

**DIOGO MIGUEL MARTINS SEQUEIRA**

**ANÁLISE TEÓRICO-PRÁTICA DA EFICIÊNCIA DE  
PAINÉIS SOLARES HÍBRIDOS**



**UNIVERSIDADE DO ALGARVE**  
Instituto Superior de Engenharia  
2024



**DIOGO MIGUEL MARTINS SEQUEIRA**

**ANÁLISE TEÓRICO-PRÁTICA DA EFICIÊNCIA DE  
PAINÉIS SOLARES HÍBRIDOS**

**Mestrado em Engenharia Mecânica  
Especialidade em Energia Climatização e Refrigeração**

**Trabalho realizado sob a orientação de:  
Prof. Doutor Néilson Manuel Santos Sousa**



**UNIVERSIDADE DO ALGARVE**  
Instituto Superior de Engenharia  
2024



# ANÁLISE TEÓRICO-PRÁTICA DA EFICIÊNCIA DE PAINÉIS SOLARES HÍBRIDOS

## *Declaração de autoria da obra*

Declaro ser o autor desta obra, que é original e inédita. Os autores e obras consultados são devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluídas.

---

(Diogo Miguel Martins Sequeira)

©2024, DIOGO MIGUEL MARTINS SEQUEIRA

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.



*Aos meus familiares  
e  
amigos*



## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de expressar a minha sincera gratidão a todas as pessoas que de alguma forma contribuíram para este percurso.

Ao Professor Doutor Nelson Sousa, pelo acompanhamento, preocupação e disponibilidade que teve para comigo.

Ao Engenheiro Carlos Santos, pelo auxílio na instalação dos componentes necessários ao ensaio.

À Be Air, Lda. por ter facilitado materiais e equipamentos essenciais para o desenvolvimento deste estudo.

Ao meu Pai, por me ter sempre ensinado que nunca devemos trabalhar para menos do que a perfeição.

À minha Mãe, por acreditar sempre em mim, mesmo quando eu não o fazia.

Ao meu irmão, por me ensinar que a vida tem sempre um lado bonito.

À minha namorada Beatriz por ser a pessoa que mais me ajudou nesta caminhada, estando sempre a meu lado.



## RESUMO

Esta investigação, realizada no âmbito da dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica – Energia, Climatização e Refrigeração, pretende realizar uma Análise Teórico-Prática do Rendimento de Painéis Solares Híbridos.

Como tal e sendo de grande importância afirmar, a vida na terra não se proporcionaria sem a existência do Sol, a radiação solar que é emitida permite a realização da fotossíntese nas plantas e conseqüente produção de oxigénio.

Nos dias que correm ainda não é possível depender somente da energia solar, contudo, o ser humano tem vindo a investigar diferentes formas de captar o máximo de energia emitida pelo Sol. No mercado mundial e com as novas tecnologias, já existem formas altamente comercializadas para a produção de energia elétrica, através dos painéis fotovoltaicos e energia térmica, através dos coletores solares térmicos.

Apesar do empreendedorismo nesta área, tem vindo a ser desenvolvida uma nova tecnologia híbrida, que passa por produzir quer energia elétrica, quer energia térmica no mesmo painel. Face a esta realidade, este trabalho surge com a finalidade de ter como base o estudo desta tecnologia, onde se realizará uma análise comparativa face a outras soluções.

Procedeu-se à modelação, numa folha de cálculo Excel, da radiação solar, desempenho fotovoltaico e térmico de painéis solares, com o auxílio de programação em Visual Basic. Para validar o modelo de previsão, foram efetuados testes práticos com o produto.

Foram efetuadas simulações considerando vários perfis de consumo, sendo que para uma habitação com a tipologia T2, conclui-se que a o número ideal de painéis PVT é 2, e apresentam um tempo de retorno de 6 anos, no entanto uma solução composta por 1 painel térmico e 5 painéis fotovoltaicos apresenta um tempo de retorno de 5,5 anos e melhor VAL. A escolha da opção híbrida pode ter a vantagem de utilizar uma área mais reduzida.

Para além disso, a utilização de painéis híbridos tem maior interesse quando aplicada em soluções de baixa temperatura como seja o caso do aquecimento de piscinas ou piso radiante por exemplo.

**Palavras-chave** (Energia Solar, Solar Térmico, Fotovoltaico, Painel Híbrido, Modelação Solar)



## ABSTRACT

This research, undertaken as part of the Master's thesis in Mechanical Engineering - Energy, Air Conditioning, and Refrigeration aims to perform a Theoretical-Practical Analysis of the Yield of Hybrid Solar Panels.

As such and being of great importance to affirm, life on earth would not be provided without the existence of the Sun, the solar radiation that is emitted allows the realization of photosynthesis in plants and consequent oxygen production.

These days it is not yet possible to depend only on this energy source, however, the human being has been investigating different ways to capture the maximum solar energy emitted by the Sun. In the world market and with new technologies, there are already highly commercialized forms to produce electricity, through photovoltaic panels and thermal energy, through solar thermal collectors.

Despite the undertaken in this area, a new hybrid technology has been developed, which would produce both electricity and thermal energy in the same panel.

In view of this reality, this study arises with the purpose of having as its basis the study of this recent technology, where a comparative analysis will be carried out against other solutions.

The solar radiation, photovoltaic, and thermal performance of solar panels were modeled using Microsoft Excel spreadsheet, aided by Visual Basic programming. To validate the forecast model, practical tests were conducted with the product.

Simulations were conducted considering various consumption profiles, and for a dwelling with a T2 typology, it was concluded that the ideal number of PVT panels is 2, with a payback period of 6 years. However, a solution composed of 1 thermal panel and 5 photovoltaic panels has a payback period of 5.5 years and a better NPV.

The choice of the hybrid option may have the advantage of using a smaller area. Furthermore, the use of hybrid panels is of greater interest when applied in low-temperature solutions such as heating swimming pools or radiant floor heating, for example.

**Keywords** (Solar Energy, Solar Thermal, Photovoltaic, Hybrid Panel, Solar Forecast model)



# ÍNDICE

1

1	Introdução .....	1
1.1	Objetivos e Características do Projeto / Dissertação / Estágio.....	2
1.2	Organização do Documento .....	3
2	Revisão Bibliográfica / Estado da Arte .....	5
2.1	O Sol.....	5
2.2	Movimento da terra em relação ao sol .....	7
2.3	Parâmetros importantes para o cálculo fotovoltaico .....	8
2.3.1	Latitude .....	8
2.3.2	Ângulo horário.....	8
2.3.3	Ângulo zenital.....	9
2.3	Altura solar .....	9
2.3.5	Ângulo do azimute da superfície .....	9
2.3.6	Inclinação do painel .....	9
2.3.7	Azimute solar.....	9
2.4	Irradiância solar.....	10
2.5	Base de dados de radiação solar .....	11
2.6	Energia Fotovoltaica.....	16
2.6.1	Células fotovoltaicas.....	16
2.6.2	Painéis fotovoltaicos .....	21
2.6.3	Condições de referência.....	23
2.6.4	Modelo de 1 Díodo e Três Parâmetros .....	24
2.6.5	Modelo de 1 Díodo e Cinco Parâmetros.....	32
2.6.6	Inversor de cc/ac .....	34
2.7	Coletores solares térmicos.....	36
2.8	Painéis solares Híbridos .....	38
3	Desenvolvimento do trabalho realizado .....	43
3.1	Previsão de Desempenho fotovoltaico .....	44
3.1.1	Obtenção de dados climáticos PVGIS .....	44
3.1.2	Cálculo de rendimento térmico.....	45
3.1.3	Cálculo de rendimento elétrico .....	48
3.1.4	Cálculo de indicadores financeiros .....	49

3.2 Ensaio experimental.....	53
3.2.1 Sistema hidráulico .....	53
3.2.2 Sistema elétrico .....	58
3.2.3 Tratamento de dados de ensaio .....	62
4 Resultados .....	65
4.1.1 Resultados laboratoriais .....	65
4.1.2 Análise Técnico-Económica .....	70
4.2 Discussão .....	74
5 Conclusões e Trabalhos Futuros .....	77
5.1 Conclusões.....	77
5.2 Trabalhos futuros .....	78
Referências.....	79
Apêndices.....	83

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1-Espectro da radiação solar na Terra (Rohde & Costa, 2020).....	6
Figura 2.2-Movimento da Terra à volta do Sol (Moita, 1987) .....	8
Figura 2.3-Parâmetros relativos à posição do sol (Duffie & Beckman, 2013).....	10
Figura 2.4 Cobertura das várias bases de dados de radiação solar (European Union, 2022) ..	11
Figura 2.5-Imagem bruta do satélite METEOSAT-7 sobre o Oceano (European Comission, 2021).....	14
Figura 2.6-Albedo efetivo das nuvens calculado a partir da imagem de satélite tirada em 01-08-2015 às 09:00 UTC (European Comission, 2021) .....	14
Figura 2.7-Irradiância global horizontal (W/m <sup>2</sup> ) em 01-08-2015 às 09:00 calculada a partir da imagem do METEOSAT-7 (European Comission, 2021).....	15
Figura 2.8-Ligações entre átomos de silício .....	17
Figura 2.9-Representação da camada p .....	18
Figura 2.10-Estrutura de célula fotovoltaica e efeito fotovoltaico (Quaschnig, 2019) .....	19
Figura 2.11-Estrutura otimizada da célula solar InGaP/GaAs/InGaAs (Saif et al., 2018) .....	20
Figura 2.12-Células Monocristalinas e Policristalinas (American Solar Energy Society, 2021) .....	21
Figura 2.13-Composição de um painel fotovoltaico.....	22
(Svarc, 2020).....	22
Figura 2.13-Modelo célula 1 diódo e 3 parâmetros.....	24
(Castro, 2018) .....	24
Figura 2.14-Exemplo de Curva I-V de uma célula fotovoltaica.....	27
Figura 2.15-Efeito da variação da temperatura com irradiância constante no desempenho de uma célula fotovoltaica.....	29
Figura 2.16-Efeito da variação da irradiância com temperatura constante no desempenho de uma célula fotovoltaica.....	30
Figura 2.17-Modelo célula 1 diódo e 5 parâmetros .....	32
Figura 2.18-Forno solar de Saussure (Szabó, 2017).....	36
Figura 2.19-Composição de coletor solar térmico Apricus Solar.....	37
(Apricus Solar, n.d.).....	37
Figura 2.20-Resumo das tecnologias fotovoltaicas existentes (Ramos et al., 2020).....	38
Figura 2.21-Composição de painel PVT Placa Plana (Ramos et al., 2020) .....	39
Figura 2.22-Composição do painel PVT concentrador (Ramos et al., 2020).....	40
Figura 3.1-Esquema do circuito hidráulico simplificado .....	45

---

Figura 3.2-Ciclo semanal (Segunda - Sábado) para fornecimentos em BTN (ERSE, 2020) .50	
Figura 3.3-Ciclo semanal (Domingo) para fornecimentos em BTN (ERSE, 2020) .....51	
Figura 3.4-Esquema hidráulico da instalação de teste (Departamento de Engenharia Mecânica, 2017) .....54	
Figura 3.5-Painel de componentes de regulação e controlo do sistema hidráulico .....55	
Figura 3.6-Conexões hidráulicas e elétricas do painel.....57	
Figura 3.7-Microinversor EVT360 .....58	
Figura 3.8-Analisador de energia trifásico C.A. ....59	
Figura 3.9-Esquema elétrico da instalação .....60	
Figura 3.10-Fotografia da instalação dos dois painéis e do piranómetro.....61	
Figura 4.1-Evolução da irradiância no plano horizontal e inclinado ao longo do ensaio .....66	
Figura 4.2-Comparação de produção entre painéis com e sem circulação de água.....67	
Figura 4. 3- Evolução de temperatura à entrada e saída do painel, em função da dissipação no ventiloinvetor, VC. ....68	
Figura 4. 4- Reta de rendimento do coletor pelo fabricante vs. real .....69	
Figura 4. 5- Reta de produção elétrica-teórica vs.empírica .....69	
Figura 4. 6- Análise de solução ótima para sistema T2 com 1 ST e vários PV .....72	
Figura 4. 7- Análise de solução ótima para sistema T2 com PVT .....72	
Figura 4. 8- Produção fotovoltaica de sistema PV, PVT E Piscina .....73	
Figura 4. 9- Temperatura da célula fotovoltaica de sistema PV, PVT E Piscina.....73	

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1-Excerto de ficha técnica painel híbrido Dualsun 425 (DUALSUN, 2022) .....	23
Tabela 3.1- Perfis de consumo segundo a tipologia da habitação. ....	47
Tabela 3.2-Preços PVP para diferentes sistemas .....	49
Tabela 3.3-PVP para diferentes sistemas.....	51
Tabela 4.1-Resultados de simulação para várias localizações em Portugal.....	70
Tabela 4.2-Resultados de simulação para Faro com várias tipologias. ....	70
Tabela 4.3-Poupança mensal de cada solução .....	70
Tabela 4.4-Fração solar de cada solução .....	71
Tabela 4.5-Percentagem de autoconsumo de cada solução .....	71
Tabela 4.6-Tempo de retorno de cada solução .....	71
Tabela 4.7-VAL (20 anos) de cada solução.....	71
Tabela 4.8-Indicadores económicos de solução PVT .....	71



## LISTA DE ACRÓNIMOS

<b>A0</b>	Avanço Horário Convencional
<b>AM</b>	Air-mass (Massa de Ar)
<b>API</b>	Application Programming Interface
<b>AQS</b>	Águas Quentes Sanitárias
<b>BTN</b>	Baixa Tensão Nominal
<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>CF</b>	Cashflow
<b>CPC</b>	Compound Parabolic Concentrator
<b>DGEG</b>	Direção Geral de Energia e Geologia
<b>EVA</b>	Ethylene Vinyl Acetate (Etileno Acetato de Vinil)
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>FR</b>	Fator de remoção de calor
<b>HTTP</b>	Hypertext Transfer Protocol
<b>LL</b>	Longitude Local
<b>LH</b>	Longitude referência da Zona Horária
<b>MBDr</b>	Mean Bias Deviation
<b>MPP</b>	Maximum Power Point (Ponto de máxima potência)
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracker (Localizador de Ponto de máxima potência)
<b>NOCT</b>	Nominal Operating Cell Temperature (Temperatura normal de funcionamento de célula)
<b>NMOT</b>	Nominal Module Operating Temperature (Temperatura normal de funcionamento do módulo)
<b>PVGIS</b>	Photovoltaic Geographical Information System (Sistema de Informação Fotovoltaica Geográfico)
<b>PV</b>	Photovoltaic (Fotovoltaico)
<b>PVP</b>	Preço de Venda ao Público
<b>PVT</b>	Photovoltaic Thermal (Fotovoltaico Térmico)
<b>PnP</b>	Plug & Play (Ligar e Usar)

---

<b>RMSDr</b>	Root Mean Square Deviation
<b>SCE</b>	Sistema de Certificação Energética de Edifícios
<b>STC</b>	Standard Test Conditions (Teste de condições padrão)
<b>ST</b>	Solar Thermal (Solar Térmico)
<b>T0</b>	Hora local
<b>UA</b>	Unidade Astronómica
<b>URL</b>	Uniform Resource Locator
<b>VAL</b>	Valor Atual Único
<b>VC</b>	Ventilo-convetor
<b>VD</b>	Válvula Desviadora

# 1 INTRODUÇÃO

A forma como o planeta Terra e a nossa estrela, o Sol, interagem, proporciona a existência de vida na Terra. A distância entre os mesmos permite a que tenhamos uma temperatura ótima para viver, e a radiação que recebemos do Sol permite a que as nossas plantas realizem a fotossíntese e produzam o precioso oxigénio.

O sol, embora esteja a uma distância da Terra de cerca de 150 milhões de quilómetros, fornece-nos bastante energia: “O sol entrega, em cada hora à Terra, a mesma energia que é usada nas atividades humanas num ano, cerca de  $4,6 \times 10^{20} \text{J}$ ” (Castro, 2018).

Desta forma, a energia que a humanidade necessita para viver poderia ser toda fornecida pela fonte infinita de energia que é o Sol.

Atualmente ainda não é possível depender somente desta fonte de energia, no entanto o ser humano tem vindo a desenvolver diversas formas de aproveitar a radiação solar incidente na superfície da Terra.

Uma forma bastante conhecida e altamente comercializada é a produção de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos. Esta tecnologia encontra-se em constante crescimento, e embora, ainda represente uma pequena percentagem da energia total produzida a nível nacional cerca de 4%, desde 2001 até 2021 foi a tecnologia que mais cresceu em termos de energia produzida em Portugal (2237 vezes mais) (PORDATA, 2022).

Outra forma bastante presente no mercado trata-se dos coletores solares térmicos, consistem num painel que absorve a radiação solar e a transmite a um líquido para produzir energia térmica. Esta tecnologia revela-se de extrema importância, pois permite produzir água quente, que é um bem essencial no dia-a-dia dos seres humanos, sem que seja necessário a queima de combustíveis fósseis.

No início de 2021, a quantidade de coletores solares térmicos instalados a nível mundial permitiram poupar cerca de 43,8 milhões de toneladas de petróleo, o que também resulta na não emissão de 141,3 milhões de toneladas de dióxido de carbono (Cardoso, 2021).

Ambas soluções já começam a ter custos acessíveis para a população em geral. No entanto, os clientes precisam de água quente e eletricidade, têm o dinheiro para investir, mas por vezes o espaço no telhado é limitado.

Tem vindo a ser desenvolvida uma tecnologia híbrida que consegue desempenhar as duas funções simultaneamente. Denomina-se por painéis híbridos, conhecidos como PVT (*Photovoltaic-Thermal Panel*) na língua inglesa, possuem células fotovoltaicas para produção de energia elétrica na face frontal, e na face posterior contém uma serpentina, na qual circula um fluido que irá absorver o calor das células, e produzir desta forma energia térmica.

Este tipo de solução poderá permitir que em certas situações se consiga obter uma maior produção de energia térmica e elétrica por metro quadrado do que se conseguiria com recurso a dois tipos de painéis diferentes.

Na presente investigação será realizado o estudo desta tecnologia, de forma a estimar a produção de energia térmica e elétrica e respetivo desempenho económico tendo como base a radiação solar e as condições climáticas. Para validar o modelo de previsão de produção térmica e fotovoltaica serão realizados ensaios laboratoriais com o produto.

## **1.1 OBJETIVOS E CARACTERÍSTICAS DO PROJETO / DISSERTAÇÃO / ESTÁGIO**

-Gerais

- Desenvolvimento de um modelo numérico para a previsão da produção térmica e fotovoltaica de painéis híbridos, tendo em conta a radiação solar, as condições climáticas e também a localização, orientação e inclinação do painel.
- Teste prático de produção e rendimento do painel híbrido para validar o modelo numérico.

-Específicos

- Construção de folha de cálculo para previsão da radiação solar num plano horizontal.
- Adaptação do cálculo para um plano inclinado, e calcular a produção fotovoltaica.
- Desenvolvimento de modelo para prever a produção de energia térmica.
- Integração do modelo fotovoltaico com modelo térmico para obter o modelo híbrido.
- Estudo de desempenho económico de várias configurações de painéis PV,ST e PVT.
- Instalar um pequeno sistema de painéis híbridos, interligados a um depósito AQS.
- Monitorizar a produção elétrica e térmica do mesmo, registando as condições climáticas.

## **1.2 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO**

O documento está organizado em 5 capítulos contabilizando com este capítulo introdutório.

No segundo capítulo é efetuada uma revisão bibliográfica a vários aspetos que se relacionam com o tema, desde a origem da radiação solar, como esta se propaga e atinge a superfície da terra, são abordadas várias formas de a captar e converter, e apresentados modelos para prever a produção fotovoltaica de um painel.

No terceiro capítulo está documentado todo o processo de cálculo de previsão do desempenho dos painéis solares híbridos, mas também de toda a preparação da bancada de testes e a explicação de como se procederam.

No quarto capítulo encontram-se os resultados tanto dos cálculos de previsão como dos ensaios experimentais, mas também a discussão dos mesmos.

Finalmente, no quinto capítulo é feita a conclusão do trabalho e proposta de trabalho futuro..



# 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA / ESTADO DA ARTE

## 2.1 O SOL

O Sol é uma estrela anã amarela com 4,5 mil milhões de anos que tem um raio de cerca de 700 mil quilómetros, é o maior objeto e a principal fonte de energia do nosso sistema solar. O seu núcleo está a uma temperatura aproximada de 15000 °C, enquanto a sua superfície está a uma temperatura por volta dos 5500 °C (NASA, 2021).

A energia que atinge a superfície terrestre na forma de radiação é produzida no núcleo do Sol. Trata-se de uma reação termonuclear onde é libertada uma grande quantidade de energia no decorrer do processo de fusão de Hidrogénio em Hélio.

A irradiância de energia emitida pelo Sol é representada na figura 2.1 em função do comprimento de onda e oferece uma visão detalhada das diferentes gamas que compõem a radiação solar incidente na Terra.

## Espectro da radiação solar na Terra

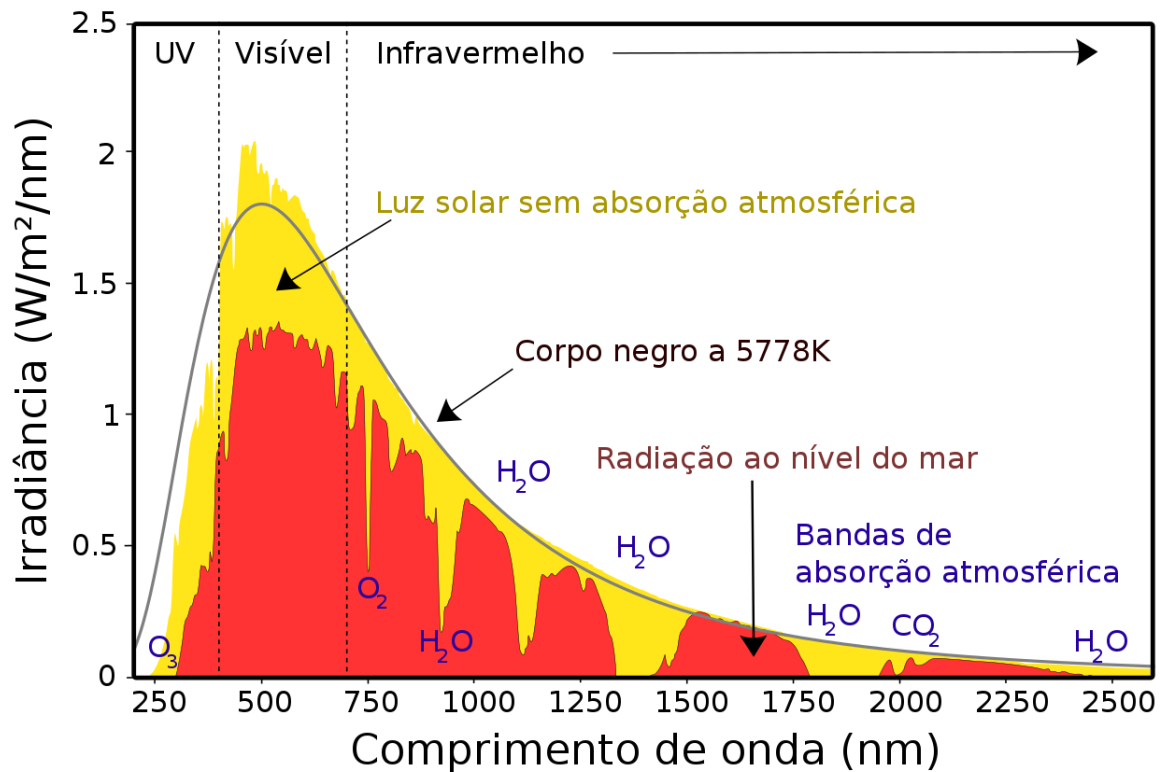


Figura 2.1-Espectro da radiação solar na Terra (Rohde & Costa, 2020)

Conforme ilustrado na figura, podemos observar duas zonas distintas: uma a amarelo, representando a radiação solar extraterrestre, e outra sobreposta a vermelho, que retrata a radiação que efetivamente alcança a superfície terrestre.

As lacunas na área vermelha correspondem a faixas de comprimentos de onda onde a radiação é absorvida por diversas moléculas, por exemplo, na faixa de 0 a aproximadamente 250nm, a maior parte da radiação é absorvida pela molécula de O<sub>3</sub> (ozono).

A radiação incidente na superfície da Terra é bastante importante para compreender e prever o comportamento dos painéis solares (fotovoltaicos e térmicos), esta pode ser obtida através de bases de dados climáticos ou então deve ser calculada. O procedimento de cálculo descrito nos seguintes capítulos serve para de uma forma aproximada estimar a quantidade de radiação solar ao nível do mar.

## 2.2 MOVIMENTO DA TERRA EM RELAÇÃO AO SOL

O planeta Terra, à semelhança dos outros planetas do sistema solar, gira à volta do Sol numa forma elíptica, representada na figura 2.2, que significa que em certas alturas do ano encontra-se mais próxima do sol e em outras alturas mais longe, uma volta completa ao Sol demora 365 dias terrestres, o que corresponde a um ano.

A distância a que a Terra se encontra do Sol pode ser calculada, de acordo com Lorenzo (2005) por:

$$r = r_0 \left[ 1 + 0.017 \sin \left( \frac{360(d_n - 93)}{365} \right) \right] \quad (2.1)$$

Em que  $d_n$  representa o número de dias num ano, e  $r_0$  representa a distância média entre o Sol e a Terra, é aproximadamente  $1.496 \times 10^8$  km, equivalente a 1 U.A. (Unidade Astronómica) (Lorenzo, 2005).

A elipse desenhada pelo movimento da Terra aproxima-se a uma circunferência, o desvio da forma circular para uma forma elíptica é também conhecido por excentricidade e é calculada, de acordo com Lorenzo (2005) por:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360d_n}{365} \right) \quad (2.2)$$

Para além da rotação em torno do Sol, a Terra também gira em torno de si mesmo, segundo o eixo polar, este mantém um ângulo de cerca de  $23,45^\circ$  com o plano elíptico (plano sobre o qual a Terra descreve a sua órbita elíptica), uma rotação completa ocorre a cada 24 horas, que corresponde a um dia (Lorenzo, 2005).

O ângulo que o plano equatorial da Terra faz com a linha imaginária entre o centro da Terra e o centro do Sol é denominado de declinação solar,  $\delta$ , esta pode ser calculada através da seguinte fórmula (Lorenzo, 2005):

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left( \frac{360(d_n + 284)}{365} \right) \quad (2.3)$$

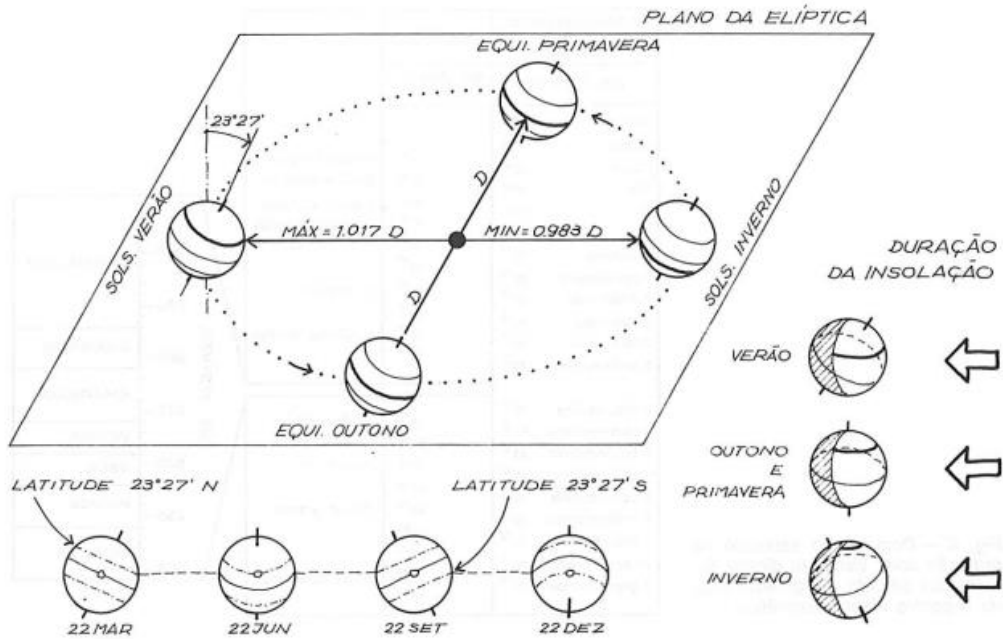


Figura 2.2-Movimento da Terra à volta do Sol (Moita, 1987)

## 2.3 PARÂMETROS IMPORTANTES PARA O CÁLCULO FOTOVOLTAICO

Existem vários parâmetros que são essenciais para calcular corretamente a quantidade de energia que irá atingir os painéis.

