimento não ultrapassou os 11%. Face dos custos associados da construção de painéis híbridos, que podem alcançar os 450 \$/m², esta tecnologia é assim proibitiva, espera-se que com os novos desenvolvimentos de materiais termoeletricos, a eficiência dos módulos termoeletricos se aproxime dos valores da tecnologia fotovoltaica, justificando assim o elevado investimento inicial e um menor tempo de amortização do mesmo. Outros trabalhos posteriores foram documentados, tal como é prova os artigos [87] e [88], onde é novamente realçado que a baixa eficácia dos módulos termoeletricos é o maior entrave que estes painéis híbridos enfrentam. Todos notam uma melhoria no valor do rendimento global, contudo esta melhoria de poucos pontos percentuais equivale a um grande investimento, tornando-o assim inviável a curto-médio prazo. Surgiu em 2017, um outro documento da autoria de Hajji et al. [89], que optaram por não acoplar de forma direta os elementos termoeletricos diretamente no painel fotovoltaico. Neste artigo de simulação computacional são testados dois modelos idênticos onde um deles apresenta contacto físico entre as diversas tecnologias, ao passo que no segundo modelo não existe qualquer contacto entre os três elementos que constituem este experimento, painel fotovoltaico, concentrador ótico e módulo termoeletrico. É relatado também a influência da espessura do módulo termoeletrico de telureto de bismuto na diferença de temperaturas conseguida, uma vez que o concentrador ótico consegue elevar o rendimento da parte termoeletrica até ao máximo de 16%, para 1000 W/m², com uma temperatura da face quente na ordem dos 200 °C, muito superior aos 82 °C medidos na ausência do concentrador. O não acoplamento das diversas tecnologias presentes, traduziu-se num aumento de rendimento global deste sistema híbrido, tornando assim este sistema um ponto promissor no campo de sistemas híbrido que contemplem a tecnologia fotovoltaica e termoeletrica. Estes sistemas híbridos tinham por objetivo produzir uma maior quantidade de energia elétrica, sendo que para isso era necessário incorporarem diversos elementos termoeletricos, que possuem baixos rendimentos.

Uma outra solução era procurar arrefecer o painel fotovoltaico, de forma a que não sofra aumentos de temperatura. Aumentos esses responsáveis pela redução da eficácia dos painéis ao longo do seu ciclo de trabalho. Para isso surgiram diversas ideias com o intuito de manter constante a temperatura de funcionamento de tais painéis, aumentando assim a energia produzida. É com esta ideia que se desenvolvem vários painéis solares fotovoltaicos híbridos, fazendo uso da tecnologia fotovoltaica e térmica. Um dos mais simples destes sistemas híbridos foi construído e testado por Ji et al. em [90], onde o protótipo consistiu num painel fotovoltaico ao qual foi acoplado na sua traseira um coletor embutido numa camada de material absorvente que seguidamente é isolada termicamente por uma camada de um material com boas propriedades isolantes. O coletor é constituído por um total de quinze tubos de alumínio, estes tubos estão ligados em paralelo entre eles, posteriormente existe um depósito, também ele isolado termicamente, onde se procede à acumulação da água aquecida, tratando-se de um sistema de circulação natural. Conclui-se que com um sistema relativamente barato e simples de construir, se conseguir uma eficiência elétrica de 10,15%, um rendimento térmico superior a 45%, o que conduziu a uma poupança diária da energia principal para aquecimento de água superior a 65%.

Este sistema híbrido permite a duplicação de painéis solares nas residências ou similares, uma vez que o mesmo possui a vertente fotovoltaica e térmica. Existe uma pequena variação deste sistema onde se opta pela circulação forçada [91], em deterioramento da circulação natural. Foi provado que para as dimensões do projeto bem como as condições climáticas locais, a massa de água total do circuito, não podia ultrapassar os sessenta litros. Uma outra abordagem utiliza tubos de calor para garantir a uniformização da temperatura em todo o módulo fotovoltaico. Um ótimo trabalho foi desenvolvido por Wu et al. [92]. Ao longo deste extenso trabalho numérico houveram variações de vários parâmetros a fim de ser testado o seu contributo ou influência no rendimento global, por exemplo temperatura da água à entrada do circuito, caudal mássico de água, coeficiente para as perdas de calor, entre outros. De uma maneira simplificada, foi anexado na parte superior do módulo fotovoltaico um permutador de calor, onde convergem todos os tubos de calor que ascendem desde do módulo, cobrindo a totalidade da sua superfície traseira. Os resultados obtidos mostraram que este sistema consegue obter uma eficácia térmica superior a 63% ao passo que o rendimento do painel fotovoltaico aumentou 8,5%. Além disto, a amplitude térmica máxima das células ficou-se pelos 2,5 °C, o que se traduz num sistema altamente eficaz na remoção de calor no painel. Anteriormente já tinha sido investigado um sistema semelhante ao apresentado por Akbarzadeh e Wadowski, [93]. Este sistema, faz uso de dois circuitos de tubos de calor, sendo que um deles funciona como evaporador e o outro como condensador. O painel fotovoltaico encontra-se encostado ao evaporador, ficando o condensador exposto à temperatura ambiente. Durante o ensaio prático as células fotovoltaicas não registaram temperaturas superiores a 46 °C, o que representa uma diminuição de quase metade, visto que sem o sistema de tubos de calor as mesmas células chegavam a atingir valores de 84 °C. Já referente à potência produzida, o sistema permitiu a passagem de 10,6 W para os surpreendentes 20,6 W. Existem muitos outros sistemas e estratégias que permitem controlar a temperatura e conseqüentemente o rendimento fotovoltaico dos painéis, contudo não visam o aproveitamento térmico, posso referir a imersão do painel em água, [94] e [95], ou o arrefecimento com recursos a ar, como é documentado em [96], [97] e [98]. Em termos domésticos encontramos um documento de Kalogirou e Tripanagnostopoulos [99], onde é referido que este sistema híbrido consegue fornecer simultaneamente eletricidade e calor, atingindo um valor de conversão solar incrivelmente mais alto do que os painéis fotovoltaicos simples. Neste artigo é apresentado uma simulação de um painel híbrido que visa o aproveitamento da água quente para fins domésticos, sendo simulado pelo efeito termossifão e por sistema ativo, ou seja, com bombas. Posteriormente foram construídos vários protótipos que foram colocados em três cidades distintas na Europa, com latitudes diferentes, a fim de verificar a influência deste parâmetro no rendimento no painel híbrido. Os resultados obtidos apontam para um aumento da eficácia, salientando que painéis híbridos possuem grandes chances de serem comercializados. Embora a energia elétrica produzida seja ligeiramente menor nos híbridos, os painéis unicamente fotovoltaicos acabam por desperdiçar toda a energia térmica, esta diferença é particularmente acentuada quando a temperatura ambiente é maior. Um outro estudo incidiu sobre o aproveitamento térmico para aquecimento residencial, cujos resultados obtidos foram idênticos à experiência de Kalogirou e Tripanagnostopoulos [99]. Embora o contacto térmico entre o painel fotovoltaico e o permutador utilize como fluido de trabalho a água, devido às suas excelentes características térmicas, posteriormente teria que existir um outro permutador para que se procedesse ao aquecimento ao ar, de forma a aquecer toda a residência [100]. Como já foi descrito anteriormente o sistema híbrido fotovoltaico e térmico não é de todo perfeito, ou seja, embora o rendimento global seja positivo quando comparado com apenas o módulo fotovoltaico, a produção de energia elétrica é menor. De norma a compensar esta perda, surgiu o conceito de

juntar a tecnologia fotovoltaica, termoeletrica e térmica, na esperança de conseguir colmatar a falta descrita. Este triplo painel híbrido, é um conceito relativamente recente que carece de estudos, sendo que um dos poucos documentos que fazem um uso completo dos três efeitos associados é apresentado por Dajiang Yang e Huiming Yin [101]. Documento este onde os dois investigadores realizam o experimento prático do protótipo desenvolvido. Comparativamente com os tradicionais painéis solares, este híbrido consegue uma eficácia global superior, debitando uma maior potência elétrica bem como possibilidade o aproveitamento de energia térmica. Sendo ainda possível controlar a temperatura da água quente ajustando o valor do caudal da mesma à entrada do permutador, viabilizando assim o seu uso para fins domésticos. A solução de arrefecimento do painel fotovoltaico, que também é a mesma responsável pela disponibilidade de água quente, revelou-se particularmente eficaz sendo que conseguir recuperar até ao máximo de 50% a eficácia do painel, num sistema híbrido térmico e fotovoltaico. Ao passo que num sistema híbrido com as três valências, conseguiu-se obter uma melhoria máxima de 40%. É referido também que um aumento no rendimento unitário dos módulos termoeletricos era particularmente importante para que se verifique ainda uma melhor prestação do sistema. Existem outros trabalhos como é o caso de [102], desenvolvido por Jradi et al., que apesar de utilizar as mesmas tecnologias, não visa o mesmo objetivo. Por outro lado, existe na literatura académica o estudo publicado por Makki et al. [103], que não realiza o aproveitamento térmico de energia, visto que o sistema foi concebido para uma dada região geográfica onde a característica térmica não é importante de considerar nem de fazer uso dela. Neste modelo matemático, utiliza-se então um painel fotovoltaico, como unidade principal de produção de energia elétrica, e nas suas costas é lhe acoplado um sistema constituído por tubos de calor de forma a extrair o calor do painel. Na extremidade dos tubos de calor, existem então elementos termoeletricos, responsáveis por uma segunda, mas menor, produção de energia elétrica. Este sistema, conseguiu obter um rendimento superior a 12%, ao passo que apenas o painel não foi além dos 10,5%, valores para uma irradiação solar de 1000 W/m². Ficando desta forma provado a boa eficácia deste sistema, apropriado para clima com pouca velocidade de vento e onde a energia elétrica é mais prioritária do que a disponibilidade de energia térmica. Remetendo este assunto para trabalhos futuros.

2.3 Energia termoeletrica

O aproveitamento termoeletrico representa e contabiliza a energia que deriva do meio ambiente, sendo extraída e convertida de forma direta em energia elétrica. Este aproveitamento é particularmente importante em localizações remotas, onde não existem ligações elétricas à rede, assim desta forma é possível alimentar pequenos e médios aparelhos eletrônicos, assim como sistemas elétricos, que podem variar desde dos nanowatts (nW) às centenas de miliwatts (mW). O aproveitamento termoeletrico, depende fortemente do módulo termoeletrico utilizado. Este módulo faz uso do efeito de Seebeck, convertendo assim o calor em eletricidade de forma direta. Um sistema que explore a energia termoeletrica, poderá gerar potência que se estende desde dos picowatts (μ W) aos miliwatts (mW), podendo alimentar assim diversos sensores e transmissores. Aos olhos da comunidade é considerada uma energia limpa, visto que a sua exploração não culmina com emissões de gases poluentes [104]. Ambientes que naturalmente possuem gradientes térmicos, têm potencial de criar energia elétrica, usando para tal apenas conversores termoeletricos, como os ilustrados na figura 2.21.

Nestes conversores a diferença de temperatura fornece o potencial para a conversão eficiência



Figura 2.21: Exemplo de módulos termoeletricos (adaptado de [105]).

do calor em energia elétrica, ao passo que o fluxo de calor é responsável pela potência da conversão, ou seja, estas duas condições são essenciais para um bom funcionamento termoeletrico. Mesmo com um elevado fluxo de calor a atravessar o módulo termoeletrico a energia extraída não toma valores elevados, sendo que este tipo de aproveitamento energético está limitado à eficiência de Carnot. Contudo, para sistemas com requisitos energéticos baixos, como sensores sem fios, a energia termoeletrica tem se revelado uma tecnologia viável e que promete se tornar mais predominante à medida que novos materiais e módulos termoeletricos são estudados ou criados, de forma a realçar o seu potencial, bem como se observa que os requisitos de energia para determinadas aplicações têm diminuído, ou seja, os aparelhos têm cada vez uma maior eficiência energética. Um bom exemplo do aproveitamento de energia térmica de baixa temperatura no nosso quotidiano é a aplicação em relógios de pulso, que convertem o calor corporal em energia elétrica a ser utilizada para manter em funcionamento os ponteiros do relógio. Existindo já pelo menos dois modelos disponíveis comercialmente, um da marca *Seiko* e outro da *Citizen*. O modelo da *Seiko*, produz em condições normais de operação $22 \mu\text{W}$, com apenas uma diferença de $1,5 \text{ }^\circ\text{C}$, sendo a tensão de circuito aberto de 300 mV , tendo uma eficiência de apenas $0,1\%$, contudo provou ser suficiente para manter em pleno funcionamento o aparelho analógico ilustrado na figura 2.22 [106]. Os efeitos termoeletricos surgem devido à presença de portadores de cargas elétricas nos metais e semicondutores que constituem os módulos ou células termoeletricas. Estes portadores encontram-se livres nesses tipo de materiais, carregando e movendo assim as cargas elétricas ao longo do módulo. Quando uma dada diferença de temperatura é aplicada ao módulo, os portadores difundem-se e dirigem-se para a face fria, esta acumulação resulta num potencial eletrostático, ou seja numa diferença de tensão entre a face quente e a face fria.

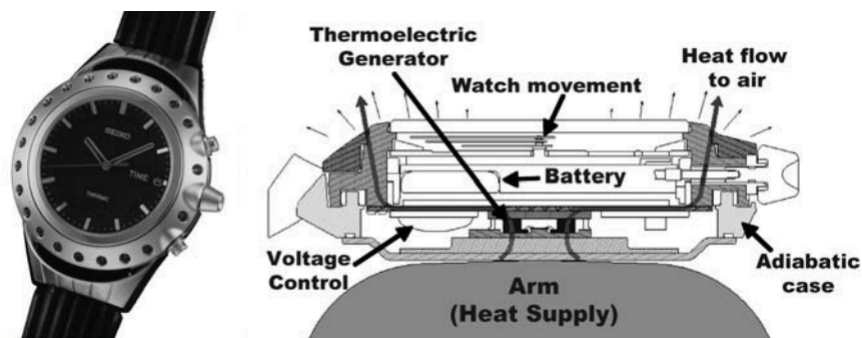


Figura 2.22: Seiko *Thermic*, um relógio de pulso funcional devido à energia termoeletrica. À esquerda o modelo do relógio, à direita o diagrama simplificado do mesmo (adaptado de [106]).

2.3.1 Efeitos termoeletricos

A história da termoeletricidade consequentemente dos efeitos associados, remontam a 1821 quando Thomas Seebeck descobriu o efeito que mais tarde viria a ser batizado com o seu nome. Contudo, as primeiras evidências de uma possível conversão direta entre a energia térmica e energia elétrica são provenientes do século XVIII. Quando um médico, físico e biólogo italiano, Luigi Aloisio Galvani, conduziu diversas experiências na Universidade de Bolonha, relacionadas com o efeito da eletricidade nos animais, tendo ficado conhecido na comunidade científica por tais estudos, nomeadamente em cadáveres. Equacionando a hipótese da existência de um fluido "vital" responsável por movimentos *pós-mortem*, sendo que a temperatura corporal um agente importante neste processo que era estimulado com correntes elétricas. Sendo o seu trabalho continuado por Alessandro Giuseppe Volta. Este estudioso concluiu que a força eletromotriz é criada pela diferença de temperatura entre as duas junções em experiência, sendo estas de dois materiais condutores distintos, relevando assim as bases do que viria a ser a termoeletricidade. Mais de 20 anos depois, Thomas Seebeck, construiu um dispositivo, onde basicamente uniu dois fios de condutores elétricos distintos, o que é atualmente conhecido por termopar, estes condutores encontram-se ligados em série eletricamente mas termicamente em paralelo, tal como acontece com os elementos constituintes dos módulos termoeletricos. Tendo formulado a equação 2.14, onde V_{NL} representa a tensão de circuito aberto, e ΔT_{TE} é o diferencial de temperatura entre o ponto a uma maior temperatura com o ponto a uma temperatura menor. E sendo α o coeficiente de Seebeck, normalmente apresenta-se na literatura nas unidades V/K ou $\mu V/K$

$$V_{NL} = \alpha_{TE} \Delta T_{TE} \quad (2.14)$$

Em 1834, Jean Peltier demonstrou que o processo inverso também era possível, ou seja, Seebeck provou ser possível obter uma dada tensão e corrente aplicando diferenças de temperatura, ao passo que Peltier provou que aplicando uma dada corrente elétrica, obtém-se uma diferença de temperaturas. O coeficiente de Peltier (π), poderá ser calculado através da equação 2.15, que é a razão entre o valor da corrente (I) e o valor do aquecimento gerado (q), sendo a sua unidade o volt, V , contudo existem autores que expressam este coeficiente em Watt por Ampère (W/A).

$$\pi = \frac{I}{q} \quad (2.15)$$

Alguns anos mais tarde, William Thomson, mais conhecido por Lorde Kelvin, descobriu que quando uma corrente atravessa um condutor elétrico sujeito a uma diferença de temperatura, o calor é absorvido ou libertado, dependendo do material em causa, bem como da direção da corrente, ou seja, se ocorrer uma inversão na polaridade da corrente, a face então quente (libertação de calor) passará a ser a face fria (absorção do calor). O coeficiente de Thomson (β), é calculado segundo a expressão 2.16, a sua unidade é também o $\mu V/K$, à semelhança do coeficiente de Seebeck.

$$q = \beta I \Delta T \Leftrightarrow \beta = \frac{q}{I \Delta T} \quad (2.16)$$

Os três efeitos descritos até agora, nomeadamente os efeitos de Seebeck e de Peltier, sendo que o efeito de Thomson não é deveras importante, contudo deverá ser dito em conta quando se pretendem realizar e obter dados precisos, relacionam-se entre eles segundo a equação 2.17,

sendo a e b , dois pontos distintos a diferentes temperaturas, sendo ΔT essa mesma diferença.

$$\alpha = \frac{\pi}{\Delta T} \quad e \quad \frac{d\alpha_{ab}}{d\Delta T} = \frac{\beta_a - \beta_b}{\Delta T} \quad (2.17)$$

O último efeito termoelétrico é o tão conhecido efeito Joule, em memória de James Prescott Joule, que investigou e provou o aquecimento num condutor elétrico quando é aplicada no mesmo uma corrente, resultando assim num perda de rendimento na transmissão de energia graças à resistividade elétrica do condutor. Este efeito, contrariamente ao efeito de Thomson é irreversível. Existem autores que referem ainda os efeitos de Nerst e Ettinghausen, como efeitos a ter em consideração em utilizações ou cálculos termoelétricos, contudo estes efeitos de cariz magnético são de maior importância quando no campo de aplicação existem ou é suscetível de haver forças magnéticas de revelo. Estes efeitos, são respetivamente o efeito de Seebeck e de Peltier, quando a variável deixa de ser a diferença de temperatura passando a ser uma diferença de forças eletromagnéticas.

2.3.2 Módulos termoelétricos

Os módulos termoelétricos, são equipamentos sólidos, sem partes móveis, dispensando assim manutenção, são totalmente silenciosos, com prazos de operação longos, sendo assim confiáveis, bem como os mesmo módulos poderão ser organizados e ligados eletricamente de forma a ser incrementada a potência fornecida, tornando-os assim ideais para pequenas e distribuídas soluções energéticas. Estes módulos possuem diversos, na ordem das centenas, pares termoelétricos, como se pode constatar na figura 2.23, que e à semelhança do que acontecia com os painéis fotovoltaicos, anteriormente já descritos, estes pares termoelétricos poderão ser no tipo- n (contendo eletrões livres) ou do tipo- p (contendo buracos de carga positiva). Estes elementos são ligados entre si eletricamente em série e termicamente em paralelo, como se pode observar na figura 2.23 [106]. Tal como foi relatado anteriormente, os semicondutores devem ser dopados de forma a enaltecer as suas características. Um módulo termoelétrico faz uso do fluxo de calor através da diferença de temperaturas entre as duas faces do mesmo, para fornecer uma dada potência à carga ligada a si. A diferença de temperaturas irá definir a tensão obtida, segundo a equação 2.18,

$$V = \alpha \Delta T \quad (2.18)$$

sendo α o coeficiente de Seebeck, ao passo que o fluxo de calor influencia a corrente e por sua vez a potência entregue à carga. O calor rejeitado, irá ser apresentado na outra face do módulo, denominada de face fria, devido ao facto da sua temperatura ser menor comparativamente à face de entrada do fluxo de calor, sendo que na face fria deve ser incorporado um permutador de calor, afim de retirar o calor rejeitado, melhorando assim o desempenho de todo o módulo, já que este se baseia numa diferença de temperaturas.

Os módulos termoelétricos podem ser divididos em dois campos de utilizações distintos tendo por base o efeito que utilizam, um deles será a produção de energia elétrica a partir de uma diferença de temperaturas, utilização a ser implementada e estudada nesta dissertação. O segundo grupo visa conseguir climatizar ou conseguir uma dada diferença de temperatura nas faces do módulo, a custo de consumo energético, sendo apelidados respetivamente por gerador termoelétrico (*thermoelectric generator*-TEG) e refrigerador termoelétrico (*thermoelectric cooler*-TEC), podendo ainda serem designados por módulos de Seebeck e Peltier respetivamente,

devido ao efeito adjacente ao seu funcionamento. Na figura 2.24 podemos observar as diferenças práticas entre estes dois módulos termoeletricos. Contudo e face a esta diferença, um dado módulo de Seebeck, poderá funcionar como módulo de Peltier e vice-versa. Contudo face a novos desenvolvimentos neste campo, constatou-se que existiam certas propriedades de realçam um dado efeito, daí existirem diferenças construtivas atualmente entre os dois módulos. Ou seja, um módulo poderá desempenhar qualquer efeito, apenas o valor de rendimento para o efeito para o qual foi construído, será maior do que o valor do rendimento quando aplicado para desempenhar o efeito para o qual o módulo não foi concebido. Tendo isto em atenção, a aquisição de um módulo poderá ser efetuada sem qualquer receio em não conhecer o efeito para qual se adquiriu tal célula termoeletrica.

Relativamente aos módulos termoeletricos, existem estudos que testaram a sua inclusão num painel solar térmico, como é o caso da investigação de Rockendorf et al. [108], que estudou em termos práticos a ligação entre um coletor solar térmico e de elementos termoeletricos. Este estudo, focou-se em determinar se era possível e rentável produzir água quente através da radiação solar, algo que acontece vulgarmente nos painéis solares térmicos, bem como produzir energia eléctrica, apenas juntando células termoeletricas para tal. Todo o protótipo construído consistiu num painel solar térmico, onde o fluido de trabalho era conduzido por tubos de calor até a um permutador situado sob a face quente da célula termoeletrica. Do outro lado da mesma, existia um preparo idêntico, onde o fluido de trabalho, a uma temperatura mais baixa, era conduzido a um reservatório de forma a aquecer uma dada quantidade de água aí presente, ficando esta à disponibilidade para consumo. Constatou-se que a eficiência térmica deste projeto era de apenas 0,4, quando os típicos sistemas de coletores solares para a produção de águas quentes alcançam valores de eficiência muito próximos dos 0,8. Sendo que o valor do rendimento para a produção eléctrica teve o seu máximo de 1,1%. A conclusão é que

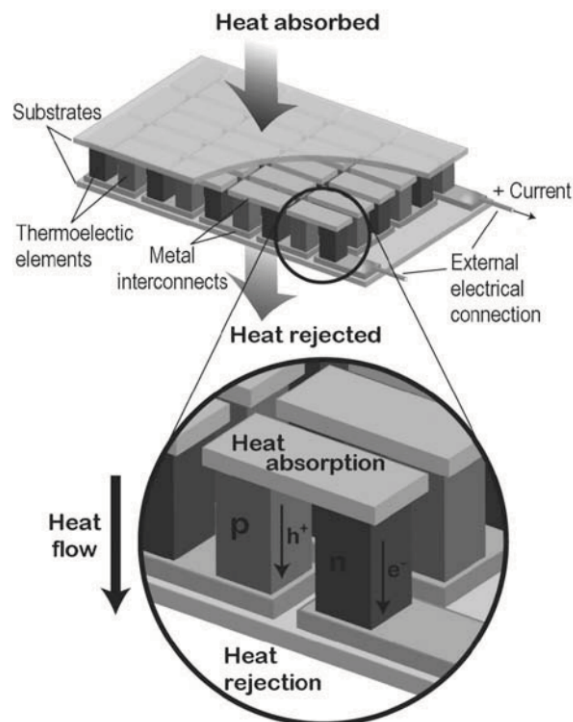


Figura 2.23: Esquema de um módulo termoeletrico. Destaque para os pares termoeletricos ligados termicamente em paralelo mas electricamente em série, sendo um do tipo-p e o outro do tipo-n (adaptado de [106]).

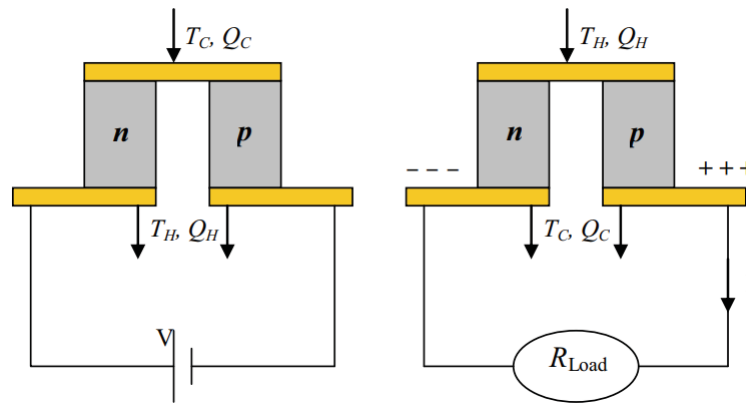


Figura 2.24: Imagem esquemática dos módulos termoeletricos (TEG e TEC, respectivamente). Especial destaque para os pares termoeletricos do tipo-n e do tipo-p. (adaptado de [107]).

a incorporação de elementos termoeletricos resulta em perdas consideráveis junto do coletor solar cuja produção elétrica não consegue compensar, ficando o rendimento global do sistema em valores baixos. Esta tecnologia termoeletrica é o cerne, para o aproveitamento de energia, nomeadamente calor latente, contudo a sua aplicação para fins térmicos é bastante inferior à tecnologia solar térmica que já se encontra numa fase bastante madurada, bem desenvolvida e bem implementada.

Ainda em combinações termoeletricas/térmica, podemos enumerar o trabalho conduzido por Jianlin Yu e Hua Zhao no ano de 2007. Estes investigadores desenvolveram um modelo numérico [109] para que fosse possível prever a performance de geradores termoeletricos, em condições previamente determinadas. O elemento termoeletrico é colocado entre dois permutadores de calor, onde circulam fluidos a diferentes temperaturas e em sentido contrário. Com esta configuração, escoamento em direções opostas, consegue-se uma maior taxa de transferência termodinâmica, ou seja, calor, contribuindo para o aumento do rendimento global, uma vez que existe uma maior diferença de temperatura entre as duas faces que compõem o elemento termoeletrico em estudo. Esta simulação carece agora da parte experimental de forma a serem comprovados os resultados obtidos via computacional. Em termos de resultados, assumindo que a temperatura do fluido frio se manteve nos 32 °C e a temperatura do fluido quente a 200 °C, alcançou-se uma eficiência de 6,26%. Conclui-se também que caudais superiores a 0,4 kg/s, não são justificáveis, visto que a potência de saída se mantém praticamente constante acima dos 0,3 kg/s, constou-se esta incidência também para temperaturas de fluido quente de 150 °C.

2.3.2.1 Propriedades dos módulos termoeletricos

A propriedade mais importante de um determinado módulo termoeletrico é a sua figura de mérito (ZT). Este importante parâmetro adimensional, poderá ser calculado através da equação 2.19, irá definir a eficiência máxima de um dado módulo, tendo em conta outras características intrínsecas do mesmo, tais como o valor a resistividade elétrica (ρ) e condutividade térmica (κ), além do já descrito coeficiente de Seebeck (α) e da diferença de temperatura entre as suas duas faces (ΔT). Nos últimos 40 anos, tem se verificado uma forte aposta no estudo de forma a conseguir aumentar o valor da figura de mérito, tornando esta tecnologia com maiores valores de rendimento. Como já foi referido anteriormente este tipo de tecnologia possui o teto de rendimento na eficiência de Carnot, já que utiliza calor como fonte de energia, o máximo

trabalho útil que poderá ser retirado é dado pelo fator de Carnot (ver equação 2.20).

$$ZT = \frac{\alpha^2 \Delta T}{\rho \kappa} \quad (2.19)$$

,onde ΔT representa o diferencial de temperaturas entre as duas faces da célula termoeletrica, sendo T_h a temperatura da face quente e T_c a temperatura registada na face fria.

$$\eta_{Carnot} = \frac{\Delta T}{T_h} \quad (2.20)$$

A eficiência de um módulo termoeletrico pode ser então calculada (2.21), tendo em conta que converte calor (Q) em potência elétrica (P) com uma determinada eficiência (η),

$$P = \eta \times Q \quad (2.21)$$

sendo que esta eficiência depende quase totalmente da diferença de temperatura registada ao longo do módulo. Sendo que juntando as equações 2.20 e 2.21 numa única equação (2.22) onde η_r é o valor da eficiência, relativo à eficiência de Carnot, ou seja, no limite máximo de rendimento $\eta_r = \eta_{Carnot}$

$$\eta = \Delta T \frac{\eta_r}{T_h} \quad (2.22)$$

Uma outra formula de cálculo, mais realista, é apresentada na expressão 2.23, nesta expressão, todas as entradas já foram apresentadas anteriormente e são de fácil obtenção, o que poderá permitir apresentar e ter uma noção do valor do rendimento esperado de uma dada célula termoeletrica apenas conhecendo as temperaturas de operação e o valor da figura de mérito do módulo adquirido.

$$\eta = \frac{\Delta T}{T_h} \frac{\sqrt{1 + ZT} - 1}{\sqrt{1 + ZT} + \frac{T_c}{T_h}} \quad (2.23)$$

A equação 2.23 fornece uma boa aproximação para as células termoeletricas comercialmente disponíveis de telureto de bismuto (Bi_2Te_3) ou respetivas ligas. Sendo que o desvio máximo, da expressão é de apenas 10%, ou seja o valor do rendimento dada pela expressão 2.23 traduz-se numa confiança ou certeza de 90%, sendo que a restante percentagem refere-se aos erros e perdas elétricas, térmicas entre os elementos termoeletricos que compõem o módulo, ou ainda às perdas convectivas que ocorrem nas extremidades do mesmo. Esta eficiência aumenta, de uma forma quase linear, com a diferença de temperatura aplicada, ou seja, em termos matemáticos podemos concluir que a relação $\frac{\eta_r}{T_h}$ é praticamente constante. Recentes estudos demonstram que para módulos constituídos por telureto de bismuto de elevada qualidade e rigor na construção, o valor do rendimento é aproximadamente de 0,04% por cada grau de diferença de temperatura aplicado ao módulo [106].

Apesar da enorme importância que ocupa a diferença de temperaturas a que é sujeito o módulo, o fluxo de calor é também um parâmetro importante. Como é óbvio um módulo sujeito a um maior fluxo calorífico irá produzir com toda a certeza uma maior quantidade de potência. Podemos então estabelecer uma relação entre a potência produzida por unidade de área com a quantidade de calor transferido ao módulo por unidade de área, ver equação 2.24. Pela mesma equação podemos afirmar que para obtermos a potência máxima, torna-se necessário maximizar

também não só o valor do rendimento mas também maximizar o fluxo de calor $\frac{Q}{A}$.

$$\frac{P}{A} = \eta \frac{Q}{A} \quad (2.24)$$

Na figura 2.25, podemos observar um gráfico que relaciona a quantidade de fluxo de calor $\left(\frac{Q}{A}\right)$, com a diferença de temperatura registada nas duas faces do módulo, bem como se mostra também os limites e o tipo de arrefecimento a optar de forma a maximizar o rendimento do módulo. Ainda se destacam os tipos de módulos termoeletricos comercialmente disponíveis e ideais, tendo em conta as condições padrão de utilização, ou seja, diferencial de temperatura e fluxo de calor. Recentemente surgiram os módulos termoeletricos de película fina, cuja espessura se

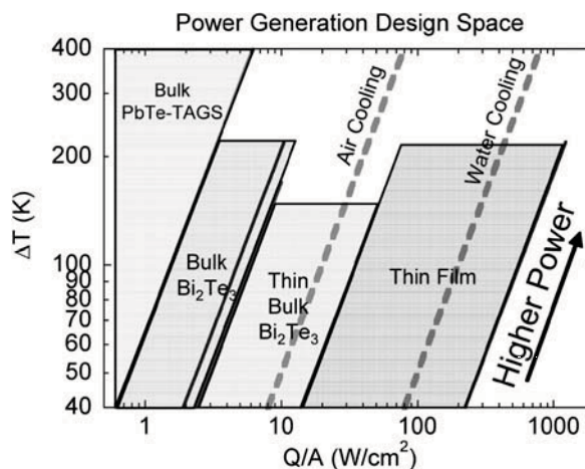


Figura 2.25: Gráfico para determinar a escolha de um módulo termoeletrico tendo em conta o fluxo de calor e a diferença de temperaturas de trabalho (adaptado de [106]).

situa entre os 0,005 e os 0,04 milímetros (mm). Estas películas ultra-finas permitem elevados fluxos de calor transversalmente com baixas resistências térmicas, características consideradas ideais para materiais semi-condutores com a finalidade termoeletrica. Estes novos módulos constituídos por prata (Ag), cobalto (Co) e antimónio (Sb_3). O cristal base, já com boas propriedades termoeletrica, que ao ser dopado com prata realça essas determinantes propriedades. Utilizando-se neste ensaio um grau de pureza para o metal precioso de 99,99% e para o cristal de cobalto ($CoSb_3$) uma pureza de 99,95%. Através da difração de raio-X, observou-se a inclusão dos átomos de prata no cristal, até ao máximo de 5,1%, sendo outros valores de referência tais como 4,6%, 3,8% e 0,3%, valores acima dos quais são particularmente notórios os acréscimos do valor de Seebeck, o que se irá traduzir num aumento da performance termoeletrica deste novo material. Em termos de condutividade elétrica, o aumento é particularmente acentuado a temperaturas acima de 550 K ($\approx 280^\circ C$), em termos de valores para o coeficiente de Seebeck, este toma o valor máximo para uma dopagem de 0,3% a uma temperatura de 600K ($\approx 330^\circ C$), valor esse aproximadamente de $250 \mu V \cdot K^{-1}$, o que representa um aumento com elevado significado face aos $150 \mu V \cdot K^{-1}$ obtidos sem a utilização do agente dopante. Provou-se também que a faixa de temperatura para a utilização deste material termoeletrico se situa acima dos 500K ($\approx 230^\circ C$), ou seja, a sua utilização é particularmente propícia para aproveitamentos caloríficos com diferenças médio-altas de temperaturas. Para terminar, em termos de fator de potência, a dopagem de 0,3% com prata é a percentagem que melhores resultados fornece, alcançando o valor de $2.97 \times 10^{-4} Wm^{-1}K^{-2}$, representando o dobro face à não-dopagem. Em conclusão,

graças à micro-estrutura e à excelente propriedade termoeletrica da prata, já se prevê a sua inclusão em mais substratos além do aqui estudado ($CoSb_3$), contribuindo assim para o avanço no estudo dos módulos termoeletricos de película fina, que se poderão afirmar como bastante promissores, como é prova disto o estudo até aqui apresentado na autoria de Ping Fan et al. [110].

Existem autores [111] que afirmam e defendem que este tipo de tecnologia está agora a começar a dar os primeiros passos, revelando esperar por grandes e importantes desenvolvimentos nos próximos anos. Isto devido às vantagens associadas aos módulos termoeletricos, que são constituídos por algumas centenas de pares termoeletricos, cuidadosamente dopados de forma a realçar e a potenciar a sua eficiência, que convertem de forma direta a energia térmica em energia elétrica contínua, algumas das vantagens são por exemplo a forma direta como convertem a energia térmica em eletricidade, contrariamente aos tipos motores que têm a necessidade de converter de uma forma intermediária a energia térmica em energia mecânica, para posteriormente através de alternadores ser convertida então em energia elétrica, os módulos não têm partes móveis nem fluidos no seu interior, o que confere a uma rentabilidade acrescida e sem ações de manutenção, além de contar com prazos temporais em operação elevados, ou seja, módulos a operar com diferenças de temperaturas constantes ou sem variações constantes ou bruscas, têm um prazo de vida longo, sendo também uma tecnologia escalável, ou seja, tanto pode ser utilizada em micro geração em espaços confinados, como pode ser utilizada para gerar kilowatts de potência. Todo o seu funcionamento é livre de ruídos, visto não conter qualquer partes móvel ou em rotação ao seu interior, bem como não possuem qualquer limitação relativa à posição de operação, podendo operar tanto na horizontal ou na vertical, orientadas para baixo ou para cima, não sendo o seu rendimento afetado por tal.

2.3.2.2 Importância e efeito da dopagem no valor de figura de mérito em módulos termoeletricos

Muito à semelhança da dopagem dos semicondutores que equipam as células fotovoltaicas, os elementos termoeletricos são dopados com uma maior quantidade de elementos dopantes. Este cuidadoso processo é efetuado com vista em enaltecer as qualidades da banda de valência do elemento químico que compõe o elemento termoeletrico, sendo que a dopagem é realizada tendo em conta as "lacunas" que representam ausência de cargas negativas ou seja, portam-se com cargas positivas, nos elementos dopantes do tipo- p ou o número de eletrões presentes na mesma camada de valência, estes eletrões são usualmente denominados por eletrões condutores, que estão localizados nos materiais do tipo- n . Recorde-se que a dopagem eletrónica significa a introdução de impurezas, ou seja, de novos elementos químicos, na malha cristalina do semicondutor, modificando-se assim o valor de condutividade. O dopante é integrando à estrutura cristalina do cristal do semicondutor, sendo que o número de eletrões na camada de valência é que irá definir o tipo de dopagem.

É de realçar que esta tecnologia e estes elementos termoeletricos estão e irão continuar a ser alvo de vários estudos e sucessivas pesquisas, visto que todas as células comercialmente disponíveis baseiam-se em dois elementos, o bismuto e o telúrio, que devido à sua raridade e custos de exploração avultados, se traduzem em preços caros. O elemento termoeletrico comercialmente disponível é o telureto de bismuto $4(Bi_2Te_3)$, visto ser um dos melhores materiais termoeletricos, tal como salienta Yamashita et al. [112]. Trabalho científico que contrariamente ao apresentado anteriormente, se debruça sobre a composição microscópica do material respon-

sável pelo feito termoeletrico. Neste importante estudo experiencia-se a influencia no valor da figura de merito do material termoeletrico mediante de diversas dopagens com diversos elementos quimicos. Sendo que a partir os investigadores ja estavam cientes da dificuldade de elevar o valor da figura de merito do composto termoeletrico acima de 1, visto que o material de base e o telureto de bismuto. Contudo testaram principalmente duas configuracoes, ou seja, duas dopagens distintas. Uma incidiu sobre os elementos do tipo p, sendo o composto termoeletrico $(Bi_{0,25}Sb_{0,75})_2Te_3$, ao qual lhe foi adicionado um excesso de 8% de telurio, visto que com a adicao de apenas 3% não se observava um crescimento expectavel. A figura de merito com o valor maximo foi alcançada aos 36 °C, tomando o valor de 1,41. A outra configuracao, permitiu a inclusao do elemento quimico selénio, Se, e contrariamente ao anteriormente ao qual lhe foi adicionado o elemento quimico antimônio. Neste caso a dopagem realizou nos elementos do tipo n do composto termoeletrico $Bi_2(Te_{0,94}Se_{0,06})_3$, com 0,07% de iodo, 0,02 de telurio e 0,03 de brometo de cobre, que no final de experiencia ditou uma figura de merito de apenas 1,13, para as mesmas condicoes do ensaio anterior. Para concluir, os investigadores lancam o desafio para que todos os estudiosos da area aqui visada, conduzam o mesmo tipo de experiencia com diversos elementos quimicos simples ou composto, como e o caso do brometo de cobre, afim de conseguirem aumentar o valor da figura de merito de compostos cuja base e o telureto de bismuto. Este e sem duvida o material termoeletrico numero um, que ocupa quase a totalidade da cota de mercado, equipando quase a totalidade das celulas termoeletricas comercialmente disponiveis.

Além deste telureto de bismuto (Bi_2Te_3) existem também as respectivas ligas, por exemplo, Bi_2Se_3 e Sb_2Te_3 , estas têm sido estudadas quando são dopadas com outros elementos, como já foi referido anteriormente. Além destes existem as ligas de telureto de chumbo (PbTe), que na sua forma mais simples conseguem obter uma figura de merito na ordem de, 1 a uma temperatura de 467 °C, ligeiramente superior à conseguida com telureto de bismuto. O maior valor foi conseguido por Hsu et al. [113], na ordem dos 2,2, obtido a uma alta temperatura, perto dos 527 °C, sendo o material termoeletrico a liga com a composicao quimica de $AgPb_{18}SbTe_{20}$. Este importante marco foi conseguido devido à estrutura cristalina, que é bem organizada e coesa, além disto permite a formacao e a incorporacao dos precipitados de prata e antimônio na matriz do material termoeletrico. Este material termoeletrico visa principalmente aplicacoes a temperaturas elevadas, superiores a 450 °C, sendo ideal no aproveitamento do calor dos sistemas de escapes de automoveis e nas centrais elétricas de carvão ou gás natural. Conclui-se que com uma diferenca de 500 °C, entre as faces de um módulo de telureto de chumbo, é possível alcançar uma figura de merito de 2, o que se traduz uma eficiencia superior a 18%.

Uma alternativa ao telureto de chumbo é o seleneto de chumbo (PbSe), visto existir uma maior quantidade de selénio à face da Terra do que de telurio. Este material tem vindo a ser também dopado com diversos elementos, tais como alumínio, sódio e mais recentemente com estrôncio (Sr), dando origem ao composto $Pb_{0,92}Sr_{0,08}Se$, investigado por Wang et al, [114]. Relata-se que se trata de um material termoeletrico bastante promissor e além do mais, mais barato, visto que não é constituído pelo caro e raro telurio (Te). Estes investigadores opuseram diversas configuracoes, cuja percentagem presente de estrôncio no composto termoeletrico é alterada, tomando valores discreto de 2%, 4%, 8% e 12%, estas percentagem traduzem-se para a fórmula quimica para 0,02, 0,04, 0,08 e 0,12 respetivamente. Uma pequena dopagem de 2% de estrôncio, traduz-se em melhorias muito significativas, por exemplo para os 550 °C, a figura de merito passa dos 0,45 para 0,75. A dopagem mais eficaz a baixas temperaturas é a 12% de estrôncio,

contudo a médias temperaturas, a de 4% é ligeiramente superior, sendo apenas ultrapassada perto dos 600 °C pela mistura dos 8%, que lidera acima desse valor de temperatura. Um outro material também bastante promissor para o efeito termoelétrico, é o mineral skutterudite. Este mineral é constituído na sua maioria por cobalto (Co) e arsénio (As), tendo outros minerais tais como ferro ou níquel em percentagens inferiores. Este material já é estudado há mais de uma década, mas continua a ser alvo de várias investigações, como é o caso do estudo liderado por Shi et al. [115], onde se estuda a dopagem com diversos elementos químicos, como é o caso do bário (Ba), lantânio (La) e itérbio (Yb). Este estudo incidiu sobre este tipo de mineral como material termoelétrico de forma a torná-lo capaz e eficaz em converter energia térmica em elétrica para altas temperaturas, acima dos 500 °C. O valor mais expressivo alcançado foi o de 1,7 para a figura de mérito, conseguido com o skutterudite com a composição mineral seguinte, $Ba_{0,08}La_{0,05}Yb_{0,04}Co_4Sb_{12}$, a uma temperatura de 577 °C. Apesar de os materiais constituintes serem mais baratos do que o telúrio, o preço da tecnologia para conseguir formar este mineral continua a manter o preço final ligeiramente acima do desejado, existindo outras soluções para a mesma gama de preços, que conseguem uma figura de mérito superior.

