



# Avaliação do Comportamento do Software Pvsyst para Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes

**ROSALINA MADALENA CORREIA COSTA**

novembro de 2020

# **AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO SOFTWARE PVSYST PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES**

Rosalina Madalena Correia Costa

1181280

**2020**

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica





# **AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO SOFTWARE PVSYST PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES**

Rosalina Madalena Correia Costa

1181280

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação da Doutora Rosa Maria Pilão.

**2020**

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica





# JÚRI

## **Presidente**

Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras

Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

## **Orientador**

Doutora Rosa Maria Barbosa Rodrigues Pilão

Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto

## **Supervisor**

Engenheiro Paulo Pinto

*Chief Executive Officer*, Megajoule

## **Arguente**

Adélio Manuel de Sousa Cavadas

Professor Auxiliar, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



## AGRADECIMENTOS

Antes de mais, gostaria de manifestar o meu agradecimento a todos aqueles que estiveram presentes ao longo do meu percurso académico e que, direta ou indiretamente, contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação.

Começo por deixar o meu sincero obrigada à Professora Doutora Rosa Pilão, por todo o conhecimento transmitido e prontidão para me ajudar. A sua orientação e aconselhamento foram fundamentais à realização deste trabalho.

Ao Engenheiro Paulo Pinto, o meu coorientador e supervisor na empresa MEGAJOULE, o meu obrigada pela oportunidade de estágio e apoio constante. Agradeço ainda à empresa MEGAJOULE pela disponibilização das ferramentas necessárias à realização deste estudo. Quero, ainda, deixar o meu obrigada à Catarina Novais por todos os ensinamentos transmitidos na área de solar fotovoltaica, assim como toda a disponibilidade para me auxiliar quando foi necessário. Aproveito também para agradecer o contributo feito pela Catarina Macara na área de programação, que facilitou em muito a recolha dos resultados.

Gostaria de salientar também o apoio da minha amiga e colega Luísa, que foi uma das pessoas mais presentes durante a realização do meu mestrado. Obrigada pela motivação, companheirismo e amizade desde o início.

À minha família, principalmente aos meus pais e à minha irmã, quero agradecer pelo incentivo, paciência e confiança demonstrados, principalmente nas fases mais difíceis.

Por último, gostaria de agradecer ao Rúben, que é desde sempre o meu pilar e força. Obrigada por todo o apoio e ajuda em todas as situações.



## PALAVRAS CHAVE

Painéis fotovoltaicos flutuantes; Modelação; *PVSYST*; *PVGIS*.

## RESUMO

O trabalho desenvolvido teve como principal objetivo o estudo dos coeficientes de transferência de calor que participam no balanço de energia de um painel fotovoltaico flutuante. Através desta análise, pretendeu-se avaliar a possibilidade de utilização da metodologia adotada na previsão do comportamento térmico para o software de simulação *PVSYST*.

A metodologia adotada contou com várias etapas para a análise. Depois de recolhidos os dados de *inputs* através do *PVGIS* e de selecionado um painel fotovoltaico, foi assumido como caso de estudo o plano terrestre. Em seguida, atendendo a um balanço energético, em estado estacionário, foram desenvolvidos três modelos de comportamento térmico do painel. As análises feitas foram discriminadas para dois cenários distintos de operação do painel: regime de instalação livre e semi-isolado. A comparação entre os resultados obtidos utilizando os Modelos e o *software* de simulação permitiram selecionar o Modelo 2 como modelo a utilizar na fase seguinte de estudo, que consiste em avaliar o painel em operação no plano de água.

Para a transposição para o plano de água, foi necessário um ajuste das condições climáticas, nomeadamente a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Para cada simulação efetuada pelo Modelo 2 foi realizada uma simulação em *PVSYST* e os resultados obtidos evidenciam um ligeiro aumento do RMSE na situação de operação no plano de água face ao plano terrestre.

A análise dos resultados obtidos não permitiu validar a utilização do *software* *PVSYST* na modelação do comportamento térmico de painéis fotovoltaicos flutuantes. No entanto, os resultados apresentados constituem avaliações preliminares importantes que devem ser tidas em consideração para trabalhos futuros.

**KEYWORDS**

*Floating photovoltaic panels; Modeling; PVSYST; PVGIS*

**ABSTRACT**

*The main objective of this work was to study the heat transfer coefficients that participate in the energy balance of a floating photovoltaic panel. Through this analysis, it was planned to evaluate the possibility of using the methodology adopted in the prediction of thermal behavior for the PVSYST simulation software.*

*The adopted methodology had several stages for the analysis. After collecting input data through PVGIS and selecting a photovoltaic panel, the terrestrial plane was assumed as a case study. Then, considering an energy balance, in steady state, three models of thermal behavior of the panel were developed. The analyzes made were broken down to two different scenarios of panel operation: free and semi-isolated installation regime. The comparison between the results obtained using the Models and the simulation software allowed to select the Model 2 as a model to be used in the next phase of study, which consists of evaluating the panel in operation in the water plane.*

*For the transposition to the water plane, it was necessary to adjust the climatic conditions, namely the ambient temperature and the wind speed. For each simulation performed by Model 2, a PVSYST simulation was performed and the results obtained show a slight increase in the RMSE in the operation situation in the water plane compared to the terrestrial plane.*

*The analysis of the results obtained did not allow validating the use of the PVSYST software in modeling the thermal behavior of floating photovoltaic panels. However, the results presented are important preliminary assessments that must be considered for future work.*





## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

### Lista de Abreviaturas

ETA	Estação de Tratamento de Águas
FER	Fontes de Energia Renováveis
GEE	Gases de Efeito de Estufa
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
VBA	Programação em <i>Visual Basic</i>

### Lista de Unidades

°C	Graus Celcius
m	Metros
W	Watt
Wp	Watt pico
Wh	Watt-hora

### Lista de Símbolos

$A_s$	Área da superfície ( $m^2$ )
$\alpha$	Coefficiente de absorção
$\beta$	Coefficiente de temperatura do módulo ( $K^{-1}$ )
$E_e$	Energia de entrada (W)
$E_s$	Energia de saída (W)
$E_u$	Energia útil (W)
$\varepsilon$	Emissividade
$G$	Radiação incidente no plano ( $W/m^2$ )
$Gr$	Número de <i>Grashof</i>
$g$	Aceleração gravítica ( $\approx 9,8 m/s^2$ )
$h_{conv}$	Coefficiente de transferência de calor por convecção ( $W/m^2K$ )
$h_{rad}$	Coefficiente de transferência de calor por radiação ( $W/m^2K$ )
$k$	Condutividade térmica ( $W/m \cdot K$ )
$Nu$	Número de <i>Nusselt</i>
$\eta$	Eficiência do painel (%)
$\eta_0$	Eficiência elétrica do painel à temperatura de referência (%)
$Pr$	Número de <i>Prantl</i>
$\rho$	Densidade ( $kg/m^3$ )
$Q_{conv}$	Calor de convecção
$Q_{rad}$	Calor de radiação

---

$Q_{\text{útil}}$	Calor útil
$U$	Coefficiente de perdas térmicas (W/m <sup>2</sup> K)
$\sigma$	Constante de <i>Stefan-Boltzmann</i> ( $\approx 5,67 \times 10^{-8}$ [W/(m <sup>2</sup> K <sup>4</sup> )] )
$Re$	Número de <i>Reynolds</i>
$T_a$	Temperatura ambiente para o plano de água (°C)
$T_{amb}$	Temperatura ambiente (°C)
$T_p$	Temperatura de operação do painel (°C)
$T_{ref}$	Temperatura de referência (=25°C)
$\mu$	Viscosidade dinâmica (N·s/m <sup>2</sup> )
$\nu$	Viscosidade cinemática (m <sup>2</sup> /s)

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: FIGURA ILUSTRATIVA DO LOGÓTIPO DA EMPRESA MEGAJOULE.	3
FIGURA 2: VISTA ESQUEMÁTICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO FLUTUANTE TÍPICO E OS SEUS PRINCIPAIS COMPONENTES.	11
FIGURA 3: EXEMPLOS DE ESTRUTURAS FLUTUANTES UTILIZADAS: <i>PONTOON</i> (A) E <i>HYDRELIO</i> (B).	12
FIGURA 4: POTÊNCIA DE PRODUÇÃO EM MW FOTOVOLTAICA E HÍDRICA AO LONGO DE UM DIA DE SOL NA ESTAÇÃO DE LONGYANGXIA, CHINA (FONTE: ADAPTADO DE CAZZANIGA, 2019 [17]).	13
FIGURA 5: EVOLUÇÃO DO TOTAL DE POTÊNCIA INSTALADA DE TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE ATÉ 2018. DADOS RECOLHIDOS COM BASE EM NOTÍCIAS REPORTADAS E CONHECIMENTO DA INDÚSTRIA. FONTE: <i>WHERE SUN MEETS WATER: FLOATING SOLAR MARKET REPORT</i> , 2019 [36].	16
FIGURA 6: ESTAÇÃO FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE ALTO RABADÃO.	17
FIGURA 7: ESQUEMA DO BALANÇO ENERGÉTICO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO.	21
FIGURA 8: REPRESENTAÇÃO DO PROCESSO DE SELEÇÃO DOS REGIMES LIVRE E SEMI-ISOLADO NO SOFTWARE <i>PVSYST</i> .	32
FIGURA 9: FLUXOGRAMA REPRESENTATIVO DA METODOLOGIA ADOTADA PARA O PROCESSO DE ANÁLISE.	34
FIGURA 10: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS EM OPERAÇÃO DE INSTALAÇÃO LIVRE, PARA O MÊS DE AGOSTO.	38
FIGURA 11: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS EM OPERAÇÃO DE INSTALAÇÃO LIVRE, PARA O MÊS DE DEZEMBRO.	39
FIGURA 12: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS EM OPERAÇÃO DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO, PARA O MÊS DE AGOSTO.	41
FIGURA 13: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS EM OPERAÇÃO DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO, PARA O MÊS DE DEZEMBRO.	41
FIGURA 14: TEMPERATURAS DO PAINEL PARA O PLANO DE ÁGUA EM REGIME DE OPERAÇÃO LIVRE, PARA O MÊS DE MARÇO.	45
FIGURA 15: TEMPERATURAS DO PAINEL PARA O PLANO DE ÁGUA EM REGIME DE OPERAÇÃO LIVRE, PARA O MÊS DE AGOSTO.	46
FIGURA 16: TEMPERATURAS DO PAINEL PARA O PLANO DE ÁGUA EM REGIME DE OPERAÇÃO LIVRE, PARA O MÊS DE DEZEMBRO.	46
FIGURA 17: TEMPERATURAS DO PAINEL PARA O PLANO DE ÁGUA EM REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADO, PARA O MÊS DE MARÇO.	47