### 2.3.1 LATITUDE

Representa em graus, a distância de um ponto em relação á linha do equador, apresenta valores positivos para pontos a Norte da linha do equador e valores negativos para pontos a Sul da linha do equador.

### 2.3.2 ÂNGULO HORÁRIO

Representa a hora do dia, expressa em graus. Valor calculado pela seguinte fórmula (Lorenzo, 2005):

$$\omega = 15 * (TO - AO - 12) - (LL - LH) \quad (2.4)$$

Em que, TO representa a hora local expressa em horas, AO representa o número de horas que os relógios são adiantados anualmente por conveniência, LL representa a longitude local e LH representa a longitude de referência da zona horária. LL e LH são expressos em graus.

### 2.3.3 ÂNGULO ZENITAL

Representa o ângulo entre a radiação incidente num plano horizontal e a perpendicular do mesmo. Dada pela seguinte equação (Lorenzo, 2005):

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \theta + \cos \delta \cos \theta \cos \omega \quad (2.5)$$

### 2.3.4 ALTURA SOLAR

Representa o ângulo complementar ao ângulo zenital.

$$\sin \alpha_s = \cos \theta_z \quad (2.6)$$

### 2.3.5 ÂNGULO DO AZIMUTE DA SUPERFÍCIE

Representa o ângulo formado pela direção Sul e pela direção na qual o painel está orientado. Varia entre  $-180^\circ$  e  $180^\circ$ , sendo que  $-180^\circ$  corresponde a Este,  $180^\circ$  corresponde a Oeste e  $0^\circ$  corresponde a Sul.

### 2.3.6 INCLINAÇÃO DO PAINEL

Ângulo que o painel inclinado forma com o plano horizontal.

### 2.3.7 AZIMUTE SOLAR

Representa o ângulo formado pelo Sul e pela projeção no plano horizontal do raio solar.

Todos estes parâmetros estão representados na figura 2.3.

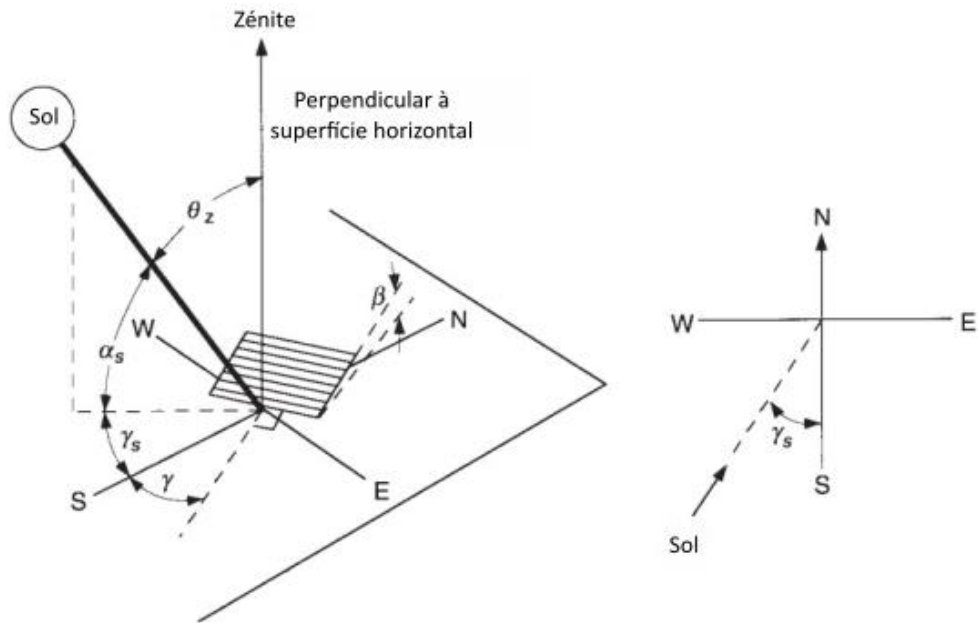


Figura 2.3-Parâmetros relativos à posição do sol (Duffie & Beckman, 2013)

O parâmetro que fica em falta calcular é o ângulo de incidência da irradiância direta,  $\theta$ . Segundo (Castro, 2018) o ângulo de incidência é calculado por:

$$\begin{aligned} \cos \theta_i = & \cos \beta (\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega) \\ & - \cos \delta \sin \omega \sin \beta \sin \gamma \\ & + \sin \beta \cos \gamma (\sin \beta \cos \varphi - \cos \delta \sin \varphi \cos \omega) \end{aligned} \quad (2.7)$$

## 2.4 IRRADIÂNCIA SOLAR

A irradiância solar trata-se da potência solar incidente por unidade de área na superfície da Terra, é representada pela letra “G” e tem unidades  $W/m^2$ .

A irradiação solar por sua vez trata-se da energia solar incidente por unidade de área na superfície da Terra, é representada por “Hi” e tem unidades  $kWh/m^2$ . [1]

A irradiância que incide na superfície da Terra pode ser de dois tipos:

-Irradiância Direta, Gb: Trata-se da irradiância que o painel recebe diretamente sem ser interceptada/reflectida por nenhum obstáculo. Representa uma grande percentagem da irradiância total incidente no painel. Calcula-se da seguinte forma:

$$G_b = G_{bh} * \cos \theta_i \quad (2.8)$$

Em que  $G_{bh}$  representa a irradiância no plano horizontal.

## 2.5 BASE DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR

Para que possamos implementar um modelo de previsão de produção fotovoltaica o primeiro passo é ter dados de irradiância e temperatura para quaisquer condições de trabalho.

O website PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) trata-se de um conjunto de ferramentas que permitem ao utilizador recolher dados de radiação solar, temperatura, previsão fotovoltaica etc., de forma completamente gratuita para qualquer ponto do planeta, sendo que dentro deste instrumento têm disponíveis várias bases de dados tais como:

PVGIS-SARAH2- Indicada para Europa, Ásia, África e América do Sul (de 2005 a 2020)

PVGIS-NSRDB- Indicada para América do Norte e América Central (de 2005 a 2015)

PVGIS-ERA5- Indicada para as restantes partes do mundo (de 2005 a 2020)

No âmbito deste estudo a base de dados adotada será a PVGIS-SARAH2, visto que é a base de dados indicada para Portugal, como se pode observar na seguinte figura 2.4:

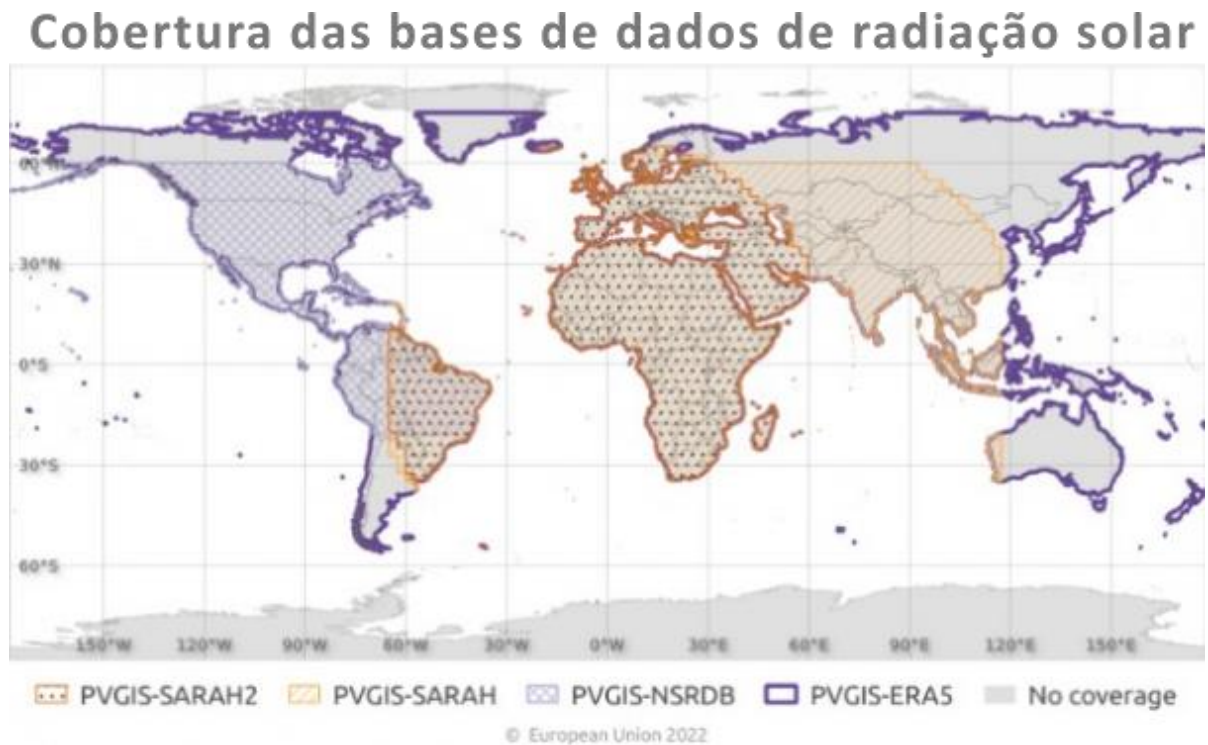


Figura 2.4 Cobertura das várias bases de dados de radiação solar (European Union, 2022)

É relevante compreender como esses dados são gerados para garantir a sua qualidade e precisão. Não há dúvida de que a melhor forma de medir a radiação solar é através da utilização de sensores de alta qualidade no solo. No entanto, para serem úteis, essas medições devem cumprir várias condições (European Commission, 2021):

- Devem ser utilizados apenas sensores de medição de alta qualidade;
- As medições devem ser realizadas pelo menos a cada hora;
- Os sensores devem ser calibrados e limpos regularmente;
- Os dados devem estar disponíveis por um longo período de tempo, preferencialmente 10 anos ou mais.

O número de medições de radiação solar no solo que cumprem todos este critério é relativamente baixo e as estações estão frequentemente espaçadas. Por estas razões, tornou-se cada vez mais comum utilizar dados de satélite para estimar a radiação solar que chega à superfície terrestre. Na maioria das vezes, estes métodos utilizam dados de satélites meteorológicos geoestacionários. As vantagens de utilizar esses dados são (European Commission, 2021):

- Os dados de radiação solar estão disponíveis em toda a área coberta pelas imagens de satélite, por exemplo, os satélites METEOSAT cobrem a África, a Europa e a maior parte da Ásia até cerca de 60°N, com uma resolução de imagem de alguns quilómetros.
- Normalmente estão disponíveis séries temporais longas, até 30 anos ou mais.

A desvantagem de utilizar dados de satélite é que a radiação solar ao nível do solo deve ser calculada utilizando vários algoritmos matemáticos bastante complicados que utilizam não só dados de satélite, mas também dados sobre vapor de água atmosférico, aerossóis (i.e., poeira e partículas) e ozono. Algumas condições podem fazer com que os cálculos percam precisão, por exemplo (European Commission, 2021):

- Neve, que pode ser confundida com nuvens;
- Tempestades de poeira, que podem ser difíceis de detetar nas imagens de satélite.

Os satélites geoestacionários também têm a limitação de não cobrirem as áreas polares. No entanto, a precisão dos dados de radiação solar baseados em satélites é geralmente muito boa. Por esta razão, a maioria dos dados de radiação solar utilizados no PVGIS é baseada nos algoritmos de satélite. As desvantagens mencionadas não são relevantes para Portugal, uma

vez que nenhuma delas se aplica ao país. Os métodos numéricos utilizados para processar os dados de satélite e transformá-los em valores de irradiância foram abordados em três artigos, são eles (European Commission, 2021):

No artigo de Mueller et al. (2009): Introduz o esquema operacional CM-SAF (Climate Monitoring Satellite Application Facility), uma instalação de aplicação de satélites para monitorização climática, para estimar a irradiância solar na superfície por satélite, utilizando uma abordagem híbrida baseada em vetores próprios e tabelas de pesquisa. Este método demonstra uma elevada precisão em comparação com as medições terrestres.

Na investigação de Mueller et al. (2012): Apresenta um novo algoritmo para a estimativa da irradiância solar na superfície em bandas espectrais, fundamentado em tabelas de pesquisa e na transmissão de nuvens derivada de satélite. A precisão deste método é validada e evidencia-se comparável às medições terrestres.

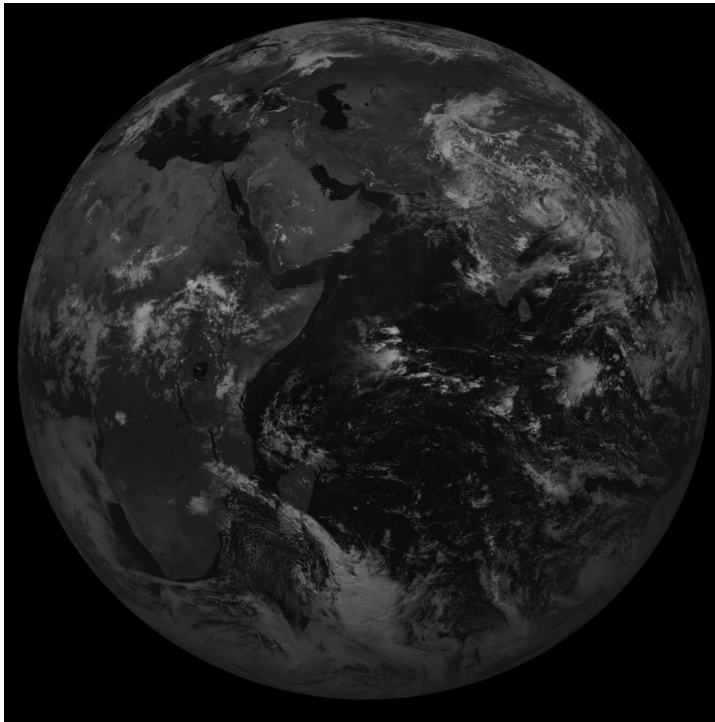
No artigo de Amillo et al. (2014): Descreve uma nova base de dados de radiação solar global e direta utilizando o satélite Meteosat, modelos e validação. O artigo detalha o processo de geração e validação destes dados, destacando a sua utilidade na monitorização climática e em sistemas de energia solar.

Em suma, os três artigos abordam o método para a estimativa da irradiância solar, com o primeiro e o segundo focados na utilização de dados de satélite para estimar com precisão a irradiância na superfície, enquanto o terceiro destaca a criação de uma base de dados global de radiação solar através do satélite Meteosat.

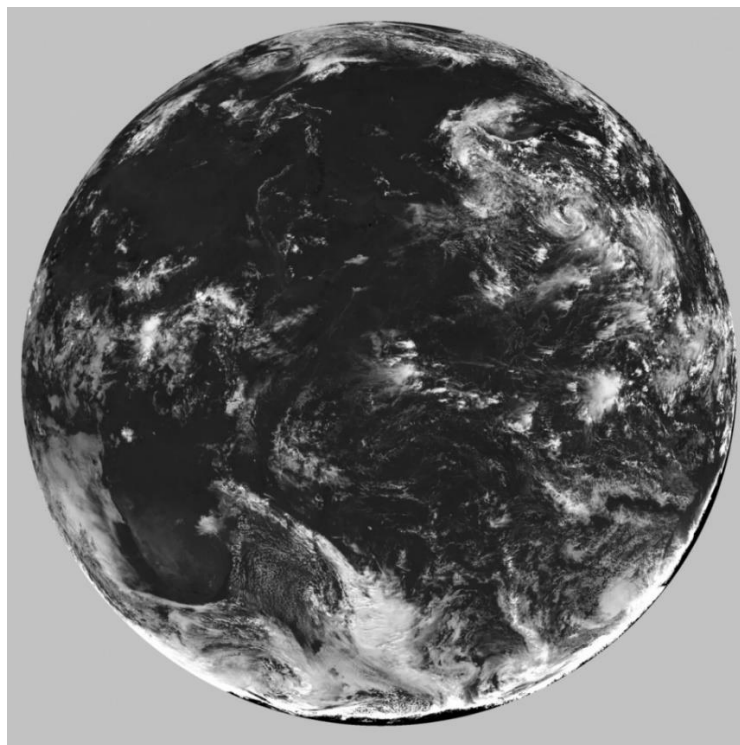
O primeiro passo no cálculo consiste na utilização de imagens de satélite para estimar a influência das nuvens na radiação solar. As nuvens tendem a refletir a luz solar incidente, fazendo com que menos radiação chegue ao solo (European Commission, 2021).

A refletividade das nuvens é calculada observando o mesmo píxel da imagem de satélite à mesma hora todos os dias durante um mês. O método assume então que o píxel mais escuro do mês corresponde a um céu limpo (i.e., sem nuvens). Para todos os outros dias, a refletividade das nuvens é calculada relativamente ao dia de céu limpo. Isto é feito para todas as horas do dia. Desta forma, é possível calcular um albedo eficaz das nuvens. A figura seguinte apresenta um exemplo da imagem de satélite original e do albedo eficaz das nuvens

calculado a partir da imagem. É de salientar a forma como as superfícies terrestres são visíveis na primeira figura, mas na segunda apenas as nuvens permanecem visíveis (European Comission, 2021).

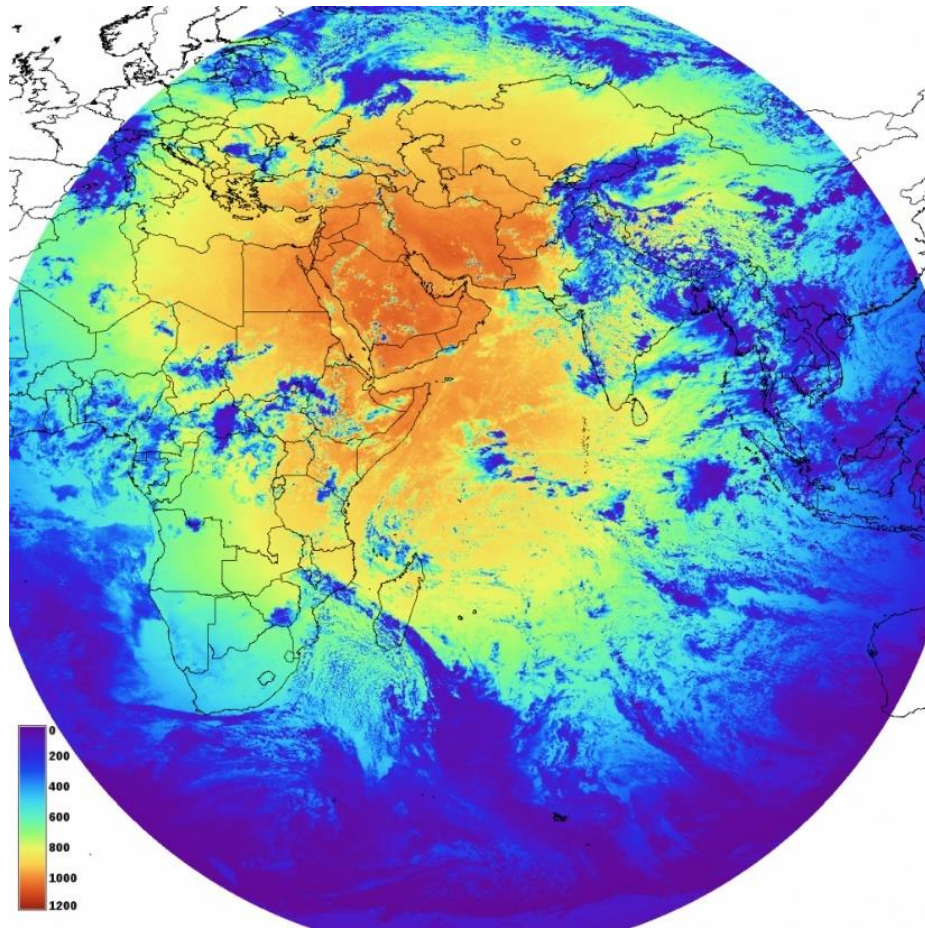


*Figura 2.5-Imagem bruta do satélite METEOSAT-7 sobre o Oceano (European Comission, 2021)*



*Figura 2.6-Albedo efetivo das nuvens calculado a partir da imagem de satélite tirada em 01-08-2015 às 09:00 UTC (European Comission, 2021)*

Na etapa seguinte, o método determina a radiação solar sob condições de céu limpo (i.e., sem nuvens), recorrendo à teoria da transferência radiativa na atmosfera, aliada a informações sobre a presença de aerossóis (e.g., poeira e partículas) na atmosfera, bem como, a concentração de vapor de água e ozono, ambos capazes de absorver radiação em comprimentos de onda específicos, como foi supracitado. A radiação total é então calculada a partir do albedo das nuvens e da irradiância do céu desobstruído. A figura seguinte ilustra a irradiância global horizontal obtida através do albedo das nuvens apresentado na figura anterior (European Commission, 2021).



*Figura 2.7-Irradiância global horizontal (W/m<sup>2</sup>) em 01-08-2015 às 09:00 calculada a partir da imagem do METEOSAT-7 (European Commission, 2021)*

Na versão atual do PVGIS, os dados de satélite utilizados para as estimativas de radiação solar são provenientes dos satélites METEOSAT, que cobrem a Europa, África e a maior parte da Ásia. Para o PVGIS, utiliza-se uma imagem por hora. A resolução das imagens de satélite varia, sendo mais alta no ponto logo abaixo do satélite (nadir) e diminui ao se afastar para a borda da imagem. No nadir, a resolução é de aproximadamente 4 km (European Commission, 2021).

Dentro da ferramenta está integrado um método, desenvolvido por (Muneer, 1990) que permite contabilizar a radiação incidente numa superfície inclinada a partir da radiação incidente numa superfície horizontal. Um estudo efetuado por Gracia Amillo e Huld (2013), no âmbito de tentar entender se o método utilizado no PVGIS deveria ser substituído por um mais preciso, no entanto, chegou à conclusão que, embora o modelo de Muneer não forneça sempre os valores mais baixos de RMSDr (Root Mean Square Deviation) ou MBDr (Mean Bias Deviation), ele está entre os melhores modelos para os diferentes conjuntos de dados e superfícies consideradas. Isso sugere que, apesar de algumas limitações, o modelo de Muneer ainda é uma opção viável e eficaz para a estimativa de irradiância global em superfícies inclinadas. Portanto, não parece haver uma necessidade imediata de substituir o modelo atualmente implementado no PVGIS.

Embora o PVGIS forneça também dados de produção fotovoltaica, optou-se apenas por recolher os dados de irradiância incidente no plano inclinado, visto que no decorrer do cálculo do modelo híbrido é necessário calcular a potência fotovoltaica para uma vasta gama de temperaturas da célula fotovoltaica, pelo que será mais vantajoso usar em sequência um modelo de cálculo do efeito fotovoltaico como o modelo de 1 díodo e 3 parâmetros, que será apresentado no seguinte capítulo.

## **2.6 ENERGIA FOTOVOLTAICA**

### **2.6.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**

As células fotovoltaicas são responsáveis por transformar a irradiância incidente no painel em energia elétrica, estas são formadas por um material semicondutor, sendo que, normalmente o que mais se utiliza é o silício. O átomo do silício é formado por catorze prótons e catorze eletrões, sendo que tem 4 eletrões valência.

Na formação dos cristais de silício, as ligações covalentes (i.e., ligação em que cada átomo cede um eletrão e os partilham de modo que ambos tenham 2 eletrões) entre os vários átomos,

são feitas de forma que não sobrem elétrons de valência e todos os átomos fiquem com a camada de valência completa, como podemos observar na figura seguinte:

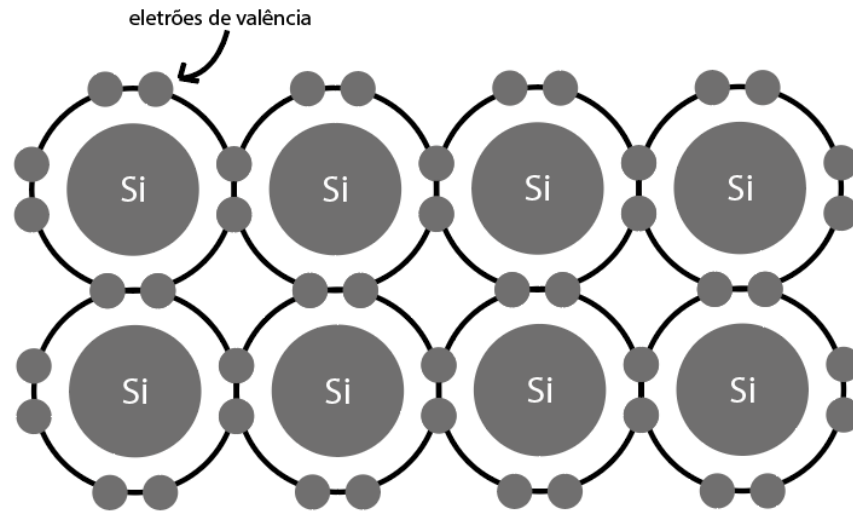


Figura 2.8-Ligações entre átomos de silício

Desta forma os átomos presentes neste cristal encontram-se estáveis, sendo que para romper com estas ligações é necessário que seja fornecida energia suficiente para que os elétrons se “soltem” destas ligações, a quantidade de energia necessária para que tal aconteça denomina-se de hiato ou *band gap energy* e no caso do cristal de silício toma o valor de cerca de 1,12 eV (Castro, 2018). Para superar o valor do hiato deve ser fornecida uma energia externa, na situação em questão, será a energia solar. Quando um fóton atinge esta camada de silício com energia suficiente, fará com que se quebre uma ligação e fique um átomo com a camada de valência incompleta, deixando assim um elétron livre e um buraco aberto, a este conjunto costuma-se denominar um par elétron-buraco (Castro, 2018).

Se a célula fotovoltaica for constituída apenas por esta camada simples de Silício, o elétron livre iria preencher outro buraco e o buraco deixado iria ser preenchido por outro elétron livre, desta forma não iria ser gerada nenhuma corrente. Por essa razão a placa de silício necessita de ser quimicamente alterada para que os elétrons livres possam fluir para uma outra zona da célula de forma a gerar uma corrente elétrica.