Por exemplo, os compostos de Heusler (HH). Que são um outro tipo de material com propriedades termoeétricas excelentes e que têm a ser alvo de várias investigações académicas. Estes compostos são designados de intermetálicos magnéticos, devido à sua constituição e propriedades metálicas respetivamente. São constituídos maioritariamente por metais de transição, tal como indica Yan et al. em [116]. Estes compostos muito complexos como é o caso do $Hf_{0,8}Ti_{0,2}CoSb_{0,8}Sn_{0,2}$, possuem um elevado coeficiente de Seebeck aliado a um valor de condutividade térmica considerável, razões estas para que continuem a ser estudados como materiais promissores para a conversão termoeétrica. Geralmente estes compostos conseguem figuras de mérito ligeiramente superiores à unidade a temperaturas de 800 °C, podendo assim substituir as ligas de germânio e silício (SiGe). Este outro tipo de material termoeétrico, estudado por Wang et al. em [117], possui uma baixa degradação com o aumento da temperatura, característica que se mantêm mesmo com temperaturas superiores a 1000 °C. Estas ligas de germanato de silício, são mais onerosas, daí terem vindo a ser substituídas no presente, mantendo a sua utilização apenas no sector aeroespacial. Este elemento termoeétrico apresenta valores para a figura de mérito que variam desde dos 0,9 aos 1,3, dependendo se a dopagem é realizada no elemento p ou n, normalmente utiliza-se o elemento fósforo para tal ação. Este teste conduzido em 2008 por Wang [117], conseguiu uma estabilidade térmica, ou seja, ausência de degradação devido ao valor da temperatura, até aos 1050 °C. O ensaio ficou marcado pelo feito de se ter conseguido um valor de 1,3 a 900 °C para a figura de mérito, o que representa um aumento de 40% em relação ao valor do elemento sem dopagem de fósforo. Lon Bell, [118], refere além das presentes aplicações, o controlo da temperatura em espaços fechados, será uma tendência futura para a utilização destes sistemas. Salaria também a incorporação desta tecnologia nos bancos dos automóveis, o que lhes irá permitir quer um rápido aquecimento no inverno, quer um arrefecimento eficaz nas estações mais quentes, aumento assim o conforto de todos os ocupantes. Estas tendências futuras só serão possíveis caso se venham a verificar um aumento da figura de mérito dos módulos termoeétricos. Característica que mede a performance dos elementos termoeétricos, quanto maior valor tomar, mais eficaz se torna a conversão de calor em energia elétrica ou vice-versa. Este aumento da figura de mérito (ZT) será conseguido graças aos avanços da nanotecnologia e nano materiais. Se este coeficiente alcançar certos valores, como 2,5, poderá equipar veículos, substituindo assim os motores de combustão interna, que nessa altura terão um rendimento mais baixo do que os módulos termoeétricos, além de serem

silenciosos e livres de vibrações. Por outro lado e de forma paralela, pensa-se que poderá impulsionar o valor da figura de mérito graças a um novo material, situação reportada por Singh no ano de 2015, [119]. Neste recente estudo aborda-se uma nova maneira de alcançar o desejo de aumentar o valor da figura de mérito, através da dopagem do semicondutor seleneto de estanho com diversos outros elementos químicos, tais como alumínio, chumbo, índio ou cobre. Esta nova abordagem, nunca antes relatada ou estudada possui fortes pontos chave, tais como a abundância na crosta terrestre de estanho (Sn) e selênio (Se), o que irá tornar estes elementos termoelétricos baratos, sem perigo de toxicidade, tal como acontece com os módulos atuais à base de telúrio. Para valores de temperaturas na face quente baixas, na ordem dos 40 °C, verificou-se que o elemento dopante a incorporar é o chumbo, apresentando uma figura de mérito superior a 0,15. Para uma temperatura superior, na ordem dos 250 °C, o melhor resultado é obtido ao incorporar o elemento químico alumínio, alcançando uma figura de mérito superior a 0,45. Para altas temperaturas, superiores a 400 °C, o cobre deverá ser o elemento escolhido, esperando assim uma figura de mérito superior a 0,65. Por fim, a estrutura cristalina pura de seleneto de estanho é considerada uma boa solução termoelétrica para temperatura médias, contudo o seu valor de figura de mérito para a mesma faixa de temperatura é de apenas 0,10, muito inferior aos 0,45 alcançados pela dopagem com 2% de alumínio. Salienta-se, de facto, o grande potencial contido no seleneto de estanho visto que continua a ser estudado. No ano de 2018, ou seja, bastaste recentemente surge um estudo da autoria de Chen et al. [120], onde mais uma vez se indica que o seleneto de estanho possui todo o potencial para tomar o lugar como elemento termoelétrico do futuro. Este estudo exaustivo que incidiu sobre diversas propriedades do SnSe, tais como comportamento químico, físico, mecânico, elétrico, entre muitas outras, contudo o mais interessante, é a comparação direta entre estes módulos termoelétricos de seleneto de estanho com os módulos disponíveis comercialmente constituídos por telureto de bismuto (Bi_2Te_3). Em comparação direta, verifica-se que nos módulos atuais o rendimento decresce rapidamente com o aumento da temperatura, sendo o seu uso apenas recomendado para temperaturas não superiores a 250 °C. Acima desta temperatura verifica-se a notoriedade e prevalência dos módulos constituídos por índio e chumbo, onde a figura de mérito alcança valores na ordem dos 1 a 1,5. Para a mesma faixa de temperaturas, entre os 250 °C e 550 °C, destacam-se os valores superiores a 2 para a figura de mérito, conseguidos com o seleneto de estanho. Atualmente, além do estudo da dopagem, estuda-se também a melhor forma de incorporar este cristal, visando a produção termoelétrica. Encontram-se em testes a inclusão de nano folhas de seleneto de estanho, apenas com uma espessura de 54,9 nm. Desenvolvem-se também módulos orgânicos de polipirrol (PPy), politiofeno (PT) e polianilina (PANI), materiais estes que possuem elevados valores de condutividade elétrica e reduzida condutibilidade térmica, característica ideais para elementos termoelétricos. Na conclusão deste estudo, que incidiu principalmente sob o seleneto de estanho (SnSE) apresentou-se o melhor resultado conseguido para o valor da figura de mérito, que alcançou os 2,6 a uma temperatura superior a 650 °C.

2.3.2.3 Células TEG

Irei abordar em primeiro lugar as células desenhadas especificamente, mas não unicamente, para a geração de energia elétrica. Como já foi descrito anteriormente estes módulos poderão ser designados por módulos de Seebeck, ou por geradores termoelétricos (TEG). Este tipo de módulos operam segundo o princípio de Seebeck, mas também segundo o efeito de condução térmica e efeito de Joule. Tomando por exemplo uma célula TEG, ver figura 2.26, onde é aplicado uma certa quantidade de calor, Q_h , que cria numa diferença de temperatura entre as

duas faces do módulo TEG. O movimentos das cargas das pernas ou elementos termoeétricos sejam do tipo p ou n , induz então a corrente I , que irá atravessar os elementos termoeétricos, que por sua vez irá despoletar as perdas por efeito de Joule, sendo este aquecimento proporcional à resistência elétrica do material termoeétrico bem como é proporcional ao quadrado da corrente que atravessa o material, sendo este aquecimento sentido nas duas faces do módulo, com a mesma intensidade. Existem autores [121], que defendem a criação de um coeficiente denominado de coeficiente de Seebeck efetivo (A), que é calculado segundo a equação 2.25. Onde V_{oc} é a tensão de circuito aberto, ou seja, a corrente toma o valor de zero.

$$A = \frac{V_{oc}}{\Delta T} \quad (2.25)$$

Este valor, torna-se um importante indicador que expressa o comportamento do módulo de Seebeck em condições de funcionamento atuais. Formulando assim uma derivação da equação de Seebeck, apresentada na equação 2.26, que segundo os defensores da mesma torna-se mais importante na medida de previsão de resultados práticos, sendo a montagem prática constituída por apenas um módulo ou por vários módulos de Seebeck.

$$V = \alpha \delta T - IR \equiv A \delta T - BI \quad (2.26)$$

Por outro lado, o valor de B representa a inclinação na reta de carga de um módulo de Seebeck.

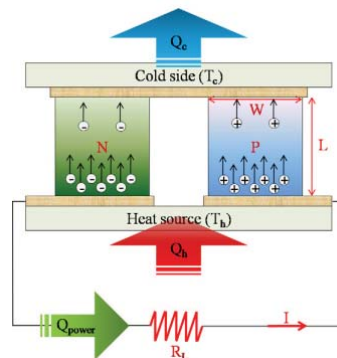


Figura 2.26: Formação da corrente de circuito induzida num módulo de Seebeck (adaptado de [121]).

2.3.2.4 Células TEC

Este segundo tipo de módulo termoeétrico foca-se na utilização do efeito de Peltier, ou seja, acentua a diferença de temperaturas entre as suas faces quando é sujeito a uma dada corrente elétrica, essa diferença de temperaturas é na realidade provocada pela transferência de calor de uma face para a outra, conforme o sentido da corrente elétrica imposta ao módulo. O principal coeficiente que quantifica este tipo de células é o COP, cuja fórmula de cálculo está presente na equação 2.27. Este coeficiente, é normalmente fornecido juntamente com outras especificações técnicas do módulo pelo fabricante, contudo mesmo que não seja dado de uma forma explícita, poderá ser calculado utilizando para tal a equação 2.27, onde Q_c representa o calor na face fria, onde $Q_c = \alpha IT_c - 0,5I^2R - \kappa_t(T_h - T_c)$, e Q_h , representando o calor rejeitado, ou seja, o calor presente na face a uma temperatura mais elevada, este parâmetro é calculado através de um calculo bastante simples e similar ao anterior, $Q_h = \alpha IT_h + 0,5I^2R - \kappa_t(T_h - T_c)$, onde α representa o coeficiente de Seebeck como já foi abordado anteriormente, I é a corrente

de serviço, T_h e T_c são respetivamente as temperaturas absolutas registadas na face quente e na face fria, R representa a resistência elétrica do módulo termoeletrico e κ_t representa a condutividade térmica do elemento termoeletrico. Segundo [122], onde foi testado um módulo de Peltier com o intuito de refrigerar um pequeno compartimento, o COP do módulo para uma potência fornecida de 30,9 W, atingiu o valor máximo de 6,57. Contudo, aumentando a potência para 40,46 W o valor do COP diminuiu ligeiramente, passando a registar o valor de 6,05.

$$COP = \frac{Q_c}{Q_h - Q_c} \quad (2.27)$$

Para que estas células TEC, apresentam valores aceitáveis de COP (*coefficient of performance*), os semicondutores que compõem a células devem apresentar bons a excelentes valores de condutividade elétrica, entre os 200 a 300 $\mu V/K$, bem como a condutividade térmica desempenha um papel determinante, requerendo valores compreendidos entre 1 e 1,5 $W/m.K$, agindo assim como bombas de calor com um rendimento aceitável [123]. Estes rendimentos mais elevados, são obtidos através de módulos termoeletricos de multi-camada, onde essencialmente dois ou mais módulos termoeletricos são colocados por cima do anterior. Esta é uma solução bastante viável, principalmente quando existe espaço para a instalação destes módulos duplos ou triplos, de onde se podem retirar valores de eficiência consideravelmente superiores. Contudo, e como prova o estudo conduzido por Wei Chen [123] para temperaturas impostas na face quente inferiores a 150 °C estas células apresentam melhores rendimentos, esta conclusão foi também apresentada por Maneewan [124]. Para aumentar o valor do rendimento destas máquinas termoeletricas, com o intuito de gerar uma dada diferença de temperatura entre as suas faces, quando sujeitas a uma dada corrente, existem outras possibilidades que envolvem o melhoramento do contacto térmico entre o dissipador de calor e o módulo, ou alterar o formato e o material do próprio dissipador tornando-o mais eficaz na remoção do calor [125].

2.3.2.5 Ligação de módulos termoeletricos

A obtenção de sistemas termoeletricos é alcançada através de ligações entre vários módulos termoeletricos, podendo ser estas ligações em série ou em paralelo ou então um misto entre ambas. Estas interconexões são realizadas de forma a alcançar valores superiores de tensão ou corrente elétrica, contudo é o tipo de interconexões que irá determinar o aumento da corrente ou da tensão, conforme as ligações realizadas.

Existem vários artigos científicos que descrevem este tipo de ligações e o seu impacto no sistema termoeletrico, como é o caso do artigo realizado por Andrea Montecucco et al. [126]. Estes investigadores, concluíram que apesar das várias células termoeletricas adquiridas serem consideradas iguais, as mesmas apresentavam valores de resistência interna e tensão de circuito aberto com diferenças superiores a 5% entre si. Este facto é particularmente importante quando se pretende associar diversas células de forma a conseguir obter uma potência de saída de maior valor. O tensão de circuito aberto (V_{oc}) é diretamente proporcional ao coeficiente de Seebeck, como já foi explícito na equação 2.14, mas o coeficiente de Seebeck não é constante ao longo de todo o tempo de operação do módulo, mas sim é uma variação que depende do coeficiente de Thomson (ver equação 2.16), fator explicado anteriormente. Ainda sobre o mesmo artigo, [126], a análise dos resultados provou que a ligação de três células ligadas em paralelo se traduz num valor de rendimento de 9,22%, enquanto se as mesmas três células fossem ligadas unicamente em série, este valor registou um aumento para os 12,90%. Estes ensaios, foram realizados sob as mesmas condições, inclusive com as mesmas diferenças de temperaturas. Esta

diferença significativa entre os rendimentos das ligações devem-se principalmente a perdas por efeito de Joule, mais significativas em correntes mais elevadas, ou seja, em módulo termoeletricos ligados em paralelo, bem como as perdas, mas neste caso, seriam semelhantes nas duas configurações de ligações tais como o tipo de fiação aplicado ou o seu comprimento.

Ainda sobre a incorporação deste tipo de células termoeletricas que visam a produção de energia elétrica, a partir de um diferencial de temperaturas entre as faces, Cheng-Ting Hsu et al. [127], instalaram um total de 24 células no sistema de exaustão de um automóvel. Este teste prático utilizou células termoeletricas especialmente desenhadas para a produção de energia elétrica (TEG), com diferenças de temperaturas acentuadas ou médias. Este conjunto de 24 módulos termoeletricos, encontram-se eletricamente ligados em série e termicamente ligados em paralelo. De forma a dissipar e a garantir uma dada diferença de temperatura, foram introduzidos permutador de calor constituídos por cobre, material com um excelente valor de condutibilidade térmica, desta forma garantiu-se uma temperatura de 300 K, cerca de 28 °C na face fria da célula termoeletrica. Tendo-se obtido um valor próximo de 39 V para a tensão e 0,64 A para a corrente, sendo que o rendimento tomou o valor de 0,3%. Ficando em aberto o desafio para se testar o mesmo sistema, fazendo o acoplamento a um sistema que garanta uma maior diferença de temperatura, nomeadamente conseguir baixar o valor da temperatura na face fria dos vários módulos termoeletricos. Um importante e recente trabalho foi desenvolvido por Assmelash et al., [128], onde se estudaram várias configurações de ligação de módulos termoeletricos. Adquiriram-se dez módulos iguais e de seguida procedeu-se ao teste individual de cada um. Verificou-se a existência de pequenas variações, nomeadamente ao nível de resistência interna, entre módulos que à partida se tomavam por iguais, tais variações devem-se ao processo de fabrico, como é relatado por S.B. Riffat et Xiaoli Ma em [129]. Tendo-se ensaiado um total de oito diferentes configurações, de forma a obter uma maior potência de saída, obviamente que todos os ensaios de todas as configurações foram realizados sob as mesmas condições. Uma das configurações todos os dez módulos estavam ligados em série, por sua vez existia também uma configuração onde os mesmos se encontravam ligados em paralelos. A configuração puramente em paralelo consegue uma eficácia de 88,5% ao passo que a ligação de elementos unicamente em série consegue alcançar uma eficiência superior, cerca de 94%. A melhor configuração alcança o máximo de 95,4% da potência anteriormente prevista pela soma das potências individuais dos módulos.

2.3.2.6 Módulos termoeletricos no aproveitamento do calor latente

Por norma a maioria dos módulos estudados nesta secção, apresentam uma resistência interna na ordem dos 1,2 ohm (Ω), [128]. Contudo em regime de operação este valor sofre um acréscimo devido ao aumento de temperatura durante o seu funcionamento, passando a registar valores na ordem dos 2 a 3 Ω . Contudo, este valor não é igual para todos os módulos, tal como já foi referido anteriormente, dependendo muito dos processos de fabrico associados, inclusive até dentro do mesmo lote de fabrico existem diferenças no valor de resistência interna tão significativas como 6,9%. Em estudos práticos de elevada precisão a resistência interna de cada módulo de Seebeck deve ser medida com o auxílio de um ohmímetro, para posteriormente e mediante das ligações elétricas estabelecidas entre os possíveis módulos termoeletricos, ser determinada com precisão a resistência interna do sistema termoeletrico. Podemos mesmo afirmar, que não existem dois módulos termoeletricos iguais, pelo que não irão apresentar o mesmo desempenho mesmo quando sujeitos às mesmas condições externas. Bem como é extremamente importante conseguir obter temperaturas em ambas as faces, iguais ou o mais iguais possíveis entre todos

os módulos que compõem o sistema termoeletrico, utilizando para isso materiais de interface térmica, cujo único propósito é assegurar uma boa condução térmica entre a fonte quente e a face quente da célula bem como entre a face fria e o permutador acoplado a esta. Sendo a principal característica deste importante material o seu valor de condutividade térmica (W/mK), que quanto maior for, mais eficaz é o processo de transmissão do calor, preenchendo assim os picos e cavas microscópicos resultantes do processo de acabamento e polimento. Estas inconformidades prejudicam a transmissão de calor, daí ser necessário aplicar uma fina camada de pasta térmica ou material com a mesma função, de forma a garantir um bom contacto térmico entre os vários constituintes do sistema termoeletrico.

No aproveitamento do até então calor latente, torna-se importante introduzir novos parâmetros técnico-financeiros que expliquem de uma forma clara o custo e o lucro da aplicação de sistemas termoeletricos na instalação. Não existe qualquer dúvida que indicadores como máxima potência de saída e rendimento da conversão fornecem importantes informações que quantificam a performance do módulo como gerador elétrico [130]. Contudo e face ao que já foi dito torna-se necessário controlar o processo de fabrico dos vários módulos comercialmente disponíveis, para garantir que os mesmos apresentam valores intrínsecos pertencentes ao intervalo de qualidade desejado. A performance de um dado módulo termoeletrico com elementos termoeletricos de uma geometria fixa e bem definida, fabricado com uma liga termoeletrica previamente determinada e a operar num dado regime constante de temperaturas, será determinada pela sua qualidade de fabrico. Esta qualidade de fabrico inclui a seleção dos materiais de contacto, a formação e aplicação das junções elétricas, bem como o contacto térmico entre as camadas. Este fator de qualidade (F) aproxima-se da unidade, valor ideal, quando as ligações elétricas e térmicas são insignificantes e/ou o comprimento dos elementos termoeletricos (l) tendem para o infinito, ou seja, a altura do módulo tende para o infinito. Comercialmente este valor poderá ser fornecido pelo fabricante de módulos, ou em último caso poderá ser calculado através da equação 2.28.

$$F = \frac{P}{N\delta T^2 \frac{\alpha^2 A}{2\rho l}} \quad (2.28)$$

Através de toda a experiência colhida [130], a maioria dos módulos testados possuem um fator de qualidade que se situa entre os 0,6 e 0,8. Ainda no campo financeiro, é importante estimar ou calcular o valor de potência por área, visto estar intimamente ligado ao valor de custo por watt produzido. O primeiro, valor de potência por unidade de área $\frac{P}{A_m}$, onde P é o valor de potência de saída e A_m representa a área do módulo. O valor da área do módulo poderá ser decomposto tendo em consideração que a área efetiva de transferência resulta do produto do número de termoelementos do módulo com a área transversal de cada um desses elementos. Seguidamente, podemos então determinar o custo de "produção" de uma dada quantidade de energia produzida por sistemas termoeletricos, que atualmente se situa em cerca de 4,48 €/W, que é um valor muito próximo do valor obtido pela tecnologia fotovoltaica [130]. Este baixo valor que atualmente encontramos com enorme facilidade, deve-se principalmente à forte aposta no desenvolvimento e construção deste tipo de módulo por parte da segunda maior economia mundial, a China. Contudo, este valor irá bater novos mínimos muito brevemente, devido às constantes otimizações na geometria, no melhoramento dos processos de obtenção da liga termoeletrica, bem como no processo de fabrico do próprio módulo ou simplesmente aplicando o módulo a uma maior diferença de temperatura. Note-se que o valor anteriormente referido,

4,48 €/W, é obtido com um aproveitamento de calor, com uma temperatura na face quente de cerca de 300 a 400 K. Com o mesmo objetivo, Maneewan e Chindaruksa, [124], propuseram-se a estudar o desempenho de várias células termoeletricas comerciais. Este estudo visa o teste de quatro tipos diferentes de células sob as mesmas condições. O elemento com maior performance será instalado numa parede onde a temperatura varia entre os 180 °C e os 200 °C, calor proveniente da combustão da biomassa, combustível da central produtora de energia elétrica. Serão adquiridos mais elementos termoeletricos, até se perfazer o número de doze, para que este conjunto alimente um ventilador axial situado na mesma instalação. Verificou-se que a célula que apresentou uma maior eficiência nos testes foi a TEC1-12708, conseguindo uma potência aproximada de 1 W por célula. A potência produzida pelo conjunto de doze TEC1-12708, consegue com que o ventilador debite um caudal máximo de 9,62 m³/s, sendo que o rendimento das células alcançou um valor superior a 4%.

2.3.2.7 Ligas termoeletricas

Os materiais mais utilizados para fins termoeletricos e suas características encontram-se na tabela 2.5. Os módulos cuja temperatura máxima do material semiconductor, tende a ser próxima da temperatura ambiente, são amplamente utilizados para fins de arrefecimento, enquanto materiais semicondutores termoeletricos, como é o caso das ligas de germânio, capazes de suportam elevadas temperaturas, veem como principal aplicação a conversão de calor em electricidade. A pesquisa neste campo têm vindo a aumentar desde de 1954, graças à forte aposta nas descobertas espaciais com o lançamento de vários satélites e sondas.

Tabela 2.5: Características dos principais materiais termoeletricos utilizados atualmente

Material Termoeletrico	ZT_{max} [K ⁻¹]	Gama de temperaturas [K]	ΔT_{max} [K]
Bi ₂ Te ₃	1,5	<500	300
PbTe	1,53	<900	650
Si-Ge	1,3	<1300	1100

O material termoeletrico comercialmente mais disponível é o telúrio (Te), que na sua forma pura é um péssimo elemento termoeletrico. Contudo, se lhe forem adicionados outros elementos, tais como o bismuto (Bi) ou o antimónio (Sb), observa-se um aumento significativo das suas propriedades termoeletricas. A liga de telúrio mais conhecida é a Bi₂Te₃, denominada por telureto de bismuto. Esta liga equipa quase a totalidade dos módulos termoeletricos, principalmente módulos para baixas temperaturas, sendo que a figura de mérito desta liga atingiu o pico de 1,5 a 100 °C e cerca de 1,04 para uma temperatura de 125 °C, o que prova a sua maior eficiência para temperaturas baixas. As ligas de chumbo (Pb), elemento químico pesado, assim como o telúrio, formam uma liga que, a uma temperatura de 467 °C, apresenta uma figura de mérito de 1,53. Para altas temperaturas, superiores a 1000 °C, o material termoeletrico escolhido são as ligas de silício-germânio (SiGe). Estas ligas apresentam uma degradação muito reduzida com o aumento acentuado da temperatura. Apresenta valores para a figura de mérito ligeiramente inferiores às ligas anteriores, situando-se usualmente entre 1 e 1,3, para dopagem do tipo-*n* [131]. Existindo outras ligas termoeletricas, mas com uma representação de quota de mercado e de utilização muito diminutas, como é o caso das ligas de zinco-antimónio, ideias para aplicações na ordem dos 400 °C, apresentando eficiência de cerca de 4,2% para essa gama de temperatura, ou as ligas de cádmio-antimónio, cuja instabilidade é reconhecida, devido à formação de um composto intermédio ou mesmo as ligas de sulfeto de chumbo (PbS), que apresenta um valor elevado para a condutividade elétrica, que tende a diminuir à medida que a temperatura de

operação aumenta, tornando esta liga mais indicada para aplicações até temperaturas médias (≈ 400 °C), onde consegue alcançar uma eficiência de 10% [132].

Uma liga recente tem vindo a dar passos consistentes para substituir quase a totalidades das ligas estudadas até agora, inclusivamente a liga mais cimentada comercialmente (telureto de bismuto), trata-se do composto químico seleneto de estanho (SnSe). Este material inorgânico tem vindo a ser fortemente estudado desde do ano de 2014, dando já provas que merece ser o destaque dos próximos anos nesta área do conhecimento, como se pode observar figura 2.27, onde se faz uma comparação entre as diversas ligas termoelétricas conhecidas [133].

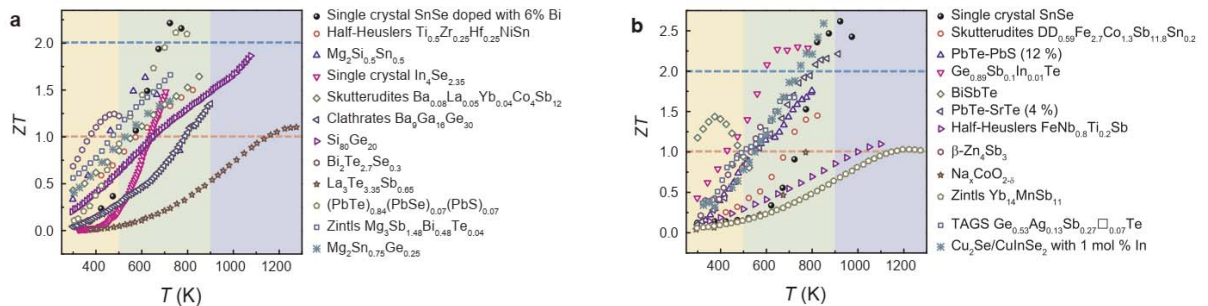


Figura 2.27: Valor para a figura de mérito para diversas temperaturas de diversas ligas termoelétricas (a- dopagem do tipo-n e b- dopagem do tipo-p (adaptado de [133])).

Tendo sido registado o valor de 2,6 para a figura de mérito a uma temperatura de 923K (≈ 650 °C). Contudo estes cristais sofrem desgaste mecânico acentuado, condições de crescimento difíceis de controlar e um custo muito alto de produção, o que são as principais limitações para que este material entre rapidamente em comercialização [133].

2.4 Energia solar térmica

Ao longo da secção 2.2, foi abordada a tecnologia fotovoltaica, o que representa um dos dois tipos de aproveitamento possíveis a partir da energia proveniente do Sol. Este segundo aproveitamento refere-se à energia térmica possível de extrair da radiação solar incidente sob a superfície da Terra. Podendo co-existir os dois tipos de benefício em simultâneo, como já foi amplamente abordado com inúmeros estudos publicados na subsecção 2.2.10. A Terra recebe aproximadamente cerca de 120 000 TW de energia proveniente do Sol por ano. De forma a suprir todas as necessidades energéticas, seria apenas necessário capturar e converter 0,02% desse valor, isto supondo um rendimento unitário.

A finalidade térmica da radiação solar pode ser agrupada em duas categorias, se tivermos em consideração a temperatura, formando a categoria de baixa temperatura, onde reina o envidraçamento, que permite a transmissibilidade da radiação visível mas é opaco aos raios infravermelhos. Por outro lado, obtemos a categoria das altas temperaturas, onde ocorre a utilização de superfícies refletoras/concentradoras. Contudo neste trabalho escrito, irei optar por outra classificação, que é a mesma presente no livro seguido na unidade curricular de Energias Renováveis que classifica em três categorias, sendo elas o aquecimento solar ativo, aquecimento solar passivo e motores solares térmicos [134]. O primeiro grande grupo, envolve a colocação de um painel solar térmico, ou coletor solar, por norma o mesmo é aplicado nas coberturas ou telhados dos edifícios, orientado a Sul ou Norte, conforme o hemisfério onde se encontra, sendo

orientado para Sul no hemisfério Norte, já no hemisfério Sul o coletor deverá ser orientado para Norte, com um ângulo determinado conforme o valor da latitude da instalação, podendo ser ajustado de forma a retirar um maior aproveitamento da tecnologia térmica adquirida. Nestas aplicações, as temperaturas em jogo não ultrapassam os 100 °C, este sistema é totalmente útil no aquecimento de águas sanitárias ou no aquecimento de águas de piscina, podendo este último também ser uma fonte de dissipação de excesso de produção de energia térmica.

No que se refere ao aquecimento passivo, este é sem dúvida o grupo com a quota mais elevada de utilização, a mesma terminologia poderá ter dois significados distintos. No sentido estreito da palavra, significa a absorção da energia solar, de forma a reduzir os gastos energéticos relacionados com a climatização, dispensando elementos convectivos, tais como bombas ou ventiladores, sendo o aquecimento unicamente conseguido através de correntes convectivas naturais, formadas pela diferença de densidade do ar circulante [134]. No sentido mais amplo, entende-se que todo o processo de captura de radiação solar com o intuito de utilizar a energia térmica solar, principalmente no inverno, apenas com pequenas mudanças estéticas ou de construção, utilizando determinados materiais na construção de edifícios, poderá fazer toda a diferença no saldo energético.

Poderá se fazer este aproveitamento de energia térmica solar, de duas maneiras distintas, uma de forma residencial, que visa unicamente o aquecimento de águas de consumo, sejam sanitárias ou para piscinas, a outra configuração é dirigida à produção de energia elétrica a partir da concentração de toda a radiação num único ponto, o que irá transformar a água em vapor, que por sua vez irá ser turbinado de forma a produzir eletricidade, cujas temperaturas nominais são respetivamente até 300 °C e acima dos 500 °C, contudo para fins residenciais ditos de normais a temperatura de trabalho é por norma 65 °C. Contudo existem vários tipos de coletores solares térmicos entre os tais estão os de placa fina, que são os mais vistos para fins residenciais, os de parabólica composta, calha parabólica, lente de Fresnel e os de helióstatos, amplamente utilizados para a produção elétrica, onde estão todos amplamente descritos por Kalogirou [135]. Devido à sua larga comercialização o tipo mais estudado é sem dúvida o coletor solar plano, este foi alvo de uma análise computacional por Selmi et al., onde utilizando ferramentas de dinâmica de fluidos computacional, conseguiram prever o comportamento de um dado modelo, sendo posterior comparado com o resultado prático [136]. Com uma irradiação máxima de 540 W/m², obtida perto do meio dia, o modelo apresentou uma temperatura de saída de água quente muito perto dos 55 °C. Quando se realizou a comparação, deparou-se com um valor prático próximo de 53 °C, provando-se assim que o modelo conduz a uma excelente previsão de resultados. Também graças à dinâmica de fluidos computacional Martinopoulos et al., conseguiram analisar a eficácia de um coletor solar constituído por polímeros [137]. Este tipo de coletor tem vindo a ser estudado devido ao seu baixo custo aliada à sua boa resistência contra a corrosão, além de diminuir o peso do painel na ordem dos 50%, comparado com os tradicionais coletores metálicos. Na parte experimental, adquiriu-se um coletor de policarbonato, onde a energia solar é diretamente absorvida pelo fluido de trabalho do coletor. A máxima temperatura disponibilizada rondou os 40 °C, que depois de comparada, se conclui a boa convergência do método computacional com os resultados práticos obtidos. Contudo o modelo computacional, revelou áreas do coletor cuja eficácia se encontra bastante abaixo da média do coletor, o que provoca um decréscimo do rendimento global, o que leva os investigadores a concluir que o modelo também serve para otimizar o coletor em investigações futuras. Em termos práticos salienta-se o trabalho desenvolvido por Hashim [138], onde se procede à construção de um protótipo solar,

cujo circuito interno de tubagem tem cerca de 16m. Sendo este testado para dois caudais de água diferentes. Este sistema de um único circuito, ou seja, o fluido de trabalho e o fluido que se pretende aumentar a temperatura é o mesmo. Como era esperado, para um menor caudal a temperatura de saída é mais elevada, quando comparada com a temperatura obtida com um maior valor de caudal circulante, o que leva a um maior valor de eficácia térmica para o menor caudal. Verificou-se que a diferença de temperaturas entre os dois ensaios foi de apenas 2,4 °C. Por outro lado, e agora com dois circuitos distintos, sendo um destinado à água quente, fluido para onde interessa transferir calor e um outro fluido que extraí a energia da luz solar e a transfere para o fluido anterior. Procedeu a este estudo experimental Dehaj e Mohiabadi [139], utilizando para fluido circulante no coletor solar de tubos de calor, uma solução de óxido de magnésio (MgO). Esta solução metálica irá enaltecer as propriedades termodinâmicas do fluido, comparativamente à água ou óleo, bem como a presença de nanopartículas metálicas no fluido irá aumentar a condutividade térmica. Conclui-se que uma maior concentração de óxido de magnésio irá se traduzir numa maior eficácia do coletor solar. Além disto, um valor superior de caudal do fluido de trabalho, resulta num acréscimo da performance térmica do coletor. Por exemplo, utilizando a solução com uma concentração volumétrica de 0,032 (maior valor analisado) o rendimento é superior a 70%, significativamente superior aos 50% alcançado quando se utiliza água como fluido interino do coletor.

2.4.1 Radiação solar no aproveitamento térmico

Nas últimas duas décadas, o mercado global solar cresceu de uma forma significativa. No final do ano de 2014, a capacidade de coletores solares térmicos instalados era de 410,6 GW, dos quais 70,6% estavam localizados na China [140]. A energia térmica produzida nestes sistemas, no ano de 2014, era de 335 TWh, o que se traduz numa poupança de $36,1 \times 10^6$ toneladas de crude e à não emissão de $116,4 \times 10^6$ toneladas de dióxido de carbono para atmosfera. O observatório europeu, prevê que para o ano de 2030, o velho continente atinge os 1019 GW de energia térmica produzida a partir do Sol. O mercado global é conduzido e influenciado por diversos fatores, por exemplo custos de aquisição dos sistemas, preço das matérias primas, avanços na tecnologia, incentivos financeiros e fiscais, etc. Contudo existem barreiras que impedem e comprometem as metas estabelecidas para a instalação destes sistemas, especialmente pelo facto da radiação solar ser intermitente, a quantidade da radiação que atinge os coletores ser dependente das condições atmosféricas, bem como a radiação é dispersa e a sua distribuição é desigual na superfície do planeta [140].

Além dos mais conhecidos sistemas térmicos, como irei apresentar de forma detalhada nas subsecções seguintes, importa enumerar e explicar de forma resumida algumas aplicações da energia térmica solar menos conhecidas ou que não ocupam uma quota significativa nos números de área instalada. No que se refere ao aquecimento solar passivo, esta tecnologia pressupõe que os edifícios são construídos ou posteriormente alterados, de forma a que capturem, armazenem e distribuem o aquecimento pelo edifício sem a utilização de qualquer equipamento elétrico ou mecânico para assegurar tal distribuição. Este aquecimento passivo não necessita de ações de manutenção, nem afeta a duração ou estabilidade do edifício, uma vez que o design que permite o aquecimento solar não requer muita complexidade, necessitando apenas de bom conhecimento sobre a geometria solar, tecnologia de janelas e caixilharia e condições climáticas do local. Um típico sistema de aquecimento térmico possui cinco elementos base, uma grande área envidraçada, uma superfície interna para absorver toda a radiação, carga térmica para absorve todo o calor, sistema de distribuição desse mesmo calor que precisa de ser retirado do

armazenamento e colocado a circular e por fim, o sistema de controlo para prevenir situações de sobre ou sub aquecimento. Podendo este aproveitamento térmico ser dividido em três categorias que são elas, projeto de ganho solar direto, projeto de ganho solar indireto e projeto de ganho solar isolado.

Estas configurações diferem ligeiramente entre si, mas o objetivo é o mesmo, por exemplo o ganho direto, incorpora uma grande área envidraçada, para que a radiação penetre pela área e a energia térmica seja guardada no cimento ou madeira, ou qualquer outro material utilizado na construção do edifício [141]. O ganho indireto implica a construção de uma parede dupla, designada por parede de Trombe, onde pela correntes convectivas o ar frio entre por baixo dessa parede, saindo por cima o ar já a uma temperatura superior. Por norma, esta parede é pintada de preto de forma a maximizar a absorção da radiação solar, para que esta seja libertada de forma lenta para dentro da residência. Já o último design pressupõe a construção de uma peça totalmente envidraçada, denominada de estufa ou marquise, devidamente projetada na planta do edifício para máxima exposição solar. O calor é posteriormente transmitido à restante habitação apenas abrindo portas interiores para a circulação de todo o calor contido na peça envidraçada [141]. As respetivas esquematizações deste sistema estão na figura 2.28.

O aquecimento ativo envolve equipamentos elétricos e/ou mecânicos, além de incorporarem coletores, permutadores de calor, ventiladores ou bombas, bem como tubos ou ductos. Estes sistemas podem ser controlados de forma a manterem um edifício sempre a uma temperatura previamente determinada, graças aos sistemas de controlo responsáveis pela constante monitorização de toda a instalação.

Passando agora para sistemas térmicos totalmente diferentes e desconhecidos da maioria das pessoas como é o caso das lagoas solares, secagem solar de culturas, destilação solar, fornos solares entre outras diversas aplicações. Uma lagoa solar consiste num lago, com um gradiente de sal, de forma natural que absorve e armazena energia solar. O volume de água do lago contém uma concentração crescente de sal que é diretamente proporcional ao aumento da profundidade. À medida que a água absorve a radiação incidente, a gradiente de densidade impede que o calor das camadas inferiores se mova no sentido ascendente, por correntes de convecção, de forma a sair da lagoa. Este fenómeno de aprisionamento resulta numa maior temperatura no fundo da lagoa, comparativamente à camada superior que está próxima das condições am-

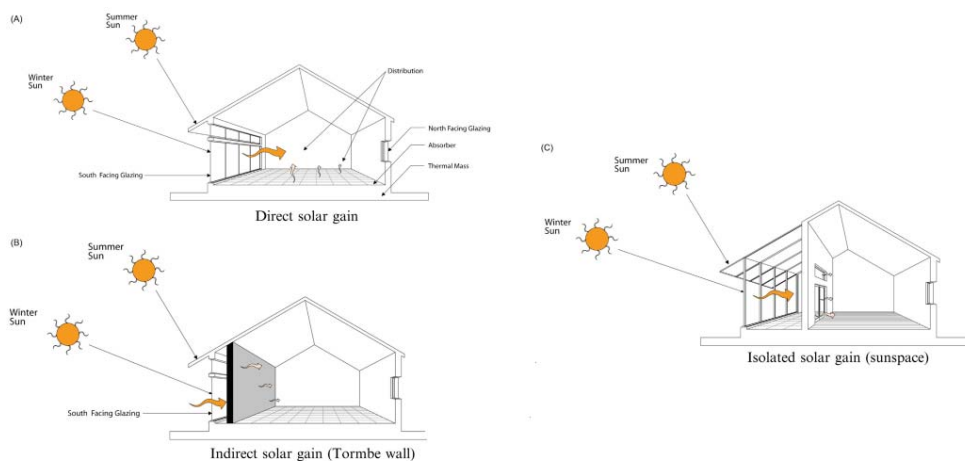


Figura 2.28: Tipologias distintas de aquecimento solar térmico (adaptado de [141]).

bientais. Concluindo assim a existência de três zonas, a zona superior de baixo teor de sal e perto da temperatura atmosférica, a zona mais profunda de elevado teor de sal, que possui uma temperatura que pode variar entre os 70 a 90 °C, entre elas situa-se a zona intermédia que age como um isolante, possuindo um gradiente de sal que varia com a profundidade, gradiente esse que pode representar uma diferença de até 1170 kg/m³ [142]. Sendo que estas lagoas podem ser cobertas por um material transparente de forma a controlar a perda de calor para o ambiente, criando uma estufa sob a lagoa. O calor preso no fundo das lagoas pode ser utilizado para diversos fins, como o aquecimento de processo industriais, aquecimento residencial, ou mesmo acionar uma turbina para gerar energia elétrica [141].

Já o processo de secagem solar é provavelmente a técnica mais antiga de preservar os alimentos. Estes ao serem colocados em secadores solares, possuem tempos de secagem menores, proteção contra chuva e vento, insetos ou mesmo animais, bem como uma secagem mais rápida impede o aparecimento de fungos, por fim os secadores solares ao possuírem uma temperatura de secagem superior produzem assim uma secagem mais completa inclusive podem permitir algum controlo sobre as taxas de secagem. Estes sistemas solares podem se apresentar em duas configurações, ativos ou passivos, dependentemente se os alimentos são expostos ao sol ou se são protegidos e a sua secagem é efetuada apenas de forma indireta, aproveitando apenas as altas temperaturas da exposição solar [141]. Os alimentos secos são nutritivos, leves, fáceis de preparar, fáceis de armazenar e utilizar, daí ainda a sua forte utilização nos dias de hoje, quando já existem outras soluções de conservação como é o caso dos congeladores.

A energia solar em áreas de alta radiação solar pode ser utilizada para aplicações culinárias, fazendo uso de um fogão ou forno solar. Este dispositivo consegue atender aos requisitos básicos de culinária, nomeadamente cozer, fritar, assar e ferver. O desempenho depende da intensidade da radiação incidente bem como do design do próprio sistema, que consiste num grande área de refletores que dirigem o seu feixe para um dado ponto ou uma área reduzida, obtendo assim valores de intensidade extremamente elevados no recipiente para a confeção dos alimentos. Na figura 2.29 consta um exemplo de um forno ou fogão solar, que fornecem uma alternativa ecológica à confeção de refeições, uma vez que não necessitam de qualquer fonte de energia além da energia solar [141].

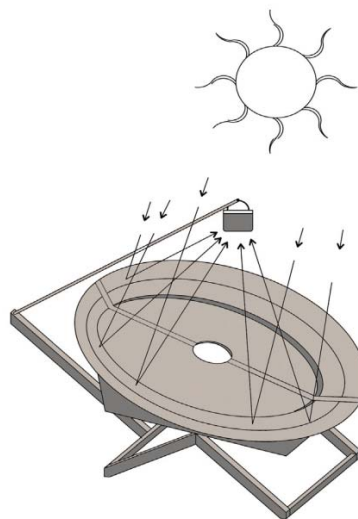


Figura 2.29: Forno solar do tipo parabólico (adaptado de [141]).

2.4.2 Tecnologia solar térmica

Quando se fala em energia térmica proveniente do Sol, é inevitável associar imediatamente aos coletores solares, que marcam uma forte presença no nosso país, devido ao elevado número de horas de sol diárias, sendo este valor um dos mais elevados de toda a Europa, bem como os sucessivos apoios estaduais para a aplicação destes sistemas em residências ou instalações fabris/industriais. Contudo, quem lidera em área solar térmica aplicada é a Alemanha, com cerca de metade do valor total de toda a Europa, aproximadamente 8,5 milhões de metros quadrados. Podendo existir dois tipos de sistemas térmicos solares disponíveis, o sistema de termossifão e o sistema de circulação forçada [134].

2.4.2.1 Sistema solar térmico de circulação forçada

Este particular sistema é normalmente instalado em países Nórdicos, sistema este constituído por três elementos-chave. O primeiro, é o coletor solar, constituído por uma camada de vidro, uma placa absorvedora de radiação e a isolamento térmica. Devidamente orientado para o Sol, de forma a maximizar a exposição solar, este painel é normalmente aplicado sobre telhados, de forma a que nenhum obstáculo cause sombreamento ao mesmo. O constituinte intermédio, a placa absorvedora, é sem dúvida o elemento mais importante, que para tal consiste numa placa metálica de aço, coberta por tubos de cobre onde circulará o fluido de trabalho, por norma trata-se de uma mistura de água e glicol. Esta placa é pintada com tinta especial de cor negra para maximizar a absorção de radiação incidente. Já o segundo elemento é o tanque de armazenamento, onde é guardada a água a uma temperatura superior. Depósito este que além de possuir a serpentina que irá ser responsável pela troca de calor entre o fluido de trabalho que circula no painel e o total de água armazenada, poderá possuir uma segunda serpentina para ser utilizada por uma segunda fonte de calor, por exemplo caldeira de climatização, poderá ainda conter uma resistência elétrica para auxiliar no aquecimento do volume contido no depósito. Este depósito preza por uma excelente isolamento, cujo isolamento nunca é inferior a 50 mm de fibra de vidro ou material semelhante. O último elemento destes sistemas de circulação forçada é o próprio sistema de circulação. Este sistema elétrico é responsável pela circulação do fluido de trabalho entre o painel e o depósito situado dentro da residência, para melhor efeito estético, além de reduzir as perdas por condução principalmente acentuadas quando no exterior se fazem sentir temperaturas próximas ou abaixo de zero. Este sistema conta com inúmeros sensores e atuadores de forma a maximizar com segurança a produção de água quente. O fluido de trabalho é, normalmente, uma mistura de água e glicol, que age como anticongelante não tóxico, impedindo assim o congelamento nos tubos de cobre, o que poderia representar a rutura dos mesmos bem como a destruição de todo o coletor [134].

2.4.2.2 Sistema solar térmico de termossifão

Em regiões onde a temperatura mínima não representa perigo de congelação da água, é seguro colocar o depósito acumulador no exterior, onde o sistema passará a funcionar por termossifão. Diferentemente ao sistema de circulação forçada, onde a subida do fluido é realizada graças a um gasto elétrico, nestes sistemas a subida é puramente convectiva, ou seja, o fluido de trabalho, a uma temperatura superior é menos denso, pelo que irá tender a subir ao longo do painel até alcançar o depósito acumulador situado acima do painel. Nestes sistemas, o fluido de trabalho é a própria água, o que dispensa o uso de serpentina, que agia como permutador de calor no caso abordado na subsecção 2.4.2.1. Contudo a existência de uma resistência elétrica

mantém-se, garantindo assim o acesso a água quente em dias em que a radiação solar não apresenta valores suficientes para aquecer a capacidade do depósito [134]. O princípio de funcionamento deste sistema baseia-se na diferença de densidades entre a água fria e água quente, apresentando esta última uma menor densidade pelo que irá permanecer na parte superior do reservatório, ao passo que a água a uma menor temperatura irá permanecer no fundo do depósito. O coletor é colocado por baixo do reservatório, de forma a que a água fria que sai pela parte inferior do depósito entre na parte inferior do coletor solar plano. Esta água ao sofrer aquecimento irá começar a subir pelo coletor até atingir o topo deste, nessa altura irá entrar novamente no depósito acumulador, contudo esta entrada será efetuada pela parte superior do depósito, criando assim um gradiente de temperatura no acumulador de água. O consumo de água quente por parte do utilizador terá que ser efetuado pela parte superior do acumulador onde se encontra a água a uma temperatura superior. Este sistema necessita de uma determinada diferença de altura entre a saída do acumulador (água fria) e a saída do coletor (água quente) para funcionar devidamente. A sua aplicação não é recomendada para sistemas que envolvam uma área de absorção superior a 10 m².

