

Análise do desempenho do CPVT da Solarus AB

André Filipe Ferreira da Graça

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientadores: Prof. João Filipe Pereira Fernandes
Prof. Paulo José da Costa Branco

Júri

Presidente: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro
Orientador: Prof. João Filipe Pereira Fernandes
Vogais: Prof. Carlos Alberto Ferreira Fernandes

Novembro 2018

Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

Nesta nota deixo o meu agradecimento a todos os que tornaram este trabalho possível, em especial aos meus orientadores Professor Paulo Branco e Professor João Fernandes pela disponibilidade, dedicação e também amizade demonstradas ao longo desta jornada, bem como à minha família que sempre me encorajou durante todo o meu percurso académico.

Por fim, quero deixar também uma palavra de agradecimento aos meus colegas e companheiros de curso Francisco Teles e Pedro Sá.

Abstract

This thesis's scope is related with the photovoltaic-thermal collector with solar concentration developed by the Swedish company Solarus AB. The objective is to study its electrical and thermal characteristics and relate them not only with the concentration effect but also regarding the location where it will be installed. For this Solarus provided one power collector and the needed materials for its installation, which was done in the Instituto Superior Técnico campus at Tagus Park. In order to study this device, several models were developed so that it could be possible to describe the power collector functioning: electrical model, finite element thermal model so that the working temperatures of the photovoltaic cells could be estimated, a 3D model to understand the reflection of the sun radiation on the collector surfaces. With the experimental measurements, it was possible to validate and adjust the developed models so that these could be used to approximate the power collector behaviour at different geographic locations and as well as at different year seasons. Results for Portugal and Sweden were obtained for a winter and summer month. Bearing in mind the electrical performance, the efficiency in both countries is similar, when the refrigeration system is working, although higher power outputs are obtained at the Portuguese region as well as more sun exposition is achieved. Speaking about the thermal performance, it was possible to confirm that the implemented refrigeration system has a good performance on cooling down the photovoltaic cells and, that both countries have a good thermal potential with the exception of Sweden in the winter season.

Keywords

CPVT; Models; Solar Concentration; Cooling; Electrical Efficiency; Photovoltaic Cell

Resumo

Este trabalho debruça-se sobre o coletor fotovoltaico-térmico com concentração solar (CPVT), desenvolvido pela empresa sueca Solarus AB, com o objectivo de estudar as suas características eléctricas e térmicas e relacioná-las não só com efeito de concentração solar como também da região geográfica da sua instalação. Para tal a Solarus disponibilizou um coletor bem como materiais necessários à sua montagem, a qual foi realizada no campus do Instituto Superior Técnico no Tagus Park. De forma a estudar este dispositivo, recorreram-se a diversos modelos para traduzir o funcionamento do coletor: modelo equivalente eléctrico, modelo térmico de elementos finitos de modo a se conseguir estimar temperaturas de funcionamento das células fotovoltaicas, modelo 3D de modo a se simularem as reflexões da radiação que chegava ao mesmo. Com as medições feitas no local da montagem, fez-se uma validação dos modelos desenvolvidos, tendo-se assim realizado algumas aproximações relativamente ao funcionamento do coletor em zonas geográficas e épocas do ano diferentes. Obtiveram-se resultados para Portugal e Suécia em situação de inverno e verão em ambas as regiões. Verificou-se que ao nível do desempenho eléctrico, os rendimentos em ambos os locais eram muito semelhantes, sendo contudo produzidas maiores potências eléctricas em Portugal devido à maior e mais duradoura exposição solar. Relativamente ao desempenho térmico, apenas se confirmou neste trabalho a eficácia do sistema de refrigeração utilizado, tendo-se percebido também que se atinge um potencial térmico para a produção de energia térmica satisfatório em ambos os países à excepção da Suécia para o mês de inverno simulado.

Palavras Chave

Índice

1	Introdução	1
1.1	Motivação	3
1.2	Objectivos	3
1.3	Estrutura da tese	3
2	Tecnologia CPVT	5
2.1	Radiação Solar	7
2.2	Aproveitamento da energia solar	8
2.2.1	Sombreamento	9
2.2.2	Factor de Concentração	9
2.3	Sistemas Photovoltaic thermal (PVT) e Concentrated Photovoltaic thermal (CPVT)	11
2.3.1	CPVT de divisão de espectro (Spectral Beam Splitter (SBS))	11
2.3.2	CPVT de recuperação de calor (Waste Heat Recover (WHR))	13
2.3.3	CPVT de energia distribuída (Energy Distributed Fitting (EDF))	14
2.3.4	Graus de concentrações Solar	14
2.4	Sistema da Solarus	16
2.4.1	Concentrador	17
2.4.2	Painéis PV	18
2.4.3	Sistema Térmico	19
2.5	Modelo de um díodo e três parâmetros	20
3	Testes ao modelo eléctrico	25
3.1	Objetivos das primeiras simulações	27
3.2	Análise do ângulo de inclinação solar	27
3.3	Simulação	31
4	Trabalho Experimental	37
4.1	Montagem Experimental	39
4.2	Resultados experimentais e validação do modelo	40
4.2.1	Dia 25 de Junho	41

4.2.2	Dia 6 de Julho: Sem refrigeração	47
4.3	Dia 6 de Julho: Com refrigeração	50
5	Comparação: Portugal vs Suécia	53
5.1	Perfil Solar Em Estocolmo	55
5.2	Metodologia Utilizada	57
5.3	Resultados para Agosto	58
5.4	Resultados para Janeiro	62
5.5	Conclusões	67
5.6	Trabalho Futuro	69

Lista de Figuras

2.1	Perdas de radiação na atmosfera [1].	7
2.2	Irradiância para a localização do Tagus Park em Agosto [2].	8
2.3	Representação do processo de concentração [3].	10
2.4	12
2.5	13
2.6	Distribuição Gaussiana da radiação solar [4].	14
2.7	15
2.8	Esquema do CPVT da Solarus [5].	17
2.9	Geometria do concentrador MaReCo [6].	17
2.10	Distribuição das células PV nos painéis do CPVT [7].	18
2.11	Simulações térmicas em canais com diferentes geometrias. [7].	19
2.12	Modelo de um díodo e três parâmetros [8].	20
2.13	22
3.1	Perfil solar no campus do Tagus Park, [9].	28
3.2	29
3.3	Potência absorvida em função do ângulo de inclinação.	30
3.4	Distribuição da radiação (em W/m^2) nos painéis superior e inferior.	32
3.5	Temperaturas dos painéis fotovoltaicos para o mês de Janeiro	33
3.6	Potências geradas pelos painéis em Janeiro	33
3.7	Temperaturas dos painéis fotovoltaicos para o mês de Agosto	34
3.8	Potências geradas pelos painéis em Agosto	34
3.9	Rendimentos dos painéis fotovoltaicos obtidos para os dois meses em teste	35
4.1	Montagem do coletor no Tagus Park.	39
4.2	Ligações da montagem.	40
4.3	Perfil de Irradiância registado: 25 de Junho.	41

4.4	Temperatura ambiente registada: 25 de Junho.	41
4.5	Modelo de elementos finitos utilizado.	42
4.6	43
4.7	Temperaturas estimadas das células Fotovoltaicas: 6 de Junho sem refrigeração.	43
4.8	Potências estimadas e experimentais: 6 de Junho sem refrigeração.	44
4.9	Rendimentos estimados: 25 de Junho sem refrigeração.	46
4.10	Perfil de Irradiância registado: 6 de Julho.	47
4.11	Temperatura ambiente registada: 6 de Julho.	48
4.12	Temperaturas estimadas das células Fotovoltaicas: 6 de Julho sem refrigeração.	49
4.13	Potências estimadas e experimentais: 6 de Julho sem refrigeração.	49
4.14	Rendimentos estimados: 6 de Julho sem refrigeração.	50
4.15	Temperaturas estimadas das células Fotovoltaicas: 6 de Julho com refrigeração.	51
4.16	Potências estimadas e experimentais: 6 de Julho com refrigeração.	51
4.17	Rendimentos estimados: 6 de Julho sem refrigeração.	52
5.1	Perfil solar para Estocolmo, [9].	55
5.2	Potência absorvida em função do ângulo de inclinação para a Suécia.	56
5.3	Temperaturas ambiente (médias) para Agosto.	58
5.4	Irradiâncias (médias) para Agosto.	58
5.5	Temperaturas das células fotovoltaicas, em Portugal, para os dois modos de funcionamento.	59
5.6	Temperaturas das células fotovoltaicas, na Suécia, para os dois modos de funcionamento.	59
5.7	Potências geradas nos dois modos de funcionamento em Portugal em Agosto.	60
5.8	Potências geradas nos dois modos de funcionamento na Suécia em Agosto.	60
5.9	Rendimentos obtidos em Portugal para Agosto	61
5.10	Rendimentos obtidos na Suécia para Agosto	61
5.11	Temperaturas ambiente (médias) para Janeiro.	63
5.12	Irradiâncias (médias) para Janeiro.	63
5.13	Temperaturas das células fotovoltaicas, em Portugal, para os dois modos de funcionamento em Janeiro.	64
5.14	Temperaturas das células fotovoltaicas, na Suécia, para os dois modos de funcionamento em Janeiro.	64
5.15	Potências geradas nos dois modos de funcionamento em Portugal para Janeiro.	65
5.16	Potências geradas nos dois modos de funcionamento na Suécia para Janeiro.	65
5.17	Rendimentos obtidos em Portugal para Agosto.	66
5.18	Rendimentos obtidos na Suécia para Janeiro	66

Acrónimos

C_p	Capacidade térmica específica[kj/(kg °C)]
CPV	Concentrated Photovoltaic
CPVT	Concentrated Photovoltaic thermal
EDF	Energy Distributed Fitting
G	Irradiância[W/m ²]
I_0	Corrente inversa de saturação [nA]
I_{cc}^r	Corrente Curto Circuito referência[A]
I_{CC}	Corrente Curto Circuito[A]
I_{MP}^r	Corrente Máxima de Pico referência[A]
k	Constante de Boltzman [J/K]
m	Factor de idealidade do díodo
NOCT	Normal Operation Cell Temperature [°C]
PV	Photovoltaic
PVT	Photovoltaic thermal
q	Carga do electrão [C]
Q_g	Potência Global [W]
Q_u	Potência útil [W]
SBS	Spectral Beam Splitter
STC	Standard Test Conditions

T_{in}	Temperatura do fluido à entrada do coletor[°C]
T_{out}	Temperatura do fluido à saída do coletor[°C]
V_{CA}	Tensão Circuito Aberto [V]
V_{MP}^r	Tensão Máxima de Pico referência [V]
V_T	Tensão característica da temperatura [mV]
WHR	Waste Heat Recover

1

Introdução

Conteúdo

1.1	Motivação	3
1.2	Objectivos	3
1.3	Estrutura da tese	3

1.1 Motivação

Vivemos numa época em que a sustentabilidade dos recursos naturais se encontra na ordem do dia a nível mundial. Esta consciencialização verifica-se desde os sectores industriais, empresariais até ao particular de cada cidadão. Sabemos que as reservas existentes de combustíveis fósseis, os mais utilizados para a produção de energia, para além de se estarem a esgotar a um ritmo mais elevado que a sua reposição natural, a sua utilização intensiva aumenta as concentrações de CO_2 na atmosfera o que, tem como consequência, o aumento da temperatura global que como sabemos tem efeitos diretos a nível ambiental. Anexado à problemática descrita acima, surge a necessidade de se encontrar novas fontes de energia que colmatem os problemas que os combustíveis fósseis apresentam.

Nos sistemas fotovoltaicos, uma grande parte da energia solar não é aproveitada para a conversão em energia eléctrica sendo dissipada sob a forma de calor. Visto que essa energia pode ser utilizada em diversas aplicações, surgiram sistemas como os concentradores fotovoltaicos térmicos (CPVT). O carácter híbrido destes sistemas permite assim a geração de energia eléctrica bem como o aproveitamento do calor dissipado. Acrescentando ainda a componente de concentração solar, conseguem-se rendimentos de conversão da energia solar superiores. É, portanto, o estudo desta solução de aproveitamento de uma energia limpa que motiva o trabalho a ser realizado nesta tese.

1.2 Objectivos

Com esta dissertação pretende-se analisar: o funcionamento de um coletor CPVT identificando os seus subsistemas térmico e eléctrico, estudando as suas eficiências, e confrontar esta tecnologia com as suas semelhantes. Para tal dispomos de um coletor fornecido pela empresa sueca Solarus AB sobre o qual se irá centrar o foco da dissertação. Tendo sido este coletor desenhado para o padrão solar sueco, uma das questões a responder será se a utilização do mesmo em Portugal é viável. Com esse intuito pretende-se avaliar o seu desempenho eléctrico e térmico, instalado no campus do Tagus Park.

1.3 Estrutura da tese

Este trabalho estará dividido nas seguintes secções: na secção 2 será apresentado o estado da arte da tecnologia CPVT, o modelo eléctrico utilizado e ainda a solução desenvolvida pela Solarus AB; na secção 3 são analisados os resultados de simulações preliminares dos quais se podem retirar algumas previsões e ilações dos modelos desenvolvidos; na secção 4 o trabalho experimental é apresentado juntamente com as alterações feitas aos modelos desenvolvidos preliminarmente; na secção 5 é feito o comparativo, do funcionamento do colector, entre Portugal e Suécia.

2

Tecnologia CPVT

Conteúdo

2.1 Radiação Solar	7
2.2 Aproveitamento da energia solar	8
2.3 Sistemas PVT e CPVT	11
2.4 Sistema da Solarus	16
2.5 Modelo de um díodo e três parâmetros	20

2.1 Radiação Solar

O sol produz de forma contínua, energia proveniente de reacções nucleares capazes de converter aproximadamente de 700 milhões de toneladas de hidrogénio em hélio por segundo. Este tipo reacções libertam elevadas quantidades de energia sob a forma de calor tendo, como consequência, a emissão de fótons que viajam até à Terra constituindo assim aquilo a que chamamos de radiação [10]. Contudo grande parte da radiação emitida não chega ao nosso planeta. Existem três factores condicionantes: o primeiro, é o facto de o sol irradiar em todas as direcções à semelhança de uma lâmpada; o segundo advém do movimento de rotação da Terra o que limita a cerca de 12 horas de iluminação cada área à superfície terrestre; o terceiro está relacionado com as interacções dos fótons na atmosfera Figura:2.1 que retém uma fração da radiação.

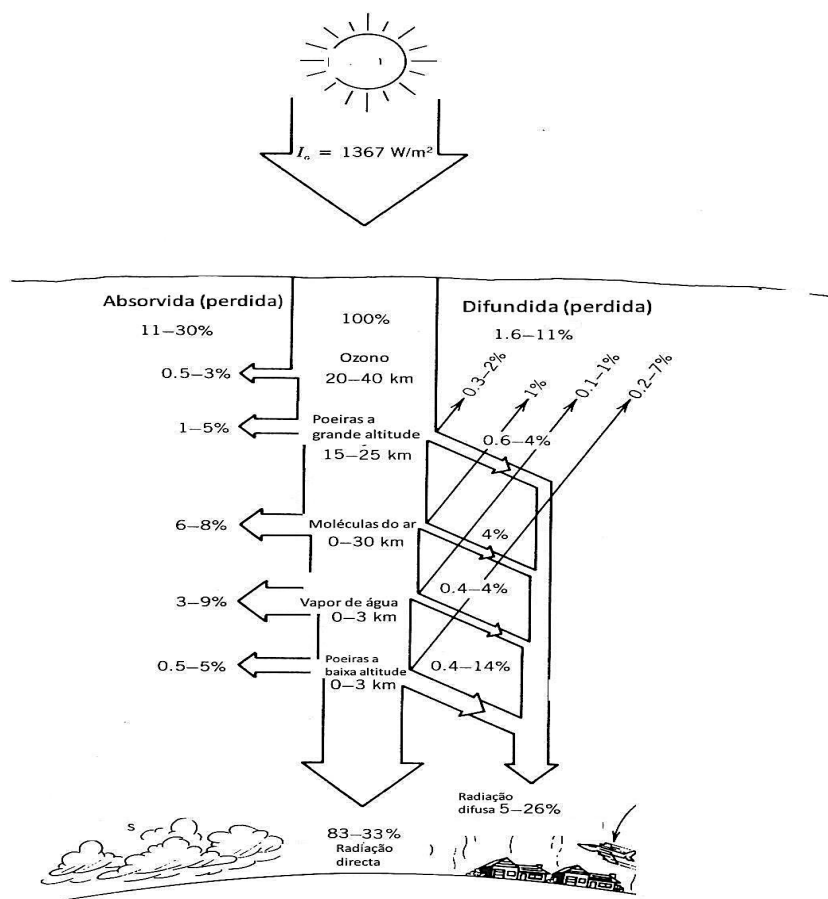


Figura 2.1: Perdas de radiação na atmosfera [1].

À grandeza que traduz radiação solar que chega a uma unidade de área na superfície terrestre é dado o nome de irradiância ou insolação $G [W/m^2]$ e, é em média num dia de céu limpo cerca de $1367 [W/m^2]$. Para além da irradiância é também usual utilizar-se a a energia média por unidade de área H_i

[kWh/m^2] [1].

Em projeto de sistemas PV é frequente classificar a radiação em três tipos distintos. Designa-se por direta a radiação que ao passar pela atmosfera atinge diretamente a área desejada. À radiação que é difundida por nuvens ou partículas presentes na atmosfera, dá-se o nome de radiação difusa. Por último a radiação reflectida é aquela que após reflectir na superfície se perde para a atmosfera ou que pode parte dela atingir a área pretendida. Ao somatório destas componentes, dá-se o nome de radiação global Figura:2.2.

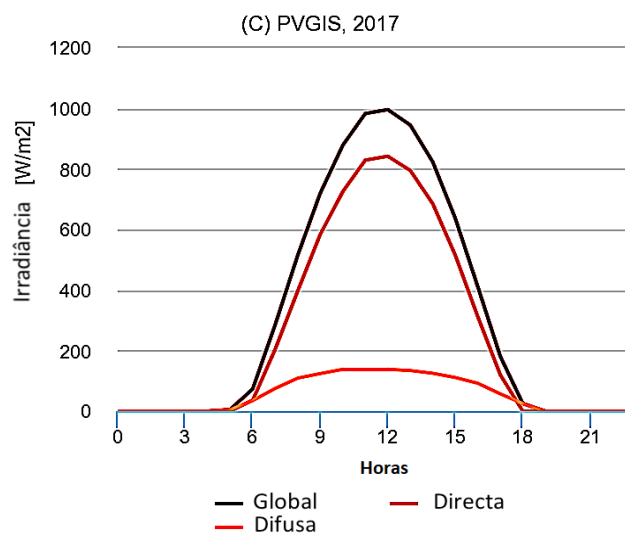


Figura 2.2: Irradiância para a localização do Tagus Park em Agosto [2].

2.2 Aproveitamento da energia solar

A energia solar é tida em conta como uma das principais fontes de energia renováveis. A mesma, pode ser aproveitada através de tecnologias como a fotovoltaica (Photovoltaic (PV)), concentração fotovoltaica (Concentrated Photovoltaic (CPV)), coletores solares térmicos, processos químicos e ainda por fotossíntese artificial [11]. De um ponto de vista global, e tendo em conta a demanda na redução das emissões de CO_2 , tecnologias como a PV e as solares térmicas são as que se encontram mais desenvolvidas sendo a sua comercialização mais preponderante em relação às restantes.

A produção de energia eléctrica através de PV tem vindo a ocupar, de forma gradual, um papel importante não só em Portugal, mas também em países como a Alemanha, Itália e Grécia onde em 2016 entre 6% a 10% [11] da produção foi assegurada por esta tecnologia.

Por outro lado, temos as tecnologias solares térmicas que são essencialmente utilizadas para obter água quente para uso doméstico, aquecimento de espaços ou ainda em certas aplicações industriais para a produção de vapor ou refrigeração. Apesar da existência de uma competição entre estes dois tipos de mercados, a combinação destas duas tecnologias é já uma realidade.

Embora se tenha conseguido em laboratório atingir rendimentos de células PV na ordem dos 46%, com os módulos comercializados apenas se conseguem rendimentos na ordem dos 14%-20% para as células de silício e de 25% a 30% [11] para as de multijunção. Acontece que a maioria da energia solar se perde pela forma de calor. Assim, se à tecnologia PV se adicionar a componente térmica de recuperação de calor, cria-se um sistema híbrido capaz de produzir não só energia eléctrica bem como térmica. Desta forma melhora-se o rendimento de conversão eléctrica mas também se rentabiliza de uma forma global a energia solar incidente.

2.2.1 Sombreamento

Tendo em conta esta temática é de grande utilidade evidenciar o problema do sombreamento das células PV que constitui assim um dos fatores que contribuí para a queda de rendimento das mesmas . Nos painéis fotovoltaicos, as células regra geral estão ligadas em série deste modo, uma célula que fique completamente sombreada irá reduzir a potência de saída do painel não só porque não contribui para a conversão energética, mas também porque reduz o rendimento das restantes a que está ligada.

A forma mais usual de colmatar esta situação e minimizar a sua influência é a utilização de díodos de contorno que permitem à corrente circular por um caminho de menor resistência ainda que se perca uma pequena fracção da potência de saída. Ao se recorrer a esta solução estar-se-á, contudo, a aumentar o tempo de implementação o que inevitavelmente conduzirá a custos acrescidos de produção [12].

2.2.2 Factor de Concentração

No caso em que se utiliza concentradores solares, para além do sombreamento, alia-se um outro problema que se prende com o facto da radiação concentrada não ser uniforme ao longo do painel, o que provoca um aumento da resistência das células. Ao aumentar a resistência, está-se a promover as perdas por condução que são agravadas devido às ligações em série num modulo PV, semelhante ao efeito causado pelo sombreamento [12].

Antes de prosseguir é oportuno definir um parâmetro essencial no processo de concentração solar designado por factor de concentração que, traduz a razão pela qual a radiação incidente é ampliada na superfície receptora. Assim ao se limitar o fluxo da radiação que passa por uma dada abertura e a concentrarmos numa de menor área, iremos aumentar o fluxo de radiação que a atinge Figura:2.3.