São definidas duas zonas da célula de silício, zona n e zona p, respectivamente uma zona com carga negativa e uma zona com carga positiva. A zona n corresponderá à parte da célula

que é excitada pela radiação e estará carregada de elétrons livres, daí a carga negativa. A zona p na célula será a parte que será quimicamente alterada geralmente com átomos de Boro, este elemento químico, com 13 prótons e 13 elétrons, tem uma camada de valência constituída por apenas 3 elétrons de valência. Os átomos de Boro são, num processo chamado dopagem, bombardeados no cristal de silício de modo a romper as ligações existentes e criar, como se pode verificar na figura 2.9:

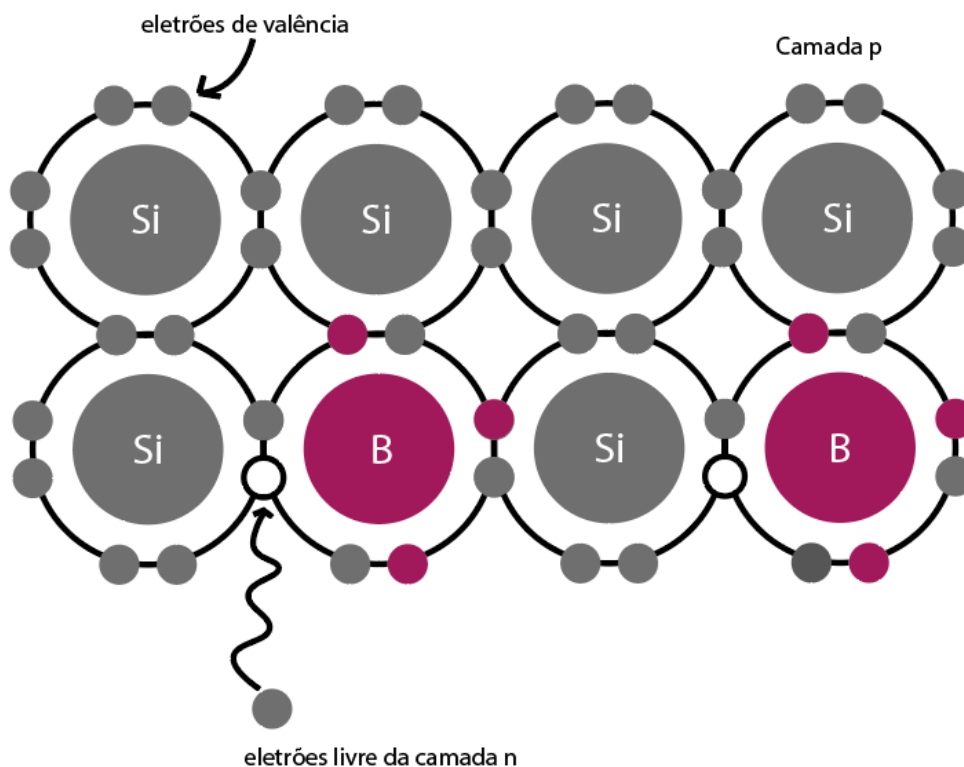


Figura 2.9-Representação da camada p

Para dopar ainda mais a camada n de carga negativa, costuma-se realizar o mesmo processo da camada p, mas com o átomo de Fósforo, P, que tem 15 elétrons e 15 prótons, com 5 elétrons na camada de valência, este irá completar as quatro ligações covalentes com os átomos de silício e sobrar um elétron livre que se juntará ao mar de elétrons da camada n.

Na junção destas duas zonas, p e n, chamada de junção p-n, forma-se um campo elétrico, que separa uma camada com grande carga negativa de uma camada com grande carga positiva. Esta diferença de cargas irá fazer com que se gere um movimento de elétrons entre os dois terminais da célula, “*back contact*” e “*front contact*”, como podemos observar na seguinte figura 2.10.

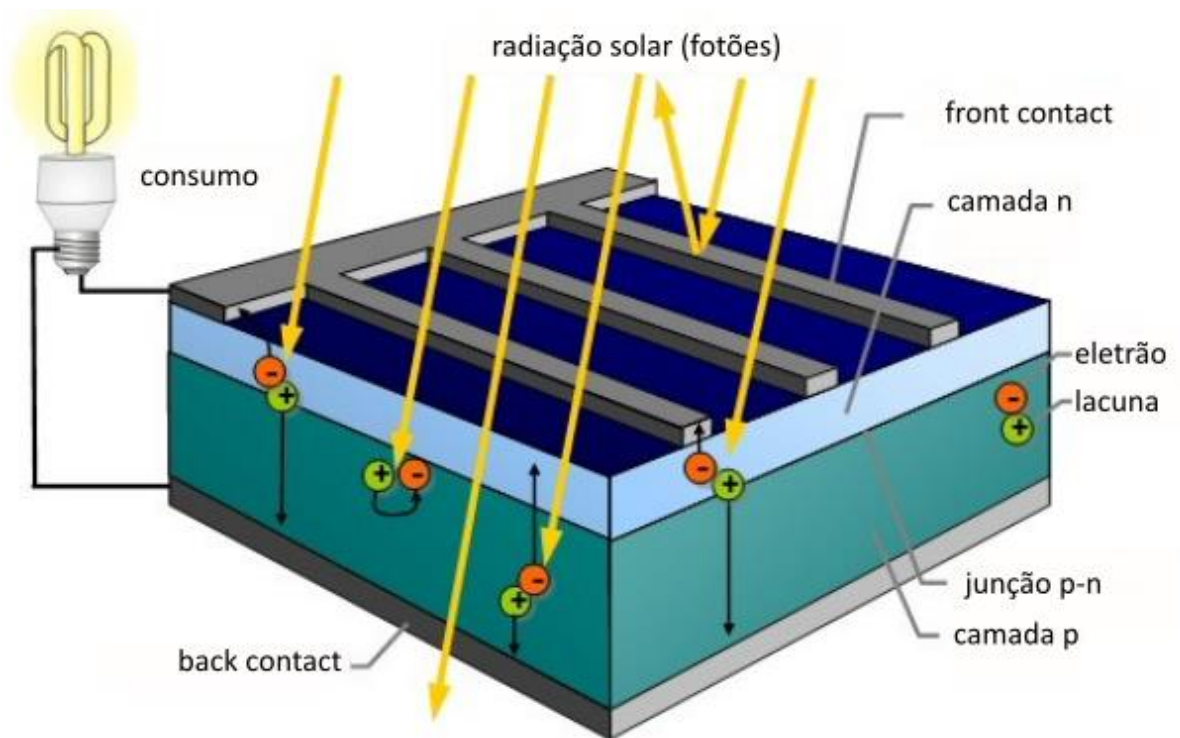


Figura 2.10-Estrutura de célula fotovoltaica e efeito fotovoltaico (Quaschnig, 2019)

Este método de produção de energia denomina-se de efeito fotovoltaico e foi descoberto por Alexandre Edmond Becquerel em 1839.

Nos anos 50 realizou-se a primeira conversão da luz solar em energia elétrica com sucesso, no entanto com uma eficiência de 6% (Mojiri et al., 2013), com o desenvolver dos materiais utilizados nas células e com o trabalho de pesquisa de novas tecnologias já foi possível obter uma eficiência de 42,3% em laboratório (Green et al., 2011), o nome desta tecnologia é células de tripla-junção de InGaP/GaAs/InGaAs e por se tratar de uma célula com construção mais complexa, como podemos ver na figura 2.11 acaba por ter um custo de fabricação muito elevado.

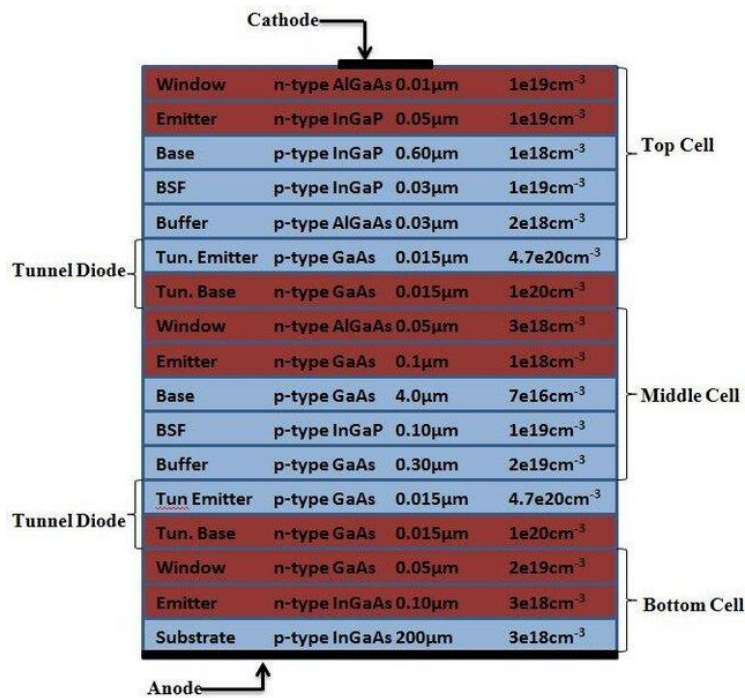
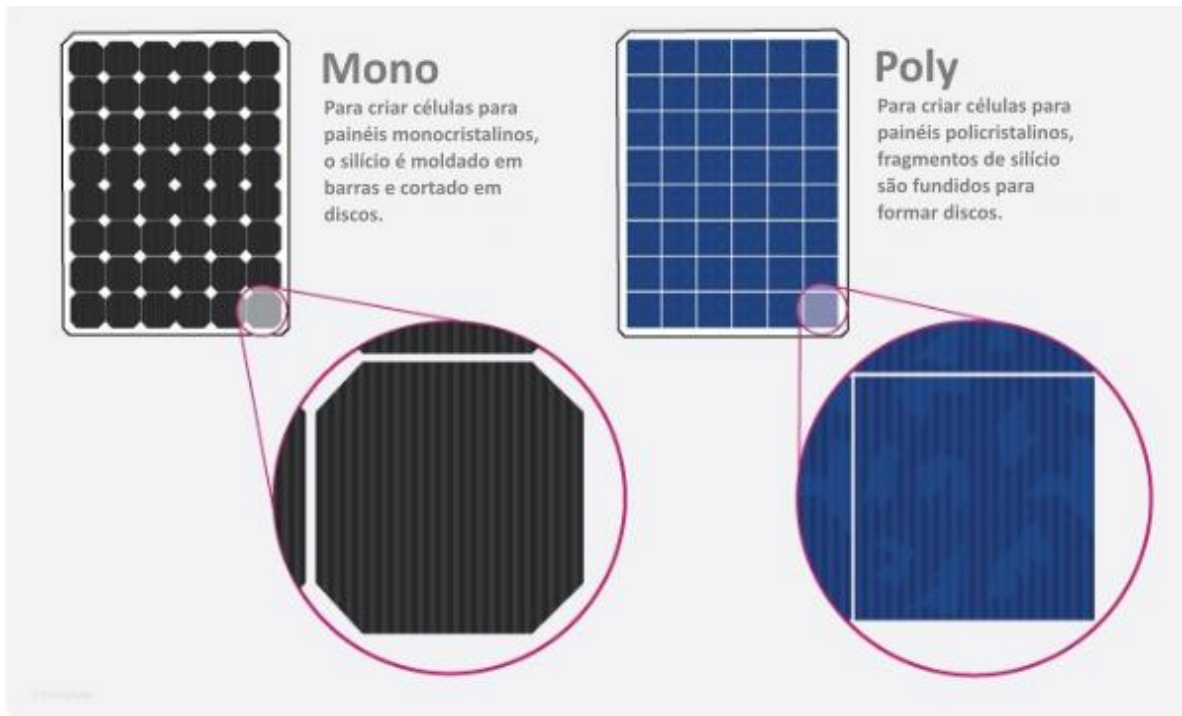


Figura 2.11-Estrutura otimizada da célula solar InGaP/GaAs/InGaAs (Saif et al., 2018)

As células mais comercializadas são, como já mencionado anteriormente, feitas em silício, sendo que existem dois tipos de células de silício que são mais utilizadas no mercado atual. São elas, células monocristalinas, policristalinas, que representam respectivamente 35% e 49% do mercado fotovoltaico. Na figura seguinte podemos ver uma representação do aspecto de cada tipo de células. As células monocristalinas apresentam uma cor negra por serem obtidas através do corte de um lingote de silício puro. As células policristalinas acabam por ter uma cor mais azulada por serem fruto da junção de vários fragmentos de silício. As eficiências das células monocristalinas obtêm melhores valores devido ao facto da estrutura molecular de um cristal puro promover o efeito fotovoltaico, no entanto estas são cerca de 20% mais caras do que as policristalinas (Castro, 2018).



*Figura 2.12-Células Monocristalinas e Policristalinas (American Solar Energy Society, 2021)*

De modo a estudar o comportamento da célula fotovoltaica, deve-se idealizar um modelo de forma a simplificar a mesma, para que consigamos com alguma exatidão prever a produção fotovoltaica.

Existem dois modelos que são bastante utilizados de acordo com Castro (2018) um mais simples, que apresento no seguinte subcapítulo 2.6.4 e um mais detalhado apresentado no subcapítulo 2.6.5.

## 2.6.2 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

As células fotovoltaicas devem ser combinadas para conseguir gerar maiores potências apenas com um equipamento, devem ser ligadas em série para gerar maiores valores de tensão e em paralelo para gerar maiores valores de corrente elétrica.

Os painéis ou módulos fotovoltaicos costumam apresentar uma constituição conforme a seguinte figura 2.13:

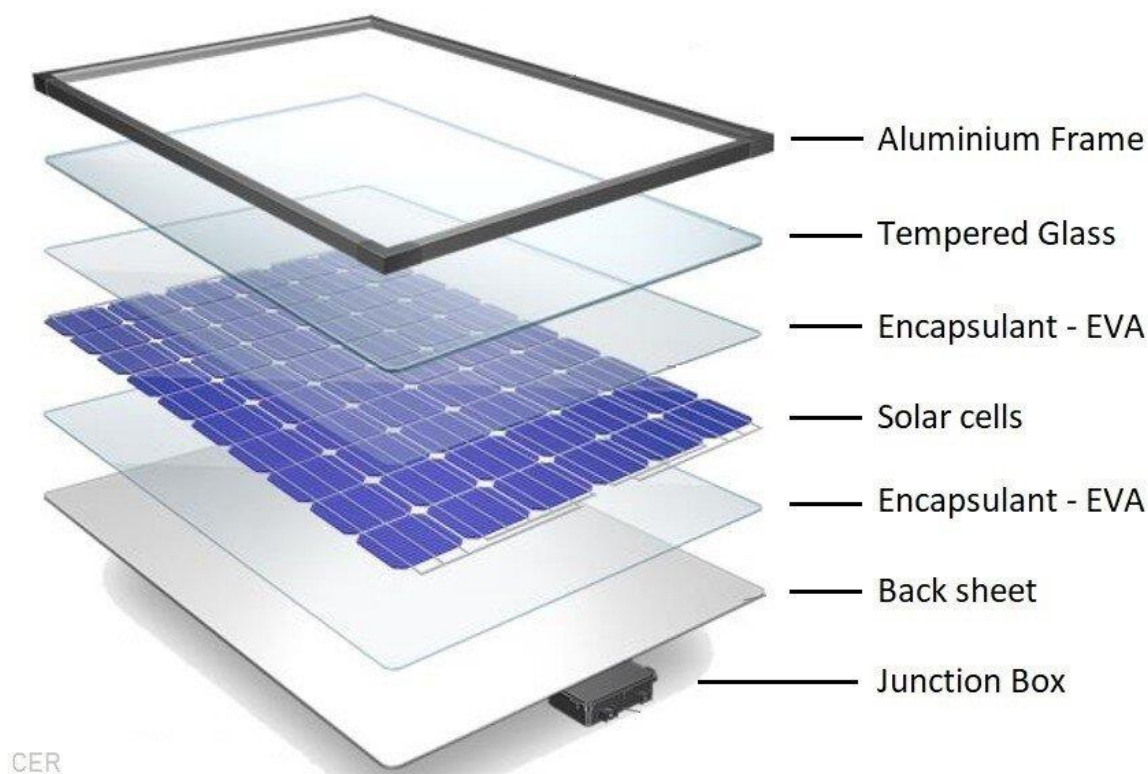


Figura 2.13-Composição de um painel fotovoltaico (Svarc, 2020)

É protegido por uma estrutura de alumínio que impede que sofra danos nas extremidades do painel, tem a vantagem de conferir robustez ao painel sem aumentar muito o peso do mesmo. O vidro do painel é temperado, o que ajuda a que num caso de quebra, que não se parta em fragmentos grandes e afiados que possam ferir alguém, mas sim em pequenos fragmentos, o vidro é também desenhado para resistir a altas e baixas temperaturas, de modo que o painel possa ser instalado na maioria das condições climáticas existentes no nosso planeta. As células são encapsuladas numa espécie de plástico protetor EVA (*Ethylene vinyl acetate*), que serve para proteger e também fixar as células no sítio. A “*backsheet*” atua como uma última camada protetora, que impermeabiliza o painel e prolonga a vida útil do painel. Finalmente, nas costas do painel localiza-se um pequeno dispositivo “*Junction Box*” ou caixa de junção que reúne em dois terminais, positivo e negativo, a ligação de todas as células do painel. A corrente nos terminais desta caixa é CC, corrente contínua, sendo que para aplicações em sistemas isolados (*off-grid*) é útil, visto que toda a instalação funciona em CC, no entanto para a maior parte das aplicações domésticas, os equipamentos da habitação funcionam em CA, corrente alternada, sendo que alguns painéis são fornecidos com um micro-inversor nas

costas do painel, que transforma a corrente CC em CA, esta solução permite ao instalador ou cliente uma solução PnP (*Plug&Play*), ou seja basta ligar a uma tomada e está a produzir sem que seja necessário manusear ligações elétricas nem configurações de equipamentos. O capítulo 2.6.6 entra em detalhe sobre os inversores de corrente CC/AC.

### 2.6.3 CONDIÇÕES DE REFERÊNCIA

As condições de funcionamento dos painéis fotovoltaicos dependem muito das condições climáticas, pelo que, quando analisamos painéis diferentes, se as condições nos dois locais forem diferentes, é difícil encontrar um ponto de comparação justo.

Por esta razão foram criadas as condições STC (*Standard Test Conditions*), que são condições de referência para análise e comparação de painéis fotovoltaicos. São elas:

- Temperatura da célula =25 °C
- Irradiância incidente na célula =1000W/m<sup>2</sup>
- Distribuição espectral da radiação solar AM 1,5 (AM representa Massa de ar)

Tabela 2.1-Excerto de ficha técnica painel híbrido Dualsun 425 (DUALSUN, 2022)

Características fotovoltaicas		
1	Poder nominal	425 W
2	Garantia de potência linear de 25 anos	84,8%
3	Tolerância de potência de saída	0/+3%
4	Rendimento Mínimo Garantido do Módulo	20,4 %
5	Tensão na potência nominal ( $V_{mpp}$ )	36,0 V
6	Corrente na potência nominal ( $I_{mpp}$ )	11,81 A
7	Tensão de circuito aberto ( $V_{co}$ )	43,4 V
8	Intensidade de curto-circuito ( $I_{CC}$ )	12,56 A
9	Tensão de Coeficiente de Temperatura ( $\mu V_{co}$ )	-0,27 %/K
10	Coeficiente de temperatura atual ( $\mu I_{CC}$ )	0,04 %/K
11	Potência do coeficiente de temperatura ( $\mu P_{mpp}$ )	-0,34 %/K
12	Tensão máxima do sistema	1500 VDC
13	Corrente reversa máxima	25A
14	NMOT	45 +/- 2°C
15	classe de aplicativo	II

\* Condições STC (AM 1,5 - 1000 W/m<sup>2</sup> - 25°C)  
Tolerância de medição: +/- 3%

No canto inferior direito da tabela 2.1 conseguimos perceber que os valores apresentados foram calculados segundo as condições STC.

Quando as condições de operação dos painéis diferem das condições STC, é necessário recalculá-los os valores de tensão, corrente e potência do painel. Para esse efeito na ficha técnica, nas linhas 9 a 11 da tabela estão presentes coeficientes para corrigir os valores em função da variação de temperatura.

Na linha 14 da tabela encontra-se um parâmetro “NMOT” (Nominal Module Operating Temperature), por vezes também referido como “NOCT” (Nominal Operating Cell Temperature), que representa a temperatura que a célula atinge quando exposta a um conjunto de condições que se aproximam mais da realidade, são elas:

- Temperatura do ar =20 °C
- Irradiância incidente na célula =800W/m<sup>2</sup>
- Distribuição espectral da radiação solar AM 1,5 (AM representa Massa de ar)
- Velocidade do vento =1m/s

No seguinte capítulo vai ser apresentado um modelo que permite, utilizando os valores das linhas 5 a 8 (características inerentes ao módulo), calcular qual a energia produzida por um módulo sob quaisquer condições de irradiância e temperatura.

#### 2.6.4 MODELO DE 1 DÍODO E TRÊS PARÂMETROS

A célula fotovoltaica pode ser simplificada seguindo um modelo composto por 1 diodo e 3 parâmetros, representado na figura 2.13.

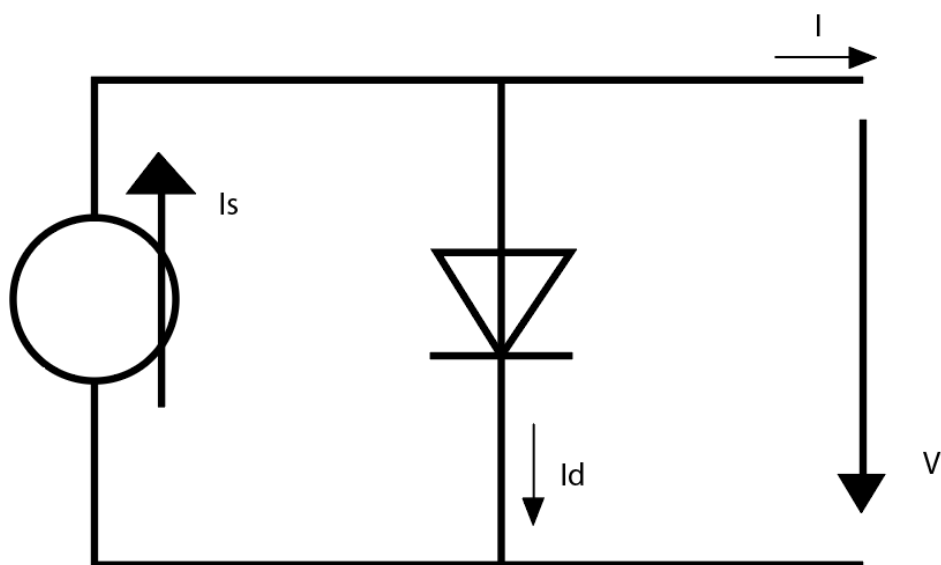


Figura 2.13-Modelo célula 1 diodo e 3 parâmetros (Castro, 2018)

Onde:

$I_s$  - Fonte de corrente (gerada pela incidência de fótons na célula)

$V$  - Tensão aos terminais da célula

$I_D$  - Corrente Interna Unidirecional

$I$  - Corrente Elétrica

A junção p-n é representada pelo díodo, que é atravessado pela corrente  $I_D$ , que irá depender da tensão  $V$  que se mede nos terminais da célula.

A corrente  $I_D$  que atravessa o díodo pode ser calculada por:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (2.9)$$

Em que,  $m$  é o fator de idealidade do díodo, para díodos ideais toma o valor de 1, para díodos reais toma valores superiores a 1,  $I_0$  representa a corrente inversa de saturação do díodo e por sua vez,  $V_T$  representa o potencial térmico e é calculado por:

$$V_T = \frac{K * T}{q} \quad (2.10)$$

Este potencial térmico depende, tal como indica o nome, da temperatura da célula (em Kelvin), dada por  $T$ . A letra “ $K$ ” representa a constante de Boltzmann e toma o valor de  $1,38 \times 10^{-23}$  J/K. A letra “ $q$ ” representa também uma constante, a carga elétrica de um electrão e toma o valor de  $1,6 \times 10^{-18}$  C.

A corrente elétrica gerada,  $I$ , é desta forma calculada por:

$$I = I_S - I_D = I_S - I_0 \left( e^{\frac{V}{m \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (2.11)$$

Existem dois pontos de estudo que têm particular interesse no desenvolvimento do modelo, um deles é o de curto-circuito. Se a célula estiver em curto-circuito, a tensão entre os seus terminais será nula. Desta forma, a corrente que passa pelo díodo vai também ser nula.

Sendo assim, de acordo com a equação 2.11, a corrente elétrica medida nos terminais da célula será:

$$I = I_S = I_{CC} \quad (2.12)$$

Este valor de corrente em curto-circuito,  $I_{CC}$ , será o máximo valor que a corrente gerada poderá tomar, este valor normalmente consta nas fichas técnicas dos módulos.

O outro ponto de interesse é o de circuito aberto, neste caso existirá tensão, mas não existirá uma corrente gerada entre os terminais da célula, tendo em conta novamente a equação 2.11, o valor de tensão em circuito aberto pode ser dado por:

$$V_{ca} = m * V_T * \ln \left( 1 + \frac{I_S}{I_0} \right) \quad (2.13)$$

Em conformidade com a corrente em curto-circuito, a tensão em circuito aberto também é o valor máximo que neste caso a tensão pode tomar, e este valor também costuma ser fornecido na ficha técnica do produto.

A partir destes dois valores já é possível calcular a corrente inversa de saturação do díodo, dada por:

$$I_0 = \frac{I_{CC}}{e^{\frac{V_{ca}}{m * V_T}} - 1} \quad (2.14)$$

Ao substituir a equação 2.14 na equação 2.11, temos que:

$$I = I_{CC} * \left( 1 - \frac{e^{\frac{V}{m * V_T}} - 1}{e^{\frac{V_{ca}}{m * V_T}} - 1} \right) \quad (2.15)$$

E considerando que:

$$e^{\frac{V}{m * V_T}} \gg 1 \quad (2.16)$$

$$e^{\frac{V_{ca}}{m * V_T}} \gg 1 \quad (2.17)$$

Podemos simplificar a equação 2.15 para:

$$I = I_{CC} * \left( 1 - e^{\frac{V - V_{ca}}{m * V_T}} \right) \quad (2.18)$$

Desta forma obtém-se uma equação que permite relacionar a corrente do módulo com a sua tensão. Uma forma de representar o desempenho de um módulo fotovoltaico é através de um gráfico que plota a relação entre a tensão e a corrente, os valores de corrente podem ser calculados com recurso á equação 2.18, variando a tensão  $V$  entre  $V_{ca}$  e 0.

Normalmente, o gráfico resultante tem sempre o aspeto do gráfico seguinte :

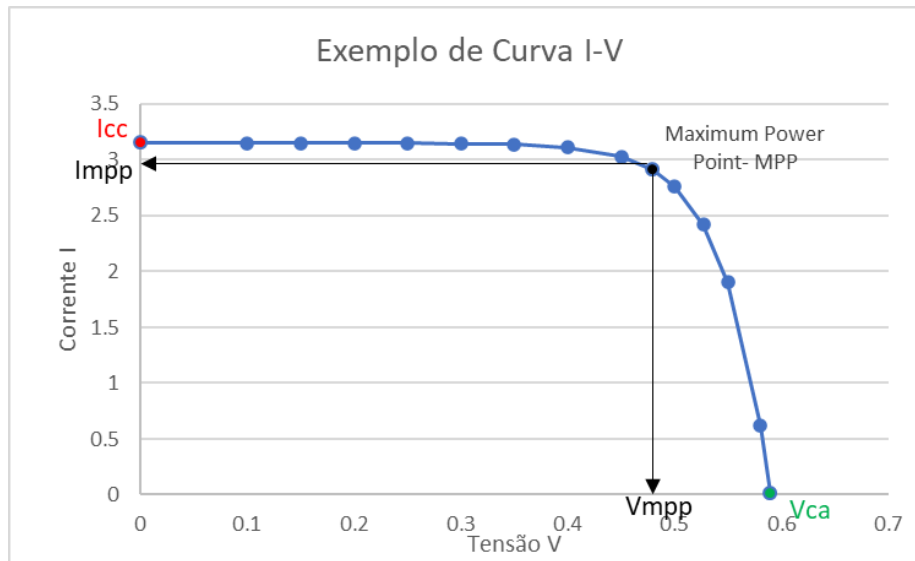


Figura 2.14-Exemplo de Curva I-V de uma célula fotovoltaica

Neste gráfico é representada a curva que espelha o desempenho que o módulo apresenta mas também 4 das características mais importantes de um módulo (Impp, Icc, Vmpp, Vca).