2.4.2.3 Outros sistemas solares térmicos

Os benefícios de um coletor solar plano são claros em dias de elevada intensidade de radiação solar, especialmente no verão, além de uma correta orientação. Estes sistemas tornam-se menos favoráveis em dias frios, nublados ou mesmo em dias ventosos, face a esta significativa desvantagem a engenharia respondeu à altura ao projetar os sistemas térmicos de tubos de vácuo. Estas particulares sistemas, operam segundo um processo físico diferente dos coletores planos abordados ao longo da subsecção 2.4.2. Este novidade assenta no princípio do *heat pipe* ou em português, tubo de calor. Este tubo de calor encontra-se enclausurado num tubo de vidro selado a vácuo, este vácuo reduz as perdas convectivas e de condução, traduzindo-se numa maior temperatura de operação comparativamente aos sistemas tradicionais. Igualmente aos sistemas planos, o sistema de tubo de vácuo, coleta tanto a radiação direta como a radiação indireta, mas possuem uma maior eficiência em ângulos de incidência menores, particularidade muito importante no inverno, quando a altura do sol é menor, conferindo assim uma importante vantagem sob os outros sistemas. O sistema aqui visado, utiliza um material de mudança de fase, que altera entre a fase líquida e a fase gasosa, para assegurar uma transferência de calor de elevado rendimento. Estes coletores de tubo fazem uso da tecnologia *heat pipe*, que constitui uma solução onde este tubo é de cobre, proporcionando uma boa condutibilidade térmica bem como uma elevada resistência à corrosão, o mesmo tubo é selado, a este tubo de calor é lhe acoplado uma estrutura também ela em cobre mas de cor negra, que preenche a totalidade do tubo externo de vidro também ele selado a vácuo, essa estrutura é responsável pela absorção da radiação solar, daí a sua cor ser negra. O tubo possui uma saliência na parte superior, que age como condensador, saliência essa responsável pela troca de calor com o fluido que pretendemos aquecer. O tubo de calor possui uma pequena quantidade de um fluido volátil que é sujeito a constantes mudanças do seu estado físico. A radiação incidente provoca a evaporação do fluido de trabalho. Este vapor, ao ser menos denso, sobe pelo tubo de calor, até ao condensador, aí ao arrefecer, arrefecimento induzido pela troca de calor efetuada com o fluido que carece de energia térmica, situado a uma menor temperatura. O fluido, agora condensado, pela ação da gravidade é forçado a descer até ao fundo do coletor, iniciando-se assim um novo ciclo de evaporação-condensação sucessivo [143]. Devido ao facto de não ser possível obter fenómenos de evaporação e condensação acima da temperatura de mudança de fase, a tecnologia de tubo

de calor oferece proteção contra congelamento e sobreaquecimento, não danificando assim a instalação térmica. Este controlo de temperatura é uma característica única e exclusiva dos coletores solares térmicos de tubos de vácuo. Na tabela 2.6 encontra-se uma comparação relativa aos sistemas de tubos de vácuo com os sistemas térmicos de coletores planos.

Tabela 2.6: Comparação entre a tecnologia tubos de vácuo e os coletores planos [140]

Característica	Tubos de vácuo	Coletores planos
Produção de calor	rápida	lenta
Perdas de calor	desprezíveis	elevadas
Influência do ângulo de incidência	absorção máxima durante todo o dia	máxima absorção ao meio-dia
Operação em climas frios	desempenho satisfatório	efeito limitativo, risco de congelamento
Temperatura máxima de operação	maior do que 95 °C	até 80 °C
Custo efetivo	tecnologia recente a um preço competitivo	tecnologia antiga a um preço superior
Disponibilidade de água quente	elevado número de dias por ano	número mais reduzido de dias por ano

Existem diversas variações deste sistema, as mais conhecidas encontram-se presentes na figura 2.30. Além da vantagem já enumerada, um refletor difuso colocado atrás dos tubos que compõem o coletor a uma distância previamente determinada tendo em conta o diâmetro dos tubos de vácuo, aumenta a energia absorvida em cada tubo, que ao final de um dia atinge um acréscimo na quantidade de energia absorvida de 10%. Podendo ainda este sistema ser utilizado com concentrador, passando a ter outra designação, conforme o concentrador aplicado, conseguindo atingir temperaturas de estagnação superiores a 300 °C.

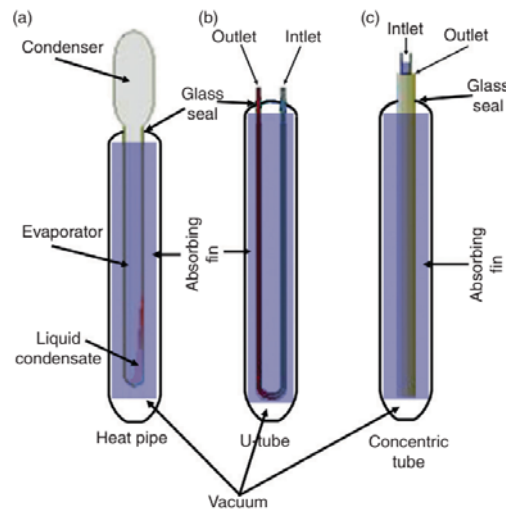


Figura 2.30: Diversas configurações comercialmente disponíveis de tubos de vácuo (adaptado de [144]).

2.4.3 Efeito térmico na produção de energia elétrica

Até agora todas as soluções e respetivas aplicações são consideradas de temperatura baixa, onde a radiação solar não sofre qualquer concentração antes de atingir o painel térmico. Contudo com o uso correto de espelhos é possível alcançar temperaturas elevadas de tal ordem capazes de produzir valor de água, para posterior utilização numa turbina de vapor, produzindo assim energia elétrica. Estes sistemas de elevada entalpia, produzem força mecânica para bombear água, ou para agir como gerador elétrico, produzindo assim energia elétrica. Se um dado espelho refletir na perfeição toda a radiação nele incidente, e se esse feixe for direcionado a

um alvo, se adicionarmos mais cinquenta e nove espelhos nas mesmas condições, esse sistema obterá um fator de concentração igual a sessenta. Atualmente existem, com uma excelente implementação e viabilidade, quatro tecnologias que lideram este mercado do aproveitamento solar com fins térmicos. Estas quatro tecnologias pertencem a dois grupos distintos, que diferem no formato da área focal, ao passo que um foca toda a radiação numa linha o outro foca toda a energia num único ponto [72].

O primeiro grupo, possui refletores que concentram a radiação num recetor linear, sendo que as dois projetos que dominam nesta área são as calhas parabólicas e lentes lineares de Fresnel. Este último processo é muito semelhante ao primeiro, apenas possui refletores independentes, o que lhe confere uma maior potência transmitida ao fluido. Ao passo que as calhas parabólicas, são dispostas na horizontal devidamente espaçadas entre si verticalmente, de forma a minimizar e controlar o sobreamento, bem como permitir o acesso para ações de manutenção. Estas grandes instalações são dispostas de forma a maximizar a exposição solar ao longo de todo o ano, de forma a garantir um fornecimento constante em todas as estações do ano. Cada calha é equipada com um sistema eletromecânico que permite que cada calha execute o seguimento ao longo de todo o dia, seguindo assim o Sol desde este a oeste. São centrais térmicas cujo fator de concentração atinge valores entre os 50 a 80. As instalações que fazem uso de lentes de Fresnel, por norma lineares, são dispostas na forma horizontal face ao chão. Estes refletores individuais, são dispostos de forma a que cada refletor tenha uma distância focal diferente face ao recetor. O espaçamento entre os refletores está reduzido ao mínimo de forma a minimizar as discontinuidades, bem como o ângulo de rotação dos refletores está otimizado para permitir acessos aos mesmos para ações de manutenção, sem comprometer o seu suporte físico ou seguimento correto. Uma dada fileira de refletores poderá ser colocada de forma a concentrar a sua energia em mais do que um recetor, contudo deve ser salvaguardado espaço para possíveis visitas de manutenção. Este tipo de solução alcança fatores de concentração na ordem dos 30 a 70. O alinhamento destes sistemas é igual ao das calhas parabólicas, onde a disposição física é norte a sul, com sistema de rotação entre este e oeste [71].

O segundo grupo, onde toda a intensidade da radiação solar é concentrada num único ponto, as tecnologias que dominam este grupo são os pratos parabólicos e os sistemas de receção central, também conhecidos como torres solares. Estas torres solares possuem centenas de heliostatos independentes, o que lhes permite uma maior área de reflexão contínua, contribuindo assim para um retorno financeiro muito favorável. Os refletores parabólicos possuem uma área normalmente descontínua, composta por pequenos elementos refletivos, que concentram toda a energia num pequeno recetor situado acima desta superfície espelhada. O recetor é fixo à estrutura de suporte do refletor, desta forma ambos executam simultaneamente o seguimento solar. O tamanho do recetor deve ser tido em consideração de forma a otimizá-lo ao máximo, para que a sua sombra no elemento refletivo seja a menor possível. A maioria destes sistemas faz-se equipar com um motor de *Stirling* colocado no recetor. Estes sistemas necessitam de uma grande área de forma a dispersar as estruturas concentradoras, que devido ao seu grande porte provocam sombras a distâncias grandes. Comercialmente, existem soluções com um rácio de concentração superior a 2 000. Já o outro projeto, as denominadas torres solares, necessitam de uma grande campo de heliostatos que rodeiam a torre. Esta necessita de um correto dimensionamento de forma a minimizar o sobreamento provocado no campo de refletores. Este enorme campo necessita também de um bom projeto de dimensionamento de forma a otimizar o tamanho de cada heliostato, determinação do espaço entre eles, de forma a conseguir uma

descontinuidade de área mínima, bem como o espaço deve ser suficiente para evitar colisões entre eles durante o seu processo de rotação. Existem projetos já construídos onde o valor de concentração se situa entre 500 a 800 vezes a radiação incidente [71]. Podemos observar na imagem 2.31 centrais que visam o aproveitamento térmico segundo a tecnologia de calha parabólica e com recurso a uma torre solar, respectivamente.



Figura 2.31: Centrais térmicas com recursos à tecnologia de concentração da radiação solar. Central de calha parabólica e torre solar respetivamente (adaptado de [69]).

2.5 Nota conclusiva

Ao longo deste capítulo de carácter mais teórico, foram abordadas as três tecnologias que irão estar presentes no módulo proposto para esta dissertação. Inicialmente, enumerou-se a radiação solar incidente e a sua ligação com o efeito fotovoltaico, efeito responsável pela produção de energia eléctrica nos painéis fotovoltaicos. Seguidamente, abordou-se o que é realmente o efeito fotovoltaico, bem como os tipos de células comercialmente existentes e outras ainda em testes laboratoriais. Como não podia deixar de ser, referiu-se e explicou-se como são conduzidos os ensaios laboratoriais que testam e validam os valores técnicos que constam nas especificações dos painéis fotovoltaicos, bem como se descreveu a possibilidade da utilização de refletores ou concentradores de forma a extrair uma maior energia eléctrica para uma mesma área de elementos fotovoltaicos. Já para a energia termoelétrica, energia menos presente no quotidiano, explicitou-se os vários efeitos termoelétricos que nos rodeiam, bem como as propriedades dos módulos termoelétricos que podemos adquirir comercialmente. Referiu-se ainda o efeito da dopagem dos materiais termoelétricos no valor de figura de mérito dos módulos, de forma a aumentar o valor de eficiência dos mesmos, a par e passo foi realizada uma revisão bibliográfica que salienta a ascensão desta tecnologia para equipar pequenos aparelhos de medição, registo e transmissão de dados em locais remotos, de forma eficaz e sem custos. Este campo continua a ser fortemente investigado, prova disso são as diferentes e novas ligas termoelétricas recentemente descobertas, que visam obter um maior valor de potência entregue os estes módulos, ou conjunto de módulos. Esta ligação de diversos módulos, foi também referida, onde foi apresentado um importante estudo incidente sobre as ligações em série, em paralelo ou mistas e a sua influência no valor de potência entregue bem como o valor do rendimento obtido. Por fim, foi apresentada a energia solar térmica, energia esta perfeitamente estudada e bem implementada no nosso país devido ao clima propício para o aproveitamento térmico. Os típicos coletores solares térmicos foram apresentados, bem como foi visado o sistema solar térmico de

tubos de vácuo, sistema este que já conta com alguma quota no mercado nacional, devido à sua enorme eficiência face aos coletores planos mais usuais. Por fim, destaca-se ainda a produção de energia elétrica por via térmica, produção esta que ocupa uma quota bastante significativa no mercado energético internacional. Sendo a maioria desta energia obtida pelas tecnologias que utilizam concentradores solares, de forma a que a radiação captada numa grande área seja concentrada num único ponto ou numa reduzida área para que a água seja vaporizada e este vapor mova a turbina que irá induzir o movimento do gerador, criando assim energia elétrica. Este processo de converter a radiação concentrada solar em trabalho mecânico foi primeiramente conseguido no século XIX, através de um concentrador parabólico. Desta forma, redigiu-se um capítulo onde se elaborou a par e passo a revisão bibliográfica, conforme se iam introduzindo os diversos conceitos teóricos. Especialmente, esta revisão bibliográfica, foi particularmente intensa nas secções onde se descrevem as tecnologias visada, tecnologia fotovoltaica, termoelétrica e térmica, bem como as hibridizações entre elas, situações a serem fortemente estudadas e investigadas de forma a contribuir para um menor desperdício da fonte de energia solar.

Capítulo 3

Instalação experimental e metodologia de ensaio

3.1 Introdução

Neste capítulo, serão descritos todos os processos individuais responsáveis pela construção do módulo solar pretendido. Esta construção só foi possível após um importante desenvolvimento de ideias, onde foram tomadas diversas decisões que marcaram o rumo de todo o módulo, desde as próprias dimensões até aos materiais utilizados na sua construção. No decorrer do capítulo que agora se inicia, são apresentados e descritos os três componentes-chave do módulo solar, enumerando assim o painel fotovoltaico, o conjunto termoelétrico e o permutador de calor. Realça-se as ideias fundamentais de tal projeto em conseguir produzir energia elétrica a partir do painel fotovoltaico, mas também do conjunto termoelétrico, como em conseguir produzir energia térmica, sendo esta transferida para a água em constante circulação no permutador de calor sob a forma de calor, traduzindo-se assim num aumento de temperatura da água ao longo do permutador de calor.

Por fim, o capítulo irá se debruçar sob os equipamentos utilizados de forma a testar e avaliar o comportamento do módulo solar construído. Este capítulo ainda descreve o importante processo da colocação dos termopares, a fim de se conhecerem as diversas temperaturas ao longo de todo o módulo solar, bem como irão permitir calcular a potência térmica do módulo. Finalmente, ainda aborda uma breve descrição dos ensaios práticos, apresentando as diversas grandezas visadas em todos os ensaios experimentais.

3.2 Painel fotovoltaico

A escolha do módulo, inicialmente, incidiu nas dimensões comercialmente disponíveis, que poderiam equipar o nosso módulo solar. As dimensões mais comuns encontradas foram as de 165 × 165 mm, 80 × 80 mm, 160 × 120 mm ou 60 × 120 mm. Com estas dimensões ainda era possível escolher entre células mono ou policristalinas, bem como existia ainda a escolha da tensão de saída onde predominavam os 5V, 6V, 8V e 12V. Reuniu-se toda esta informação, a fim de facilitar uma correta escolha, onde as dimensões físicas do mesmo era o factor mais importante, contudo a origem do módulo foi outro campo a ter em consideração, uma vez que dependentemente da origem se encontrava associado um tempo de entrega variado. Na altura de se proceder à compra do painel fotovoltaico, a única loja portuguesa com um envio rápido (48 a 72h) ficou sem stock do módulo pretendido. Posto isto, a compra realizou-se na segunda loja preferencial, onde o prazo de entrega variava das 4 a 6 semanas, uma vez que a origem do envio era a China. Contudo, antes de se proceder à compra, decidiu-se adquirir um painel de maiores dimensões, uma vez que o projeto poderá ser ampliado para uma escala real, de maiores dimensões, com esta lógica presente, o painel teria que satisfazer tanto a magnitude em termos dimensionais bem como estas dimensões teriam que ser concordantes com área do conjunto termoelétrico. Adquiriu-se então um painel fotovoltaico rígido com uma tensão elétrica de 6 V, a corrente de curto circuito de 720 mA, com uma potência de pico de 4,5W, de

Tabela 3.1: Características do painel fotovoltaico adquirido

Descrição	Especificação
Fabricante	STAR SOLAR
Fornecedor	Claite Professional Store
Modelo	CNC165×165-6
Dimensões	165×165 [mm]
Tipo de células	Monocristalinas
Peso	103 [g]
Tensão de circuito aberto	7,2 [V]
Corrente de curto-circuito	0,850 [A]
Tensão nominal de trabalho	6,0 [V]
Corrente nominal de trabalho	0,750 [A]
Potência nominal	4,5 [W]

dimensões 165 × 165 mm, sendo este painel de silício monocristalino, pesando 103 grama. Na página do vendedor, não havia qualquer referência ao valor do rendimento do mesmo, contudo atendendo ao tipo de célula que o equipa, é expectável obter um valor próximo dos 12 a 15% de rendimento. Este painel, é composto por 5 linhas fotovoltaicas devidamente intercaladas por 3 linhas de descontinuidade fotovoltaica, ou seja, locais onde não se verifica o efeito fotovoltaico servindo apenas para ligações internas do próprio painel, particularidade essa que é visível na figura 3.1. Todas as características técnicas do painel adquirido encontram-se na tabela 3.1.



Figura 3.1: Painel fotovoltaico adquirido. Pormenor das três linhas de descontinuidade fotovoltaica.

As ligações elétricas deste painel encontram-se na parte posterior, sendo que nenhuma destas ligações já vinha feita de fábrica, tendo-se procedido à solda dos dois condutores (vermelho para o polo positivo e azul para o polo negativo). Os dois condutores soldados têm características semelhantes, diferindo apenas na cor do revestimento plástico que reveste os condutores multifilares de cobre de 1,5 mm², sendo mais que suficiente para esta aplicação.

3.3 Células termoeletricas

Muito antes de se efetuar a compra dos módulos termoeletricos, existiu uma vasta pesquisa acerca dos módulos ou células termoeletricas comercialmente disponíveis, bem como do seu custo de aquisição. Contudo, a característica mais importante seria mesmo as dimensões de cada célula, uma vez que seria necessário constituir um módulo, composto pela associação de várias células termoeletricas. Módulo cujas dimensões teriam que ser o mais próximo possível das dimensões do painel fotovoltaico. Diante desta pesquisa, obteve-se uma variedade imensa de produtos, que diferiam entre si na gama de temperaturas suportadas, aparência física, constituição das placas cerâmicas, mas principalmente existia uma notória discrepância nos valores de rendimento esperado e no valor comercial dos mesmos. Nesta pesquisa, que durou bastante tempo, apercebi-me que esta elevada diferença de preço relacionava-se com o tipo de módulo, existindo duas designações, os módulos TEG, do inglês *Thermoelectric Generator*, e os módulos TEC, abreviatura de *Thermoelectric Cooler*, tendo estes um preço bastante inferior aos primeiros enumerados. O passo seguinte foi clarificar quais eram as diferenças práticas entre os dois tipos de módulos anteriormente referidos. Tendo-se concluindo que os módulos designados por TEC eram módulos indicados para aplicações de refrigeração, onde se pressupõe o consumo elétrico para gerar uma dada diferença de temperatura entre as faces do módulo termoeletrico. Contrariamente aos geradores, TEG, que produzem uma potência elétrica consoante as temperaturas aplicadas em cada uma das duas faces do módulo, sendo particularmente importante a diferença de temperatura a que o módulo é sujeito.

Determinou-se e graças ao artigo elaborado por Maneewan e Chindaruksa [124], que para aplicações de baixa temperatura, tipicamente inferiores a 120 °C na face quente do módulo, os módulos TEC são mais eficazes na produção de energia elétrica do que os módulos concebidos para tal efeito, além dos módulos de refrigeração possuem um preço de compra bastante inferior aos módulos TEG. Já com a escolha do tipo de módulos orientada, procedeu-se a uma nova ida aos mercados, agora já com critérios bem mais definidos para a compra de um conjunto de células termoeletricas, capazes de produzirem energia elétrica de forma eficaz, a partir de uma diferença de temperaturas. Nesta nova pesquisa, foram pré selecionados cerca de 10 módulos designados por módulos TEC. Este reduzido conjunto apresentava diferenças internas nos valores intrínsecos de cada módulo, sendo as características mais importantes o valor de Q_{max} , que representa a taxa de calor máximo que o módulo consegue gerar, o valor de corrente máxima admissível (I_{max}) e o valor de tensão máxima imposta (V_{max}). Contudo esta pré-seleção englobava mais parâmetros, tais como o valor de resistência elétrica interna, o número de elementos termoeletricos que constituem cada módulo, a altura e peso do módulo, entre outras. Face ao artigo atrás referido bem como às características específicas de operação deste projeto, decidiu-se adquirir os módulos TEC1-12708 que se encontram representados na figura 3.2, cujas especificações se encontram presentes na tabela 3.2.

Refere-se que esta decisão assentou na questão de encontrar um módulo TEC para ser utilizado numa aplicação TEG, para tal o módulo TEC teria que possuir valores de Q_{max} e de I_{max} o mais elevados possível simultaneamente o valor de V_{max} teria que ser o menor possível. Perante estas condições, selecionou-se então o módulo TEC1-12708, que conta com umas dimensões quadradas cujo lado mede 40 mm, dimensões estas que servem na perfeição para construir o módulo termoeletrico final com dimensões de 160 × 160 mm, totalizando então um total de 16 módulos a adquirir, ficando sem cobertura termoeletrica apenas meio centímetro da superfície traseira do painel fotovoltaico, tanto na horizontal como na vertical. Imediatamente a seguir, procedeu-se a um pequeno teste de forma a determinar qual seria a face quente e a face fria

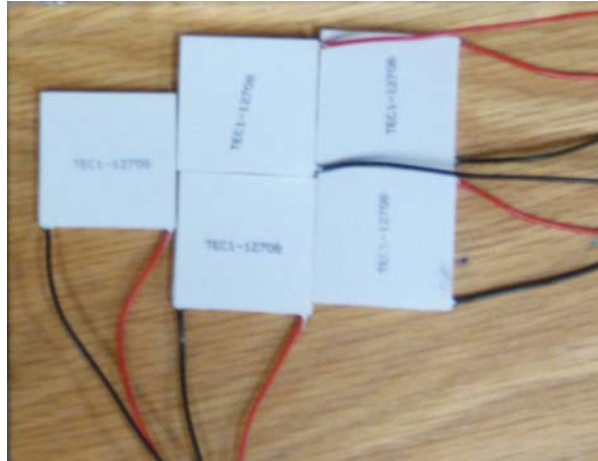


Figura 3.2: Módulos termoeletricos adquiridos, onde consta o modelo devidamente assinalado na face fria dos mesmos.

dos módulos, para que o valor da tensão se apresentasse positivo. Com o auxílio de uma pilha AA de 1,5 V, ligaram-se os bornes desta à célula de teste tendo sido registado o aumento de temperatura na face sem qualquer inscrição, ao passo que a face que continha o modelo do módulo apresentou um decréscimo da temperatura, ficando assim devidamente conhecidas as características das faces de todas as células. Face a este pequeno espaçamento, existente tanto no sentido horizontal quer no sentido vertical, já referido anteriormente, decidiu-se aplicar pequenos cortes de um isolante térmico, tipicamente português, falo da cortiça. Aplicaram-se pequenos recortes de cortiça com dimensões de 40 mm de comprimento (dimensão exata da lateral do módulo termoeletrico) e de 2 mm de espessura entre os módulos, conforme a disposição dos mesmos, para uma melhor compreensão este procedimento está ilustrado na figura 3.3. Desta forma, reduziu-se a transferência de calor convectiva entre a face quente do módulo e a face fria do mesmo. Estas correntes convectivas formam-se nas extremidades de cada módulo, impedindo que o módulo apresente o valor de rendimento esperado. Aplicando o isolante térmico, sem dúvida que estas correntes foram reduzidas ou até mesmo eliminadas, uma vez que o módulo não será sujeito a altas diferenças de temperatura. Não foi possível aplicar o isolante térmico de forma a cobrir os quatro lados de cada módulo, uma vez que era necessário espaço para que os condutores elétricos dos módulos termoeletricos saíssem do interior do conjunto,

Tabela 3.2: Características do módulo termoeletrico TEC1-12708

Descrição	Especificação
Fabricante	TMOEC
Fornecedor	DIYMORE
Modelo	TEC1-12708
Dimensões (c×l×h)	40×40×3,5
Material externo	Al ₂ O ₃
Pares termoeletricos	127
Tensão máxima de trabalho	15,4 [V]
Corrente máxima de trabalho	8,5 [A]
Q_{Cmax}	74 [W]
ΔT_{max}	67 [°C]
Temperatura máxima de trabalho	138 [°C]
Resistência elétrica interna	1,3 a 1,7 [Ω]
Comprimento aproximado dos condutores	250 [mm]

tendo sido salvaguardado o espaço para que tal aconteça. É possível observar a totalidade do

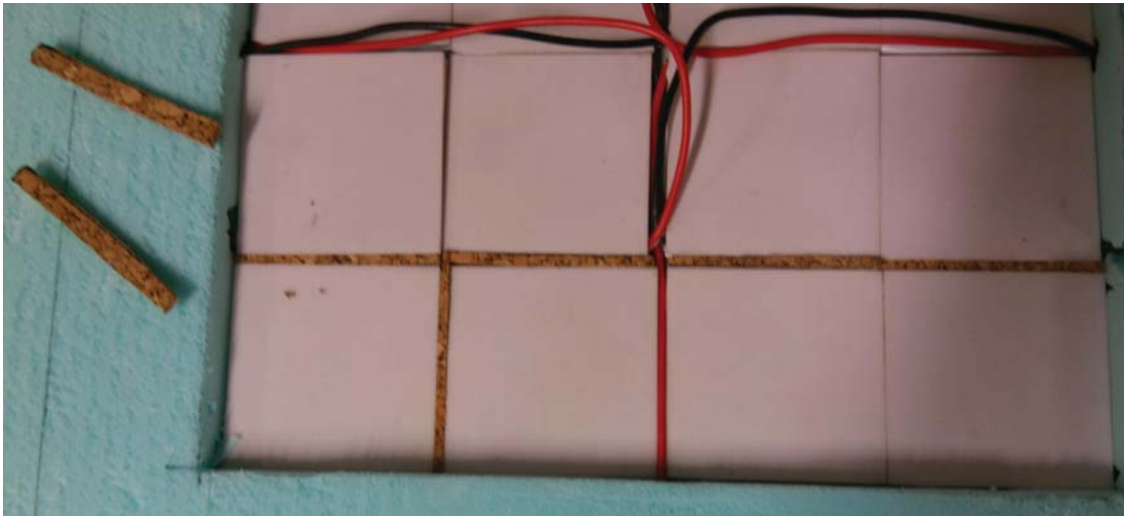


Figura 3.3: Pormenor da inclusão dos pedaços de cortiça entre os módulos para minimizar as correntes convecticas.

conjunto termoeletrico na figura 3.4, onde além da cortiça totalmente aplicada, os fios ligados de todo o conjunto já se encontram devidamente fixos e moldados nos seus caminhos até às respectivas caixas de ligação. O conjunto termoeletrico, possui quatro módulos TEC1-12708 internos, o que totaliza um total de 8 condutores elétricos que necessitam de sair do centro do módulo para as caixas de ligação situadas fora da área termoeletrica. O módulo total, constituído por dezasseis pequenas células termoeletricas, foi dividido em quatro sectores iguais, que contêm o mesmo número de células (4). A cada sector corresponde uma dada caixa de ligação, caixa onde os 4 módulos que compõem o sector se encontram ligados em série entre si. Além destas quatro pequenas caixas situadas nos vértices do módulo solar proposto, existe uma caixa de ligação de maiores dimensões, onde chegam dois condutores de cada sector termoeletrico bem como chegam os dois condutores referentes ao painel fotovoltaico, desta caixa de ligação saem apenas quatro condutores elétricos, dois referentes à produção fotovoltaica e outros dois referentes à produção via termoeletrica. E nesta caixa elétrica de maior dimensão que se realizaram as restantes ligações inter-sectoriais. Tomando os dois tipos de ligação em paralelo, numa primeira fase, passando a serem todas as série numa segunda fase dos experimentos.

3.4 Permutador de calor

O permutador de calor utilizado neste trabalho, inteiramente construído na liga de alumínio 6082 T451, que oferece uma elevada condutividade térmica (145-165 W/m.K), parâmetro quase exclusivamente tido em conta para a seleção do alumínio, uma vez que as demais ligas apresentam valores de condutividade térmica inferiores, tal como é verificável na tabela 3.3. Para a construção deste permutador de calor são necessárias duas placas de alumínio que foram adquiridas à empresa portuguesa StatusAlumínio Lda, com sede na Trofa, empresa reconhecida pelos alumínio e plásticos técnicos, bem como no serviço de corte por jato de água, que forneceu estas duas placas metálicas com dimensões de $170 \times 170 \times 10$ [mm], tendo sido previamente combinado com o FABLAB-UBI o trabalho de uma nova retificação e maquinação das mesmas. Entre a compra e a entrega das mesmas placas, procedeu-se às finalizações do desenho no SolidWorks, para a posterior maquinação das placas, que quando unidas e devidamente apertadas,

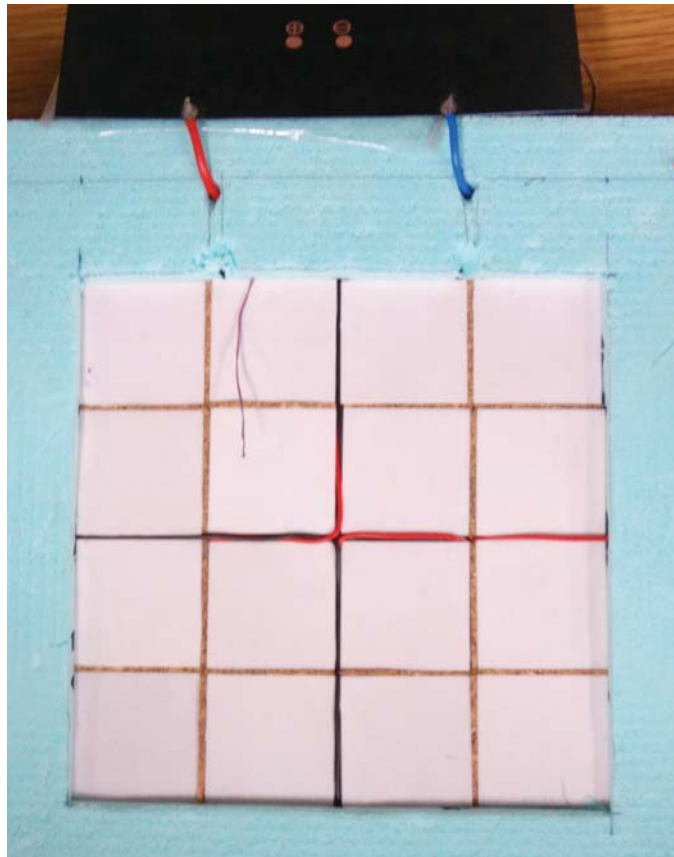


Figura 3.4: Conjunto termoeletrico finalizado.

formaram o permutador de calor. Este importante dispositivo térmico, com canais quadrados com uma área de 1cm^2 , no seu interior estes canais terão um comprimento total de cerca de 128,5 cm, ou seja mais de um metro de canais internos por onde circulará o fluido de trabalho, a fim de extrair o calor das células e transferi-lo eficazmente para o fluido circulante. A nível de volume interno, este pequeno permutador, alberga cerca de 0,1285 litros. Na entrada e saída

Tabela 3.3: Tabela comparativa entre vários tipos de alumínio disponíveis.

Propriedade	Liga 5083 H1111	Liga 2017 T451	Liga 6082 T451	Liga 7075 T651
Carga de ruptura [MPa]	293	430	275	525
Limete elástico [MPa]	153	285	240	565
Dureza Brinell HB	68-75	105-110	100	130-150
Densidade [g/cm^3]	2,70	2,78	2,78	2,83
Módulo de elasticidade [MPa]	71 000	72 000	69 000	72 000
Condutividade elétrica [$\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$]	16-18	49-53	40-45	56-66
Condutividade térmica [$\text{W}/\text{m.K}$]	110-130	125-140	145-165	130

do permutador, foram maquinadas manualmente roscas M12 de forma a conseguir enroscar na perfeição os prolongamentos circulares de aço inox, que serviram para ligar os tubos circulares de heliflex de 12mm de diâmetro ao permutador. Este pormenor foi devidamente pensado e refletido uma vez que durante o processo de maquinação esta parte não foi maquinada com as mesmas dimensões, como se pode observar na figura 3.5, deixando apenas um pequeno canal de marcação de forma a facilitar o posterior trabalho de furar e fazer as roscas internas. Na imagem 3.6, podemos observar o resultado final do processo de maquinação levado a cabo nas placas de alumínio, sendo visível os detalhes dos furos e das roscas incorporados nas placas de

forma a garantir o aperto entre ambas. Posteriormente à maquinação e retificação total da peça, procedeu-se à estanquicidade interna, ou seja, impedir que o fluido salte entre canais, obrigando-o assim a seguir todo o percurso interno de forma a retirar todo o partido do efeito do permutador, eliminando assim qualquer salto do fluido entre canais paralelos.

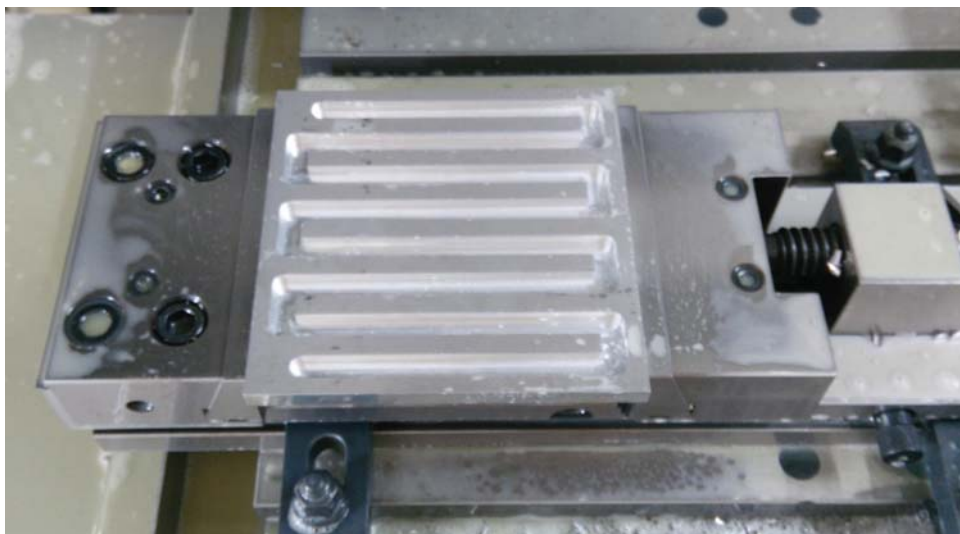


Figura 3.5: Pormenor onde se deixou por maquinar o local onde posteriormente realizadas as roscas métricas M12.

Esta estanquicidade foi efetuada primeiramente em silicone branco da marca PATEX, que quando foi previamente ensaiado se revelou ineficaz, permitindo a saída de água para o exterior do permutador, podendo esta fuga se dever à elevada pressão imposta na entrada do circuito, ou à falta de aperto dos 4 parafusos M3 que garantiam esse aperto, estando situados nos vértices do respetivo permutador, como é observável na figura 3.6. Tanto estes quatro furos como as respetivas roscas M3 foram feitos no centro de maquinação vertical CNC do FABLAB, no processo de maquinação dos canais que compõem o circuito interno do permutador, toda esta rigorosa operação encontra-se fotografada na figura 3.7.



Figura 3.6: Placas do permutador de calor depois do processo de maquinação realizado.

Face à não correta vedação do permutador, procedeu-se à abertura do mesmo, limpeza de todos os resíduos de silicone branco aplicado anteriormente. Concluída tal operação realizou-se a abertura de forma manual de mais quatro roscas M3, perfazendo um total de oito pontos



Figura 3.7: Processo de maquinação das placas de alumínio na máquina CNC do FABLAB-UBI.

de aperto do permutador.

Estes novos quatro furos foram realizados a meia distância nos lados do permutador, de forma a garantir um aperto mais forte entre as duas placas de alumínio que compõem o nosso permutador. Executaram-se primeiramente os furos numa das placas, ao passo que na outra placas foram realizadas as roscas M3, de forma a garantir o aperto desejado. Tendo-se aplicado posteriormente silicone cola e veda branco da marca PecFix, mais indicado para aplicações que envolvem fluidos e a sua vedação. Aplicou-se uma fina camada deste vedante uniformemente nos contornos responsáveis pela união entre as duas placas, tendo todo o cuidado em que o mesmo não obstrui-se qualquer canal retangular. Depois da junta interna realizada, aplicou-se um reforço de forma a contornar toda a placa, garantindo assim um reforço para que não ocorrem-se fugas para o exterior do permutador durante a sua utilização no módulo solar, esta fina camada de cola e veda de cor branco aplicada numa das placas é visível na imagem 3.8, onde também já são visíveis as roscas M12 abertas no permutador. Ainda na mesma imagem é possível observar a precisão entre as roscas M12 e a dimensão dos próprios canais internos. Quando esta etapa se encontrou concluída, procedeu-se ao respetivo aperto dos oito parafusos M3, de forma a esmagar a fina camada de vedante aplicado.

Já com o aperto finalizado, todo o conjunto ficou a repousar durante dois dias para garantir um correto processo de secagem do vedante aplicado. Enquanto este processo decorria, foi altura de pegar nos dois prolongamentos circulares que irão ser responsáveis pela ligação entre o tubo e a entrada/saída do permutador. Com o auxílio de uma broca de 1 mm² e do engenho de furar, abriram-se um pequeno orifício em cada prolongamento para a colocação de um termopar que irá medir as temperaturas de entrada e de saída da água circulante no permutador.

Estes prolongamentos foram enroscados no permutador já fechado, para garantir um correto aperto entre eles foi aplicado nas roscas dos prolongamentos fita de politetrafluoretileno (PTFE), usualmente chamada de fita de teflon, material utilizado para vedar as roscas. Já nos furos realizados, com 1 mm de diâmetro, menor dimensão possível, colocaram-se os termopares do tipo T a meia altura nos dois prolongamentos, de forma a medir a temperatura a meio de cada tubo circular. Foi colocado cuidadosamente silicone cola e veda em redor do termopar de forma a vedar o furo, para que não ocorressem gotejamentos a partir dos furos, uma vez que os furos eram ligeiramente maiores do que as cabeças dos termopares, preenchendo assim todo o espaço sobrance.



Figura 3.8: Detalha da camada de vedante aplicado sobre uma das placas do permutador de calor.

3.5 Módulo solar proposto

Já com os três elementos principais que constituem este módulo solar devidamente detalhados, importa agora saber junta-los para de forma a obter o módulo híbrido desejado. Contudo, antes da unificação de todos os elementos básicos que o constituem, foi importante projetar, desenhar e cortar o isolante térmico que terá a dupla função de não só isolar e combater as trocas de calor bem como terá a função de suporte de todo o conjunto solar. Definiu-se, mediante as medidas já conhecidas, nomeadamente dimensões do painel fotovoltaico e das caixas de ligações elétricas, que as dimensões externas do nosso módulo solar híbrido seriam de $365 \times 265 \times 62$ [mm], respetivamente comprimento, largura e altura. Recorde-se que as dimensões do painel fotovoltaico e do conjunto termoelétrico situado abaixo eram apenas de 165×165 , este módulo isolador irá conter as cinco caixas de ligações onde serão realizadas as respetivas ligações elétricas ou simplesmente por onde irão passar todos os condutores que compõem este módulo.

A principal característica deste modulo é assegurar uma boa isolação térmica para que todo o calor incidente passe do painel fotovoltaico, para as células termoelétrica e por fim o permutador de calor, onde ocorrerá a remoção do calor, só desta forma o módulo proposto irá conduzir a bons e válidos resultados práticos. Toda a superfície superior do módulo, bem como todas as áreas laterais, foram revestidas de fita de alumínio, de forma a refletir grande parte da radiação incidente, desta forma podemos garantir que apenas a radiação incidente sob o módulo fotovoltaico será responsável pela produção de energia termoelétrica e energia térmica. Na figura 3.9, encontra-se uma das placas de isolamento utilizadas neste projeto, onde já estão desenhados todos os recortes dos vários componentes, salienta-se a região central, onde irá encaixar o painel fotovoltaico, o conjunto termoelétrico e o permutador de calor, já nas laterais as marcações visíveis referem-se às caixas auxiliares de ligações. Posteriormente dispuseram-se

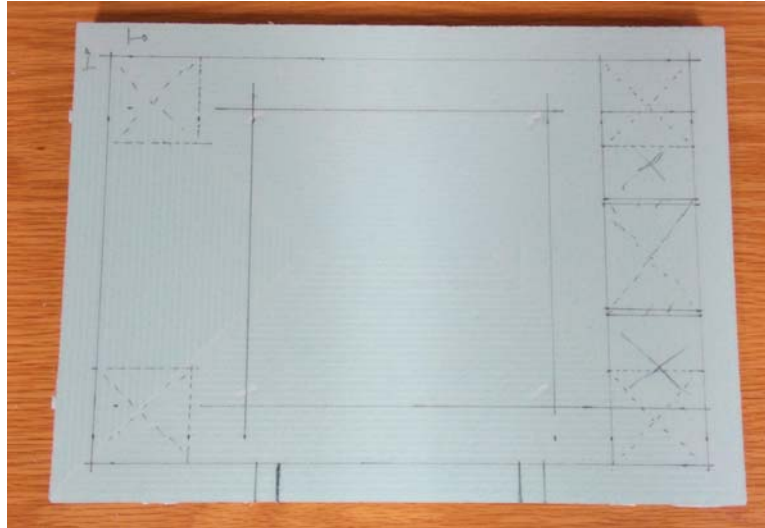


Figura 3.9: Placa de isolamento com os futuros recortes devidamente assinalados.

os módulos sob o permutador de calor, teste documentado na imagem 3.10 de forma a verificar se o plano elaborado em papel era válido em termos práticos. Plano esse referente às possíveis orientações das várias células termoeletricas, de forma a facilitar as ligações das mesmas, dando preferência ter sempre os dois condutores de cada célula voltados para o exterior do módulo, restando apenas quatro módulos onde tal preferência se revelou impossível, visto serem os quatro módulos centrais do conjunto termoeletrico. Tendo ficado o conjunto disposto como se

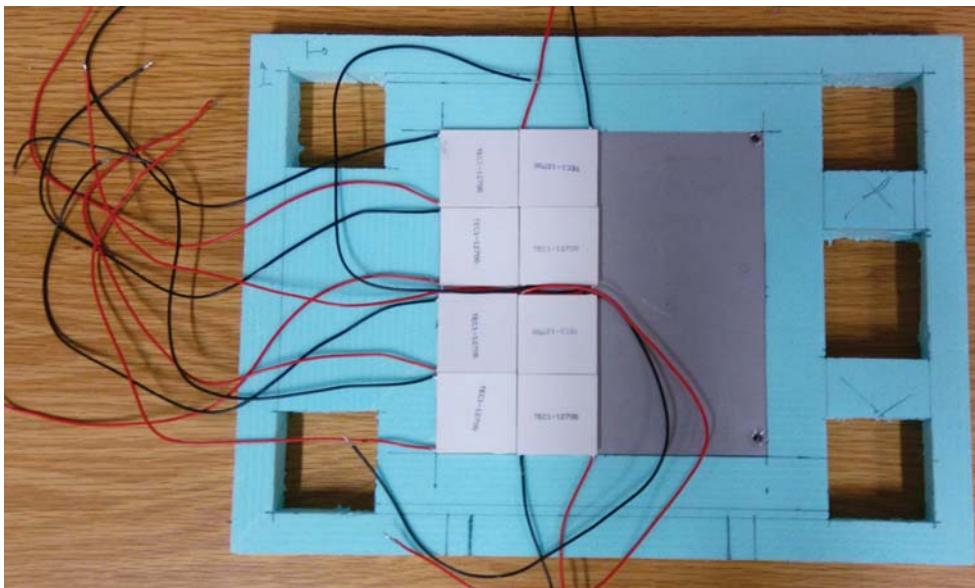


Figura 3.10: Experimento de verificação do plano de disposição das várias células termoeletricas.

ilustra na figura 3.11, sucessivamente a esta confirmação, traçaram-se os caminhos mais curtos entre os 4 sectores termoeletricos e respetiva caixa de ligação, para a caixa geral de ligação. Este plano foi meticulosamente traçado de forma a que os dois condutores que cada módulo TEC1-12708 já trazia devidamente conectados, tenham comprimento suficiente para proceder a todas as ligações em série, ligações estas concretizadas nas caixas individuais de cada um sector.