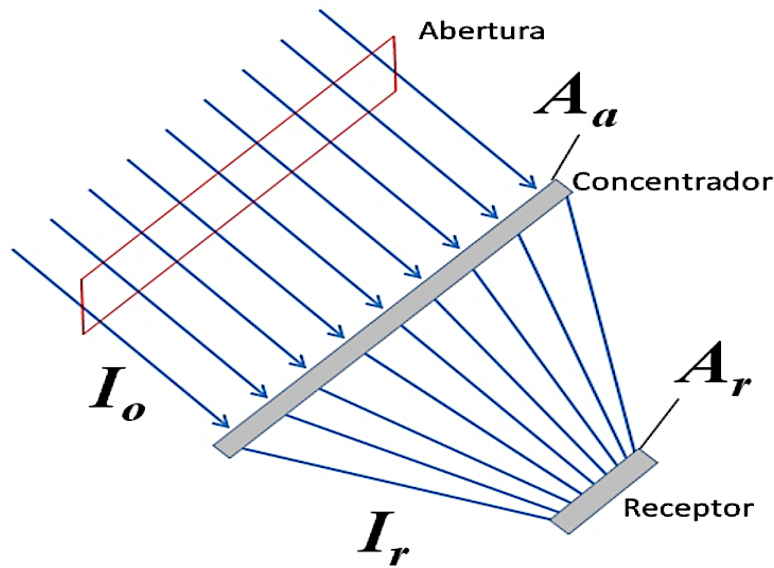


Figura 2.3: Representação do processo de concentração [3].

Tendo em mente a noção acima descrita podemos definir a seguinte relação:

$$C_{geo} = \frac{A_a}{A_r} \quad (2.1)$$

onde C_{geo} é o fator de concentração geométrico e A_a e A_r são respectivamente as áreas da abertura e do receptor. Apesar desta fórmula ser de aplicação fácil uma vez que regra geral sabemos as dimensões dos dispositivos utilizados nos sistemas PV, a mesma só é válida para situações em que o fluxo de radiação é uniforme ao longo da abertura e do receptor. Acontece que na realidade tal uniformidade não acontece, uma vez que fatores como a posição solar e até mesmo as condições atmosféricas influenciam a radiação solar não só na sua intensidade como na direcção.

Posto isto surge a necessidade de definir outra grandeza designada por fator de concentração óptico C_{opt} :

$$C_{opt} = \frac{\int I_r DA_r}{A_r I_0} \quad (2.2)$$

Este é definido como sendo a razão entre o fluxo médio no receptor e o fluxo que se verifica na abertura. Assim em condições ideais em que os fluxos sejam uniformes tanto na abertura como no receptor, obtém-se $C_{opt}=C_{geo}$.

2.3 Sistemas PVT e CPVT

Os sistemas híbridos que são usualmente utilizados são os PVT e CPVT. Os PVT agregam os módulos fotovoltaicos “flat-Plate”, predominantes no mercado fotovoltaico, com um coletor térmico. Este tipo de implementação tem vantagens imediatas: desde já reduz os custos de produção e de instalação podendo ser utilizada em diversas aplicações, as quais necessitem ambas as energias eléctrica e térmica; outra característica positiva é o facto desta geometria ser facilmente integrada em qualquer tipo de edifício e superfície.

Contudo para além do já conhecido baixo rendimento eléctrico das células fotovoltaicas, este tipo de sistemas não gera calor com temperaturas suficientemente altas para a generalidade das aplicações a que se propõe. Desta forma a tecnologia PVT foca-se essencialmente na produção de energia eléctrica sendo a componente térmica vista como um extra obtido.

Como alternativa aos PVT surgem os CPVT, sistemas de concentração solar, que consoante o tipo de concentradores e as diferentes geometrias possíveis atingem fatores de concentração variados. Assim com a concentração solar obtém-se um maior rendimento na conversão da energia solar em eléctrica uma vez que, para uma mesma área de células, se consegue fazer incidir um maior número de raios e, caso a componente económica não seja um constrangimento, o rendimento pode ainda ser aumentado com a utilização células fotovoltaicas III-V de multijunção. Do ponto de vista do subsistema térmico associado ao CPVT, o mesmo é beneficiado uma vez que com a concentração solar, vai-se conseguir gerar calor a temperaturas mais elevadas aumentando assim o leque das possíveis aplicações em que um sistema deste tipo se pode incluir.

Porém, algumas contrapartidas podem ser também identificadas nos CPVT. Desde já, à complexidade deste género de sistemas acresce um maior custo de manutenção. Por outro lado, um dos principais problemas da concentração solar é o facto da iluminação não ser uniforme em todas as células fotovoltaicas o que, com o passar do tempo vai deteriorando o estado das mesmas surgindo assim os chamados pontos quentes, contribuindo para a redução do rendimento na produção de energia eléctrica.

Centrando-nos apenas nos CPVT, presentemente pode-se encontrar na literatura [11] [13] três categorias distintas, as quais se diferenciam não só pelo método de concentração solar como também nos processos de conversão energética.

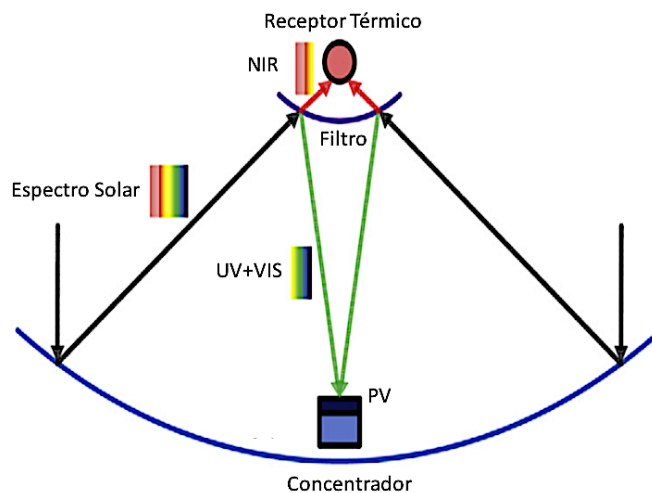
2.3.1 CPVT de divisão de espectro (SBS)

Os CPVT SBS têm como princípio de funcionamento o facto do comprimento de onda da radiação solar estar compreendido num intervalo dos 200-4000 nm, o que advém das diferentes energias dos fótons que chegam à superfície terrestre variarem entre 0.31-6.20 eV [11]. Para que ocorra efeito foto-

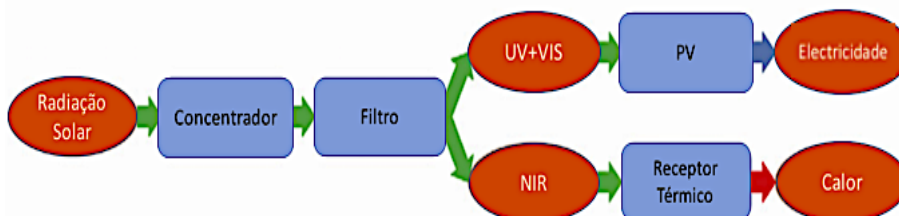
voltaico é necessário que os elétrons dos semicondutores passem à banda de condução, sendo essa transição assegurada caso consigam vencer um hiato energético usualmente designado por “energy gap”, que para o Silício e GaAs é cerca de 1.11 e 1.43 eV respectivamente [11].

Tendo presente este fenómeno, apenas os fótons portadores de energias iguais ou superiores ao hiato energético irão contribuir para o efeito fotovoltaico e consequente produção eléctrica sendo os restantes utilizados somente para produção de calor. Assim neste tipo de sistemas como visto em [11] e em [13] a radiação é separada em duas componentes, uma ultravioleta mais radiação visível (UV+VIS) e outra de comprimento de onda na gama do infravermelho próximo (NIR) através de um elemento óptico de filtragem ,que poderá ser um filtro dicróico, holográfico ou luminescente [14]. As figuras 2.4(a) e 2.4(b) exemplificam o sistema SBS e o fluxo energético do mesmo.

Estes sistemas quando comparados com os CPVT recuperadores de calor (WHR),descritos em seguida, têm a capacidade de gerar temperaturas mais elevadas uma vez que, têm os sistemas térmico e fotovoltaico desacoplados não estando assim limitado à temperatura de funcionamento das células fotovoltaicas.



(a) Configuração SBS [11].



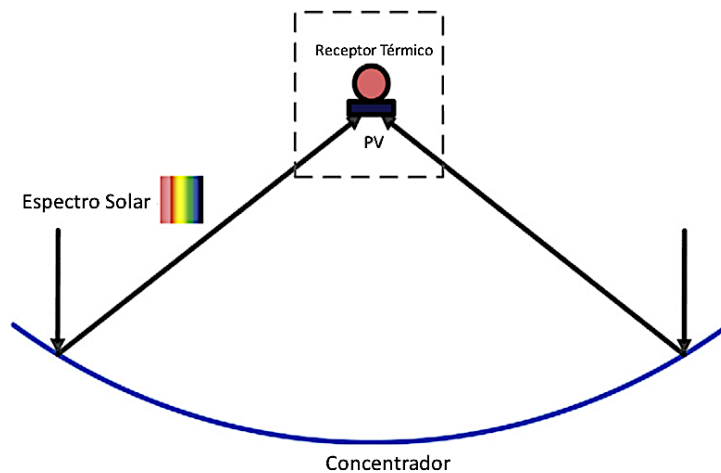
(b) Fluxo de energia SBS [11].

Figura 2.4

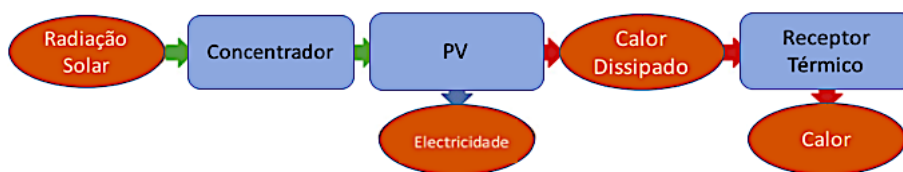
2.3.2 CPVT de recuperação de calor (WHR)

A ideia desta configuração baseia-se no clássico sistema PVT “flat-plate” onde a energia térmica é obtida pela refrigeração das células fotovoltaicas, estando o subsistema térmico incorporado na parte de trás do módulo PV.

Adicionando uma superfície concentradora, a radiação incidente é então direcionada para o painel fotovoltaico onde os fótons, com energia suficiente para vencer o hiato energético entre a banda de valência e a banda de condução do semiconductor presente nas células fotovoltaicas, vão contribuir diretamente para produção de energia eléctrica sendo os restantes absorvidos e a sua energia convertida em calor.



(a) Configuração WHR [11].



(b) Fluxo de energia WHR [11].

Figura 2.5

Durante este processo, o sistema térmico ao refrigerar o módulo PV irá estar a absorver o calor estando este disponível para as aplicações desejadas. Pode-se assim dizer que a conversão de energia solar deste ponto de vista é realizada em série Figura:2.5(a) e Figura:2.5(b).

2.3.3 CPVT de energia distribuída (EDF)

Ainda um conceito emergente sobre o qual existe ainda pouca pesquisa [4], este tipo de sistemas foca-se nos casos em que a distribuição da concentração solar não é uniforme e segue uma distribuição Gaussiana Figura:2.6.

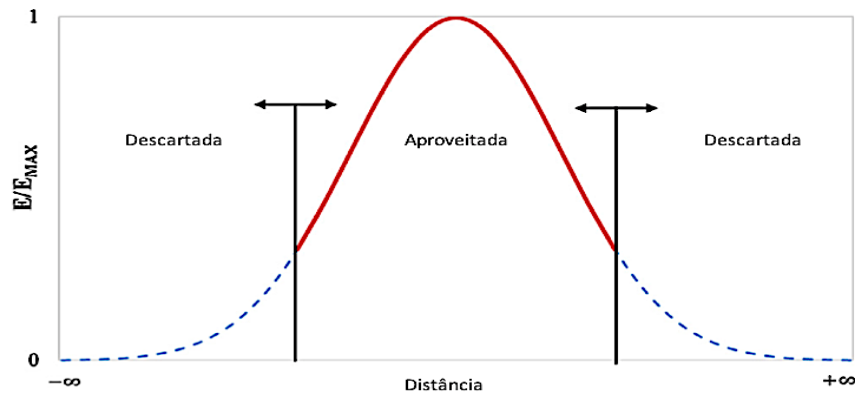


Figura 2.6: Distribuição Gaussiana da radiação solar [4].

Os EDF têm como objetivo o máximo aproveitamento da dispersão solar que em outros sistemas seria perdida. Neste caso, as extremidades da distribuição solar são aproveitadas para a conversão energética. Tal é conseguido com diferentes factores de concentração ao longo da superfície refletora. Várias configurações são propostas. Em [4] a zona central, a que se encontra mais iluminada, é absorvida pelo sistema térmico sendo a restante captada pelos módulos PV. Em [15] é proposto o contrário do descrito acima, o módulo PV neste caso absorve a maior quantidade de iluminação, a central, sendo a restante utilizada para a conversão térmica.

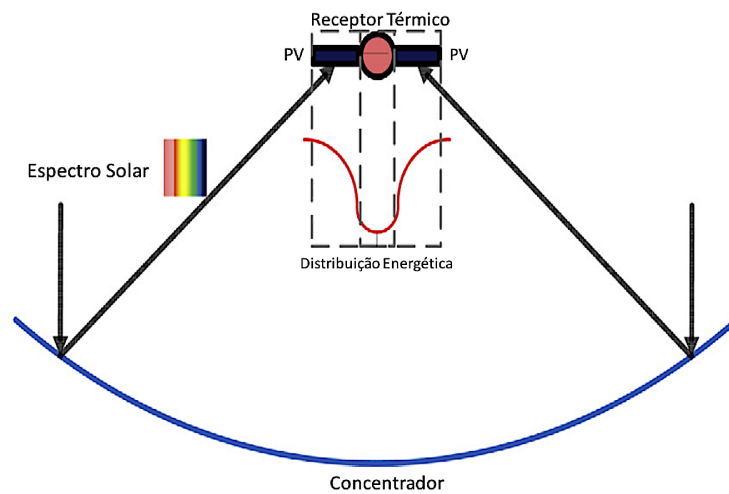
De forma semelhante aos dois tipos de sistemas já descritos, as Figura:2.7(a) e Figura:2.7(b) sistematizam a ideia global de um sistema EDF bem como um possível fluxo energético no mesmo.

2.3.4 Graus de concentrações Solar

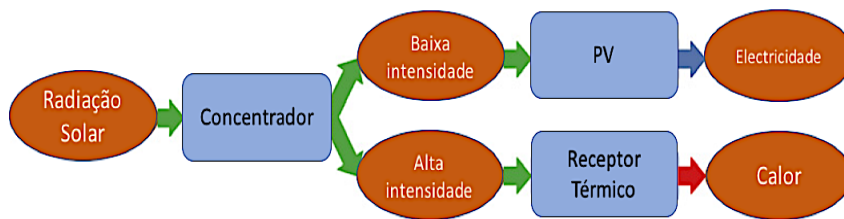
Um fator de caracterização dos sistemas CPVT é o seu grau de concentração solar que, pode ser dividido em três categorias de ordem crescente de concentração: baixa concentração solar (LCPVT), média concentração solar (MCPVT) e alta concentração solar (HCPVT).

Os primeiros, com factores de concentração geométricos menores do que 10 sois, são os sistemas mais simples onde se podem encontrar como superfícies concentradoras os refletores planos, parabólicos e até lentes de Fresnel lineares (2D) apesar das perdas inerentes à sua utilização [16].

Do ponto de vista óptico, tendo os LCPVT factores de concentração baixos, opta-se por utilizar sistemas estacionários sem rastreamento solar, de forma a minimizar os custos de implementação desta



(a) Configuração EDF [11].



(b) Fluxo de energia [11].

Figura 2.7

variante. Pode-se, contudo, em casos de concentradores com fatores de concentração perto de 10 sois, implementar rastreamento apenas de um eixo.

Analisando a componente PV, as escolhas mais comuns para células fotovoltaicas em sistemas LCPVT são as clássicas células de Silício (Monocristalino e policristalino) cujo rendimento ronda valores na gama dos 20%. Os sistemas térmicos associados aos LCPVT utilizam na sua maioria água ou ar como principais fluidos nas transferências de calor conseguindo-se atingir temperaturas entre os 40-60 graus Celcius. Torna-se assim possível o aquecimento de água para uso doméstico ou para aquecimento local.

Caso estejamos perante fatores de concentração entre os 10 e os 100 sois entramos no domínio dos MCPVT, sistemas mais complexos que os anteriores e que requerem soluções térmicas mais eficientes e onde o rastreamento solar de dois eixos é já vantajoso. A utilização de concentradores parabólicos com lentes de Fresnel permite obter os níveis de concentração referidos acima. Nos MCPVT o tipo de células utilizadas são as de Silício cristalino uma vez que para os níveis de concentração atingidos as

pc-Si e as a-Si não são recomendáveis como mostrado em [11]. Para estes valores de concentração solar, o sistema térmico terá uma carga mais elevada sendo assim necessária uma refrigeração activa na qual o fluido mais utilizado é a água, de forma a se obter um melhor rendimento na refrigeração do sistema.

Por fim temos os casos dos HCPVT em que a concentração ultrapassa os 100 sois, sendo extremas as condições de funcionamento desde o alto fluxo energético até às elevadas temperaturas que estes sistemas atingem.

Os concentradores típicos dos HCPVT incluem discos refletores e lentes de Fresnel podendo ser encontradas configurações em calhas parabólicas com rastreamento solar e ainda as denominadas torres solares, sendo as últimas sistemas de elevada complexidade daí a sua reduzida comercialização [15].

Devido aos elevados níveis de concentração solar, as células de multijunção GaAs são as mais utilizadas visto que têm rendimentos mais elevados nas condições de funcionamento impostas o que, numa perspectiva económica, poderia ser um fator negativo, contudo do ponto de vista global de implementação de um HCPVT, o custo das células representa apenas uma pequena fracção do custo total do sistema.

No que diz respeito à componente térmica, é necessário recorrer a dissipadores de calor de forma a manter a integridade dos materiais. Com temperaturas que podem exceder os 100 °C a utilização de microcanais dissipadores de calor, aumenta a eficiência das transferências térmicas bem como a facilidade da integração com as componentes móveis de rastreamento solar que são utilizadas nestes casos.

Em sistemas com estas características utilizam-se também fluidos de elevada absorção térmica que, nestes casos, circulam num ciclo fechado estando este conectado a um permutador de calor onde se realizará a transferência térmica desejada para a aplicação em causa.

2.4 Sistema da Solarus

A solução apresentada pela Solarus consiste num sistema híbrido que se insere na categoria dos CPVT WHR. O coletor com dimensões 1054 x 2443 x 241 mm é portanto capaz de produzir tanto eletricidade quanto energia térmica. Esta é obtida através de um processo de arrefecimento activo das células por parte de um líquido com elevada capacidade de absorção térmica, que circula em pequenos canais instalados entre os dois painéis que compõem cada metade do módulo Fig:2.8.

A sua geometria é baseada nos concentradores simétricos solares de curvatura parabólica, contudo ao contrário desta, o coletor da Solarus apresenta diferenças óbvias não só na geometria do concentrador como também a localização dos painéis PV que, neste caso, se situam numa das extremidades

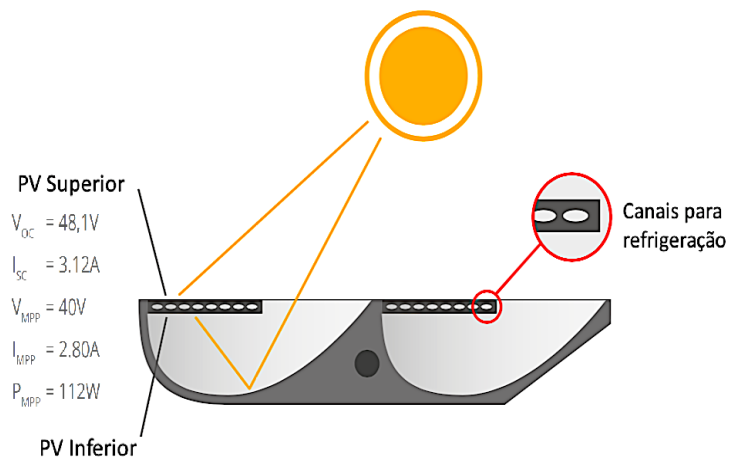


Figura 2.8: Esquema do CPVT da Solarus [5].

do calha concentrador.

2.4.1 Concentrador

O concentrador utilizado é o designado MaReCo (Maximum Reflector Collector) tratando-se de uma geometria composta por uma parte circular e outra parabólica Figura:2.9 na qual são utilizados dois coletores PV sobrepostos um no outro, mas com orientações de recepção opostas.

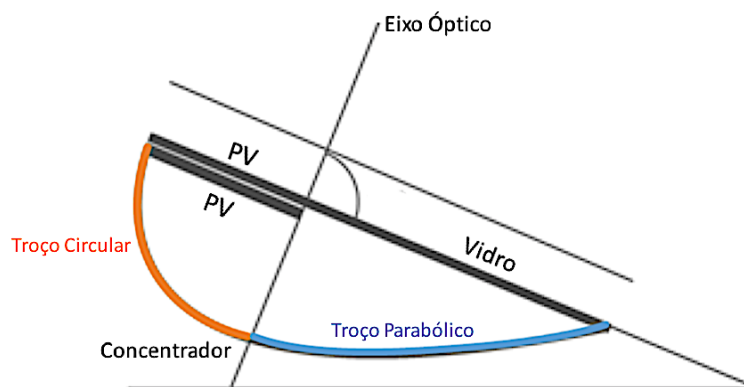


Figura 2.9: Geometria do concentrador MaReCo [6].

Ainda através da Figura:2.9 podemos ver que o eixo óptico do sistema é perpendicular à superfície

do módulo e é essencial na determinação do ângulo de aceitação da radiação, sendo este o ângulo limite para o qual a radiação incidente consegue ser refletida pelo concentrador. Assim, e tendo em conta que esta geometria foi desenvolvida para as latitudes dos países nórdicos, poderá ser necessário instalar o CPVT com um certo ângulo de inclinação de forma a que o ângulo de aceitação de radiação seja compatível com o ângulo de incidência solar de forma a não comprometer o rendimento do sistema. A nível de fabrico, o refletor é feito à base de alumínio que segundo [5] maximiza a concentração de radiação promovendo o rendimento de conversão energética.

2.4.2 Painéis PV

Cada coletor possui 2 pares de painéis solares que se encontram dispostos da forma descrita pela Figura:2.8. Cada painel tem uma área de 0.3085 m^2 e é composto por 38 células fotovoltaicas de Silício monocristalino, cujo rendimento nominal ronda os 20% tal como visto em [6]. A organização das células em cada painel instalado no CPVT da Solarus tem vindo a ser modificada de forma a melhorar o processo de conversão de energia eléctrica [7]. Presentemente, as 38 células de cada painel encontram-se agrupadas em 4 grupos com a seguinte distribuição: 8-11-11-8 Figura:2.10.