FIGURA 18: TEMPERATURAS DO PAINEL PARA O PLANO DE ÁGUA EM REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADO, PARA O MÊS DE AGOSTO.	48
FIGURA 19: TEMPERATURAS DO PAINEL PARA O PLANO DE ÁGUA EM REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADO, PARA O MÊS DE DEZEMBRO.	48
FIGURA 20: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO RMSE PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADO PARA O PLANO DE ÁGUA E TERRESTRE.	51
FIGURA 21: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO RMSE PARA O REGIME DE OPERAÇÃO LIVRE PARA O PLANO DE ÁGUA E TERRESTRE.	51
FIGURA 22: REPRESENTAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DA ETA DE LEVER PELO <i>GOOGLE EARTH</i> .	65
FIGURA 23: DESENVOLVIMENTO DA MODELAÇÃO EM EXCEL (PARTE II).	68
FIGURA 24: DESENVOLVIMENTO DA MODELAÇÃO EM EXCEL (PARTE I).	68
FIGURA 25: DESENVOLVIMENTO DA MODELAÇÃO EM EXCEL (PARTE III).	69
FIGURA 26: DESENVOLVIMENTO DA MODELAÇÃO EM EXCEL (PARTE IV).	69
FIGURA 27: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE JANEIRO.	75
FIGURA 28: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE FEVEREIRO.	75
FIGURA 29: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE MARÇO.	76
FIGURA 30: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE ABRIL.	76
FIGURA 31: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE JUNHO.	77
FIGURA 32: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE MAIO.	77
FIGURA 33: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE JULHO.	78
FIGURA 34: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE SETEMBRO.	78
FIGURA 35: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE OUTUBRO.	79
FIGURA 36: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE NOVEMBRO.	79
FIGURA 37: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE JANEIRO.	80
FIGURA 38: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE FEVEREIRO.	80

---

FIGURA 39: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE MARÇO.	81
FIGURA 40: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE ABRIL.	81
FIGURA 41: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE MAIO.	82
FIGURA 42: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE JUNHO.	82
FIGURA 43: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE JULHO.	83
FIGURA 44: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE SETEMBRO.	83
FIGURA 45: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE OUTUBRO.	84
FIGURA 46: TEMPERATURAS DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE OPERAÇÃO SEMI-ISOLADA EM PLANO TERRESTRE, PARA O MÊS DE NOVEMBRO.	84
FIGURA 47: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE JANEIRO.	85
FIGURA 48: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE FEVEREIRO.	85
FIGURA 49: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE MARÇO.	86
FIGURA 50: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE ABRIL.	86
FIGURA 51: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE MAIO.	87
FIGURA 52: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE JUNHO.	87
FIGURA 53: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE JULHO.	88
FIGURA 54: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE AGOSTO.	88

- FIGURA 55: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE SETEMBRO. 89
- FIGURA 56: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE OUTUBRO. 89
- FIGURA 57: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE DEZEMBRO. 90
- FIGURA 58: REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO LIVRE A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE NOVEMBRO. 90
- FIGURA 59: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADA A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE JANEIRO. 91
- FIGURA 60: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADA A DIFERENTES COTAS COMPARATIVAMENTE ÀS TEMPERATURAS GERADAS PELO SOFTWARE PVSYST, PARA O MÊS DE JULHO. 91
- FIGURA 61: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE JANEIRO. 92
- FIGURA 62: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE FEVEREIRO. 92
- FIGURA 63: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE ABRIL. 93
- FIGURA 64: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE MAIO. 93
- FIGURA 65: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE JUNHO. 94
- FIGURA 66: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE JULHO. 94
- FIGURA 67: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE SETEMBRO. 95
- FIGURA 68: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE OUTUBRO. 95
- FIGURA 69: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO LIVRE EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE NOVEMBRO. 96
- FIGURA 70: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE FEVEREIRO. 97

---

FIGURA 71: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE JANEIRO.	97
FIGURA 72: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE ABRIL.	98
FIGURA 73: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE MAIO.	98
FIGURA 74: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE JUNHO.	99
FIGURA 75: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE JULHO.	99
FIGURA 76: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE SETEMBRO.	100
FIGURA 77: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE OUTUBRO.	100
FIGURA 78: TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO DO PAINEL GERADAS PARA O REGIME DE INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADO EM PLANO DE ÁGUA, PARA O MÊS DE NOVEMBRO.	101



## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1: TABELA COMPARATIVA ENTRE OS PROJETOS DE SOLAR FOTOVOLTAICA FLUTUANTE DE ALTO RABADÃO E DE ALQUEVA.	17
TABELA 2: CRITÉRIO A UTILIZAR NA DEFINIÇÃO DAS CONDIÇÕES DE CONVECÇÃO.	23
TABELA 3: PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO PAINEL FOTOVOLTAICO <i>LR6-60 HPH 305 M.</i>	28
TABELA 4: RMSE PARA A OPERAÇÃO EM INSTALAÇÃO LIVRE.	40
TABELA 5: RMSE PARA A OPERAÇÃO EM INSTALAÇÃO SEMI-ISOLADA.	42
TABELA 6: EFEITO DA COTA DOS DADOS DE VENTO NO VALOR DO RMSE, PARA AS DUAS SITUAÇÕES EM ANÁLISE.	44
TABELA 7: RMSE PARA O PLANO DE ÁGUA E PARA O PLANO TERRESTRE PARA OS DOIS REGIMES DE OPERAÇÃO.	50
TABELA 8: DADOS GEOGRÁFICOS DA LOCALIZAÇÃO DA ETA DE LEVER.	65



# ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO .....	2
1.1.	Contextualização .....	2
1.2.	Apresentação da empresa.....	3
1.3.	Objetivos da tese.....	4
1.4.	Estrutura do relatório .....	4
2.	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES.....	9
2.1.	Caracterização da tecnologia fotovoltaica flutuante .....	9
2.2.	Estrutura de um sistema fotovoltaico flutuante .....	11
2.3.	Compatibilidade com sistemas hídricos.....	13
2.4.	Estado de arte .....	14
2.5.	Breve contemplação do mercado .....	16
3.	BALANÇO DE ENERGIA A UM PAINEL.....	21
4.	DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO .....	27
4.1.	Recolha de dados .....	27
4.2.	Características do painel fotovoltaico .....	27
4.3.	Metodologia .....	28
4.4.	Simulação computacional com o software PVSYST.....	31
4.5.	Resumo esquemático do procedimento .....	33
5.	APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	37
5.1.	Avaliação do modelo para o plano terrestre.....	38
5.1.1.	Operação em regime de instalação livre .....	38
5.1.2.	Operação em regime de instalação semi-Isolada.....	40
5.2.	Influência da cota dos dados de velocidade do vento na análise de resultados do software PVSYST 43	
5.3.	Avaliação do modelo escolhido para o plano de água .....	45
5.3.1.	Operação em regime de instalação livre .....	45
5.3.2.	Operação em regime Semi-Isolado .....	47

---

5.4.	Validação da metodologia para o plano de água .....	50
6.	CONCLUSÃO .....	55
7.	BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO .....	59
8.	ANEXOS .....	65
8.1.	Anexo 1 .....	65
8.2.	Anexo 2 .....	66
8.3.	Anexo 3 .....	68
8.4.	Anexo 4 .....	70
8.5.	Anexo 5 .....	74
8.6.	Anexo 6 .....	75
8.7.	Anexo 7 .....	80
8.8.	Anexo 8 .....	85
8.9.	Anexo 9 .....	91
8.10.	Anexo 10 .....	92
8.11.	Anexo 11 .....	97





# INTRODUÇÃO

- 1.1 Contextualização
- 1.2 Apresentação da empresa
- 1.3 Objetivos da tese
- 1.4 Estrutura do relatório

# 1. Introdução

Durante a concepção de projetos solares fotovoltaicos são, muitas vezes, necessárias vastas áreas de terreno que, por um conjunto de fatores, nem sempre estão facilmente disponíveis. Então, porque não colocar os painéis fotovoltaicos em superfícies de água? Esta é uma solução que se revela particularmente vantajosa perante determinadas circunstâncias.

Neste primeiro capítulo serão tecidas algumas considerações sobre o surgimento desta tecnologia como parte integrante das energias renováveis. Será também efetuada a apresentação da empresa, expressos os objetivos e estrutura da tese.

## 1.1. Contextualização

No seguimento das alterações climáticas, com as agendas governamentais a funcionarem como principal impulsionador, o panorama energético global tem vindo a transformar-se nas últimas décadas. Face a esta problemática, o aproveitamento energético feito a partir de fontes de energia renováveis (FER) é um instrumento essencial para se enfrentarem os problemas causados. Ao contrário do que acontece com o uso de combustíveis fósseis, o uso de energias renováveis não implica a emissão direta de gases de efeito de estufa (GEE) para a atmosfera e os recursos são naturalmente reestabelecidos de forma cíclica e à escala humana [1].

Nos dias que decorrem, o impacto que a energia produzida a partir das FER tem no panorama energético é evidente. Em Portugal, a produção das renováveis contribuiu, em 2019, com 27,3 TWh, representando 52,4% da energia total consumida a nível nacional [2]. Este valor tem vindo a aumentar nos últimos anos, sendo que em 2005 a mesma parcela representava apenas 17,1%.

A radiação solar é uma das grandes forças motrizes do planeta, visto que é ela a principal fonte de todos os aprovisionamentos energéticos, com exceção da energia nuclear. O potencial de aproveitamento deste recurso é de tal forma abundante, que chega a ser superior ao somatório dos potenciais de todas as outras formas de energias provenientes de fontes naturais [3].

A tecnologia fotovoltaica, particularmente, é frequentemente apontada como a chave da importante transição energética referida anteriormente. É reconhecida como bastante estável e previsível quando projetada de forma adequada, possuindo a capacidade de se diversificar em vários formatos consoante o tipo de aplicação.

Com a progressiva redução nos custos dos equipamentos [4], esta tecnologia tem vindo a assumir um papel cada vez mais expressivo. É previsto que, para as próximas décadas, a eletricidade gerada deste modo seja a de maior quantidade, a de menor custo e a de maior

preponderância a nível mundial [4,5]. Para Portugal, em particular, o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) prevê o alcance dos 7 MW de potência instalada até ao final da década [7]. Verificando-se este acontecimento, será possível satisfazer na totalidade as necessidades de procura energética e estabelecer um equilíbrio no abastecimento entre a energia hídrica, a energia eólica e a energia solar fotovoltaica.

A integração da tecnologia fotovoltaica flutuante, pode, desta forma, vir a ser um aliado importante para a conquista destas metas. Em termos de desempenho de um sistema, a temperatura dos módulos é um dos maiores fatores a ter em consideração [8]. Quando se colocam os painéis em superfícies aquáticas, as perdas respetivas ao aquecimento são significativamente reduzidas. A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos desempenha um papel fundamental no processo de geração de energia, uma vez que, com o aumento da temperatura dos módulos, a potência produzida é menor e a energia gerada também.

Embora um projeto fotovoltaico flutuante para fins de investigação tenha sido concebido em 2007 em Aichi, no Japão, o projeto frequentemente reivindicado como pioneiro é o executado no ano seguinte pela empresa de vinícolas *Far Niente*, localizada na Califórnia [9]. A empresa americana decidiu fazer a instalação num lago local, tendo como principal objetivo o de aproveitar todo o terreno disponível para a atividade empresarial, a vinicultura. O projeto americano possuía 175 kW de potência instalada enquanto que o projeto japonês, concebido para investigação, contou apenas com 20 kW.