Para dar continuidade ao cálculo, deve ser calculada a potência elétrica gerada, que consiste no produto da corrente com a tensão e pode ser dada por:

$$P = V * I = V * \left\{ I_{cc} - I_0 * \left( e^{\frac{V}{m * V_T}} - 1 \right) \right\} \quad (2.19)$$

Como se verificou na figura 2.14, a curva da potência atinge o seu máximo no ponto [V<sub>Mp</sub>, I<sub>Mp</sub>], neste ponto a derivada da potência em função da Tensão é 0, deste modo, derivando a equação anterior obtemos:

$$\frac{dP}{dV} = I_{cc} + I_0 \left( 1 - e^{\frac{V}{m * V_T}} - \frac{V}{m * V_T} * e^{\frac{V}{m * V_T}} \right) = 0 \quad (2.20)$$

Resolvendo em ordem a  $e^{\frac{V}{m * V_T}}$ :

$$e^{\frac{V}{m * V_T}} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{V}{m * V_T} + 1} \quad (2.21)$$

Finalmente resolvendo em ordem a V e assumindo que  $V=V_{Mp}$ , temos:

$$V_{Mp} = m * V_T * \ln \left( \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{\frac{V_{Mp}}{m * V_T} + 1} \right) \quad (2.22)$$

A expressão para calcular a corrente correspondente á potência máxima,  $I_{Mp}$  pode ser igualmente retirada da equação tal, assumindo que  $I=I_{Mp}$ :

$$I_{Mp} = I_{cc} - I_0 * \left( e^{\frac{V}{m * V_T}} - 1 \right) \quad (2.23)$$

Combinando as duas últimas equações temos a fórmula para calcular a potência máxima de uma célula:

$$P_{Mp} = V_{Mp} * I_{Mp} \quad (2.24)$$

Como foi explicado no ponto 2.6.3, na ficha técnica de um módulo fotovoltaico são fornecidos dados técnicos do painel, calculados em condições standard, nomeadamente:

$V_{Mp}^{stc}$  -Tensão no ponto de máxima potência nas condições standard

$I_{Mp}^{stc}$  -Corrente no ponto de máxima potência nas condições standard

$V_{ca}^{stc}$  -Tensão de circuito aberto nas condições standard

$I_{cc}^{stc}$  -Corrente de curto-circuito nas condições standard

Substituindo estas variáveis nas equações 2.11, 2.12 e 2.13 temos respetivamente:

$$I_{Mp}^{stc} = I_s^{stc} - I_0^{stc} * \left( e^{\frac{V_{Mp}^{stc}}{m * V_T^{stc}}} - 1 \right) \quad (2.25)$$

$$I_s^{stc} = I_{cc}^{stc} \quad (2.26)$$

$$I_0^{stc} = \frac{I_{cc}^{stc}}{e^{\frac{V_{ca}^{stc}}{m * V_T^{stc}}} - 1} \quad (2.27)$$

Em que  $V_T^{stc}$  é uma constante calculada a partir da equação 2.10, para  $T=298K$ .

Finalmente, ao substituir a equação 2.27 na equação 2.25, ter em consideração as simplificações tomadas em 2.16 e 2.17, resolvendo em ordem a  $m$  temos que:

$$m = \frac{V_{Mp}^{stc} - V_{ca}^{stc}}{V_T^{stc} * \ln \left( 1 - \frac{I_{Mp}^{stc}}{I_{cc}^{stc}} \right)} \quad (2.28)$$

Desta forma, temos três equações (2.26, 2.27 e 2.28) em função apenas de dados fornecidos pelo fabricante, para calcular os três parâmetros deste modelo,  $I_0$ ,  $I_s$ , e  $m$ .

O procedimento de cálculo até agora descrito considera as condições de referência como sendo as condições em que o painel opera, porém, a irradiância e temperatura a que o painel está realmente exposto costumam diferir dessas condições.

No seguinte gráfico está espelhado o efeito que a temperatura da célula tem no comportamento da mesma :

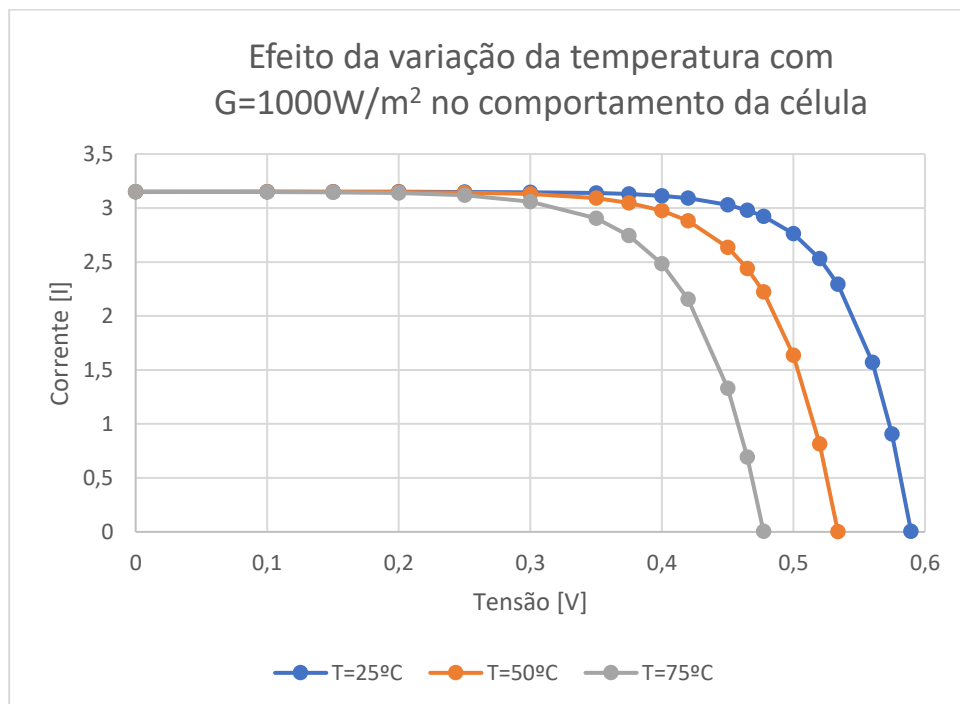


Figura 2.15-Efeito da variação da temperatura com irradiância constante no desempenho de uma célula fotovoltaica

Como se pode observar, tendo em conta o mesmo nível de irradiância para as 3 situações, e apenas variando a temperatura da célula entre 25, 50 e 75 graus Celsius, temos que a tensão do módulo tende a diminuir com o aumento da temperatura da célula. Segundo Gasparin (2009) “A tensão de circuito aberto irá sofrer uma redução com o aumento da temperatura da célula devido ao aumento da corrente de saturação. A corrente de saturação é uma corrente de portadores de carga minoritários criada por excitação térmica” (Gasparin, 2009, pág 12).

Por outro lado, a quantidade de irradiância também afeta o comportamento da célula, como podemos observar na figura 2.16:

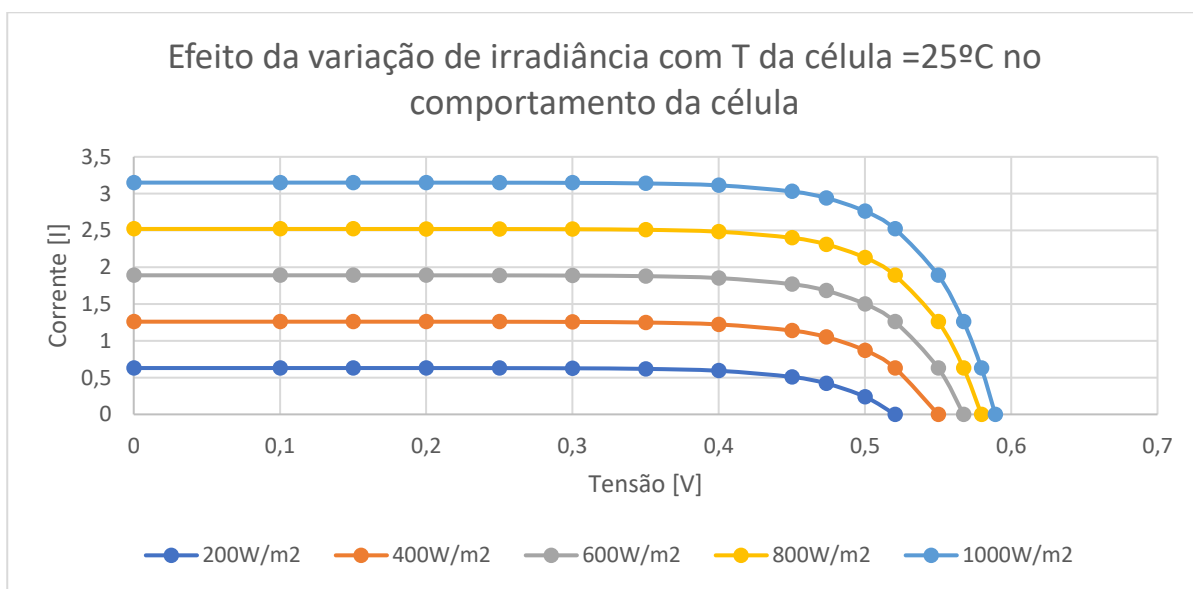


Figura 2.16- Efeito da variação da irradiância com temperatura constante no desempenho de uma célula fotovoltaica

Como se pode observar, com a célula a uma temperatura constante = 25°C, e apenas variando o nível de irradiância entre 200W/m² e 1000W/ m², temos que a corrente do módulo é diretamente proporcional à irradiância, ou seja quanto maior o nível de irradiância mais elevada é a corrente gerada pelo módulo e vice-versa.

A influência que a variação da irradiância tem no cálculo fotovoltaico, é contabilizada na seguinte equação:

$$I_{cc} = I_{cc}^{stc} * \frac{G}{G^{stc}} \tag{2.29}$$

Em que a irradiância incidente é representada pela letra “G”.

Por sua vez a influência que a variação da temperatura da célula tem no cálculo fotovoltaica, é contabilizada na seguinte equação:

$$I_0 = I_0^{stc} * \left(\frac{T}{T^{stc}}\right)^3 * e^{\frac{N_s * \epsilon}{m} * \left(\frac{1}{V_T^{stc}} - \frac{1}{V_T}\right)} \quad (2.30)$$

Em que  $N_s$  representa o número de células ligas em série/linha, a letra “ $\epsilon$ ” representa o hiato do semiconductor que, no caso do silício é aproximadamente 1,12 eV, como já tinha sido referido anteriormente.

A ordem de cálculo a seguir, para o modelo de 1 díodo e 3 parâmetros, para umas dadas condições de T e G, e para um módulo fotovoltaico com as características  $V_{Mp}^{stc}$ ,  $I_{Mp}^{stc}$ ,  $V_{ca}^{stc}$ ,  $I_{cc}^{stc}$ , fornecidas pelo fabricante é:

- 1- Cálculo do potencial térmico nas condições de referência -equação 2.10
- 2- Cálculo do fator de idealidade do díodo - equação 2.28
- 3- Cálculo da corrente de saturação do díodo para condições de referência - equação 2.27
- 4- Cálculo do potencial térmico para as condições reais - equação 2.10
- 5- Cálculo da corrente de saturação do díodo para condições de referência - equação 2.30
- 6- Cálculo da corrente de curto-circuito para condições reais - equação 2.29
- 7- Cálculo da tensão no ponto de potência máxima - equação 2.22
- 8- Cálculo da corrente no ponto de potência máxima - equação 2.23
- 9- Cálculo da potência máxima - equação 2.24

Existe um pequeno pormenor no que toca ao passo nº7. A equação 2.22 não é linear, visto que há uma variável repetida nos dois membros da equação. Deve ser utilizado um método iterativo para resolver a mesma.

$$V_{Mp}(k+1) = m * V_T * \ln\left(\frac{\frac{I_{cc} + 1}{I_0}}{\frac{V_{Mp}(k)}{m * V_T} + 1}\right) \quad (2.31)$$

Em que numa primeira iteração, utilizamos o valor  $V_{Mp}$  que vem fornecido na ficha técnica como  $V_{Mp}(k)$ , para calcular o valor de  $V_{Mp}(k+1)$ . Numa segunda iteração, o valor obtido

deve ser colocado em  $V_{Mp}(k)$  para gerar novo valor de  $V_{Mp}(k + 1)$ . Deve ser recalculado o valor até que a diferença entre iterações seja mínima.

Em suma, este modelo, embora tenha a necessidade de se utilizar um método iterativo para resolver a equação não-linear, revela-se como um modelo de simples execução e que tem em consideração vários aspectos que influenciam a produção fotovoltaica.

No seguinte subcapítulo vai ser abordado um modelo um pouco mais complexo do que o modelo anteriormente descrito.

### 2.6.5 MODELO DE 1 DÍODO E CINCO PARÂMETROS

O presente modelo tem em consideração aspectos reais do funcionamento da célula fotovoltaica, que no primeiro modelo são desconsiderados. Nomeadamente a queda de tensão que se verifica nos circuitos, representada por  $R_s$ , e a existência de correntes de fuga, representada por  $R_{sh}$ . Desta forma, a célula fotovoltaica é simplificada, no entanto de uma forma mais detalhada, seguindo um modelo composto por 1 diodo e 5 parâmetros, representado na figura 2.17.

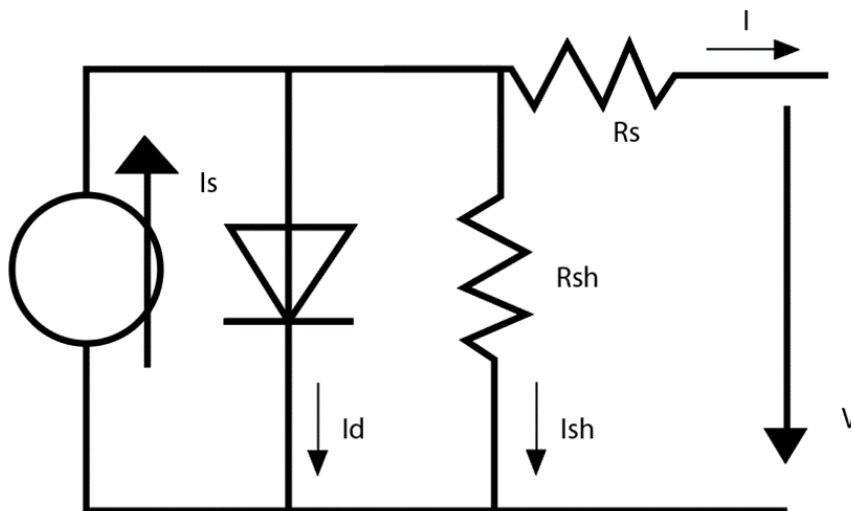


Figura 2.17-Modelo célula 1 diodo e 5 parâmetros

Onde:

$R_{sh}$  – Existência de correntes de fuga

$R_s$  – Queda de tensão no circuito

Ish – Corrente de fuga

Os 5 parâmetros do modelo são:  $I_s^{stc}$ ,  $I_0^{stc}$ ,  $m$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ .

Seguindo o mesmo raciocínio do modelo anterior, a corrente gerada entre os terminais da célula  $I$  é dada por:

$$I = I_s - I_D - I_{sh} \quad (2.32)$$

Tendo em conta as duas seguintes equações:

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V+R_s*I}{m*V_T}} \right) \quad (2.33)$$

$$V = I_{sh} * R_{sh} - R_s * I \Leftrightarrow I_{sh} = \frac{V + R_s * I}{R_{sh}} \quad (2.34)$$

Podemos escrever a equação 2.32 da seguinte forma:

$$I = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V+R_s*I}{m*V_T}} \right) - \frac{V + R_s * I}{R_{sh}} \quad (2.35)$$

Nas condições STC será:

$$I = I_s^{stc} - I_0^{stc} \left( e^{\frac{V+R_s*I}{m*V_T}} \right) - \frac{V + R_s * I}{R_{sh}} \quad (2.36)$$

Desta forma temos uma equação que relaciona os 5 parâmetros.

À semelhança do modelo de 1 diodo e 3 parâmetros, neste modelo também será escrita a equação 2.36 em três pontos de interesse:

Curto-circuito:

$$I_{cc} = I_s^{stc} - I_0^{stc} e^{\frac{R_s*I_{cc}^{stc}}{m*V_T^{stc}}} - \frac{R_s * I_{cc}^{stc}}{R_{sh}} \quad (2.37)$$

Circuito aberto:

$$0 = I_s^{stc} - I_0^{stc} e^{\frac{V_{ca}^{stc}}{m*V_T^{stc}}} - \frac{V_{ca}^{stc}}{R_{sh}} \quad (2.38)$$

Ponto de potência máxima:

$$I_{MP}^{stc} = I_s^{stc} - I_0^{stc} \left( e^{\frac{V_{MP}^{stc} + R_s * I_{MP}^{stc}}{m*V_T^{stc}}} \right) - \frac{V_{MP}^{stc} + R_s * I_{MP}^{stc}}{R_{sh}} \quad (2.39)$$

A equação 2.38 pode ser escrita em ordem a  $I_s^{stc}$ :

$$I_s^{stc} = I_0^{stc} e^{\frac{V_{ca}^{stc}}{m \cdot V_T^{stc}}} + \frac{V_{ca}^{stc}}{R_{sh}} \quad (2.40)$$

Se substituirmos a equação 2.38 na 2.35 ficamos com:

$$I_{cc} = I_0^{stc} e^{\frac{V_{ca}^{stc}}{m \cdot V_T^{stc}}} + \frac{V_{ca}^{stc}}{R_{sh}} - I_0^{stc} e^{\frac{R_s \cdot I_{cc}^{stc}}{m \cdot V_T^{stc}}} - \frac{R_s \cdot I_{cc}^{stc}}{R_{sh}} \quad (2.41)$$

Simplificando:

$$I_{cc} = I_0^{stc} \left( e^{\frac{V_{ca}^{stc}}{m \cdot V_T^{stc}}} - e^{\frac{R_s \cdot I_{cc}^{stc}}{m \cdot V_T^{stc}}} \right) + \frac{V_{ca}^{stc} - R_s \cdot I_{cc}^{stc}}{R_{sh}} \quad (2.42)$$

À semelhança do modelo anterior, podemos efetuar simplificações como:

$$\frac{R_s \cdot I_{cc}^{stc}}{e^{m \cdot V_T^{stc}}} \ll \frac{V_{ca}^{stc}}{e^{m \cdot V_T^{stc}}} \quad (2.43)$$

$$\frac{V + R_s \cdot I}{e^{m \cdot V_T}} - 1 \sim e^{\frac{V + R_s \cdot I}{m \cdot V_T}} \quad (2.44)$$

Este método vai gerar equações extensas não analíticas que vão piorar o tempo de cálculo por requerer maior capacidade computacional.

Segundo (Castro, 2018) a diferença dos resultados de um modelo e outro é cerca de 1,4%

Desta forma é mais vantajoso utilizar o modelo de 1 díodo e 3 parâmetros.

## 2.6.6 INVERSOR DE CC/AC

Tal como foi referido no capítulo 2.6.2, quando se pretende aplicar módulos fotovoltaicos numa habitação que tenha CA, deve ser instalado um dispositivo que permita converter a energia de CC para CA, tanto em monofásico como em trifásico. Existem vários tipos de dispositivos, os mais conhecidos são:

- Inversores de rede - dispositivos que permitem efetuar a conversão de CC para CA, também denominado de inversor centralizado, bastante aplicado em sistemas domésticos de média/grande dimensão e sistemas industriais, sendo que muitas vezes, em grandes instalações, convém instalar mais do que um inversor para garantir alguma redundância.

- Inversores híbridos - bastante similares aos inversores de rede, com a vantagem de poderem armazenar a energia excedente para carregar baterias, que depois pode ser usada em horas fora de sol.
- Micro Inversores - Ideal para sistemas de pequena escala, ou para a expansão de sistemas já existentes. Caracterizam-se pela sua dimensão comparativamente reduzida em relação aos dois tipos de inversor mencionados anteriormente. Podem ser posicionados na parte de trás do módulo, preso à estrutura de suporte. Para além da simplicidade de instalação, esta solução apresenta a vantagem de ser modular, por exemplo, no cenário de uma instalação equipada com um inversor de rede de 2kW que já tenha conectado a si uma série de painéis com capacidade total de 2kW. Se houver a necessidade de adicionar um ou dois painéis, tal não implica a substituição do inversor de rede por um de maior capacidade. Em vez disso, uma possível solução consiste em conectar os painéis adicionais a micro inversores.

Os três tipos apresentados mencionados estão equipados com a tecnologia denominada Seguidor de Potência Máxima MPPT (*Maximum Power Point Tracker*).

O comportamento de um painel, como foi ilustrado na figura 2.14 é representado por uma curva de tensão-corrente, em que para valores elevados de corrente corresponde um valor baixo de tensão e vice-versa. No entanto existe um ponto na curva em que o produto da corrente com a tensão dá um valor de potência superior a todos os outros pontos da curva. Esse ponto de produção denomina-se por MPP (*Maximum Power Point*).

O sistema MPPT no fundo tenta chegar a este ponto MPP por um método de tentativa e erro até que atinja um valor máximo, ao alterar a tensão de entrada e saída do módulo, tendo em conta que este ponto altera para cada par de condições de irradiância e temperatura. Pelo facto de as condições de trabalho do painel não serem constantes, é sempre difícil o sistema calcular o ponto MPP com precisão máxima, pelo que temos de contabilizar sempre uma eficiência do MPPT. Normalmente estes valores de rendimento do sistema MPPT costumam por norma superiores a 99,5% (Castro, 2018).

Os inversores têm ainda um transformador para converter a energia de CC para CA, este consome alguma energia, pelo que o rendimento global do painel terá de ser contabilizado. O rendimento total do inversor será dado por:

$$\eta_{total} = \eta_{MPPT} * \eta_{CC/AC} \quad (2.45)$$

No próximo capítulo será abordada uma outra tecnologia de captação e transformação de energia solar para outra forma de energia, mais especificamente energia térmica.

## 2.7 COLETORES SOLARES TÉRMICOS

A energia solar térmica foi descoberta no ano de 1767 por Horace Bénédict De Saussure, este criou uma espécie de “forno solar”, que essencialmente se tratava de uma caixa de madeira, isolada com cortiça e coberta por 3 camadas de vidro, que continha água no seu interior, ilustrada na figura 2.18, Horace observou que ao submeter a caixa à exposição solar, a água contida no seu interior atingia o ponto de ebulição (Szabó, 2017).

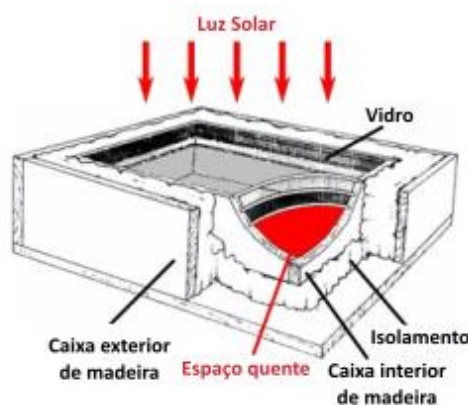


Figura 2.18-Forno solar de Saussure (Szabó, 2017)

A descoberta de Horace foi o ponto de partida para que se criassem e otimizassem soluções capazes de transformar energia solar em energia térmica com bastante eficiência. Atualmente existem vários tipos de dispositivos, cada um com as suas características únicas, que conseguem produzir energia térmica a partir do Sol, o mais comercializado é:

- Coletor Plano – trata-se de uma tecnologia bastante simples em que uma chapa metálica vai absorver a energia do sol, na superfície da mesma estão tubos encastrados nos quais circula um fluido (por norma água com glicol), o calor recolhido pela placa vai ser transferido para o fluido e gerar assim energia térmica. Este fluido pode ser depois encaminhado para um depósito de AQS, Águas Quentes Sanitárias onde irá

dissipar o calor para a água de consumo. O Coletor é coletor é ainda constituído por uma cobertura translúcida, que, permitindo a passagem da radiação solar, promove o efeito de estufa de forma a que se atinjam elevadas temperaturas, uma caixilharia e um isolamento para prevenir perdas de calor para a envolvente. A figura 2.19 serve para ilustrar o coletor descrito:

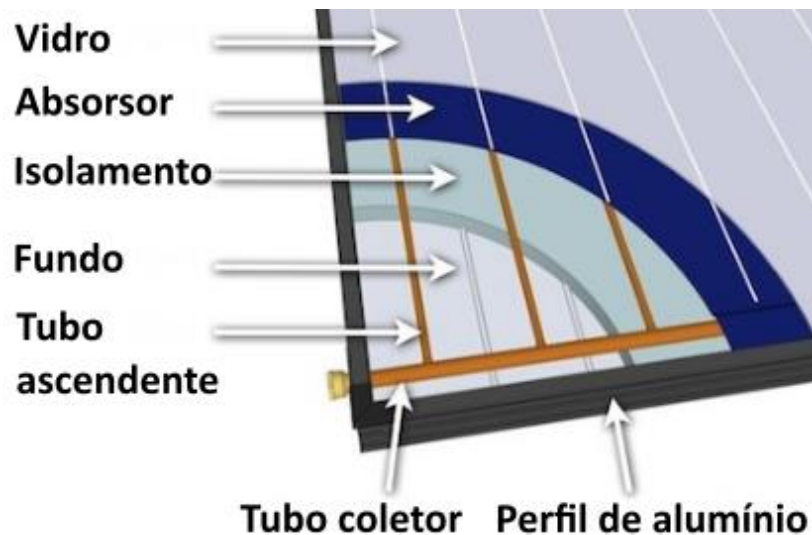


Figura 2.19-Composição de coletor solar térmico Apricus Solar (Apricus Solar, n.d.)

Os coletores solares térmicos devem ser testados sob a mesma norma para que seja possível a comparação entre diferentes modelos. A norma mais comum é a EN 9806: 2017, esta abrange testes de desempenho, durabilidade e fiabilidade para quase todos os tipos de coletores disponíveis no mercado (Kramer et al., 2017).

Nas fichas técnicas de coletores estão pautados valores, calculados segundo a norma, de:

- Rendimento ótico,  $\eta_0$ ;
- Coeficiente de perdas de calor,  $\alpha_1$ , expresso em  $\frac{W}{m^2K}$ ;
- Coeficiente de perdas de calor,  $\alpha_2$ , expresso em  $\frac{W}{m^2K}$ ;

No ensaio prático será apresentado um procedimento que permitirá calcular os valores de  $\eta_0$  e  $\alpha_1$  com base em dados experimentais, e posteriormente comparar os valores obtidos com os tabelados, o valor de coeficiente de perdas  $\alpha_2$  não será aplicado visto que este é mais utilizado para situações de elevadas temperaturas.