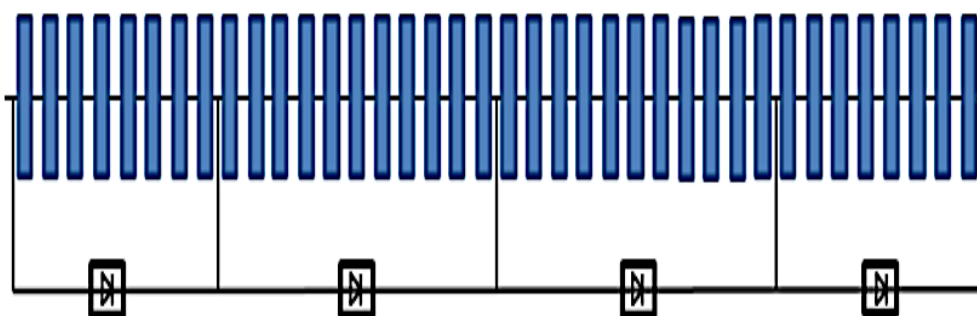


Figura 2.10: Distribuição das células PV nos painéis do CPVT [7].

Ao analisar a figura, observa-se a presença de um diodo de contorno por cada grupo de células. Este é de extrema utilidade nos casos em que ocorre sombreamento problema descrito na secção 2.2.1. Assim na ocorrência deste fenómeno as células sombreadas ficam com uma resistência muito elevada o que compromete a eficiência do painel PV visto que todos os grupos se encontram ligados em série.

Ao se inserir o diodo de contorno em paralelo com cada grupo celular, caso o mesmo fique sombreado, a resistência em paralelo do diodo será menor que a do grupo sombreado, passando assim a corrente pelo ramo de contorno entrando o diodo em condução. Desta forma assegura-se o funcionamento dos restantes grupos minimizando os efeitos resultantes do sombreamento.

2.4.3 Sistema Térmico

Não menos importante é a componente térmica do sistema. Como já foi dito anteriormente entre os painéis fotovoltaicos podem ser encontrados pequenos canais nos quais, circula um líquido refrigerante o qual é responsável pelo arrefecimento dos módulos PV.

A geometria destes canais foi intensivamente estudada com o intuito de se perceber qual a que optimizava as trocas térmicas. No trabalho realizado em [7] foram testadas em simulador várias geometrias todas com a mesma área, de aproximadamente 70 mm^2 , e também para a mesma fronteira térmica. Os resultados obtidos estão evidenciados na Figura:2.11.

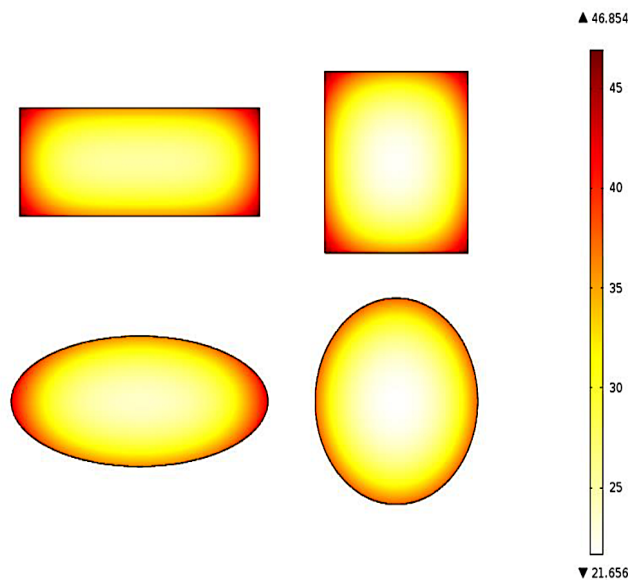


Figura 2.11: Simulações térmicas em canais com diferentes geometrias. [7].

Sendo os principais objectivos destas estruturas a absorção de calor bem com a uniformização da temperatura, observa-se desde já nas geometrias quadrada e rectangular a formação de pontos quentes nas suas extremidades. Tal cumpre o critério de elevada absorção térmica, contudo, a sua não homogeneidade ao longo da secção do canal não é desejável.

Desta forma, restam-nos as duas ultimas geometrias, onde a distribuição térmica ao longo da secção do canal está mais uniformizada existindo contudo, no caso da elipse, uma maior absorção térmica.

No coletor da Solarus são de facto canais elípticos que perfazem na sua totalidade uma área de absorção térmica com cerca de $0,72 \text{ m}^2$ [7] sendo o caudal do fluido refrigerante, e que circula em ciclo fechado, gerido por um controlador mediante a temperatura desejada nos painéis bem como a necessidade de produzir calor para o aquecimento de água.

De forma a avaliar a eficiência térmica do coletor, começa-se por calcular a potência útil:

$$Q_u = mC_p(T_{out} - T_{in}) \quad (2.3)$$

- Q_u : potência útil
- Q_g : potência global
- m : fluxo do fluido[Kg s]
- C_p : capacidade térmica específica[kJ/ (kg °C)]
- T_{in} : temperatura do fluido à entrada do coletor[°C]
- T_{out} : temperatura do fluido à saída do coletor[°C]

e sabendo que a potência global absorvida é:

$$Q_g = AG \quad (2.4)$$

- A : área de absorção de radiação
- G : irradiância

então temos que o rendimento será:

$$\mu = \frac{Q_u}{Q_g}. \quad (2.5)$$

2.5 Modelo de um díodo e três parâmetros

Com o objectivo de estudar o comportamento eléctrico do coletor da Solarus, utiliza-se um modelo equivalente eléctrico. O mais simples, e que traduz o funcionamento de uma célula fotovoltaica (sem perdas de Joule), é o modelo de um díodo e três parâmetros representado na Figura:2.12

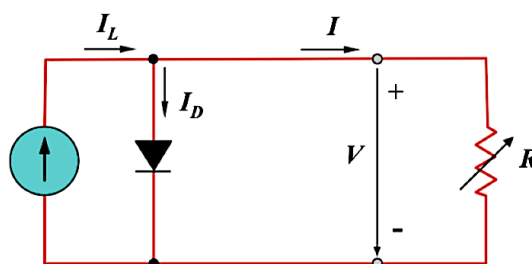


Figura 2.12: Modelo de um díodo e três parâmetros [8].

Analisando o circuito, podemos dividi-lo em três partes: R equivale à carga que está a ser alimentada pela célula. A fonte de corrente contínua representa a corrente gerada por uma dada irradiância incidente na célula. A junção p-n comporta-se como um díodo pelo qual passa a corrente I_D , dependente do valor de V . A corrente I_D é dada por:

$$I_D = I_0(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1). \quad (2.6)$$

onde a variável Corrente inversa de saturação [nA] (I_0) corresponde à corrente inversa de saturação do díodo, o parâmetro Factor de idealidade do díodo (m) é o fator de idealidade do díodo que, para um díodo real é $m > 1$ e no caso de um modelo ideal é $m = 1$. V é a tensão aos terminais da célula e V_T é o potencial térmico dado por:

$$V_T = \frac{K.T}{q} \quad (2.7)$$

- Tensão característica da temperatura [mV] (V_T): Tensão característica da temperatura
- Constante de Boltzman [J/K] (k): Constante de Boltzman ($1,38 \cdot 10^{-23}$) [J/K]
- T : temperatura em Kelvin
- Carga do electrão [C] (q): Carga do electrão ($-1,6 \cdot 10^{-19}$) [C].

Do ponto de vista da análise da célula fotovoltaica, é importante debruçarmo-nos sobre dois pontos de funcionamento em particular. O primeiro é o de curto circuito Figura:4.6(a). Nesta situação verifica-se que $V = 0$, $I_D = 0$ e $I = I_L = I_{CC}$ ou seja, a corrente máxima de carga que é igual à gerada pelo efeito fotovoltaico e proporcional à irradiância incidente na célula. O valor da corrente de curto circuito (I_{cc}) é disponibilizado pelo fabricante para certas condições de temperatura e radiação incidente. O outro ponto de funcionamento de interesse é o caso de circuito aberto Figura:4.6(b). Esta situação é equivalente a considerar uma carga de resistência infinita em que as correntes serão $I_D = I_L$ e $I = 0$ ao passo que, a tensão aqui será máxima sendo esta inversamente proporcional à temperatura da célula.

De modo semelhante à corrente Corrente Curto Circuito [A] (I_{CC}), a tensão de circuito aberto Tensão Circuito Aberto [V] (V_{CA}) é um parâmetro disponibilizado pelo fabricante.

$$V_{CA} = mV_T \ln\left(1 + \frac{I_L}{I_0}\right). \quad (2.8)$$

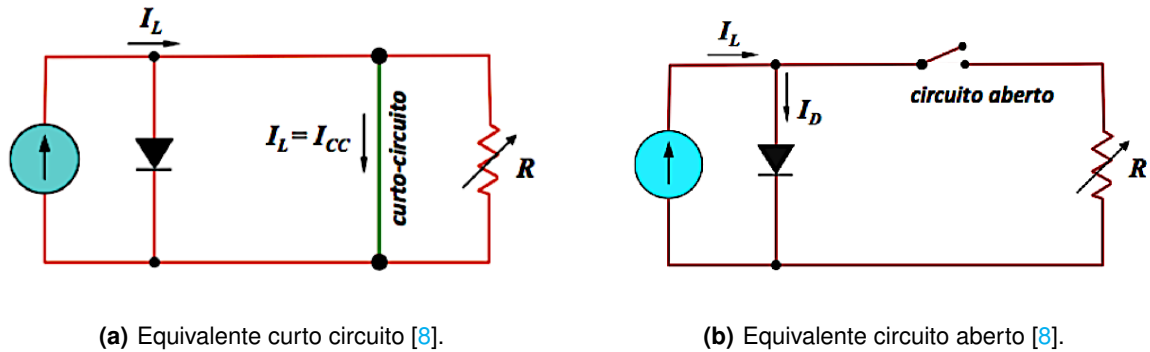


Figura 2.13

Tendo por base a forma estrutural do modelo, podemos aplicá-lo computacionalmente de forma a simular o comportamento de forma aproximada da generalidade dos sistemas PV. Tal como demonstrado em [17] o processo de cálculo é algorítmico e tem de ter como dados de entrada os seguintes valores: irradiância G , temperatura ambiente aos quais o sistema será submetido, a área útil do sistema PV bem como o número de células fotovoltaicas que o constituem e, por fim, os valores característicos das mesmas : Normal Operation Cell Temperature [$^{\circ}\text{C}$] (NOCT) (temperatura normal de funcionamento), Corrente Curto Circuito referência[A] (I_{CC}^r), V_{CA} , Tensão Máxima de Pico referência [V] (V_{MP}^r) e Corrente Máxima de Pico referência[A] (I_{MP}^r).

A partir destes dados de entrada o processo de computação inicia-se, sendo o primeiro passo o cálculo da temperatura das células que se obtém através da seguinte expressão:

$$\theta_{celula} = \theta_{ambiente} + \frac{G \cdot (Noct - 20)}{800} \quad (2.9)$$

onde θ_{celula} e $\theta_{ambiente}$ são respectivamente as temperaturas da célula e a temperatura ambiente.

De seguida, calculam-se os três parâmetros de referência do modelo:

$$m = \frac{V_{MP}^r - V_{CA}^r}{V_T^r \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{MP}^r}{I_{CC}^r}\right)} \quad (2.10)$$

$$I_0^r = \frac{I_{CC}^r}{e^{\frac{V_{CA}^r}{mV_T^r}} - 1} \quad (2.11)$$

Estes valores designam-se de referência pois são obtidos nas condições Standard Test Conditions (STC) (condições padrão de laboratório). Assim, o próximo passo é o cálculo destas grandezas mediante as condições de funcionamento nas quais se tem interesse a análise. Tendo em conta que o fator de forma não se altera, os valores de I_{CC} e I_0 são calculados do seguinte modo:

$$I_{CC} = \frac{G}{G_r} \cdot I_{CC}^r \quad (2.12)$$

$$I_0 = I_0^r \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\frac{N_s \cdot h}{m} \left(\frac{1}{V_T} - \frac{1}{V_T^r} \right)} \quad (2.13)$$

onde h é o hiato do semiconductor presente nas células e, N_s o número de células fotovoltaicas.

Após obtermos as duas grandezas em cima calculadas, o objectivo seguinte será o cálculo da tensão e corrente máxima de pico, através das quais se obterá a potência à saída do módulo PV. Para se obter a V_{MP} recorre-se a um processo iterativo, cujo valor inicial a escolher poderá ser o de referência (V_{MP}^r), que se traduz pela seguinte expressão:

$$V_{MP}^{k+1} = m \cdot V_T \cdot \ln \left(\frac{\frac{I_{CC}}{I_0} + 1}{\frac{V_{MP}^k}{m \cdot V_T} + 1} \right) \quad (2.14)$$

Obtido o valor de V_{MP} podemos obter I_{MP} através da relação que se segue:

$$I_{MP} = I_{CC} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{V_{MP}}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (2.15)$$

Podemos por fim, munidos dos dois valores acima calculados bem como da irradiância G e da área útil, finalizar o algoritmo calculando a eficiência do sistema PV nas condições em que está a operar:

$$\mu = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{G \cdot A} \quad (2.16)$$

3

Testes ao modelo eléctrico

Conteúdo

3.1	Objetivos das primeiras simulações	27
3.2	Análise do ângulo de inclinação solar	27
3.3	Simulação	31

3.1 Objetivos das primeiras simulações

Neste capítulo são apresentadas as primeiras simulações realizadas com o modelo elétrico apresentado no capítulo anterior.

Estas, como veremos adiante, serviram para compreender que o modelo que até então vinha a ser considerado, não ia retratar por completo o real comportamento do coletor. Tal como será explicado no capítulo 4, foi necessário desenvolver um modelo térmico do coletor de forma a se calcularem, de um modo mais preciso, as reais temperaturas de funcionamento dos painéis fotovoltaicos.

Apesar do descrito acima, estes resultados serão apresentados visto que a sua análise, bem como o estudo prévio que antecede a simulação, tiveram um papel crucial na melhoria do modelo elétrico até à sua versão final.

3.2 Análise do ângulo de inclinação solar

Na instalação de um sistema fotovoltaico, o ângulo de inclinação dos módulos em relação à superfície bem como a sua orientação são dois dos fatores essenciais e condicionantes do desempenho do sistema.

Tendo presente que o coletor irá ser instalado no campus do Tagus Park do Instituto Superior Técnico, com o objectivo de providenciar água quente ao bar/restaurante que lá se encontra, mas também com o intuito de estudar o seu funcionamento em latitudes semelhantes à de Portugal, a primeira fase do projecto foi obter o perfil solar para aquele local ao longo de todo o ano. Na figura:3.1 está representado um gráfico que descreve não só o ângulo de elevação solar em relação ao horizonte como também o seu azimute, ao longo de um dia completo, para todos os meses do ano (sempre para o dia 21 de cada mês).

Surge então a questão de qual o ângulo de inclinação mais adequado com que se deve instalar o coletor. Para responder a esta pergunta, existem dois critérios fundamentais: a potenciação da concentração solar e o período esperado de carga. Para este, considerou-se o horário entre as 11 até às 15 horas que será o período onde irá existir maior afluência no bar. Durante este intervalo considera-se sempre também o ângulo de elevação máximo possível e que o mesmo se mantém aproximadamente constante.

Para potenciar a concentração solar foi utilizado um modelo geométrico do CPVT da Solarus no software SOLTRACE. Este simulador permite definir o padrão solar de qualquer região mediante a latitude, o dia do ano e a hora solar local que, ao interagir com a geometria definida, simula a incidência dos raios solares bem como as reflexões e absorções existentes no alvo desejado. Observando a figura:3.2, onde estão expostas duas simulações para a mesma hora (12:00) de um dia em Janeiro (dia 21), mas com inclinações distintas verificando-se que para a condição ilustrada na figura 3.2(a) existe

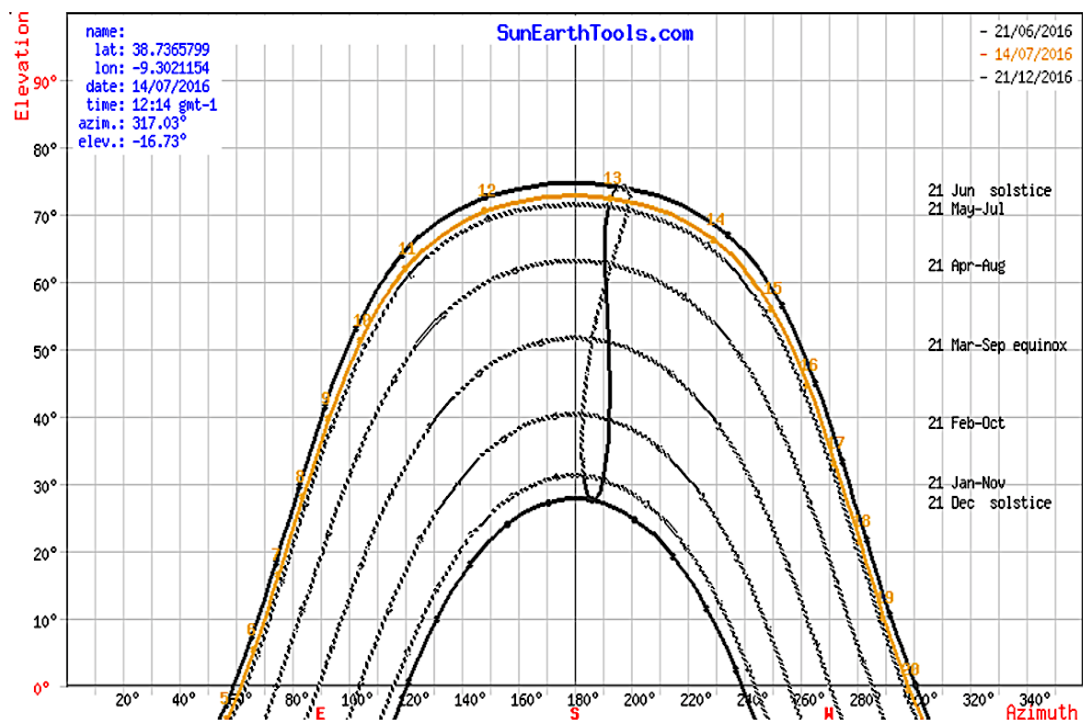


Figura 3.1: Perfil solar no campus do Tagus Park, [9].

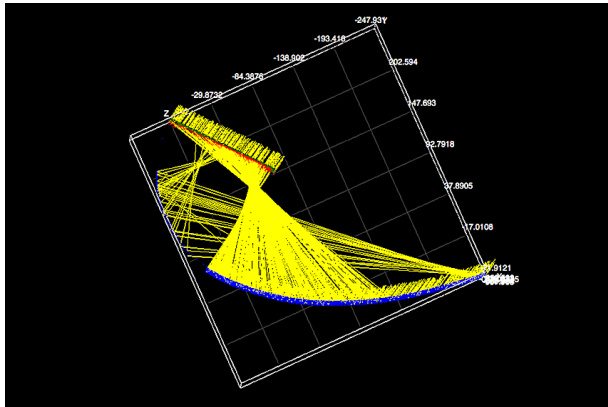
efeito de concentração (que é o pretendido) ao passo que para a inclinação simulada em 3.2(b) o painel inferior não é iluminado.

As simulações consistiriam para cada mês e sempre no ângulo máximo de elevação solar, testar várias inclinações do coletor (de 10 em 10 graus) e analisar para qual a concentração solar era máxima ao mesmo tempo que se registava a potência absorvida. A figura:3.3 expõe assim as potências absorvidas em função do ângulo de inclinação.

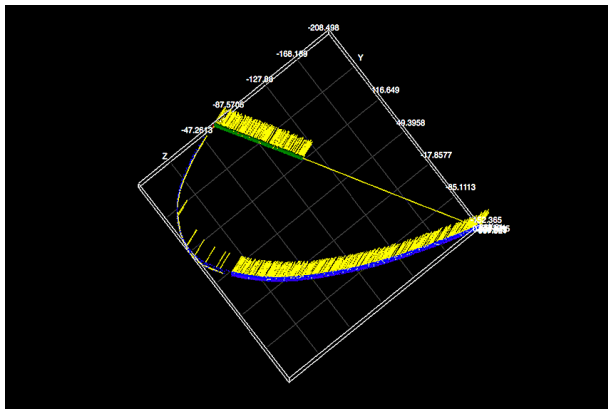
Obtidos estes resultados e com o objetivo de obter o melhor ângulo possível ao longo de todo o ano, considerou-se que o período de funcionamento do bar seria desde Setembro até Junho. A partir desta assunção calculou-se a energia produzida, entre as 11 e as 15 horas, durante os 10 meses de funcionamento para duas situações:

- Ângulo óptimo em cada mês: 1841994 Wh
- Ângulo médio em 10 meses: 1360894,5 Wh .
- Ângulo de 10° (ângulo que garante concentração solar durante todos os meses): 1681816,5 Wh .

Embora no cálculo das energias se tenha assumido que os dias de cada mês eram idênticos entre si

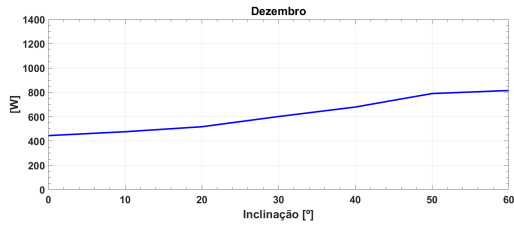


(a) Coletor a 50° : mês de Janeiro.

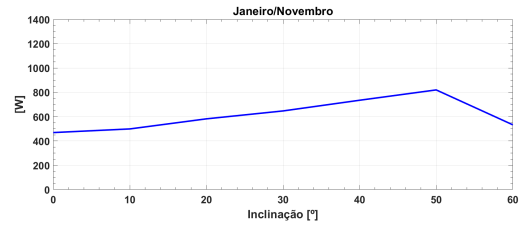


(b) Coletor a 70° : mês de Janeiro.

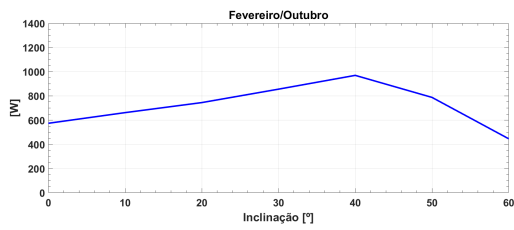
Figura 3.2



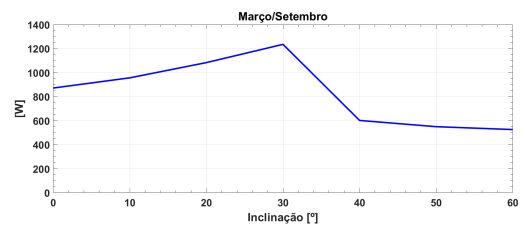
(a) Dezembro.



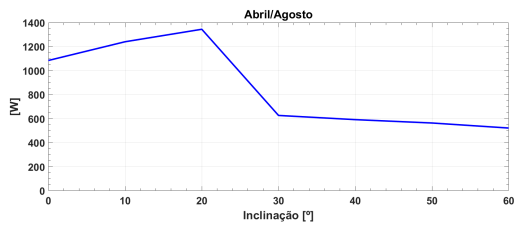
(b) Janeiro e Novembro.