Recentemente, outros formatos concebidos para ter presença em meio aquático estão a surgir no mercado. Dos mais reconhecidos, são exemplo os painéis fotovoltaicos submersos, onde os módulos fotovoltaicos são posicionados alguns centímetros abaixo do nível da água de forma de tirar partido do efeito de arrefecimento passivo causado pela água [10].

## 1.2. Apresentação da empresa

A Megajoule, cujo logótipo está ilustrado na Figura 1, é uma empresa privada portuguesa de energias renováveis especializada em consultoria e engenharia.



Figura 1: Figura ilustrativa do logótipo da empresa Megajoule.

Desde a sua fundação em 2004, a empresa é vocacionada para prestar serviços de suporte em todas as etapas de um projeto, independente da localização do mesmo. Para isso, dispõe de vários serviços relacionados com a avaliação de recursos, tais como auditorias, estudos de pré-viabilidade, estudos de desenvolvimento e implementação de projetos e, ainda, a realização de campanhas de medição. Os seus contributos mais significativos fazem-se notar em programas no âmbito da energia eólica e solar.

A sua sede encontra-se localizada no Porto, porém possui escritórios em mais quatro países - Brasil, Croácia, Turquia e Argentina - como forma de garantir presença assídua e relevante nos principais mercados. Como tal, abrange, na época atual, estudos realizados em cerca de 50 países e em todos os continentes.

A Megajoule tem como principal missão contribuir para a implementação de projetos economicamente viáveis de energias renováveis. É especializada em oferecer serviços de qualidade através da diligência no seu método de análise de recursos.

### 1.3. Objetivos da tese

A presente dissertação procura compreender o balanço de energia que ocorre em painéis fotovoltaicos flutuantes, com especial atenção para os coeficientes de transferência de calor envolvidos. Pretende-se avaliar a possibilidade de utilização do *software* comercial *PVSYST*, na previsão do comportamento térmico destes sistemas.

Utilizando um caso teste, os resultados obtidos com o *software PVSYST*, atendendo às devidas parametrizações, serão comparados com os resultados obtidos, utilizando alguns modelos referidos na bibliografia.

### 1.4. Estrutura do relatório

A dissertação é dividida ao longo de seis capítulos da seguinte forma:

O Capítulo 2 é construído com o motivo de dar a conhecer ao leitor os conceitos elementares da tecnologia fotovoltaica flutuante, apoiando-se, para isso, na literatura existente. Será ainda, apresentado o estado de arte relativo ao tema de estudo e realizada uma breve contemplação à situação de mercado, realçando o benefício da integração desta tecnologia em sistemas hídricos.

No Capítulo 3 é realizado um balanço de energia a um painel, atendendo aos conceitos fundamentais da termodinâmica. Esta etapa permite não só entender os fenômenos ocorrentes como serve, também, de apoio para a modelação apresentada no capítulo seguinte.

No Capítulo 4 é apresentado o caso de estudo, detalhando a informação geográfica e técnica considerada para análise. É, também, dado a conhecer o método de modelação utilizado para o estudo e as principais características a considerar para a modelação em *PVSYST*.

O Capítulo 5 expõe os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia apresentada no capítulo anterior, fazendo uma análise crítica aos valores obtidos.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e recomendações para trabalhos futuros.



# PAINÉIS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES

- 2.1 Caracterização da tecnologia fotovoltaica flutuante
- 2.2 Estrutura de um sistema fotovoltaico flutuante
- 2.3 Compatibilidade com sistemas híbridos
- 2.4 Estado de arte
- 2.5 Breve contemplação do mercado



## 2. Painéis Fotovoltaicos Flutuantes

O presente capítulo tem como objetivo dar a conhecer com maior detalhe os conceitos respeitantes à tecnologia fotovoltaica flutuante. Desta forma, apoia-se na literatura existente como meio de revisão dos principais conteúdos científicos associados.

A tecnologia fotovoltaica usada para sistemas flutuantes apresenta algumas diferenças da utilizada em sistemas convencionais, particularmente no que diz respeito à estrutura de suporte e às condições ambientais a que se encontram expostos os equipamentos. O desempenho entre ambos não é igual e deve ser por isso avaliado com base nos efeitos cumulativos dos parâmetros influenciadores.

### 2.1. Caracterização da tecnologia fotovoltaica flutuante

O parâmetro mais importante de um sistema fotovoltaico é a potência de saída. Um dos dados de entrada necessário, para o seu cálculo, é a temperatura do painel em condições de operação, que pode ser calculada usando um modelo térmico.

A temperatura de operação tem um impacto significativo na eficiência dos painéis fotovoltaicos, sendo que a diminuição da temperatura tende a refletir-se no aumento da eficiência do painel. Assim, um sistema de painéis fotovoltaicos flutuantes pode retirar partido do efeito de arrefecimento da água e operar com eficiência superior à de um sistema de painéis fotovoltaicos terrestre.

A tecnologia fotovoltaica flutuante surge como uma solução conveniente de aproveitamento energético ao colocar painéis em superfícies aquáticas. Esta técnica apresenta várias melhorias face à fotovoltaica convencional. De um modo geral, devem ser consideradas as seguintes vantagens [9,10]:

- *Ocupação de terrenos quase nula.* Uma das grandes vantagens dos sistemas fotovoltaicos flutuantes é que não ocupam praticamente terreno nenhum. Por esta razão, são uma boa solução para situações em que exista competição com terrenos agrícolas ou até zonas verdes [12].

- *Fácil instalação e desinstalação.* Projetos de solar fotovoltaica flutuante são mais compactos do que os convencionais, a sua manutenção é simples e a sua construção ou desmantelamento descomplicados. Uma vez que a área utilizada não necessita de uma preparação prévia para acolher uma estrutura de suporte, os componentes destes sistemas podem ser colocados de forma reversível, ao contrário do que se verifica em sistemas terrestres. Devido à superfície lisa da água, adaptar a dimensão dos projetos é relativamente simples.
- *Maior eficiência.* Para além de tirarem partido do arrefecimento causado pela evaporação da água, estes sistemas podem ainda vir a beneficiar do efeito de reflexão na água, aumentando um pouco a fração de radiação que chega ao painel. As perdas de eficiência relativas a sombreamentos e sujidade do painel reduzem significativamente, uma vez que não existem colinas, árvores ou casas adjacentes à nova localização.
- *Economização e qualidade da água.* Com o sombreamento dos painéis, a evaporação da água do reservatório é reduzida. Este é um fenómeno que detém alguma importância para países onde o clima é muito seco. Adicionalmente, contribui para a contenção do crescimento de algas, que é um problema comum para países mais industrializados. Para além destes fatores, é compatível com a prática de aquicultura [13].

Devido à sua natureza, os sistemas fotovoltaicos flutuantes estão mais sujeitos a danos causados por oscilações do nível da água [11]. Por esta razão, a grande parte de projetos deste tipo se encontra em lagos ou em reservatórios de água.

Para este tipo de projetos existe, ainda, a opção de escolha entre painéis fixos, quando os painéis se encontram posicionados para o mesmo ângulo, ou do tipo *tracking*. Num sistema com *trackers*, um sistema mecânico faz variar o ângulo de inclinação dos painéis de forma a acompanhar o movimento do sol, mediante o ângulo do azimute e da altitude solar [14]. Neste último caso, dado que o painel é constantemente reposicionado para receber a radiação na perpendicular da superfície, a sua eficiência de geração é significativamente superior. Não obstante, a presença deste mecanismo deve ser ponderada na análise financeira, uma vez que encarece o projeto, podendo ou não ser compensatório.

## 2.2. Estrutura de um sistema fotovoltaico flutuante

Convencionalmente, os painéis solares são instalados em telhados ou no solo utilizando estruturas de fixação. Apesar de não haver muitas diferenças entre a composição de um projeto fotovoltaico tradicional para um flutuante, para integrar esta tecnologia num novo meio, determinados ajustes terão de ser feitos. A vista esquemática de um sistema fotovoltaico flutuante típico é possível de observar na Figura 2.

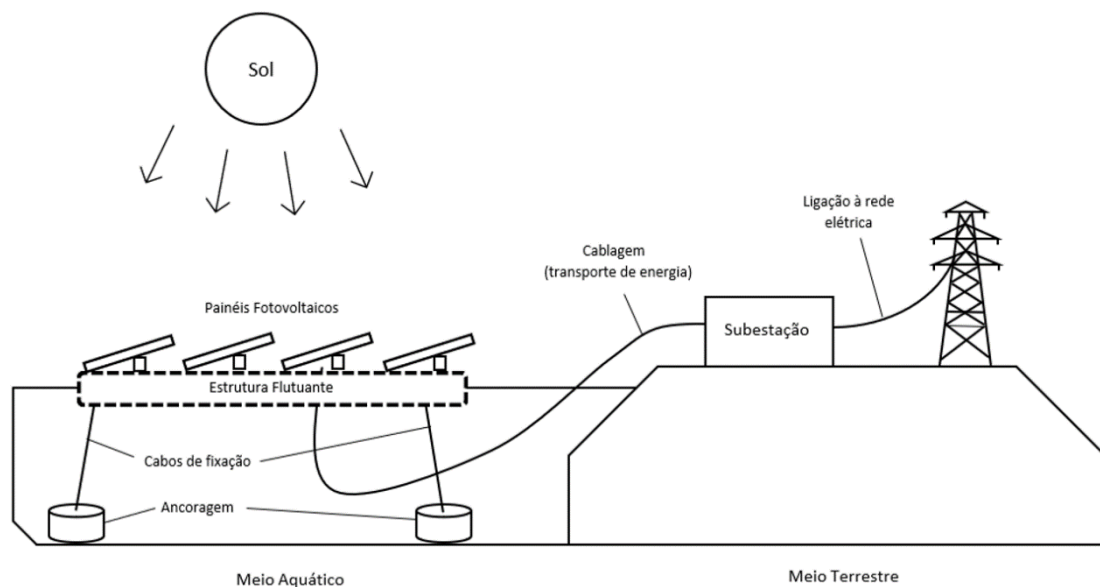


Figura 2: Vista esquemática de um sistema fotovoltaico flutuante típico e os seus principais componentes.

Na Figura 2 verificam-se que os principais componentes de um sistema fotovoltaico flutuante são o sistema de fixação, a estrutura flutuante, os módulos fotovoltaicos e os restantes componentes elétricos que participam no transporte da energia. Como forma a melhor compreender as funções de cada componente, segue-se a apresentação dos mesmo com maior detalhe.

### **Sistema de fixação**

A imobilização da estrutura é feita essencialmente através da ancoragem e amarração por cabos. Esta é uma peça fundamental para manter os painéis em posição correta, possibilitando, assim, uma maior incidência da radiação direta. O sistema de fixação deve ser suficientemente longo de forma a poder ser ajustado às variações do nível da água.

## **Sistema fotovoltaico**

À semelhança do que se verifica em sistemas terrestres, os painéis utilizados para este tipo de projetos são do tipo rígido, habitualmente do tipo mono ou policristalino. Não é, portanto, constatada nenhuma distinção a nível tecnológico ou comercial. Ainda, como alternativa, existe a possibilidade dos painéis bifaciais se tornarem numa boa opção, com o fundamento de que estão mais aptos a captar a radiação refletida pela água e, assim, aumentar a eficiência do processo [15].