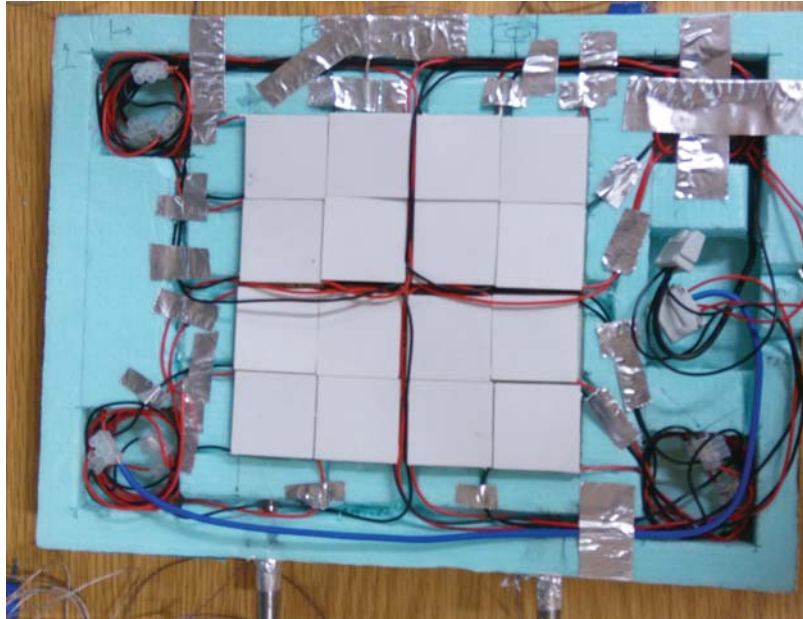


Figura 3.11: Disposição final das células termoeletricas.

Em relação à função de suporte, todo o módulo foi pensado e projetado para que o isolamento térmico, fosse estrategicamente disposto para que servi-se também como suporte a todo o módulo solar. Este isolamento térmico é constituído por poliestireno extrudido, que possui um valor de condutibilidade térmica de $0,036 \text{ W/m.K}$, conferindo assim uma excelente propriedade de isolação térmica. Este suporte é constituído por um total de três placas de isolamento, que diferem apenas na altura entre si, já que o valor de comprimento e largura é constante e fixo nos 365 e 265 milímetros, respetivamente. Duas dessas placas sofreram um processo de desbaste mecânico, para que a sua altura fosse diminuída dos 3 cm para 2 cm numa placa e na placa do topo a altura fosse reduzida dos 3 cm para os 1,2 cm, de forma a acoplar na perfeição os diversos componentes do módulo solar. A placa do fundo não sofreu qualquer desgaste para alojar qualquer passagem de fios elétricos, ficou desta forma imaculada para garantir um bom isolamento, de forma a que o calor que alcança-se o permutador de calor não fosse transferido para o exterior. Devido ao facto das duas placas superiores terem sofridos um processo de desgaste, este levou a um aumento do fator de atrito entre as placas, o que foi um enorme benefício, na medida que conduziu a uma maior segurança entre as três placas, não permitindo o escorregamento entre elas. Além desta segurança acrescida, todo o módulo foi revestido por fita de alumínio, que além de refletir a radiação incidente de forma indireta, como já foi referido, serviu para assegurar também uma colagem externa entre as placas de poliestireno extrudido. Um pormenor interessante é que depois dos recortes estarem concluídos, as parte recortadas foram guardadas para que posteriormente, servissem como tampas nas cinco caixas de ligação, de forma a fortalecer estruturalmente o módulo, impossibilitando que a fita fosse danificada por uma qualquer pressão que fosse exercida na parte superior, bem como servirá para isolar termicamente as ligações realizadas nessas mesmas caixas, esperando que as torne mais frescas. Seguidamente, procedeu-se ainda à colocação de duas folhas de acetato de cor preta, ver figura 3.12, de forma a nivelar e impedir que as tampas fossem metidas a dentro por qualquer impacto, servindo assim como uniformizador de pressão em toda a superfície.

Seguidamente foram colocadas seis peças, previamente preparadas, de forma a que as três

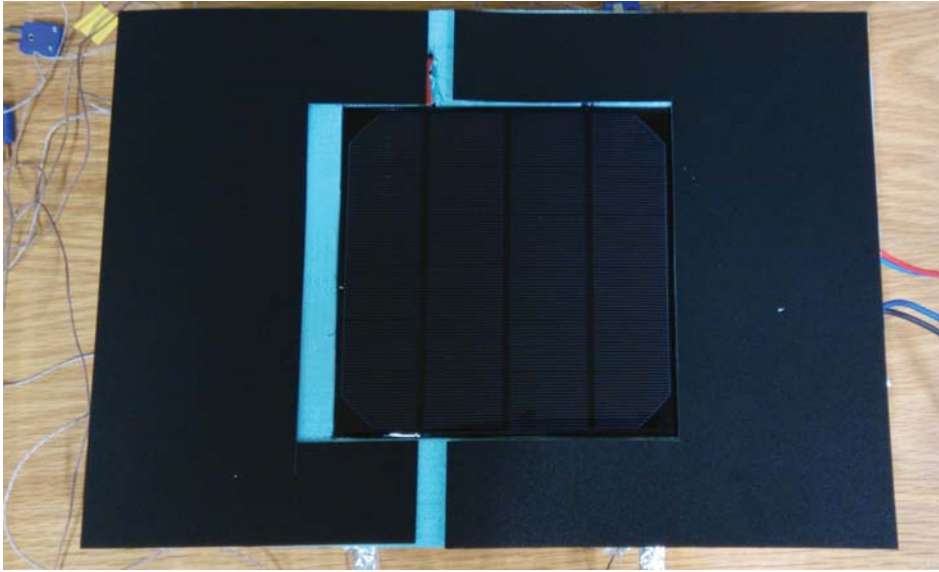


Figura 3.12: Detalhe da colocação das folhas de acetato preto sob o módulo solar.

abraçadeiras de plástico quando devidamente apertadas em torno de todo o módulo solar, forçassem essas peças sob o painel fotovoltaico de forma a conseguir obter uma força de pressão que permitiria a compactação e a união correta dos vários elementos constituintes do módulos, especialmente das duas folhas de tapete de interface térmica da Saint-Gobain. Na figura 3.13, as alturas descritas já se encontram devidamente apertadas de forma a cumprir a sua aplicação. Este material de interface térmica (TIM), necessita de uma certa pressão para que ocorra o seu esmagamento de forma a aumentar a superfície de contacto, eliminando assim locais microscópicos onde não ocorre o contacto efetivo entre os constituintes, o que conduz a um decréscimo do valor da condutividade térmica.

Este material, que já se encontrava no laboratório de termodinâmica, visto já ter sido utilizado algumas vezes para aplicações semelhantes, foi novamente escolhido, tendo se recortado dois quadrado de lado igual a 165 mm, para posteriormente serem colocado entre o painel fotovoltaico e a face quente do conjunto termoeletrico, bem como será colocado também entre a face fria das células e o permutador de calor, de forma a contribuir para uma melhor condução de calor ao longo de todo o módulo proposto. Este material de cor verde claro, é uma borracha elaborada à base de silicone termicamente condutor. Além de oferecer condutividade térmica,



Figura 3.13: Aplicação das alturas construídas em borracha.

oferece também isolamento elétrico, sendo uma escolha para aplicações que envolvam vedação e amortecimento a choques mecânicos. Além de outras vantagens tais como a sua perfeita utilização em superfícies irregulares, fácil limpeza e remoção, capacidade de ser extremamente fácil de reposicionar, o facto de ser um material facilmente cortável com uma tesoura ou x-ato, existe em diversas espessuras de forma a preencher da melhor maneira os espaços vazios, por fim apresenta-se como uma solução de baixo custo. Como desvantagens podemos apontar principalmente o fato de apresentar diferentes valores para a condutividade térmica consoante a pressão exercida sob o mesmo, ou seja, quanto maior for o esmagamento deste tapete maior será o valor da condutividade térmica, relação essa visível na tabela 3.4, onde os valores foram retirados do *datasheet* do fabricante [145]. As alturas de borracha, foram cuidadosamente

Tabela 3.4: Tabela das características térmicas do material de interface térmica utilizado (R10404) face à pressão exercida.

Taxa de compressão [%]	Pressão [bar]	Condutividade térmica [W/m.K]
0 (apenas sobreposição)	<0,0689	0,30
10	0,3447	0,40
25	0,8274	0,45
50	2,344	0,65

colocar nas três tiras onde não existem células fotovoltaicas, não comprometendo assim, de forma direta e constante, o valor do rendimento do painel. Contudo, existe um sobreamento sob o painel devido à sua colocação, sobreamento esse que varia ao longo de todo o dia, sendo particularmente notório nos momentos em que o Sol se encontra mais baixo, ou seja, nas primeiras horas da manhã e nas últimas horas de Sol. Quando o Sol incide perpendicularmente sob o painel não se observa qualquer fenómeno de sombreamento causado quer pelas alturas de borracha ou pelas abraçadeiras de plástico.

Na figura 3.14 é possível observar como ficou o módulo solar, estando este totalmente terminado. Além do revestimento em toda a sua volta por fita de alumínio, decidi-se também acoplar quatro cantoneiras de plástico de cor branca nas quatro arestas horizontais do módulo, de forma a que com o aperto das abraçadeiras o mesmo não fosse danificada, sendo este esforço distribuído por toda a área das respetivas cantoneiras de 90°. Na mesma imagem é possível observar a saída dos quatro condutores elétricos, agrupados de dois em dois, pelo lado direito do módulo bem como a entrada e saída de água é realizada por um outro lado, de forma a evitar eventuais problemas futuros.

Todo este trabalho de construção e rearranjo dos vários constituintes foi também trabalhado e visualizado no software *SolidWorks*, bem como todo o processo de montagem foi antecipadamente visualizado. Prova disto é a imagem 3.15, onde se mostra todos os diversos componentes do módulo solar, desde das placas de isolamento, ao permutador de calor, às duas finas placas de material de interface térmica, bem como ao conjunto de dezasseis células termoelétricas e ao painel fotovoltaico. Este demoroso trabalho, foi realizado de forma a poder ter uma melhor noção das dimensões do módulo, bem como do processo de construção e suas etapas. Por outro lado, permite uma visualização do interior do módulo sem a necessidade de o desmontar.

3.6 Instrumentação e equipamentos utilizados

Após a conclusão de toda a construção do módulo solar, toda a atenção focou-se imediatamente a seguir na instrumentação do mesmo, só desta forma seria possível contabilizar o rendimento

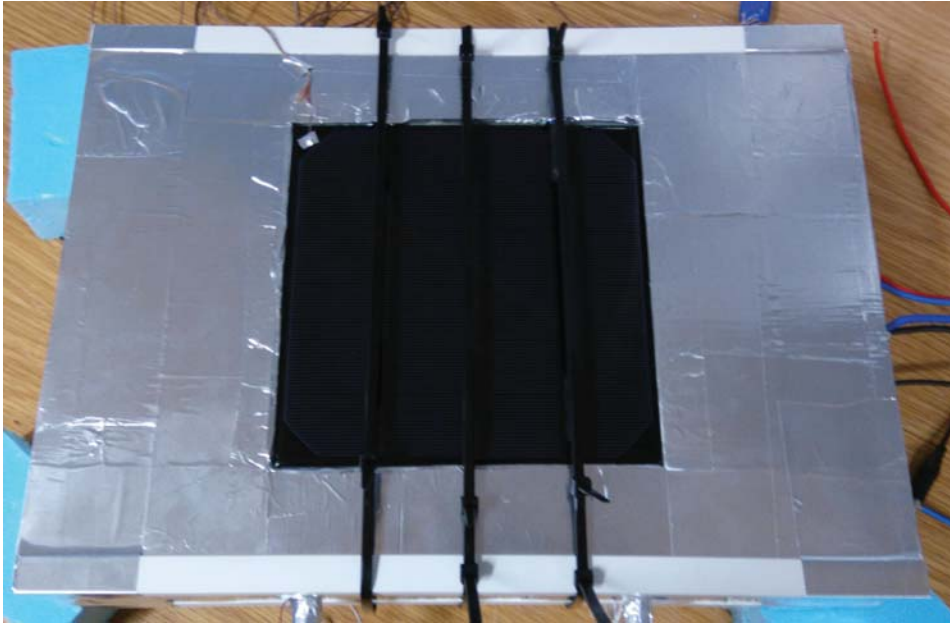


Figura 3.14: Módulo solar finalizado.

e potência produzida por este novo módulo. No que se refere à instrumentação, realça-se os dois multímetros utilizados ambos com uma incerteza associada à leitura digital de 0,01 mA e de 0,001 V, um como voltímetro e o outro como amperímetro, desta forma foi possível conhecer e registar as diferentes tensões e correntes de fluem tanto no módulo termoeletrico como no módulo fotovoltaico. Tendo se decidido desde muito cedo, que se iria proceder à troca entre os dois multímetros entre os dois circuitos elétricos, ao invés de se optar por um conjunto de quatro multímetros, sendo que estas trocas seriam realizadas com a máxima rapidez possível. Os dois multímetros usados encontram-se na figura 3.16, onde pode observar o registo de uma tensão e de uma corrente respetivamente, concluindo assim que a imagem o voltímetro e seguidamente o amperímetro, no sentido da esquerda para a direita.

A segunda vertente da instrumentação incidiu no registo de temperaturas. Para tal, utilizou-se um equipamento com função de datalogger da marca PCE Instruments, que permite a leitura e registo num cartão de memória dos valores lidos. Equipamento que permite a leitura simultânea de doze termopares, este aparelho encontra-se retratado na imagem 3.17. Este poderoso

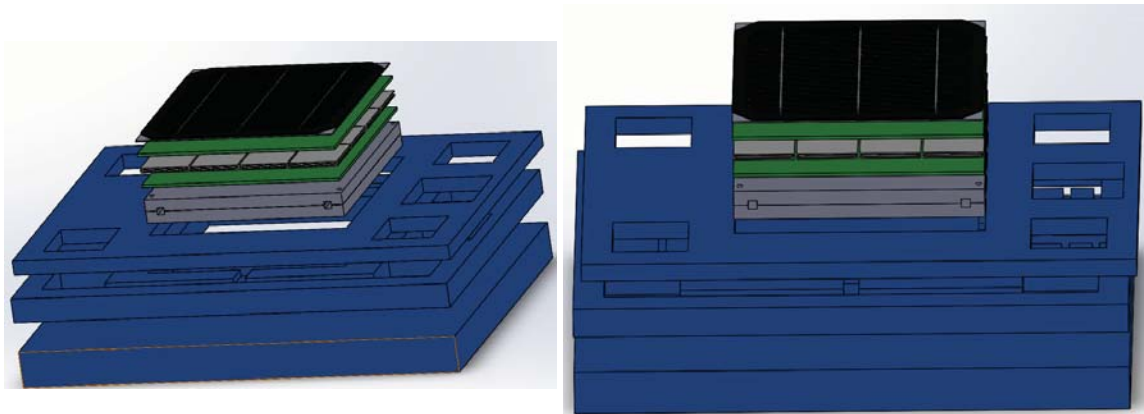


Figura 3.15: Montagem do módulo solar no *SolidWorks*.



Figura 3.16: Multímetros utilizados a funcionar como voltímetro e amperímetro, respetivamente.

instrumento permite a leitura dos mais variados tipos de termopares, desde do tipo T (tipo utilizado neste projeto), ao tipo P, ou mesmo K, entre muitos outros. Neste equipamento foram registadas as temperaturas da superfície frontal do painel fotovoltaico, da superfície traseira do painel fotovoltaico, a temperatura da face quente e da face fria do conjunto termoelétrico, a temperatura registada atrás do permutador de calor (temperatura última do conjunto antes do isolamento do fundo do módulo) bem como as temperaturas de entrada e saída de água do respetivo permutador, por fim registou a temperatura ambiente do laboratório, local onde foram realizados os ensaios em condições de iluminação controlada. A incerteza associada a estas medições é de $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ a todos os registos de temperatura. Já nos ensaios exteriores esta mesma temperatura foi registada num outro aparelho muito semelhante. Esta escolha deveu-se ao facto de ser necessário medir e registar a temperatura ambiente num ambiente à sombra na ausência de vento ou correntes convectivas provocadas por outros equipamentos também utilizados nestes ensaios como é o caso do banho termostático. Com tal leitor de termopar, foi utilizado não um termopar do tipo T, mas sim um termopar do tipo K. O equipamento fundamental para o ensaio de módulos fotovoltaicos é o solarímetro. O solarímetro utilizado em todas as medições da intensidade da radiação solar incidente sob o painel fotovoltaico consta na figura 3.18, o mesmo pertence à marca AMPROBE, nessa imagem consta também a respetiva ponta de prova, local sensível à radiação solar. Este equipamento permite medir a intensidade da radiação solar incidente sob a ponta de prova, complementarmente este dispositivo permite a medição em duas unidades distintas, W/m^2 ou Btu/m^2 . Este dispositivo permite conhecer com elevado rigor a intensidade até ao valor de $2000\text{ W}/\text{m}^2$, com uma incerteza associada de $1\text{ W}/\text{m}^2$, na maior escala permitida pelo solarímetro. O valor máximo lido pelo mesmo é de $2\text{ }000\text{ W}/\text{m}^2$. Nos ensaios exteriores, foi um equipamento determinante para que se pudesse registar a intensidade solar incidente sob o painel fotovoltaico em vários instantes ao longo de todo o ensaio. Possui também uma função de alcance variável, permitindo um melhor ajuste face à intensidade incidente.



Figura 3.17: Leitor de termopares utilizado ao longo deste projeto.

A nível de equipamentos, podemos enumerar e destacar o banho termostático, aqui representado na figura 3.19. Este pesado equipamento tornou-se essencial na manutenção constante da temperatura da água na entrada do permutador de calor, para que seja possível determinar o aumento de temperatura que o fluido está sujeito ao longo de todo o percurso dentro do permutador, esta temperatura introduzida no visor digital, possui uma incerteza de 0,1 °C associada. Este banho é da marca HUBER, modelo UNISTAT CC, foi fortemente utilizado em todos os ensaios realizados, sejam eles interiores ou exteriores. Este dispositivo possui uma bomba no seu interior, cujo caudal é superior a 600 l/min. Devido ao forte caudal optou-se



Figura 3.18: Solarímetro utilizado nos diversos ensaios.

por não utilizar esta bomba interna para assegurar a circulação do fluido pelo permutador de calor, ficando esta bomba apenas para fazer circular a água no próprio equipamento. A nível de funcionamento é apenas necessário definir e introduzir a temperatura desejada para o fluido contido no reservatório do mesmo, para que este aceite o valor introduzido e trabalhe para atingir tal valor. Esta reservatório possui um volume de sensivelmente sete litros de água. Durante o seu funcionamento é possível conhecer a temperatura a cada instante a que se encontra tal volume, até atingir a temperatura alvo. Face a tal acontecimento, utilizou-se uma bomba



Figura 3.19: Banho termostático utilizado em todos os ensaios elaborados.

de aquariofilia de forma a assegurar o valor para o caudal desejado. A bomba utilizada com uma potência nominal de apenas 5 W, possui dois caudais pré-definidos, sendo respetivamente o caudal máximo e mínimo debitados pela bomba. Contudo e devido às reduzidas dimensões do permutador de calor houve necessidade de equipar a tubagem com uma torneira de forma a restringir o caudal, até se obter o valor de caudal desejado.

3.6.1 Colocação dos termopares

Uma das partes de maior importância e de mais precisão foi a colocação e a fixação dos termopares utilizados, num total de sete termopares utilizados no módulo, acrescentado ainda o termopar da temperatura ambiente, totalizando assim um total de oito termopares utilizados ao longo destes ensaios. No que se refere a este tipo de termopar, o mesmo é constituído por dois metais distintos, um condutor positivo é puramente cobre (Cu) enquanto o outro condutor, agora negativo, é uma mistura de 45% de níquel (Ni) com 55% de cobre, designado vulgarmente como *constantan*. Este tipo permite utilizações numa grande amplitude de temperaturas que varia desde dos - 270 °C aos 370 °C, consagrando assim a faixa de temperatura do módulo híbrido. Na figura 3.20 encontra-se representado o termopar já colocado na entrada de água do circuito interno do permutador de calor.

A colocação dos sete termopares no módulo, foi devidamente ponderada de forma a obtermos várias temperaturas. Desta forma é possível conhecer e quantificar a variação da temperatura ao longo de todo o módulo. O primeiro termopar foi colocado na superfície frontal do painel

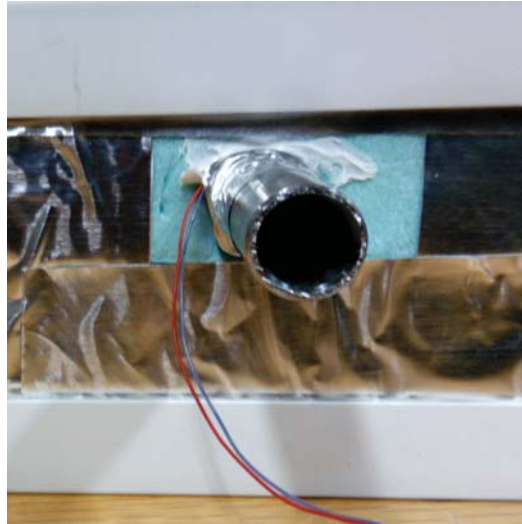


Figura 3.20: Pormenor da colocação do termopar do tipo T na entrada de água do circuito do permutador de calor.

fotovoltaico de forma a conhecer a temperatura que a face de vidro do painel atinge, tendo em conta que a mesma é exposta à radiação solar direta, mas também se encontra exposta ao vento, o que poderá se traduzir numa diminuição da sua temperatura, esta temperatura foi denominada de T_{PV} . O segundo termopar foi colocado na traseira do painel fotovoltaico e acima da primeira camada de material de interface térmica. Desta maneira, será possível determinar a temperatura de funcionamento do painel, bem como a temperatura antes do material de interface térmica. Com a colocação do terceiro termopar abaixo da primeira camada de material de interface e em contacto com a face quente do conjunto termoelétrico, será extremamente fácil determinar a facilidade com que o calor atravessa o material de interface térmica, bem como a temperatura da face quente do conjunto termoelétrico. Este mesmo termopar foi colocado na célula número quatro do primeiro sector (célula 1.4 da figura 3.26), localização visível na imagem 3.21. O quarto termopar foi colocado em contacto com a face

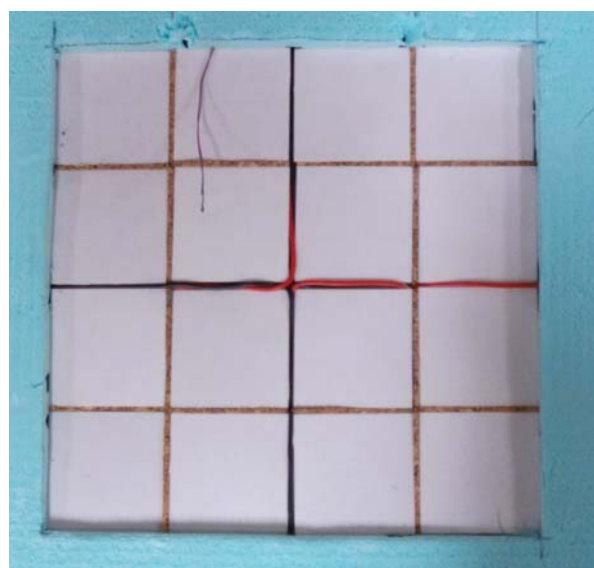


Figura 3.21: Pormenor da colocação do termopar do tipo T na face quente do conjunto termoelétrico.

fria do conjunto termoelétrico, assim foi possível colocar os dois termopares diretamente sob



Figura 3.22: Disposição dos termopares.

a face quente e fria das células termoeletricas, de forma a avaliar a diferença de temperatura entre elas e de forma influencia a potência entregue. Abaixo deste termopar situa-se a segunda camada do material de interface esponjoso de cor verde, situação visível na figura 3.22, onde também se utilizou pequenos troços de fito de alumínio de forma a prender o termopar na fase de construção, para que ficasse na mesma localização do que o seu homólogo da face quente, diferindo apenas no valor de cota. O quinto termopar foi colocado abaixo da segunda camada de material de interface, ou seja, entre o material de interface térmica e a parte superior do permutador de calor, como é visível na mesma figura 3.22. Com esta disposição, é possível conhecer a temperatura de trabalho do permutador de calor, bem como avaliar a perda de temperatura ao longo de todo o módulo. Novamente a sua colocação foi em linha reta com os restantes termopares, diferindo apenas na cota de colocação. Os outros dois termopares, foram colocados na entrada e saída de água do permutador de calor, tal como se mostra na figura 3.20. Foram colocados a meia altura do tubo circular, de forma a que a temperatura registada seja precisa. Neste caso, os furos realizados para a sua colocação, foram devidamente selados usando silicone cola e vede, para garantir a inexistência de qualquer fuga ou gotejamento, que poderia danificar toda a construção do módulo e respetivos componentes.

3.7 Descrição dos ensaios a realizar

Neste trabalho, definiram-se antecipadamente a realização de dois tipos de ensaios a conduzir sob diferentes condições. Sendo intenção primordial, registar e averiguar o aumento de rendimento produzido pelo módulo então construído face à apenas utilização dos módulos fotovoltaicos. Por outro lado, a realização dos ensaios prendeu-se também como a utilização de elementos concentradores a fim de verificar se existe uma melhoria na potência produzida e quantificar essa mesma potência, para que o investimento inicial seja ponderado. Foram utilizados duas soluções distintas de concentração, a primeira foi a inclusão de um concentrador desenhado e construído no laboratório, com uma relação entre áreas igual a 4, ou seja a base quadrada do concentrador contava com um lado de 17 cm, perfazendo assim uma área de 289 cm² ao passo que o topo a medida correspondente será do dobro, ou seja 34 cm, totalizando

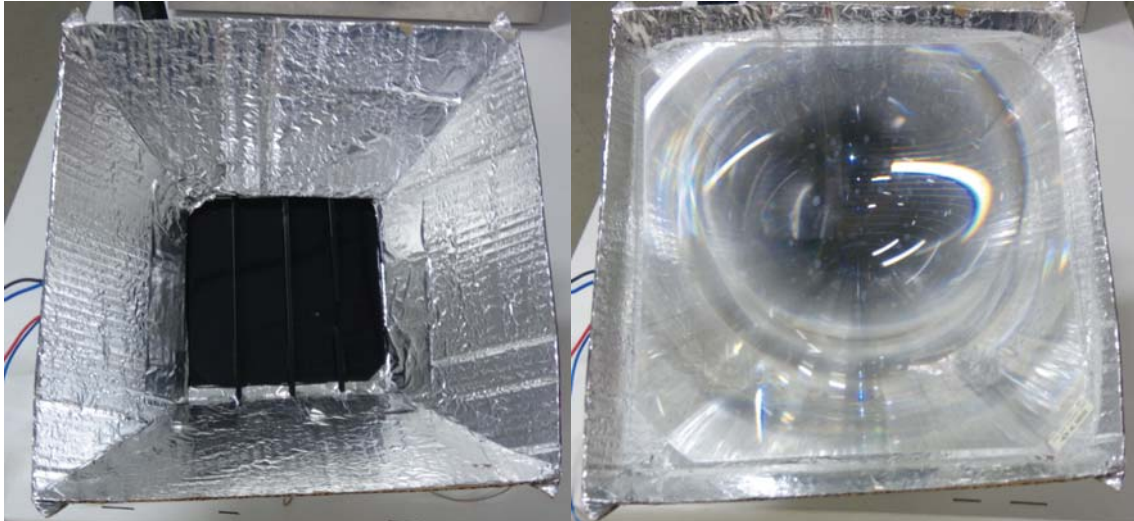


Figura 3.23: Soluções concentradoras utilizadas nos últimos ensaios realizados.

assim uma área de 1156 cm^2 . O segundo elemento concentrador a ser utilizado foi a lente de Fresnel ambas as soluções se encontram ilustradas na figura 3.23. Estas poderosas lentes, conseguem elevados rácios de concentração de energia, o que poderá conduzir à formação de pontos quentes na superfície coberta por células fotovoltaicas. Podendo ser extremamente úteis na utilização para efeitos térmicos, concentrando toda a radiação incidente na lente numa dada área ou ponto, culminando num forte aquecimento.

Inicialmente começou-se por realizar ensaios de teste, ou seja, serviram essencialmente para definir algumas condições básicas, como por exemplo caudal circulante no permutador, confirmação da total operacionalidade das células termoeletricas devido ao elevado número de condutores e ligações realizadas. Estes testes de controlo, foram apenas realizados no laboratório, ou seja, em condições de iluminação artificial. Seguidamente, realizaram-se também testes onde toda a atenção se focou no painel fotovoltaico, ou seja, apenas o efeito fotovoltaico foi tido em conta, estes ensaios tinham o propósito de ensaiar e obter valores próximos dos dados técnicos que dispúnhamos do painel, bem como analisar e tentar explicar o porquê de algumas discrepâncias verificadas durante os ensaios já concluídos, onde a prestação do painel ficou muito abaixo do valor de potência tido como referência do fabricante. Tendo sido realizados diversos ensaios com diversas cargas elétricas, neste caso simuladas por resistências elétricas de diversos valores óhmicos. Sensitivamente a meio dos ensaios totais, procedeu-se à religação elétrica do conjunto termoeletrico, passando este apenas a contar com ligações em série, até a essa altura cada sector encontrava-se ligado em série, mas a associação entre os quatro sectores era realizada em paralelo. Já nesta nova configuração elétrica, o módulo foi ensaiado diversas vezes em vazio, registando apenas a alteração do valor da temperatura do banho termostático, de forma a averiguar se o valor da temperatura imposta à entrada do permutador influenciava diretamente o valor de saída, podendo obter assim maior rendimento termoeletrico e térmico.

Já no exterior, os ensaios foram focados em divergir apenas nas cargas aplicadas, de forma a ensaiar de uma forma bastante abrangente o módulo construído ao longo de todo o ano letivo. Testou-se ainda a adição de duas soluções concentradoras da radiação solar, de forma a complementar e enriquecer este trabalho, além da comparação de todo o módulo em duas condições climáticas opostas.

3.7.1 Tipos de ensaios

Durante a jornada de ensaios práticos, na qual se realizaram mais de 21 ensaios práticos sob as mais diversas condições impostas ou com a utilização de objetos de forma propositada, como foi o caso da utilização do concentrador solar caseiro ou da lente de Fresnel. Durante a concepção do módulo, ficou definido que se iriam realizar dois tipos de ensaios, uns mediante luz artificial criada por um foco de halogéneo e um segundo tipo com luz solar natural. Esta foi a primeira divisão no qual os ensaios ficaram divididos, imediatamente a seguir, procedeu-se a uma subdivisão. Esta nova divisão é referente à ausência ou não de cargas, em outras palavras, ensaios em vazio ou ensaio com resistências elétricas a simularem cargas elétricas consumidoras. Seguiram-se diversos testes nos quais se iam ajustando diversos parâmetros, estes testes são conhecidos por testes de afinamento do módulo, ou testes priliminares. Com todos os ajustes realizados, procedeu-se então à realização de testes que seriam considerados para a presente dissertação. Na reta final, realizaram-se alguns ensaios com o concentrador solar e com a uma lente de Fresnel plana para enriquecer este trabalho, bem como para se retirar uma conclusão acerca da sua influência no valor do rendimento obtido. Os ensaios ao ar livre, tinham uma elevada duração e obrigavam à minha permanência a fim de retirar e anotar todos os valores referentes ao mesmo (tensões, correntes, temperaturas, intensidade da radiação solar), bem como à anotação da temperatura ambiente num local específico sem qualquer condicionamento ou alteração devido aos equipamentos utilizados durante os ensaios. Nas figuras que se seguem (3.24 e 3.25) mostram-se as bancadas e locais de trabalho, dos ensaios conduzidos no laboratório bem como os ensaios realizados no exterior, respetivamente, onde constam todos os aparelhos de medida já referidos, além dos equipamentos secundários utilizados.

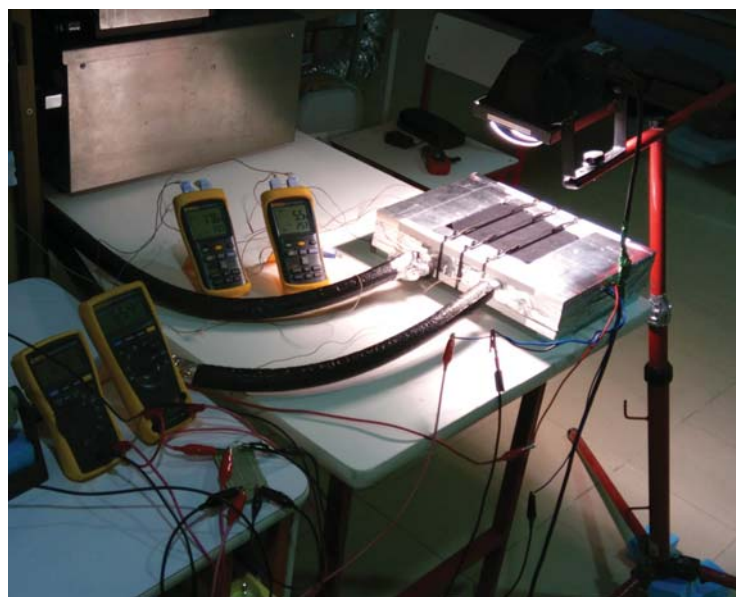


Figura 3.24: Bancada de ensaios em laboratório de Termodinâmica aplicada.

3.7.2 Esquemas elétricos e térmicos

À medida que todo o módulo foi pensado e projetado, de uma forma simultânea foram pensados e realizados diversos esquemas de ligações e instalações elétricas, bem como de esquemas de cariz térmico do módulo proposto de forma a projetar da melhor maneira todo o módulo solar. A imagem 3.26, referem-se todas as ligações e trajetos que os condutores realizam. Tal como



Figura 3.25: Bancada de ensaios no exterior (Silo auto da Faculdade de Engenharia-UBI).

a numeração sugere, a célula TEC 1.1 a 1.4, fazem parte do sector N.º 1, já os pólos de ligação deste sector serão o ”+1” e ”-1”, que serão os pólos positivos e negativo respetivamente do sector N.º 1 presentes na caixa de ligação do primeiro sector. Esta linha de pensamento e estratégia foi aplicada aos outros três sectores que compõem o conjunto termoelétrico. Na mesma imagem é possível constatar que as ligações entre as células do mesmo sector, se encontram ligadas em série. As ligações vermelhas e azuis dizem respeito às ligações aos pólos positivos e negativos respetivamente.

Todas as ligações anteriores, podem ser reduzidas de forma a simplificar a maneira como olhamos para o conjunto termoelétrico, ou seja, na figura 3.26, realça-se as ligações realizadas

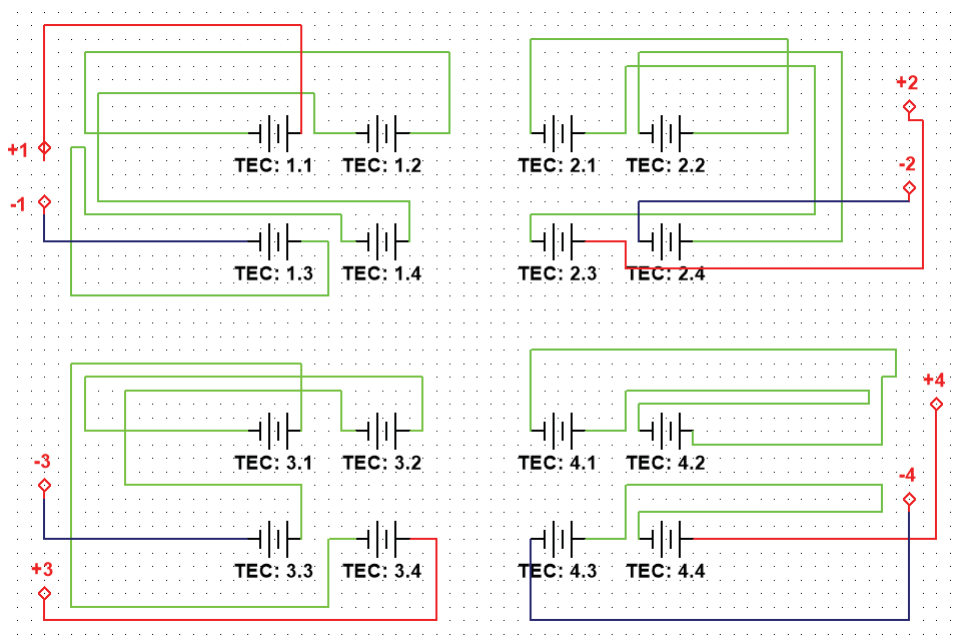


Figura 3.26: Esquema elétrico do conjunto termoelétrico. Pormenor das ligações em série realizadas em cada sector.

em cada sector, ligações essas realizadas em série. Já na figura 3.27, salientam-se as ligações agora realizadas entre os quatro sectores, sendo que as células unitárias foram substituídas por blocos que possuem duas saídas, o condutor positivo e o condutor negativo. Todos estes esquemas foram desenhados no software *NI Multisim 14.0*, programa já utilizado em outras unidades curriculares. Por fim, todo o conjunto termoelétrico pode ser representado como um circuito

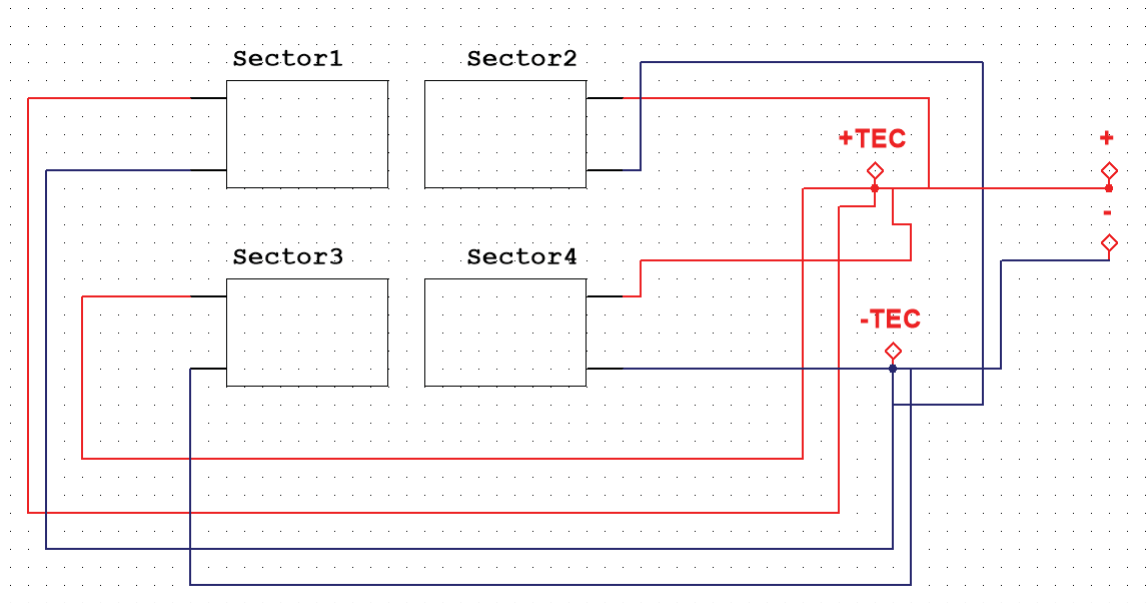


Figura 3.27: Esquema elétrico do conjunto termoeletrico. Pormenor das ligações em paralelo, realizadas entre os quatro sectores.

DC, ou seja, a sua representação é a de uma fonte de corrente contínua. Para finalizar esta parte dos esquemas elétricos, na figura 3.28 encontram-se representados os esquemas elétricos dos dois circuitos elétricos construídos. No lado esquerdo da imagem, o circuito é referente às ligações do conjunto termoeletrico, onde se encontram os valores das três resistências utilizadas nos diversos ensaios, que são de $3,4 \Omega$, 10Ω e de $21,9 \Omega$, que são simulam respetivamente carga baixa, média e elevada, conectadas à fonte de alimentação, neste caso o conjunto termoeletrico. Onde também se encontram presentes os dois instrumentos que permitem medir e registar a tensão e a corrente que flui no circuito. De forma homóloga, no lado direito da imagem 3.28 temos o circuito do painel fotovoltaico. Composto também por três valores de resistências, $21,9 \Omega$, $56,6 \Omega$ e 101Ω , de forma a simular três níveis de carga diferentes. Os ensaios em vazio foram também realizados, de forma a obter mais dados para a posterior execução de gráficos. No que se refere a esquemas de carácter térmico, estes esquemas não foram tão estudados como seria desejado, uma vez que a principal preocupação foi isolar termicamente a instalação ao mesmo tempo que se contribuía para o suporte da mesma. Como já foi referido, o isolante utilizado foi o poliuretano expandido, num total de 3 placas de diferentes alturas. O fundo de toda a instalação ficou termicamente isolado uma vez que é constituído por uma placa de 3 cm de isolamento, forçando assim a que o calor seja libertado para o permutador de calor. A escolha deste material prendeu-se com a sua abundância no laboratório mas também com o seu reduzido valor de condutibilidade térmica ($0,034 \text{ W/mK}$). A isolamento em torno do módulo possui no mínimo três centímetros do mesmo material isolante até alcançar as caixas de ligações. Para lá destas, possui ainda mais dois centímetros até ao limite do módulo, estas dimensões podem ser observadas na figura 3.29, onde constam as placas de isolamento utilizadas. As três placas de compõem o módulo solar, responsáveis pela correta isolamento térmica mas tam-

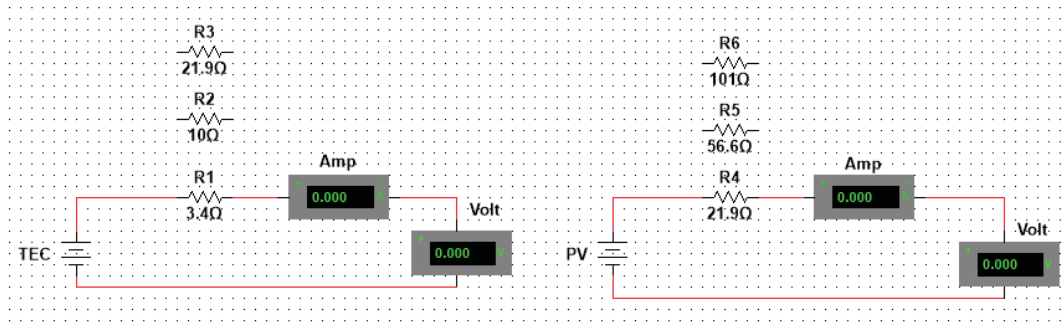


Figura 3.28: Circuitos elétricos representativos das diversas cargas que serão utilizadas em cada circuito elétrico.

bém pela função de suporte do mesmo, garantindo estabilidade no transporte e satisfatória resistência a choques e impactos. Além das excelentes características térmicas do material utilizado, todo o módulo foi revestido, tal como já foi referido anteriormente, por fita de alumínio, de forma a refletir a maioria da radiação incidente sob as áreas laterais do módulo construído, além de ajudar a que não haja escorregamento entre as três placas de isolamento, mantendo-as no lugar correto durante todos os ensaios realizados. Na figura 3.29, também é possível observar a diferença de espessura entre as placas representadas. Na imagem 3.30, podemos observar a montagem das três placas, ou seja, todo o esquema térmico devidamente montado e concordante com as dimensões requeridas.

3.7.3 Grandezas a medir

Face a toda a instrumentação já mencionada na secção 3.6, torna-se facilmente perceptível de saber quais serão as grandezas físicas a medir e a registar. O principal tipo de grandeza alvo neste projeto são as grandezas elétricas, nomeadamente as tensões e correntes que percorrem os dois circuitos elétricos de produção. Os valores associados às grandezas anteriormente descritas, são fortemente influenciados pela intensidade da radiação solar incidente sob o painel fotovoltaico, sendo então o próprio valor da radiação incidente outra grandeza a registar com o auxílio do solarímetro. As grandezas seguintes são as diversas temperaturas medidas em pontos de diferente cota ao longo do módulo solar, este tipo de grandeza foi registado graças à tecnologia dos termopares sendo o seu registo efetuado na unidade de grau Celsius, unidade mais usual no dia a dia, ao passo que a unidade no sistema SI é o Kelvin (K). Todas as grandezas registadas em cada ensaio conduzido encontram-se descritas na tabela 3.5, onde constam o tipo

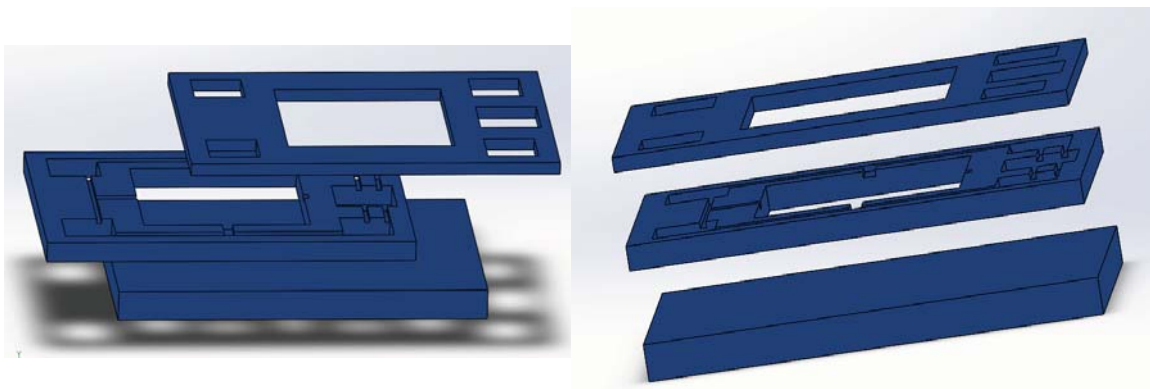


Figura 3.29: Suporte térmico utilizado no módulo solar.