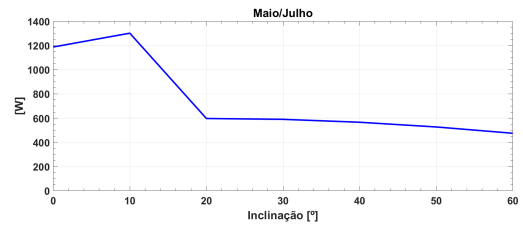
(c) Fevereiro e Outubro.



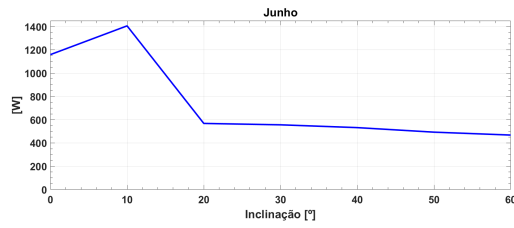
(d) Março e Setembro.



(e) Abril e Agosto.



(f) Maio e Julho.



(g) Junho.

Figura 3.3: Potência absorvida em função do ângulo de inclinação.

e que, também não foi contabilizado o rendimento das células, permanece clara a desvantagem de se fixar o ângulo de inclinação do coletor no seu valor médio ao longo dos 12 meses. Contudo é um preço a pagar caso não se instale um sistema que faça o ajuste automático dos ângulos de inclinação (ou que se ajuste manualmente) a cada mês para o ângulo óptimo. Apesar disso, considerou-se ainda, a hipótese de se instalar o coletor num ângulo que permitisse a ocorrência do efeito de concentração solar ao longo de todo o ano. Por inspeção dos gráficos da figura 3.3 rapidamente se conclui que esse valor corresponde a uma inclinação de 10° . Assim como podemos ver, esta solução apresenta melhores valores de energia absorvida ao longo do ano em relação ao valor de inclinação médio. Havendo concentração solar ao longo de todo o ano promove-se não só a produção de energia eléctrica, como também produção de energia térmica.

3.3 Simulação

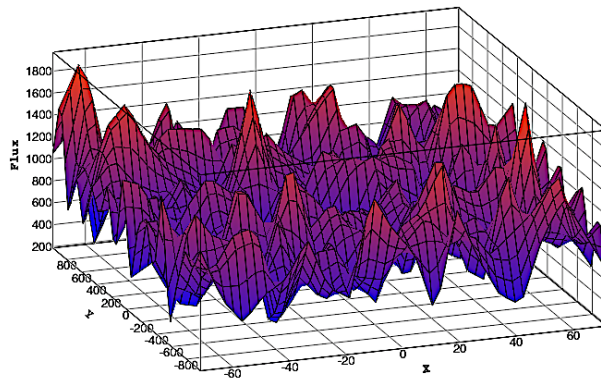
Tendo sido escolhida a orientação (Sul) e a inclinação do painel (10 graus) , simulou-se no modelo eléctrico inicial o comportamento eléctrico do coletor durante um dia nos meses de Janeiro e Agosto (de forma a se observar o funcionamento tanto no Verão quanto no Inverno). Para tal, foi necessário obter valores (médios) relativos à temperatura ambiente e à irradiância para uma inclinação de 10 graus, por hora, em cada um dos meses recorrendo à ferramenta do PVGIS [2].

Esta simulação preliminar foi feita aplicando o modelo de um díodo e três parâmetros descrito anteriormente (ainda sem as alterações que veremos adiante), ao qual se teve de adicionar as irradiâncias que iluminam os painéis inferiores. Essas irradiâncias foram calculadas a partir do SOLTRACE, tendo em conta o fluxo médio de raios que iluminava as células inferiores em cada hora. Um exemplo de um fluxo de raios (W/m^2), está representado na figura 3.4

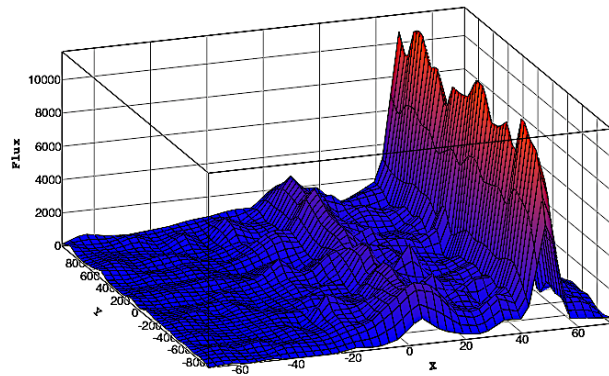
Ao correr o programa, que representa o modelo eléctrico, obtemos estimativas das temperaturas de funcionamento (através do NOCT) (figura 3.5 e figura 3.7) dos painéis superiores e inferiores para os dois meses de teste, bem como os valores das potências eléctricas (figura 3.6 e figura 3.8) produzidas por cada conjunto de painéis.

Com estes resultados foi possível, nesta fase inicial, perceber que o modelo respondia de forma correta à física inerente das células fotovoltaicas, visto que nas horas em que os painéis atingiam temperaturas mais elevadas, a eficiência dos mesmos diminuía. Tal comportamento está representado na figura 3.9.

É com o objectivo de manter a temperatura de trabalho relativamente constante e reduzida, que o sistema de refrigeração irá ser testado e implementado (este tópico será abordado nos capítulos 4 e 5) de forma a que não ocorra uma quebra significativa no rendimento tal como mostra a figura .



(a) Coletor a 50° em Janeiro: distribuição da radiação (em W/m^2) do painel superior.



(b) Coletor a 50° em Janeiro: distribuição da radiação (em W/m^2) do painel inferior.

Figura 3.4: Distribuição da radiação (em W/m^2) nos painéis superior e inferior.

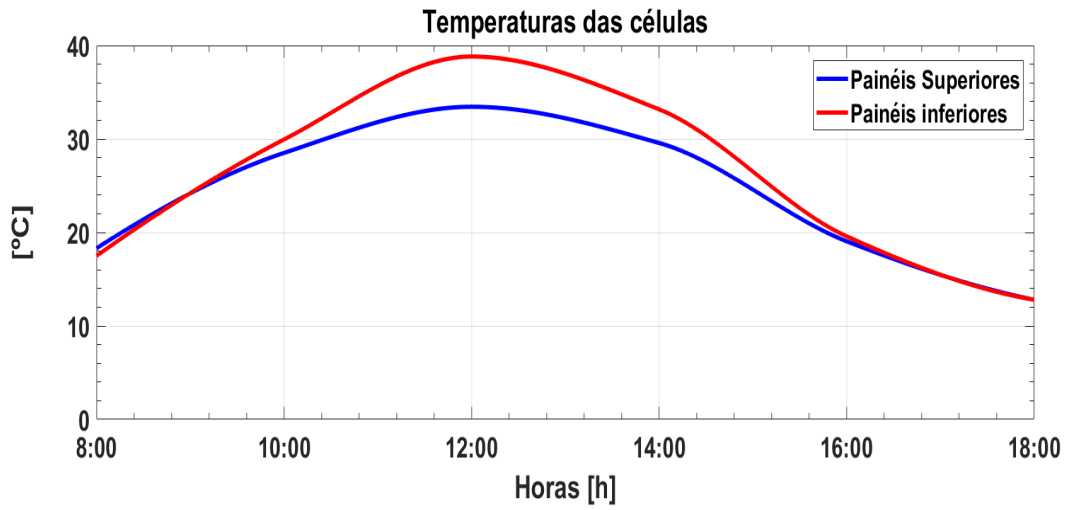


Figura 3.5: Temperaturas dos painéis fotovoltaicos para o mês de Janeiro

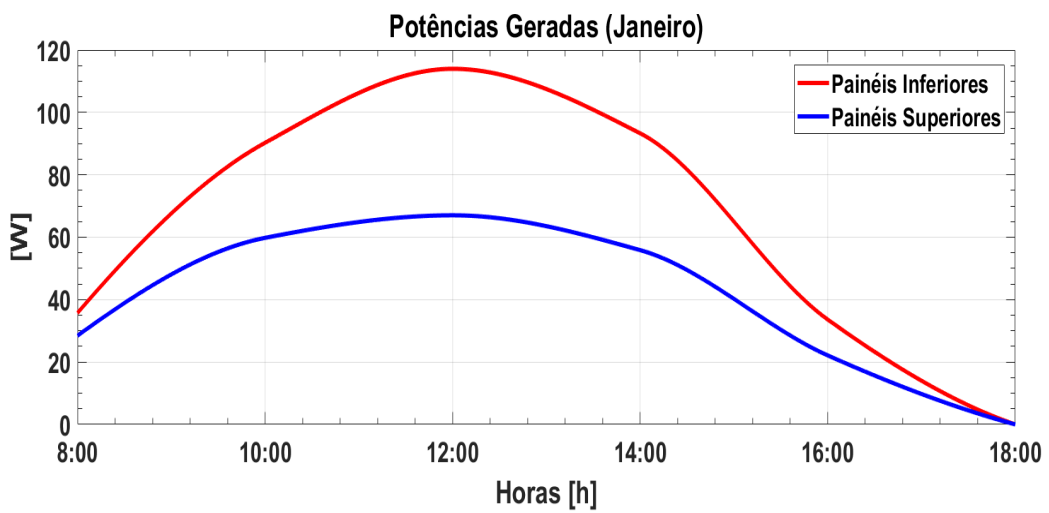


Figura 3.6: Potências geradas pelos painéis em Janeiro

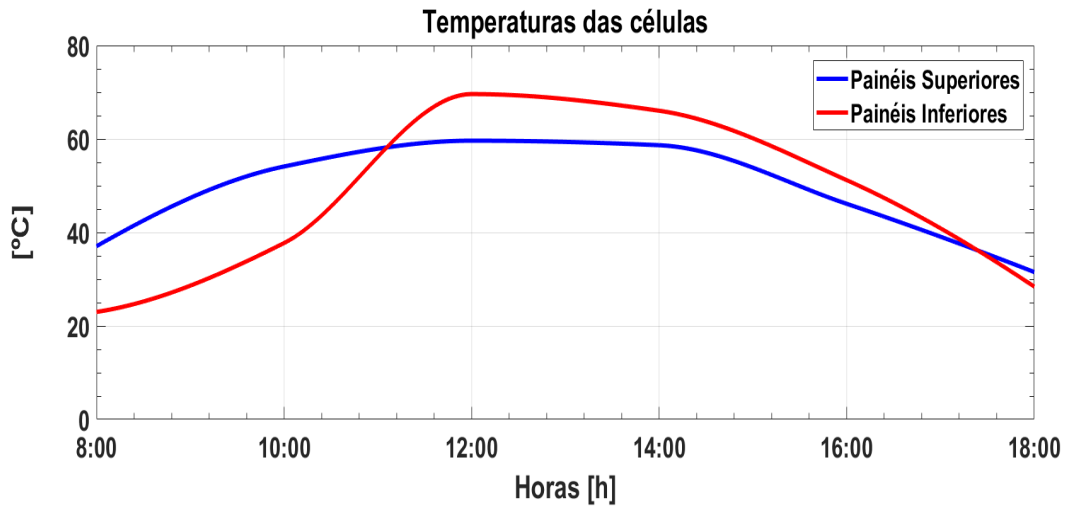


Figura 3.7: Temperaturas dos painéis fotovoltaicos para o mês de Agosto

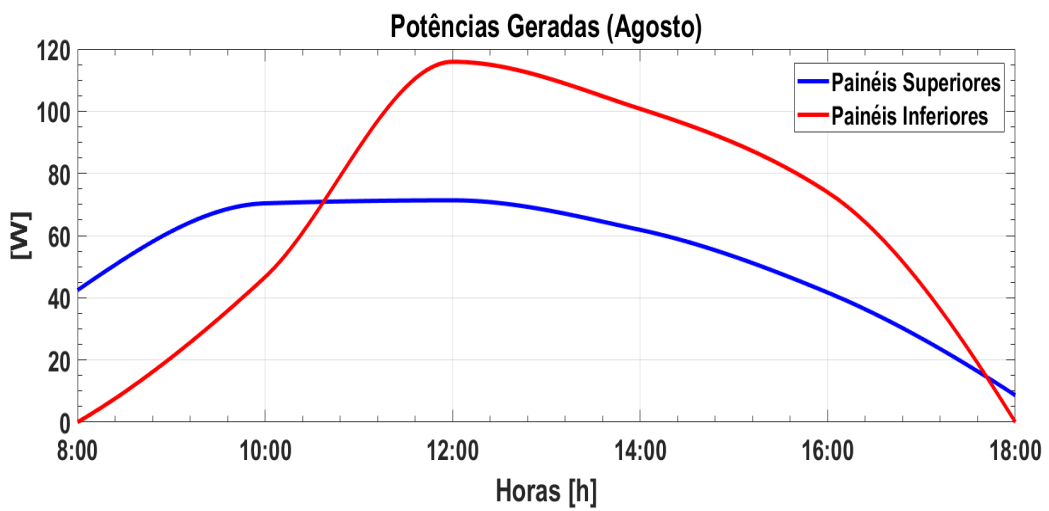


Figura 3.8: Potências geradas pelos painéis em Agosto

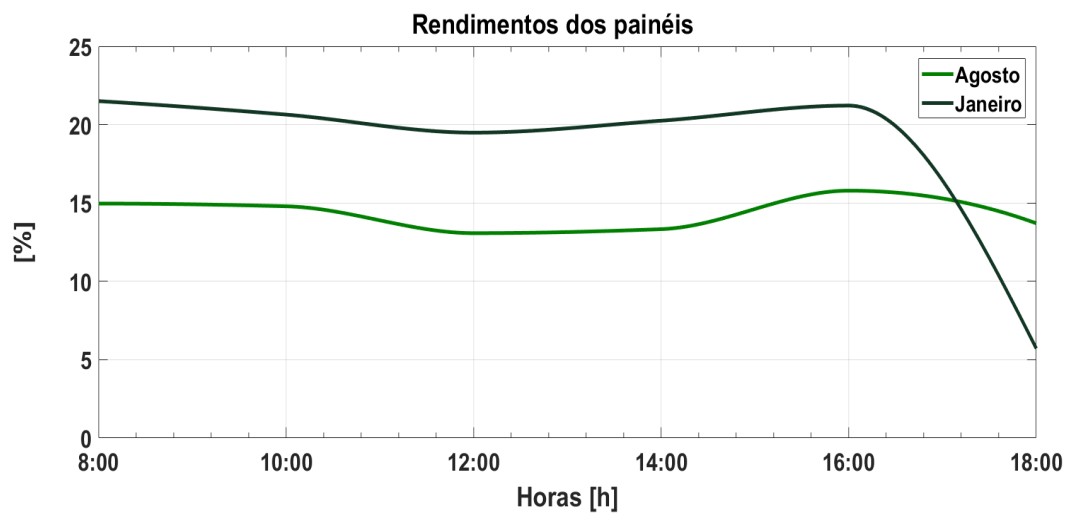


Figura 3.9: Rendimentos dos painéis fotovoltaicos obtidos para os dois meses em teste

4

Trabalho Experimental

Conteúdo

4.1 Montagem Experimental	39
4.2 Resultados experimentais e validação do modelo	40
4.3 Dia 6 de Julho: Com refrigeração	50

4.1 Montagem Experimental

De forma a validar o modelo matemático proposto bem como o comportamento previsto do coletor, o mesmo foi montado nas instalações do Tagus Park tal, mais precisamente no telhado em cima das instalações do restaurante, como era a premissa inicial. Importa salientar desde já as condições em que o coletor foi instalado, isto é, o azimute e o ângulo de inclinação. Uma vez que estamos a lidar com pequenas variações angulares, alinhar o coletor a sul foi uma tarefa difícil pelo que a sua orientação final sofreu um desvio de aproximadamente 5 graus a sudeste. Já o ângulo de inclinação ficou fixado em aproximadamente 15° graus e não nos pretendidos 10° , devido à dificuldade em ajustar toda a estrutura no valor desejado. Ainda assim como se verá mais adiante, foi possível garantir concentração solar no período de medições. A figura 4.1 mostra a instalação final.



Figura 4.1: Montagem do coletor no Tagus Park.

Para além do coletor, são também visíveis alguns dos instrumentos que foram utilizados para o processo experimental. Entre os quais importa salientar:

- Sonda de corrente
- Multímetro
- Sensores de Temperatura
- Medidor de Irradiância
- MPPT.

Embora a finalidade dos primeiros ser óbvia, importa esclarecer o porquê da utilização de um MPPT. Inicialmente pretendia-se calcular o máximo de potência para cada hora do dia, recorrendo à curva I-V dos painéis que se obteria com uma resistência regulável. Acontece que ligando tanto os painéis superiores em série, como os inferiores em série as correntes obtidas excediam a tolerância das resistências disponíveis. A solução do MPPT, incorporado no inversor fornecido com o coletor, foi adoptada e revelou-se mais simples e eficaz. Por um lado, torna possível ligar ambas as séries em cada lado do inversor e por outro no início de cada hora apenas era necessário medir a corrente e a tensão aos terminais de cada um dos lados do inversor, sendo que as potências obtidas eram as máximas nesse momento. A figura ilustra 4.2 a montagem descrita acima onde, do lado direito do inversor se ligou a série dos painéis superiores e do esquerdo a série dos inferiores. Estando esta montagem realizada, o inversor adiciona ambas as potências contribuídas injectando a resultante na rede.

Embora vários tipos de montagem sejam permitidos quando se têm dois coletores, por dispormos apenas de um, a série dos painéis superiores e série dos inferiores era a única solução possível de forma a colocar mais de 22 V aos terminais do inversor (tensão mínima e necessária para o seu funcionamento), o que permitiu a separação da análise entre painéis superiores e inferiores.

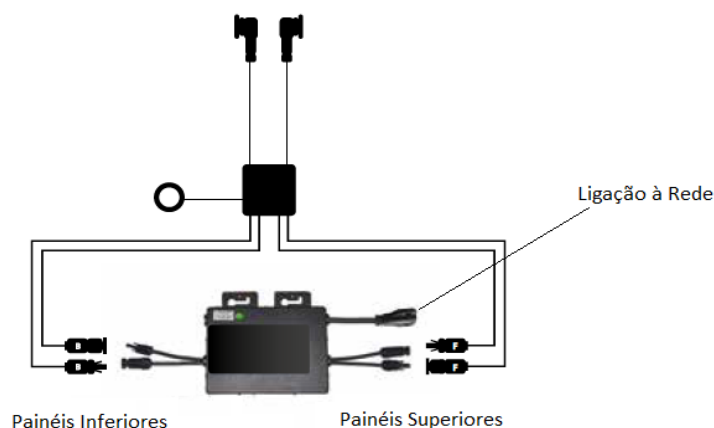


Figura 4.2: Ligações da montagem.

4.2 Resultados experimentais e validação do modelo

A componente experimental decorreu no dia 25 de Junho (2018) e no dia 6 de Julho (2018) sendo que o coletor foi testado de formas distintas. No primeiro dia testou-se o coletor sem qualquer refrigeração, sendo registados os dados hora a hora. No segundo dia de medições foram registados os valores hora

a hora com e sem refrigeração.

4.2.1 Dia 25 de Junho

No primeiro ensaio experimental foram realizadas medições desde as 12 até às 17 horas (horário possível nesse dia para a realização das medições) onde, de hora a hora, foram sendo registados os seguintes valores: irradiância, temperatura ambiente, potências produzidas e também as temperaturas das células fotovoltaicas. Contudo, as últimas, por ser difícil o acesso ao interior do coletor, não foi garantido que os valores obtidos fossem precisos. De forma geral o seguinte boletim metereólogo exibido na tabela 4.1 bem como os dados medidos no local nas figuras 4.3 e 4.4 resumem o dia:

	Máximo	Mínimo
Temperatura	25°	17°
Humidade	88.0%	53.6%
Pressão	1020 hPa	1015 hPa
Velocidade do vento	22.2 Km/h	—

Tabela 4.1: Dados meteorológicos.

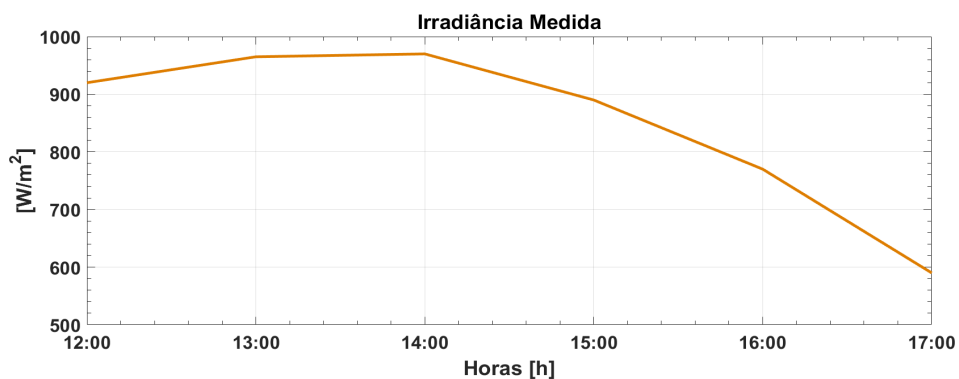


Figura 4.3: Perfil de Irradiância registado: 25 de Junho.

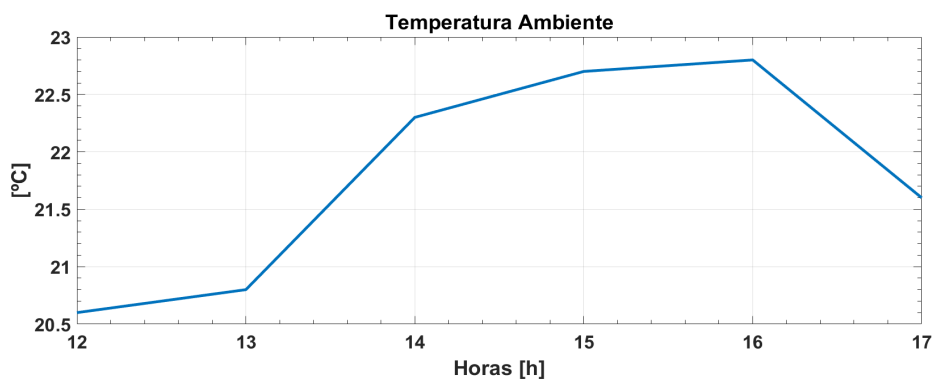


Figura 4.4: Temperatura ambiente registada: 25 de Junho.