## **Transporte de energia**

Tal como num sistema convencional, o transporte de energia gerada é feito através de cabos elétricos. Estes devem possuir boas características de isolamento quanto em contacto com a água, de forma a garantir boas condições de funcionamento face a este novo meio em que se encontram. Para além disso, assim como os cabos de fixação, devem ter em consideração os níveis de variação do nível da água. Para converter a corrente contínua em alternada, são usados inversores.

## **Estrutura flutuante**

As estruturas flutuantes para estes sistemas podem assumir vários formatos [10] e novos métodos de estruturação são regularmente indicados [16]. Como forma de resistir às condições adversas – radiação solar, água e vento – o material frequentemente utilizado é formado por polietileno de alta densidade (PEAD). Estes componentes podem incluir passagens pedonais de forma a facilitar a monitorização, limpeza e controlo dos painéis. Os equipamentos utilizados com maior frequência são boias de PEAD, designados por *pontoons*[11]. Dependendo do seu design, estes têm a capacidade de facilmente serem agregados para formarem uma plataforma com boa capacidade de flutuação para suportar o peso dos painéis (Figura 3). Existem outros dispositivos mais sofisticados concebidos para este propósito, como é o caso do *Hydrelio*. Este trata-se de um equipamento que apresenta um *design* pensado para melhorar a eficiência dos painéis, ao permitir a passagem de ar na parte traseira do painel e inclinado para o melhor ângulo.

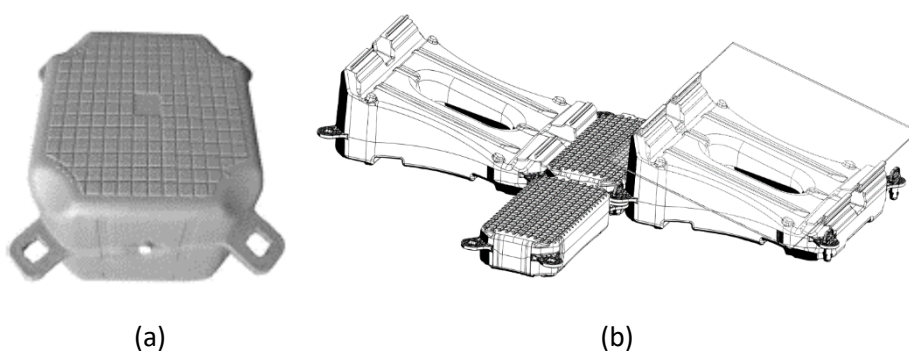


Figura 3: Exemplos de estruturas flutuantes utilizadas: *pontoon* (a) e *Hydrelio* (b).

## 2.3. Compatibilidade com sistemas hídricos

Como um híbrido de geração, um sistema que integra a tecnologia fotovoltaica flutuante com a geração de energia hídrica apresenta mais-valias face a sistemas do tipo *stand-alone*. A combinação da tecnologia fotovoltaica flutuante com a energia hídrica surge como uma oportunidade de intensificação das duas.

A hibridação com reservatórios de energia hídrica é particularmente promissora e vários são os estudos que apontam resultados favoráveis [17]–[21]. A energia hídrica é uma das energias de provisão mais maduras, existindo vários reservatórios pelo mundo com o potencial para integrar estruturas fotovoltaicas. Adicionalmente, parte dos equipamentos elétricos já estão instalados e prontos a usar, nomeadamente os transformadores e cabos de transmissão [22].

Outra vantagem é o efeito de sombreamento que é efetuado pelos painéis na superfície aquática. Como consequência, mediante a área que ocupam, a evaporação diminui, o que resulta num aumento dos recursos utilizados para a componente hídrica [20].

A operação combinada entre estas duas tecnologias oferece, segundo determinadas condições, um fluxo energético mais regular. Esta regularização é verificada ao longo de um dia, visto que os painéis produzem energia durante o dia e a central hídrica pode turbinar o fluido a qualquer momento. Por outro lado, uma regularização do fluxo pode, ainda, ser notada a nível sazonal, visto que os sistemas fotovoltaicos são mais produtivos durante o verão e a central hídrica possui um maior volume de água para turbinar durante períodos chuvosos.

A título de exemplo, na Figura 4 é possível observar um ensaio de produções ao longo de um dia para a estação de *Longyangxia*, na China, com especial atenção para estratégia utilizada para fazer a sua regularização do fluxo energético.

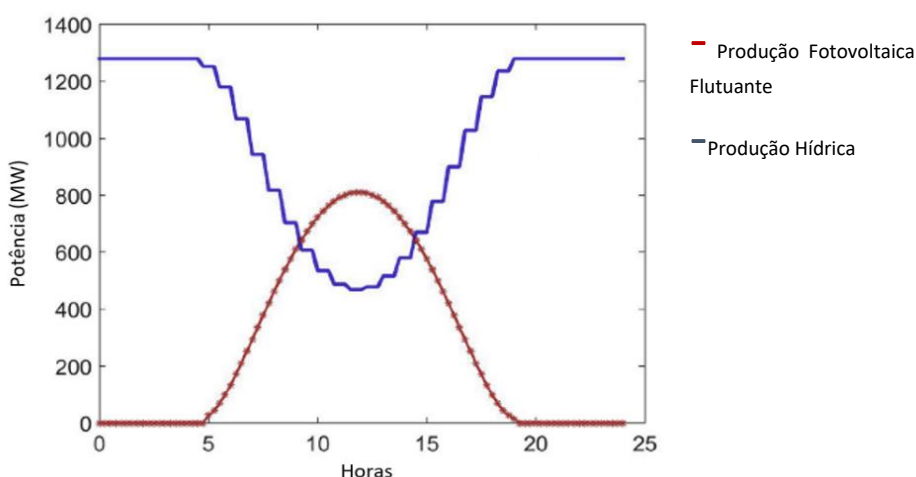


Figura 4: Potência de produção em MW fotovoltaica e hídrica ao longo de um dia de sol na estação de Longyangxia, China (Fonte: Adaptado de Cazzaniga, 2019 [17]).

Ao se regular o caudal de água turbinada em função do desempenho dos painéis, a energia gerada de forma inconsistente pela componente fotovoltaica é compensada pela componente hídrica. Desta forma, durante períodos de pico solar, o sistema fotovoltaico realiza o abastecimento energético e o recurso hídrico é conservado para quando o sol não está disponível.

## 2.4. Estado de arte

O estudo levado a cabo por *Skoplaki* esclarece que, com o aumento da temperatura das células fotovoltaicas, existe uma descida linear na sua eficiência [23]. Conhecer a eficiência característica de um painel não é o suficiente para estimar potências de produção. É necessário ter em consideração as condições ambientais em que se encontram os equipamentos e os comportamentos de natureza termodinâmica associados.

Com a finalidade de comparar o desempenho de diferentes células fotovoltaicas, *Gaur e Tiwari* conduziram uma investigação pormenorizada em 2013 [24]. Atendendo às condições meteorológicas variáveis ao longo de 30 anos, o estudo conclui que, em média, um módulo de silício cristalino é o mais capacitado ao nível de eficiência e que se revela 1,8 vezes mais eficiente comparativamente a um módulo de silício amorfo.

Em 2010, *Armstrong et al.* apresentou um método que propõe a prever o tempo de resposta de um painel fotovoltaico sujeito a variações de temperatura [25]. O modelo tem em consideração as condições atmosféricas, os materiais constituintes e a estrutura de suporte do painel. Quando comparado com medições feitas localmente a um painel fotovoltaico sob vento e temperaturas ambientais variáveis, o modelo foi validado. Este é um modelo que é considerado simplificado, especialmente para intervalos de tempo mais pequenos, uma vez que não tem em atenção a massa térmica do painel e negligencia a capacidade que o mesmo possui para a resistência à mudança de temperatura.

Partindo de um balanço energético a um painel, *Notton et al.* conduziu um estudo detalhado com o propósito de entender os efeitos de diferentes equações para o coeficiente de convecção [26]. O modelo foi validado quando comparado com os valores de temperaturas recolhidos experimentalmente no local.

Com o mesmo objetivo, *Lobera et al.* desenvolveu um modelo dinâmico da variação da temperatura em painéis fotovoltaicos, apoiando-se em bibliografia existente e atendendo a um balanço energético dinâmico para um módulo fotovoltaico [27]. O modelo desenvolvido tem como principal motivação captar as rápidas variações da temperatura perante as oscilações na irradiação. Para tal, analisa a massa térmica de um módulo fotovoltaico obstante das condições específicas dos locais e mecanismos de transferência de calor. O modelo foi validado e é capacitado para apresentar resultados à escala temporal de um segundo.

Com a finalidade de prever a temperatura e desempenho elétrico de um painel fotovoltaico, um modelo numérico tridimensional foi sugerido por *Siddiqui et al.* [28]. O artigo apresentado é validado, no pressuposto que são conhecidas as condições de operação.

Com o intuito de estudar os efeitos positivos, *Schiro et al.* investigou sobre a viabilidade de sistemas integrados com arrefecimento ativo através da vaporização de água [29]. O estudo teve em consideração dois modelos: um estacionário e um transiente. Recorrendo a uma análise financeira simplificada, verificou-se que é, de facto, possível ter retorno económico investindo em mecanismos de apoio ao arrefecimento. Sobre a mesma temática, propôs uma forma de arrefecimento ativo que garante um aumento na eficiência de operação ao maximizar a superfície de contacto entre os módulos fotovoltaicos e o líquido refrigerante [30]. O modelo proposto revelou uma melhoria na produção em cerca de 7,75%.

Apesar de haver um consenso por parte da comunidade científica sobre as vantagens da tecnologia solar fotovoltaica flutuante, ainda são poucos os conteúdos científicos que abordam especificações sobre o comportamento termodinâmico dos módulos fotovoltaicos perante uma nova disposição em superfície aquática.

Sobre esta temática, *Ueda et al.* conduziu o estudo realizado em Aichi: o primeiro a abordar painéis fotovoltaicos flutuantes [31]. O objetivo delineado foi comparar a energia produzida entre um sistema de arrefecimento ativo - onde a água é bombeada e pulverizada nos módulos durante um minuto a cada dez e ao longo de um intervalo de tempo – e um sistema de arrefecimento passivo – onde o arrefecimento é apenas feito pelo vento. Como resultado, esta investigação prevê que as perdas devido ao aumento da temperatura reduzam de 17 para 7,4 %. Contudo, é possível observar que os benefícios relativos ao efeito de arrefecimento são menos significativos durante os meses de inverno.

Sobre as diferenças de energia de geração e temperatura de operação entre um sistema convencional e um flutuante, na sua investigação experimental *Azmi et al.* afirma que este último tem o potencial de aumentar significativamente a energia produzida [32]. Ao estudar sobre a mesma comparação, *Majid et al.* chegou à mesma conclusão, considerando na sua análise o impacto de diferentes condições meteorológicas [32]. Por sua vez, *Yadav et al.*, analisou também as diferenças de produção entre os dois tipos de sistemas, convencional e flutuante, prestando especial atenção para o desempenho em tempo nublado [33]; perante a investigação feita conclui que os sistemas fotovoltaicos flutuantes apresentam uma ligeira vantagem.