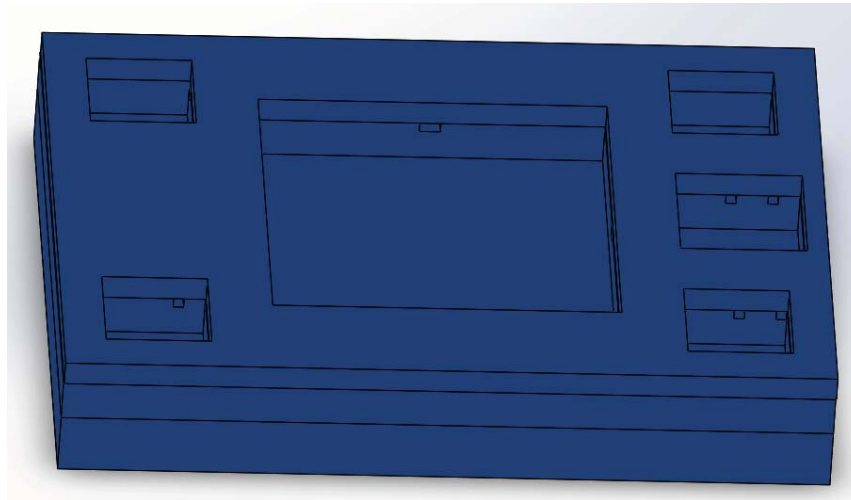


Figura 3.30: Esquema térmico montado.

de grandeza medido, bem como uma breve descrição e a sua representação neste trabalho.

Tabela 3.5: Tabela resumo das grandezas a registar em cada ensaio realizado.

Tipo de grandeza	Descrição	Símbolo utilizado
elétrica	tensão no painel fotovoltaico	U_{PV}
elétrica	corrente no painel fotovoltaico	I_{PV}
elétrica	tensão no conjunto termoeletrico	U_{TEC}
elétrica	corrente no conjunto termoeletrico	I_{TEC}
mássica	caudal da água no permutador de calor	\dot{m}
temperatura	temperatura na superfície do painel fotovoltaico	T_{PV}
temperatura	temperatura na traseira do painel fotovoltaico	T_{backPV}
temperatura	temperatura na face quente dos módulos termoeletricos	T_{hotTEC}
temperatura	temperatura na face fria dos módulos termoeletricos	$T_{coldTEC}$
temperatura	temperatura na superfície última do permutador de calor de alumínio	$T_{perm.}$
temperatura	temperatura ambiente	T_{amb}
temperatura	temperatura de entrada da água no circuito do permutador de calor	T_{inH_2O}
temperatura	temperatura de saída da água no circuito do permutador de calor	T_{outH_2O}
radiação	intensidade da radiação solar incidente	E_e
tempo	duração dos ensaios	t

3.7.4 Grandezas a calcular

Com as grandezas anteriormente descritas na subsecção 3.7.3, não se consegue obter nem perceber de uma forma clara o rendimento ou o aumento de performance deste módulo. Tornando-se então necessário calcular as diversas grandezas desejadas. Estas grandezas são obtidas através de simples operações aritméticas entre as grandezas que constam na subsecção 3.7.3. Estas grandezas assentam sensivelmente nos mesmo moldes das grandes medidas, sendo estes novos valores referentes à potência produzida, diferença de temperaturas, rendimento efetivo da instalação. Primeiramente foram calculadas as potências elétricas, que representam dois terços das energias em jogo, ou seja, na equação 3.1, teremos a potência elétrica produzida pelo painel fotovoltaico, seguidamente temos a potência elétrica produzida agora pelo conjunto de dezasseis células termoeletricas na equação 3.2. A última potência, mas agora térmica, refere-se à potência fornecida pelo permutador de calor, que será calculada utilizando a fórmula 3.3, mas que para ser utilizada, é necessário determinar anteriormente a diferença de temperatura

entre a saída e a entrada da água no permutador de calor, esta diferença é calculada utilizando para tal a equação 3.4. De forma a avaliar e conhecer o rendimento efetivo do módulo construído é necessário somar todas as potências unitárias calculadas, este somatório ocorre na expressão 3.5. De forma complementar, calcula-se ainda a diferença de temperatura entre as faces do conjunto termoelétrico, de forma a comparar em que medida esta diferença influencia a potência entregue, esta simples operação matemática encontra-se na expressão 3.6.

$$P_{PV} = U_{PV} \times I_{PV} \quad (3.1)$$

$$P_{TEC} = U_{TEC} \times I_{TEC} \quad (3.2)$$

$$\dot{Q} = \dot{m} \times c_p \times \Delta T_{H_2O} \quad (3.3)$$

$$\Delta T_{H_2O} = T_{outH_2O} - T_{inH_2O} \quad (3.4)$$

$$P_{TOTAL} = P_{PV} + P_{TEC} + \dot{Q} \quad (3.5)$$

$$\Delta T_{TEC} = T_{hotTEC} - T_{coldTEC} \quad (3.6)$$

Já o rendimento da instalação será calculado pela razão entre a potência produzida e a potência consumida, ou seja, será a divisão entre o somatório, calculado na equação 3.5, com o valor da radiação solar incidente sob a área do painel fotovoltaico. Esta será a única potência de entrada do nosso módulo solar, representada na equação 3.7, onde E_e é o valor radiação fornecido pelo solarímetro e A_{PV} é a área do painel fotovoltaico, que será constante e de valor igual a 0,027225 m².

$$P_{IN} = E_e \times A_{PV} \quad (3.7)$$

$$\eta = \frac{P_{OUT}}{P_{IN}} = \frac{P_{TOTAL}}{P_{IN}} \quad (3.8)$$

3.8 Nota conclusiva

Ao longo deste capítulo, todo o esforço foi focado em descrever com todo o detalhe e precisão a totalidade do instalação experimental. A descrição incidiu sob os elementos que constituem o módulo solar proposto, nomeadamente o painel fotovoltaico, o conjunto termoelétrico que

conta com dezasseis módulos TEC1-12708 e o permutador de calor construído em alumínio na faculdade. O painel fotovoltaico foi escolhido tendo em conta o tamanho desejado, bem como se teve em consideração o possível tamanho das células termoeletricas, uma vez que era objetivo fazer coincidir ou tentar aproximar o mais possível o tamanho dos dois elementos. Ficando resolvido que a área fotovoltaica seria de $27\,225\text{ mm}^2$ ou $272,25\text{ cm}^2$. Já o valor da área da produção termoeletrica, ficou-se pelos $25\,600\text{ mm}^2$ ou 256 cm^2 , uma vez que cada células tem uma área de 1600 mm^2 . Ainda assim, existe uma pequena diferença entre as áreas, de cerca de 1625 mm^2 , valor ligeiramente superior ao valor unitário de área de uma célula, o que permite concluir que caso a geometria das células fosse diferente, permitiria alojar mais uma célula termoeletrica semelhante às utilizadas.

A nível de produção térmica, as dimensões externas do permutador de calor inteiramente idealizado, projetado e construído nas instalações da UBI, coincidem com as dimensões do painel fotovoltaico, ou seja $165\times 165\text{ mm}$. Internamente este permutador totalmente de alumínio, possui um circuito interno com um comprimento de aproximadamente 1285 mm . Os seus canais apresentam uma área de 1 cm^2 , possuem uma geometria quadrada de lado igual a 1 cm . A liga de alumínio selecionada foi criteriosamente escolhida devido ao seu elevado valor de condutividade térmica, característica muito importante e determinante nesta utilização, de forma a promover uma excelente condução de calor. Com estes três elementos base deu-se início à construção do módulo solar proposto. Módulo esse que preza pela boa isolamento térmica em torno do conjunto fotovoltaico, termoeletrico e térmico. Desta forma, apenas a radiação que incide sob o painel fotovoltaico contribui para a toda a produção energética, seja ela termoeletrica ou térmica. O protótipo criado ficou com um comprimento de 365 mm e uma largura de 265 mm , já a sua altura ficou-se pelos $6,2\text{ mm}$, sendo toda a sua construção se baseou na utilização de isolante térmico de poliestireno extrudido, de forma a isolar termicamente o módulo bem como a trazer estabilidade estrutural ao próprio módulo. No que se refere à instrumentação utilizada nos ensaios levados a cabo, enumeram-se os multímetros, utilizados como voltímetro e amperímetro, o leitor de termopares com função de *data logger*, função essa não utilizada uma vez que o registo era realizado de uma forma manual em tabelas construídas para tal efeito, a fim de se proceder ao registo não só das temperaturas mas também das diferenças de tensão e dos valores das correntes que circulam nos circuitos elétricos que perfazem o módulo solar aqui retratado. Já o solarímetro, peça fundamental nos ensaios conduzidos no exterior, permite conhecer a intensidade do valor da radiação solar incidente. Por sua vez nos ensaios em laboratório a sua utilização prendeu-se mais com a verificação e validação dos resultados, uma vez que a distância entre o foco e o painel, bem como a sua orientação foram mantidas constantes em todos os ensaios conduzidos. Onde a média calculada se situa perto dos 1000 W/m^2 , média obtida com o registo de nove pontos de teste devidamente distribuídos de igual forma pela superfície do painel fotovoltaico. Destaca-se ainda a importante utilização do banho termostático no controlo preciso da temperatura do fluido na entrada do permutador de calor, impondo assim a mesma temperatura de entrada da água ao longo de todo o ensaio. Em relação aos ensaios, estes foram conduzidos em duas situações distintas. A primeira parte foi conduzida em laboratório, onde a intensidade luminosa será mantida constante nos 1000 W/m^2 , utilizado para tal um foco de halógeno com uma intensidade de 500 W . Ao passo que a segunda parte dos ensaios foi conduzida no exterior, agora já com luz solar natural, onde o valor da radiação solar sofre constantes variações ao longo de todo o ensaio, sendo por isso importante procede à medição e anotação de tal valor. Estes ensaios exteriores foram efetuados no silo auto da Faculdade de Engenharias da UBI, local específico onde a exposição solar conta com muitas

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoelétrico

horas e sem qualquer obstáculo que condicione os respectivos ensaios. Tendo sido aplicado um guarda-sol sob toda a instrumentação e equipamentos utilizados de forma a que a constante incidência dos raios solares não danificassem ou degradassem os mesmos.

Capítulo 4

Caracterização elétrica e térmica do módulo solar

4.1 Introdução

Neste capítulo irá se apresentar, de forma detalhada, os vários tipos de ensaios realizados. Bem como se irá explicar o porquê de alguns dos ensaios não serem visados em termos gráficos ou para efeito de dissertação, tendo servido apenas para avaliar e testar o comportamento do módulo construído, de forma a afinar alguns pormenores importantes, tendo sido denominados por ensaios primordiais. Neste mesmo capítulo, irão constar todos os resultados obtidos nos diversos ensaios, bem como irão constar as comparações essenciais entre as várias configurações testadas. Estas informações irão constar sob a forma de gráficos de dispersão, uma vez que as grandezas registadas são de natureza discreta. Em certos casos, irei apresentar também as tabelas que permitem construir os respetivos gráficos de forma a que se tenha conhecimento dos números representados nos gráficos.

4.2 Apresentação e discussão dos resultados

Devido ao elevado número de ensaios realizados, bem como o elevado número de grandezas calculadas, é essencial efetuar uma correta divisão e apresentação dos mesmos ensaios, para que sejam apresentados de uma maneira simples, onde o conhecimento seja facilmente transmitido. A grande divisão opõe os ensaios realizados no laboratório, aqui denominados pela letra "A", aos ensaios realizados no exterior aos quais foram designados a letra "B". Além desta divisão que representa as duas condições de luminosidade distintas, sendo respetivamente o valor fixo de 1000 W/m^2 para os ensaios "A" e a mudança constante do valor da intensidade da radiação solar, medida com o auxílio do solarímetro, para os ensaios do grupo "B". Passando agora para uma subdivisão, no grupo A, irá haver agora dois sub-grupos, o subgrupo "A1" onde as ligações elétricas entre o conjunto termoeletrico foram realizadas em série dentro do mesmo sector, mas entre sectores as ligações serão em paralelo. Por sua vez, o subgrupo "A2" terá apenas ligações elétricas em série. Em ambos os subgrupos atrás referidos, os vários testes efetuados são concordantes nas demais condições suscetíveis de afetar o comportamento elétrico ou térmico de todo o módulo solar.

Seguido a mesma linha de pensamento, o grupo B terá agora quatro subgrupos, denominados por "B1", "B2", "B3" e "B4" que visam respetivamente, o ensaio em vazio, a variação das cargas elétricas, a influência do estado meteorológico no rendimento do módulo híbrido, e por fim a influência da utilização de duas soluções concentradoras no módulo solar construído. No subgrupo designado por B1, o ensaio e sua comparação com o ensaio do grupo A2, visam descrever a diferença de valores nomeadamente potência fornecida, entre ensaios laboratoriais e ensaios exteriores. O aumento sucessivo das cargas elétricas aplicadas, será apresentado no subgrupo B2, que irá começar por apresentar cargas baixas, médias e elevadas, aplicadas ao circuito do painel fotovoltaico e ao circuito do conjunto termoeletrico, estas cargas serão resistências de

valores respetivos de $21,9 \Omega$ com $3,4 \Omega$, valores considerados baixos, $56,6 \Omega$ com 10Ω , como cargas médias e 101Ω com $21,9 \Omega$, para ensaios com cargas mais elevadas. Já o subgrupo B3, irá se focar em comparar as diferenças de rendimento do módulo solar em situações atmosféricas distintas, que serão um dia claro, com poucas ou mesmo ausências de nuvens e o outro dia será marcado por uma forte nebulosidade. Por fim, os ensaios B4 serão vocacionados para a aplicação de soluções concentradores ao módulo, de forma a aumentar o seu rendimento, veremos se tais soluções proporcionam o efeito desejado.

Em todos os ensaios realizados, posteriormente à sua conclusão e face às temperaturas de entrada de água registadas pelo respetivo termopar, efetuou-se a média aritmética de tais resultados, para que seguidamente se procede-se à interpolação a fim de se obter os valores concretos para a densidade da água e do seu calor específico, tendo em conta a temperatura média de todo o ensaio. Desta forma, o valor da potência térmica calculada será mais preciso, uma vez que foi tido em conta a temperatura real do ensaio em causa, ao invés de se trabalhar com um único dado aproximado referente à temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.2.1 Ensaios realizados em condições laboratoriais

Conforme já foi abordado anteriormente, este tipo de ensaios, realizados no laboratório, no qual a intensidade da radiação se mantinha constante durante todo o ensaio, bem como o seu valor era constante em todos os ensaios realizados. Estes ensaios experimentais serão a partir de agora designados por ensaios "A". Onde a intensidade da radiação solar, E_e toma o valor de 1000 W/m^2 , bem como o caudal, Q , do fluido de trabalho do permutador de calor, foi mantido do débito de $6,0 \text{ l/h}$, em todos os ensaios conduzidos. Na figura anterior, figura 3.24, é possível observar em que condições estes ensaios foram realizados, bem como é possível observar todos os equipamentos utilizados.

Mais se informa que, este grupo de ensaios, foi posteriormente dividido em dois sub-grupos, esta divisão consistiu no facto de se querer averiguar se as ligações elétricas presentes no conjunto termoelétrico influenciam a potência elétrica produzida e em que medida. Os primeiros ensaios conduzidos nas condições acima descritas visam as ligações em série entre quatro células termoelétricas (que compõem um sector), posteriormente as ligações entre os quatro sectores foi realizada em paralelo. Com esta configuração, foram designados por ensaios A1. Por outro lado, temos os ensaios A2, que diferem dos primeiros na medida em que todas as ligações elétricas são em série. Que através deste único tipo de ligação elétrica, a tensão do circuito termoelétrico será a soma das sucessivas tensões, ao passo que a corrente será a mesma a fluir em todo o circuito.

4.2.1.1 Ensaios A1

Este tipo de ensaios experimentais não possui qualquer carga elétrica, ou seja, são ensaios em vazio. A temperatura imposta no banho termostático (T_{imp}) foi aumentando entre ensaios, tomando o valor de $10 \text{ }^\circ\text{C}$, $14 \text{ }^\circ\text{C}$ ou $18 \text{ }^\circ\text{C}$. Contudo, o caudal e a intensidade da radiação do foco utilizado mantiveram-se inalterados em 6 l/h e 1000 W/m^2 . Este tipo de ensaios é caracterizado por ter ligações em série em cada sector e ligações em paralelo entre sectores. O gráfico da imagem 4.1, descreve a evolução da potência elétrica produzida pelo conjunto termoelétrico durante cinco horas e meia (330 minutos), onde a característica que varia entre os três ensaios representados é a temperatura imposta no banho termostático, que por sua vez é ligeiramente

inferior à temperatura registada na entrada do permutador. No ensaio 9, a temperatura imposta foi de 10 °C, contudo a temperatura média registada pelo termopar colocado na entrada do permutador de calor registou uma temperatura de 11,47 °C. De igual forma, o ensaio 10, registou uma temperatura média na entrada no permutador de calor de 15,05 °C, já o ensaio 11 registou um valor médio de 18,76 °C, quando as temperaturas impostas eram, respetivamente de 14 °C e 18 °C. Facilmente podemos concluir que o erro associado diminuiu com o aumento da temperatura imposta, o erro associado diminuiu assim de 14,7% para 7,5% e para apenas 4,2% no último ensaio. No que se refere à outra potência elétrica, a do painel fotovoltaico, podemos

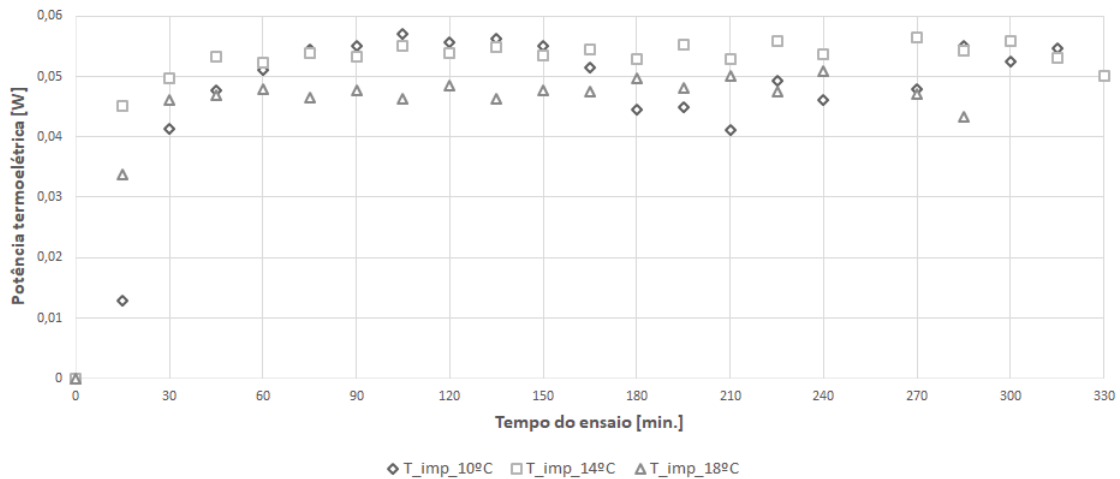


Figura 4.1: Gráfico da potência termoeletrica produzida nos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11).

observar o comportamento físico deste gerador de corrente contínua na imagem 4.2. Como é possível observar, a potência produzida pelo painel fotovoltaico não varia conforme a temperatura imposta no banho termostático. Esta característica era facilmente previsível, uma vez que a intensidade da radiação incidente é mais expressiva do que a temperatura do fluido circulante no permutador situado acerca de três centímetros abaixo do painel fotovoltaico. Ainda no mesmo gráfico, podemos concluir que com a radiação artificial, a potência alcançada representa menos de metade da potência nominal. Esta situação encontra-se em linha com o abordado na secção 2.2.8, onde a lâmpada de halógeno apenas cobre uma parte do espectro eletromagnético, o que se traduz num efeito fotovoltaico "incompleto", principalmente quando se possui apenas um foco de halógeno, contudo este foco conseguiu manter uma média sob todo o painel de 1000 W/m², média essa aritmética elabora com uma amostra de nove pontos sob o painel fotovoltaico.

A potência do painel fotovoltaico em condições A1, situou-se então entre os 2 a 2,5 W, valores que não sofrem alterações significativas nem de forma direta com a mudança de temperatura imposta. Já a terceira potência no módulo solar, potência térmica, foi calculada tendo em conta a média da temperatura à entrada do permutador, temperatura que influencia a massa volúmica da água e consequentemente o valor do calor específico. Todos os valores devidamente interpolados, encontram-se na tabela 4.1, para que na fórmula do cálculo da energia térmica, todos os fatores fossem o mais reais possíveis, ao invés de apenas utilizar os valores médios de 1000 kg/m³ na densidade da água e de 4,18 kJ/kg.°C para o valor do calor específico da água. Seguidamente, apresento o gráfico da imagem 4.3, o qual contempla os valores para a potência dos três ensaios que compõem o grupo de testes com a designação A1. No respetivo gráfico podemos observar que nas primeiras horas dos ensaios, conseguiu-se obter uma maior potência

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoeletrico

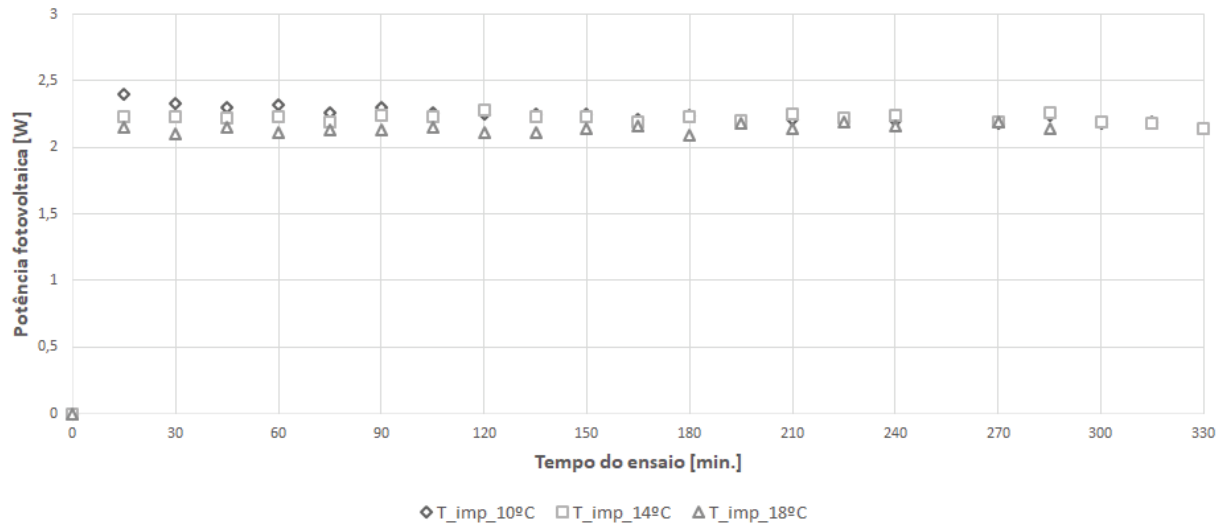


Figura 4.2: Gráfico da potência fotovoltaica produzida nos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11).

térmica com uma temperatura imposta de 14 °C, ao passo que depois de três horas do início dos ensaios, a temperatura indicada seria os 10 °C. Tal como seria de prever, a temperatura imposta mais elevada, apresenta uma menor potência térmica. Podendo mesmo concluir, que tanto a temperatura de 10 °C como a de 14 °C, são excelentes valores para a entrada de água no permutador, tendo conseguido picos de produção de 22,32 W e de 23,75 W, respetivamente. Por

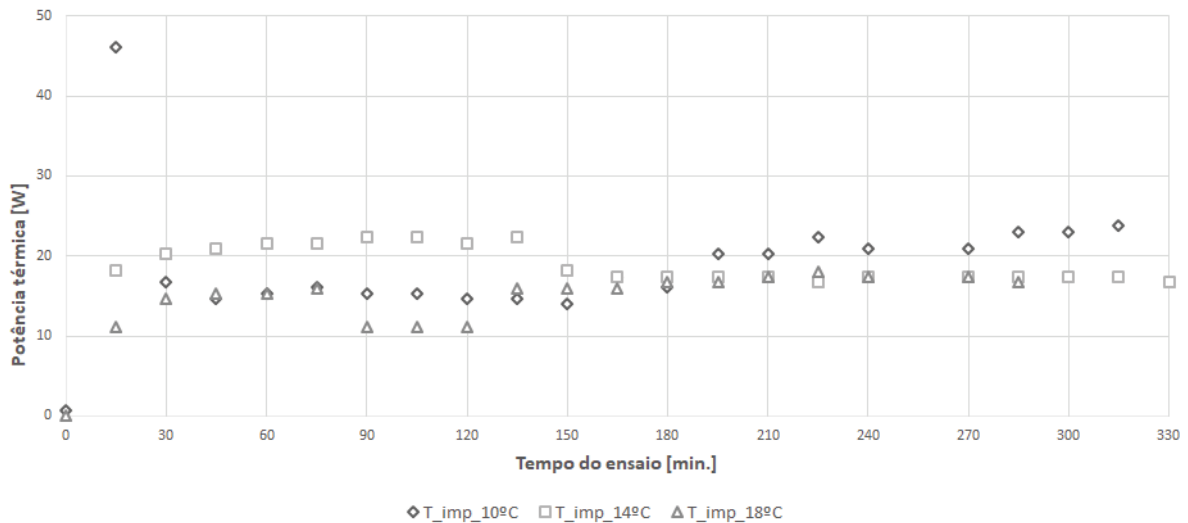


Figura 4.3: Gráfico da potência térmica nos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11).

Tabela 4.1: Tabela resumo das características físicas da água para cada ensaio do grupo A.

Número de ensaio	Subgrupo	Temperatura imposta [°C]	Temperatura média da água à entrada [°C]	Calor específico [kJ/kg.C]	Densidade relativa [kg/m³]
9	A1	10	11,47	4,193	999,494
10	A1	14	15,05	4,189	998,918
11	A1	18	18,76	4,185	998,321
12	A2	10	12,09	4,193	999,394
13	A2	14	15,98	4,188	998,768
14	A2	18	20,12	4,184	998,102

fim, apresenta o gráfico final deste primeiro grupo de ensaios, o que representa a totalidade da energia produzida pelas três valências presentes, fotovoltaica, termoelétrica e térmica. Como é observável pelos gráficos anteriores, a energia térmica apresenta-se como a potência líder na produção do nosso sistema, ao passo que a magnitude da potência termoelétrica apresenta o menor valor das três potências visadas, sendo a magnitude totalmente diferente, chegando mesmo a ser superior em quatrocentas vezes. Como tal, o gráfico da imagem 4.4, resume-se muito ao gráfico da figura anterior (figura 4.3). Pegando no valor de pico de produção total, que ocorreu aos 315 minutos, para uma temperatura imposta de 10 °C, cujo valor é de aproximadamente de 26W. Desta valor total, cerca de 91,36% foi conseguido através da energia térmica, ao passo de 8,43% representa a potência fotovoltaica e apenas 0,21% indica a potência conseguida pelo conjunto termoelétrico. Esta magnitude de valores é igualmente válida para os outros ensaios aqui visados nesta subsecção.

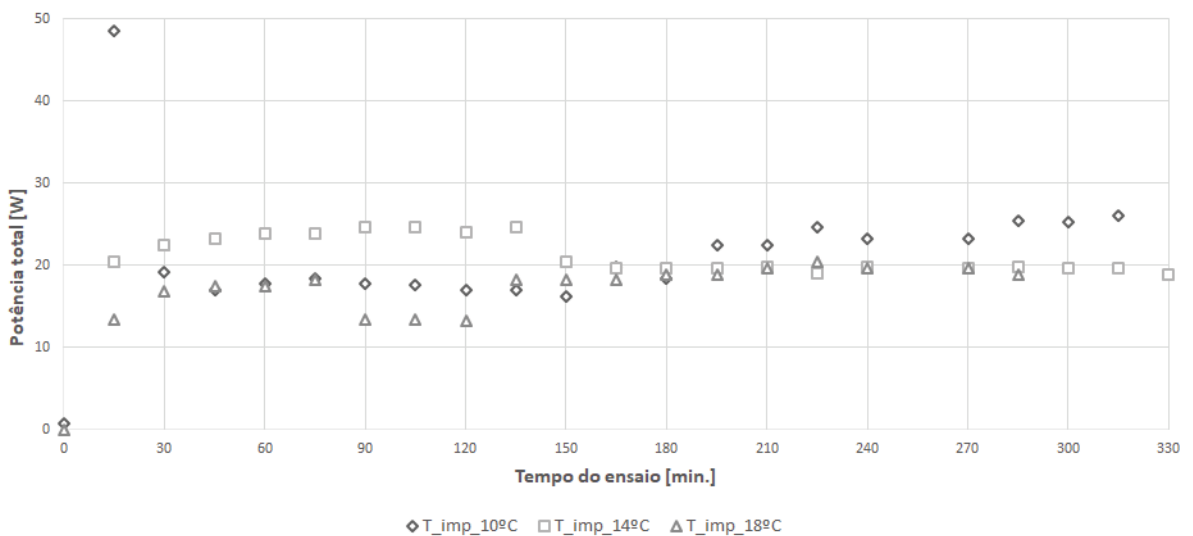


Figura 4.4: Gráfico da potência total produzida pelo módulo solar construído dos ensaios A1 (ensaio 9, 10 e 11).

Já com todas as potências apresentadas, sobra agora apresentar outros dados também eles recolhidos nos diversos ensaios experimentais. No ensaio 11, no qual a temperatura imposta foi de 18 °C, ensaio que se revelou com o desempenho menor dos demais, como era previsto. Agora com os resultados deste ensaio, traçou-se o gráfico presente na imagem 4.5, que relaciona as temperaturas do painel fotovoltaico durante todo o ensaio, no eixo principal vertical, com a potência elétrica produzida no mesmo intervalo de tempo, valores estes presentes no eixo vertical secundário. Sabe-se em antemão que a potência elétrica é fortemente afetada pela temperatura de trabalho do painel, sendo o aumento desta deveras prejudicial. Concluí-se então que os pontos do gráfico da potência, sofrem pequenas variações que são concordantes com as variações da temperatura medida na superfície frontal do painel (T_{PV}). Neste mesmo ensaio a potência de pico registada foi de 2,19 W que ocorreu aos 225 minutos de ensaio.

4.2.1.2 Ensaios A2

Novamente neste tipo de ensaios não foram utilizados quaisquer cargas elétricas, sendo por isso considerados ensaios em vazio. A temperatura imposta no banho termostático tomou os mesmos valores dos ensaios experimentais A1, que foram 10 °C, 14 °C e 18 °C. Contudo a principal característica deste conjunto de testes são as ligações em série em todo o módulo, situação que

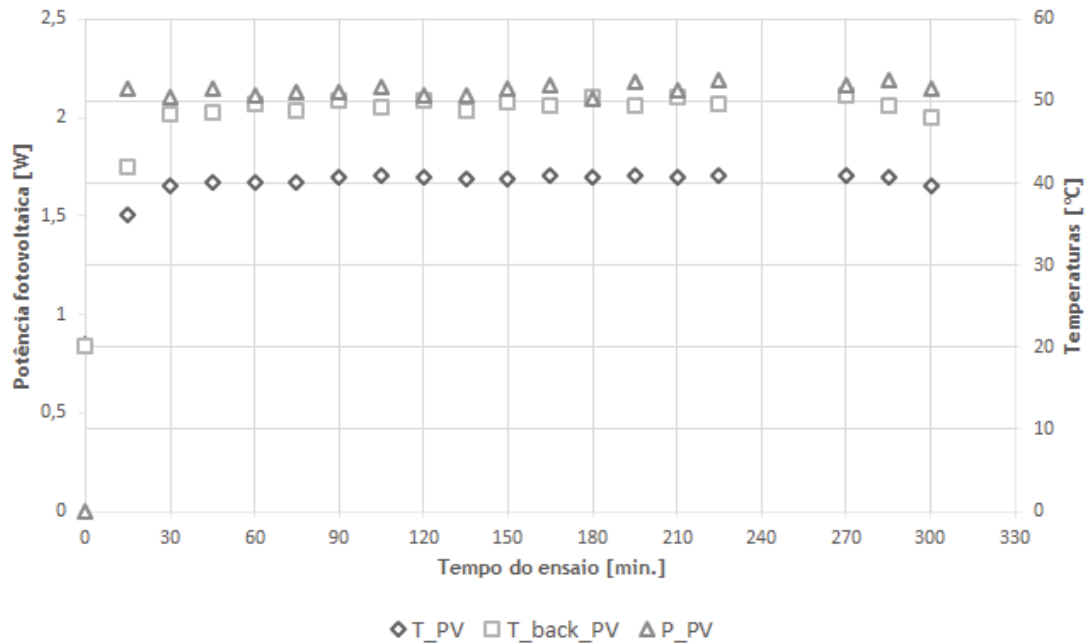


Figura 4.5: Gráfico da potência fotovoltaica produzida e temperaturas do painel fotovoltaico referentes ao ensaio 11 do subgrupo A1.

não acontecia no conjunto A1, onde coexistiam os dois tipos de ligações elétricas. Neste grupo A2, o caudal de água manteve-se inalterado nos 6L/h, bem como o valor da radiação incidente manteve uma média de 1000 W/m^2 , valores devidamente registados mediante utilização do solarímetro. Muito à semelhança da apresentação dos ensaios anteriores, o gráfico da imagem 4.6, mostra a evolução da potência termoeletrica entregue pelo conjunto de dezasseis células. Através de uma rápida observação, podemos constatar que os melhores resultados são alcançados foram alcançadas com as temperaturas mais baixas. Contudo, verifica-se uma melhor estabilidade para a temperatura de $14 \text{ }^\circ\text{C}$, já a temperatura de $18 \text{ }^\circ\text{C}$ é uma temperatura demasiado alta que baixa o valor do rendimento na ordem dos 27,4%, valor bastante significativo, principalmente quando se trata de potência tão baixas como $0,066 \text{ W}$, valor de potência de pico alcançada aos 45 minutos de teste, para uma temperatura imposta de $10 \text{ }^\circ\text{C}$. No que se refere à potência produzida pelo painel fotovoltaico, podemos salientar a potência de pico de valor igual a $2,27 \text{ W}$, conseguida com apenas meia hora de ensaio, conseguida graças ao facto da superfície do painel ainda se encontrar a uma temperatura relativamente baixa ($TPV = 38 \text{ }^\circ\text{C}$), o que favorece o rendimento do painel fotovoltaico. Pela análise do mesmo gráfico, podemos concluir que nos três ensaios representados, a potência fotovoltaica não apresente diferenças significativas entre ensaios, sendo os diversos pontos bastantes coincidentes que se situam na faixa dos 2 a $2,5 \text{ W}$, valor típico e bastante normal tendo em conta que os ensaios foram efetuados sob um simulador solar puramente halogénico. O terceiro gráfico, figura 4.8, indica a potência térmica extraída pelo permutador de calor em alumínio. Neste gráfico podemos observar com elevada clareza a elevada diferença entre as três temperaturas escolhidas. É possível resumir o gráfico nas seguintes palavras, a uma temperatura de $18 \text{ }^\circ\text{C}$ a potência térmica é bastante inferior, sendo quase equiparada à potência fotovoltaica. Reduzindo a temperatura para os $14 \text{ }^\circ\text{C}$, constatamos que a potência térmica apresenta variações bastante significativas durante o tempo do teste, vendo o seu valor reduzido de $19,52 \text{ W}$ para apenas $11,15 \text{ W}$. Finalmente no ensaio 12, quando a temperatura imposta foi de apenas $10 \text{ }^\circ\text{C}$, é possível observar que os

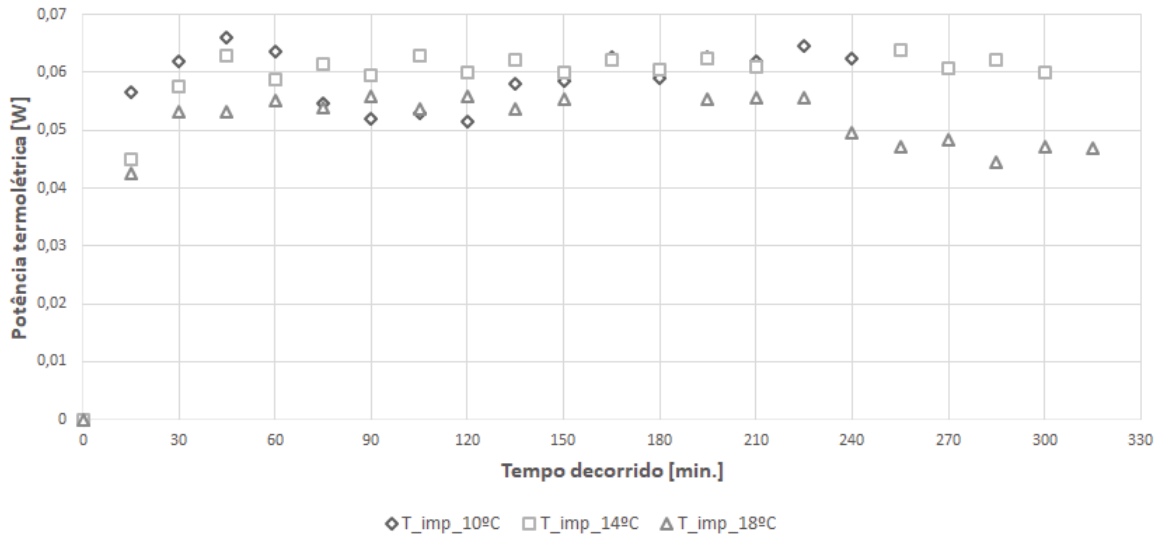


Figura 4.6: Gráfico da potência termoeletrica produzida nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).

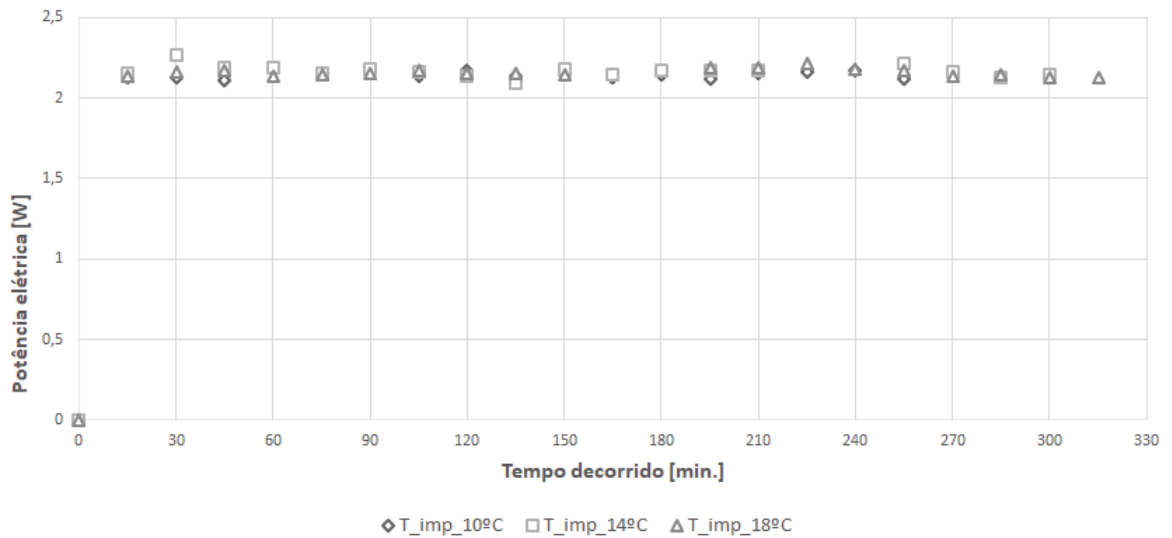


Figura 4.7: Gráfico da potência fotovoltaica produzida nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).

diversos pontos se encontram com uma disposição praticamente horizontal, registando eventualmente pequenas oscilações, inferiores a 10%. Apresentando agora o gráfico da potência total produzida pelo módulo solar proposto, é facilmente perceptível grandes e importantes diferenças entre as três potências visadas. Sendo que o ensaio cuja temperatura imposta é de 18 °C, registou o pior registo, principalmente nas primeiras horas de ensaio. A nível de estabilidade da potência fornecida, podemos com toda a certeza indicar o ensaio de temperatura igual a 10 °C, como aquele que fornece uma quantidade de energia mais estável durante todo o ensaio, situando-se em valores em torno dos 20 W. Contudo, se o foco for a potência de pico, neste caso o ensaio de temperatura igual a 14 °C, é o teste que apresenta mais picos de produção bem como apresenta os maiores picos, principalmente as primeiras horas de ensaio. Os resultados práticos referentes encontram-se no gráfico da imagem 4.4, que compila os resultados do somatório das duas potências visadas pelo módulo solar híbrido, ou seja, a potência total representada refere-se à soma da potência térmica com a potência elétrica ambas produzidas no módulo híbrido. Pelo gráfico anterior, salienta-se ainda os picos nos instantes de 240, 255,

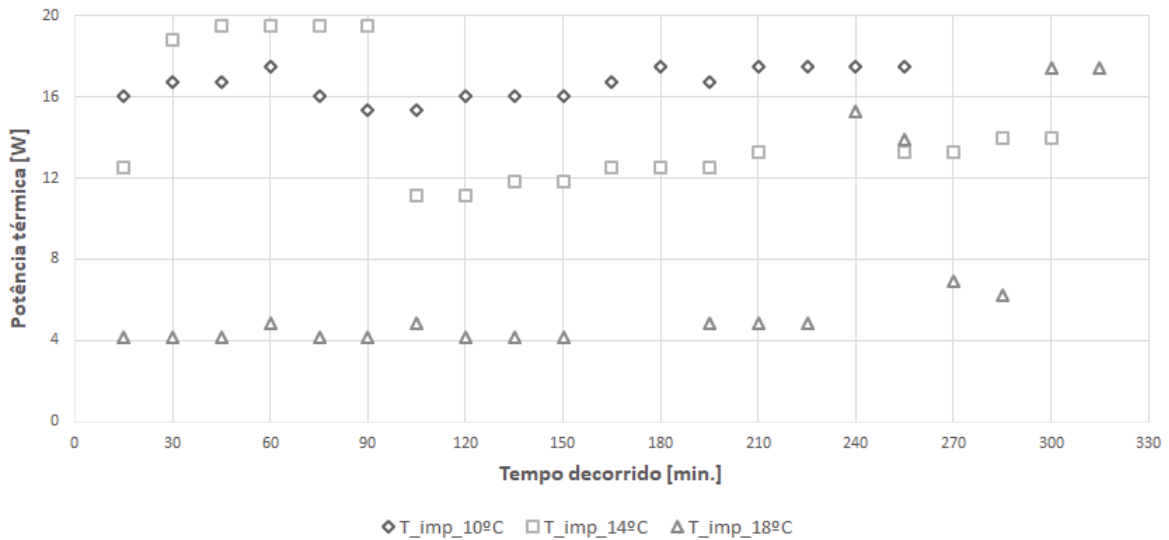


Figura 4.8: Gráfico da potência térmica produzida nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).

300 e 315 minutos, estes picos foram alcançados com uma temperatura de 18 °C imposta no banho termostático, estes picos foram conseguidos pela potência térmica, cujo aparecimento não apresenta qualquer justificação.