Foi ao aplicar o modelo matemático desenvolvido, tal como exemplificado no capítulo, que o mesmo se revelou limitativo em relação ao cálculo estimado das temperaturas das células. A forma como este calculava essas temperaturas de funcionamento (através do NOCT) não era a adequada uma vez que, estando os painéis instalados dentro do coletor, o efeito tipo estufa provocado pelo volume de ar aquecido entre o vidro e as células não é tido em conta nesse cálculo. Assim, de forma a superar esta particularidade, recorreu-se a um modelo térmico, adaptado do trabalho realizado por [7], onde se reproduziu a estrutura dos dois painéis (superior e inferior) presentes em cada metade do coletor 4.5, na qual foram incluídos todos os materiais de construção presentes na estrutura real. Assim, para cada hora tida em conta nas medições experimentais, e tendo conhecimento da irradiância que atingia cada um dos painéis, bem como a sua distribuição nos mesmos (através do Soltrace), estimaram-se de uma forma mais precisa as temperaturas dos painéis fotovoltaicos presentes no interior do coletor tal como ilustram as imagens da figura 4.6 .

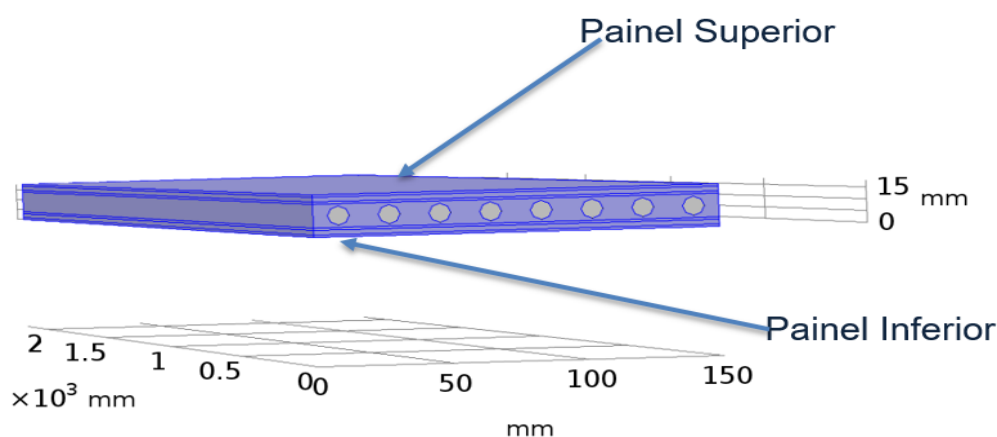


Figura 4.5: Modelo de elementos finitos utilizado.

Estas temperaturas são agora dados de entrada no modelo eléctrico, o qual foi modificado para basear os seus cálculos nestes novos valores. Em resumo o modelo tem em conta: todos os fenómenos térmicos inerentes aos materiais que constituem o coletor, as irradiâncias (sendo estas a fonte de energia térmica) e, por fim, a temperatura ambiente bem como o coeficiente de convecção entre o coletor e o meio envolvente. Este último de difícil estimação, foi ajustado no valor de $7 [W/m^2.K]$, tendo em conta os trabalhos desenvolvidos em [18] e [19].

Outro detalhe a realçar é o facto de que nem toda a radiação chega efetivamente às células fotovoltaicas. Segundo o trabalho realizado em [20] cerca de 15% é perdida, sendo aproximadamente 5% retida no vidro do coletor e os restantes 10% no encapsulamento das células. Assim, foi contabilizado para efeitos de cálculo das potências eléctricas e das temperaturas apenas 85% da radiação incidente.

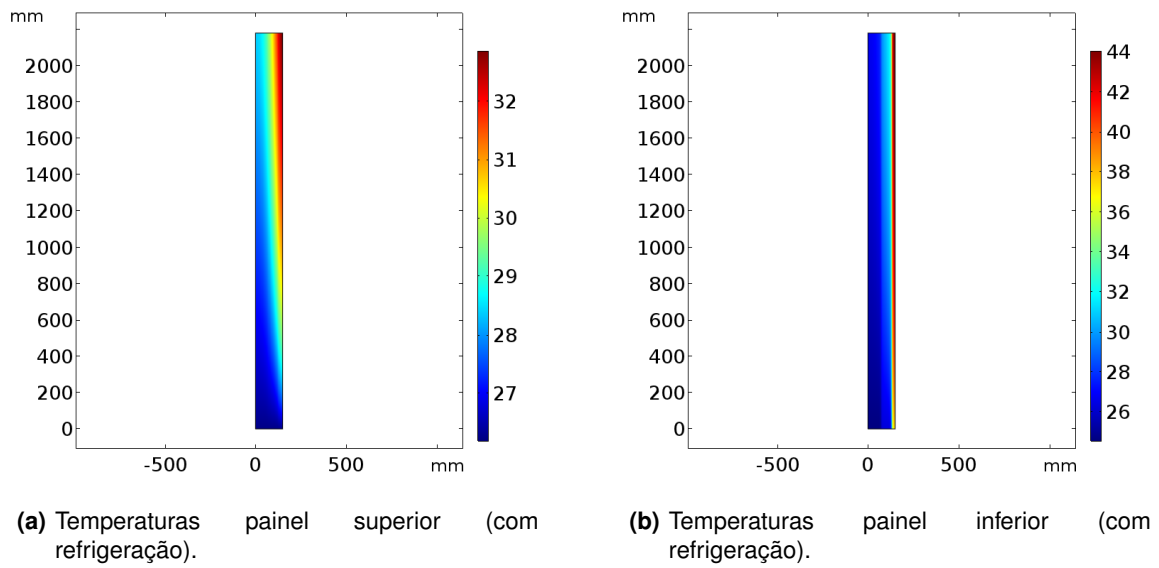


Figura 4.6

As figuras 4.7 e 4.8 mostram as temperaturas (obtidas pelo modelo) bem como as potências dos painéis superiores e inferiores medidas experimentalmente, assim como as respectivas previsões do modelo.

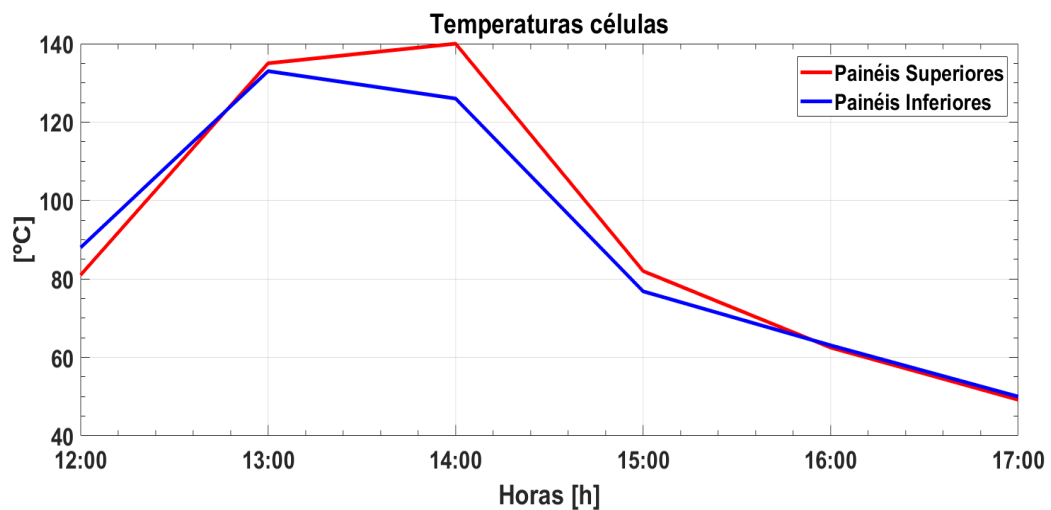


Figura 4.7: Temperaturas estimadas das células Fotovoltaicas: 6 de Junho sem refrigeração.

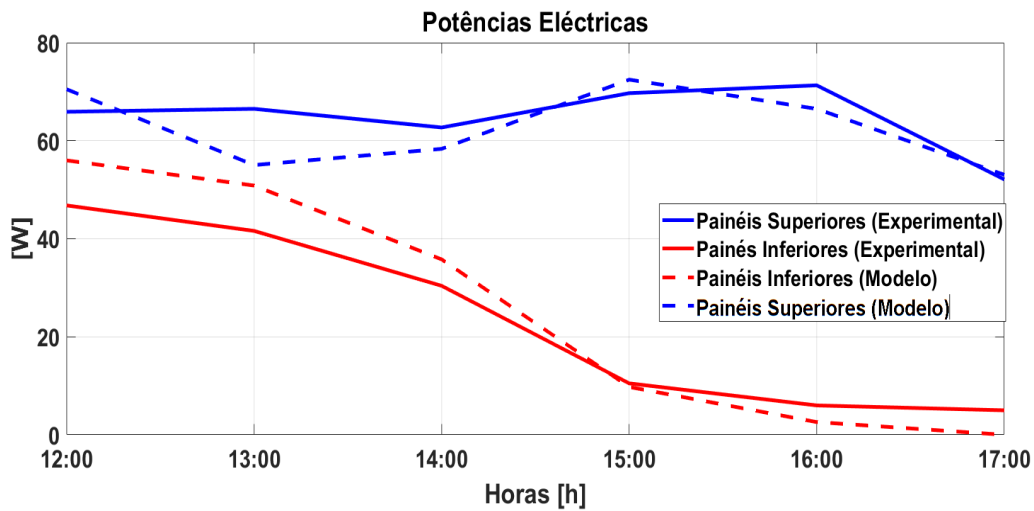


Figura 4.8: Potências estimadas e experimentais: 6 de Junho sem refrigeração.

Com as alterações realizadas ao modelo matemático, nomeadamente às temperaturas das células fotovoltaicas, os resultados aproximam-se dos obtidos experimentalmente tal como se pode verificar pelas curvas a tracejado nas figuras 4.7 e 4.8.

De forma a medir o erro que foi cometido por todo este processo de estimação, recorreu-se ao RMSE que é dado pela seguinte expressão:

$$RMSE = \frac{\sqrt{\sum (P_{teo} - P_{exp})^2}}{\sqrt{\sum P_{exp}^2}} \quad (4.1)$$

sendo que para os painéis superiores se obteve um erro de 8%, para os inferiores 22%. É importante olhar para estes valores e compreender o porquê dos mesmos bem como da discrepância entre o erro dos painéis superiores e inferiores. Começemos por relembrar que anexado ao modelo de um díodo e três parâmetros, estão os resultados de outros dois modelos de auxílio:

- O modelo em SOLTRACE cujo principal objectivo foi simular o fenómeno de concentração solar nos painéis inferiores, permitindo também estimar a quantidade de radiação bem como a sua distribuição nos mesmos.
- O modelo térmico que, constitui uma forma mais precisa no cálculo das temperaturas de funcionamento dos painéis.

Acontece que cada um destes modelos tem erros, os quais se vão propagando até finalmente chegarmos ao resultado final do modelo matemático. Então, mas qual a razão para a amplitude verificada entre os erros dos painéis superiores e inferiores? A resposta reside na complexidade em simular a concentração solar pois, embora se tenha utilizado um programa especializado para retratar este

fenómeno (SOLTRACE), é de difícil precisão recriar a geometria do concentrador que traduza o melhor possível a concentração real, bem como replicar as diferentes origens da radiação, tais como radiação difusa e refletida.

Relativamente ao cálculo do rendimento eléctrico, a figura 4.9 apresenta três curvas de rendimentos distintas. No modelo, por conseguirmos separar as potencias dos painéis superiores e inferiores bem como as irradiâncias que os iluminam, o rendimento das células fotovoltaicas é dado por

$$\mu = \frac{P}{(A.G_{inferior}) + (A.G_{superior})} \quad (4.2)$$

onde:

- P = Potência global de saída.

- A = Área fotovoltaica.

- G = Irradiâncias.

Já no processo experimental, embora se consiga separar as potências, o mesmo não se verifica para as irradiâncias. Não sendo possível o acesso ao interior do coletor, não existe forma de medir a irradiância que incide nas células inferiores. Assim, por essa razão, calculou-se o rendimento experimental como sendo o rendimento global do coletor e comparou-se com o seu equivalente previsto pelo modelo, na forma:

$$\mu = \frac{P}{A.G} \quad (4.3)$$

onde:

- P = Potência global de saída.
- A = Área total da abertura.
- G = Irradiância total que chega ao coletor.

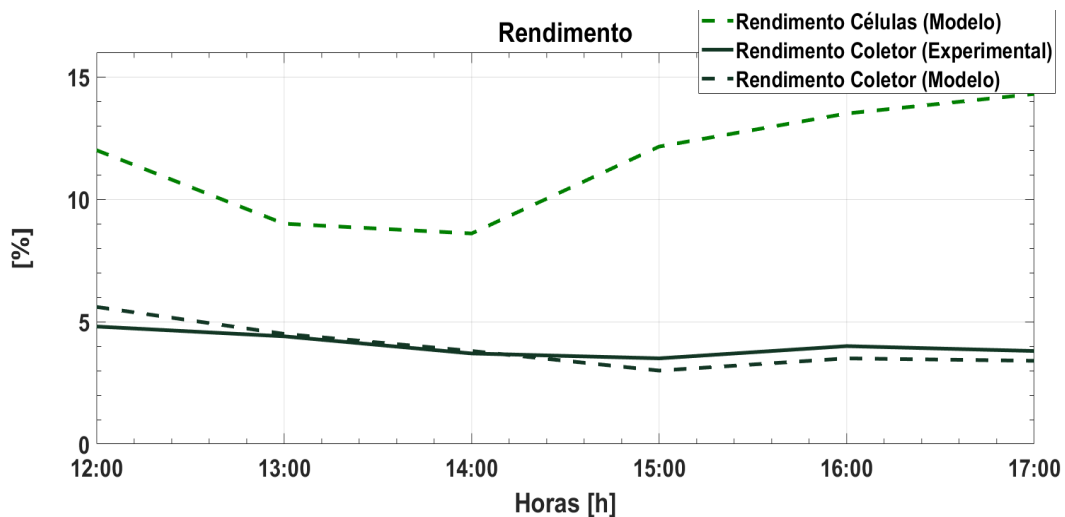


Figura 4.9: Rendimentos estimados: 25 de Junho sem refrigeração.

Através da figura 4.9 e tal como esperado teoricamente, as curvas de rendimento a apresentarem um comportamento padrão, traduzido num decréscimo no seu valor nas horas em que a temperatura nos painéis é a mais elevada e um aumento progressivo à medida que a temperatura de funcionamento dos mesmos vai diminuindo.

4.2.2 Dia 6 de Julho: Sem refrigeração

Para este segundo dia de trabalho experimental que decorreu entre 10:00 horas e as 15:30 horas, foram realizadas medições (irradiância, potências produzidas, temperatura ambiente) em duas condições distintas:

- Uma em tudo idêntica à realizada no dia 25 isto é, medições hora a hora sem refrigeração.
- Na segunda condição as mesmas grandezas foram medidas. Contudo, procedeu-se à refrigeração do coletor através de um caudal de água (com velocidade de 0.345 m/s) idêntico ao que seria obtido com o sistema de bombagem. Antes de se efetuarem as medições, aguardaram-se cerca de 15 minutos de forma a não se fazerem medições durante o período transitório de arrefecimento.

De modo semelhante à secção anterior, a tabela 4.2 e as figuras 4.10 e 4.11 seguintes descrevem as condições meteorológicas para esse dia:

	Máximo	Mínimo
Temperatura	25 °C	18 °C
Humidade	88.0%	47.3%
Pressão	1022 hPa	1019 hPa
Velocidade do vento	31.5 Km/h	—

Tabela 4.2: Dados meteorológicos

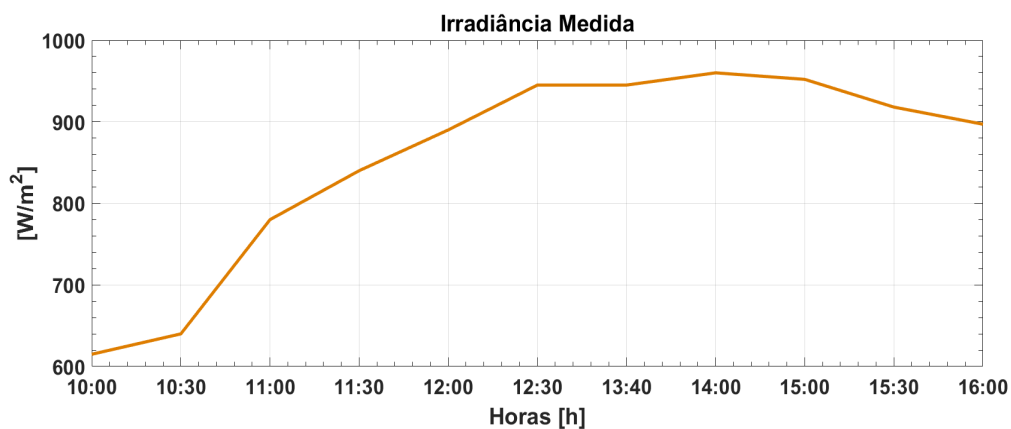


Figura 4.10: Perfil de Irradiância registado: 6 de Julho.

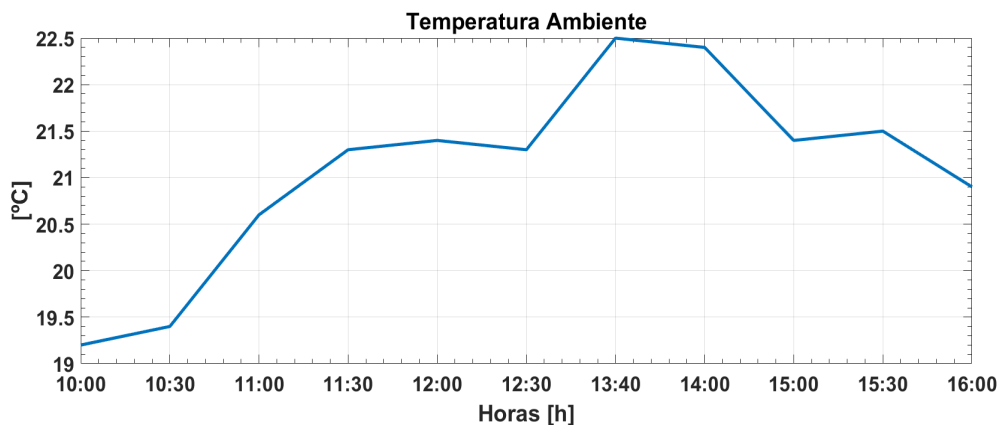


Figura 4.11: Temperatura ambiente registada: 6 de Julho.

Tal como descrito anteriormente, o coletor foi testado em dois modos de funcionamento distintos, um sem refrigeração e outro com água a circular como líquido refrigerante. A fonte de água foi ligada ao coletor através de uma mangueira, sendo a sua temperatura de entrada constante ($24\text{ }^{\circ}\text{C}$) após um rápido transitório.

O método de medição utilizado para alternar entre os dois modos de funcionamento foi: no início de cada hora faziam-se as medições no modo sem refrigeração. Imediatamente após a última medida era ligada a mangueira com o caudal definido e aguardava-se cerca de 15 minutos até que se atingisse um regime permanente procedendo-se às respectivas medições. De seguida a água era desligada e aguardava-se entre 30 a 40 minutos (consoante o tempo despendido nas medições) até à próxima hora de medições permitindo assim o reaquecimento do coletor.

Tendo sido registados e tratados os valores experimentais, importa de novo validar se os modelos desenvolvidos voltam a retratar o comportamento observado durante as medições. Como tal, ambos os funcionamentos em que o coletor foi testado foram simulados.

A irradiância incidente nos painéis inferiores foi simulada novamente em SOLTRACE. Por fim, do mesmo modo que foi mencionado na secção anterior, as temperaturas das células fotovoltaicas voltaram a ser estimadas recorrendo ao modelo térmico desenvolvido. No caso em que foi utilizada água como refrigerante, o modelo térmico foi programado para que o seu output correspondesse às temperaturas em regime permanente.

Assim, a figura 4.12 ilustra as temperaturas de funcionamento das células e a figura 4.13 expõe os resultados experimentais confrontados com os gerados pelo modelo eléctrico, claro está para o modo de funcionamento sem refrigeração.

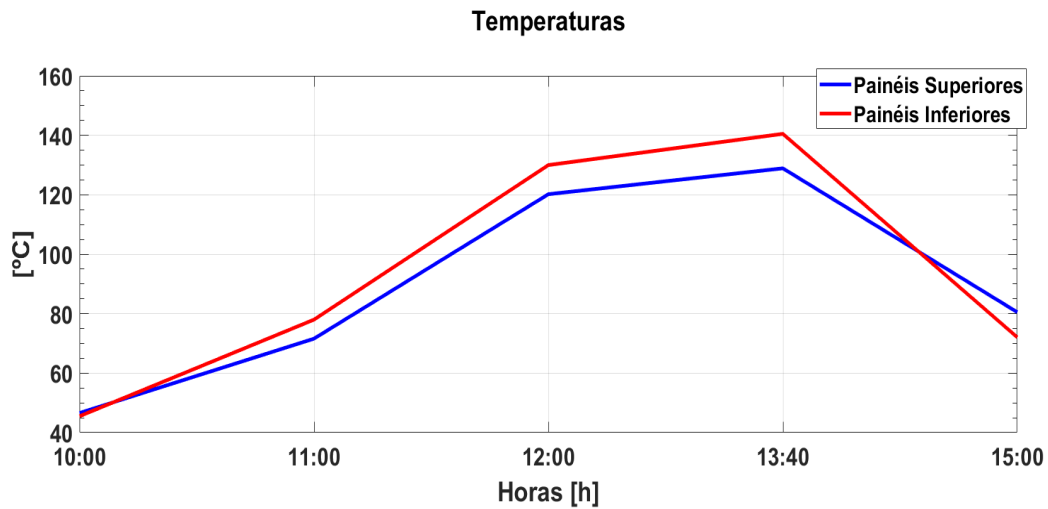


Figura 4.12: Temperaturas estimadas das células Fotovoltaicas: 6 de Julho sem refrigeração.

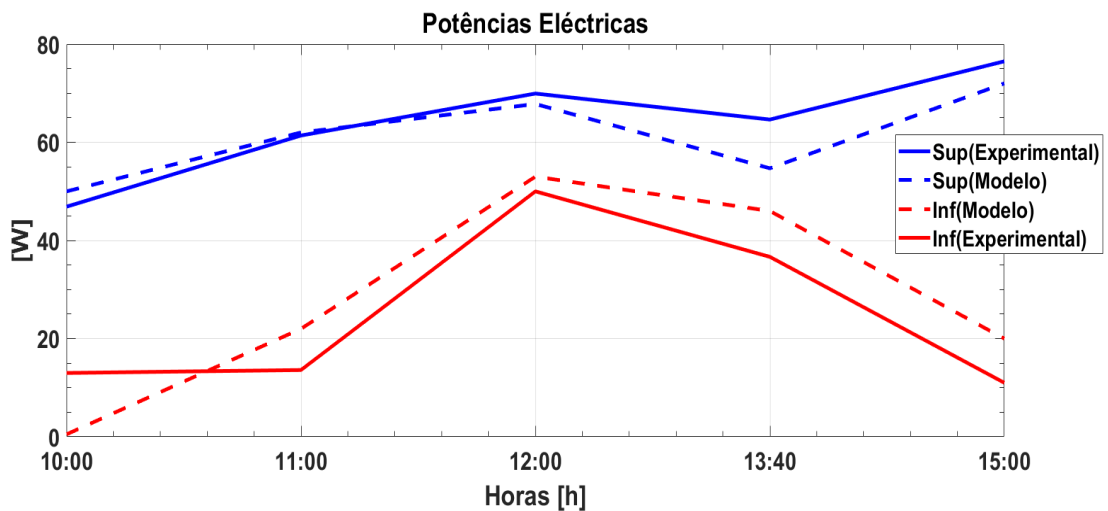


Figura 4.13: Potências estimadas e experimentais: 6 de Julho sem refrigeração.