Da mesma forma, a comparar eficiências entre os dois meios, em 2014 *Choi et al.* analisou o desempenho de painéis dispostos em meio aquático, tendo em consideração os impactos das condições ambientais [34]. A investigação feita conclui que os fotovoltaicos flutuantes apresentam uma eficiência superior em cerca de 11% comparativamente aos painéis convencionalmente colocados em meio terrestre.

De outra forma, *Kamuyu et al.*, mencionando a importância da temperatura de operação, investigou modelos de previsão da temperatura para painel fotovoltaico flutuante tendo por base dois modelos: um levando em consideração o efeito das variáveis independentes - temperatura, radiação solar e velocidade do vento- e da temperatura da água, e outro, que

apenas tem atenção às variáveis independentes [35]. Os resultados foram comparados com medições locais recolhidas ao longo de um ano e demonstram que o decréscimo da temperatura ambiente tem um efeito positivo na eficiência entre 1 e 2%. O estudo adianta, ainda, que o modelo que considera apenas as variáveis independentes possui maior precisão nos resultados.

No estudo levado a cabo por *Liu et al.* foi feita uma análise do potencial para sistemas fotovoltaicos flutuantes na China [21]. Este trabalho afirma que, devido ao efeito de arrefecimento da água, a temperatura ambiente neste ambiente é cerca de 5°C inferior quando comparada com uma posição terrestre, mantendo todas as restantes condições. De acordo com a investigação desenvolvida é prevista uma descida de 3,5°C na temperatura de operação entre os meios terrestre e aquático, o que se traduz posteriormente num aumento da eficiência entre 1,58 e 2% a favor dos sistemas fotovoltaicos flutuantes.

## 2.5. Breve contemplação do mercado

Uma vez que se trata de uma energia de aprovisionamento, as oportunidades de mercado para a fotovoltaica flutuante são muitas vezes baseadas em fatores geográficos, potencial de dimensão e irradiação do local. A procura pela implementação deste tipo de sistemas tem vindo a ser cada vez maior. A primeira estação fotovoltaica flutuante de grande dimensão iniciou atividade no Japão em 2013. Esta foi capacitada com 1,18 MWp de potência instalada, que contribuíram para os 11 MW totais instalados até à data [36]. Apenas cinco anos depois, em 2018, a potência instalada a nível global é de 1 314 MW. Para 2022, é esperado que o mesmo valor seja em torno de 13 GW [22]. A Figura 5 apresenta graficamente a evolução do total de potência instalada até ano 2018.

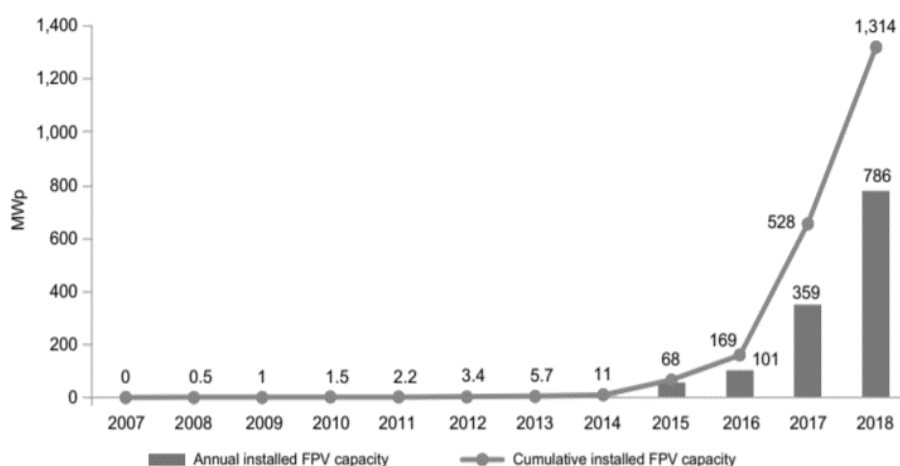


Figura 5: Evolução do total de potência instalada de tecnologia solar fotovoltaica flutuante até 2018. Dados recolhidos com base em notícias reportadas e conhecimento da indústria. Fonte: *Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report*, 2019 [36].

Sendo Portugal um dos países que apresenta maior incidência de radiação solar do continente europeu, tem havido um aumento do interesse no desenvolvimento de projetos neste sentido. Em 2017, foi inaugurada a estação de Alto Rabadão, um projeto da EDP Renováveis, que se destaca a nível mundial, não só por ser pioneiro na Europa, mas porque constitui um projeto piloto. Este programa teve como objetivo acoplar a geração de energia fotovoltaica à geração de energia hídrica, fazendo, para isso, proveito da infraestrutura existente. Uma imagem do local pode ser contemplada na Figura 6.

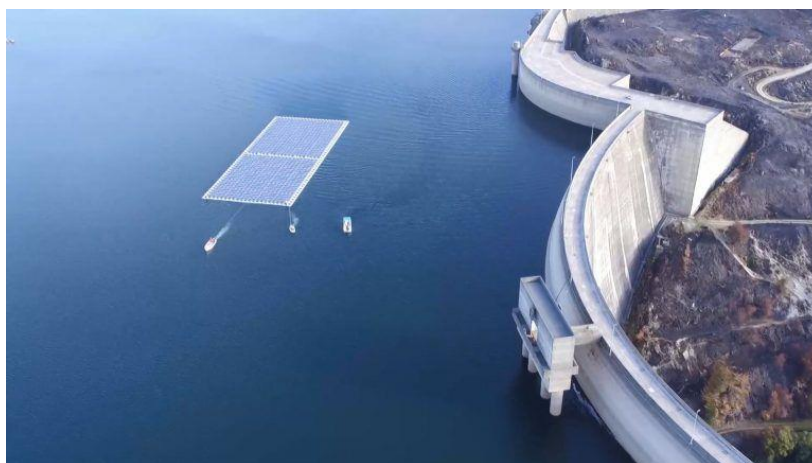


Figura 6: Estação fotovoltaica flutuante de Alto Rabadão.

O projeto de Alqueva surge no seguimento dos resultados promissores do projeto anterior, alargando, desta vez, a escala de produção para os 4 000 kWp. O projeto, atualmente em fase de desenvolvimento, aparenta ser bastante adequado para fazer este tipo de aproveitamento, uma vez que se encontra localizada numa região com muita irradiação e apresenta um reservatório de dimensão generosa. De modo a colocar em perspetiva, a Tabela 1 faz uma comparação entre as duas estações.

Tabela 1: Tabela comparativa entre os projetos de solar fotovoltaica flutuante de Alto Rabadão e de Alqueva.

	Alto Rabadão	Alqueva
Área (m <sup>2</sup> )	2 500	40 000
Potência Instalada (kWp)	220	4 000
Produção Anual Estimada (MWh)	300	6 000
Nº de painéis fotovoltaicos	840	10 750
Investimento (€)	450 000	3 500 000



**BALANÇO DE ENERGIA A UM  
PAINEL**



### 3. Balanço de energia a um painel

O desempenho de um painel solar fotovoltaico é afetado pelas condições climáticas a que está sujeito, sendo influenciado diretamente pela irradiação solar incidente e indiretamente pela temperatura de operação, dependendo esta da temperatura ambiente, velocidade e direção do vento.

Atendendo à diferença da temperatura entre o painel e ao meio envolvente e às limitações presentes nos equipamentos, nem toda a irradiação incidente no plano,  $G$ , chega a atingir as células fotovoltaicas. Mediante o coeficiente de absorção,  $\alpha$ , apenas uma parte da radiação é absorvida, a restante é refletida. Da radiação que é efetivamente absorvida, e em concordância com a eficiência do painel,  $\eta$ , uma parte da energia é útil para o processo fotovoltaico -  $Q_{\text{útil}}$ . Porém, existem perdas de calor para o meio ambiente associadas de convecção e de radiação,  $Q_{\text{conv}}$  e  $Q_{\text{rad}}$ , respetivamente.

A temperatura do módulo fotovoltaico é calculada fazendo um balanço de energia que considera as trocas de energia entre o painel e o ambiente envolvente em estado estacionário. Deste modo, como é apresentado na Figura 7, para fazer o balanço energético é considerado um volume de controlo equivalente a um módulo fotovoltaico.

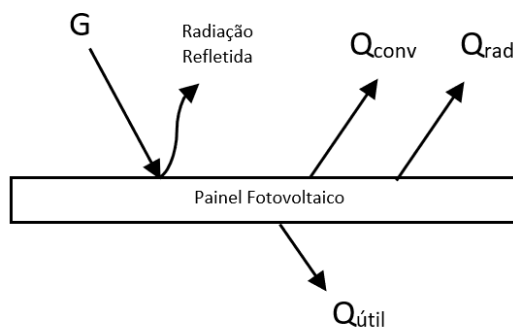


Figura 7: Esquema do balanço energético de um painel fotovoltaico.

Para este modelo, o painel fotovoltaico é tido em conta como uma única parte de material sólido. Como tal, foram consideradas apenas as trocas de calor entre módulo fotovoltaico e o meio envolvente, as restantes foram consideradas desprezáveis. Assumindo um estado estacionário para um volume de controlo no painel, temos que:

$$E_e = E_s + E_u \quad (3.1)$$

Onde  $E_e$  e  $E_s$  representam respetivamente a energia de entrada (W) e energia de saída e  $E_u$  representa a energia útil (W).

Quando considerados todos os fatores com influência na entrada de energia no sistema,  $E_e$  é representado pela seguinte equação:

$$E_e = \alpha \cdot G \cdot A_s \quad (3.2)$$

Onde  $G$  expressa a irradiação incidente no plano do painel ( $W/m^2$ ),  $\alpha$  é o coeficiente de absorção do painel e  $A_s$  representa a área da superfície do painel ( $m^2$ ).

Para se conhecer a energia útil,  $E_u$ , será necessário ter em conta o rendimento do processo fotovoltaico,  $\eta$ . Desta forma, a equação para a energia útil pode ser descrita por:

$$E_u = \alpha \cdot G \cdot A_s \cdot \eta \quad (3.3)$$

Por sua vez, a eficiência elétrica vinculada à temperatura do módulo fotovoltaico é expressa da seguinte forma [37]:

$$\eta = \eta_0 [1 - \beta (T_p - T_{ref})] \quad (3.4)$$

Onde  $T_{ref}$  é a temperatura de referência ( $25^\circ C$ ),  $\eta_0$  é a eficiência elétrica do painel à temperatura de referência e  $\beta$  é o coeficiente de temperatura do módulo ( $K^{-1}$ ).