## 2.8 PAINÉIS SOLARES HÍBRIDOS

Um dos grandes obstáculos que os painéis fotovoltaicos enfrentam é a temperatura atingida nas células, tal como foi mencionado anteriormente, a produção fotovoltaica diminui com o aumento da temperatura. Os painéis solares híbridos, ou PVT (*Photovoltaic Thermal*), foram concebidos para solucionar este problema, consistem em painéis fotovoltaicos que têm em si incorporados um permutador de calor, que dissipa a temperatura das células para um fluido circulante, tal como os coletores solares térmicos. O rendimento das células será superior por operarem a temperaturas mais reduzidas. De acordo com estudos conduzidos por Ramos et al. (2020), “observa que se os valores de  $T_a$  e  $G$  se mantiverem sensivelmente inalterados, a diminuição da temperatura  $T_i$  reflete-se num aumento da eficiência térmica e elétrica”.

Esta solução permite também rentabilizar a área do painel, uma vez que consegue produzir energia elétrica e térmica no mesmo metro quadrado. Para além disso, como as células trabalham a temperaturas mais reduzidas, não vão experienciar amplitudes de temperatura elevadas, prolongando assim a vida útil das mesmas.

Existem vários tipos de painéis PVT, na figura 2.20 é possível visualizar um resumo das tecnologias de conversão da energia solar existentes.

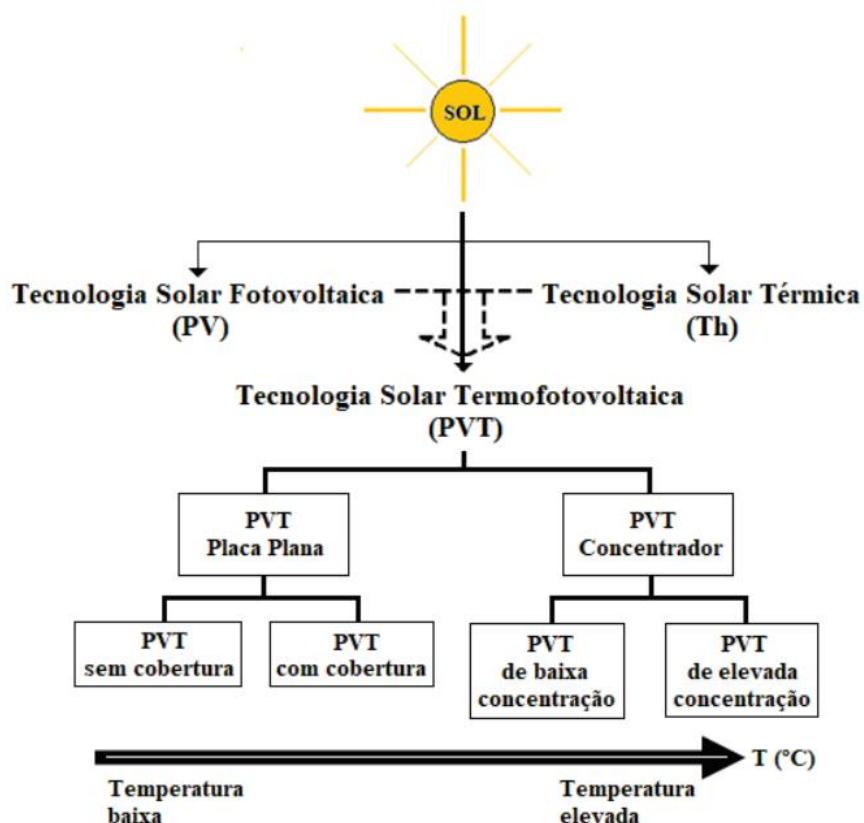


Figura 2.20-Resumo das tecnologias fotovoltaicas existentes (Ramos et al., 2020)

- PVT Placa Plana – são os painéis de construção mais simples, a face posterior das células está em contacto com um painel absorvedor que por sua vez transfere calor por condução para os tubos de cobre, como podemos ver na figura 2.21, o fluido circulante pode ser tanto o ar como a água e podem ter cobertura ou não, sendo que a melhor combinação será o fluido circulante ser água e o painel ter cobertura, para que, à semelhança dos coletores solares térmicos, promova um efeito de estufa que permite atingir temperaturas mais elevadas.

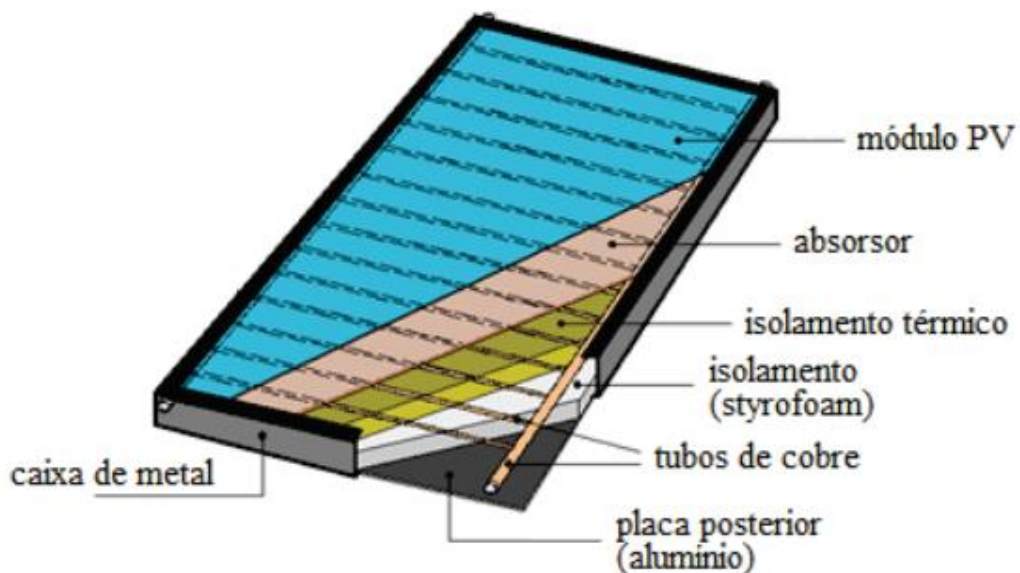


Figura 2.21-Composição de painel PVT Placa Plana (Ramos et al., 2020)

- PVT Concentrador – têm uma construção mais complexa do que os PVT Planos, são equipados com vários CPC (*Compound Parabolic Concentrator*), que são pequenos concentradores parabólicos que servem para refletir a radiação solar para as células, na figura seguinte temos o exemplo de um PVT Concentrador em que o fluido circulante é o ar, que absorve calor tanto na face superior como posterior da célula. Esta tecnologia permite atingir temperaturas mais elevadas. A figura 2.22 consiste num corte lateral para que se possa visualizar com mais detalhe a composição do painel.

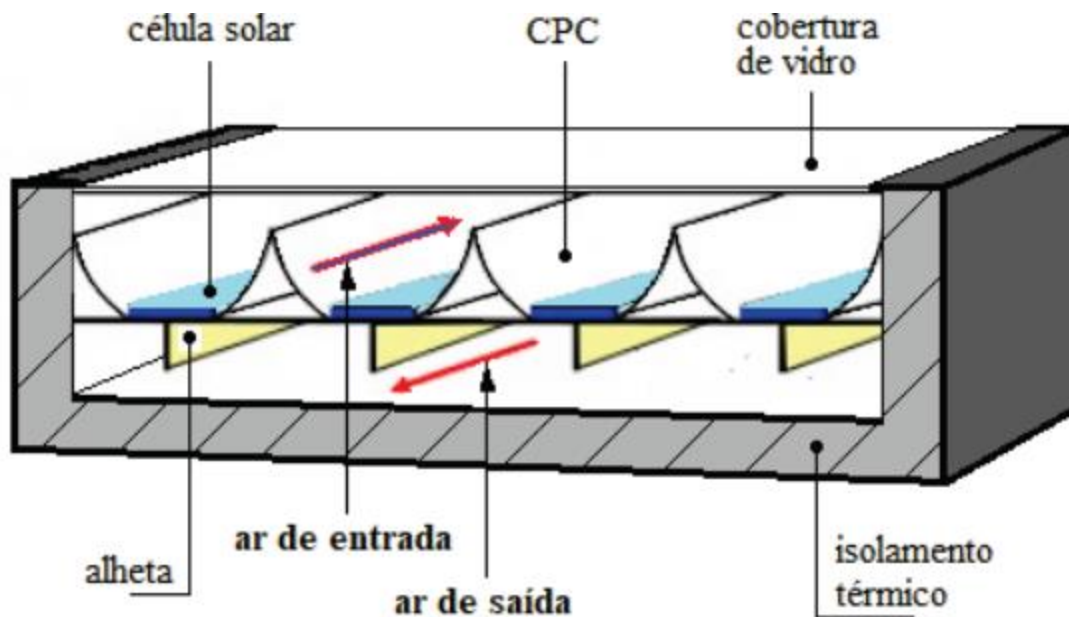


Figura 2.22-Composição do painel PVT concentrador (Ramos et al., 2020)

No âmbito do presente estudo foram utilizados PVT de Placa Plana com cobertura, tendo água como fluido circulante.

Nos últimos anos, tem havido um aumento significativo no interesse e na pesquisa sobre sistemas híbridos fotovoltaicos-térmicos, devido à sua capacidade de produzir eletricidade e calor de forma eficiente a partir da energia solar.

Um dos primeiros estudos significativos a investigar o desempenho de coletores PVT foi conduzido por Zondag et al., 2001 este desenvolveu quatro modelos numéricos para calcular a produção de energia térmica e elétrica de um painel híbrido do estilo placa plana. Inicialmente desenvolveram um modelo dependente do tempo quasi-3D, isto é, incorpora aspectos tridimensionais até certo ponto, neste caso, a análise ao painel foi feita tridimensionalmente para as células fotovoltaicas e a para o absorvedor, mas não para a camada de vidro superior. Uma vez que o modelo é transiente, o tempo de cálculo vai ser mais elevado. Numa tentativa de fazer reduzir o tempo de cálculo foi desconsiderada a componente temporal e efetuou-se o cálculo 3D em regime estacionário, ou seja, não depende do tempo.

Foi considerado que poder-se-ia diminuir ainda mais o tempo ao criar um modelo 2D, que desconsiderasse a transferência de calor no sentido paralelo ao painel, dessa forma só é considerado que haja transferência de calor no sentido perpendicular ao painel.

Embora o tempo de computação tenha diminuído drasticamente, continua a ser demasiado tempo quando é necessário fazer um cálculo anual, desta forma foi criado o modelo 1D, que resumidamente é uma aplicação das equações de Hottel-Whillier (Duffie & Beckman, 2013).

Os tempos de computação dos modelos para um dia foram, 0.05s, 1.67s, 45.86s e 2.5h para os modelos 1D,2D,3D,3D (transiente) respetivamente. O modelo selecionado para conduzir o resto do estudo foi o modelo 1D. Os valores de eficiência térmica foram cerca de 33% e eficiência elétrica de 6.7%, em comparação com 54% de eficiência térmica de um solar térmico convencional e 7.2% de eficiência elétrica de um painel fotovoltaico.

Chegaram à conclusão que o modelo simples e estável de 1D é adequado para determinar as curvas de eficiência, assim como o rendimento diário e anual, ao mesmo tempo que reduz significativamente o tempo de cálculo em comparação com modelos mais complexos. Além disso, ao calcular o rendimento diário, observa-se que o erro associado à negligência dos efeitos dinâmicos é praticamente insignificante. Desta forma por vezes é mais produtivo simplificar o processo de cálculo (Zondag et al., 2001).

Mais tarde Sevela e Olesen (2013) estudaram um caso prático de uma instalação real em Madrid e outra em Copenhaga, utilizaram um software de simulação TRNSYS altamente utilizado para o estudo de sistemas transientes.

Determinaram que quando o painel estava a ser arrefecido por água a 20°C a eficiência térmica foi 48% com as células fotovoltaicas desligadas, e com as mesmas ligadas, a eficiência elétrica foi cerca de 42%, este fenómeno acontece porque as células, quando estão a produzir energia elétrica acabam por desviar alguma da energia incidente no painel para a produção de eletricidade.

Outra conclusão, que já seria expectável de acontecer, foi a produção térmica em Madrid ser bastante superior à de Copenhaga, 11393kWh e 7434kWh respetivamente. O tempo de retorno encontrado foi cerca de 15 anos, no entanto, o autor indica que os cálculos foram bastante conservativos.



# 3

## DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO REALIZADO

Este estudo tem como objetivo estimar o desempenho dos painéis PVT em comparação com outras alternativas de produção de energia elétrica e térmica.

No presente capítulo será detalhado todo o processo de cálculo e trabalho prático realizado.

O capítulo 3.1 vai desenvolver a metodologia de cálculo que foi implementada. Vai ser dividido em quatro subcapítulos, obtenção de dados de radiação e temperatura através do PVGIS, cálculo de produção fotovoltaica, cálculo de produção térmica e cálculo de indicadores financeiros, em que são mencionados valores de consumo, custos de energia elétrica, custos de material, etc.

O primeiro subcapítulo, 3.1.1 vai entrar em detalhe na rotina de obtenção de dados de radiação e temperatura ambiente para uma determinada localização.

No segundo subcapítulo, 3.1.2 é detalhado o procedimento de cálculo para obtenção de valores de produção térmica

No subcapítulo seguinte, 3.1.3 é descrito o procedimento de cálculo para obtenção de valores de produção elétrica.

De seguida são abordadas no quarto subcapítulo, 3.1.4 as considerações tomadas, desde valores de consumo, custos de energia elétrica, custos de material, entre outros, com o objetivo de calcular indicadores financeiros que permitem a comparação das diversas soluções em estudo.

O seguinte subcapítulo, 3.2, será dedicado à componente prática deste estudo, no qual serão detalhadas as instalações e equipamentos utilizados e também o procedimento prático adotado.

### 3.1 PREVISÃO DE DESEMPENHO FOTOVOLTAICO

Neste capítulo será detalhado a metodologia adotada, que abrange desde a obtenção de dados de radiação até à determinação do valor final de produção fotovoltaica, levando em consideração diversos parâmetros e fatores relevantes.

#### 3.1.1 OBTENÇÃO DE DADOS CLIMATÉRICOS PVGIS

O PVGIS pode ser utilizado online, no entanto, este sistema tem uma funcionalidade de alta utilidade que se denomina *API-Non Interactive Service*, esta permite que se obtenham dados numa folha de Excel, por exemplo, sem que se necessite de ir ao website.

Num módulo de *Visual Basic* (Apêndice 3), utiliza-se o recurso GET (método mais comum para solicitar dados de um recurso especificado) do protocolo HTTP (Hypertext Transfer Protocol) para solicitar um URL (*Uniform Resource Locator*) com o seguinte formato:

[https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5\\_2/tool\\_name?param1=value1&param2=value2&...](https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/tool_name?param1=value1&param2=value2&...)

Em que se deve alterar o “*tool\_name*” para a ferramenta que necessitamos, neste caso será “*seriescalc*”, de seguida em “*param*” deve-se colocar o nome de cada input e em “*value*” o seu valor, deve também especificar-se o formato de saída ao colocar no fim do URL “&outputformat=csv”. A título de exemplo suponhamos que queremos valores de produção fotovoltaica para um painel de 300Wp, orientado a Sul, com inclinação de 25° instalado em Faro, seria um URL deste género:

[https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5\\_2/seriescalc?lat=37.1427850279057&lon=-8.017753277851142&raddatabasePVGIS-SARAH2&startyear=2020&endyear=2020&pvcalculation=1&peakpower=0.315&loss=0&angle=45&aspect=30&outputformat=csv](https://re.jrc.ec.europa.eu/api/v5_2/seriescalc?lat=37.1427850279057&lon=-8.017753277851142&raddatabasePVGIS-SARAH2&startyear=2020&endyear=2020&pvcalculation=1&peakpower=0.315&loss=0&angle=45&aspect=30&outputformat=csv).

Sendo que deve-se colocar o ano de 2020 por ser o ano mais recente da base de dados.

Será gerado a partir do URL uma *string* de caracteres com 365x24=8760 parcelas com o seguinte formato: time,P,G(i),H\_sun,T2m,WS10m,Int

Em que:

P = Potência fotovoltaica gerada pelo sistema [W]

G(i) = Irradiância Global incidente no plano inclinado [W/m<sup>2</sup>]

H\_sun = Altura solar [°]

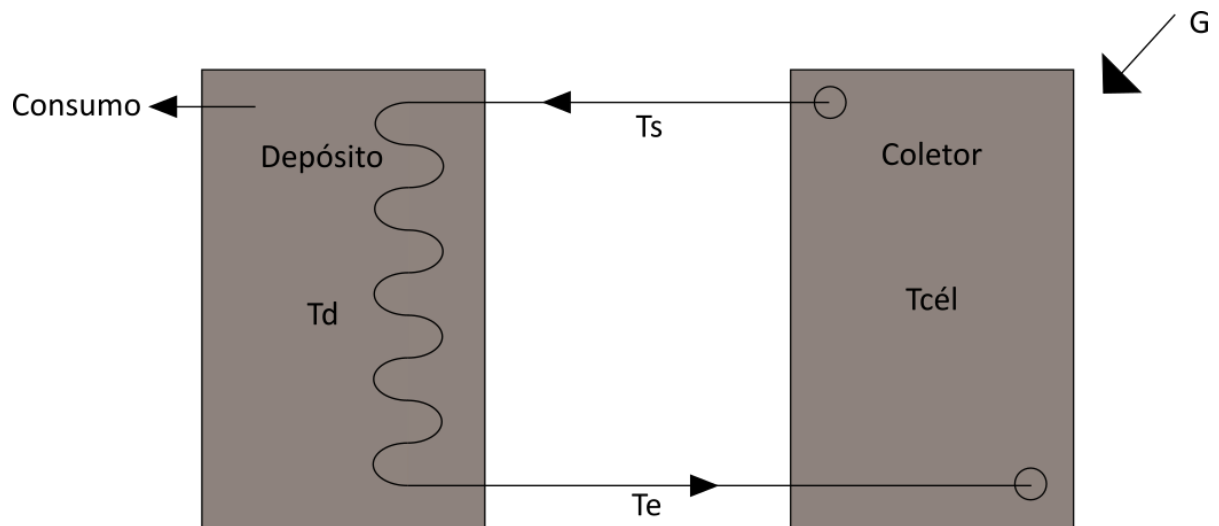
T2m = Temperatura do ar a 2 metros do solo [°C]

$WS_{10m}$  = Velocidade do vento total a uma altura de 10 metros [m/s]

### 3.1.2 CÁLCULO DE RENDIMENTO TÉRMICO

O código desenvolvido em linguagem Visual Basic permite transformar o URL mencionado no subcapítulo anterior numa folha de dados Excel, em que a folha guarda para cada dia e hora do ano, os valores de Irradiância e Temperatura ambiente correspondentes.

Para conseguir estimar o rendimento térmico de um sistema solar é importante saber as temperaturas de entrada e saída do coletor, mas também a temperatura do depósito, na figura seguinte encontra-se esquematizado numa forma muito sucinta, o circuito hidráulico considerado.



*Figura 3.1-Esquema do circuito hidráulico simplificado*

Em que  $T_s$ ,  $T_e$ ,  $T_d$  e  $T_{cél}$  representam as temperaturas de saída do coletor, entrada do coletor, do depósito e da célula fotovoltaica respetivamente. Por sua vez  $G$  representa a irradiância que incide no painel.

Inicialmente existem 2 variáveis que devem ser determinadas com recurso a um sistema de equações. São elas a temperatura de entrada e saída do coletor, para uma primeira iteração o valor de temperatura do depósito vai ser arbitrado a  $52^{\circ}\text{C}$ .

O cálculo do rendimento térmico de um coletor deve ser sempre o rácio entre a energia aproveitada e a energia total, sendo que pode ser dado por:

$$\eta = \frac{\dot{m} * cp * (T_s - T_e)}{A * G} \quad (3.1)$$

A variável “A” representa a área de abertura do painel.

Segundo Duffie & Beckman (2013), outra forma de calcular o rendimento térmico é através da fórmula:

$$\eta = \eta_0 - a_1 * \left( \frac{\left( \frac{T_e + T_s}{2} \right) - T_a}{G} \right) \quad (3.2)$$

Em que  $\eta_0$  e  $a_1$  são características inerentes a cada painel, representam respectivamente o rendimento ótico do painel e o coeficiente de perdas global do painel. A variável  $T_a$  representa a temperatura do ar ambiente.

Sendo que ambas as fórmulas servem para calcular o rendimento térmico do painel, então pode-se escrever o seguinte:

$$\eta_0 - a_1 * \left( \frac{\left( \frac{T_e + T_s}{2} \right) - T_a}{G} \right) = \frac{\dot{m} * cp * (T_s - T_e)}{G} \quad (3.3)$$

A segunda equação necessária para compor o sistema é obtida através da expressão de eficiência de permutador de calor:

$$\varepsilon = \frac{T_s - T_e}{T_s - T_{di}} \quad (3.4)$$

Assumindo que a eficiência toma o valor de 0,95 e o  $T_{di}$  é o valor da temperatura inicial do depósito.

Ao resolver a primeira equação em função de  $T_s$  e a segunda em função de  $T_e$ , obtêm-se as seguintes fórmulas:

$$T_s = \frac{2G\eta_0 - a_1(T_{di}\varepsilon - 2T_a) + \frac{2\dot{m}cp}{A} * T_{di}\varepsilon}{\frac{2\dot{m}cp}{A} + a_1(2 - \varepsilon)} \quad (3.5)$$

$$T_e = T_s(1 - \varepsilon) + T_{di}\varepsilon \quad (3.6)$$

Este cálculo deve ser feito de hora a hora, sendo que para a segunda hora de cálculo, a temperatura do depósito deve ser recalculada. A temperatura ao fim de uma hora deve ser o

balanço entre a temperatura inicial, a energia que entrou e a energia que saiu. Calcula-se a nova temperatura da seguinte forma:

$$T_d = T_{di} + \frac{Q_{solar} - Q_{perdas} - Q_{consumo}}{V_{depósito} * cp * 3600} \quad (3.7)$$

O valor de contribuição solar é calculado por:

$$Q_{solar} = \dot{m} * cp * (T_s - T_e) \quad (3.8)$$

O valor de  $Q_{perdas}$ , corresponde ao valor de energia que o depósito perde hora a hora pelo isolamento do depósito, o depósito escolhido para este estudo tem um valor de perdas estáticas de 60W (Apêndice 2), para o cálculo foi considerado um valor de 80W para contabilizar com perdas que possam existir nos acessórios de ligação ao depósito.

Foi considerado um perfil de consumo constante para todo o ano, consoante a tipologia, sendo que a folha de cálculo está preparada para simular consumos de T0 a T5.

Os perfis de consumo considerados são os mesmos presentes na folha de cálculo SCE.ER da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Na seguinte tabela encontram-se discriminados os perfis de consumo:

*Tabela 3.2- Perfis de consumo segundo a tipologia da habitação.*

	Lts	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
T0	80	0	0	0	0	0	0	12	12	8	0	0	0	4	4	0	0	0	8	12	12	8	0	0	0
T1	80	0	0	0	0	0	0	12	12	8	0	0	0	4	4	0	0	0	8	12	12	8	0	0	0
T2	120	0	0	0	0	0	0	18	18	12	0	0	0	6	6	0	0	0	12	18	18	12	0	0	0
T3	160	0	0	0	0	0	0	24	24	16	0	0	0	8	8	0	0	0	16	24	24	16	0	0	0
T4	200	0	0	0	0	0	0	30	30	20	0	0	0	10	10	0	0	0	20	30	30	20	0	0	0
T5	240	0	0	0	0	0	0	36	36	24	0	0	0	12	12	0	0	0	24	36	36	24	0	0	0
								15%	15%	10%				5%	5%				10%	15%	15%	10%			

O calor removido do depósito pelo consumo de água quentes sanitárias é dado por:

$$Q_{consumo\_sol} = \frac{\text{Litros consumidos}}{3600} * cp * (T_d - T_{rede}) \quad (3.9)$$

Nos casos em que a temperatura do depósito baixa e o coletor não tem energia suficiente para repor a temperatura acima do setpoint de 52°C,  $T_{set}$ , considerou-se que uma resistência elétrica em linha com a saída do depósito é ativada para subir a temperatura de consumo até ao necessário. A energia gasta pela resistência deve ser contabilizado de modo a ser possível calcular a fração solar. A seguinte equação serve para calcular a potência com que a resistência

contribui para o sistema. Se  $T_d$  for superior ao setpoint,  $52^\circ\text{C}$ , então a resistência não necessita de ativar.

$$Q_{consumo\_res} = \frac{\text{Litros consumidos}}{3600} * cp * (T_{set} - T_d) \quad (3.10)$$

A fração solar, que representa um indicador bastante importante na escolha de um sistema, determina-se da seguinte forma:

$$\text{fração solar (\%)} = \frac{Q_{solar}}{Q_{total}} \quad (3.11)$$

Por fim a temperatura da célula deve ser calculada, para que se possa realizar o cálculo da produção fotovoltaica, com recurso à seguinte equação:

$$T_{cél} = \frac{T_s + T_e}{2 * F_r} \quad (3.12)$$

O valor da temperatura da célula é uma média das temperaturas de entrada e saída no painel, tendo em conta o valor de  $F_r$ , que é o fator de remoção de calor, para este estudo foi considerado um valor de 0,95.

Este método é passível de aplicar tanto ao painel PVT como ao ST, a única diferença existente são as características intrínsecas dos coletores  $\eta_0$  e  $a_1$ .

### 3.1.3 CÁLCULO DE RENDIMENTO ELÉTRICO

A metodologia do cálculo fotovoltaico é ligeiramente mais breve. Foi aplicado o método de 1 díodo e 3 parâmetros, em que os inputs, para além de coordenadas e das características da instalação foram necessários apenas dois inputs, a temperatura da célula e a irradiância incidente na mesma. O método foi implementado em visual basic (Apêndice 4).

No caso do PVT a temperatura da célula é calculada com a fórmula 3.12, no subcapítulo anterior. No caso do PV, deve-se calcular a temperatura da célula em função da radiação incidente e temperatura NOCT. A fórmula de cálculo da temperatura do painel PV é a seguinte:

$$T_{PV} = T_{ar} + G * \frac{NOCT - 20}{800} \quad (3.13)$$

À semelhança da fração solar, o cálculo fotovoltaico também tem um indicador que pode ter interesse, que é a percentagem de autoconsumo. É um simples rácio entre a energia que foi produzida durante as horas de sol pelos painéis e a energia consumida durante as horas de sol:

$$\text{Autoconsumo (\%)} = \frac{\text{Energia elétrica consumida de origem solar}}{\text{Energia total elétrica consumida}} \quad (3.14)$$

### 3.1.4 CÁLCULO DE INDICADORES FINANCEIROS

Para além de um perfil de consumo de água quente, também foi considerado um perfil de consumo elétrico. O perfil de consumo é real, e foi obtido através de um fabricante de inversores fotovoltaicos que monitoriza instalações unifamiliares.

O primeiro passo foi considerar uma tarifa de preços de energia elétrica, para que se possa calcular o valor que se pagava de luz elétrica antes de qualquer solução de melhoria.