No que diz respeito aos erros obtidos, utilizando a expressão 4.1, obteve-se um erro de 7% para os painéis superiores e de 30% para os inferiores. Verificando-se aqui novamente, uma menor precisão na aproximação da potência produzida pelos painéis com concentração solar.

Relativamente aos rendimentos calculados para este modo de funcionamento, a figura 4.14 traduz esses valores que foram obtidos utilizando o mesmo procedimento apresentado na secção anterior recorrendo-se às equações 4.2 (para o rendimento das células no modelo) e 4.3 (para o rendimento do ponto de vista do coletor, tanto o experimental quanto o do modelo). Aqui confirma-se uma vez mais a diminuição dos rendimentos à medida que as temperaturas das células aumentam atingindo um mínimo às 14 horas, momento em que se registam as temperaturas de funcionamento dos painéis mais elevadas, e por fim um aumento progressivo nas horas seguintes conforme as temperaturas nas células

vão diminuindo. Observamos novamente que a aproximação feita pelo modelo traduz de forma mais precisa o perfil do rendimento real.

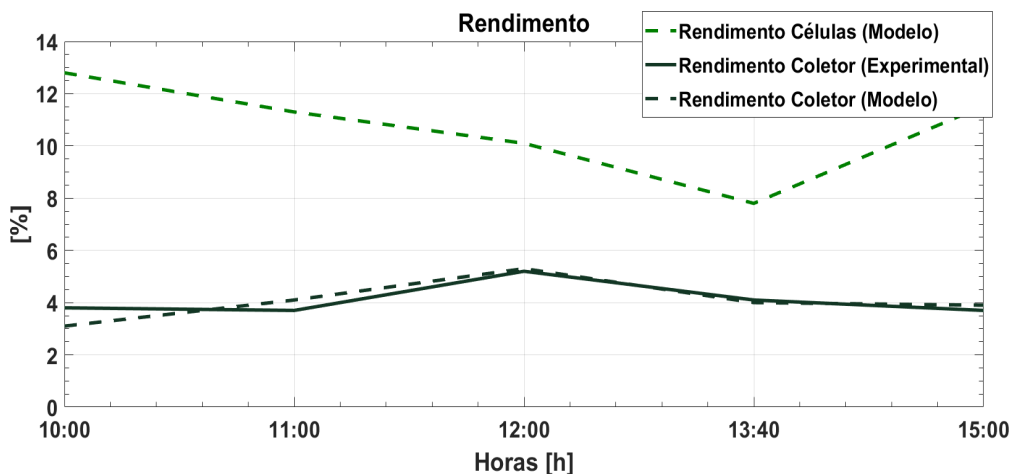


Figura 4.14: Rendimentos estimados: 6 de Julho sem refrigeração.

4.3 Dia 6 de Julho: Com refrigeração

Para o modo de funcionamento com refrigeração, as figuras 4.15 e 4.16 são idênticas às expostas anteriormente, começando com as temperaturas das células estimadas uma vez mais com o modelo térmico. Seguem-se os dados medidos experimentalmente já com a água a circular no coletor (confrontando-os com os previstos pelo modelo) que, permitem verificar o comportamento que já era esperado teoricamente isto é, com a promoção do arrefecimento das células, o rendimento eléctrico das mesmas irá aumentar o que por conseguinte resulta numa maior potência produzida.

Neste caso por estarmos a adicionar complexidade ao modelo térmico, uma vez que o mesmo simula a passagem de água com um dado caudal e os efeitos térmicos nas temperaturas das células, o erro entre as curvas experimentais e as previstas pelo modelo acentuou-se sendo de 9% e 36% para os painéis superiores e inferiores respectivamente. Apesar desse aumento no erro, as curvas estimadas à semelhança das expostas anteriormente nos outros modos de funcionamento, continuam a seguir o comportamento e a tendência das curvas experimentais.

Por fim, e tal como esperado, o acréscimo de rendimento relativamente às medições feitas no modo sem refrigeração (no mesmo dia), está apresentado na figura 4.17 que tal como as suas equivalentes 4.14 e 4.9, contém a previsão do modelo e a estimativa das medições experimentais.

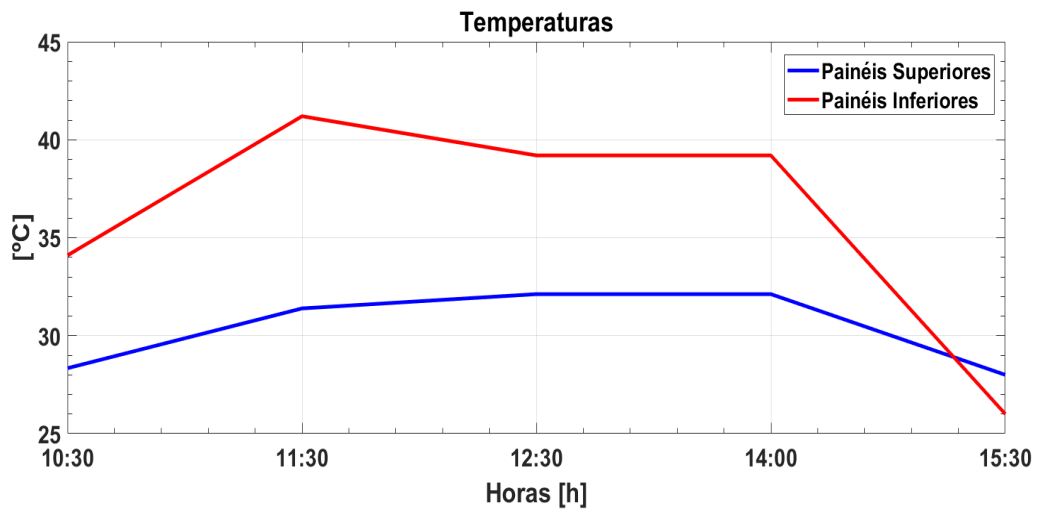


Figura 4.15: Temperaturas estimadas das células Fotovoltaicas: 6 de Julho com refrigeração.

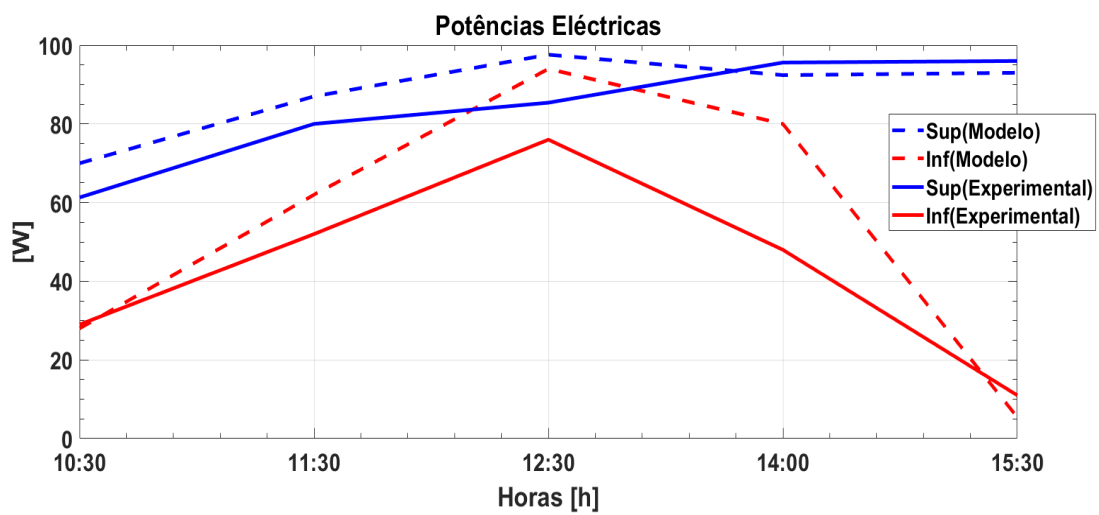


Figura 4.16: Potências estimadas e experimentais: 6 de Julho com refrigeração.

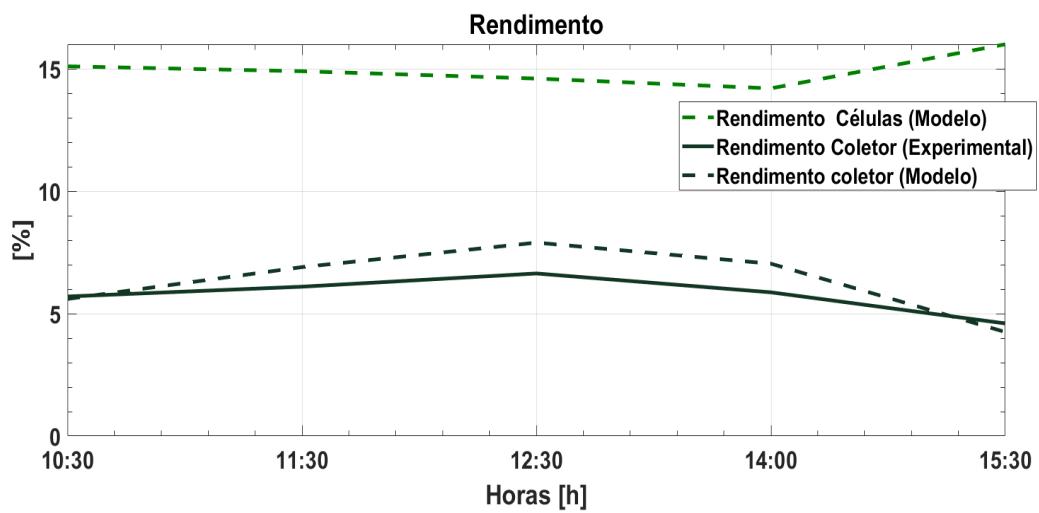


Figura 4.17: Rendimentos estimados: 6 de Julho sem refrigeração.

5

Comparação: Portugal vs Suécia

Conteúdo

5.1 Perfil Solar Em Estocolmo	55
5.2 Metodologia Utilizada	57
5.3 Resultados para Agosto	58
5.4 Resultados para Janeiro	62
5.5 Conclusões	67
5.6 Trabalho Futuro	69

5.1 Perfil Solar Em Estocolmo

Tendo sido validado o modelo desenvolvido para retratar o coletor da Solarus, importa agora comparar o seu funcionamento em dois países que se localizem em latitudes díspares. Deste modo, teremos dois perfis solares distintos o que irá colocar em jogo a versatilidade (ou não) do coletor em funcionar em diferentes pontos do globo e, verificar ainda, qual o proveito (entenda-se rendimento eléctrico) que este apresenta em ambos os locais.

De forma a realizar este estudo realizaram-se simulações para os meses de Janeiro e Agosto tanto para Portugal como para a Suécia onde, cada um, representa respectivamente as condições típicas de inverno e de verão. Estas, permitiram confrontar o desempenho do coletor nos dois países nas duas estações do ano selecionadas (consideradas as mais extremas ao longo do ano).

Para tal, e como procedido no capítulo três para Portugal, fez-se um estudo prévio do perfil solar na Suécia (Estocolmo) de forma a se obterem os ângulos de inclinação óptimos para cada mês do ano mediante a potência total absorvida pelo coletor favorecendo também o efeito de concentração solar. Para este estudo considerou-se uma vez mais que no período entre as 11 e as 15 horas (horário de carga definido também no capítulo três para Portugal) o ângulo de elevação solar era constante e igual ao seu valor máximo atingido. Na 5.1 está então retratado o perfil solar para a Suécia, tendo-se escolhido como ponto de referência a capital Estocolmo.

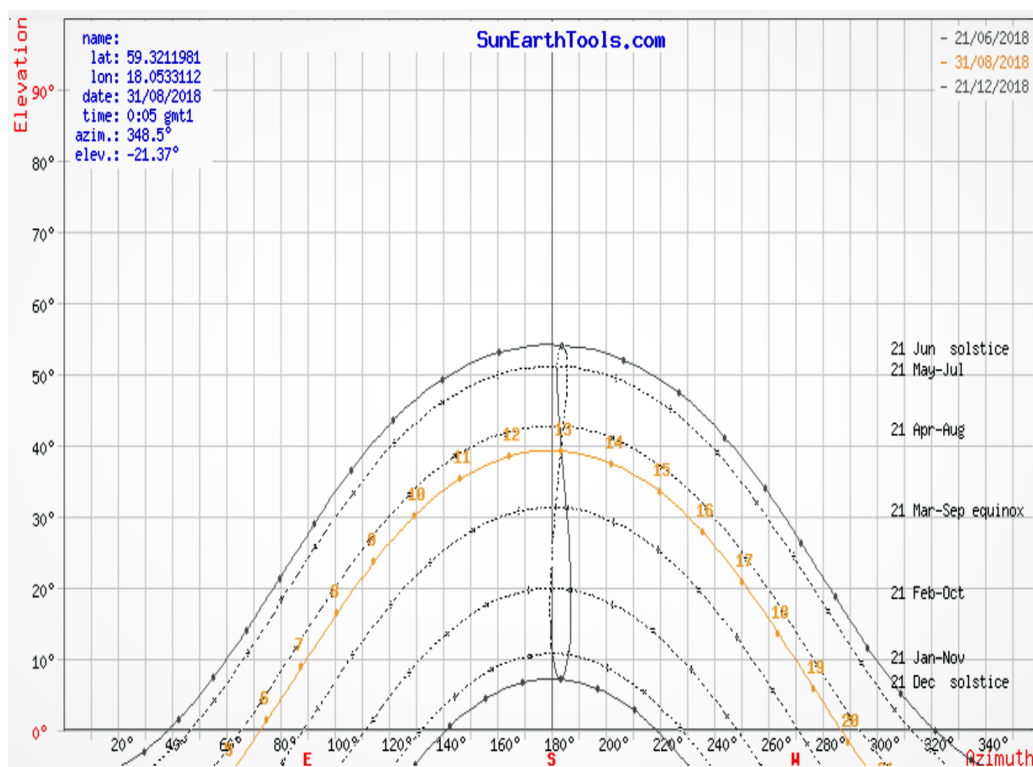
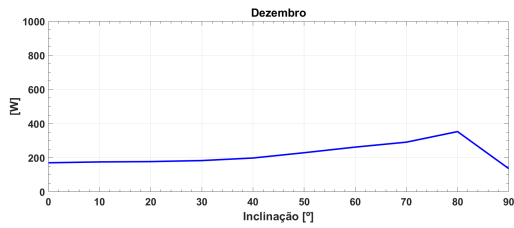
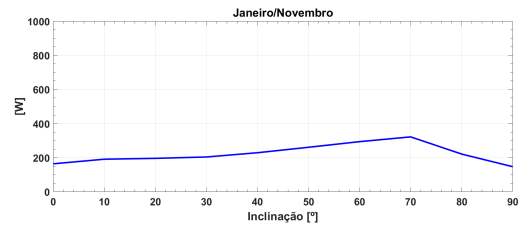


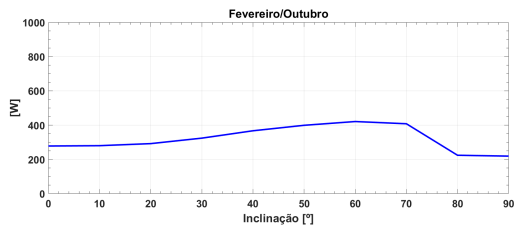
Figura 5.1: Perfil solar para Estocolmo, [9].



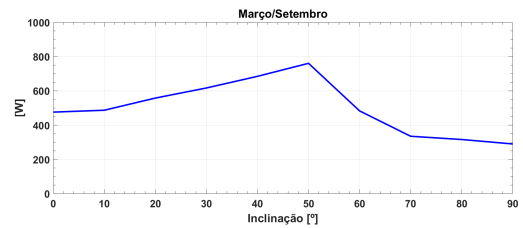
(a) Dezembro.



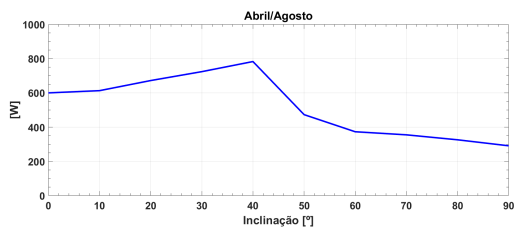
(b) Janeiro e Novembro.



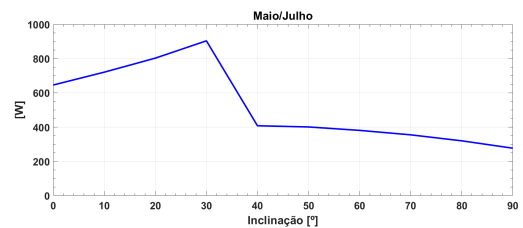
(c) Fevereiro e Outubro.



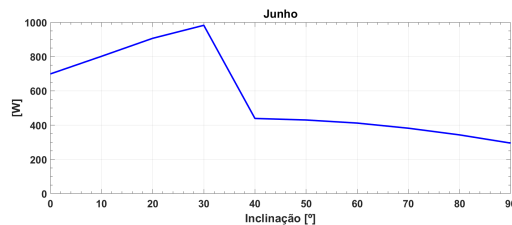
(d) Março e Setembro.



(e) Abril e Agosto.



(f) Maio e Julho.



(g) Junho.

Figura 5.2: Potência absorvida em função do ângulo de inclinação para a Suécia.

Assim para cada mês e usando novamente os resultados obtidos do software SOLTRACE, obtiveram-se os gráficos da figura 5.2 que, à semelhança dos da figura 3.3, representam a variação da potência absorvida prevista pelo SOLTRACE, consoante o ângulo de inclinação com o qual se instala o coletor. Deste modo observamos desde já que para a Suécia, estando a uma latitude mais elevada que Portugal, os ângulos óptimos para cada mês são diferentes dos obtidos para a região de Lisboa. Relembrar que à direita do ângulo óptimo o efeito de concentração solar deixa de existir não sendo, portanto, uma opção favorável para a instalação do coletor.

5.2 Metodologia Utilizada

Sendo agora o objectivo principal testar o comportamento do coletor tanto em Portugal quanto na Suécia para os meses de Janeiro e Agosto, optou-se por se simular o funcionamento nas condições óptimas de instalação, para cada uma das regiões em cada um dos meses, ao invés de se definir um ângulo de inclinação constante ao longo de todo o ano. Desta forma para Portugal, recorrendo à figura 3.3, e para a Suécia recorrendo à 5.2 os pontos óptimos para cada mês serão:

- Portugal em Janeiro: orientado a sul com uma inclinação de 50° .
- Portugal em Agosto: orientado a sul com uma inclinação de 20° .
- Suécia em Janeiro: orientado a sul com uma inclinação de 70° .
- Suécia em Agosto: orientado a sul com uma inclinação de 30° .

Tendo por base as quatro premissas em cima definidas, a metodologia utilizada para se obterem os diferentes funcionamentos do coletor foi a mesma que já vinha a ser implementada aquando da validação do modelo eléctrico desenvolvido (capítulo 4), sendo os seus passos os seguintes:

- 1º.: Obter a distribuição da radiação nos painéis inferiores.
- 2º.: Obter as temperaturas das células fotovoltaicas a partir do modelo térmico.
- 3º.: Obter a previsão das potências e rendimentos eléctricos, através do modelo.

Nas duas secções seguintes, serão apresentados os resultados para cada um dos meses em estudo, onde se irá fazer o comparativo entre o desempenho que o coletor apresenta em Portugal (Lisboa) e na Suécia (Estocolmo) para as respectivas condições óptimas de instalação.

5.3 Resultados para Agosto

Do mesmo modo com o qual se apresentaram os resultados no capítulo 4, aqui o mesmo padrão irá ser seguido. As figuras 5.3 e 5.4 apresentam as temperaturas ambiente e irradiâncias médias registadas para ambos os países, as quais foram dados de entrada para os modelos de simulação utilizados. O repositório do qual se obtiveram estes valores foi uma vez mais o PVGIS, o qual possui uma base de dados climáticos extensa que, ao ser interpolada através de um método Monte Carlo, gera as previsões meteorológicas.

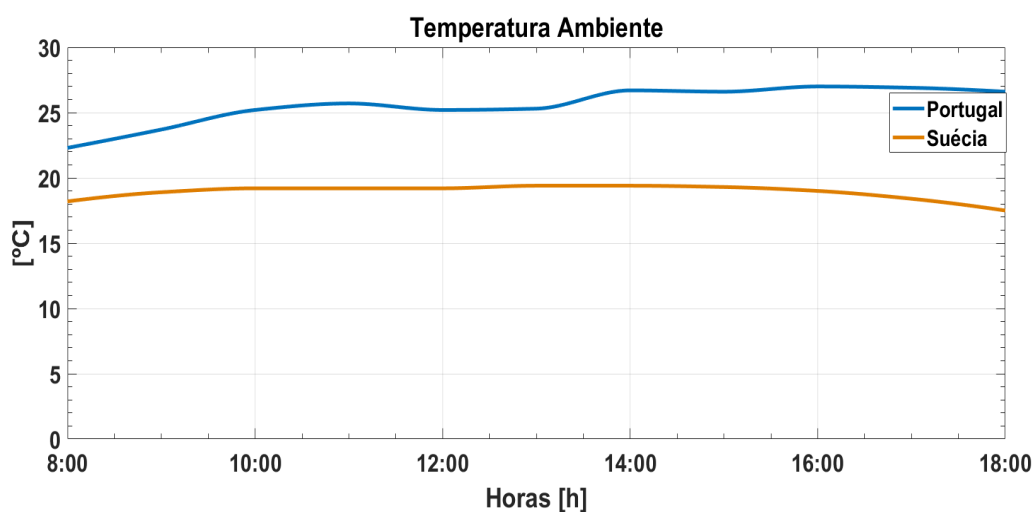


Figura 5.3: Temperaturas ambiente (médias) para Agosto.