4.2.1.3 Conclusões dos ensaios do tipo A

Esta subsecção é dedicada à comparação entre os ensaios descritos anteriormente (A1 e A2), cuja diferença é entre as ligações entre os quatro sectores termoeletricos, recorde-se que cada sector é composto por quatro células termoeletricas conectadas em série. Torna-se por também obrigatório comparar a potência da unidade termoeletrica nas duas configurações, de forma a avaliar qual das duas a que produz uma maior potência, traduzindo-se num maior rendimento do módulo solar construído. Esta comparação encontra-se representada na imagem 4.10, onde constam quatro conjunto de medições, e não os respetivos seis, uma vez que os dois ensaios

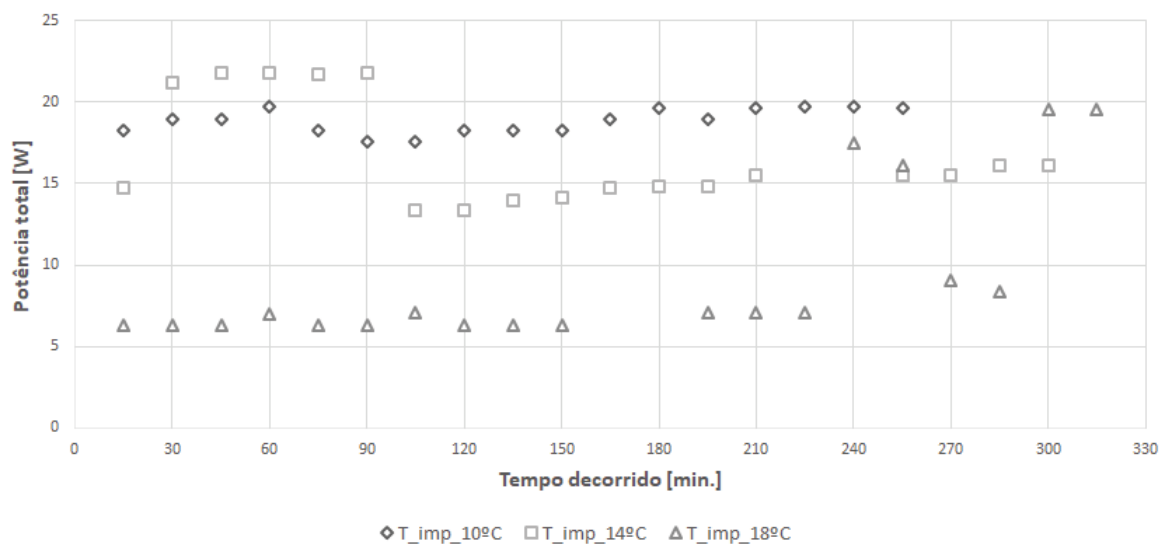


Figura 4.9: Gráfico da potência total produzida pelo módulo híbrido nos ensaios A2 (ensaio 12, 13 e 14).

com a temperatura imposta de 18 °C, produz valores de potência bastante diminutos, esses ensaios foram desconsiderados nesta etapa comparativa. De forma a apresentar de uma forma concreta todos os resultados e designações, optou-se por simplificar toda a linguagem utilizada nas legendas das séries dos diversos gráficos. Algumas das designações utilizadas são meras abreviaturas, como por exemplo "P_", simboliza o valor de potência, contrariamente ao de temperatura que é descrito como "T_". Podendo existir combinações de abreviações, como por exemplo A1_ T_ imp_ 10 °C, que indica que os resultados se referem ao ensaio do subgrupo A1 com uma temperatura imposta de 10 °C, ou ainda o caso de P_ TEC_ T_ imp_ 14 °C, que descreve uma potência do conjunto termoelétrico, TEC, para uma temperatura imposta de 14 °C. Pela

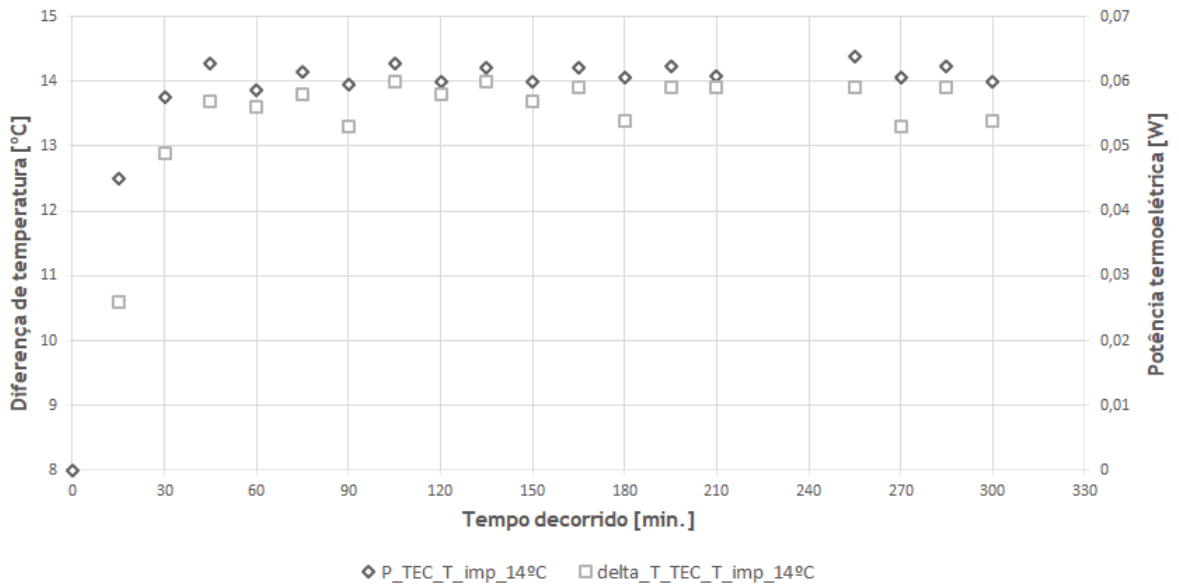


Figura 4.10: Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas dos ensaios A1 e A2.

observação do gráfico da imagem 4.5, concluí-se que o topo do gráfico é ocupado pelos ensaios do grupo A2, ocupando estas potências superiores a 0,06 W, ao passo que os ensaios do grupo A1 não ultrapassam o valor anteriormente referido, ocupando a faixa mais baixa do gráfico, com valores compreendidos entre 0,04 até 0,056 W. Esta diferença representa em termos percentuais uma redução na ordem dos 13,75%.

A nível de potência total produzida, descreve-se uma situação inversa. Ou seja, pela análise do gráfico da imagem 4.11, apercebemo-nos, que os valores de maior potência dizem respeito aos ensaios do grupo A1. Contudo, a análise deste gráfico deve ser menosprezada, uma vez que a alteração realizada que permite a formação dos dois grupos de ensaios, incidiu unicamente na configuração termoeletrica, pelo que a única potência diretamente influenciada será a potência termoeletrica, situação que se retrata na imagem 4.10. Voltando ao gráfico da potência produzida pela instalação solar, observamos valores de pico para os ensaios A1_ T_ imp_ 10 °C e A1_ T_ imp_ 14 °C, sendo eles respetivamente 25,99 W e 24,61 W. Estes ensaios foram conduzidos sob a condição de radiação incidente constante de 1000 W/m², uma vez que área fotovoltaica é de 0,027225 m², podemos concluir que a potência incidente sob o módulo solar é de 27,225 W, que resulta da multiplicação dos valores anteriormente referidos, tal como se apresenta na equação 3.7. Este valor representa a potência de entrada do nosso sistema, uma vez que todo o módulo foi devidamente isolado termicamente, de forma a assegurar esta mesma condição. Calculando o rendimento da instalação, pela fórmula 3.8, para os valores de pico referidos de 25,99 W e 24,61 W, obtemos valores de rendimento de 0,955 e 0,904 respetivamente. Estes va-

lores superam os típicos valores dos painéis térmicos, que rondam os 0,80 e claramente supera os valores de 0,13 dos fotovoltaicos. Podemos concluir, que o módulo construído, realiza, com um grande aproveitamento, o efeito para o qual foi projetado. O valor de pico alcançado de rendimento dos ensaios do grupo A, foi o valor de 95,50%, uma vez que o ponto cuja potência total foi de 48,51 W, foi descartado por questões de lógica, este ponto foi claramente obtido de forma errada, tendo o erro surgido na temperatura registada pelo termopar, por isso, foi desconsiderado para efeitos de cálculos de rendimento.

4.2.2 Ensaios realizados no exterior

Tal como já foi sugerido anteriormente, esta segunda parte prática foi realizada no silo auto da Faculdade de Engenharia da UBI. A localização da instalação de toda a bancada de trabalho foi determinada tendo em conta importantes fatores tal como a ausência de sombreamento por infraestruturas circulantes ou ausência de circulação automóvel naquela parte do silo auto durante todo o período em que decorrem os ensaios práticos. Estes testes, realizados com radiação solar natural foram designados com a letra "B", de forma a sugerir com mais clareza bem como a diferencia-los dos ensaios anteriores (ensaios A). A intensidade da radiação solar foi pontualmente medida, com o solarímetro, de forma a traçar a curva que retrata esta variação em todos os ensaios. O valor do caudal da água que circula no permutador manteve-se igual (6,0 L/min.) em todos estes ensaios, à semelhança dos do grupo anterior. Na figura 3.25, é possível observar toda a instalação experimental colocada no silo auto. Todos os ensaios deste grupo (B), foram realizados com uma temperatura imposta no banho termostático igual a 14 °C. Este segundo e derradeiro grupo de ensaios experimentais, foi subdividido em quatro subgrupos (B1, B2, B3 e B4). O primeiro subgrupo refere-se ao ensaio exterior em vazio, ou seja sem qualquer carga elétrica no circuito fotovoltaico ou termoelétrico. O subgrupo seguinte, B2, dedica-se aos ensaios realizados com resistências elétricas que simulam cargas devidamente conectadas tanto ao circuito do painel fotovoltaico como ao circuito termoelétrico, este último conta com resistências de menor valor, uma vez que a potência gerada é menor do que a gerada pelo painel fotovoltaico. O terceiro grupo, estuda as diferenças do módulo em dias com condições climáticas opostas, sendo que o mesmo foi ensaiado nas mesmas condições conceptuais, sendo que a

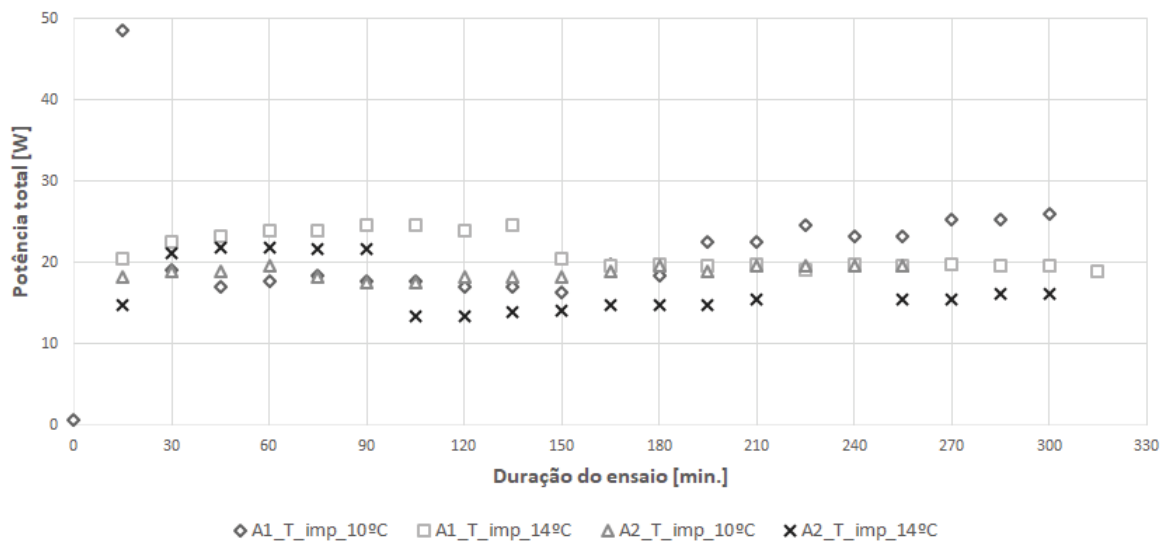


Figura 4.11: Gráfico comparativo entre as potências do módulo híbrido dos ensaios A1 e A2.

única variável que se alterou foi o estado do tempo, passando de dia ensolarado para um dia nublado. Esta importante variável, foi devidamente estudada também neste módulo híbrido. Por fim, temos os ensaios complementares B4, que fizeram uso de duas tecnologias concentradoras, de forma a aumentar a quantidade de radiação solar incidente no painel fotovoltaico, que por sua vez irá ser conduzida, já sob a forma de calor, aos restantes elementos constituintes do módulo híbrido. Refere-se ainda que nestes ensaios todas as ligações elétricas entre os vários módulos termoeletricos são ligações em série, à semelhança do que acontecia na parte final dos ensaios A.

4.2.2.1 Ensaios B1

Este primeiro ensaio experimental realizado no exterior, não contou com qualquer carga aplicada nos dois circuitos elétricos que compõem o módulo solar. Cumprindo assim os requisitos para que este único ensaio pertencente a este subgrupo, seja comparado com o ensaio homólogo interior, sem cargas elétricas, a uma temperatura imposta de também 14 °C. Sendo que a única variável diferente entre eles é o valor da intensidade da radiação solar e claro a faixa espectral a que todo o módulo é sujeito. As condições climatéricas que se fizeram sentir no dia do ensaio constam na tabela 4.2, onde todos os dados foram retirados do site do Instituto Português do Mar e Atmosfera (IPMA) [146]. A média das sucessivas temperaturas registadas de entrada de água no permutador foi de 15,94 °C. O ensaio característico deste subgrupo será apresentado, realizando sempre a comparação com o ensaio homólogo realizado em laboratório com uma intensidade de radiação constante e igual a 1000 W/m². Na figura 4.12, apresenta-se o gráfico que compara a potência fornecida pelo painel fotovoltaico nas duas situações. Relembre-se que o painel que equipa o módulo possui nas suas características uma potência nominal de 4,5 W. Este valor é obtido mediante condições padrão, entre as quais se referem 25 °C para a temperatura das células fotovoltaicas e uma radiação incidente fixa de valor igual a 1000 W/m². Neste ensaio obteve-se uma potência de pico igual a 4,74 W, para uma intensidade de radiação igual a 1180 W/m², este valor é a potência sem qualquer carga, ou seja, refere-se à potência em vazio do painel fotovoltaico. A potência do módulo fotovoltaico representou, em média, cerca do dobro do valor de potência comparativamente ao ensaio de laboratório. Face a estes resultados acima apresentados, é seguro dizer que em termos fotovoltaicos, a radiação solar natural induz com muito mais facilidade o efeito fotovoltaico, do que o simulador solar utilizado em ambiente controlado. Estes resultados encontram-se em linha com o descrito anteriormente sobre a temática dos simuladores solares de halógeno. Reforçando assim a conclusão da sua incapacidade de reproduzir um espectro eletromagnético próximo do real para uma massa de ar igual a 1,5. Já no que se refere à potência termoeletrica produzida no ensaio B1, esta viu o seu valor reduzido para metade, em condições normais de funcionamento, passando para apenas 0,03 W. Enquanto no ensaio comparativo realizado no interior esta representava valores como 0,060 a 0,064 W, todos estes valores práticos surgem na figura 4.13. Esta diferença relaciona-se com o tipo de radiação emitida pela fonte, ou seja, o foco de halógeno emite uma maior quantidade de energia infravermelha, responsável pelo aquecimento do painel e consequentemente

Tabela 4.2: Condições climatéricas para a Covilhã no dia do ensaio do subgrupo B1.

Descrição	Valor
Temperatura máxima [°C]	32
Temperatura mínima [°C]	13
Velocidade do vento [m/s]	1,11 - 1,94

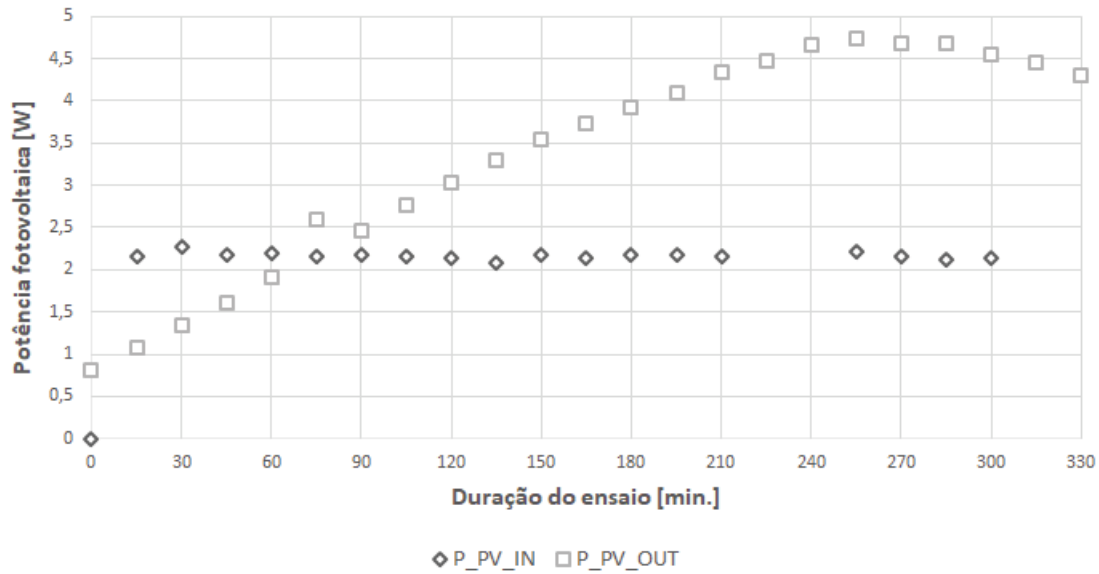


Figura 4.12: Gráfico comparativo entre a potência fotovoltaica do ensaios laboratorial para o ensaio exterior.

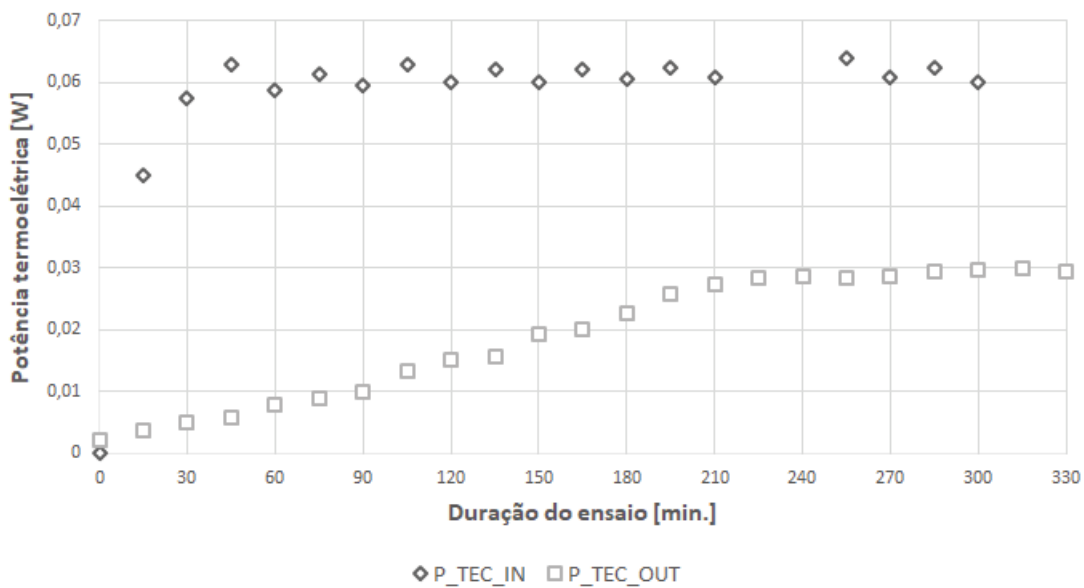


Figura 4.13: Gráfico comparativo entre a potência termoeletrica do ensaio laboratorial para o ensaio exterior.

do conjunto termoeletrico. Já a radiação solar possui um espectro mais amplo, nomeadamente no que se refere aos raios ultravioleta, pelo que o carácter térmico será substancialmente menor. A somar a este facto, contabiliza-se ainda a curta distância entre o foco de halogéneo e o módulo solar, o que culmina em valores mais elevados em todo o módulo, contrariamente à situação exterior onde o sol produz um valor menor de calor em todo o módulo. Na mesma figura, verifica-se claramente a reta crescente do valor de potência fornecida pelo conjunto termoeletrico conforme decorre o ensaio, até se observar uma estabilização a partir das quatro horas de ensaio (240 minutos), que durou até à finalização do mesmo. Por sua vez, no ensaio comparativo, verificam-se pequenas mas constantes variações no valor da potência termoeletrica produzida, estas variações têm, sensivelmente, o mesmo desvio entre si. Além do facto

de neste caso, com apenas trinta minutos de ensaio o valor já se encontrava estável. Além destas diferenças descritas até agora, denota-se ainda importantes e significativas diferenças na potência térmica despendida pelo permutador de calor. Esta última energia, cujo gráfico da sua variação se encontra na figura 4.14, revela-se a potência com maior valor absoluto, alcançando o máximo de 25,10 W no ensaio B1. Esta potência apresentou uma subida ao longo

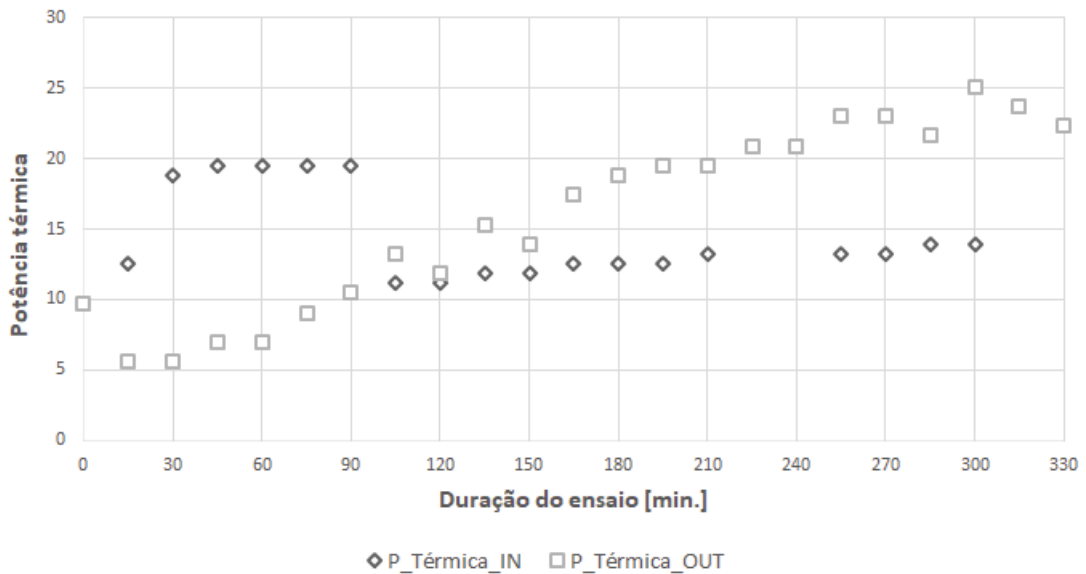


Figura 4.14: Gráfico comparativo entre a potência térmica do ensaio laboratorial para o ensaio exterior.

de todo o ensaio prático, tendo se revelado um valor de potência térmica compreendido entre 20 e 25 W, para o regime permanente de funcionamento do módulo solar. Neste regime dito de permanente, o ensaio que contou com a radiação solar, revelou um aumento de 60% face ao ensaio realizado com o foco de 500 W, além que este ensaio foi marcado por algumas variações súbitas no valor calculado para esta energia. No regime de transição, que durou cerca de três horas e meia, 210 minutos, observou-se uma inversão relativamente ao ensaio com melhor prestação térmica. Nas primeiras horas de ensaio e com radiação fixa constante nos 1000 W/m², é esperado que este ensaio entregue uma maior quantidade de potência térmica, contudo e à medida que o ensaio decorre, a intensidade da radiação solar incidente vai subindo de valor, conduzindo a uma superação face ao primeiro ensaio.

Somando todas as diferenças apresentadas até agora e procedendo à sua soma, obtemos o gráfico que consta na imagem 4.15. Pela análise deste gráfico é possível concluir que o ensaio cuja radiação é a luz solar, domina face ao ensaio concorrente. Em termos que potências, o ensaio exterior contou com uma potência de pico igual a 29,68 W, ao passo que o valor homólogo apenas produziu 16,15 W, o que se traduz num aumento próximo de 84%. Quando comparamos o comportamento do módulo nos regimes permanentes, neste caso na quantidade de potência total, fornecida pelo módulo híbrido, a diferença é perfeitamente notória, assinalando-se assim a diferença entre 15 W para 30 W, sensivelmente. Conseguindo assim o dobro da potência no ensaio exterior relativamente ao ensaio equivalente interior. De forma a finalizar este sub-grupo de ensaios B1, colocaram-se em comparação o valor da potência fotovoltaica, o valor da potência total e os sucessivos valores da intensidade da radiação solar. Esta importante comparação está presente na imagem 4.16, onde no eixo vertical principal se encontram os valores de potência, à semelhança do que acontece nos gráficos anterior, enquanto no eixo vertical

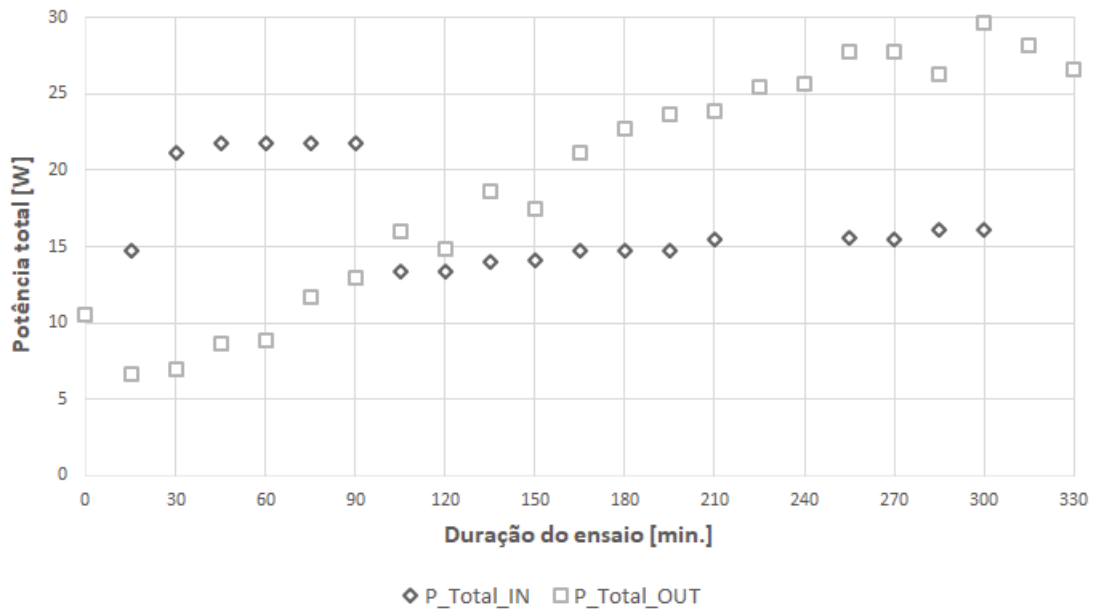


Figura 4.15: Gráfico comparativo entre as potências total do ensaio laboratorial para o ensaio exterior.

secundário se encontram os vários valores para a intensidade da radiação solar. Foi registado

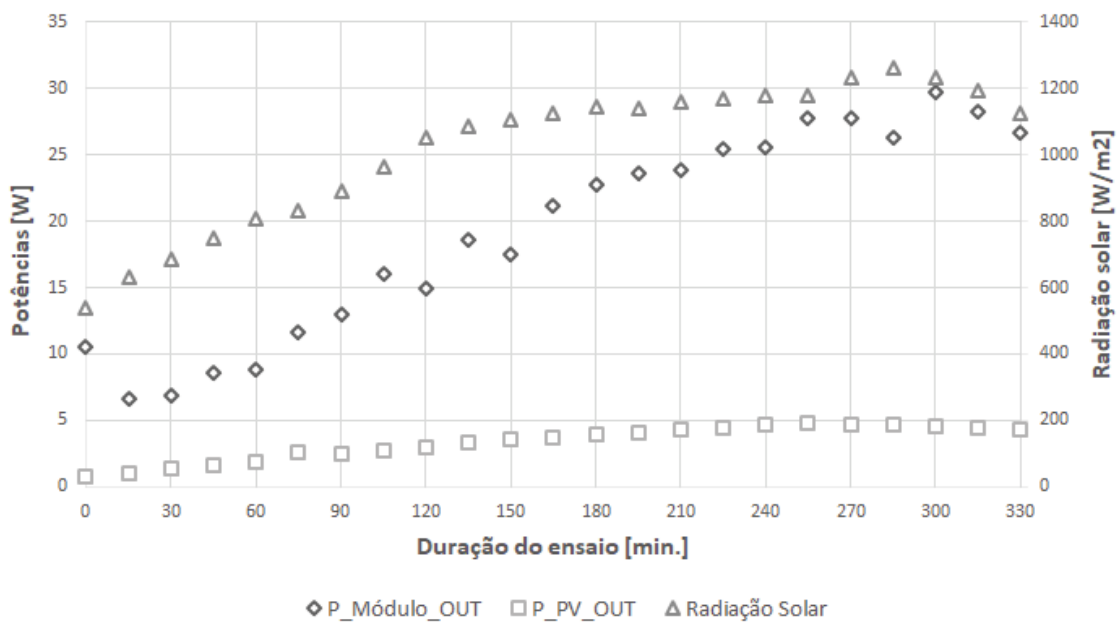


Figura 4.16: Gráfico que opõe as potência fotovoltaica e total à radiação solar incidente.

o sucessivo aumento da radiação solar, conforme o dia ia avançando, registando-se ainda o seu decréscimo. Descobriu-se que a um valor superior de radiação solar não implica um maior valor de potência total, podemos ver este pormenor para os 285 minutos de ensaio. Este facto pode ser explicado que o calor incidente no painel necessita de um certo tempo para atravessar todo o módulo até alcançar o permutador de calor, culminado assim num aumento da potência térmica despendida pelo módulo híbrido. Em regime permanente, podemos observar que o painel fotovoltaico apresenta uma potência estável nos 5 W, ao passo que a potência total se apresenta irregular com algumas variações, maioritariamente causadas pela potência térmica. A radiação

solar atingiu o pico de 1260 W/m^2 aos 285 minutos de ensaio, enquanto a potência total teve o seu pico quinze minutos depois.

4.2.2.2 Ensaios B2

Os ensaios realizados no âmbito deste subgrupo, foram os pioneiros a utilizar cargas elétricas, representadas por resistências elétricas de várias cargas óhmicas. Estas cargas foram agrupadas em três categorias, cargas baixas, médias e elevadas, cujos valores a seguir apresento. Os valores das resistências foram escolhidos tendo por base trabalhos semelhantes já realizados, bem foi tido em conta o teorema de potência máxima. Este importante teorema resume o facto de a potência transferida para a carga toma o valor máximo quando a sua resistência e a resistência interna da fonte são iguais, ou seja $R_{circuito} = R_{interna}$. Em termos práticos, podemos observar este teorema na imagem 4.17. Os três ensaios que perfazem este subgrupo, B2, são realizados em condições climáticas semelhantes, que constam na tabela 4.3, onde todos os valores vieram da informação online disponibilizada pelo IPMA, nestes dias os valores registados para a radiação solar foram considerados boas aproximações, com poucos desvios absolutos nas várias horas de duração do ensaio. Voltando à apresentação e análise dos resultados obtidos, na imagem 4.17, podemos observar o valor de potência termoeletrica gerada pelo conjunto de dezasseis células TEC1-12708. Observamos que o conjunto termoeletrico, produz uma maior potência para a carga mais elevada aplicada ($21,9 \Omega$), cuja potência de pico registada foi de $0,0066 \text{ W}$, algo como $6,6 \text{ mW}$. Um valor baixo, mas claramente superior ao registado com a resistência de $3,4 \Omega$, que não foi além de $1,8 \text{ mW}$. Constatamos que as potências produzidas são

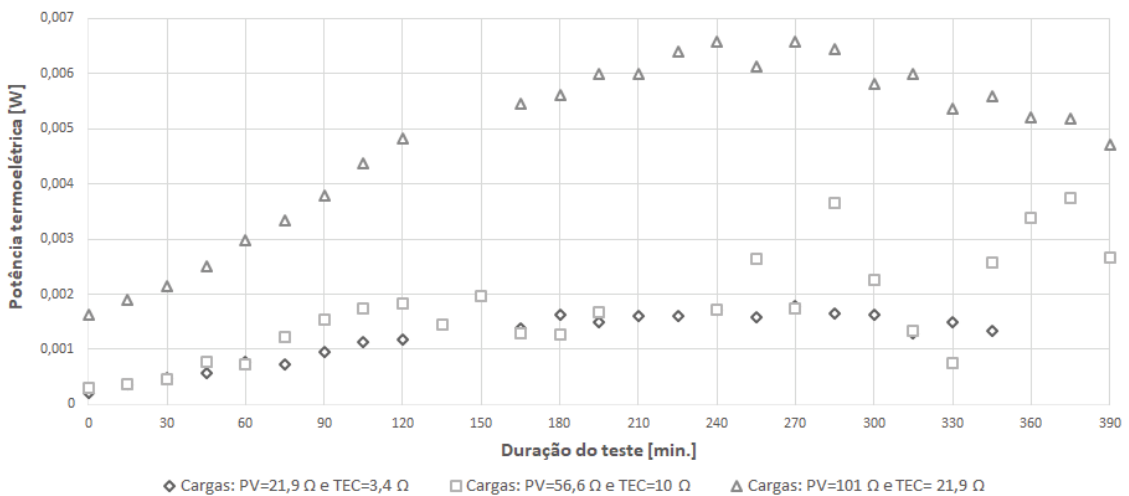


Figura 4.17: Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas dos ensaios que compõem o subgrupo B2.

de uma ordem de grandeza extremamente pequena, atingindo apenas as milésimas de Watt. Por outro lado, temos a potência fotovoltaica, cujos valores representam algum significado. Os

Tabela 4.3: Condições climáticas para a Covilhã nos dias dos ensaios do subgrupo B2.

Descrição	Primeiro ensaio	Segundo ensaio	Terceiro ensaio
Temperatura máxima [°C]	33	31	35
Temperatura mínima [°C]	15	14	15
Velocidade do vento [m/s]	1,39 - 2,50	0,83 - 1,39	1,39 - 2,50

vários valores discretos para a potência fotovoltaica encontram-se no gráfico da figura 4.18. Onde se demarca os valores superiores de potência com o valor mais baixo de carga aplicado. O módulo fotovoltaico com o aumento do valor ôhmico vê uma redução bastante significativa

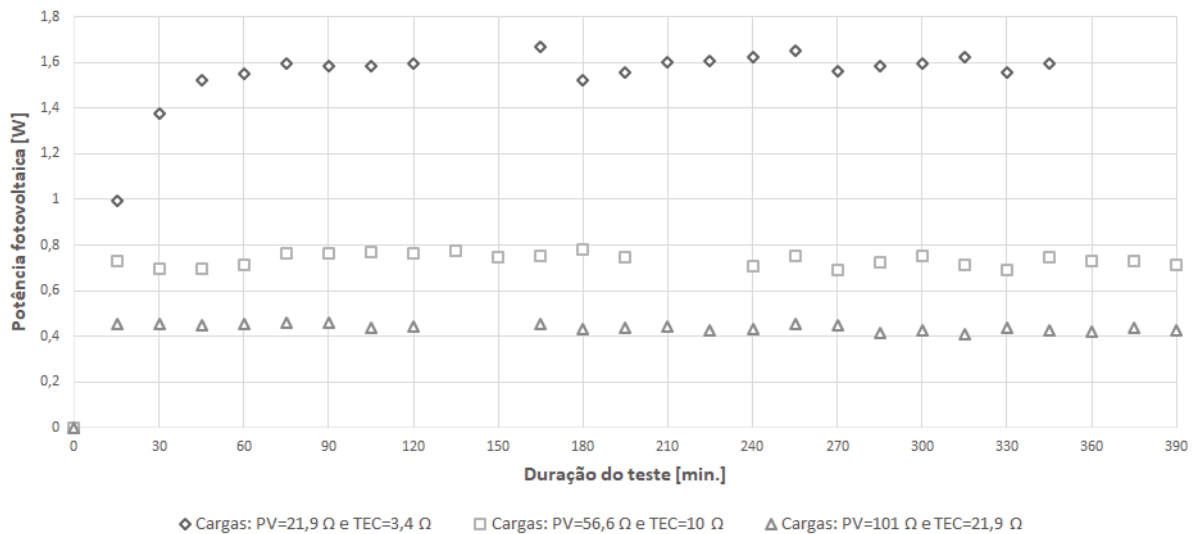


Figura 4.18: Gráfico comparativo entre as potências fotovoltaica dos ensaios que compõem o subgrupo B2.

da sua potência gerada. Já em regime permanente, aos 300 minutos de teste, a potência é reduzida de 1,59 W para 0,75 W e posteriormente reduzida para 0,43 W. Em resumo, a mudança de uma carga com resistência de 21,9 Ω para uma de 56,6 Ω, o valor da potência é reduzido 53%, passando dos 1,59 para os 0,75 W. Verifica-se também que neste tipo de ensaios com cargas, o regime permanente é rapidamente atingido, sendo que apenas 60 minutos são suficientes para atingir o regime permanente de funcionamento em relação à potência fotovoltaica. Procedendo à soma das duas potências de cariz elétrico referidas até agora, podemos aferir a insignificância do valor da potência termoeletrica face à potência fotovoltaica, o gráfico encontra-se na figura 4.19. Onde as diferenças da o gráfico da imagem 4.18, simplesmente não são perspectivas. Estas diferenças não perceptíveis, devem-se ao facto de a soma das potências se realizar entre a unidade de watt (W) com uma unidade mil vezes menor, o mW. No reverso da medalha temos a potência térmica com uma magnitude bastante superior aos 1,59 W registados pela unidade fotovoltaica. A potência térmica, em princípio, não é influenciada pela carga ôhmica disposta nos circuitos elétricos. Este género de potência, representa a maioria do total de potência produzida pelo módulo híbrido. A comparação entre os três ensaios representados na imagem 4.20, demonstra algumas variações que se devem maioritariamente ao estado do tempo sentido durante todo o ensaio. Uma análise mais detalhada mostra que o regime permanente é difícil de atingir neste tipo de energia, onde o gráfico anterior não apresenta valores com pequenas oscilações a partir de um dado período. Ambos os ensaios seguem linhas de tendências próximas e bastantes concordantes entre si, o que prova a não influencia face às cargas aplicadas nos circuitos elétricos. Em termos de valores, o valor de pico foi de 20,22 W, sendo atingido por quatro vezes consecutivas entre o tempo de 300 a 345 minutos. Em termos de magnitude, facilmente concluímos que esta potência é cerca de 13 vezes mais influente do que a potência fotovoltaica no balanço total da potência entregue pelo módulo. Refere-se ainda o importante intervalo de valores entre os três ensaios visados que em regime considerado permanente, foi de 9,76 W aos 20,22 W, uma discrepância superior a 53%. Refere-se ainda que o ensaio com

Tabela 4.4: Condições climáticas para a Covilhã nos dois dias dos ensaios do subgrupo B3.

Descrição	Primeiro ensaio	Segundo ensaio
Temperatura máxima [°C]	35	29
Temperatura mínima [°C]	15	13
Velocidade do vento [m/s]	1,39 - 2,50	1,11 - 2,50
Observações	Dia maioritariamente limpo	Dia nublado

melhor prestação foi o ensaio com as cargas mais baixas aplicadas. Tal como já foi referido, a potência térmica é a potência com maior expressão quando comparada com a soma das restantes duas potências de cariz elétrico, como tal o gráfico que representado na imagem 4.21, que representa a soma das três potências que compõem este módulo, será muito semelhante ao gráfico da figura anterior (4.20). Verifica-se a dominância do ensaio com as resistências de baixo valor. Ficando concluído assim que a potência de pico registada pelo módulo foi de 21,84 W, valor alcançado aos 315 minutos depois de se ter dado início ao ensaio experimental. O maior valor para o rendimento do módulo foi assim de 72,34%, uma vez que o valor da radiação no pico de potência tomou o valor de 1109 W/m².

4.2.2.3 Ensaios B3

Este subgrupo de ensaios incidiu no estudo das alterações de potência de todo o módulo solar face a condições atmosféricas distintas. Para tal, ensaiou-se nas mesmas condições elétricas de 21,9 Ω aplicada ao circuito termoeletrico e de 101 Ω no circuito fotovoltaico. As condições atmosféricas que se faziam sentir na altura nos dias dos ensaios estão presentes na tabela 4.4, onde os dados que lá constam foram devidamente retirados do site do IPMA. Pelas informações acima reunidas, facilmente nos apercebemos que o dia nublado foi também marcado por uma baixa de temperaturas, principalmente da temperatura máxima prevista. Este dia foi marcado pela nebulosidade constante e quase permanente por nuvens altas mas também por formações nebulosas mais baixas muito passageiras. Em relação à potência termoeletrica criada pelo conjunto termoeletrico os valores discretos encontram-se representados no gráfico da figura 4.22.

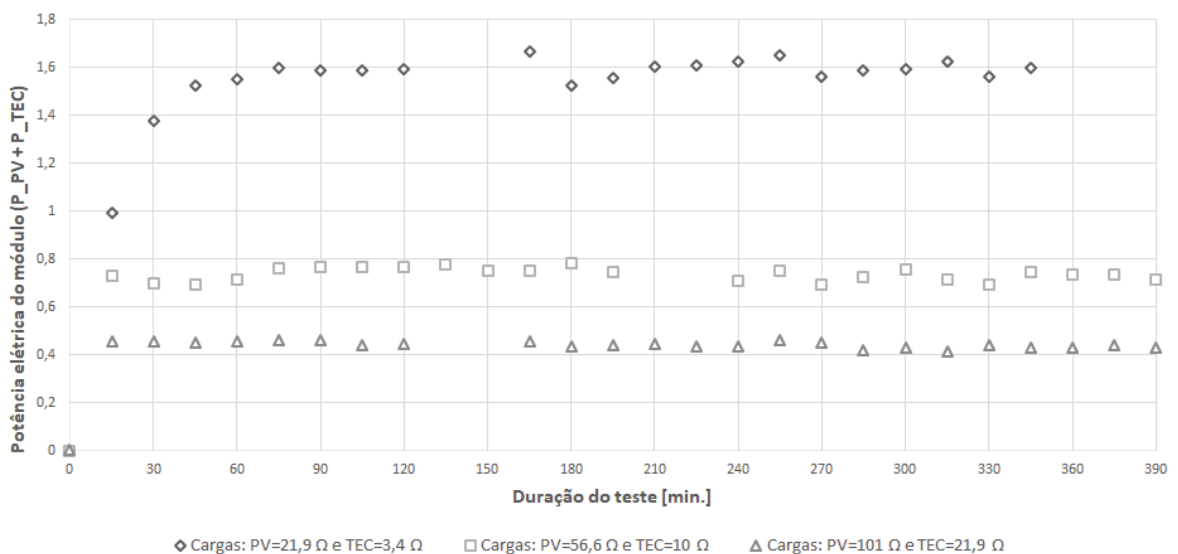


Figura 4.19: Gráfico comparativo entre as duas potências elétricas dos ensaios que compõem o subgrupo B2.

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoeletrico

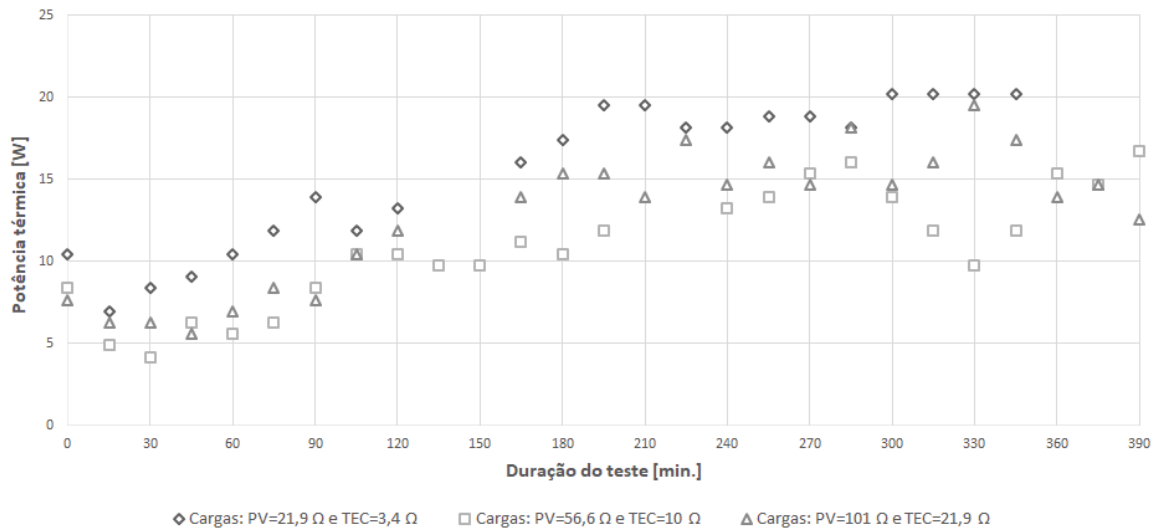


Figura 4.20: Gráfico comparativo entre as potências térmicas dos ensaios compõem o subgrupo B2.