Foi selecionada uma tarifa da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) tri-horária em BTN (Baixa Tensão Nominal). Os preços estão discriminados na seguinte tabela:

*Tabela 3. 2-Preços PVP para diferentes sistemas*

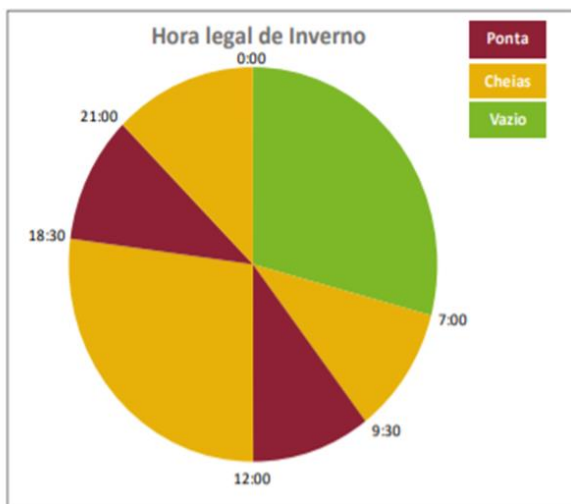
Energia ativa		EUR/kWh
	Tarifa simples	0,1731
Tarifa bi-horária	fora de vazi	0,1989
	vazio	0,103
Tarifa tri-horária	ponta	0,3331
	cheias	0,1794
	vazio	0,1116

Os períodos de consumo considerados foram os seguintes:

## 2.1 CICLO SEMANAL PARA FORNECIMENTOS EM BTN EM PORTUGAL CONTINENTAL

### OPÇÃO TRI-HORÁRIA

#### Dias úteis



#### Sábado

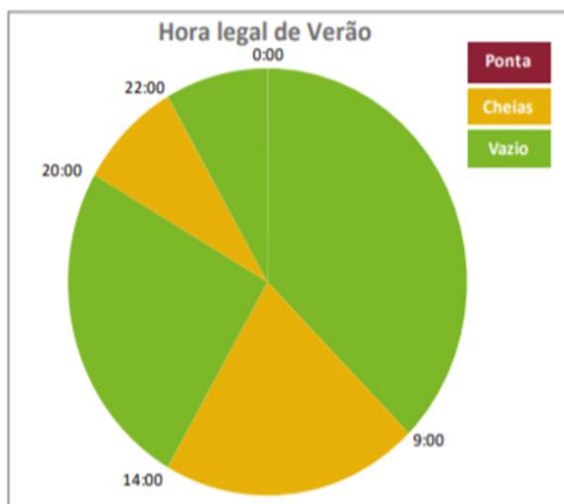
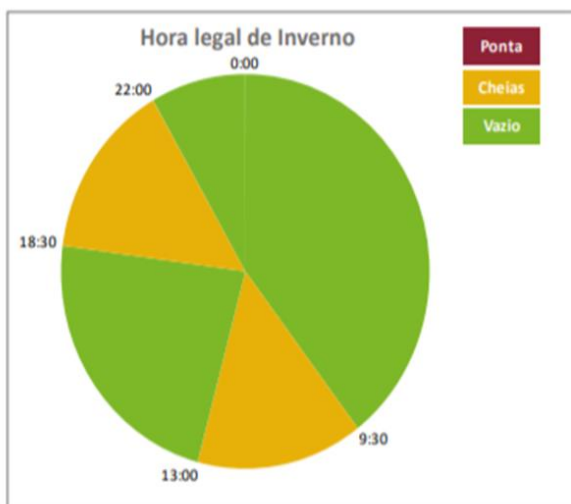


Figura 3.2-Ciclo semanal (Segunda - Sábado) para fornecimentos em BTN (ERSE, 2020)

Domingo



Figura 3.3-Ciclo semanal (Domingo) para fornecimentos em BTN (ERSE, 2020)

Ao consumo elétrico base, foi adicionado o valor de kWh necessários para aquecer água para satisfazer as águas quentes sanitárias, ou seja, a situação é como se inicialmente as águas quentes sanitárias fossem satisfeitas com um termoacumulador.

Com a implementação do sistema, tanto os painéis PVT como os ST vão fazer com que a resistência atue menos vezes e a habitação consoma menos luz. Por outro lado, o facto do PVT e do PV produzirem energia elétrica, faz com que se pague menos de energia.

Para que seja possível efetuar um tempo de retorno do sistema, é necessário ter acesso aos custos do material, os preços apresentados na tabela subsequente são PVP (preço de venda ao público). Foi considerado que o a diferença entre o preço de instalador e o PVP é a mão-de-obra cobrada ao cliente, como acontece muitas vezes.

Tabela 3.3-PVP para diferentes sistemas

Nºpainéis	Sistema PV	Sistema ST	Sistema PVT
1	1 132,00 €	3 018,00 €	4 154,00 €
2	1 550,00 €	3 768,00 €	5 167,00 €
3	1 976,00 €	5 031,00 €	6 026,00 €
4	2 489,00 €	5 626,00 €	6 972,00 €
5	2 954,00 €		7 870,00 €
6	3 380,00 €		8 730,00 €

O material incluído em cada um dos três tipos de orçamentos é descrito nos seguintes pontos:

-Sistema PV

- Painéis Dualsun Flash 425Wp;
- Estrutura em alumínio galvanizado para telhado;
- Inversor de rede Growatt (MIC1500-2500)
- Restantes acessórios, conexões e acessórios, cabo solar.

-Sistema PVT

- Painéis Dualsun Spring 425Wp;
- Estrutura em alumínio galvanizado para telhado;
- Inversor de rede Growatt (MIC1500-2500)
- Restantes acessórios, conexões e acessórios, cabo solar, tubagem, grupo hidráulico de circulação e controlo e vaso de expansão.
- Depósito de AQS

-Sistema ST

- Coletor solar EPI25 2m<sup>2</sup>
- Conjuntos de acessórios e ligações
- Grupo hidráulico
- Estrutura de telhado
- Depósito de AQS

O tempo de retorno será calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$\text{Tempo de retorno} = \frac{\text{Custo total}}{\text{Poupança mensal}} \quad (3.15)$$

Outro indicador económico de bastante interesse é o VAL (Valor Atual Único), este ajuda a avaliar a atratividade financeira de um empreendimento ao calcular o valor presente de todos os fluxos de caixa associados a ele. A sua fórmula é a seguinte:

$$VAL = \sum_{i=0}^N \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (3.16)$$

Em que  $i$  representa o ano,  $t$  a taxa de juro (neste caso foi selecionado 5%)  $CF$  (Cash-flow) representa o lucro ou prejuízo de cada ano. Neste caso no primeiro ano o cash-flow é negativo, por se tratar do ano do investimento. Os anos seguintes devem ter cash-flow positivo, visto que se trata da poupança obtida através do sistema. O cálculo do VAL foi feito para 20 anos.

## **3.2 ENSAIO EXPERIMENTAL**

Pretende-se conduzir um ensaio a um painel PVT conectado a um sistema hidráulico, de modo a poder estudar o seu desempenho, tanto elétrico como térmico. Para servir como grupo de controlo, instalou-se também outro painel do mesmo modelo, com a mesma inclinação e orientação, mas sem conexões hidráulicas, isto é, funcionará como um painel fotovoltaico normal. O ensaio foi efetuado nas instalações do laboratório de Engenharia Mecânica, no Instituto Superior de Engenharia da Universidade do Algarve.

### **3.2.1 SISTEMA HIDRÁULICO**

No laboratório em questão havia sido anteriormente instalado um sistema para testar coletores solares térmicos, sendo que foi fácil a adaptação do painel PVT, foi uma troca direta. O esquema hidráulico da instalação é o da seguinte figura:

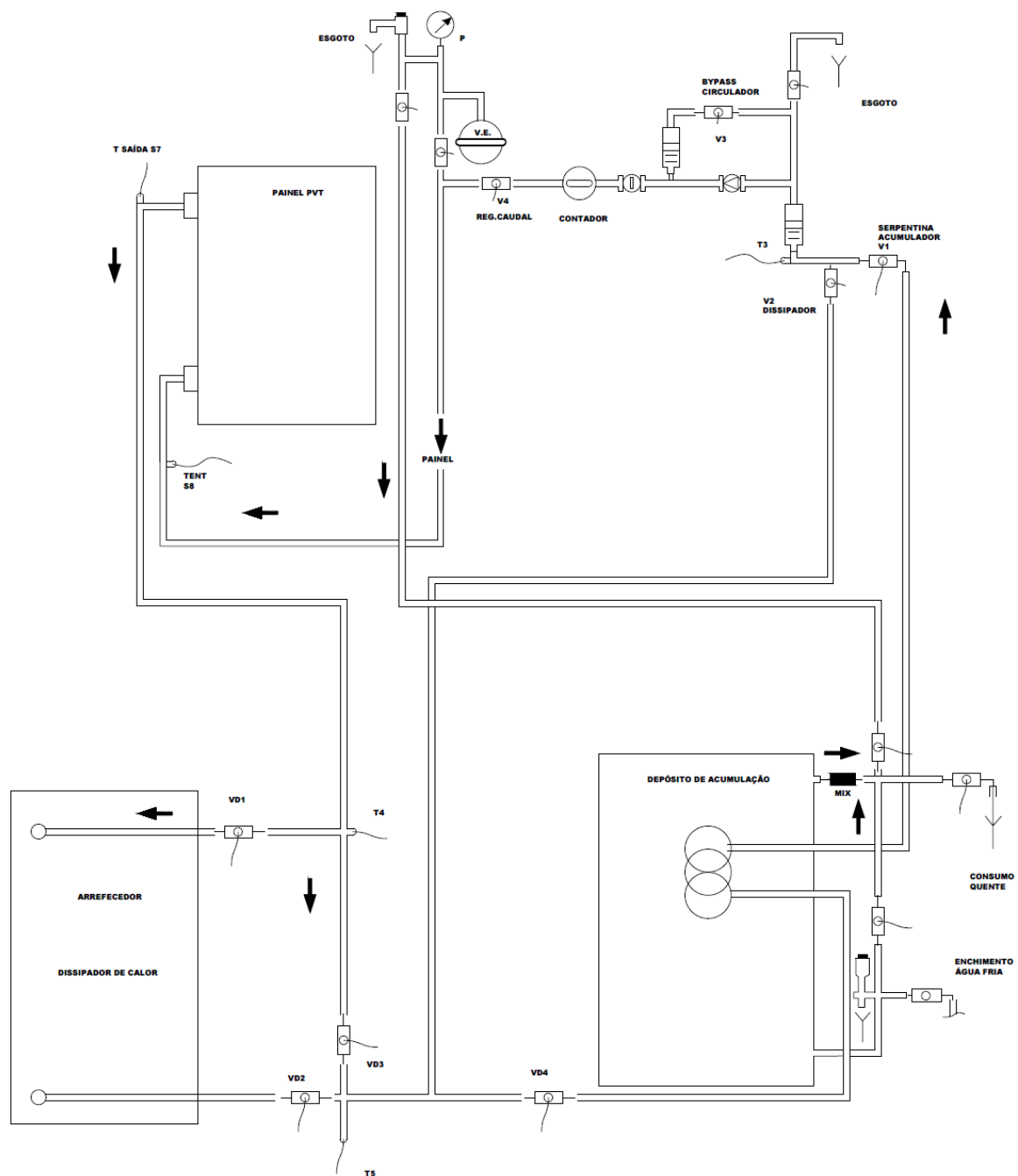
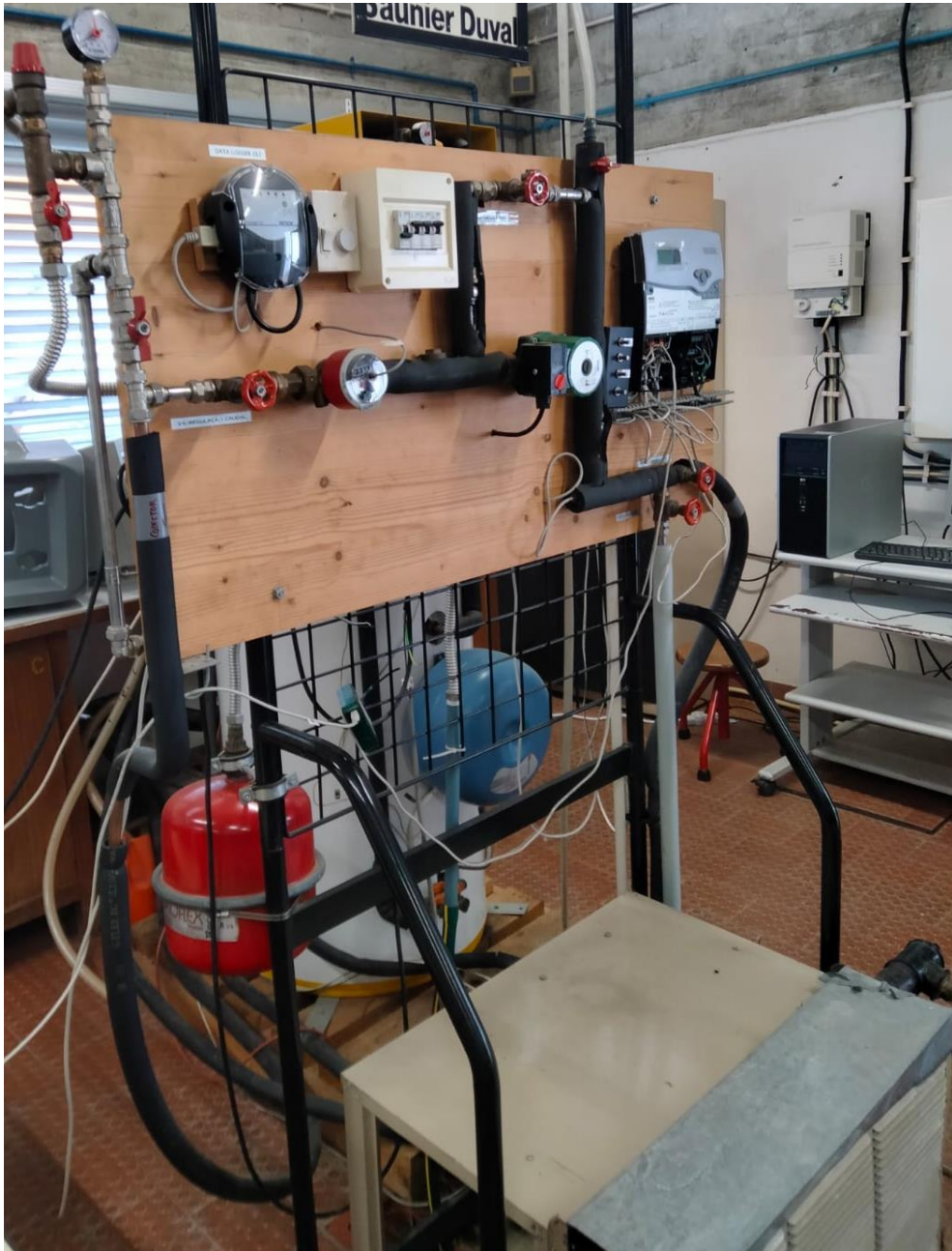


Figura 3.4-Esquema hidráulico da instalação de teste (Departamento de Engenharia Mecânica, 2017)

O sistema está equipado com um depósito de acumulação da marca *De Dietrich*, modelo BSC 300 E, com 300L de capacidade, o permutador solar tem uma capacidade de 8,1 L. O dissipador de calor ou ventilador convetor é constituído por um ventilador e por um permutador de placas pelo qual circula o fluido, é da marca *General Electric*. A circulação do fluido é assegurada por uma bomba circuladora da marca *Wilo*. Em linha com a circuladora está um

contador de caudal e uma válvula reguladora de caudal. O sistema está equipado com várias válvulas de globo para cortar parcialmente ou totalmente o caudal, para além disso, estão instalados sensores de temperatura em locais estratégicos para recolher dados durante os ensaios. Na seguinte figura pode-se observar o painel de componentes de regulação e controlo do sistema hidráulico.



*Figura 3.5-Painel de componentes de regulação e controlo do sistema hidráulico*

O jogo de válvulas instalado permite várias configurações de ligação, tais como:

Configuração 1- Circulação simples

Válvulas fechadas – VD3, VD2, VD4, V1

Válvulas abertas - VD3, V2

Nesta configuração o sistema estará apenas a fazer circular água pelo painel sem que esta passe nem pelo depósito, nem pelo arrefecedor. Visto que a instalação não está perfeitamente isolada, entre a entrada e saída do painel vai-se verificar uma redução da temperatura.

Configuração 2- Dissipação no arrefecedor

Válvulas fechadas – VD3, VD4, V1

Válvulas abertas – VD1, VD2, V2

Esta combinação de válvulas permite que se realize, através do ventilador-convetor, uma dissipação mais acelerada de energia para o meio envolvente.

Configuração 3- Dissipação para o depósito

Válvulas fechadas – VD3, VD4, V2

Válvulas abertas – VD1, VD2, V1

Esta configuração permite que se realize uma dissipação de energia para dentro do depósito através da serpentina solar. Desta forma consegue-se armazenar a energia dissipada, contrariamente à configuração 2.

O painel PVT é da marca *Dualsun*, de origem francesa, modelo 315M – 60 – 388PN, tem uma potência elétrica de 315W, no Apêndice 1 encontra-se a ficha técnica do painel. Existem duas versões deste equipamento, com e sem isolamento na face posterior do painel, sendo que a versão isolada, a que vai ser usada neste ensaio, permite atingir temperaturas mais elevadas. Na figura 3.6 consegue-se visualizar o painel e também as ligações tanto hidráulicas como elétricas que foram estabelecidas.



*Figura 3.6-Conexões hidráulicas e elétricas do painel*

### 3.2.2 SISTEMA ELÉTRICO

Visto que os ensaios vão ser conduzidos apenas com 2 painéis PVT, considerou-se que a solução de para inverter a corrente CC para CA fosse a instalação de um micro inversor por painel, a facilidade de instalação do mesmo foi um fator decisivo para a escolha. O micro inversor escolhido é da marca Envertech, modelo EVT360, de origem asiática, tem uma potência de saída de 360W, trata-se de um equipamento muito prático, tem dimensões de 16,3 cm x 21,6 cm e pesa cerca de 1,8 kg (Figura 3.7).



*Figura 3.7-Microinversor EVT360*

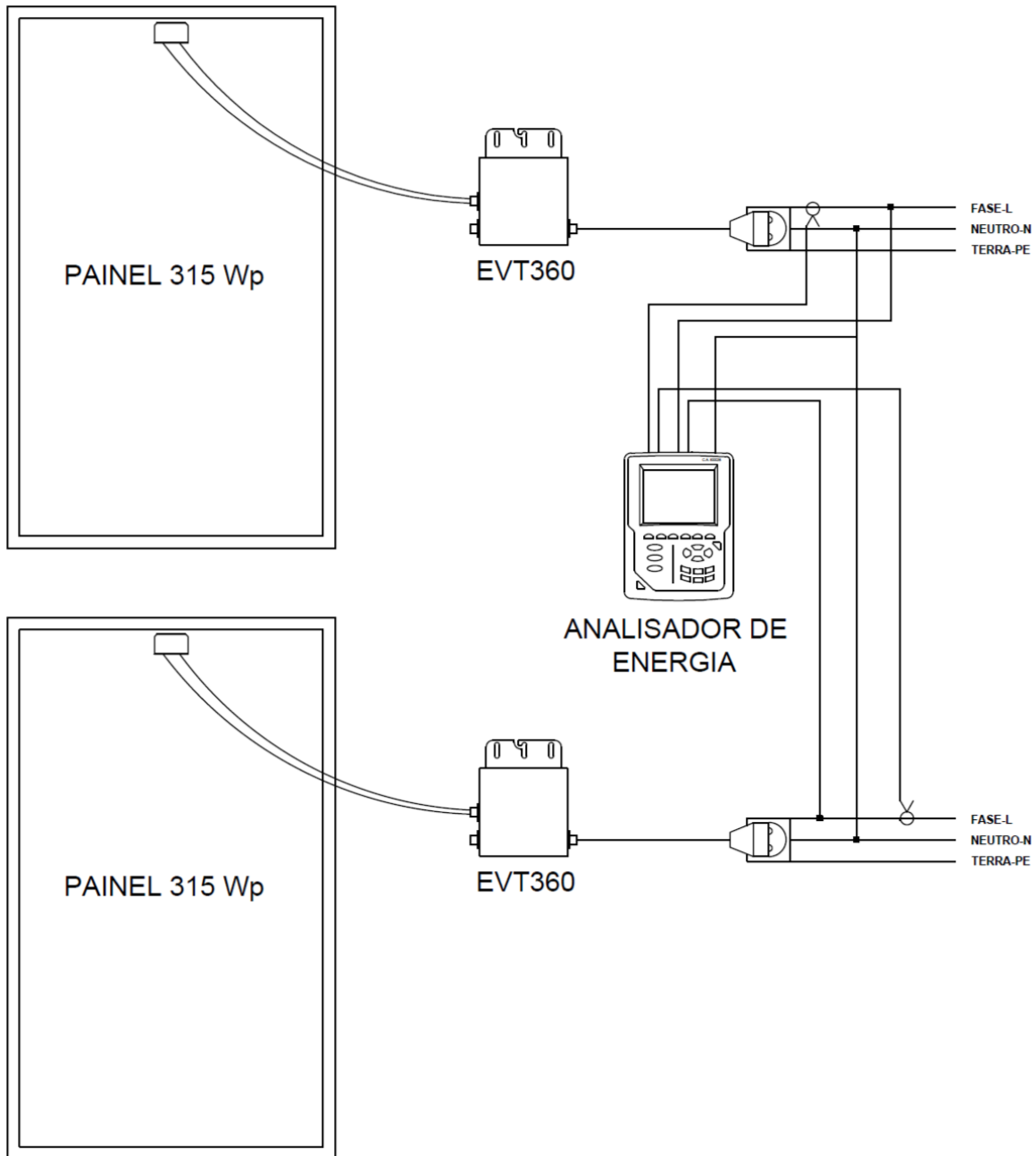
Tem duas entradas para ligar aos terminais negativo e positivo do painel e duas fichas CA (1 macho e 1 fêmea), tanto faz qual se utiliza, se for uma configuração simples, apenas com um micro inversor, basta utilizar uma das fichas CA e tamponar a outra (no caso do ensaio), se for necessário dois micro inversores a uma fase, deve-se interconectar os equipamentos utilizando as fichas CA, das duas restantes fichas, novamente, uma será para ligar à corrente e a outra será tamponada.

Na saída CA de cada micro inversor foi ligada uma pinça amperimétrica, de modo a medir a corrente e tensão de cada um separadamente. A informação será recolhida pelo analisador de energia trifásico da marca Chavin Arnoux, modelo C.A 8332B, de origem francesa (Figura 3.8).



*Figura 3.8-Analisador de energia trifásico C.A.*

Embora o medidor seja trifásico, serve para fazer medições monofásicas, uma vez que guarda valores para cada fase independentemente. Neste caso ligam-se as duas pinças à entrada 1 e 2 do analisador e a 3 fica vazia. O analisador liga-se a um computador e dá para visualizar em tempo real os parâmetros elétricos, os dados são registados na memória do analisador e no fim do ensaio dá para exportar os dados para uma folha de Excel por exemplo. O esquema elétrico da instalação está representado na figura 3.9.



*Figura 3.9-Esquema elétrico da instalação*

Por fim, para que consigamos registrar os valores de irradiância durante o ensaio, é necessário recorrer a um piranómetro, este equipamento consegue medir a quantidade de energia que o sol está a entregar por metro quadrado no plano horizontal. Os valores medidos devem ser transformados para inclinação no plano inclinado com recurso às fórmulas 2.3 2.4 2.7 e 2.8. Os painéis têm aproximadamente a mesma inclinação ( $45^\circ$ ) e orientados para Sul. Na figura 3.10 podemos observar os dois painéis, sendo que o da esquerda não tem ligações hidráulicas, ambos estão equipados com um termopar para registar a temperatura da face

superior do painel. Dada a distância do sistema de aquisição de dados aos painéis, não era possível conectar estes dois termopares. O valor foi medido de 10 em 10 minutos com um multímetro que tem entrada para um termopar.

No canto inferior direito da fotografia conseguimos também observar o piranómetro.



*Figura 3.10-Fotografia da instalação dos dois painéis e do piranómetro*

### 3.2.3 TRATAMENTO DE DADOS DE ENSAIO

Como foi mencionado no subcapítulo anterior, os dados obtidos pelo piranómetro devem ser transformados para coincidir com a radiação que efetivamente atinge o painel.

Os dados elétricos e hidráulicos são exportados para uma folha Excel. As temperaturas dos termopares que medem a temperatura das células, foram apontadas manualmente. O intervalo entre medições é cerca de 10 segundos.

Calcula-se os parâmetros  $\eta_0$  e  $\alpha_1$  com base nos dados experimentais. Em primeiro lugar deve-se calcular a potência térmica que o painel dissipa para a água, potência útil, utilizando a fórmula 3.17:

$$\dot{Q}_u = \dot{m} * cp * (T_{saída} - T_{ent}) \quad (3.17)$$

O rendimento térmico real do painel deve ser calculado em função da potência útil face à energia que o painel recebe do Sol, com recurso à fórmula 3.18:

$$\eta_{col T} = \frac{\dot{Q}_u}{G * A} \quad (3.18)$$

De seguida deve ser calculada a temperatura médio do fluido que circula no painel, segundo a fórmula 3.19:

$$T_{mf} = \frac{T_{ent} + T_{saída}}{2} \quad (3.19)$$

A curva do rendimento térmico de um painel pode ser calculada a partir da fórmula seguinte :

$$\eta_{col} = \eta_0 - \alpha_1 \frac{(T_{mf} - T_{ar})}{G} \quad (3.20)$$

A equação anterior pode ser representada como uma função de 1º grau em que a ordenada na origem é  $\eta_0$  e o declive da reta é  $\alpha_1$ . Os valores no eixo das abcissas serão  $\frac{(T_{mf}-T_{ar})}{G}$  e no eixo das ordenadas será  $\eta_{col}$ . Utilizando os valores obtidos no ensaio, é possível gerar um gráfico de linhas. O Excel gera linhas de tendência para séries de dados. A linha de tendência gerada para os dados obtidos será do género da fórmula 2.48. Assim sendo, é possível obter valores de  $\eta_0$  e  $\alpha_1$  para comparar com os dados do fabricante.

O rendimento elétrico do painel é mais fácil de se obter, através da fórmula 2.53. Basta dividir a potência fotovoltaica gerada pela quantidade de energia incidente na superfície do painel.

$$\eta_{PV} = \frac{P}{G * A} \quad (3.21)$$

O rendimento total do coletor, segundo (Ramos et al., 2020) é dado pela soma dos rendimentos elétrico e térmico, utilizando a seguinte fórmula:

$$\eta_{col\ total} = \eta_{col\ T} + \eta_{col\ PV} \quad (3.22)$$



# 4 RESULTADOS

## 4.1.1 RESULTADOS LABORATORIAIS

O ensaio foi conduzido no dia 23 de setembro de 2023. O ensaio durou cerca de 1h30min, começou por volta das 11:30 e terminou às 12:45. Os dois painéis foram orientados a Sul, com uma inclinação de aproximadamente 45 graus centígrados. A temperatura ambiente foi medida várias vezes durante o ensaio e o valor foi sempre cerca de 25°C. A irradiância no plano horizontal, medida pelo piranómetro está expressa na seguinte figura 4.1 em função da hora. No mesmo gráfico foi expressa também a radiação no plano inclinado, calculada de acordo com o método referido no subcapítulo anterior.