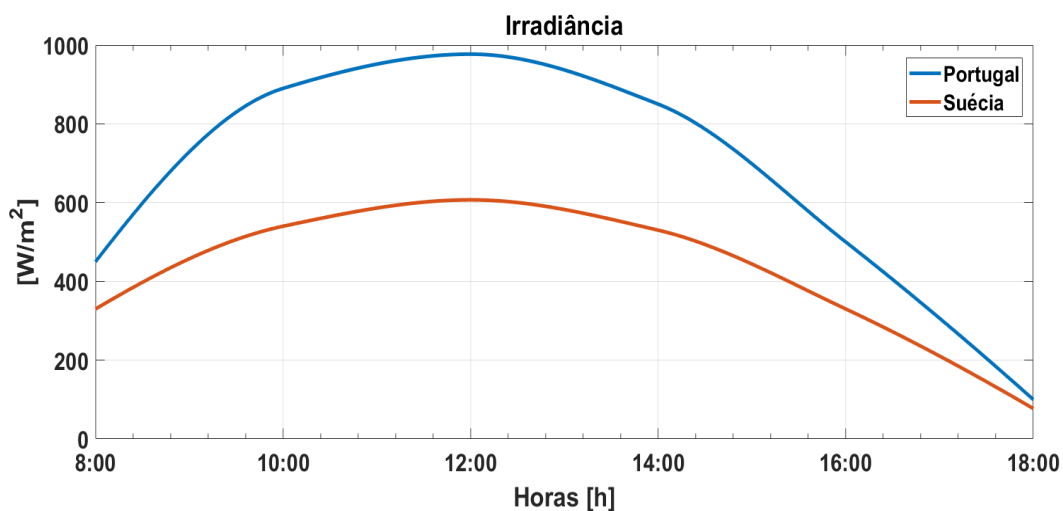


Figura 5.4: Irradiâncias (médias) para Agosto.

Seguindo então o processo de simulação, o passo seguinte foi o de se obter as temperaturas das células fotovoltaicas, as quais foram testadas novamente a funcionar com e sem refrigeração. Nesta

secção, o funcionamento com água a circular no coletor manteve-se idêntico ao que foi testado experimentalmente, continuando-se a usar o mesmo caudal. Assim, as figuras 5.5 e 5.6 ilustram as temperaturas previstas para Portugal e para a Suécia, tanto nos painéis superiores e inferiores, para os dois modos de funcionamento (sem refrigeração/com refrigeração).

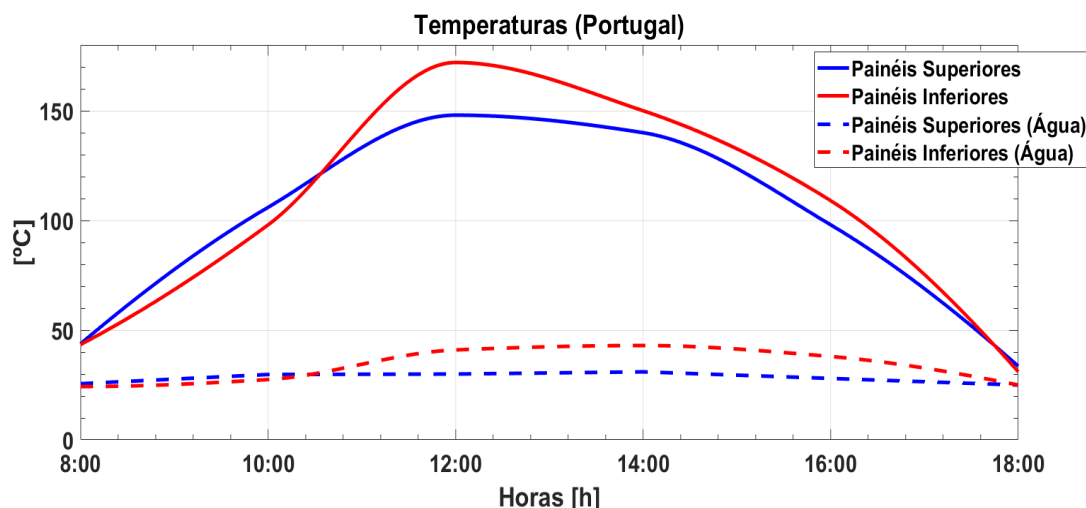


Figura 5.5: Temperaturas das células fotovoltaicas, em Portugal, para os dois modos de funcionamento.

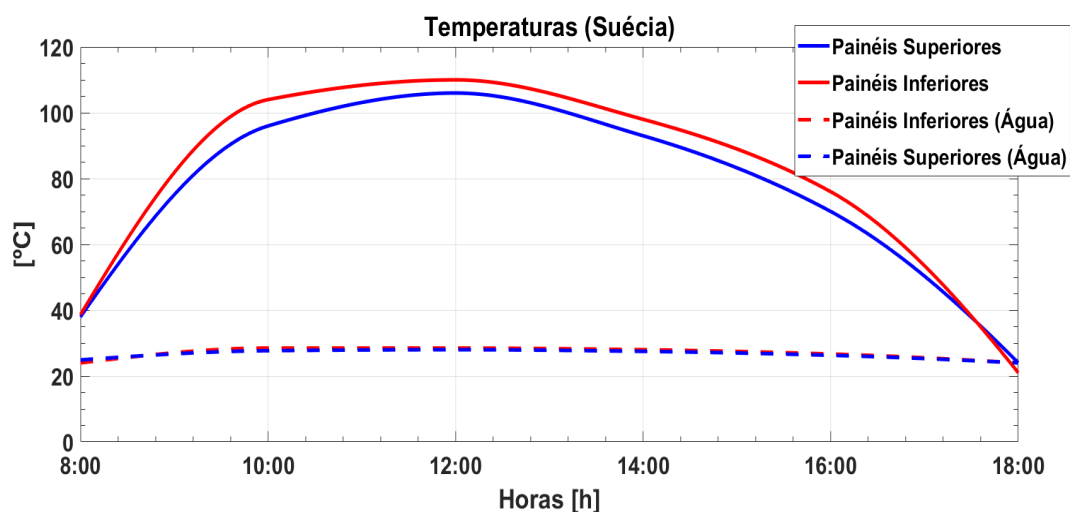


Figura 5.6: Temperaturas das células fotovoltaicas, na Suécia, para os dois modos de funcionamento.

Algumas conclusões podem já ser retiradas. A primeira, e mais óbvia, é o facto das temperaturas atingidas nos painéis fotovoltaicos atingirem valores mais elevados em Portugal quando comparados com os valores para a Suécia. Tal era já expectável ao observar-se os valores da figura 5.4 onde a irradiância que atinge o coletor em Portugal é a mais elevada.

A segunda ilação que se pode tirar é o facto de os painéis inferiores estarem a uma maior temperatura que os superiores no intervalo de carga definido. Tal acontece, pois, os ângulos de inclinação

óptimos escolhidos para cada país eram aqueles que também promoviam o efeito de concentração solar, para além da potência global absorvida.

Observa-se também, em ambas as figuras 5.5 e 5.6 que as curvas a tracejado, representativas do funcionamento com refrigeração, se aproximam de um valor médio constante e idêntico entre elas.

Relativamente às potências óptimas para cada um dos países, as figuras 5.7 e 5.8 mostram os resultados previstos pelo modelo.

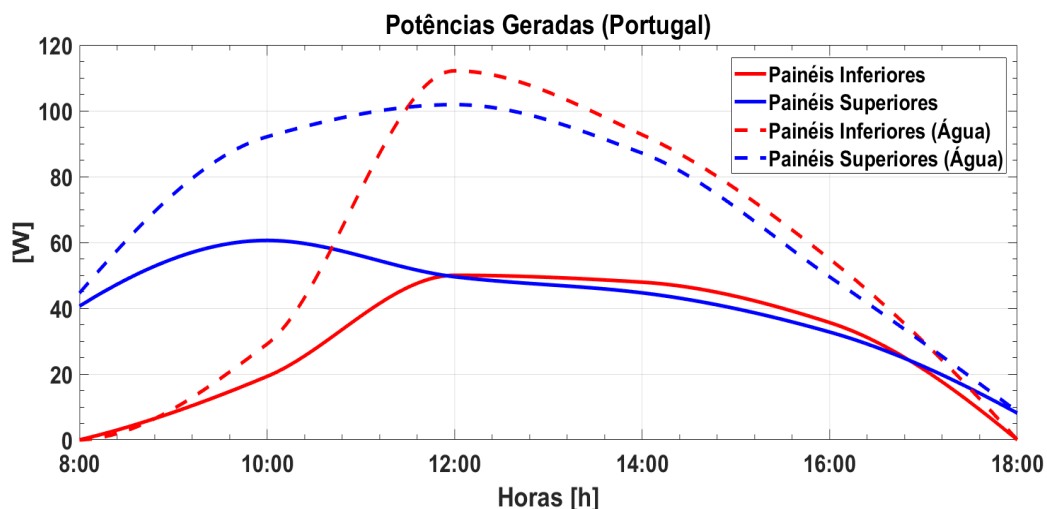


Figura 5.7: Potências geradas nos dois modos de funcionamento em Portugal em Agosto.

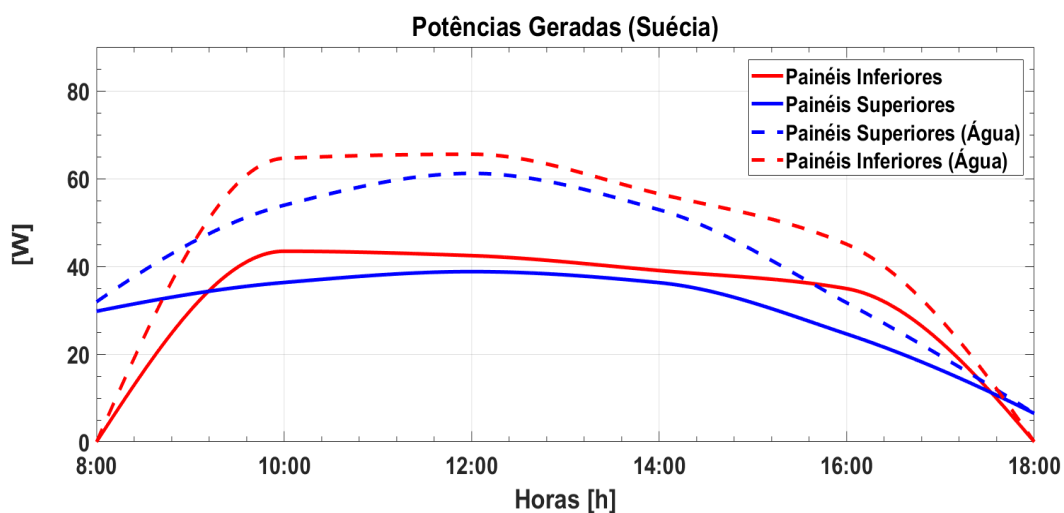


Figura 5.8: Potências geradas nos dois modos de funcionamento na Suécia em Agosto.

Abstraindo-nos do facto, já esperado, de que para ambos os casos (Portugal e Suécia) as potências de saída aumentam substancialmente com a água a circular entre os painéis fotovoltaicos, analisemos então as curvas para ambos os países no modo sem refrigeração. Rapidamente se constata que, para este funcionamento, as potências máximas geradas quer pelo coletor instalado em Portugal quer pelo

coletor instalado na Suécia têm praticamente o mesmo valor. Poderia ser expectável que a potência de saída no coletor instalado em Portugal fosse mais elevada devido ao facto de, neste país, a irradiância que o ilumina apresentar valores mais elevados. Contudo por essa mesma razão os painéis fotovoltaicos vão atingir também temperaturas de funcionamento mais altas em relação ao coletor que está instalado na Suécia, o qual recebe uma menor quantidade de irradiância. Como sabemos, o rendimento de conversão das células é severamente afetado pela temperatura a que as mesmas se encontram daí que, este balanço entre a temperatura de funcionamento e a irradiância que atinge o coletor permite que, sem refrigeração, a potência de saída do coletor na Suécia se equipare aos valores do mesmo quando instalado em Portugal. E, tal como esperado, os rendimentos apresentados na figuras 5.9 e 5.10, refletem o comportamento descrito das potências geradas.

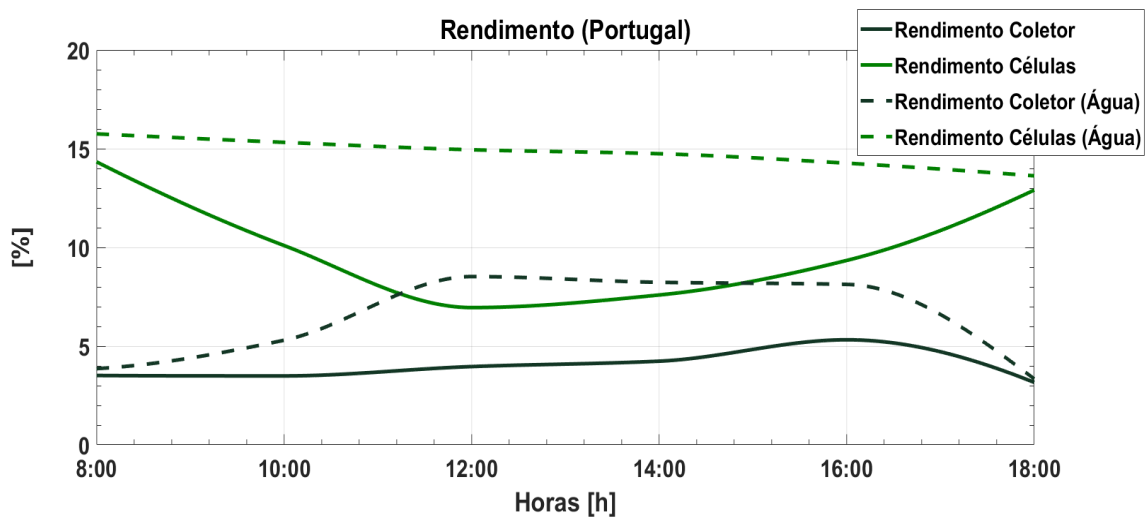


Figura 5.9: Rendimentos obtidos em Portugal para Agosto

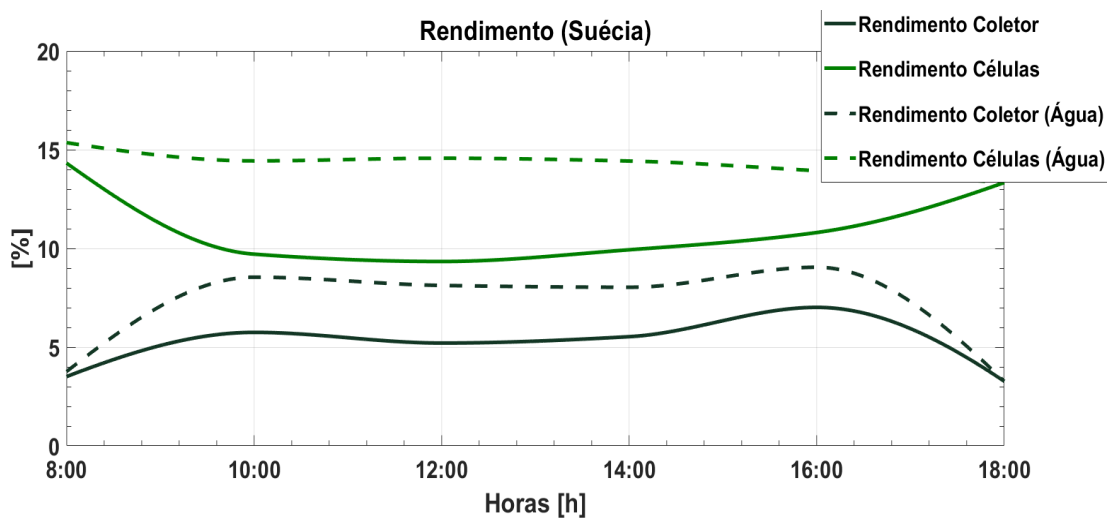


Figura 5.10: Rendimentos obtidos na Suécia para Agosto

Para cada país temos as quatro curvas de rendimento representadas nas figuras 5.9 e 5.10 :

- Rendimento dos painéis fotovoltaicos sem refrigeração.
- Rendimento dos painéis fotovoltaicos com refrigeração.
- Rendimento do coletor sem refrigeração.
- Rendimento do coletor com refrigeração.

Os dois primeiros são calculados novamente recorrendo à expressão 4.2 e, dão apenas a noção do rendimento das células tendo em conta somente a radiação que as ilumina.

Os rendimentos aqui denominados por "Rendimento do coletor"obtem-se uma vez mais, e tal como no capítulo 4, recorrendo à expressão 4.3, dando assim uma visão global do aproveitamento (eléctrico) que o coletor tem da luz solar.

Tendo em conta a análise prévia das potências nas figuras 5.7 e 5.8, observa-se de facto um rendimento ligeiramente superior para a Suécia (a funcionar sem refrigeração) não só ao nível das células (acima dos 10%) como também em relação ao coletor (acima dos 5%).

Por fim, é interessante responder à seguinte questão: "Onde se observou o melhor desempenho do coletor?". Tendo em conta o objetivo de produzir energia térmica, em ambos os locais de análise pode-se dizer que esse critério foi cumprido, visto que é possível arrefecer os painéis e a energia que daí se reaproveita ser suficiente para se utilizar numa aplicação térmica (algo que não foi aprofundado neste trabalho). Do ponto de vista eléctrico é claro que Portugal tem a vantagem em ter níveis de irradiância que possibilitam a produção de potências mais elevadas. Contudo, a nível de aproveitamento solar para a conversão eléctrica, podemos ver que para a Suécia o rendimento global do coletor, ao longo do período em análise, é em média mais elevado (período entre as 10:00 e as 16:00 horas).

5.4 Resultados para Janeiro

Como já foi referido anteriormente Janeiro foi o mês escolhido representativo do período de Inverno, no qual se pretende avaliar o desempenho do "PowerCollector"da Solarus. Todos os passos de simulação se mantiveram, assim como a coleta de dados meteorológicos relativos a esse mês (Temperaturas ambiente e perfil de irradiância retirados do PVGIS). Essa, para o mês em estudo, está representada nas figuras 5.11 e 5.12.

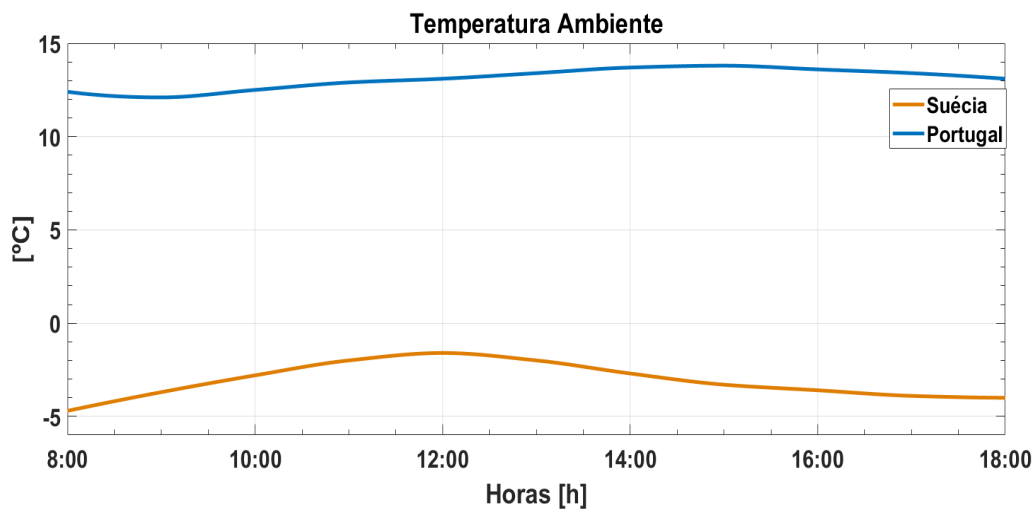


Figura 5.11: Temperaturas ambiente (médias) para Janeiro.

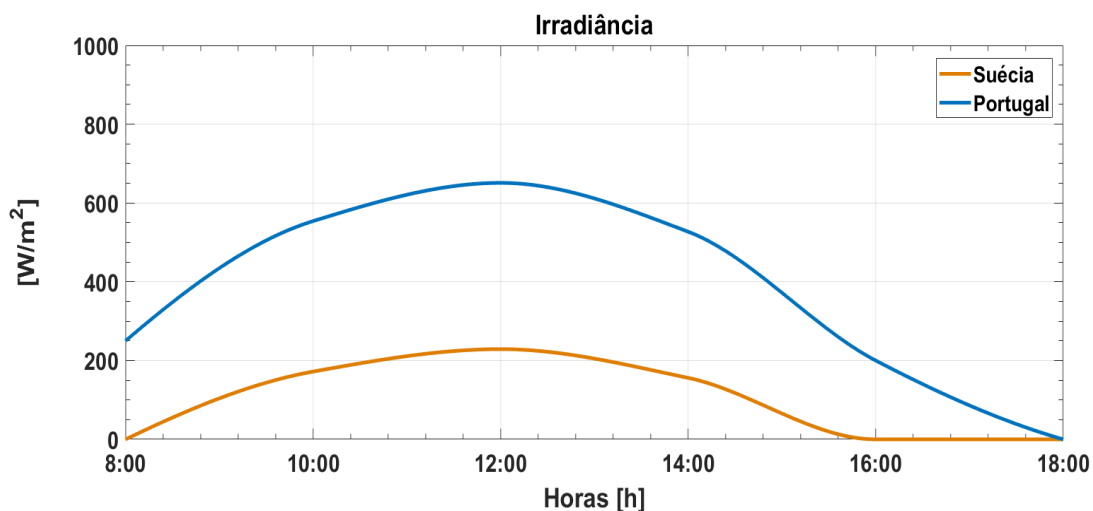


Figura 5.12: Irradiâncias (médias) para Janeiro.

Com estes dados e com as distribuições de radiação (nos painéis inferiores) simuladas em SOLTRACE procedeu-se então, à semelhança da secção anterior, à estimação das temperaturas das células fotovoltaicas. As mesmas que, como já sabemos, são importantes dados de entrada no modelo matemático da célula fotovoltaica, encontram-se nas figura 5.13 e 5.14 onde, em cada uma, são visíveis os dois modos de funcionamento (sem refrigeração/com refrigeração).

Aqui apenas comentar que, tendo sido escolhidos os ângulos óptimos para ambos os países, se verifica uma vez mais a promoção da concentração solar que se traduz em temperaturas mais elevadas para os painéis inferiores. Mencionar o facto de que se considerou uma vez mais o mesmo caudal usado na simulação da secção anterior, tendo sido o mesmo utilizado experimentalmente. Outra assunção foi a de que em ambos os casos a temperatura da água que é colocada a circular ser sempre 24 °C.