A energia de saída do volume de controlo, expressa na equação 3.1, é caracterizada pelas perdas de calor por convecção e radiação. Para a sua determinação será necessário detalhar o seu estudo.

$$E_s = Q_{rad} + Q_{conv} \quad (3.5)$$

Considerando apenas trocas de calor com o ambiente pela superfície superior do painel pode-se escrever:

$$Q_{rad} = h_{rad} \cdot A_s \cdot (T_p - T_{amb}) \quad (3.6)$$

$$Q_{conv} = h_{conv} \cdot A_s \cdot (T_p - T_{amb}) \quad (3.7)$$

As perdas de calor por radiação devem ser consideradas, uma vez que representam uma ponderação relevante na dissipação de calor em determinadas condições; quando, por exemplo, uma superfície de um painel fotovoltaico está a uma temperatura mais elevada e a velocidade de propagação do vento é praticamente nula. A transferência do calor radiativo para a superfície de um painel fotovoltaico rege-se, maioritariamente, por dois componentes: a temperatura do painel,  $T_p$ , e a temperatura ambiente,  $T_{amb}$ .

O coeficiente de transferência de calor por radiação,  $h_{rad}$ , é obtido pela expressão:

$$h_{rad} = \varepsilon\sigma(T_p - T_{amb})(T_p^2 + T_{amb}^2) \quad (3.6)$$

Onde  $\varepsilon$  representa a emissividade da superfície do painel e  $\sigma$  é a constante de Stefan-Boltzmann, que, por sua vez, é equivalente a  $5,67 \times 10^{-8} [W/(m^2K^4)]$ .

A convecção é um método de transferência de calor que ocorre através de um fluido. A transferência de calor por convecção poderá ocorrer de uma forma natural, quando existe um movimento natural de massas de ar quente e frio através da diferença de densidade do fluido, ou poderá surgir de forma forçada.

De forma a determinar o tipo de regime de escoamento, calculam-se os números adimensionais de Reynolds,  $Re$ , e de Grashof,  $Gr$ .

$$Re = \frac{\rho VL}{\mu} \quad (3.7)$$

$$Gr = \frac{g \cdot \cos(\theta) \cdot \beta \cdot (T_p - T_{amb}) \cdot L^3}{\nu^2} \quad (3.8)$$

Onde  $V$  representa a velocidade do vento a uma dada altitude do solo,  $g$  representa a aceleração gravítica ( $\approx 9,8 m/s^2$ ) e  $\rho$ ,  $\mu$  e  $\nu$  representam, respetivamente, a densidade, a viscosidade cinemática e a viscosidade dinâmica do fluido a uma temperatura média entre  $T_p$  e  $T_{amb}$ .  $\theta$  representa o ângulo de inclinação do painel em relação ao plano horizontal. O critério utilizado para estabelecer as condições de convecção encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2: Critério a utilizar na definição das condições de convecção.

<b>Rácio</b>	<b>Tipo de Convecção</b>
$\frac{Gr}{Re^2} \ll 1$	Convecção Forçada
$\frac{Gr}{Re^2} \gg 1$	Convecção Natural
$\frac{Gr}{Re^2} \approx 1$	Convecção Mista

O número de *Nusselt*,  $Nu$ , é um número adimensional que reflete a relação entre a transferência de calor por convecção, através da variável  $h_{conv}$ , e a condução de calor do mesmo fluido, através da condutividade ( $k$ ). O número médio de *Nusselt* para convecção forçada ao longo do plano do painel, é determinado da seguinte forma [38]:

$$\begin{array}{l} \text{Regime} \\ \text{laminar:} \end{array} \quad Nu = \frac{h_{conv} \cdot L}{k} = 0,664 \cdot Re^{0,5} \cdot Pr^{1/3} \quad \begin{array}{l} Re < 5 \times 10^5 \\ Pr > 0,6 \end{array} \quad (3.9)$$

$$\begin{array}{l} \text{Regime} \\ \text{turbulento:} \end{array} \quad Nu = \frac{h_{conv} \cdot L}{k} = 0,037 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{1/3} \quad \begin{array}{l} 0,6 < Re < 10^7 \\ 5 \times 10^5 \leq Pr \leq 10^7 \end{array} \quad (3.10)$$

Onde  $Pr$  refere-se ao número adimensional de *Prantl* respetivo para o fluido a uma temperatura média entre  $T_{amb}$  e  $T_p$ .

Através desta relação é determinado o coeficiente de convecção. Desta forma, é possível completar o balanço feito no início do capítulo que, deduzido e simplificado, é exposto na equação 3.11.

$$\alpha \cdot G \cdot A_p \cdot (1 - \eta) = (h_{conv} + h_{rad}) \cdot A_p \cdot (T_p - T_{amb}) \quad (3.11)$$

Com ordem de resolução à incógnita  $T_p$ , teremos:

$$T_p = \frac{\alpha \cdot G \cdot (1 - \eta)}{(h_{conv} + h_{rad})} + T_{amb} \quad (3.12)$$

# DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

4.1 Recolha de dados

4.2 Características do painel fotovoltaico

4.3 Metodologia

4.4 Simulação computacional com o *software PVSYST*

4.5 Resumo esquemático do procedimento



## 4. Descrição do Caso de Estudo

### 4.1. Recolha de dados

Para o desenvolvimento do caso de estudo foi utilizada a estação de tratamento de águas (ETA) de Lever (Anexo 1). Esta encontra-se integrada num complexo situado em Vila Nova de Gaia e a sua localização foi a selecionada devido à sua proximidade com uma grande massa de água: a albufeira de Crestuma Lever no rio Douro.

Os *inputs* considerados para a modelação – irradiação incidente no plano, temperatura ambiente e velocidade do vento – foram obtidos através da base de dados *PVGIS* [39]. Trata-se de uma base de dados gratuita e a sua seleção prendeu-se pelo facto de disponibilizar todas as variáveis necessárias em simultâneo e por garantir uma resolução mínima de quatro quilómetros. Esta última característica está diretamente ligada com a qualidade da recolha dos dados, uma vez que para menores distâncias de resolução os dados apresentam melhor qualidade. O *PVGIS* oferece um valor bastante fidedigno, quando comparado com outras bases de dados do tipo.

A informação foi recolhida em base horária para o ano de 2015 porque, dentro das possíveis – mensal, diária e horária – esta é a opção que permite um espectro mais detalhado da evolução dos dados ao longo do tempo. Além deste fator, esta escolha possibilita uma comparação direta com os resultados vindos do *PVSYST*, que apresentam a mesma configuração. No momento de recolha foi considerada a radiação incidente num plano inclinado a 30°, de acordo com a disposição do painel.

### 4.2. Características do painel fotovoltaico

Para o caso de estudo foi considerado um painel monofacial, constituído por células de silício policristalino da marca *Longi*, modelo *LR6-60 HPH 305 M*. As principais características técnicas a considerar para a modelação estão apresentadas na Tabela 3 e as restantes são apresentadas no Anexo 2.

Tabela 3: Principais características do painel fotovoltaico *LR6-60 HPH 305 M*.

<b>Painel fotovoltaico LR6-60 HPH 305 M</b>	
Dimensões (mm)	1672 × 991 × 35
Potência máxima (W)	305
Rendimento de referência, $\eta_0$ (%)	18,4
$\beta_{ref}$ (K <sup>-1</sup> )	0,0036

Para conseguir uma melhor captação de luz e obter o máximo rendimento do painel fotovoltaico, é importante que este se encontre bem posicionado e com o grau de inclinação adequado ao período de utilização de um ano. Atendendo à latitude do local, considerou-se o painel inclinado a 30°, com uma orientação para o sul geográfico.

### 4.3. Metodologia

Para compreender as transferências de calor envolvidas no processo de arrefecimento que ocorre para os painéis fotovoltaicos flutuantes, será aplicado o balanço energético apresentado no Capítulo 3, que se passará a designar por Modelo 1.

De forma a detalhar o estudo, foram admitidas duas condições de operação do painel:

1. Operação em condições de instalação ou circulação livre. Esta situação pressupõe que existem trocas de calor por radiação e convecção pela parte superior e inferior do painel nas mesmas condições.
2. Operação em condição de semi-isolado. Esta situação pressupõe que a parte inferior do painel não se encontra nas mesmas condições de convecção que a parte superior e que o seu arrefecimento é inferior. É comumente aceite na literatura [24,40] e, assumir para o coeficiente de convecção da parte inferior do painel metade do valor assumido na parte superior.

Uma vez que não existem medições reais da produção ou da temperatura do painel em condições de operação, como método de validação, os resultados obtidos através da modelação apresentada foram comparados com os resultados gerados pelo *software PVSYST*. Este tipo de análise é possível, uma vez que são consideradas as mesmas condições climáticas e as mesmas características técnicas para ambas as simulações. Este estudo foi organizado em duas fases:

## Fase 1

Simular o comportamento do painel em terra usando o PVSYS e comparar os resultados com os obtidos utilizando o modelo de comportamento térmico. Nesta fase pretende-se testar a sensibilidade do modelo aos valores do coeficiente de convecção e afinar os parâmetros de simulação com o objetivo de selecionar as condições que resultem em valores semelhantes, obtidos pelas duas vias utilizadas.

Nesta fase do trabalho o coeficiente de convecção ( $h$ ) foi estimado utilizando as correlações da literatura apresentadas no capítulo 3 (Modelo 1), tendo sido testadas mais duas correlações diferentes para aplicar no balanço de energia:

Modelo 2 - *Equação de Nottton's* [41]:

$$h = 8,55 + 2,56 \cdot V \quad (4.1)$$

Modelo 3 - *Correlação apresentada por Ankita Gaur* [24]:

$$h_{sup} = 5,7 + 3,8 \cdot V \quad (4.21)$$

$$h_{inf} = 2,8 + 3 \cdot V \quad (4.22)$$

Onde  $V$  é a velocidade do vento (m/s).

Foi também avaliada a sensibilidade da simulação aos dados de vento utilizados. Os dados de vento disponíveis normalmente não se encontram à cota do painel e esta é uma dificuldade que se reflete diretamente na estimativa dos coeficientes de convecção a utilizar nos simuladores. Como tal, foi simulado o comportamento do painel utilizando dados de vento a 10 m de altura do solo ( $V_1, Z_1$ ). Posteriormente, os dados de vento foram transpostos para a cota do painel ( $V_2, Z_2$ ), admitindo que o perfil de velocidade do vento assume a lei logarítmica expressa na equação:

$$V_2 = V_1 \cdot \frac{\ln(Z_2/Z_0)}{\ln(Z_1/Z_0)} \quad (4.3)$$

Onde  $Z_0$  é a rugosidade do solo (m), sendo que, para as condições ambientais do local, foi considerado o valor nominal de 0,1 m [42].

Este cálculo sucessivo da velocidade do vento para diferentes altitudes serve como método para afinar os parâmetros de simulação, a fim de determinar as condições que resultam em valores mais próximos dos resultados da simulação PVSYS.

**Fase 2**

Depois de selecionado o modelo de comportamento térmico que melhor se ajusta aos resultados obtidos com o *PVSYST*, os dados climáticos, temperatura e velocidade do vento, foram transpostos para as condições de plano de água. A temperatura ambiente no plano de água ( $T_a$ ) foi corrigida segundo a equação [40, 41]:

$$T_a = T_{amb} - 5 \quad (4.4)$$

Adicionalmente, os valores da velocidade do vento à cota do painel foram corrigidos com a rugosidade ( $Z_0$ ) do plano de água. O seu valor de referência tem o valor nominal igual a 0,0002 m (Anexo 5).