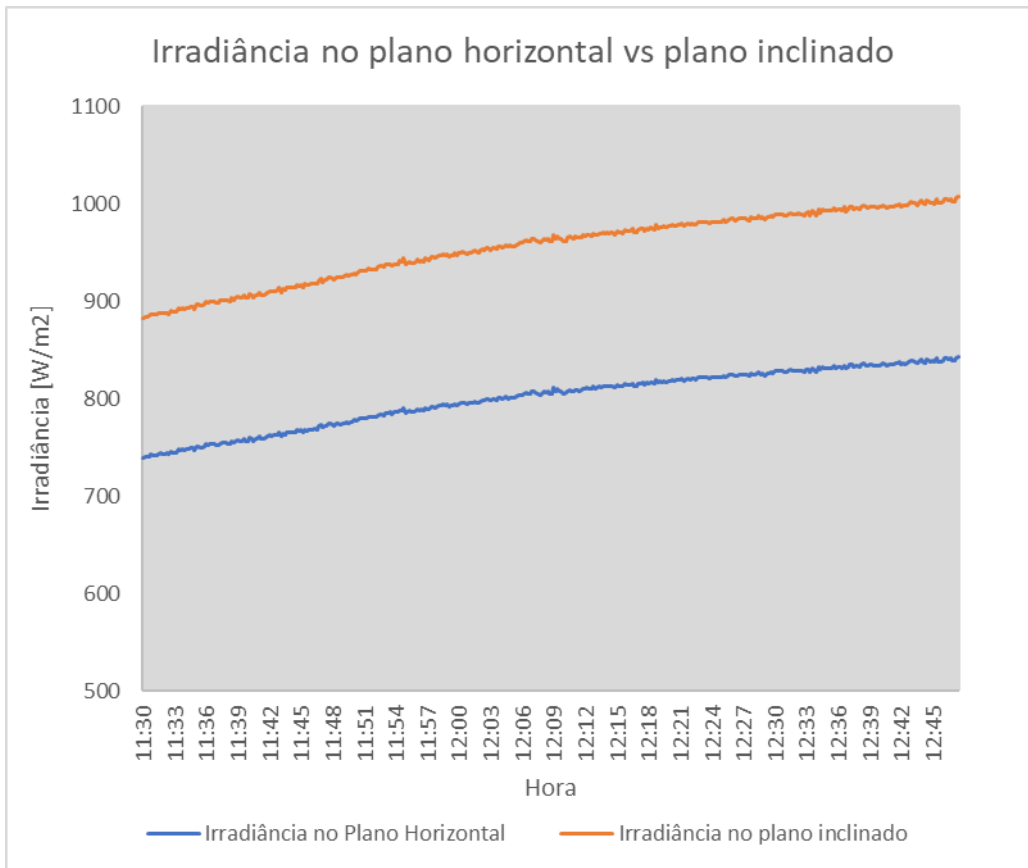


Figura 4.1-Evolução da irradiância no plano horizontal e inclinado ao longo do ensaio

Como mencionado anteriormente, foi monitorizada a produção fotovoltaico de um módulo com circulação de água e de um sem circulação, por conveniência vamos denominar o painel com água “painel 1”, e o outro painel, “painel 2”. Os resultados estão representados na seguinte figura 4.2:

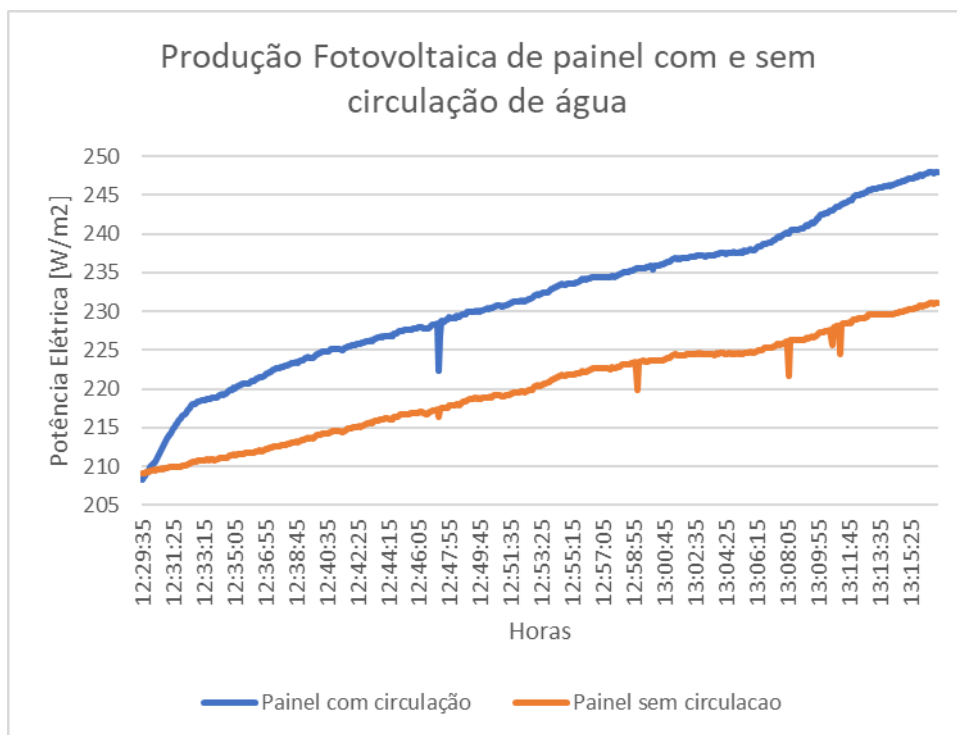


Figura 4.2-Comparação de produção entre painéis com e sem circulação de água

O incremento de produção com dissipação de calor é entre 5 a 10%.

O sistema foi ativado por volta das 11h30min na configuração nº1, isto é, estava apenas a fazer água circular pelo painel. Por volta das 12h10min, trocou-se a configuração para a nº2, de modo a conseguir dissipar calor pelo ventilador-convetor. Ao 12h25min voltou-se a colocar a configuração nº1, e ficou assim até ao fim do ensaio. Na figura seguinte é visível a evolução de temperatura, e o efeito que o ventilador-convetor (VC) tem na mesma:

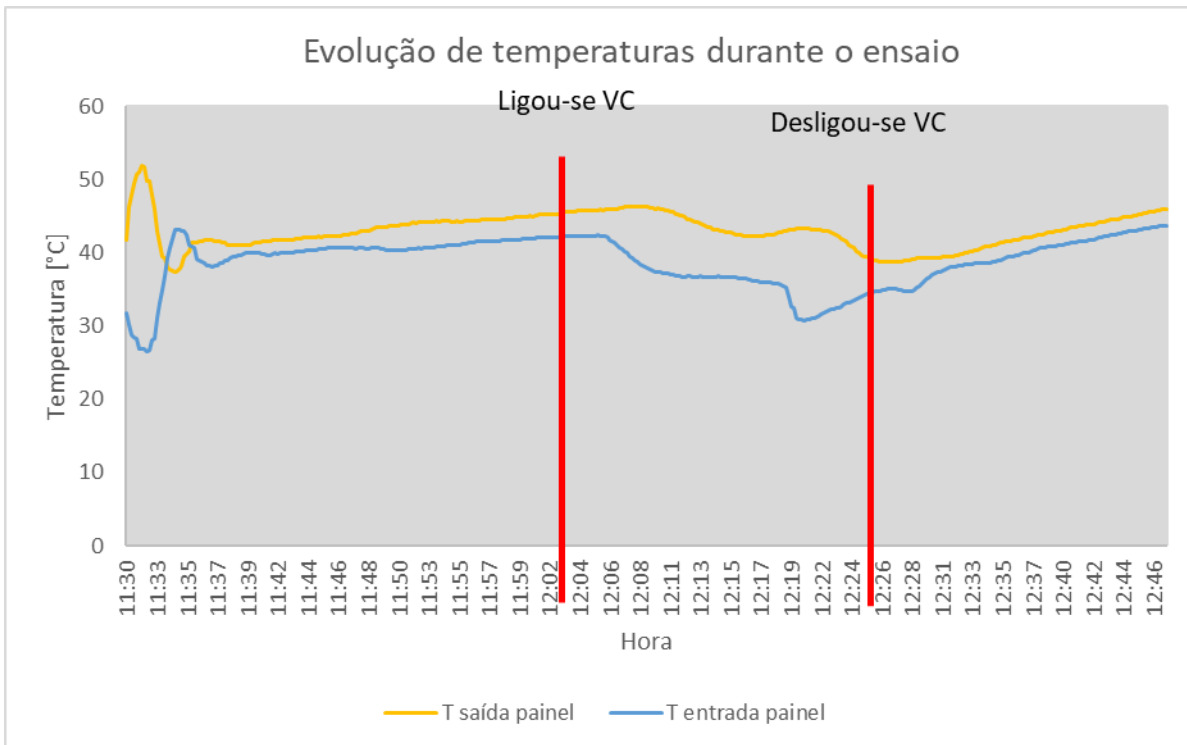


Figura 4. 3- Evolução de temperatura à entrada e saída do painel, em função da dissipação no ventiloinvetor, VC.

As temperaturas da figura 4.3 oscilam bastante, ao contrário da temperatura da superfície de cada painel, que se mantiveram basicamente constantes.

A temperatura do painel 1 foi de 45°C durante o ensaio.

A temperatura do painel 2 foi de 63°C durante o ensaio.

De acordo com o procedimento descrito no subcapítulo 3.2.3 foi criado um gráfico (Figura 4.4) com pares de valores  $\left(\frac{(T_{mf}-T_{ar})}{G}, \eta_{col}\right)$ , e de seguida traçada a linha de tendência.

A equação da reta com valores do fabricante é a seguinte:

$$\eta_{col} = 0,582 - 10,8 * \frac{(T_{mf} - T_{ar})}{G} \tag{2.54}$$

A equação da reta com valores obtidos empiricamente é a seguinte:

$$\eta_{col} = 0,5908 - 11,232 * \frac{(T_{mf} - T_{ar})}{G} \tag{2.54}$$

O valor de  $\eta_0$  obtido apresentou uma diferença de 1,49% face ao tabelado.

Por sua vez, o valor de  $\alpha_1$  obtido apresentou uma diferença de face 3,85% ao tabelado.

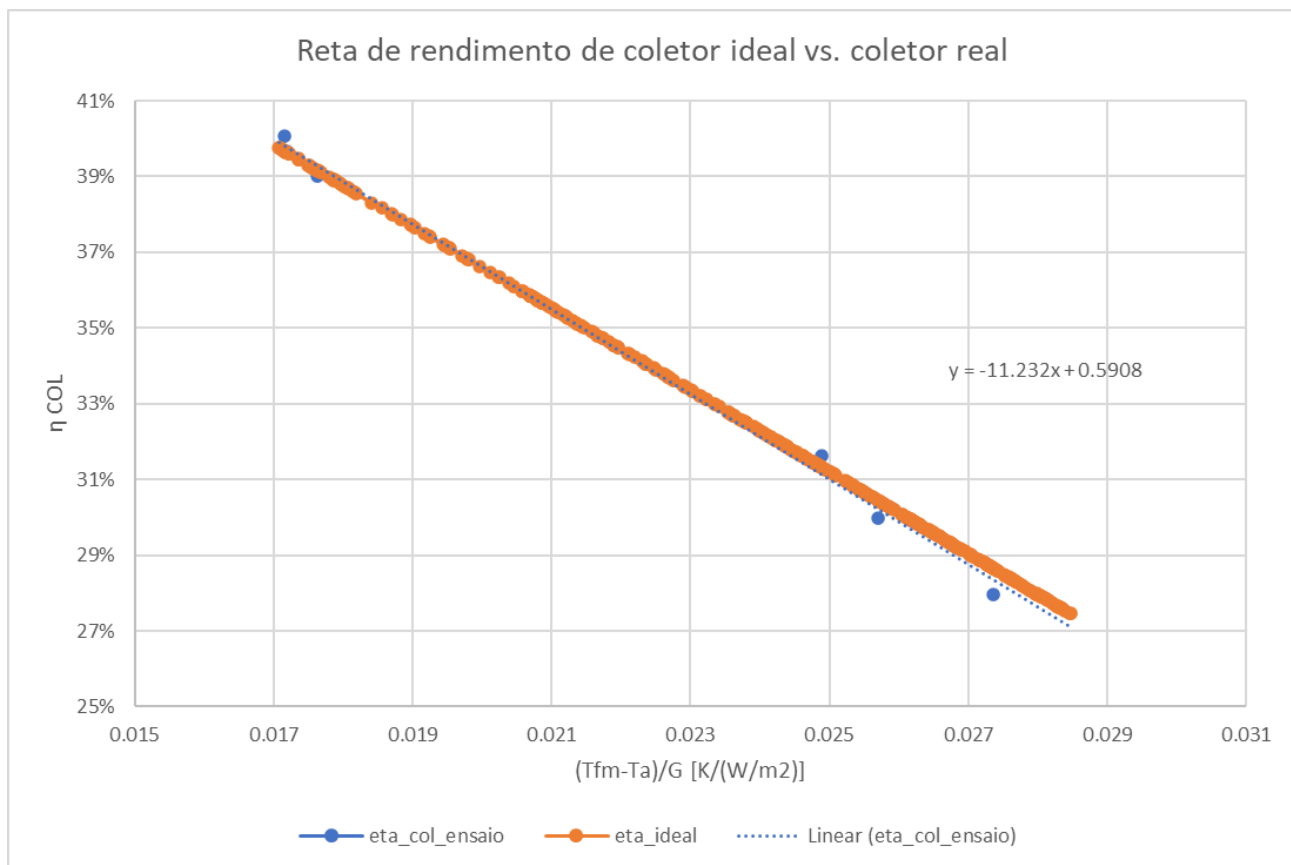


Figura 4. 4- Reta de rendimento do coletor pelo fabricante vs. real

Para além de comparar o modelo térmico teórico com o empírico, também é possível comparar o modelo elétrico teórico com o empírico. A partir da irradiância medida no piranómetro, e utilizando a temperatura média de entrada e saída de água, com recurso ao método de 1 diodo e 3 parâmetros é possível calcular a potência prevista para essas condições. A diferença entre os valores encontrados é cerca de 18%. No seguinte gráfico estão ilustradas as curvas teórica e prática.

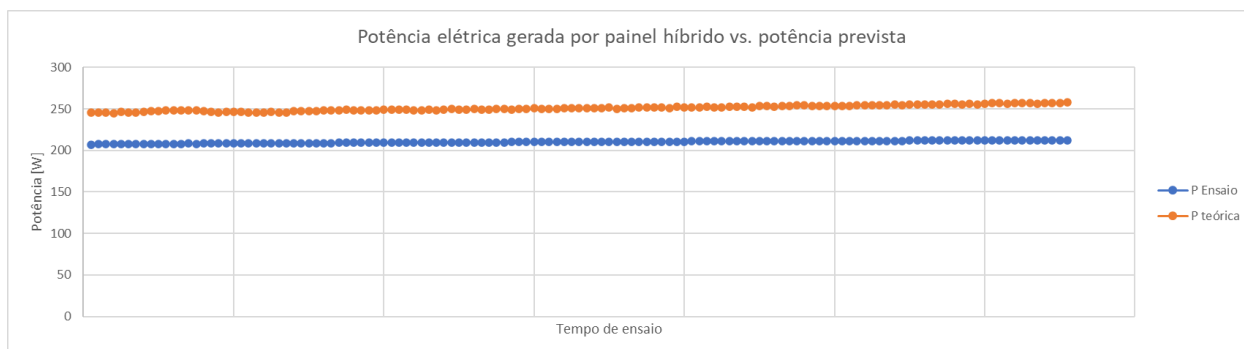


Figura 4. 5- Reta de produção elétrica-teórica vs. empírica

#### 4.1.2 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA

Em primeiro lugar foi realizada uma análise para vários sítios do país, em que se considerou analisar um sistema PVT com 2 painéis, contra um sistema PV+ST com 4 painéis.

Na tabela 4.1 constam os resultados dessa simulação:

*Tabela 4.1-Resultados de simulação para várias localizações em Portugal.*

	PVT			ST+PV		
	Poupança	Retorno	Fração solar	Poupança	Retorno	Fração solar
Faro	644,67 €	8,1 anos	83,39%	684,59 €	7,8 anos	97%
Beja	629,53 €	8,3 anos	81,00%	669,73 €	8 anos	91%
Lisboa	624,72 €	8,3 anos	79,00%	668,43 €	8 anos	89%
Porto	601,23 €	8,6 anos	73,94%	649,70 €	8,2 anos	81,18%

De seguida foi efetuada uma simulação para Faro em que se variou a tipologia da habitação:

*Tabela 4.2-Resultados de simulação para Faro com várias tipologias.*

Configuração	PVT			ST+PV		
	Poupança	Retorno	Fração solar	Poupança	Retorno	Fração solar
T0 (1 PVTx1PV+1ST 100L)	536,52 €	7,8 anos	68,97%	580,15 €	7,2 anos	67%
T1 (2 PVTx2PV+2ST 200L)	644,67 €	8,1 anos	83,39%	684,59 €	7,8 anos	97%
T2 (3 PVTx3PV+3ST 300L)	960,74 €	6,3 anos	84,66%	1 009,30 €	7 anos	99,99%
T3 (4 PVTx4PV+4ST 400L)	1 269,58 €	5,5 anos	85,20%	1 323,03 €	6,2 anos	99,99%

Por fim realizou-se um estudo que, face a um determinado perfil de consumo T2, foram testadas várias combinações de PV com ST e depois PVT, para verificar qual seria a melhor solução para um T2. Os resultados estão pautados nas seguintes tabelas:

*Tabela 4.3-Poupança mensal de cada solução*

	Poupança	Número de painéis Fotovoltaicos					
		1	2	3	4	5	6
Número de Coletores solares	1	834,69 €	918,15 €	992,36 €	1 057,76 €	1 104,44 €	1 136,30 €
	2	849,70 €	932,97 €	1 007,01 €	1 072,18 €	1 118,54 €	1 150,19 €
	3	851,38 €	934,64 €	1 008,69 €	1 073,85 €	1 120,20 €	1 151,84 €
	4	851,84 €	935,10 €	1 009,14 €	1 074,30 €	1 120,65 €	1 152,29 €

*Tabela 4.4-Fração solar de cada solução*

	Fração Solar (%)	Número de painéis Fotovoltaicos					
		1	2	3	4	5	6
Número de Coletores solares	1	73%	73%	73%	73%	73%	73%
	2	97%	97%	97%	97%	97%	97%
	3	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	4	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*Tabela 4.5-Percentagem de autoconsumo de cada solução*

	Autoconsumo (%)	Número de painéis Fotovoltaicos					
		1	2	3	4	5	6
Número de Coletores solares	1	9%	16%	23%	28%	32%	35%
	2	9%	16%	23%	29%	33%	36%
	3	9%	16%	23%	29%	33%	36%
	4	9%	16%	23%	29%	33%	36%

*Tabela 4.6-Tempo de retorno de cada solução*

	Tempo de retorno	Número de painéis Fotovoltaicos					
		1	2	3	4	5	6
Número de Coletores solares	1	5	5	5,1	5,3	5,5	5,7
	2	5,8	5,8	5,8	5,9	6,1	6,3
	3	7,3	7,1	7	7,1	7,2	7,4
	4	8	7,7	7,6	7,6	7,7	7,9

*Tabela 4.7-VAL (20 anos) de cada solução*

taxa de juro 0,05	VAL	Número de painéis Fotovoltaicos					
		1	2	3	4	5	6
Número de Coletores solares	1	6 252,07 €	6 874,20 €	7 372,96 €	7 675,07 €	7 791,81 €	7 762,77 €
	2	5 689,16 €	6 308,81 €	6 805,60 €	7 104,74 €	7 217,52 €	7 185,93 €
	3	4 447,11 €	5 066,72 €	5 563,47 €	5 862,53 €	5 975,18 €	5 943,50 €
	4	3 857,81 €	4 477,41 €	4 974,14 €	5 273,16 €	5 385,79 €	5 354,08 €

E por fim a tabela relativamente aos PVT:

*Tabela 4.8-Indicadores económicos de solução PVT*

Número de PVT's	Poupança	Fração Solar (%)	Autoconsumo (%)	Tempo de Retorno	VAL 20 ANOS
1	757,63 €	62%	8%	5,5	5 291,71 €
2	874,89 €	77%	15%	6	5 585,02 €
3	956,75 €	83%	21%	6,3	4 916,28 €
4	1 024,33 €	86%	26%	6,9	4 650,39 €

Procedeu-se também à criação de um gráfico que compare o tempo de retorno com o VAL para várias situações, neste caso para 1 ST e várias quantidades de PV:

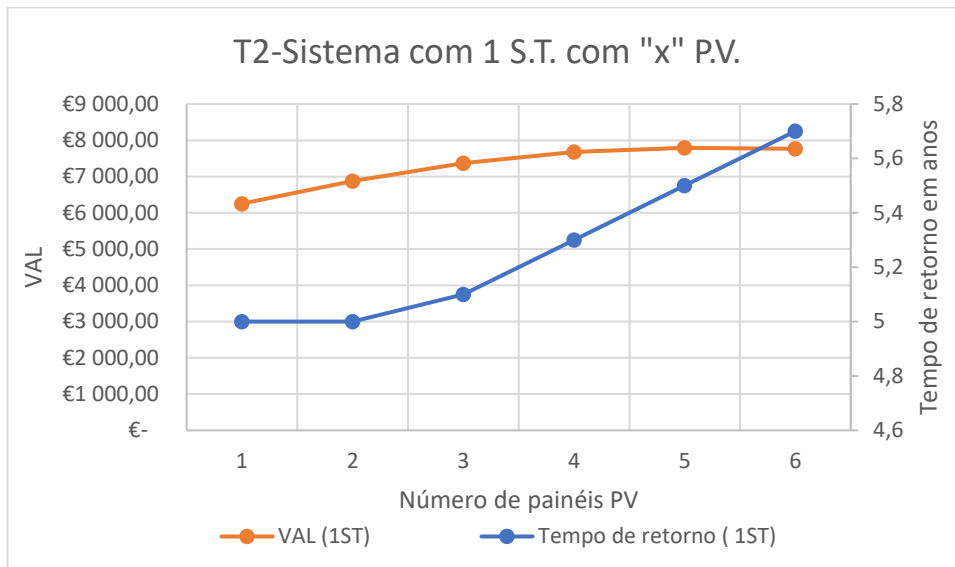


Figura 4. 6- Análise de solução ótima para sistema T2 com 1 ST e vários PV

O mesmo procedimento foi efetuado para o PVT.

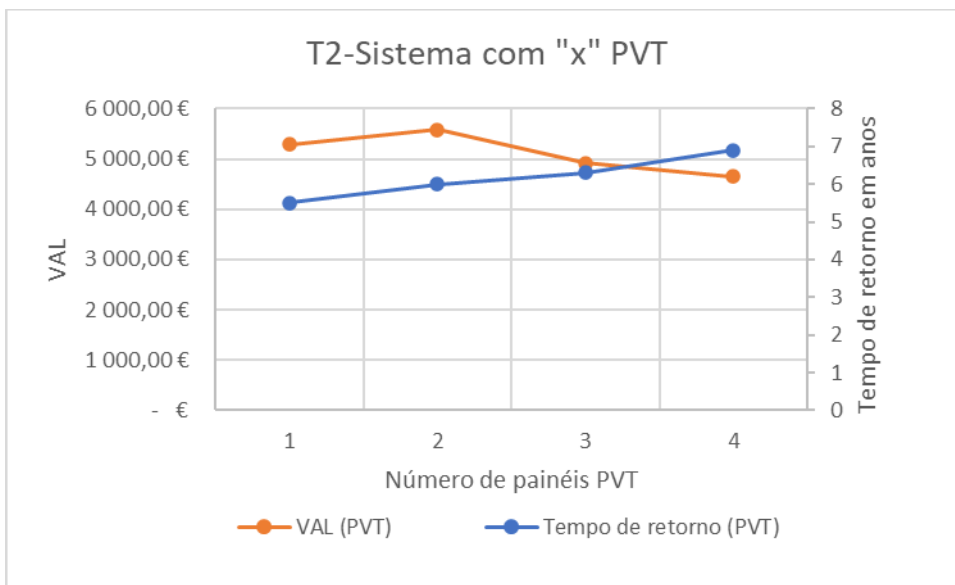


Figura 4. 7- Análise de solução ótima para sistema T2 com PVT

Foi também efetuado um cálculo para uma situação de máxima dissipação para uma piscina, para entender como é que a produção fotovoltaica do painel altera com diferentes temperaturas de células. Em relação ao cálculo para a temperatura da célula, a única coisa que se alterou em relação a inputs foi a capacidade do depósito que passou a ser substancialmente maior.

A produção fotovoltaica média anual dos PV, PVT e Piscina está apresentada na seguinte figura:

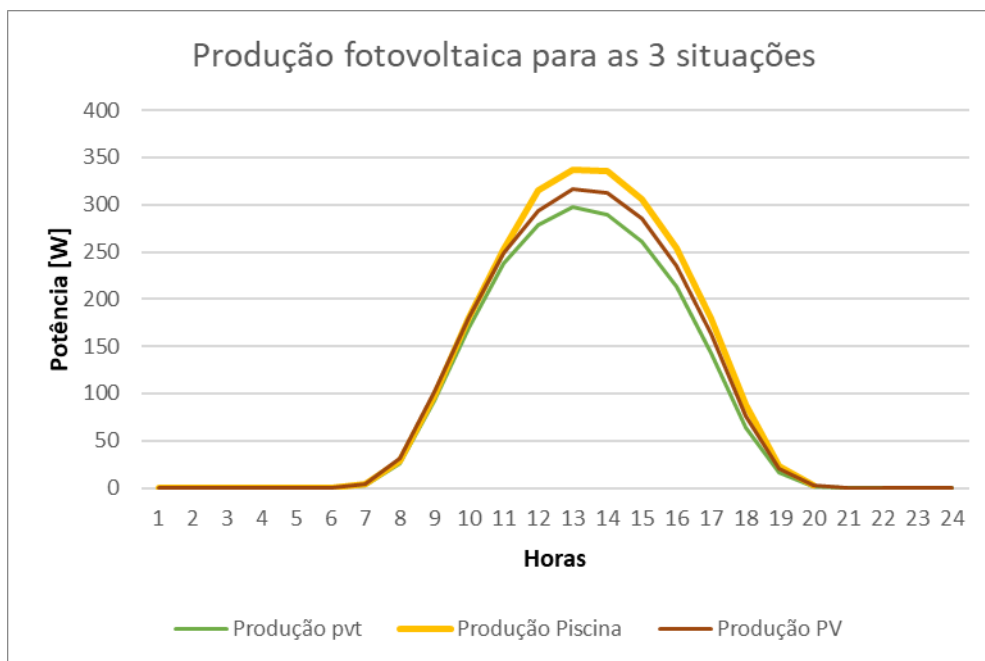


Figura 4. 8- Produção fotovoltaica de sistema PV, PVT E Piscina

O painel a dissipar para a piscina teve uma produção diária 13% superior ao do PVT, que está a trabalhar para AQS, e 5% superior do que o painel que se está a comportar como um PV simples.

As temperaturas médias anuais das mesmas 3 situações encontram-se na tabela subsequente:

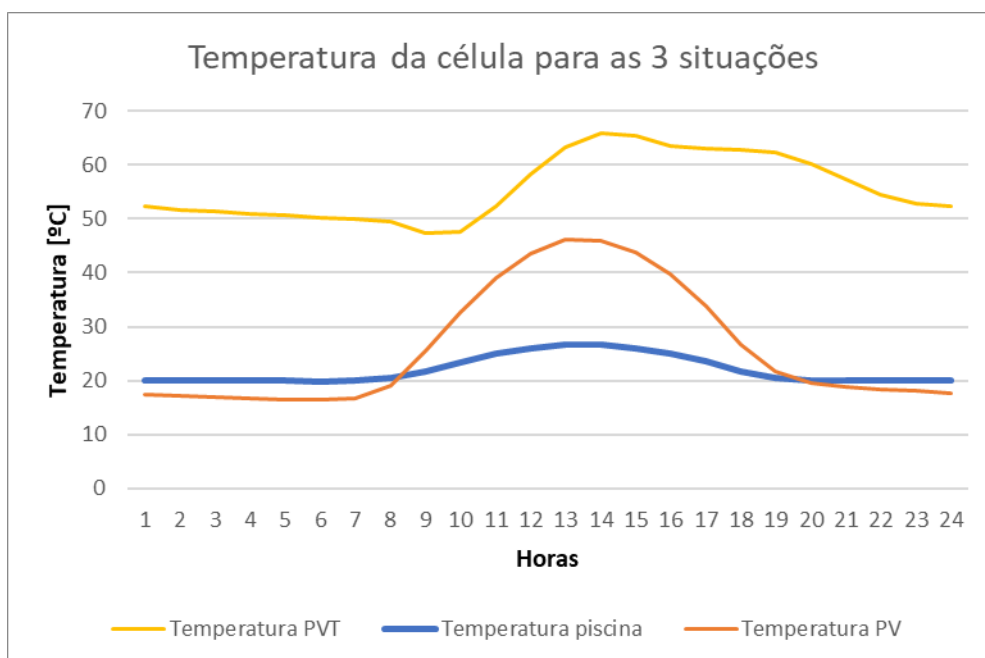


Figura 4. 9- Temperatura da célula fotovoltaica de sistema PV, PVT E Piscina

## 4.2 DISCUSSÃO

Na figura 4.1 conseguimos concluir que embora a inclinação de 45° seja mais elevada do que o aconselhado, a irradiância incidente na superfície inclinada é mais elevada do que na superfície horizontal. A inclinação de 45° foi utilizada por ser a única estrutura que estava disponível para a instalação. Em termos práticos não afeta em nada a qualidade e o objetivo do ensaio, apenas fica a nota que para realizar uma instalação a título definitivo convém escolher uma inclinação mais baixa, entre os 20° e 30°.