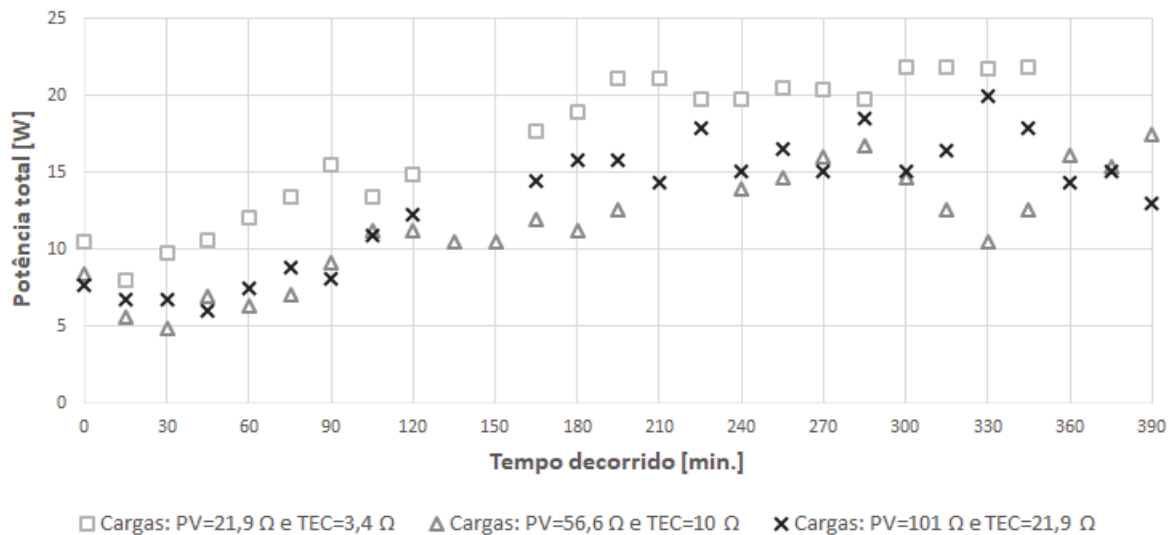


Figura 4.21: Gráfico comparativo entre as potências totais do módulo dos ensaios que compõem o subgrupo B2.

Pode-se observar que o valor deste tipo de potência é claramente dependente das condições meteorologia que se fazem sentir, ou seja, face ao céu mais nublado a temperatura da face quente não apresentou valores tão elevados, pelo que a potência sofreu uma forte diminuição, diminuição essa na ordem dos 65,90%. O ensaio que decorreu com o tempo nublado ficou ainda marcado por constantes variações não ficando claro o regime permanente do conjunto termoeletrico. Contrariamente, o dia limpo apresenta valores concordantes com o gradual aumento de temperatura ao longo do tempo do ensaio, registando assim valores ascendentes em termos de potência. Por outro lado temos a potência do módulo fotovoltaico, elemento que pensava-se que iria sofrer as maiores diferenças. O desempenho do módulo fotovoltaico está na imagem 4.23. Os resultados apresentados não são os inicialmente esperados, ou seja não se notou uma diminuição significativa no valor de potência entregue pelo circuito fotovoltaico, podendo ser uma das explicações o facto de o valor de carga aplicada ao circuito fotovoltaico (101 Ω), ser muito próxima das condições de funcionamento em circuito aberto, pelo que as variações de

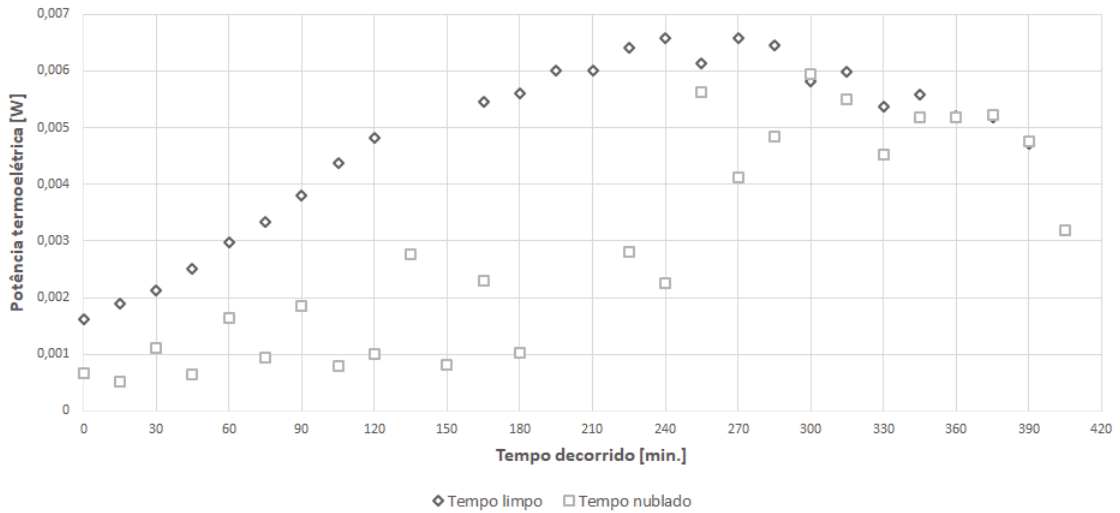


Figura 4.22: Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas do subgrupo B3.

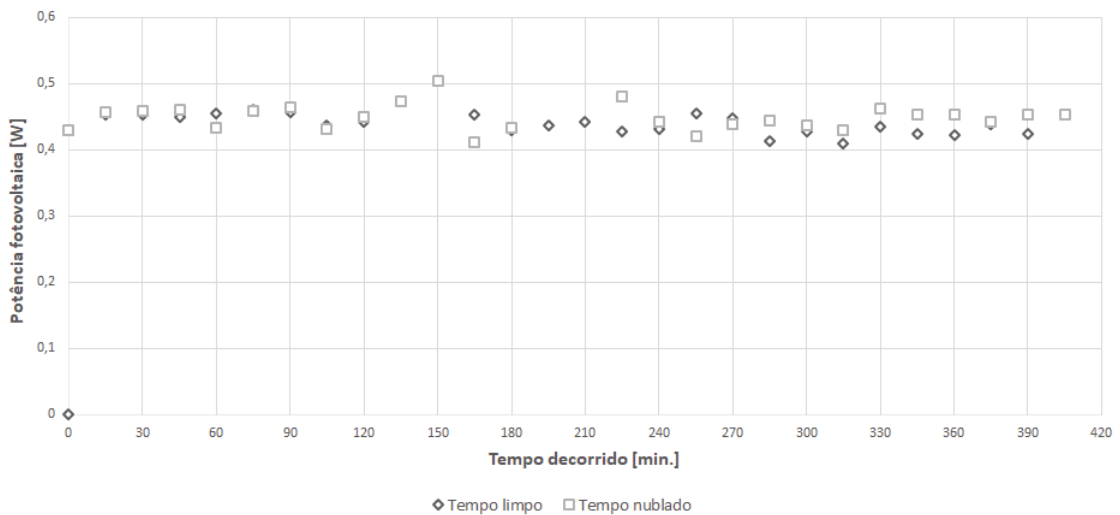


Figura 4.23: Gráfico comparativo entre as potências fotovoltaicas do subgrupo B3.

termos de potência não são particularmente alteradas pelo valor da radiação solar incidente. Sendo que a potência debitada pelo módulo foi bastante equivalente independentemente das condições climáticas, registrando até valores superiores para condições nubladas, situação não prevista anteriormente. A larga maioria dos valores de potência fotovoltaica deste subgrupo, para uma carga de 101Ω , ficaram compreendidos entre 0,4 e 0,5 W, concluindo assim, que o regime permanente de funcionamento foi imediatamente alcançado, tal como se prova pela imagem 4.23. A potência última a ser comparada é a potência térmica, que apresentou resultados irregulares face às condições atmosféricas, tal como se observa no gráfico corresponde presente na figura 4.24. Onde os resultados do dia com melhores condições climáticas apresentam uma melhor coesão, ou seja, os valores possuem uma menor dispersão em termos absolutos. Por sua vez, o ensaio marcado pela nebulosidade, apresentou uma maior dispersão dos resultados, sendo que registou melhores resultados do que o outro ensaios, atingindo o valor de pico igual a 23,01 W de potência térmica. Este valor de pico, coincidiu com o valor de pico do valor da radiação solar. Apesar da nebulosidade que se fazia sentir, em vários momentos durante o ensaios, verificaram-se condições onde a ausência de nuvens permitiu valores supe-

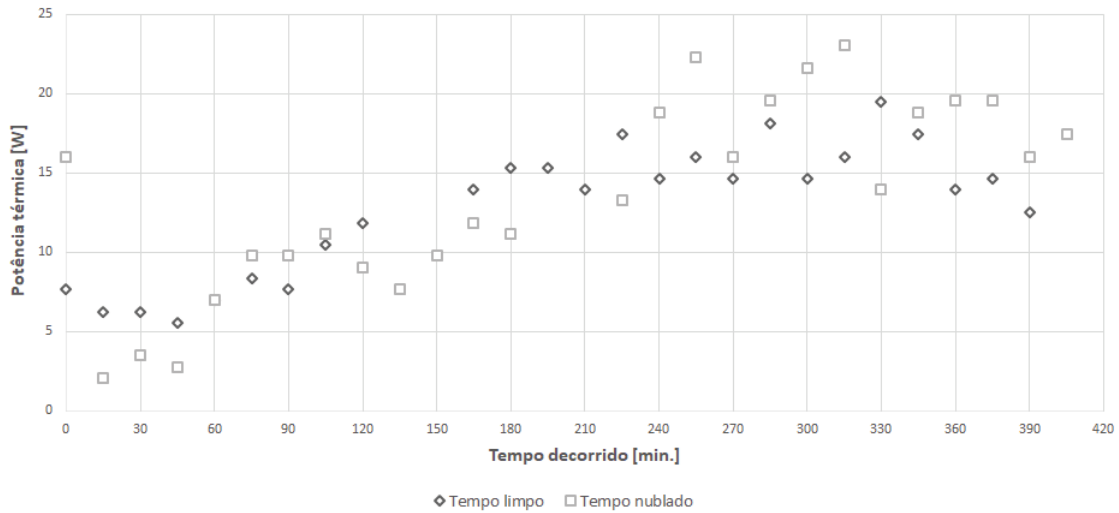


Figura 4.24: Gráfico comparativo entre as potências térmicas do subgrupo B3.

riores de intensidade de radiação solar face ao ensaio comparativo. No gráfico da figura 4.25, são expostos os vários valores registados para a radiação solar incidente, bem como no eixo vertical secundário se compara com o valor de potência do módulo, a que corresponde a soma de todas as potência abordadas até agora. Pela observação atenta no gráfico, facilmente nos

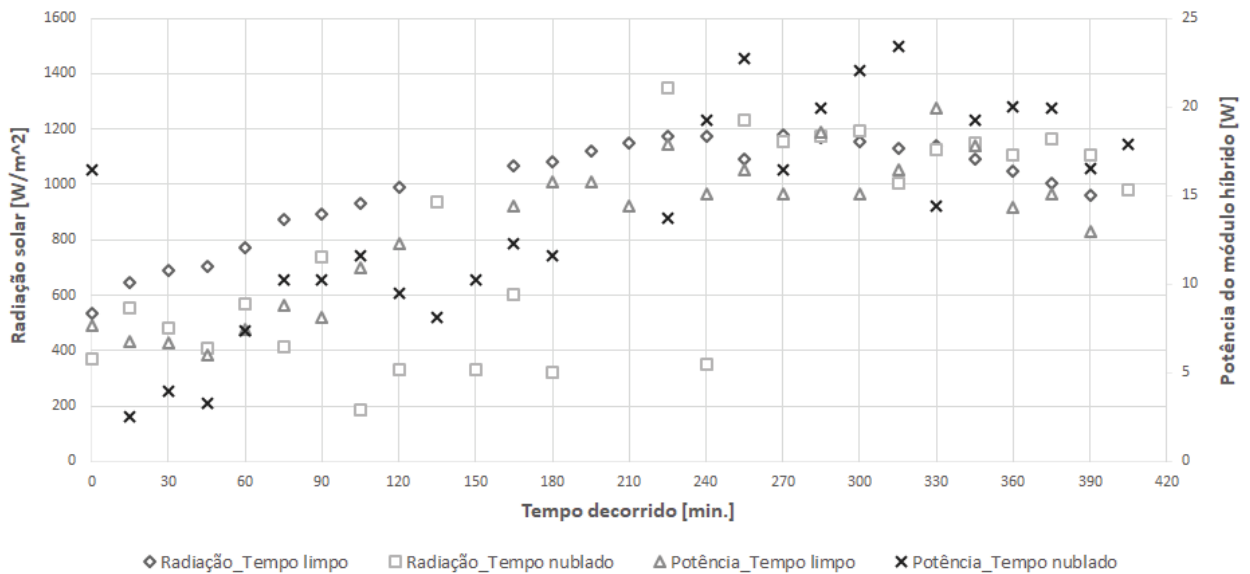


Figura 4.25: Gráfico comparativo entre a radiação solar incidente e a potência do módulo solar dos ensaios do subgrupo B3.

apercebemos que os três valores de pico para a potência do módulo pertencem ao ensaio com as condições atmosféricas mais nubladas, aos quais correspondem valores elevados de radiação incidente, aproximadamente na ordem dos 1200 W/m². O ensaio que se realizou no dia com o tempo mais limpo, preza por valores de radiação consistentes com a evolução do dia, ou seja, o valor seguinte é por norma maior do que o precede, refletindo assim o sucessivo aumento da radiação solar incidente. Em termos de potência, apresenta valores mais baixos, contudo os mesmo não apresentam oscilações, sendo por isso de fácil previsão a potência dispensada pelo módulo solar. Para uma melhor visualização deste importante confronto entre dois ensaios

realizados em diferentes condições atmosféricas, o gráfico da imagem 4.26 compara a potência incidente no módulo, aproveitada no efeito fotovoltaico, posterior no efeito termoelétrico e finalmente no efeito térmico, com o rendimento do módulo híbrido construído. Neste gráfico

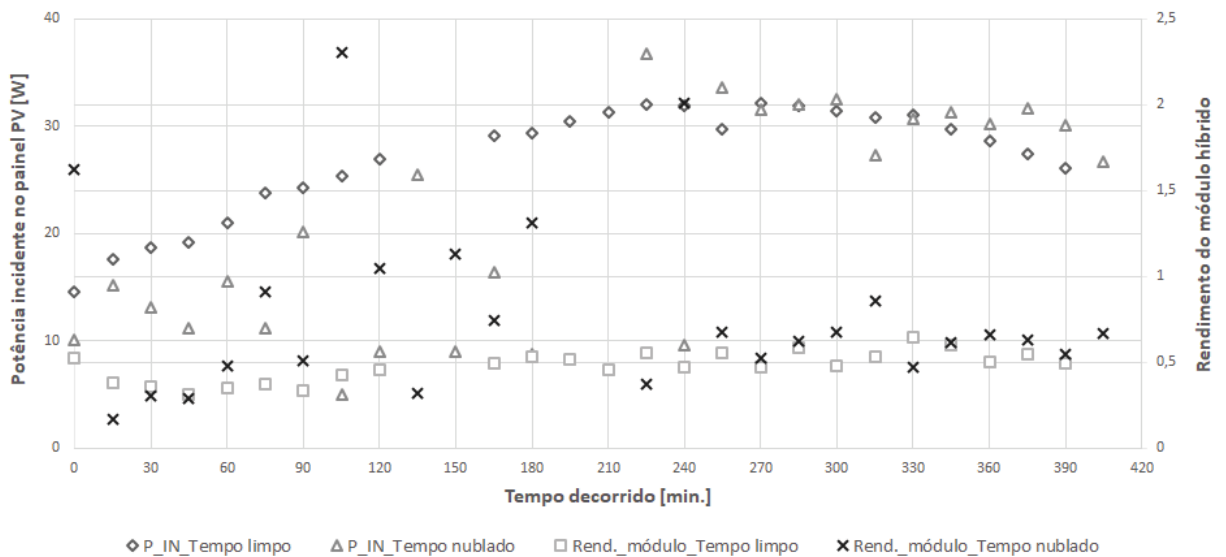


Figura 4.26: Gráfico comparativo entre a potência incidente sob o módulo fotovoltaico e o rendimento do módulo solar dos ensaios do subgrupo B3.

(imagem 4.26), torna-se mais perceptível ainda as diferenças de potência entre o dia nublado para o dia limpo, principalmente nas primeiras horas de teste. Ressalva-se que o valor de potência aqui visado corresponde ao valor da radiação incidente multiplicado pela área do painel fotovoltaico, esta será a potência útil do sistema que compõe o módulo solar, tal como é apresentado pela equação 3.7. O valor do rendimento indicado no eixo vertical foi calculado pela equação 3.8, anteriormente apresentada. A maioria destes valores apresentam-se compreendidos entre 32,00% e os 74,74%. Refletindo assim, um bom aproveitamento energético do módulo construído, conseguindo valores claramente superiores face a um aproveitamento puramente fotovoltaico. Contudo e além dos valores de tensão e corrente, vários valores de temperatura foram retirados durante todos os ensaios. Como tal e de forma a apresentar alguns dados relativos a este subgrupo em particular, o gráfico da imagem 4.27 compara as temperaturas da face frontal e da face traseira do módulo fotovoltaico com a temperatura ambiente nas duas situações que compõem este subgrupo. Tal como se pode observar a faixa superior do gráfico é dominada pela temperatura da face frontal do painel fotovoltaico, face onde incide a radiação solar no dia sem nuvens. No reverso da moeda, temos a temperatura ambiente no dia nublado a ocupar a parte mais baixa do gráfico, registando assim temperaturas sempre inferiores a 26,3 °C. Ficou claro que a parte do painel com uma maior temperatura é a parte frontal, independentemente do estado do tempo, ou seja a estratégia adotada para retirar o calor do painel fotovoltaico parece funcionar de uma forma clara, uma vez que se consegue obter uma diferença de cerca de 10 °C entre as duas faces do painel fotovoltaico para o ensaio com uma maior quantidade de radiação incidente e uma diferença de apenas 5 °C para o ensaio marcado pela nebulosidade. Em condições favoráveis para a utilização de painéis fotovoltaicos é possível constatar assim que a temperatura destes facilmente atinge os 40 °C com apenas duas horas de teste. O pico foi de 42,6 °C com uma radiação incidente de 1133 W/m².

Tabela 4.5: Condições climáticas para a Covilhã nos dois dias dos ensaios do subgrupo B4.

Descrição	Primeiro ensaio	Segundo ensaio
Temperatura máxima [°C]	38	37
Temperatura mínima [°C]	17	20
Velocidade do vento [m/s]	0 - 1,39	0 - 1,39
Observações	Dia limpo	Dia marcado por nuvens altas

4.2.2.4 Ensaios B4

Este último subgrupo de ensaios experimentais irá conter os dois testes realizados com recurso a duas soluções distintas de concentração de radiação solar. A primeira solução adotada foi um concentrador solar fabricado por mim cuja relação de áreas é igual a quatro, ou seja, a área superior é quatro vezes superior à área inferior. Este concentrador foi fabricado em cartão com posterior aplicação de folha de alumínio, ótimo material refletivo. A segunda solução concentradora implicou o uso de uma lente de Fresnel sob o concentrador anteriormente descrito, de forma a estudar em termos práticos a utilização e resultados destas poderosas lentes em sistemas fotovoltaicos e térmicos. Ambas as soluções constam na imagem 3.23. As condições climáticas sentidas nos dois dias em que decorrem estes ensaios estão presentes na tabela 4.5. Inicialmente, irei apresentar apenas as potências características deste subgrupo de testes, contudo mais à frente irei apresentar a comparação com o ensaio realizado nas mesmas condições sem qualquer solução concentradora de forma a avaliar se existe realmente um melhor aproveitamento com a utilização de soluções concentradoras. Os dois ensaios do grupo B4 foram realizados com resistências de 10 Ω e de 56,6 Ω no circuito termoeletrico e fotovoltaico respetivamente. Estes valores foram seleccionados uma vez que se trata dos valores do conjunto médio, ou seja, os valores das cargas elétricas revelaram um comportamento mediano e bastante estável nos testes anteriormente realizados. Em termos de potência do conjunto termoeletrico, não restam dúvidas face à solução com melhor desempenho. A diferença entre ambas é esmagadora, apesar do estado do tempo ser ligeiramente diferente, não é motivo para a enorme diferença de performance entre ambos os testes. Esta informação gráfica consta na imagem 4.28. A potência termoeletrica alcançou o valor de 8,4 mW (= 0,0084 W) com a utili-

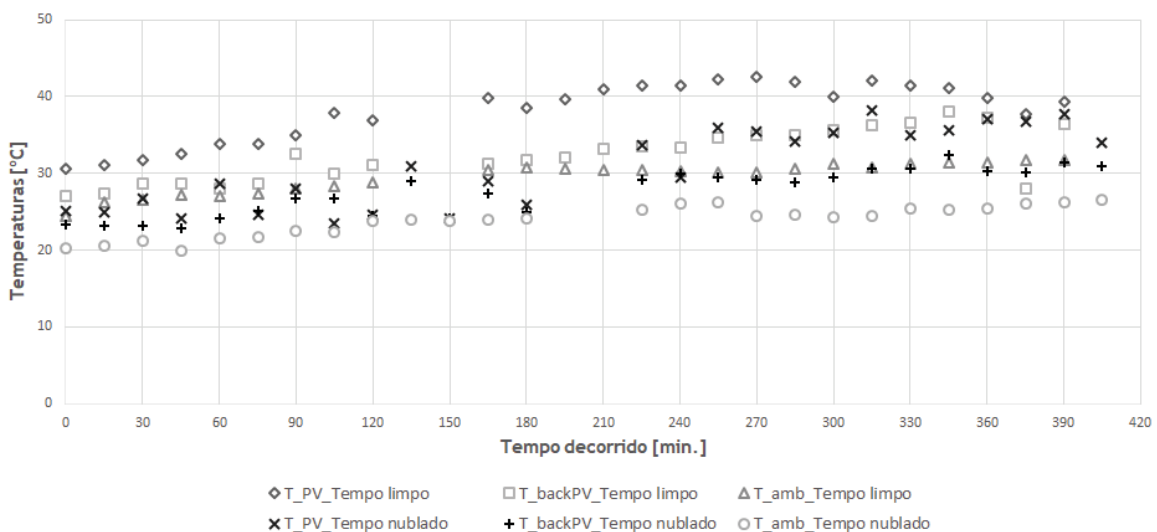


Figura 4.27: Gráfico comparativo entre as temperaturas do painel fotovoltaico e temperatura ambiente dos ensaios do subgrupo B3.

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoeletrico

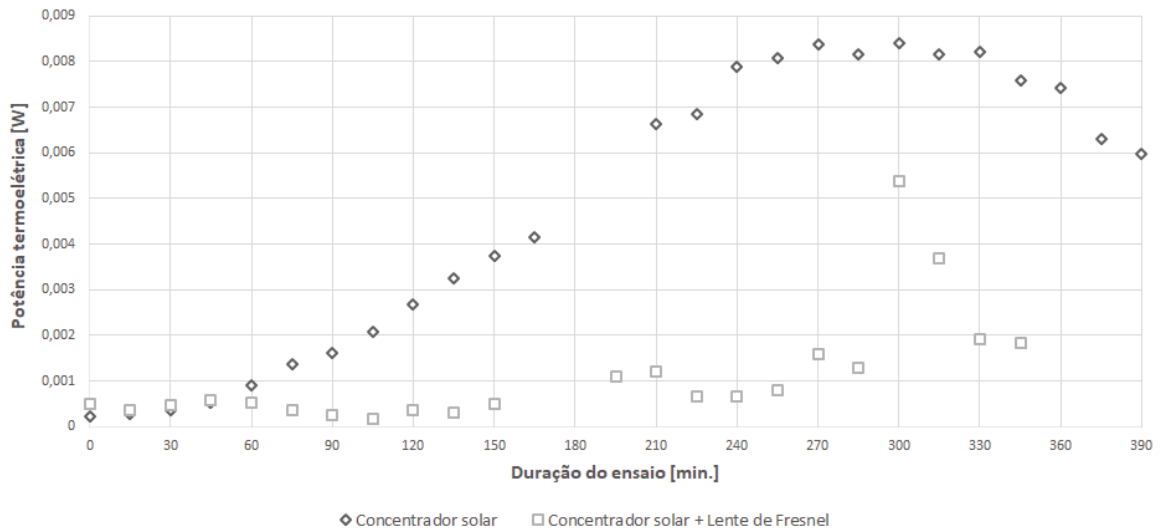


Figura 4.28: Gráfico comparativo entre as potências termoeletricas do subgrupo B4.

zação do concentrador solar. Ao passo que a outra solução concentradora se revelou bastante ineficaz alcançando no mesmo momento apenas uma potência de 5,37 mW, representando uma diferença de 36%. Contudo este valor de pico, não é de todo notório face aos valores residuais alcançados até então, onde a potência tomou valores inferiores a 1 mW. Com a utilização da lente de Fresnel, o teste não demonstrou com clareza o regime permanente, tendo marcado por diversas oscilações, principalmente nas últimas horas de ensaios onde as potências conseguidas eram ligeiramente superiores às iniciais. Relativamente à potência fotovoltaica, as diferenças entre as soluções continua a ser bastante notória, contudo a potência do ensaio com o uso da lente de Fresnel já consegui obter diversos valores equiparados aos alcançados com apenas o concentrador solar refletivo. O facto de o segundo dia, dia em que foi utilizada a lente de Fresnel, ter sido marcado por nuvens altas, não pode ser esquecido, uma vez que esta condição é particularmente importante e influente no módulo fotovoltaico. As potências fotovoltaicas estão presentes no gráfico da imagem 4.29. Esta potência atingiu em apenas hora

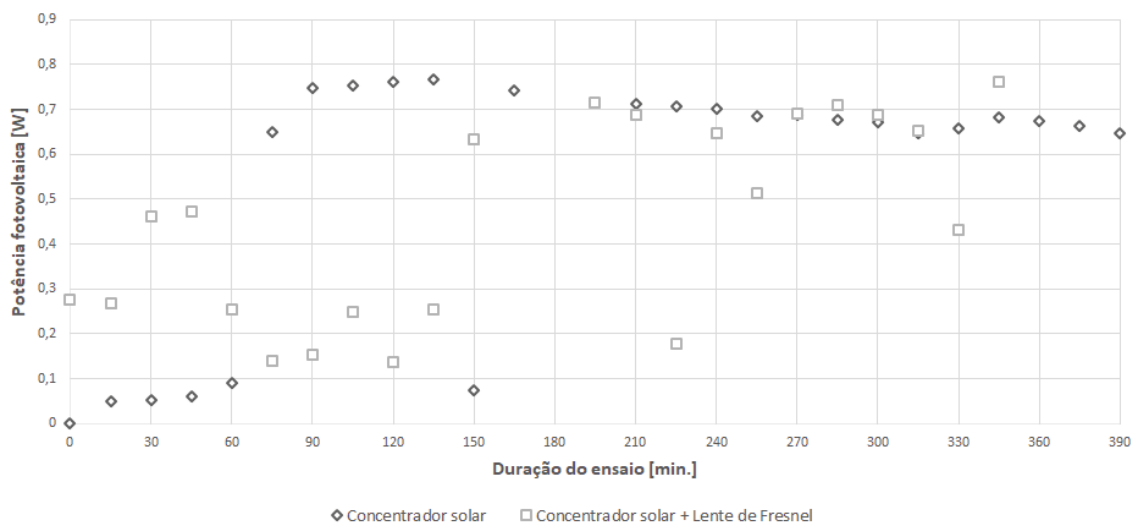


Figura 4.29: Gráfico comparativo entre as potências fotovoltaicas do subgrupo B4.

e meia o que viria a ser o seu regime permanente, regime este que se situou entre os 0,66 e

0,77 W durante o restante tempo que durou o teste experimental. Os primeiros resultados são de uma magnitude menor devido ao facto de o próprio concentrador provocar sombreamento sob o painel fotovoltaico nas primeiras e últimas horas de sol, tal como foi antecipadamente previsto, contudo espera-se que os resultados obtidos durante todo o dia compensem estas diminuições momentâneas e bem definidas em termos temporais. Este ensaio apresentou uma concordância entre valores extremamente elevadas, não existindo praticamente qualquer oscilação ou desvio. Já a outra solução revelou-se bastante oscilante durante praticamente todo o ensaio. Sendo que apresentou ótimos resultados, tendo mesmo sido responsável pelo valor de pico com 0,76 W. Demonstrou-se também a sua maior eficiência nas primeiras horas de sol, pelo que se concluí que as soluções aqui aplicadas se complementam de uma certa maneira. A potência térmica deste subgrupo foi também ela marcada pela diferença substancial entre ensaios. Mais uma vez, o concentrador solar conseguiu melhores resultados do que o concentrador com a lente de Fresnel. Neste caso a diferença entre resultados podem tomar a percentagem de 600%, como se pode observar na figura 4.30. A potência térmica é mais uma vez a potên-

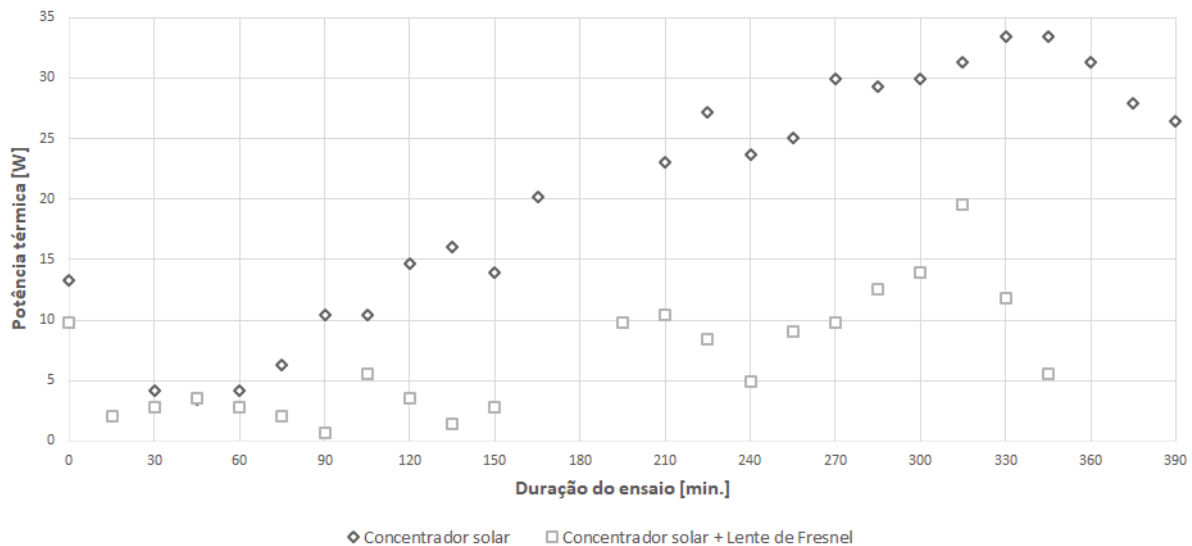


Figura 4.30: Gráfico comparativo entre as potências térmicas do subgrupo B4.

cia de maior expressão deste módulo, pelo que as anteriores diferenças descritas, neste caso tomem uma maior magnitude. Falamos então da diferença apresentada após 345 minutos de ensaio, onde o concentrador solar alcançou uma potência térmica igual a 33,45 W, enquanto a outra solução não foi além dos 5,58 W. Sendo que o máximo valor alcançado pela lente de Fresnel foi de apenas 19,53 W. Nas três potências apresentadas de forma unitária, a solução com a lente de Fresnel demonstrou sempre um desempenho igual ou menor do que apenas a utilização do concentrador solar. A soma das potências está contemplada no gráfico da figura 4.31. Onde também foi adicionada a série dos valores do ensaio do subgrupo B2, onde também se utilizam os mesmo valores de resistência para ambos os circuitos elétricos, contudo este ensaio não utilizou qualquer solução concentradora. Comparativamente ao ensaio do grupo B2, a utilização do concentrador solar conseguiu triplicar o valor de potência total entregue pelo módulo solar. Além desta importante conclusão, pela análise do gráfico da imagem 4.31, concluí-se que a solução concentradora com a lente de Fresnel conseguiu piores resultados do que sem qualquer concentração. Esta conclusão não era de todo prevista, sendo que causou um certo desapontamento, uma vez que a inclusão destes equipamentos visava o aumento de potência e não a sua diminuição tal como assistimos. O melhoramento com o concentrador so-

Desenvolvimento, construção e estudo de um módulo solar térmico, fotovoltaico e termoeletrico

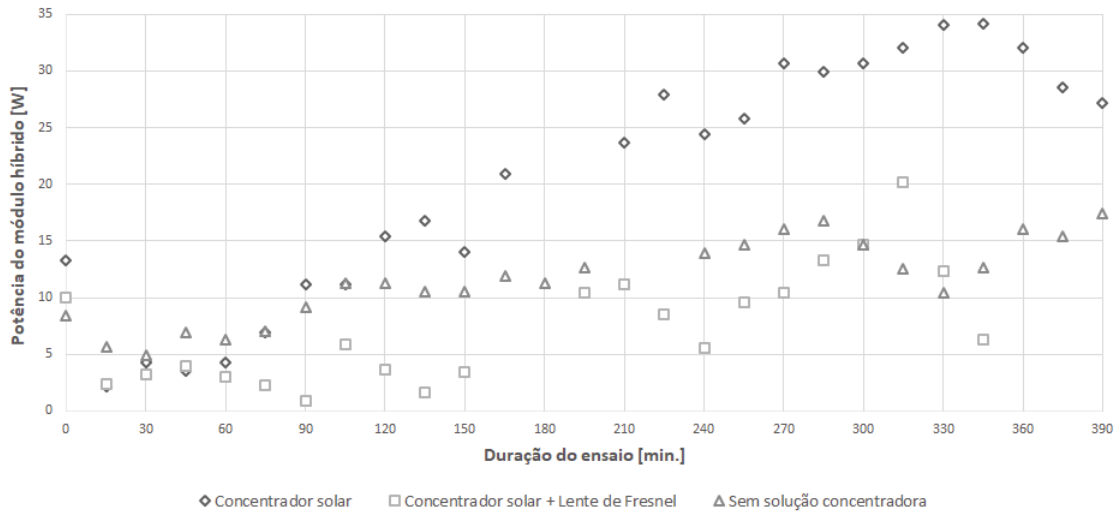


Figura 4.31: Gráfico comparativo entre as potências do módulo do subgrupo B4 e do respetivo ensaio do subgrupo B2.

lar, foi deveras importante uma vez que conseguiu valores de potência gerada superiores a 30 W. Contudo falta ainda conhecer a intensidade da radiação solar nos ensaios aqui visados. Esta importante informação consta no gráfico da imagem 4.32. Este gráfico denota-se os valores

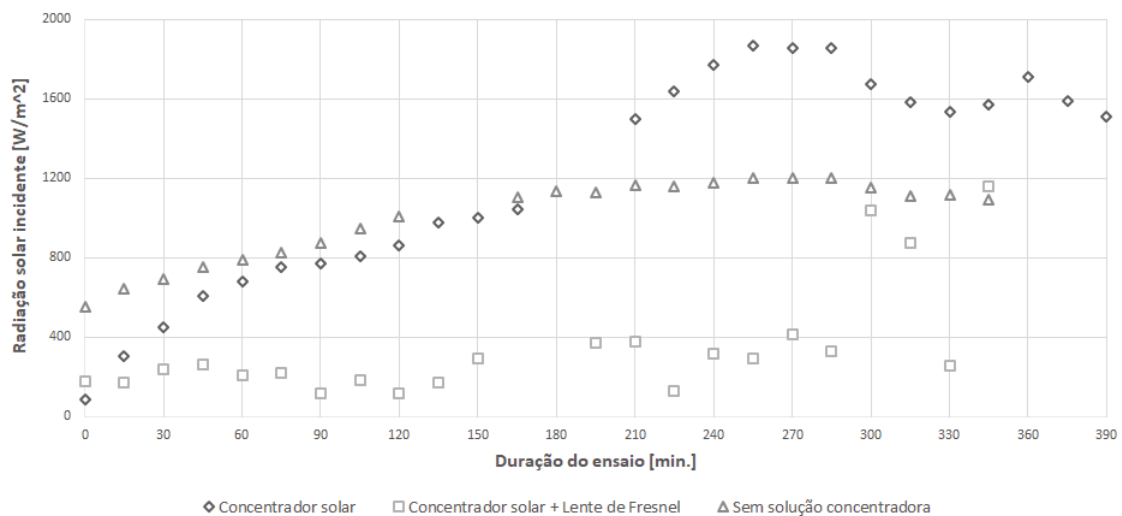


Figura 4.32: Gráfico comparativo entre as intensidades de radiação solar do subgrupo B4 e do respetivo ensaio do subgrupo B2.

elevados registados no ensaio com o concentrador solar, pelo que o equipamento construído no laboratório conduz a bons resultados, ficando desde já provado a sua eficácia. O mesmo gráfico demonstra uma diferença clara e significativa entre o ensaio sem concentrador e o ensaio com a lente de Fresnel, onde os valores de radiação deviam ser mais próximos. Pelo que podemos referir que a fraca intensidade solar, registada no ensaio com a lente de Fresnel, prejudicou os resultados posteriores. Os baixos valores de radiação registados, deveram-se à forte presença de nuvens altas que se fizeram sentir durante todo o dia. Observando-se ainda três aberturas onde a radiação conseguiu alcançar valores equiparados ao ensaio do grupo B2, na ordem dos $1000 W/m^2$. Ressalva-se que estes valores de radiação foram obtidos pelo registo efetuado acima da lente, ou seja, antes do elemento concentrador, uma vez que não havia forma

de registar o valor abaixo da lente, daí ser possível a sua comparação com o ensaio do grupo B2. Por fim, apresento as temperaturas em jogo neste tipo de ensaios. Esta informação está presente no gráfico da figura 4.33. Onde constam as duas temperaturas do módulo fotovoltaico e a temperatura da face quente do conjunto termoeletrico. Através de uma simples observação

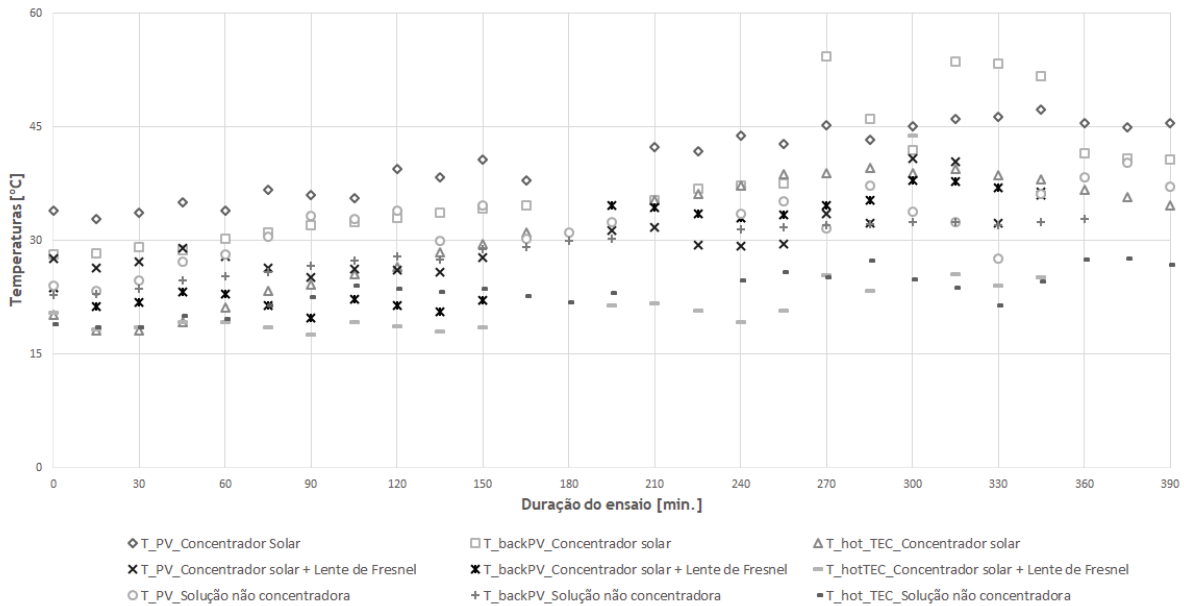


Figura 4.33: Gráfico comparativo entre temperaturas do módulo solar e do conjunto termoeletrico dos ensaios do subgrupo B4 e do respetivo ensaio do subgrupo B2.

do gráfico da imagem 4.33, volta a ser possível provar o menor desempenho de todo o módulo solar com a solução da lente de Fresnel, mesmo até nos valores de temperatura da face quente no conjunto termoeletrico, comparativamente ao ensaio sem qualquer concentrador aplicado. Outra importante conclusão reside no facto de existir uma boa aproximação entre os valores da temperatura registados na traseira do painel fotovoltaico (T_{backPV}) com a temperatura do conjunto termoeletrico (T_{hotTEC}), o que prova a eficácia do material de interface térmica, principalmente no ensaio onde se registaram as temperaturas superiores. Observou-se também que a temperatura característica de funcionamento do módulo solar, independentemente da utilização ou não dos concentradores selecionados, não ultrapassa dos 45 °C, salvo situações pontuais também elas observáveis no gráfico que compara as diferentes temperaturas. Ainda se transmitem os resultados de que quanto maior proximidade existir entre as temperaturas da traseira do módulo e do conjunto termoeletrico maior potência termoeletrica iremos produzir, tendo ocorrido esta ótima situação entre os 210 e os 255 minutos no ensaio com concentrador solar.

4.2.2.5 Conclusões dos ensaios do tipo B

Após a maratona de ensaios exteriores devidamente concluída e com todos os dados reunidos e apresentados, importa agora fazer uma breve conclusão acerca dos mesmos. Primeiramente e pela análise da imagem 4.34, que mostra o gráfico comparativo entre a potência fotovoltaica do ensaio realizado com iluminação constante de valor igual a 1000 W/m^2 em condições interiores, sem cargas elétricas, com uma temperatura imposta no banho termostático igual a 14 °C e um caudal fixo no permutador de calor igual a 6 l/h , com a potência do painel fotovoltaico extraída com radiação solar natural onde todas as outras condições se mantiveram iguais. Existe uma

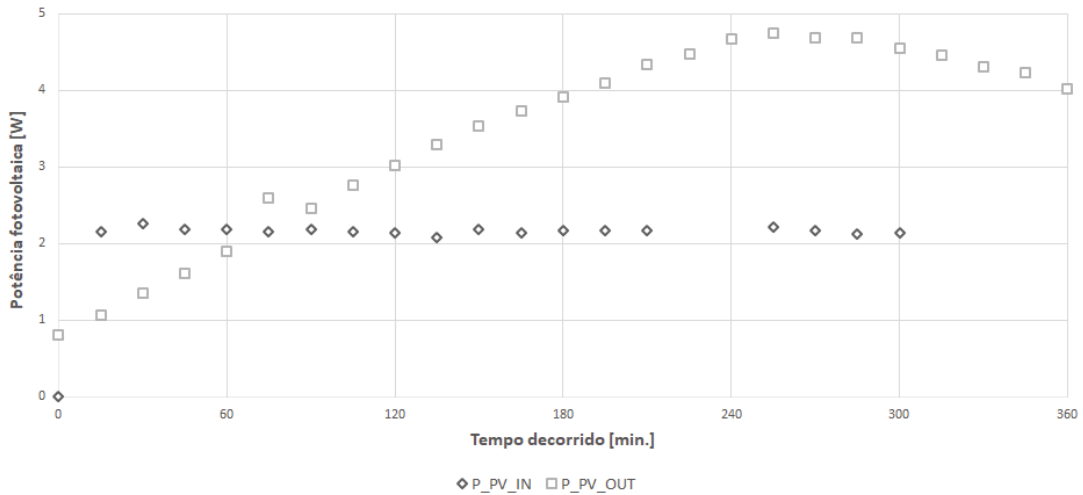


Figura 4.34: Gráfico comparativo entre a potência fotovoltaica conseguida no ensaio *indoor* com o respetivo ensaio *outdoor*.

evidente melhoria no ensaio exterior, conseguido este superar a potência de 4 W, ao passo que o foco halogéneo emite apenas uma parte do espectro eletromagnético, conseguindo assim um valor menor de potência, situação prevista anteriormente e totalmente justificada. Passando agora a para os ensaios do grupo B, grupo esse que contou com um total de sete ensaios divididos em quatro subgrupos. Todos estes ensaios foram anteriormente apresentados, sendo que agora se elabora uma breve conclusão acerca dos mesmos. Em termos de rendimento do módulo híbrido solar construído, os diversos valores constam no gráfico da imagem 4.35. Onde se observam diversos pontos superiores à unidade, ou seja, apresentam um rendimento superior a 100%. Situação de todo impossível, contudo optou-se pela sua representação e devida explicação/comentário, existindo mesmo até valores de rendimento superiores a 200%. Além destes erros, que se devem principalmente aos valores de temperatura registados pelos termopares, ou seja, os erros advêm da potência térmica. Todos os valores de tensão e corrente contam com uma maior precisão e menor incerteza, pelo que é difícil existirem erros capazes que atingir uma magnitude tão elevada. Esta potência térmica, face ao seu importante valor e contribuição neste módulo, achou-se importante calcular para cada ensaio o valor do calor específico da água (c_p) e a sua densidade relativa (ρ), parâmetros estes que entram diretamente na fórmula do cálculo da potência térmica (equação 3.3). Como tal, construí-se a tabela 4.6, de forma a resumir todos os parâmetros anteriores para cada ensaio do grupo B. Após a apresentação da tabela anterior (tabela 4.6), podemos apresentar o gráfico que reúne os rendimentos de todos os ensaios que compõem este segundo subgrupo. Este gráfico encontra-se na imagem 4.35. Onde

Tabela 4.6: Tabela resumo das características físicas da água para cada ensaio do grupo B.