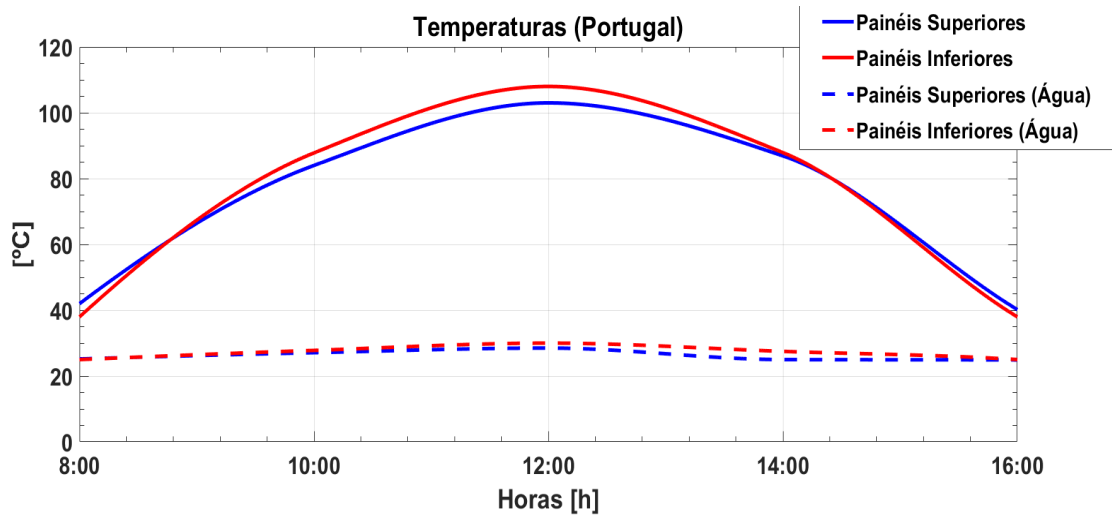


Figura 5.13: Temperaturas das células fotovoltaicas, em Portugal, para os dois modos de funcionamento em Janeiro.

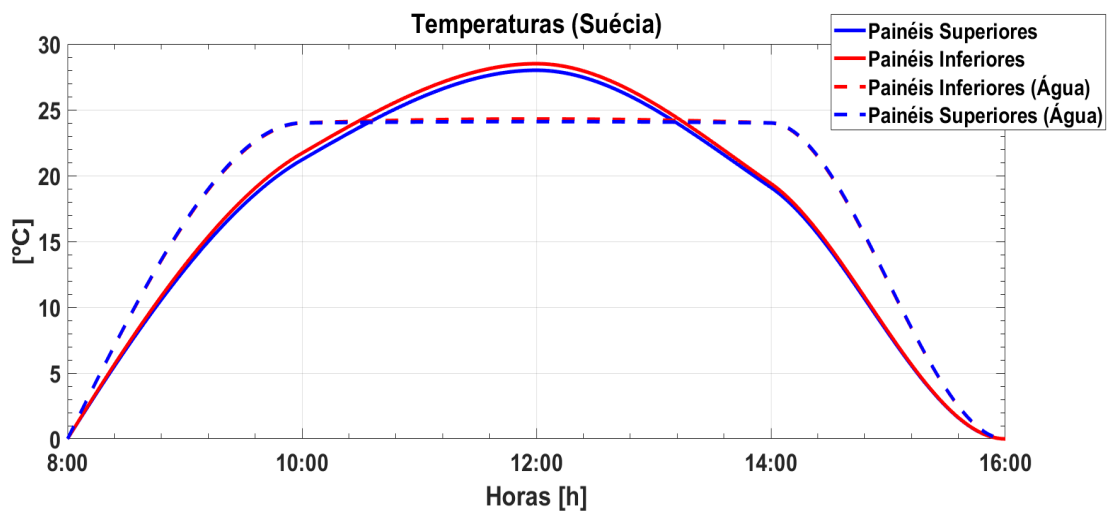


Figura 5.14: Temperaturas das células fotovoltaicas, na Suécia, para os dois modos de funcionamento em Janeiro.

Tendo já todos estes dados, espera-se então a previsão das potências geradas pelo coletor nas duas geografias, para este mês. As figuras 5.15 e 5.16, mostram os resultados calculados pelo modelo, sendo aqui novamente as linhas a tracejado correspondentes ao funcionamento com refrigeração.

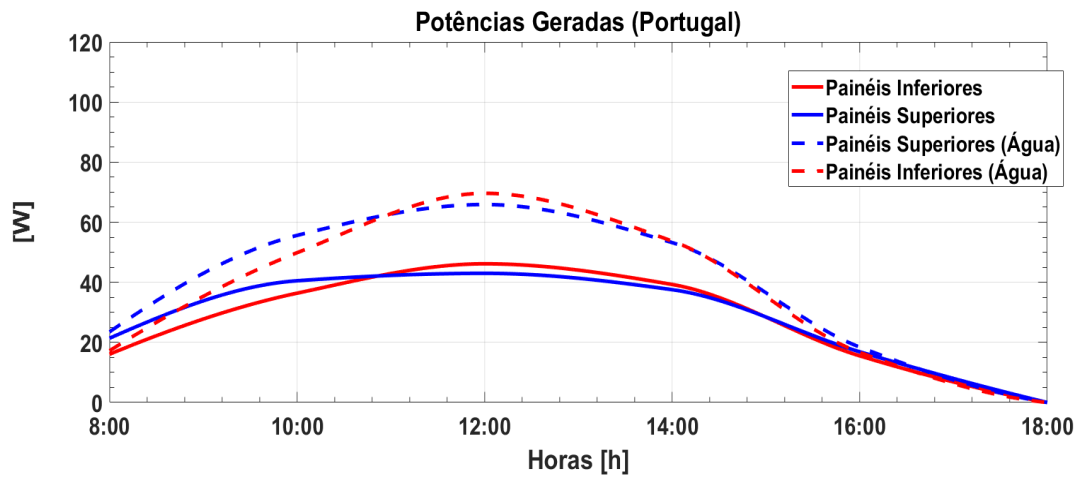


Figura 5.15: Potências geradas nos dois modos de funcionamento em Portugal para Janeiro.

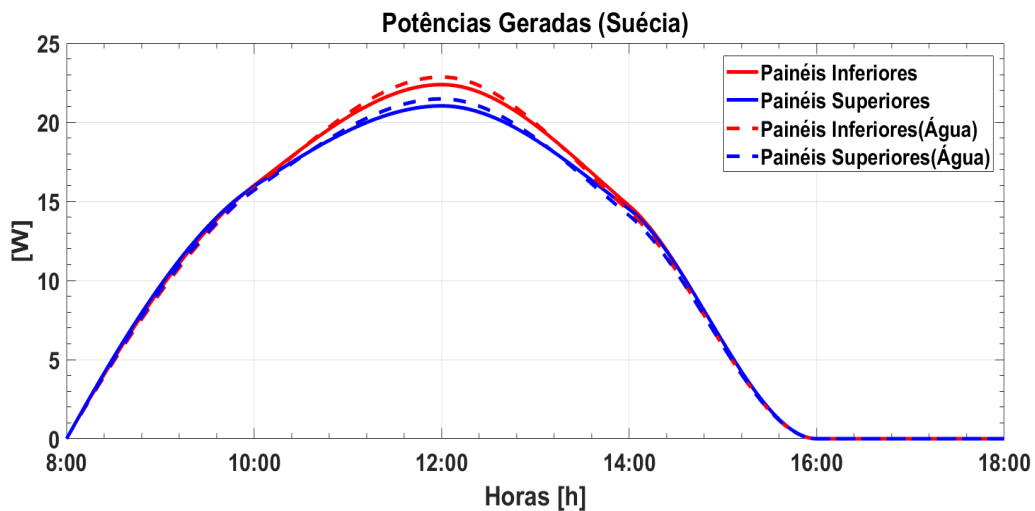


Figura 5.16: Potências geradas nos dois modos de funcionamento na Suécia para Janeiro.

Observando os resultados para Portugal verifica-se que no modo sem refrigeração as potências de saída, à parte de algumas diferenças, têm valores muito idênticos aos obtidos no mesmo modo, mas para Agosto. Tal evidencia o balanço entre as elevadas temperaturas de funcionamento dos painéis e a quantidade de irradiância que os iluminam. No caso de Agosto, embora houvesse um perfil de irradiância superior ao que se verifica em Janeiro, as temperaturas de funcionamento das células eram muito mais elevadas, o que teve um forte impacto no rendimento de conversão das mesmas logo refletido nas potências de saída.

No caso de Janeiro, verifica-se uma quantidade menor de irradiância a iluminar os painéis acompanhada de uma menor temperatura de funcionamento dos mesmos, o que causa um menor impacto no rendimento de conversão. Claro está que a semelhança observada nas potências apenas se verifica

para o modo de funcionamento descrito visto que, colocando o caudal de água a circular as temperaturas das células, quer num mês quer no outro, vão tender para valores muito próximos daí que, em Agosto existindo um perfil de irradiância superior as potências geradas sejam superiores.

Para a Suécia os resultados calculados no modelo não surpreendem. De salientar que era expectável que a diferença das potências geradas entre ambos os modos de funcionamento fosse mínima visto que, pela figura 5.14 a amplitude térmica entre eles atingiu no máximo 4°C.

Passando para os resultados obtidos ao nível dos rendimentos, as figuras 5.17 e 5.18 expõem os mesmos.

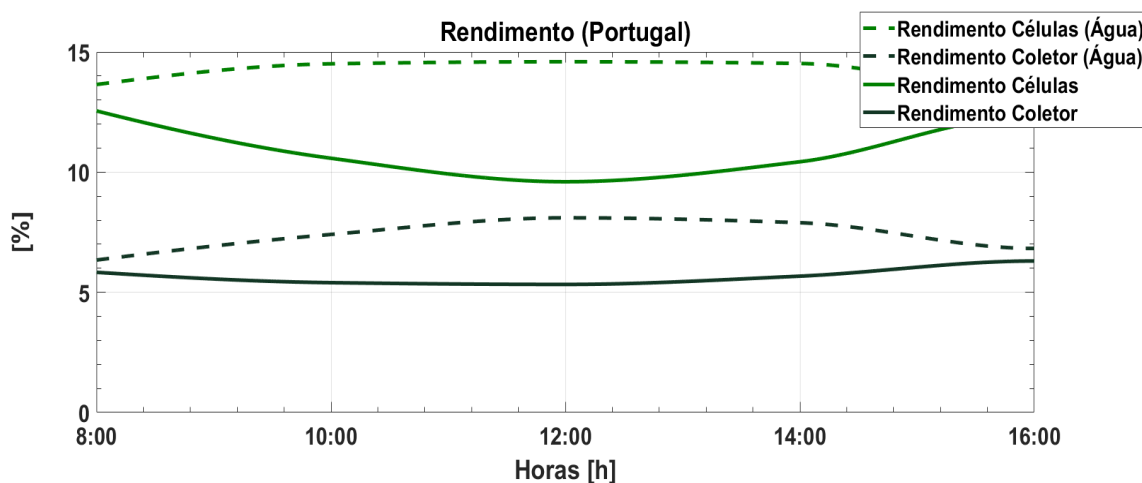


Figura 5.17: Rendimentos obtidos em Portugal para Agosto.

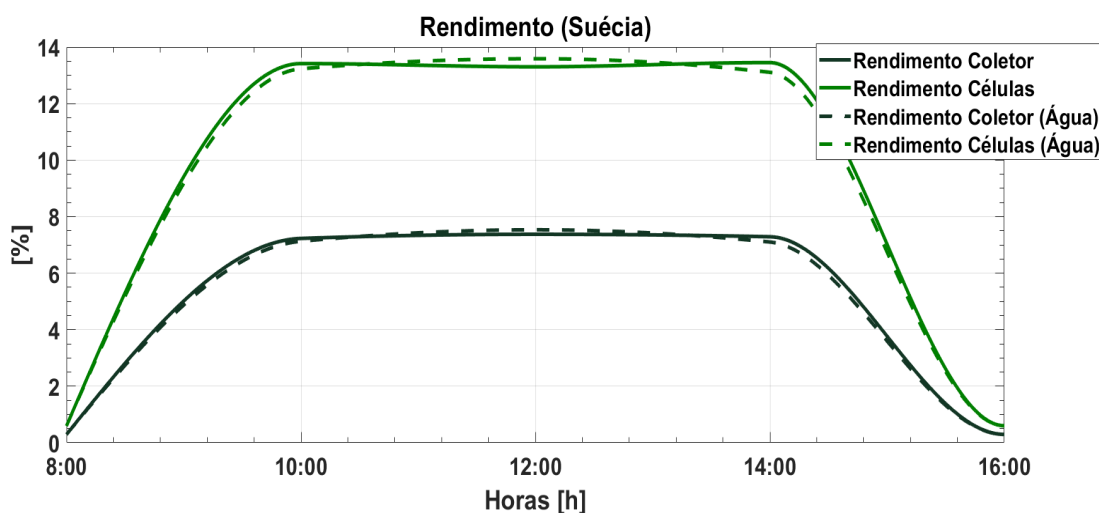


Figura 5.18: Rendimentos obtidos na Suécia para Janeiro

No que toca a esta temática, eram previsíveis ligeiras melhorias no funcionamento sem refrigeração (em relação ao mês de verão) por parte de ambas as instalações (Portugal e Suécia) visto que, tal

como foi apresentado em cima, as temperaturas de trabalho das células aqui são menores.

No que toca à diferença de rendimento entre os dois modos, para o coletor instalado em Portugal confirma-se um aumento significativo tanto na eficiência das células quanto na do coletor visto como um todo. Já para a instalação feita na Suécia observa-se que ambos os rendimentos permanecem praticamente inalterados.

Se agora fizermos uma pergunta semelhante à do final da última secção "Onde se verificou o melhor desempenho do coletor?", conduz-nos novamente a uma análise subjetiva. A nível prático neste mês de inverno, sem dúvida que se retirou o maior proveito do coletor instalado em Portugal. Em qualquer um dos modos de funcionamento este gera mais potência eléctrica do que a instalação feita na Suécia, bem como é possível arrefecer significativamente os painéis fotovoltaicos de modo a obter energia térmica algo que, para o caso sueco como se vê na figura 5.14 será mais difícil, visto que as temperaturas de funcionamento das células não atingem valores muito elevados.

Do ponto de vista do desempenho eléctrico e aproveitamento solar, para ambas as instalações os melhores casos de funcionamento a atingirem valores semelhantes, existindo ainda assim no cômputo geral (ponto de vista eléctrico e térmico) uma vantagem na instalação em Portugal.

5.5 Conclusões

Após o trabalho desenvolvido, é agora importante revisitar as premissas nas quais esta dissertação se sustentou. Um dos objetivos a que este estudo se propôs foi o estudo do funcionamento de um CPVT o que, se pode dizer, que foi conseguido embora se tenham enfrentado algumas limitações. Esta dissertação iniciou-se pelo estudo dos vários sistemas de aproveitamento solar existentes no mercado, focando-se especialmente nas soluções híbridas (que geram tanto energia eléctrica quanto térmica), tendo-se centrado especificamente no caso do coletor da Solarus, o qual se insere nestas categorias. Temas inerentes aos sistemas CPVT foram abordados, destacando-se a concentração solar. Percebeu-se ao longo do estudo teórico e experimental que atribuir um valor fixo para o fator de concentração de um dado dispositivo e assumir que este é constante em qualquer geografia ou momento é um erro. Como se verificou, a radiação solar concentrada nos painéis inferiores no nosso coletor em específico variava consoante a região, momento e orientação da instalação.

Observou-se de facto o efeito destas três variáveis na concentração solar aquando do estudo do perfil solar tanto em Portugal quanto na Suécia, o qual só por si varia substancialmente entre estas duas posições geográficas. Por conseguinte em cada um desses perfis solares e para cada momento do ano, o comportamento solar é distinto. O ângulo de inclinação com o qual o coletor se instala, apresenta ter um papel crucial na potência absorvida em cada um desses momentos do ano.

Ainda relativamente ao primeiro objetivo proposto, foi possível o estudo do seu sistema eléctrico

tendo-se conseguido obter não só resultados experimentais bem como estimativas das suas potências, rendimentos e temperaturas de funcionamento, calculadas através do modelo eléctrico desenvolvido, o qual foi suportado por um modelo térmico e o modelo em SOLTRACE. Contudo, apesar da componente térmica ter sido testada esta não retrata o real funcionamento do sistema da Solarus. Esta limitação reflete-se tanto na componente experimental quanto na teórica.

Apesar de se ter utilizado refrigeração ligando o coletor a um ponto de água, o comportamento de uma instalação real do sistema da Solarus não ocorre neste formato. Num caso perfeito, o sistema de refrigeração seria feito em circuito fechado, onde a energia térmica retirada dos painéis e transportada por um líquido refrigerante, seria enviada para um permutador de calor de onde, após feita a permuta, o líquido voltaria a ser bombeado para os painéis. Recordando agora, tanto o que foi feito experimentalmente bem como simulado pelos modelos, observa-se que em ambos os casos o líquido refrigerante (entenda-se a água), não só se encontrava em circuito aberto, mas também com uma temperatura constante à entrada do coletor. Embora se tenha verificado esta limitação, foi possível avaliar o desempenho eléctrico do coletor quando sujeito a um arrefecimento bem como o potencial térmico que este produz nas geografias e épocas do ano simuladas.

Relativamente ao último objectivo a que esta dissertação se propôs, o de fazer um comparativo entre Portugal e Suécia, as seguintes conclusões podem ser retiradas:

- Relativamente à superfície concentradora verificou-se que, para ambas as geografias testadas, se conseguiram obter elevados níveis de concentração solar tendo em conta os ângulos óptimos de inclinação ao instalar o colecto. Deste modo conclui-se que a geometria desenvolvida é aplicável em ambas as regiões
- Em termos de desempenho eléctrico (e considerando aqui o funcionamento com refrigeração), a vantagem está claro numa instalação em Portugal. Aqui, o perfil solar das regiões tem um peso incontornável, acentuando-se o mesmo nos meses de Inverno em que como vimos, para o exemplo de Janeiro, não só a duração como também a intensidade solar é bastante reduzida na região nórdica.

Assim, e pelo mesmo motivo de cima, viu-se que o potencial térmico gerado (entenda-se as temperaturas de funcionamento) foi muito superior em Portugal.

- Fazendo então esta avaliação do ponto de vista térmico como também do eléctrico, em que no último com os rendimentos (eléctricos) globais do coletor se verificou que o mesmo apresenta níveis de desempenho muito reduzidos em ambas as regiões (recordar apenas que estes valores oscilavam entre os 7% e os 8%), será então este coletor uma boa opção?

Embora do ponto de vista térmico não tenhamos dados suficientes para ajuizar em detalhe se é ou não uma boa solução, claramente do ponto de vista eléctrico não o é uma vez que, para uma

mesma área de absorção, se conseguia instalar um número mais elevado de painéis fotovoltaicos garantindo assim um maior aproveitamento da radiação solar.

5.6 Trabalho Futuro

Ficam em aberto melhorias relativamente à forma em que o sistema testado que, sustentadas pelo trabalho e investigação realizados nesta dissertação, acrescentarão valor ao tema aqui abordado:

- Seria interessante que se conseguisse completar a instalação do coletor da Solarus adicionando o sistema térmico completo. Desta forma, seria possível analisar com maior fiabilidade o funcionamento do mesmo, tendo por base o que foi apresentado nesta dissertação.
- Tendo em conta que as montagens sugeridas pela empresa incluem mais do que um coletor, acrescentaria valor ao estudo a instalação de um segundo "Power Collector" fazendo-se assim uma análise do desempenho dessa montagem tanto do ponto de vista eléctrico como térmico.
- Por fim, algo de extrema importância como o coeficiente de convecção, que aqui foi estimado de forma empírica, merece um estudo mais aprofundado de forma a que se perceba qual a gama de valores desta grandeza física para um sistema deste género, bem como a variação da mesma consoante o ambiente em que se encontra.

Bibliografia

- [1] William Stine and Michael Geyer. Accessed 19-Outubro-2017. [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter02/chapter02.html>
- [2] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. Accessed 21-Outubro-2017. [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/web_service.html
- [3] PennState College of earth and Mineral Sciences. Accessed 13-Novembro-2017. [Online]. Available: <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/8>
- [4] Xian-long Meng, Xin-lin Xia, Chuang Sun, Yang Li, Xiao-lei Li , “A novel free-form Cassegrain concentrator for PV/T combining utilization ,” 2016.
- [5] Solarus. Accessed 28-Novembro-2017. [Online]. Available: <http://solarus.com/powercollector/#powercollector>
- [6] Xabier Saizar Zubeldia Gerard Vila Montagut , “Análisis del collector solar Solarus C-PVT y diseño de un nuevo prototipo ,” 2016.
- [7] Pedro Filipe Loureiro Alves , “Coletor Fotovoltaico Térmico Estacionário com Concentrador: Análise Térmica ,” 2016.
- [8] Joaquim Carneiro , “SEMICONDUCTORES – MODELO MATEMATICO DA CELULA FOTOVOLTAICA ,” 2010.
- [9] SunEarthTools. Accessed 20-Novembro-2017. [Online]. Available: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=en
- [10] Accessed 19-Outubro-2017. [Online]. Available: <http://sinovoltaics.com/learning-center/basics/solar-radiation-solar-insolation/>
- [11] Xing Ju,Chao Xu,Zhirong Liao,Xiaoze Du,Gaosheng Wei,Zhifeng Wang,Yongping Yang, “ A review of concentrated photovoltaic-thermal (CPVT) hybrid solar systems with waste heat recovery (WHR),” 2017.

- [12] J.Gomes, Linkesh Diwan, Ricardo Bernardo, B.Karlsson , “Minimizing the Impact of Shading at Oblique Solar Angles in a Fully Enclosed Asymmetric Concentrating PVT Collector ,” 2013.
- [13] Shouli JIANG,Gang WANG,Peng HU,Zeshao CHEN,Lei JIA, “The Design of Beam Splitter for Two-Stage Reflective Spectral Beam Splitting Concentrating PV/thermal System,” 2011.
- [14] A.G. Imenes, D.R. Mills , “Spectral beam splitting technology for increased conversion efficiency in solar concentrating systems: a review ,” 2004.
- [15] Xing Ju, Chao Xu, Yangqing Hu, Xue Han, Gaosheng Wei, Xiaoze Du , “A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV- CSP) hybrid systems ,” 2016.
- [16] Chengdong Kong,Zilin Xu,Qiang Yao , “Outdoor performance of a low-concentrated photovoltaic–thermal hybrid system with crystalline silicon solar cells ,” 2013.
- [17] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica.*
- [18] B. Blocken, T. Defraeye, D. Derome, J. Carmeliet , “High-resolution CFD simulations for forced convective heat transfer coefficients at the facade of a low-rise building ,” 2009.
- [19] Thijs Defraeye, Bert Blocken, Jan Carmeliet, “Convective heat transfer coefficients for exterior building surfaces: Existing correlations and CFD modelling,” 2010.
- [20] R. Santbergen, R.J.C. van Zolingen, “The absorption factor of crystalline silicon PV cells: A numerical and experimental study,” 2007.