Na figura 4.2 temos uma confirmação do que se previa nas figuras, a diferença de temperatura entre painéis faz com que se revele uma diferença na energia elétrica produzida por cada um, visto que a temperatura da célula é inversamente proporcional à produção fotovoltaica. No entanto, nesta instalação teste só acontece porque o painel que está sem circulação de água tem o isolamento nas costas, que impede a que o calor dissipe pela superfície posterior do painel, como normalmente acontece nos PV.

O aumento gradual da energia elétrica produzida deve-se ao aumento gradual da radiação solar incidente.

A figura 4.3 é um bom exemplo para contar a história do ensaio. Inicialmente o sistema estava parado, e o painel estava cheio de água. Devido a se tratar de um circuito fechado, com configuração 1, a grande parte do volume da instalação localizava-se no painel. Dessa forma, assim que foi ligado o sistema, a água quente passou pelo sensor de saída e fez disparar o pico na temperatura de saída por volta das 11:33, sendo que ao mesmo tempo entra água a 27°C no painel. Passado uns minutos estabiliza este balanço térmico e começa a acontecer um comportamento bastante linear entre as 11:40 e 12:00, o painel subiu de temperatura visto que o nível de irradiância ainda está a subir. Quando se dá a quebra, foi quando foi ligado o ventilador convetor para dissipar alguma energia. Nesse período algo inconstante vemos que os intervalos de temperatura entre entrada e saída tornam-se maiores sinal de que está a dissipar calor para o exterior. Assim que se voltou a fechar o circuito, o painel adotou novamente o seu comportamento característico.

Quanto à figura 4.4, os resultados confirmam as características publicadas pelo fabricante, a reta, ainda que com poucos pontos ficou muito similar à reta do fabricante, apresentando um

erro de 3.85%. O facto de a reta ter uma zona sem pontos nenhuns está relacionado com a dificuldade de regular o sistema e pela inércia térmica do mesmo, outro fator pode ter sido a duração do ensaio, durou cerca de 1 hora e 15 minutos, sendo que as condições não oscilaram o suficiente para gerar pontos que cubram toda a reta.

A figura 4.5, apresenta a diferença entre a potência experimental e a potência prevista. Esta diferença de 18%, é fácil de entender a razão, alguns erros que acumulados na instrumentação da instalação podem produzir esta diferença, a adicionar ao erro residual que o modelo de 1 diódo e 3 parâmetros tem.

No que toca à análise técnico-económica, analisando a tabela 4.1, podemos concluir que a melhor localização para instalar um sistema PVT é em Faro, visto que tem maior radiação incidente por  $m^2$ , consequentemente melhor produção térmica e consegue pagar o sistema mais rapidamente, embora a diferença do tempo de retorno não seja muita.

A simulação da tabela 4.2 foi feita por forma a tentar encontrar um rácio ideal de quantos painéis é necessário por pessoa. Foi considerado neste caso um painel por pessoa, e 50L de armazenagem extra por cada  $m^2$  de painel térmico. Os resultados parecem ser satisfatórios, no entanto bastante inconstantes, para um sistema T0 o tempo de retorno PVT é de 7,8 anos enquanto que do ST+PV é 7,2 anos. No entanto, o PVT para um sistema T4 já tem uma poupança enorme e um tempo de retorno bem reduzido, ao contrário do ST+PV.

Em relação à tabela 4.3 pode-se concluir que a poupança de dinheiro do sistema cresce muito mais com o aumento do número de fotovoltaicos do que com o número de coletores solares. Isto deve-se também ao facto de os coletores solar atingirem uma fração solar logo próxima dos 100% como é visível na tabela 4.4. A percentagem de autoconsumo, tabela 4.5 tende também a crescer com o número de painéis fotovoltaicos.

A comparação entre as tabelas 4.6 e 4.7 demonstra que nem sempre o equipamento que tem o melhor tempo de retorno, irá ter o melhor VAL. O mesmo se observa na tabela 4.8 dos PVT.

Foram representados dois gráficos, um para o PV+ST e o outro para o PVT, ambos têm a curva do VAL e do tempo de retorno representadas, pelo que dá para ter uma melhor ideia de qual será o melhor investimento. O sistema com 1 ST e 3 painéis, embora não seja o ponto de máximo VAL, como não tem uma diferença grande para o valor máximo (1ST e 5 painéis), e o tempo de retorno é cerca de 6 meses mais curto, poderá revelar-se como a melhor opção.

Na figura 4.7 é possível ver uma tendência de que a partir dos 4 painéis, o tempo de retorno ia subir demasiado e o VAL descer. O ideal para esse caso é o sistema com dois PVT's, tem o maior VAL e o segundo menor tempo de retorno.

Em relação às figuras 4.8 e 4.9, são apresentadas 3 linhas que correspondem a três situações distintas:

-Dissipação para piscina. A água que circula nos painéis dissipa calor para a piscina, e acaba por arrefecer os mesmos. A água que circula dentro dos painéis estará sempre na ordem dos 18~30°C. Desta forma a produção fotovoltaica vai ser mais elevada.

-Situação de produção fotovoltaica. A temperatura da célula é dada pela temperatura NOCT, que costuma ser entre 25~50°C.

-Produção de AQS. Os painéis estão a dissipar calor para dentro de um depósito que tem temperatura na ordem dos 40~60°C, os painéis nunca vão operar a uma temperatura inferior a esses valores, e dessa forma vão produzir menos energia elétrica.

Quanto maior a temperatura da célula menor será a sua produção elétrica.

# 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

## 5.1 CONCLUSÕES

A modelação elétrica e térmica realizada apresentou resultados válidos em comparação com os dados do fabricante, em que a diferença entre valores não ultrapassou os 5%. Foram realizados ensaios práticos com valores bastante relevantes e com significado. Algo que poderia ter corrido melhor seria o facto de apenas ter sido feito um ensaio e de curta duração. Seria necessário fazer mais ensaios, mais duradouros para poder retirar outro tipo de conclusões com mais certezas.

No entanto, esta tecnologia tem bastante potencial, sobretudo quando utilizada em soluções de baixa temperatura como sendo piscinas ou aquecimento ambiente. O mesmo painel híbrido a trabalhar para aquecer uma piscina produz em média mais 13% do que se estiver a trabalhar para AQS, e mais 5% do que se estiver a trabalhar sem circular água.

O Sistema PVT, quando comparado com soluções que combinam PV com ST não ficou muito aquém, pelo contrário, por exemplo para uma tipologia de T2 concluiu-se que a dimensão ideal para um sistema PVT, que tem um tempo de retorno de aproximadamente 6 anos, com um VAL a 20 anos de 5585,02€, são 2 painéis. Ao passo que, a dimensão ideal de um sistema PV+ST para a mesma tipologia, com um tempo de retorno de 5,5 anos e VAL a 20 anos de 7791,81€, são 5 painéis fotovoltaicos e 1 solar térmico. Podemos concluir que o PVT perde em termos de VAL, mas se calcularmos a rentabilidade por metro quadrado, de modo a otimizar a área da cobertura/telhado, o PVT vence. Esta solução pode ser interessante em situações com área de implementação limitada, como por exemplo, em alguns blocos de apartamentos em que os habitantes têm direito a uma porção da cobertura.

Em suma conclui-se que esta tecnologia tem interesse, tem vindo a ser desenvolvida ao longo dos anos, e cada vez é mais eficiente, para certas situações é mais vantajoso do que para outras, por exemplo, na situação de aquecimento de piscinas só acarreta benefícios, visto que melhora a produção fotovoltaica e consegue aquecer a água da piscina, no caso das AQS pode

ser vantajoso no sentido de poupar área no telhado e de não exigir tanta manutenção por não operar com temperaturas tão elevadas como as do solar térmico convencional, no entanto a perde produção fotovoltaica por a célula trabalhar a uma temperatura mais elevada que uma situação sem circulação.

## **5.2 TRABALHOS FUTUROS**

O estudo efetuado pode ser aprofundado no que toca à otimização da orientação e inclinação dos painéis. Pode também ser feita uma análise a soluções de integração com outras formas de energias renováveis, como por exemplo, a biomassa.

A aplicação destes painéis híbridos para soluções de aquecimento ambiente e aquecimento de piscinas pode ter mais interesse visto se tratar de soluções de baixa temperatura.

## REFERÊNCIAS

- American Solar Energy Society. (2021, February 20). *Monocrystalline vs Polycrystalline solar panels*. <https://ases.org/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>
- Amillo, A. G., Huld, T., & Müller, R. (2014). A new database of global and direct solar radiation using the eastern meteosat satellite, models and validation. *Remote Sensing*, 6(9), 8165–8189. <https://doi.org/10.3390/rs6098165>
- Apricus Solar. (n.d.). *Flat Plate Solar Collectors*. <https://www.apricus.com/flat-plate-solar-collectors-3/>
- Cardoso, F. (2021, August 18). *Solar heat worldwide: solar térmico cai no panorama mundial, mas cresce em Portugal*. <https://edificioseenergia.pt/noticias/solar-heat-worldwide-1808-portugal/>
- Castro, R. (2018). *Uma Introdução às energias renováveis: éolica, fotovoltaica e mini-hídrica* (3rd ed.). IST Press.
- Departamento de Engenharia Mecânica. (2017). *Ensaio Laboratorial de um coletor solar térmico*. Instituto Superior de Engenharia.
- DUAL SUN. (2022). *SPRING 425 Shingle Black*. SPRING hybrid solar panel (PVT)®.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes: fourth edition. In *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- ERSE. (2020). *Períodos Horários na energia elétrica em Portuga*.
- European Comission. (2021). *PVGIS data sources & calculation methods*. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en)
- European Union. (2022). *Coverage of solar radiation databases in PVGIS 5.2*. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en)

- Gasparin, F. P. (2009). *Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Gracia Amillo, A. M., & Huld, T. (2013). Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces. In *Validation of the model implemented in PVGIS*. <https://doi.org/10.2790/91554>
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., & Warta, W. (2011). Solar cell efficiency tables (version 37). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(1), 84–92. <https://doi.org/10.1002/pip.1088>
- Kramer, K., Mehnert, S., Thoma, C., & Ollas, P. (2017). Guide to standard ISO 9806:2017. A Resource for Manufacturers, Testing Laboratories, Certification Bodies and Regulatory Agencies, 10. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.30241.30562>
- Lorenzo, E. (2005). Energy collected and delivered by PV modules. In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (pp. 905–970). John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/0470014008.ch20>
- Moita, F. (1987). *Energia solar passiva I* (Vol. 1). Imprensa Nacional-Casa da Moeda.
- Mojiri, A., Taylor, R., Thomsen, E., & Rosengarten, G. (2013). Spectral beam splitting for efficient conversion of solar energy - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 654–663. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.026>
- Mueller, R., Behrendt, T., Hammer, A., & Kemper, A. (2012). A new algorithm for the satellite-based retrieval of solar surface irradiance in spectral bands. *Remote Sensing*, 4(3), 622–647. <https://doi.org/10.3390/rs4030622>
- Mueller, R. W., Matsoukas, C., Gratzki, A., Behr, H. D., & Hollmann, R. (2009). The CM-SAF operational scheme for the satellite based retrieval of solar surface irradiance - A LUT based eigenvector hybrid approach. *Remote Sensing of Environment*, 113(5), 1012–1024. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2009.01.012>
- Muneer, T. (1990). Solar radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology*, 11(4), 153–163.
- NASA. (2021, October 15). *Our sun: in depth*. <https://solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/in-depth/>
- PORDATA. (2022, October 17). *Produção de energia elétrica : total e a partir de fontes renováveis*. <https://www.pordata.pt/portugal/producao+de+energia+eletrica+total+e+a+partir+de+fontes+renovaveis-1127>

- Quaschnig, V. (2019). Photovoltaics- energy from sand. In *Renewable energy and climate change* (John Wiley & Sons, p. 109).
- Ramos, C. A. F., Alcaso, A. N., & Cardoso, A. J. M. (2020). Tecnologia solar híbrida. In *XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*. <https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2062>
- Rohde, R. A., & Costa, J. (2020, September 21). *Espectro da radiação solar na terra*. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar\\_spectrum\\_ita.svg#/media/File:Solar\\_spectrum\\_pt.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar_spectrum_ita.svg#/media/File:Solar_spectrum_pt.svg)
- Saif, O., Abouelatta, M., Shaker, A., & Elsaid, M. K. (2018). On the optimization of InGaP/GaAs/InGaAs triple-junction solar cell. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 446(1), 2. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/446/1/012010>
- Sevela, P., & Olesen, B. W. (2013). Development and benefits of using PVT compared to PV. *Sustainable Building Technologies*, 90–97.
- Svarc, J. (2020, March 20). *Solar panel construction*. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction>
- Szabó, L. (2017, July 10). The history of using solar energy. *Proceedings - 2017 International Conference on Modern Power Systems, MPS 2017*. <https://doi.org/10.1109/MPS.2017.7974451>
- Zondag, H. A., De Vries, D. W., Van Helden, W. G. J., Van Zolingen, R. J. C., & Van Steenhoven, A. A. (2001). The thermal and electrical yield of a PV-Thermal Collector. *Solar Energy*, 72(2), 113–128. [www.elsevier.com/locate/solener](http://www.elsevier.com/locate/solener)



## **APÊNDICES**

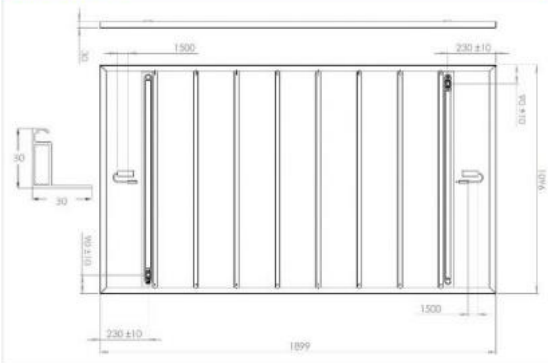
- Apêndice 1 – Ficha técnica do painel Dualsun
- Apêndice 2 – Ficha de dados de depósito SGW(S) Grand
- Apêndice 3 – Rotina de cálculo em visual basic -método de obtenção de dados do PVGIS
- Apêndice 4 – Rotina de cálculo em visual basic -método de 1 díodo e 3 parâmetros

# FICHA TÉCNICA PAINEL DUALSUN

## SPRING<sup>®</sup> 425 Shingle Black



### Dimensões

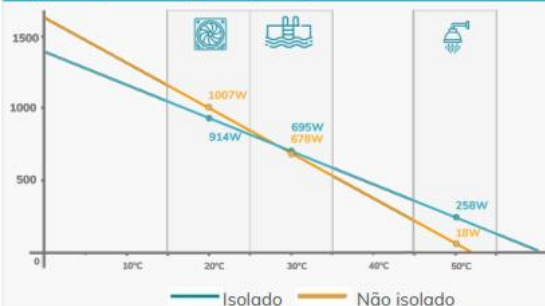


### Características físicas

Comprimento	1899 mm	
Largura	1096 mm	
Grossura	30 mm	
Peso vazio/cheio	<b>[fr] Non isolé</b>	<b>[fr] Isolé</b>
	28,6 / 33,6 kg	29,4 / 34,4 kg
Número de células	320	
Tipo de célula	PERC monocristalino	
Conectores	MC4 Original Stäubli	
Comprimento do cabo	1500 mm	
Carga máxima	6600 Pa (neve) / 3600a (vento)*	
Moldura / verso	Alumínio anodizado preto / Preto	

\* Em condição padrão: 4 estribos no lado comprido

### Potência térmica por painel em função da T° da água no painel e por aplicação



Desempenho baseado nos valores  $a_0$ ,  $a_1$  (vento  $u=0$  m/s) sob condições STC ( $T=25^\circ\text{C}$ ,  $G=1000$  W/m<sup>2</sup>)

### Características fotovoltaicas

Poder nominal	425 W
Garantia de potência linear de 25 anos	84,8%
Tolerância de potência de saída	0/+3%
Rendimento Mínimo Garantido do Módulo	20,4 %
Tensão na potência nominal ( $V_{mpp}$ )	36,0 V
Corrente na potência nominal ( $I_{mpp}$ )	11,81 A
Tensão de circuito aberto ( $V_{co}$ )	43,4 V
Intensidade de curto-circuito ( $I_{cc}$ )	12,56 A
Tensão de Coeficiente de Temperatura ( $\mu V_{co}$ )	-0,27 %/K
Coeficiente de temperatura atual ( $\mu I_{cc}$ )	0,04 %/K
Potência do coeficiente de temperatura ( $\mu P_{mpp}$ )	-0,34 %/K
Tensão máxima do sistema	1500 VDC
Corrente reversa máxima	25A
NMOT	45 +/- 2°C
classe de aplicativo	II

\* Condições STC (AM 1,5 - 1000 W/m<sup>2</sup> - 25°C)  
Tolerância de medição: +/- 3%

### Características Térmicas

Poder Térmico	418 C <sub>v</sub> /m <sup>2</sup> *	869 C <sub>v</sub> /pn
área do sensor	2,08 m <sup>2</sup>	
volume do trocador	5 L	
Pressão máxima de trabalho	1,5 bar	
Perdas de carga	<b>Retrato</b>	<b>Interior</b>
(Pa   mmH2O)	60 l/h 186   19	441   45
	100 L/h 461   47	961   98
Entrada/saída hidráulica	conexão DualQuickft®	
	<b>[fr] Non isolé</b>	<b>[fr] Isolé</b>
temperatura de estagnação	80° C	90° C
Eficiência óptica $a_0$	40,5 %**	39,07 %**
fator $a_1$	15,9 W/K/m <sup>2</sup> **	8,6 W/K/m <sup>2</sup> **
fator $a_2$	0 W/(m <sup>2</sup> .K <sup>2</sup> )**	0 W/(m <sup>2</sup> .K <sup>2</sup> )**

\* Potência térmica calculada com vento  $u = 0$  m/s,  $DT = 0$ ,  $G = 1000$  W/m<sup>2</sup>

\*\* Os coeficientes  $a_0$ ,  $Para_1$  e  $tem_2$  são dos testes de certificação EN 9806:2017 para coletores solares não vitrificados realizados pela TÜV para a velocidade do vento  $u = 1$  m/s:  $a_0 = n_0 - vs_0^* você$ ;  $Para_1 = c_1 + c_3^* você$ ;  $u' = u - 3$

# FICHA DE DADOS DE DEPÓSITO SGW(S) GRAND

## 7. Product fiche

### 7. Product fiche (according to EU Regulation No 812/2013)

#### 7.1. SGW(S) Maxi

1	EN - Supplier's name or trade mark	Galmet					
2	EN - Supplier's model identifier	SGW(S) Maxi 250	SGW(S) Maxi 300	SGW(S) Maxi 400	SGW(S) Maxi 500	SGW(S) Maxi 700	SGW(S) Maxi 1000
3	EN - Energy efficiency class	B	B	C	B	C	C
4	EN - Standing loss [W]	63	65	95	82	106	131
5	EN - Storage volume [L]	236	284	376	471	657	973

#### 7.2. SGW(S) Maxi Plus

1	EN - Supplier's name or trade mark	Galmet		
2	EN - Supplier's model identifier	SGW(S) Maxi Plus 300	SGW(S) Maxi Plus 400	SGW(S) Maxi Plus 500
3	EN - Energy efficiency class	B	C	B
4	EN - Standing loss [W]	65	95	82
5	EN - Storage volume [L]	293	373	465

#### 7.3. SGW(S)M

1	EN - Supplier's name or trade mark	Galmet		
2	EN - Supplier's model identifier	SGW(S)M 300	SGW(S)M 400	SGW(S)M 500
3	EN - Energy efficiency class	B	C	B
4	EN - Standing loss [W]	67	95	82
5	EN - Storage volume [L]	295	391	488

#### 7.4. SGW(S) Grand

1	EN - Supplier's name or trade mark	Galmet				
2	EN - Supplier's model identifier	SGW(S) Grand 160	SGW(S) Grand 200	SGW(S) Grand 300	SGW(S) Grand 400	SGW(S) Grand 500
3	EN - Energy efficiency class	B	B	B	C	B
4	EN - Standing loss [W]	57	60	65	95	82
5	EN - Storage volume [L]	160	193	297	386	484

## ROTINA DE CÁLCULO EM VISUAL BASIC- MÉTODO DE OBTENÇÃO DE DADOS DO PVGIS

```

Sub mediapvorl()
  Dim RespArray() As String
  Dim RespArray2() As String
  Dim Vmpp, Impp, Isc, Voc, A, Pp, e, Vt, q, K, FF As Double
  Dim Io, Vtr, Ior, Iscr, Vmppr, Imppr, Pmppr As Double
  Vmpp = Worksheets("Dados").Range("C7")
  Impp = Worksheets("Dados").Range("C8")
  Voc = Worksheets("Dados").Range("C9")
  Isc = Worksheets("Dados").Range("C10")
  NOCT = Worksheets("Dados").Range("C11")
  Vc = Worksheets("Dados").Range("C12")
  Ic = Worksheets("Dados").Range("C13")
  Pc = Worksheets("Dados").Range("C14")
  A = Worksheets("Dados").Range("C15")
  Pp = Worksheets("Dados").Range("C16")
  e = Worksheets("Dados").Range("C17")
  Ns = Worksheets("Dados").Range("C18")
  Dim ef As Single
  ef = Worksheets("Dados").Range("C29")\
  Dim i, i2 As Long
  Dim XmlHttp As New MSXML2.XMLHTTP60, myurl As String
  myurl = Worksheets("input").Cells(5, 2)
  XmlHttp.Open "GET", myurl, False
  XmlHttp.send
  lin = 2
  col = 2

n = 0
  ' divide os dados em blocos
  RespArray() = Split(XmlHttp.responseText, Chr(13))
  'faz um loop por cada bloco e divide por linha
For i = LBound(RespArray) To UBound(RespArray)
  RespArray2() = Split(RespArray(i), " ")
  For i2 = LBound(RespArray2) To UBound(RespArray2)
    If Mid(RespArray2(i2), 2, 2) = "20" Then
      linha = Mid(RespArray2(i2), 11, 2) + 2
      ' extrai o dia
      dia = Mid(RespArray2(i2), 9, 2)
      ' extrai o mês
      mes = Mid(RespArray2(i2), 7, 2)
      ' extrai o ano
      ano = Mid(RespArray2(i2), 3, 4)
      ' Combina o dia, mês e ano para formar uma data
      Data = ano & "-" & mes & "-" & dia
      ' verifica se a data mudou
      If Data <> data_ant Then
        ' Muda de coluna quando a data muda
        coluna = coluna + 1
        data_ant = Data ' Atualiza a data atual
      End If
    End If
  Next i2
  cancela = 16

```

```
Do While Mid(RespArray2(i2), cancela, 1) <> ","
    cancela = cancela + 1
Loop
potencia = Val(Mid(RespArray2(i2), cancela + 1, Len(RespArray2(i2)) - cancela))

Worksheets("aux").Cells(coluna + 1, linha).Value = potencia
For ind = 1 To 2
    cancela = cancela + 1
    Do While Mid(RespArray2(i2), cancela, 1) <> ","
        cancela = cancela + 1
    Loop
Next ind
temp = Val(Mid(RespArray2(i2), cancela + 1, Len(RespArray2(i2)) - cancela))
Worksheets("aux").Cells(coluna + 1, linha + 25).Value = temp
End If
Next i2
Next i

End Sub
```

# ROTINA DE CÁLCULO EM VISUAL BASIC- MÉTODO 1 DÍODO E 3 PARÂMETROS

```

Sub fotovoltaico()
Dim Vmpp, Imp, Isc, Voc, A, Pp, e, Vt, q, K, FF, Io, Vtr, Ior, Iscr, Vmppr, Imppr, Pmprr As Double
Dim ef As Single
Vmpp = Worksheets("Dados").Range("C7")
Imp = Worksheets("Dados").Range("C8")
Voc = Worksheets("Dados").Range("C9")
Isc = Worksheets("Dados").Range("C10")
NOCT = Worksheets("Dados").Range("C11")
Vc = Worksheets("Dados").Range("C12")
Ic = Worksheets("Dados").Range("C13")
Pc = Worksheets("Dados").Range("C14")
A = Worksheets("Dados").Range("C15")
Pp = Worksheets("Dados").Range("C16")
e = Worksheets("Dados").Range("C17")
Ns = Worksheets("Dados").Range("C18")
ef = Worksheets("Dados").Range("C29")

For j = 2 To 367
  For i = 1 To 24
    temp = Worksheets("aux").Cells(j, 26 + i)
    g = Worksheets("aux").Cells(j, 1 + i)
    If g = 0 Then
      Pmprr = 0
    Else

      T = temp + 273.15

      Tstc = 298.16 'K
      Gstc = 1000 'W/m2
      eta = Pp / (A * Gstc) '%'
      FF = Pp / (Voc * Isc)
      q = 1.6 * 10 ^ -19 'C
      K = 1.38 * 10 ^ -23 'K
      Vt = Tstc * K / q
      m = (Vmpp - Voc) / (Vt * WorksheetFunction.Ln(1 - Imp / Isc))
      Io = Isc / (Exp(Voc / (m * Vt)) - 1)
      Vtr = K * T / q
      Ior = Io * ((T / Tstc) ^ 3) * Exp((e * Ns / m) * (1 / Vt - 1 / Vtr))
      Iscr = g / Gstc * Isc
      Dim Vprev As Double, errorValue As Double
      Dim maxError As Double
      Dim iterations As Integer

      ' Define valores iniciais

      Vmppr = 0 ' Palpite inicial para valor de V
      maxError = 0.025

      ' Limpa resultados anteriores
      Worksheets("Dados").Range("B29").ClearContents

```

```
' Faz iterações até que erro seja inferior a maxError
iterations = 1
Do
    Vprev = Vmppr ' Guarda o valor anterior de V

    ' Calcula novo valor de V utilizando método de Newton-Raphson
    Vmppr = m * Vtr * Log((1 + Iscr / Ior) / (1 + Vprev / (m * Vtr)))

    ' Calcula o erro entre valores
    errorValue = Abs(Vmppr - Vprev)

    iterations = iterations + 1
Loop While errorValue > maxError
Imppr = Iscr - (Ior * (Exp(Vmppr / (Vtr * m)) - 1))
Pmppr = Imppr * Vmppr
'* ef|
End If
Worksheets("aux").Cells(j, 51 + i) = Pmppr
Next i
Next j
MsgBox ("Cálculo concluído")
End Sub
```