Número de ensaio	Subgrupo	Designação do ensaio	Temperatura média da água à entrada [°C]	Calor específico [kJ/kgC]	Densidade relativa [kg/m ³]
15	B1	Ensaio em vazio	15,94	4,188	998,775
16	B2	Cargas de 3,4 e 21,9 Ω	15,98	4,188	998,768
17	B2	Cargas de 10 e 56,6 Ω	15,34	4,189	998,871
18	B3	Cargas de 21,9 e 101 Ω	15,16	4,189	998,900
19	B2 e B3	Cargas de 21,9 e 101 Ω	16,40	4,188	998,700
20	B4	Cargas de 10 e 56,6 Ω	16,95	4,187	998,612
21	B4	Cargas de 10 e 56,6 Ω	15,33	4,189	998,873

se denotam uma forte presença dos sucessivos valores de rendimento compreendidos entre 0,5 e 1. Permitindo assim concluir que elevada eficiência do módulo híbrido construído. Notam-se

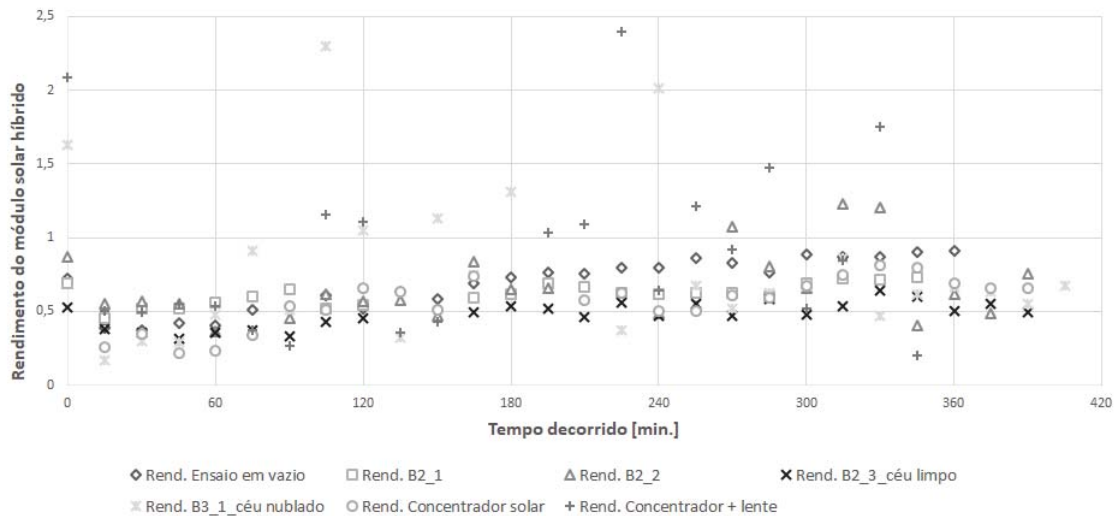


Figura 4.35: Gráfico comparativo entre os rendimentos do módulo solar híbrido de todos os ensaios o grupo B.

ainda três valores cujo rendimento excedeu a unidade, alcançando mesmo valores na ordem dos 200 e 250 %. Existiram ainda cerca de uma dúzia de ensaios cujo valor de rendimento superou a unidade, tendo ficado compreendidos entre a unidade e os 1,5. Estes valores discretos, errados por sinal, devem-se a pequenas mas importantes falhas registadas na contabilização da energia térmica, nomeadamente na medição dos valores de temperatura instantâneos de entrada e saída de água do permutador de calor em alumínio. Recorde-se, este registo é efetuado com recurso a dois termopares do tipo T, devidamente colocados no centro dos canais metálicos que fazem a ligação entre as entradas do permutador com o tubo de *heliflex*.

4.3 Análise geral dos resultados

De uma forma geral, concluí-se que os ensaios interiores realizados com uma iluminação constante de intensidade igual a 1000 W/m^2 , revelaram um desempenho significativamente abaixo comparativamente aos ensaios exteriores, realizados com radiação solar natural. Esta diferença assente principalmente no facto de o foco utilizado nos ensaios interiores não ser capaz de replicar com toda a exatidão e precisão o espectro solar, referindo a importante ausência dos raios ultravioleta. O espectro do foco de halogéneo então utilizado, revelou-se fraco, ou seja, a potência do módulo fotovoltaico alcançou apenas 50% do valor de potência nominal. Enquanto os ensaios conduzidos no exterior o mesmo módulo fotovoltaico alcançou valores bastante próximos ou mesmo até superior ao valor de 4,5 W, descrito como o valor de potência nominal do módulo. Já nos testes exteriores utilizando diversas cargas óhmicas a fim de simular cargas elétricas, o módulo revelou valores tipicamente esperados para a sua potência. Por fim, as soluções concentradoras não se revelaram particularmente eficazes, ou seja, não se verificou um aumento do desempenho fotovoltaico com a sua utilização.

No que se refere à potência produzida pelo conjunto de dezasseis células termoeletricas, observa-se um comportamento diferente relativamente ao do módulo fotovoltaico. Sendo que a potência

produzida por este conjunto é significativamente superior nos testes laboratoriais, este facto deve-se principalmente à intensidade fixa e à curta distância entre o módulo híbrido e o foco. Esta curta distância aliada a uma forte emissão de raios infravermelhos traduz-se numa maior temperatura da face quente do conjunto termoeletrico, implicando assim uma maior potência gerada. Esta explicação é também ela válida para a utilização do concentrador solar, atingindo assim os valores máximos registados para esta potência.

Já a potência térmica, revelou-se dependente da quantidade de radiação solar, ou seja, o ensaio laboratorial que arrancou logo com 1000 W/m^2 conseguiu uma maior potência térmica nas primeiras horas de teste. Estas primeiras horas, o ensaio exterior contava com uma menor intensidade de radiação, contudo e no decorrer do ensaio este veio a superar o ensaio interior. Este aumento de potência térmica foi constante e gradual durante todo o ensaio, tendo se mantido constante até à finalização do teste. Esta potência, devido ao seu carácter, não depende dos valores das resistências aplicadas aos circuitos eléctricos. A utilização do concentrador solar revelou-se particularmente importante, tendo conseguido aumentos significativos na ordem dos 50 a 70%. Esta situação registada, era de todo desejada, uma vez que com a utilização desta solução concentradora a captura da radiação solar é efetuada numa maior área, traduzindo-se assim num aumento de calor em todo o módulo solar híbrido.

Concluí-se então que o módulo híbrido entrega de uma forma eficaz energia eléctrica fotovoltaica e energia térmica, contudo o valor de produção de energia termoeletrica ficou abaixo do esperado. Desta forma, o módulo solar além de fornecer potência eléctrica, fornece ainda potência térmica de uma forma bastante promissora. Pelo que o rendimento total do conjunto, será sempre superior quando comparado com apenas o módulo fotovoltaico. Tomando por exemplo o ensaio em vazio realizado em condições naturais de luz solar, verificamos que o rendimento fotovoltaico do módulo adquirido alcançou o valor de 14,76%, ao passo que a média ficou-se pelos 11,71 pontos percentuais. Enquanto no ensaio correspondente ensaiado em condições laboratoriais o rendimento máximo do painel fotovoltaico não foi além dos 8%, sendo a média correspondente de apenas 7,43%. Passando agora a avaliar o comportamento de todo o módulo, ou seja, já incorporando a valência térmica, o módulo híbrido regista um rendimento de 72,34%, no ensaio interior, sendo a média dos valores registados de 65,22%, valores registados no ensaio em vazio para uma temperatura imposta de $14 \text{ }^\circ\text{C}$ e com uma radiação incidente fixa e constante de 1000 W/m^2 . Comparativamente ao respetivo ensaio mas agora em condições exteriores, onde todos os demais parâmetros se mantiveram constantes, o módulo híbrido alcançou um rendimento máximo de 91,26%, valor alcançado na reta final do ensaio, ao passo que a média do mesmo ensaio se situou nos 68,52% de rendimento. Tomando este último valor, é claramente um valor muito superior ao registado por um painel fotovoltaico simples, representando um aumento de rendimento de 464%. Este aumento não é no entanto referente à produção fotovoltaica mas sim, quase na sua totalidade, devido ao aproveitamento térmico realizado no módulo híbrido. A magnitude do valor do rendimento, prova a elevada eficácia do permutador de calor desenhado e construído especificamente para o aproveitamento visado neste módulo solar.

4.4 Nota conclusiva

Ao longo deste capítulo, onde se descreveram todos os ensaios realizados que permitiram caracterizar o módulo solar híbrido construído, bem como todas as condições fundamentais sentidas

e registadas para cada ensaio realizado. Conclui-se da análise geral de todos os testes realizados, que a implementação de um permutador de calor nos painéis fotovoltaicos a fim de constituir um novo aproveitamento para a até então energia desperdiçada, resulta num grande, importante e significativo aumento do rendimento do módulo híbrido. Verificou-se ainda que a produção termoelétrica não constitui uma potência importante, ou seja, o seu valor é apenas residual quando comparado com a potência fotovoltaica. Finalmente, importa salientar que as três potências em jogo possuem diversas magnitudes, sendo a potência térmica a que apresenta uma maior prevalência do que a potência fotovoltaica e esta apresenta um maior valor do que a potência termoelétrica, sendo esta muito residual, na ordem dos 0,08 W.

Capítulo 5

Conclusões Finais/Gerais

O aumento de temperatura nos painéis fotovoltaico e a conseqüente queda do valor de rendimento, aliado ao desperdício de toda a energia térmica presente constitui um problema e ao mesmo tempo um novo aproveitamento energético. Desta forma, o estudo detalhado do módulo híbrido construído, poderá ser mais um passo para o aproveitamento da totalidade da radiação solar incidente numa data área fotovoltaica, envolvendo por um lado o aumento da eficiência fotovoltaica, graças à diminuição da temperatura das células fotovoltaicas, por outro lado com o aproveitamento térmico, que aproveita a radiação térmica que até então era apenas desperdiçada e contribuía de forma negativa no sistema. Para além de ainda se efetuar um aproveitamento termoeletrico baseado na diferença de temperaturas entre o painel fotovoltaico e o permutador de calor.

Neste quinto e último capítulo efetua-se de todo o trabalho prático desenvolvido e sugerem-se algumas ideias para futuros trabalhos, dando assim continuação a todo o módulo híbrido solar construído.

5.1 Recapitulação

O presente trabalho tem como principal objetivo a conceção e ensaio experimental de um protótipo de forma a estudar o aumento do rendimento de um módulo fotovoltaico bem como o aproveitamento da energia térmica proveniente do Sol. Na mesma linha de pensamento, realiza-se ainda o aproveitamento termoeletrico baseado na diferença de temperaturas entre o conjunto fotovoltaico e o conjunto térmico.

O trabalho realizado foi composto por diversas fases, que começaram pela idealização de todo o módulo. Seguiu-se um intenso processo de seleção e compra dos componentes do módulo, tais como o módulo fotovoltaico e as células termoeletricas. De seguida, existiu claramente o processo de maquinação das placas de alumínio, o que viria a ser mais tarde o permutador de calor, bem como toda a preparação prática dos demais materiais e componentes. Posteriormente, deu-se início a uma série de testes, de forma a avaliar o comportamento do módulo. Estes testes serviram apenas para observar o comportamento de todo o sistema, bem como foram importantes para uma familiarização prática com as unidades em causa.

Por fim, foram designados dos ensaios a realizar de uma forma bastante pormenorizada e detalhada. Ensaios estes incluíam a variação das condições de radiação incidente, diferentes temperaturas impostas no banho termostático, diferentes cargas elétricas e condições atmosféricas distintas. Paralelamente, foram recolhidas diversas temperaturas, também elas importantes para o estudo completo do módulo híbrido solar, tais como a temperatura ambiente, temperatura do conjunto fotovoltaico, temperaturas do conjunto termoeletrico, entre outras.

Mediante das sucessivas análises realizadas, à medida que os resultados eram interpretados, conclui-se que o aproveitamento térmico, realizado pelo permutador de calor, se traduz num aumento do rendimento do módulo solar. Além deste importante valor, demonstrou-se também a ineficácia da emissão espectral do foco utilizado nos ensaios realizados em laboratório, particularidade principalmente sentida pela produção fotovoltaica. No que diz respeito à produção por parte do conjunto de dezasseis células termoelétricas, a mesma apresentou valores demasiados baixos face ao que era inicialmente previsto.

Adicionalmente, e de forma complementar realizaram-se ainda dois ensaios experimentais com a utilização de duas soluções concentradores distintas. Estes ensaios pretendiam demonstrar e avaliar o comportamento do módulo solar com a adição de um concentrador solar com uma relação entre áreas de valor igual a quatro e uma segunda solução com o mesmo concentrador solar e uma lente de Fresnel, elemento ótico de grande poder concentrador.

5.2 Sugestões para trabalhos futuros

O presente trabalho desenvolvido, desde da compra de componentes, passando pela modificação e acoplação dos mesmos, bem como a sua total integração num único módulo, aliados ao conhecimento resultante, todos estes factores constituem uma forte motivação para a continuação do estudo do módulo construído. Surgem assim diversas ideias de otimização do protótipo solar, das quais descrevo as seguintes:

- Alteração do conjunto termoelétrico de forma a apresentar dois andares, ou seja, um conjunto montado sob o outro;
- Mudança das células termoelétricas por outras com maior rendimento;
- Modificação do material de interface térmica por uma pasta térmica, ou material similar com uma constante de condutividade térmica superior;
- Maquinação de um novo permutador de calor com um maior número de canais de escoamento;
- Alteração do material base do permutador por um outro que apresente uma maior condutividade térmica, por exemplo cobre.

Bibliografia

- [1] P. E. A. da UE. (2018, Feb) Parlamento europeu fixa novas metas para renováveis e eficiência energética. <http://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/priorities/energia/20170126STO59935/energia-limpa-segura-e-a-precos-acessiveis>. [Online; accessed 06-May-2019]. 1
- [2] P. E. C. de imprensa. (2018, Jan) Parlamento europeu fixa novas metas para renováveis e eficiência energética. www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/priorities/energia/20180112IPR91629/parlamento-europeu-fixa-novas-metas-para-renovaveis-e-eficiencia-energetica. [Online; accessed 03-May-2019]. 1
- [3] APREN. (2019, Mar) Associação portuguesa de energias renováveis (apren). <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. [Online; accessed 06-May-2019]. 1
- [4] C. Results. (2019) Average sunshine a year at cities in europe. <https://www.currentresults.com/Weather/Europe/Cities/sunshine-annual-average.php>. [Online; accessed 06-May-2019]. 1, 2
- [5] Água Quente Solar. (2015) Água quente solar. <https://www.aguaquentesolar.com/aqs/index.asp>. [Online; accessed 06-May-2019]. 1
- [6] A. R. M. Siddique, S. Mahmud, and B. Van Heyst, “A review of the state of the science on wearable thermoelectric power generators (tegs) and their existing challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 730-744, 2017. 2
- [7] Y. Du, K. Cai, S. Chen, H. Wang, S. Z. Shen, R. Donelson, and T. Lin, “Thermoelectric fabrics: toward power generating clothing,” *Scientific reports*, vol. 5, p. 6411, 2015. 2
- [8] I. E. Agency. (2018) Renewables 2018: Market analysis and forecast from 2018 to 2023. <https://www.iea.org/renewables2018/power>. [Online; accessed 03-May-2019]. 3
- [9] P. Murty, *Electrical power systems*. Butterworth-Heinemann, 2017, ch. 24. 5
- [10] M. H. Rashid, *Power electronics handbook*. Butterworth-Heinemann, 2017. 5
- [11] P. do estado do ambiente Portugal. (2019) Energia e clima- energia renováveis. <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renovaveis>. [Online; accessed 06-May-2019]. 6
- [12] P. Breeze, *Solar power generation*. Academic Press, 2016. 6
- [13] B. Parida, S. Iniyar, and R. Goic, “A review of solar photovoltaic technologies,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no. 3, pp. 1625-1636, 2011. 6, 14
- [14] K. Ramalingam and C. Indulkar, “Solar energy and photovoltaic technology,” *Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration*, p. 69, 2017. 6, 7, 9, 11, 12
- [15] S. Kalogirou, *McEvoy’s Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Academic Press, 2017. 7

- [16] "Chapter 2 - photovoltaic," in *Renewable Energy System Design*, Z. Salameh, Ed. Boston: Academic Press, 2014, pp. 33 - 113. 8, 11
- [17] D. Chwieduk, *Solar energy in buildings: thermal balance for efficient heating and cooling*. Elsevier, 2014. 8
- [18] I. Sarbu and C. Sebarchievici, *Solar heating and cooling systems: Fundamentals, experiments and applications*. Academic Press, 2016. 8
- [19] Solargis. (2019) Solar resource maps of europe. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>. [Online; accessed 21-Oct-2019]. 9
- [20] A. Sempinar, "Optimization of slope angles of photovoltaic arrays for different seasons," in *Exergetic, Energetic and Environmental Dimensions*. Elsevier, 2018, pp. 507-521. 10, 11
- [21] Dateandtime. (2019) Dateandtime.info. <https://dateandtime.info/pt/citycoordinates.php?id=2740313>. [Online; accessed 16-Dec-2019]. 11
- [22] K. Bakirci, "Estimation of solar radiation by using ashrae clear-sky model in erzurum, turkey," *Energy Sources, Part A*, vol. 31, no. 3, pp. 208-216, 2009. 11
- [23] V. Badescu, C. A. Gueymard, S. Cheval, C. Oprea, M. Baci, A. Dumitrescu, F. Iacobescu, I. Milos, and C. Rada, "Accuracy analysis for fifty-four clear-sky solar radiation models using routine hourly global irradiance measurements in romania," *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 85-103, 2013. 11
- [24] L. Lamont, "History of photovoltaics," 2012. 12
- [25] P. Breeze, *Power generation technologies*. Newnes, 2019. 13, 16, 17, 20
- [26] T. M. Letcher, *Future energy: improved, sustainable and clean options for our planet*. Elsevier, 2013. 13, 14
- [27] P. G. V. Sampaio, M. O. A. González, R. M. de Vasconcelos, M. A. T. dos Santos, J. C. de Toledo, and J. P. P. Pereira, "Photovoltaic technologies: Mapping from patent analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 215-224, 2018. 14
- [28] G. K. Singh, "Solar power generation by pv (photovoltaic) technology: A review," *Energy*, vol. 53, pp. 1-13, 2013. 14, 15
- [29] J. Yang, A. Banerjee, and S. Guha, "Amorphous silicon based photovoltaicsâfrom earth to the âfinal frontierâ," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 78, no. 1-4, pp. 597-612, 2003. 14
- [30] E. Franklin, V. Everett, A. Blakers, and K. Weber, "Sliver solar cells: High-efficiency, low-cost pv technology," *Advances in OptoElectronics*, vol. 2007, 2007. 15
- [31] E. Commission. (2019) The rohs directive. <https://ec.europa.eu/environment/waste/rohs-eee/index-en.htm>. [Online; accessed 21-Oct-2019]. 15
- [32] S. Yue, B. Li, D. Fan, Z. Hong, and W. Li, "Rhenium (i) complex as an electron acceptor in a photovoltaic device," *Journal of alloys and compounds*, vol. 432, no. 1-2, pp. L15-L17, 2007. 15

- [33] A. J. Mozer and N. S. Sariciftci, "Conjugated polymer photovoltaic devices and materials," *Comptes Rendus Chimie*, vol. 9, no. 5-6, pp. 568-577, 2006. 15
- [34] L. Wu, W. Tian, and X. Jiang, "Silicon-based solar cell system with a hybrid pv module," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 87, no. 1-4, pp. 637-645, 2005. 15
- [35] F. A. d. S. Pereira and M. Oliveira, "Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica," *Porto: Publindústria*, 2011. 15, 23, 24
- [36] J. Tsanakas and P. Botsaris, "Quantifying the impact of hot spots on the performance of photovoltaic modules by infrared thermography and a simulation model," in *2nd Int. Exergy Life Cycle Assessment Sustainability Workshop Symp.*, 2012. 16
- [37] R. Fornari, *Single crystals of electronic materials: growth and properties*. Woodhead Publishing, 2018. 16
- [38] S. Praveenkumar, D. Lingaraja, P. M. Mathi, and G. D. Ram, "An experimental study of optoelectronic properties of porous silicon for solar cell application," *Optik*, vol. 178, pp. 216-223, 2019. 16
- [39] G. F. Nordberg, B. A. Fowler, and M. Nordberg, *Handbook on the Toxicology of Metals*. Academic press, 2014. 16
- [40] Z. A. Ansari, T. J. Singh, S. M. Islam, S. Singh, P. Mahala, A. Khan, and K. J. Singh, "Photovoltaic solar cells based on graphene/gallium arsenide schottky junction," *Optik*, vol. 182, pp. 500-506, 2019. 16
- [41] L. Brillson, "Contacts for compound semiconductors: Schottky barrier type," 2016. 17
- [42] "4.15 solar cells," in *Comprehensive Energy Systems*, I. Dincer, Ed. Oxford: Elsevier, 2018, pp. 637 - 658. 17
- [43] R. Chittick, J. Alexander, and H. Sterling, "The preparation and properties of amorphous silicon," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 116, no. 1, pp. 77-81, 1969. 17
- [44] D. E. Carlson and C. R. Wronski, "Amorphous silicon solar cell," *Applied Physics Letters*, vol. 28, no. 11, pp. 671-673, 1976. 17
- [45] J.-K. Sim, D.-Y. Um, J.-W. Kim, J.-S. Kim, K.-U. Jeong, and C.-R. Lee, "Improvement in the performance of cigs solar cells by introducing gan nanowires on the absorber layer," *Journal of Alloys and Compounds*, vol. 779, pp. 643-647, 2019. 17
- [46] W. Li, S. Xu, Y. Dai, P. Ma, Y. Feng, W. Li, H. Luo, and C. Yang, "Improvement of the crystallinity and efficiency of wide-gap cigs thin film solar cells with reduced thickness," *Materials Letters*, vol. 244, pp. 43-46, 2019. 17
- [47] S. K. Lee, H.-J. Jeong, Y.-C. Kim, and J.-H. Jang, "Improvement in cigs solar cell efficiency using a micro-prism array integrated with sub-wavelength structures," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 186, pp. 254-258, 2018. 17
- [48] W. Li, X. Yan, W.-L. Xu, J. Long, A. G. Aberle, and S. Venkataraj, "Efficiency improvement of cigs solar cells by a modified rear contact," *Solar Energy*, vol. 157, pp. 486-495, 2017. 17

- [49] J. H. Kim, S. T. Kim, L. Larina, B. T. Ahn, K. Kim, and J. H. Yun, "Increase in conversion efficiency of above 14% in Cu(In,Ga)Se₂ (β -cigs) solar cells by Na₂S incorporation through the surface of β -cigs film," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 179, pp. 289-296, 2018. 17
- [50] G. Yu and A. J. Heeger, "Charge separation and photovoltaic conversion in polymer composites with internal donor/acceptor heterojunctions," *Journal of Applied Physics*, vol. 78, no. 7, pp. 4510-4515, 1995. 18
- [51] K. K. Lau and M. Soroush, "Chapter 1 - overview of dye-sensitized solar cells," in *Dye-Sensitized Solar Cells*, M. Soroush and K. K. Lau, Eds. Academic Press, 2019, pp. 1 - 49. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012814541800001X> 18
- [52] S. K. Sahoo, B. Manoharan, and N. Sivakumar, "Chapter 1 - introduction: Why perovskite and perovskite solar cells?" in *Perovskite Photovoltaics*, S. Thomas and A. Thankappan, Eds. Academic Press, 2018, pp. 1 - 24. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129159000010> 18, 19
- [53] K. Kakiage, Y. Aoyama, T. Yano, K. Oya, J.-i. Fujisawa, and M. Hanaya, "Highly-efficient dye-sensitized solar cells with collaborative sensitization by silyl-anchor and carboxy-anchor dyes," *Chemical Communications*, vol. 51, no. 88, pp. 15 894-15 897, 2015. 18
- [54] A. Thankappan and S. Thomas, *Perovskite Photovoltaics: Basic to Advanced Concepts and Implementation*. Academic Press, 2018. 18, 19
- [55] Y. Han, S. Meyer, Y. Dkhissi, K. Weber, J. M. Pringle, U. Bach, L. Spiccia, and Y.-B. Cheng, "Degradation observations of encapsulated planar CH₃NH₃PbI₃ perovskite solar cells at high temperatures and humidity," *Journal of Materials Chemistry A*, vol. 3, no. 15, pp. 8139-8147, 2015. 19
- [56] N. Aristidou, I. Sanchez-Molina, T. Chotchuangchutchaval, M. Brown, L. Martinez, T. Rath, and S. A. Haque, "The role of oxygen in the degradation of methylammonium lead trihalide perovskite photoactive layers," *Angewandte Chemie International Edition*, vol. 54, no. 28, pp. 8208-8212, 2015. 19
- [57] T. Leijtens, G. E. Eperon, S. Pathak, A. Abate, M. M. Lee, and H. J. Snaith, "Overcoming ultraviolet light instability of sensitized TiO₂ with meso-superstructured organometal trihalide perovskite solar cells," *Nature communications*, vol. 4, p. 2885, 2013. 19
- [58] G. Divitini, S. Cacovich, F. Matteocci, L. Cinà, A. Di Carlo, and C. Ducati, "In situ observation of heat-induced degradation of perovskite solar cells," *Nature Energy*, vol. 1, no. 2, p. 15012, 2016. 19
- [59] A. Thankappan and S. Thomas, *Perovskite Photovoltaics: Basic to Advanced Concepts and Implementation*. Academic Press, 2018. 19
- [60] "1.22 - multiple junction solar cells," in *Comprehensive Renewable Energy*, A. Sayigh, Ed. Oxford: Elsevier, 2012, pp. 497 - 514. 20, 21
- [61] H. Hottel and A. Whillier, "Transaction of the conference on the use of solar energy," *The Scientific Base*, vol. 2, no. Part I, 1958. 20

- [62] “Chapter i-4-b - high-efficiency iii?v multijunction solar cells,” in *McEvoy’s Handbook of Photovoltaics (Third Edition)*, third edition ed., S. A. Kalogirou, Ed. Academic Press, 2018, pp. 439 - 472. 21
- [63] M. El-Ahmar, A.-H. M. El-Sayed, and A. Hemeida, “Mathematical modeling of photovoltaic module and evaluate the effect of varoius paramenters on its performance,” in *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. IEEE, 2016, pp. 741-746. 22
- [64] M. Khan, A. Mahmood, M. Arif, M. Ullah, I. Khan, M. Hassan, A. Zafar, and Z. Khan, “Improvement in perturb and observe method for maximum power point tracking of pv panel,” *J. Basic. Appl. Sci. Res*, vol. 3, no. 9, pp. 456-466, 2013. 22
- [65] S. Mishra and D. Sharma, “19 - control of photovoltaic technology,” in *Electric Renewable Energy Systems*, M. H. Rashid, Ed. Boston: Academic Press, 2016, pp. 457 - 486. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128044483000190> 23
- [66] G. Optics. (2019) Solar simulation technology. <https://g2voptics.com/solar-simulation/>. [Online; accessed 06-Jul-2019]. 24, 25, 26, 27
- [67] V. Esen, Ş. Sağlam, and B. Oral, “Light sources of solar simulators for photovoltaic devices: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 1240-1250, 2017. 25, 26, 28, 30
- [68] M. Tawfik, X. Tonnellier, and C. Sansom, “Light source selection for a solar simulator for thermal applications: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 802-813, 2018. 26, 28
- [69] T. Dennis, J. B. Schlager, H.-C. Yuan, Q. Wang, and D. Friedman, “A novel solar simulator based on a super-continuum laser,” in *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, 2012, pp. 001 845-001 848. 30, 66
- [70] T. Dennis, J. B. Schlager, and K. A. Bertness, “A novel solar simulator based on a supercontinuum laser for solar cell device and materials characterization,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 4, pp. 1119-1127, 2014. 30, 31
- [71] M. Blanco and S. Miller, “Introduction to concentrating solar thermal (cst) technologies,” in *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*. Elsevier, 2017, pp. 3-25. 31, 65, 66
- [72] J. J. Santos, J. C. Palacio, A. M. Reyes, M. Carvalho, A. J. Freire, and M. A. Barone, “Chapter 12 - concentrating solar power,” in *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, I. Yahyaoui, Ed. Elsevier, 2018, pp. 373 - 402. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129593000125> 31, 65
- [73] G. Sala, “Chapter iid-1 - concentrator systems,” in *Practical Handbook of Photovoltaics (Second Edition)*, second edition ed., A. McEvoy, T. Markvart, and L. Castañer, Eds. Boston: Academic Press, 2012, pp. 837 - 862. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012385934100026X> 31

- [74] M. Steiner, T. Gerstmaier, and A. Bett, "10 - concentrating photovoltaic systems," in *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, N. Pearsall, Ed. Woodhead Publishing, 2017, pp. 297 - 320. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423362000100> 32, 33, 36
- [75] D. Mills, "6 - linear fresnel reflector (lfr) technology," in *Concentrating Solar Power Technology*, ser. Woodhead Publishing Series in Energy, K. Lovegrove and W. Stein, Eds. Woodhead Publishing, 2012, pp. 153 - 196. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781845697693500066> 34
- [76] D. Chemisana, M. Ibáñez, and J. Rosell, "Characterization of a photovoltaic-thermal module for fresnel linear concentrator," *Energy conversion and management*, vol. 52, no. 10, pp. 3234-3240, 2011. 34
- [77] Y. Tripanagnostopoulos, C. Siabekou, and J. Tonui, "The fresnel lens concept for solar control of buildings," *Solar Energy*, vol. 81, no. 5, pp. 661-675, 2007. 34
- [78] Y. Wu, P. Eames, T. Mallick, and M. Sabry, "Experimental characterisation of a fresnel lens photovoltaic concentrating system," *Solar Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 430-440, 2012. 34, 35
- [79] D. C. Miller and S. R. Kurtz, "Durability of fresnel lenses: a review specific to the concentrating photovoltaic application," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 8, pp. 2037-2068, 2011. 35
- [80] S. Mahmoudinezhad, S. Qing, A. Rezaniakolaei, and L. A. Rosendahl, "Transient model of hybrid concentrated photovoltaic with thermoelectric generator," *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 564-569, 2017. 36
- [81] A. Rezaia and L. A. Rosendahl, "Feasibility and parametric evaluation of hybrid concentrated photovoltaic-thermoelectric system," *Applied Energy*, vol. 187, pp. 380-389, 2017. 36
- [82] T.-H. Kil, S. Kim, D.-H. Jeong, D.-M. Geum, S. Lee, S.-J. Jung, S. Kim, C. Park, J.-S. Kim, J. M. Baik *et al.*, "A highly-efficient, concentrating-photovoltaic/thermoelectric hybrid generator," *Nano energy*, vol. 37, pp. 242-247, 2017. 36
- [83] R. Bjork and K. K. Nielsen, "The performance of a combined solar photovoltaic (pv) and thermoelectric generator (teg) system," *Solar Energy*, vol. 120, pp. 187-194, 2015. 37
- [84] —, "The maximum theoretical performance of unconcentrated solar photovoltaic and thermoelectric generator systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 156, pp. 264-268, 2018. 37
- [85] A. Rezaia, D. Sera, and L. A. Rosendahl, "Coupled thermal model of photovoltaic-thermoelectric hybrid panel for sample cities in europe," *Renewable Energy*, vol. 99, pp. 127-135, 2016. 37
- [86] W. Van Sark, "Feasibility of photovoltaic-thermoelectric hybrid modules," *Applied Energy*, vol. 88, no. 8, pp. 2785-2790, 2011. 37
- [87] D. Kossyvakis, G. Voutsinas, and E. Hristoforou, "Experimental analysis and performance evaluation of a tandem photovoltaic-thermoelectric hybrid system," *Energy Conversion and Management*, vol. 117, pp. 490-500, 2016. 38

- [88] K.-T. Park, S.-M. Shin, A. S. Tazebay, H.-D. Um, J.-Y. Jung, S.-W. Jee, M.-W. Oh, S.-D. Park, B. Yoo, C. Yu *et al.*, “Lossless hybridization between photovoltaic and thermoelectric devices,” *Scientific reports*, vol. 3, p. 2123, 2013. 38
- [89] M. Hajji, H. Labrim, M. Benaissa, A. Laazizi, H. Ez-Zahraouy, E. Ntsoenzok, J. Meot, and A. Benyoussef, “Photovoltaic and thermoelectric indirect coupling for maximum solar energy exploitation,” *Energy conversion and management*, vol. 136, pp. 184-191, 2017. 38
- [90] 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,” *Applied Energy*, vol. 84, no. 2, pp. 222-237, 2007. 38
- [91] A. Tiwari and M. Sodha, “Performance evaluation of solar pv/t system: an experimental validation,” *Solar Energy*, vol. 80, no. 7, pp. 751-759, 2006. 39
- [92] S.-Y. Wu, Q.-L. Zhang, L. Xiao, and F.-H. Guo, “A heat pipe photovoltaic/thermal (pv/t) hybrid system and its performance evaluation,” *Energy and buildings*, vol. 43, no. 12, pp. 3558-3567, 2011. 39
- [93] A. Akbarzadeh and T. Wadowski, “Heat pipe-based cooling systems for photovoltaic cells under concentrated solar radiation,” *Applied thermal engineering*, vol. 16, no. 1, pp. 81-87, 1996. 39
- [94] M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot, G. Tina, and P. Scandura, “Submerged photovoltaic solar panel: Sp2,” *Renewable Energy*, vol. 35, no. 8, pp. 1862-1865, 2010. 39
- [95] G. Tina, M. Rosa-Clot, P. Rosa-Clot, and P. Scandura, “Optical and thermal behavior of submerged photovoltaic solar panel: Sp2,” *Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 17-26, 2012. 39
- [96] H. Teo, P. Lee, and M. Hawlader, “An active cooling system for photovoltaic modules,” *Applied Energy*, vol. 90, no. 1, pp. 309-315, 2012. 39
- [97] J. C. Mojumder, W. T. Chong, H. C. Ong, K. Leong *et al.*, “An experimental investigation on performance analysis of air type photovoltaic thermal collector system integrated with cooling fins design,” *Energy and Buildings*, vol. 130, pp. 272-285, 2016. 39
- [98] S. Solanki, S. Dubey, and A. Tiwari, “Indoor simulation and testing of photovoltaic thermal (pv/t) air collectors,” *Applied energy*, vol. 86, no. 11, pp. 2421-2428, 2009. 39
- [99] S. A. Kalogirou and Y. Tripanagnostopoulos, “Hybrid pv/t solar systems for domestic hot water and electricity production,” *Energy conversion and management*, vol. 47, no. 18-19, pp. 3368-3382, 2006. 39
- [100] M. Wolf, “Performance analyses of combined heating and photovoltaic power systems for residences,” *Energy Conversion*, vol. 16, no. 1-2, pp. 79-90, 1976. 39
- [101] D. Yang and H. Yin, “Energy conversion efficiency of a novel hybrid solar system for photovoltaic, thermoelectric, and heat utilization,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 2, pp. 662-670, 2011. 40
- [102] M. Jradi, N. Ghaddar, and K. Ghali, “Experimental and theoretical study of an integrated thermoelectric-photovoltaic system for air dehumidification and fresh water production,” *International Journal of Energy Research*, vol. 36, no. 9, pp. 963-974, 2012. 40

- [103] A. Makki, S. Omer, Y. Su, and H. Sabir, "Numerical investigation of heat pipe-based photovoltaic-thermoelectric generator (hp-pv/teg) hybrid system," *Energy conversion and management*, vol. 112, pp. 274-287, 2016. 40
- [104] D. Enescu, "Thermoelectric energy harvesting: Basic principles and applications," in *Green Energy Advances*. IntechOpen, 2019. 40
- [105] L. T. Systems. (2019) Thermoelectric modules. <https://www.lairdthermal.com/products/thermoelectric-modules>. [Online; accessed 06-May-2019]. 41
- [106] S. Priya and D. J. Inman, *Energy harvesting technologies*. Springer, 2009, vol. 21. 41, 43, 44, 46, 47
- [107] J. Sharp, "Thermoelectric energy conversion devices," in *Reference Module in Materials Science and Materials Engineering*. Elsevier, 2016. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128035818010936> 45
- [108] G. Rockendorf, R. Sillmann, L. Podlowski, and B. Litzenburger, "Pv-hybrid and thermoelectric collectors," *Solar Energy*, vol. 67, no. 4-6, pp. 227-237, 1999. 44
- [109] J. Yu and H. Zhao, "A numerical model for thermoelectric generator with the parallel-plate heat exchanger," *Journal of Power Sources*, vol. 172, no. 1, pp. 428-434, 2007. 45
- [110] P. Fan, M. Wei, Z.-h. Zheng, X.-h. Zhang, H.-l. Ma, J.-t. Luo, and G.-x. Liang, "Effects of ag-doped content on the microstructure and thermoelectric properties of cosb3 thin films," *Thin Solid Films*, vol. 679, pp. 49-54, 2019. 48
- [111] D. Champier, "Thermoelectric generators: A review of applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 140, pp. 167-181, 2017. 48
- [112] O. Yamashita, S. Tomiyoshi, and K. Makita, "Bismuth telluride compounds with high thermoelectric figures of merit," *Journal of Applied Physics*, vol. 93, no. 1, pp. 368-374, 2003. 48
- [113] K. F. Hsu, S. Loo, F. Guo, W. Chen, J. S. Dyck, C. Uher, T. Hogan, E. K. Polychroniadis, and M. G. Kanatzidis, "Cubic agpbmsbte₂+ m: bulk thermoelectric materials with high figure of merit," *science*, vol. 303, no. 5659, pp. 818-821, 2004. 49
- [114] H. Wang, Z. M. Gibbs, Y. Takagiwa, and G. J. Snyder, "Tuning bands of pbse for better thermoelectric efficiency," *Energy & Environmental Science*, vol. 7, no. 2, pp. 804-811, 2014. 49
- [115] X. Shi, J. Yang, J. R. Salvador, M. Chi, J. Y. Cho, H. Wang, S. Bai, J. Yang, W. Zhang, and L. Chen, "Multiple-filled skutterudites: high thermoelectric figure of merit through separately optimizing electrical and thermal transports," *Journal of the American Chemical Society*, vol. 133, no. 20, pp. 7837-7846, 2011. 50
- [116] X. Yan, W. Liu, H. Wang, S. Chen, J. Shiomi, K. Esfarjani, H. Wang, D. Wang, G. Chen, and Z. Ren, "Stronger phonon scattering by larger differences in atomic mass and size in p-type half-heuslers hf 1- x ti x cosb 0.8 sn 0.2," *Energy & Environmental Science*, vol. 5, no. 6, pp. 7543-7548, 2012. 50

- [117] X. Wang, H. Lee, Y. Lan, G. Zhu, G. Joshi, D. Wang, J. Yang, A. Muto, M. Tang, J. Klatsky *et al.*, “Enhanced thermoelectric figure of merit in nanostructured n-type silicon germanium bulk alloy,” *Applied Physics Letters*, vol. 93, no. 19, p. 193121, 2008. 50
- [118] L. E. Bell, “Cooling, heating, generating power, and recovering waste heat with thermoelectric systems,” *Science*, vol. 321, no. 5895, pp. 1457-1461, 2008. 50
- [119] N. K. Singh, S. Bathula, B. Gahtori, K. Tyagi, D. Haranath, and A. Dhar, “The effect of doping on thermoelectric performance of p-type sncse: Promising thermoelectric material,” *Journal of Alloys and Compounds*, vol. 668, pp. 152-158, 2016. 51
- [120] Z.-G. Chen, X. Shi, L.-D. Zhao, and J. Zou, “High-performance sncse thermoelectric materials: Progress and future challenge,” *Progress in Materials Science*, 2018. 51
- [121] C.-T. Hsu, G.-Y. Huang, H.-S. Chu, B. Yu, and D.-J. Yao, “An effective seebeck coefficient obtained by experimental results of a thermoelectric generator module,” *Applied energy*, vol. 88, no. 12, pp. 5173-5179, 2011. 52
- [122] S. Jugsujinda, A. Vora-ud, and T. Seetawan, “Analyzing of thermoelectric refrigerator performance,” *Procedia Engineering*, vol. 8, pp. 154-159, 2011. 53
- [123] W.-H. Chen, C.-Y. Liao, C.-I. Hung, and W.-L. Huang, “Experimental study on thermoelectric modules for power generation at various operating conditions,” *Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 874-881, 2012. 53
- [124] S. Maneewan and S. Chindaruksa, “Thermoelectric power generation system using waste heat from biomass drying,” *Journal of electronic materials*, vol. 38, no. 7, pp. 974-980, 2009. 53, 56, 71
- [125] J. Patel, M. Patel, J. Patel, and H. Modi, “Improvement in the cop of thermoelectric cooler,” *International Journal of Scientific & Technology Research*, vol. 5, no. 05, pp. 73-76, 2016. 53
- [126] A. Montecucco, J. Siviter, and A. R. Knox, “The effect of temperature mismatch on thermoelectric generators electrically connected in series and parallel,” *Applied Energy*, vol. 123, pp. 47-54, 2014. 53
- [127] C.-T. Hsu, G.-Y. Huang, H.-S. Chu, B. Yu, and D.-J. Yao, “Experiments and simulations on low-temperature waste heat harvesting system by thermoelectric power generators,” *Applied Energy*, vol. 88, no. 4, pp. 1291-1297, 2011. 54
- [128] A. A. Negash, T. Y. Kim, and G. Cho, “Effect of electrical array configuration of thermoelectric modules on waste heat recovery of thermoelectric generator,” *Sensors and Actuators A: Physical*, vol. 260, pp. 212-219, 2017. 54
- [129] S. B. Riffat and X. Ma, “Thermoelectrics: a review of present and potential applications,” *Applied thermal engineering*, vol. 23, no. 8, pp. 913-935, 2003. 54
- [130] D. Rowe and G. Min, “Evaluation of thermoelectric modules for power generation,” *Journal of power sources*, vol. 73, no. 2, pp. 193-198, 1998. 55
- [131] P. Sundarraj, D. Maity, S. S. Roy, and R. A. Taylor, “Recent advances in thermoelectric materials and solar thermoelectric generators-a critical review,” *RSC Advances*, vol. 4, no. 87, pp. 46 860-46 874, 2014. 56

- [132] M. Telkes, "The efficiency of thermoelectric generators. i." *Journal of Applied Physics*, vol. 18, no. 12, pp. 1116-1127, 1947. 57
- [133] Z.-G. Chen, X. Shi, L.-D. Zhao, and J. Zou, "High-performance sncse thermoelectric materials: Progress and future challenge," *Progress in Materials Science*, 2018. 57
- [134] G. Boyle, "Renewable energy," *Renewable Energy*, by Edited by Godfrey Boyle, pp. 456. Oxford University Press, May 2004. ISBN-10: 0199261784. ISBN-13: 9780199261789, p. 456, 2004. 57, 58, 62, 63
- [135] S. A. Kalogirou, "Solar thermal collectors and applications," *Progress in energy and combustion science*, vol. 30, no. 3, pp. 231-295, 2004. 58
- [136] M. Selmi, M. J. Al-Khawaja, and A. Marafia, "Validation of cfd simulation for flat plate solar energy collector," *Renewable energy*, vol. 33, no. 3, pp. 383-387, 2008. 58
- [137] G. Martinopoulos, D. Missirlis, G. Tsilingiridis, K. Yakinthos, and N. Kyriakis, "Cfd modeling of a polymer solar collector," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 1499-1508, 2010. 58
- [138] W. M. Hashim, A. T. Shomran, H. A. Jurmut, T. S. Gaaz, A. A. H. Kadhum, and A. A. Al-Amiery, "Case study on solar water heating for flat plate collector," *Case studies in thermal engineering*, vol. 12, pp. 666-671, 2018. 58
- [139] M. S. Dehaj and M. Z. Mohiabadi, "Experimental investigation of heat pipe solar collector using mgo nanofluids," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 191, pp. 91-99, 2019. 59
- [140] Z. Wang, Z. Huang, S. Zheng, and X. Zhao, "6 - solar water heaters," in *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*, T. M. Letcher and V. M. Fthenakis, Eds. Academic Press, 2018, pp. 111 - 125. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128114797000063> 59, 64
- [141] M. Asif, "Fundamentals and application of solar thermal technologies," in *Encyclopedia of Sustainable Technologies*, M. A. Abraham, Ed. Oxford: Elsevier, 2017, pp. 27 - 36. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124095489100934> 60, 61
- [142] I. Dincer and M. F. Ezzat, "3.5 solar energy production," in *Comprehensive Energy Systems*, I. Dincer, Ed. Oxford: Elsevier, 2018, pp. 208 - 251. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128095973003114> 61
- [143] S. Kalogirou, "3.05 - low concentration ratio solar collectors," in *Comprehensive Renewable Energy*, A. Sayigh, Ed. Oxford: Elsevier, 2012, pp. 149 - 163. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978008087872000305X> 63
- [144] Y. Caouris, "3.04 - low temperature stationary collectors," in *Comprehensive Renewable Energy*, A. Sayigh, Ed. Oxford: Elsevier, 2012, pp. 103 - 147. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080878720003048> 64
- [145] S. Gobain. (2019) Thermacool thermal interface products. <https://www.tapesolutions.saint-gobain.com/products/thermacool-thermal-interface-products>. [Online; accessed 21-Oct-2019]. 81

- [146] I. Instituto Português do Mar e da Atmosfera. (2019) Instituto português do mar e da atmosfera. <https://www.ipma.pt/pt/otempo/prev.localidade.hora/index.jsp>. [Online; accessed 18-Nov-2019]. 107