Os resultados obtidos com o modelo foram comparados com os resultantes da simulação do painel em plano de água.

## 4.4. Simulação computacional com o software PVSYST

De forma a correlacionar a modelação feita com a simulação em *PVSYST*, foram utilizados os mesmos inputs e o mesmo painel fotovoltaico considerados para o modelo.

Ainda que o *PVSYST* seja um software que permita realizar simulações bastante detalhadas, até à data não existe a opção de simulação para um painel posicionado em plano de água. Por outro lado, tendo em consideração a possibilidade de ajustar um grande número de parâmetros, existe a capacidade de aproximar a simulação às condições pretendidas.

No *PVSYST* o comportamento térmico da instalação fotovoltaica é determinado por um balanço de energia entre o ambiente ( $T_a$ ) e o painel ( $T_p$ ) considerando a radiação incidente e a variação de eficiência do painel tendo em conta as condições de operação do mesmo ( $\eta$ ). O comportamento térmico é caracterizado por um fator de perdas térmicas ( $U$ ) em  $W/(m^2K)$ , que pode ser dividido num fator constante ( $U_c$ ) e num fator proporcional à velocidade do vento ( $U_v$ ):

$$U = U_c + U_v \cdot V \quad (4.5)$$

Estes fatores dependem do modo de montagem e operação dos painéis fotovoltaicos. Para montagem em circulação livre, este coeficiente refere-se as duas faces do painel. Se a parte inferior do painel se encontra termicamente isolada, este coeficiente deve ser reduzido, teoricamente para metade do valor.

A determinação destes parâmetros ainda apresenta algumas dificuldades já que, embora existam alguns dados fiáveis de medições para sistemas montados em circulação livre as medições para montagens em sistemas isolados são escassas. Outra dificuldade prende-se com a representatividade dos dados de vento a usar ao nível do painel. Os dados de vento disponíveis, normalmente encontram-se medidos a uma cota de 10 m de altura ao solo e livres de perturbações.

Na ausência de medições representativas e fiáveis, o *PVSYST* propõe valores por defeito sem a dependência da velocidade, ou seja, admite uma velocidade média constante:

- Para instalação em circulação livre:

$$U_c = 29 \text{ [W/(m}^2\text{K)] e } U_v = 0 \text{ [W/(m}^2\text{K)]}$$

- Para isolamento completo da parte inferior:

$$U_c = 15 \text{ [W/(m}^2\text{K)] e } U_v = 0 \text{ [W/(m}^2\text{K)]}$$

- Para casos intermédios (semi-integrados, circulação de ar na parte inferior):

$$U_c = 20 \text{ [W/(m}^2\text{K)] e } U_v = 0 \text{ [W/(m}^2\text{K)]}$$

Se houver dados de vento representativos, alguns utilizadores de acordo com medições efetuadas utilizando painéis montados em circulação livre e usando valores meteorológicos standard como os da base de dados US TMY2, recomendam os seguintes valores:

$$U_c = 25 \text{ [W/(m}^2\text{K)] e } U_v = 1,2 \text{ [W/(m}^2\text{K)]}$$

Na Figura 8 encontram-se assinaladas a vermelho as duas hipóteses utilizadas neste trabalho.

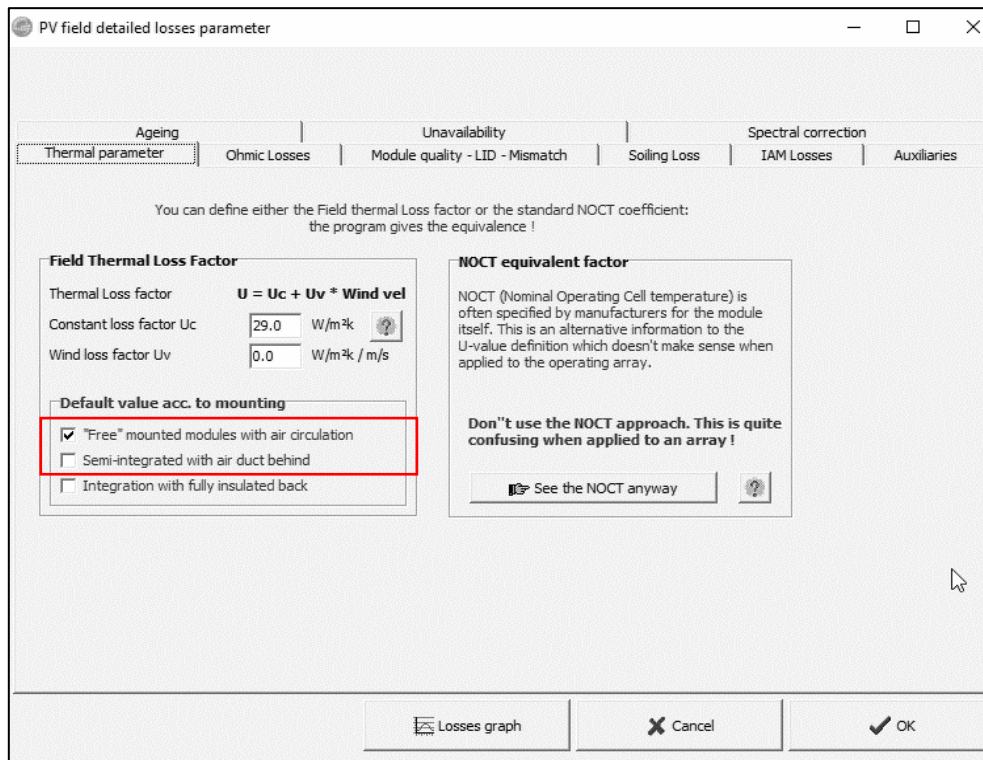


Figura 8: Representação do processo de seleção dos regimes livre e semi-isolado no *software PVSYS*.

Uma das limitações deste *software* é não permitir a simulação de um só painel fotovoltaico. Por este motivo, é necessário ter em conta um sistema fotovoltaico que represente as condições de operação para um painel. Para se obter este efeito, durante a projeção em *PVSYS*, é assumida a menor dimensão possível para o projeto, através da seleção do menor número permitido de painéis. Por outro lado, para se poder diminuir o sombreamento causado entre painéis, é aumentada a distância de *pitch*<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> *Pitch*: distância entre pontos similares de um painel entre duas filas.

## 4.5. Resumo esquemático do procedimento

A modelação descrita conta com várias etapas. A partir da informação recolhida de uma base de dados será, primeiramente, considerado o painel em meio terrestre. Nesta condição, é aplicado o balanço de energia apresentado no Capítulo 3, resolvendo em ordem ao cálculo da temperatura de operação do painel,  $T_p$ , utilizando diferentes correlações para o cálculo do coeficiente de convecção,  $h_{conv}$  (Modelo 1, Modelo 2 e Modelo 3).

Para a transposição do painel para o plano de água, foi necessário efetuar a correção das condições ambientais a que se encontra exposto, nomeadamente a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Após esta correção, foi novamente aplicado o procedimento explicado para o cálculo de  $T_p$ .

Em simultâneo, foram conduzidas simulações computacionais recorrendo ao *software PVSYST*, tendo como referência os mesmos *inputs* e as mesmas configurações técnicas do painel. Assim como acontece para o modelo, as simulações foram realizadas atendendo às condições de operação em instalação livre e semi-isolado, tanto para a posição terrestre como para o plano de água.

Por fim, os valores de  $T_p$  resultantes do modelo foram comparados com os resultados gerados pelo PVSYST, respeitando as condições de convecção consideradas e o local em que se encontram.

Para uma melhor compreensão, o Anexo 4 expõe um exemplo de cálculo, onde é indicada a ordem dos cálculos efetuados durante o procedimento. Na Figura 9 é apresentado um resumo esquemático do procedimento geral adotado para a análise.

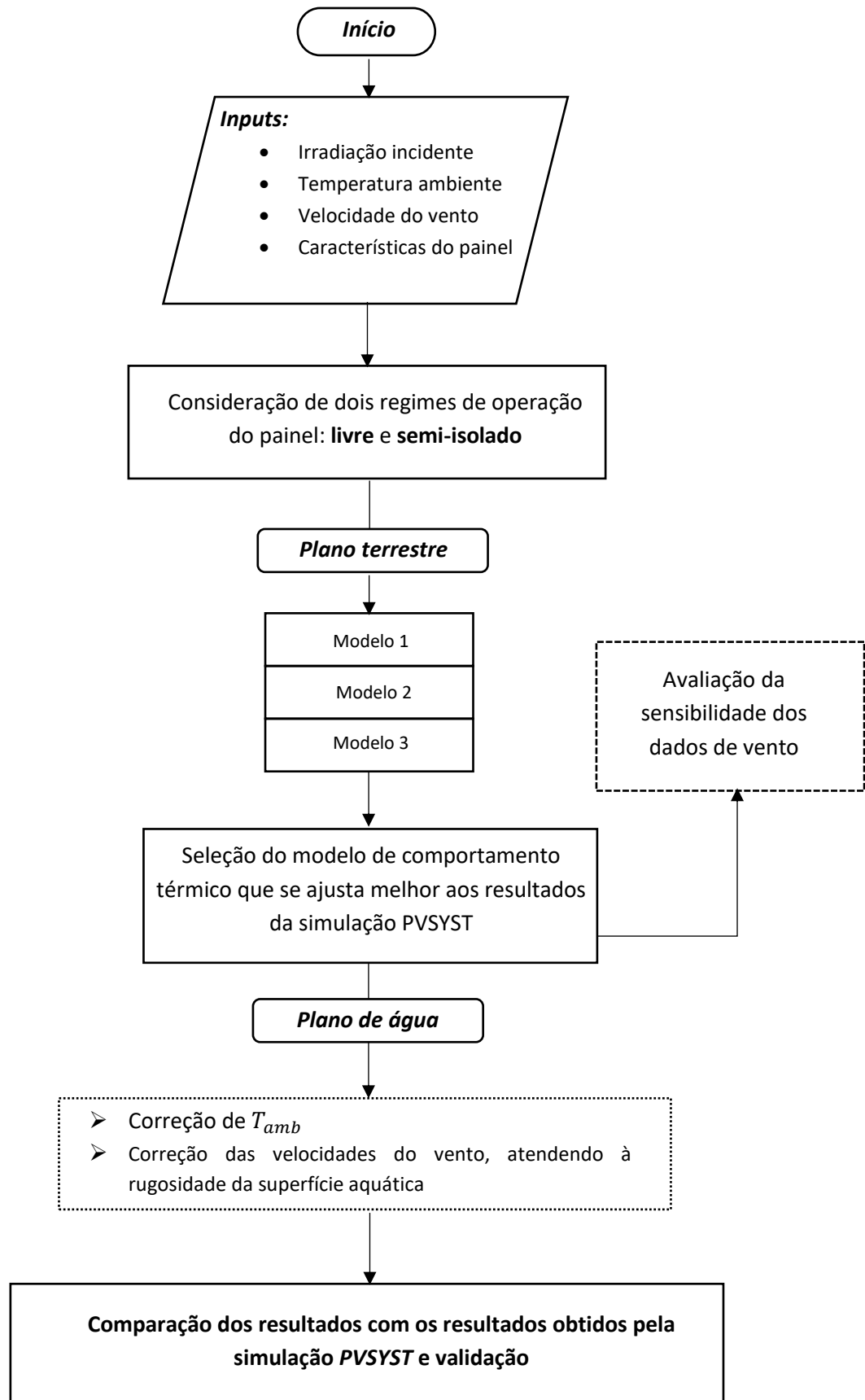


Figura 9: Fluxograma representativo da metodologia adotada para a análise.

# APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

5.1 Avaliação do modelo para o plano terrestre

5.2 Influência da cota dos dados de velocidade do vento na análise de resultados do software PVSYST

5.3 Avaliação do modelo escolhido para o plano de água

5.4 Validação da metodologia para o plano de água



## 5. Apresentação e discussão de resultados

Como método de validação dos valores calculados para a temperatura do painel, é necessário analisar a diferença entre os valores obtidos através dos modelos propostos e os resultados obtidos através da projeção realizada no *software PVSYST*.

Esta comparação, numa primeira fase, tomará como referência o plano terrestre para ver qual o melhor modelo que se adequa aos dados gerados pelo *software*. Dentro deste plano terrestre serão avaliadas as condições de operação do painel em regime de instalação livre e semi-isolado, e a partir desta avaliação será escolhido o método que melhor se equipara aos resultados do *PVSYST*. Posteriormente, servir de modelo base de comparação no plano de água. A análise gráfica dos resultados consistirá numa interpretação dos valores gerados mensalmente. Serão escolhidos, a título de exemplo, dois meses para as estações climáticas mais extremas, um para o inverno e um para o verão.

Por fim, analisar-se-á no plano de água a aplicabilidade da metodologia considerada. Nesta fase, será efetuada uma análise gráfica dos resultados para as condições de operação do painel em regime de instalação livre e semi-isolado.

Como método de validação dos resultados, foi calculada a raiz do erro quadrático médio, também designada pelo termo *root mean square error* (RMSE).

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum (T_{prevista} - T_{ref})^2}{n}} \quad (5.1)$$

Na equação 5.1  $T_{prevista}$  é a temperatura calculada para o coeficiente de convecção imposto,  $T_{ref}$  é a temperatura prevista pelo *software PVSYST* para as mesmas condições e  $n$  é o intervalo de valores em quantidade a considerar.

Este parâmetro estatístico é utilizado para aferir as diferenças entre os valores das amostras previstas e as de valor de referência. Quanto menor o valor do *RMSE*, mais os dados previstos se aproximam aos dados simulados.

## 5.1. Avaliação do modelo para o plano terrestre

Este subcapítulo encontra-se dividido entre as condições de operação do painel em regime de instalação livre e semi-isolado. Neste serão abordados os diferentes métodos de cálculo do  $h_{conv}$  e da temperatura do painel e os resultados serão comparados com os valores gerados pelo *PVSYST*.

Nesta fase, foi assumido um valor de 42 cm de altura ao solo para os dados de vento, cota correspondente ao meio do painel quando disposto na horizontal.

### 5.1.1. Operação em regime de instalação livre

Para iniciar o processo de análise foram calculadas as temperaturas do painel utilizando os 3 modelos previamente apresentados. Estas temperaturas foram comparadas com as obtidas resultantes do *software PVSYST*.

Foi efetuada uma análise gráfica para todos os meses, permitindo assim verificar qual o modelo que se ajusta melhor, ao longo do tempo, aos valores obtidos com o do *PVSYST*. No entanto, serão apresentadas aqui, a título de exemplo, apenas as situações climáticas mais extremas, que correspondem aos meses de inverno e de verão. Os resultados respetivos aos restantes meses podem ser consultados no Anexo 6.

Na Figura 10 e 11 são apresentados os dados referentes aos meses agosto e dezembro.

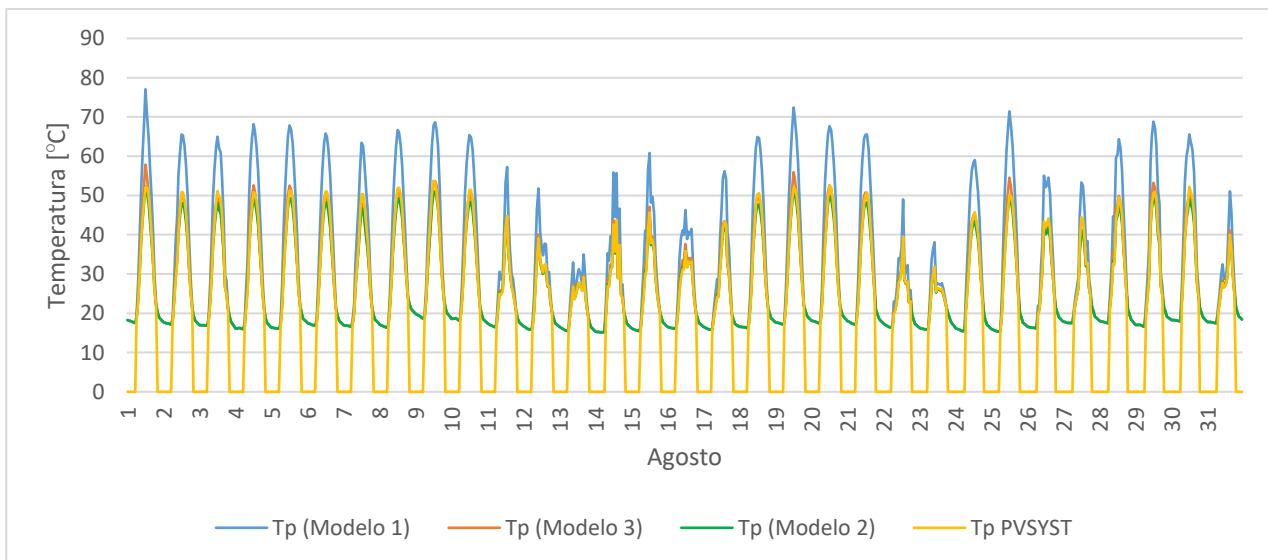


Figura 10: Temperaturas do painel geradas em operação de instalação livre, para o mês de agosto.

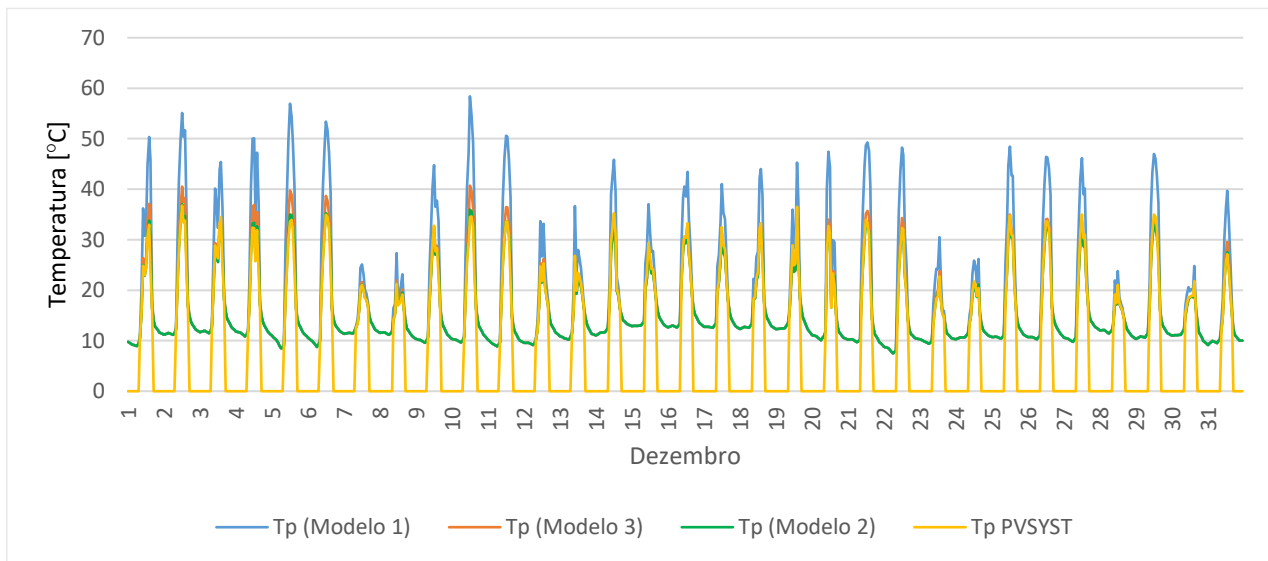


Figura 11: Temperaturas do painel geradas em operação de instalação livre, para o mês de dezembro.

Através da análise gráfica é possível observar que para  $T_p$  gerado pelo PVSYST, quando a radiação incidente é nula, o que se verifica nos períodos noturnos, o *software* não efetua o cálculo da temperatura. Como se trata de uma condição incontornável do programa, a análise passará pela comparação com os valores correspondentes aos picos.

Numa primeira análise visual, é possível observar que os valores de  $T_p$  obtidos utilizando o Modelo 1 se apresentam bastante desviados, com valores sistematicamente superiores, face aos valores registados pelo PVSYST. Da mesma forma, verifica-se que os valores de  $T_p$  obtidos utilizando os modelos 2 e 3 se aproximam dos valores previstos pelo programa.

Apenas pela análise gráfica, não é possível aferir com total exatidão qual o modelo que apresenta melhor desempenho, sendo, portanto, necessário proceder a uma análise estatística dos resultados.

Este tipo de análise permitiu quantificar a aproximação dos modelos aos resultados de referência e assim, decidir qual dos modelos se ajusta melhor aos resultados do PVSYST ao longo do ano. Na Tabela 4 são apresentados os resultados das médias mensais do RMSE, para o regime de operação em estudo.

Tabela 4: RMSE para a operação em instalação livre.

	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>
janeiro	7,22	1,22	1,93
fevereiro	5,45	0,68	0,83
março	7,28	0,85	1,18
abril	7,32	0,66	1,16
maio	7,76	0,98	1,21
junho	7,73	0,91	1,06
julho	7,38	1,17	0,94
agosto	7,16	0,97	1,06
setembro	7,88	0,71	1,24
outubro	5,84	0,71	1,06
novembro	7,25	0,85	1,69
dezembro	5,54	0,73	1,23

Na Tabela 4 é possível observar que a utilização do Modelo 2 de cálculo de  $T_p$ , resulta em valores de *RMSE* mais baixos para todos os meses com exceção do mês de julho. Comparativamente ao Modelo 3, estes apresentam um *RMSE* residualmente inferior em 11 meses do ano.

Os valores elevados obtidos para o *RMSE* no Modelo 1 vêm comprovar a observação notada através da análise gráfica anteriormente efetuada. Estes apresentam valores bastante elevados quando comparados com as restantes modelações.

### *5.1.2. Operação em regime de instalação semi-Isolada*

Para a operação em regime semi-isolado, o método de análise será semelhante ao anterior. As Figuras 13 e 14 apresentam os resultados obtidos para a  $T_p$  referentes aos meses de dezembro, mês de inverno, e de agosto, mês de verão. Os gráficos com os resultados relativos aos restantes meses podem ser consultados no Anexo 7.

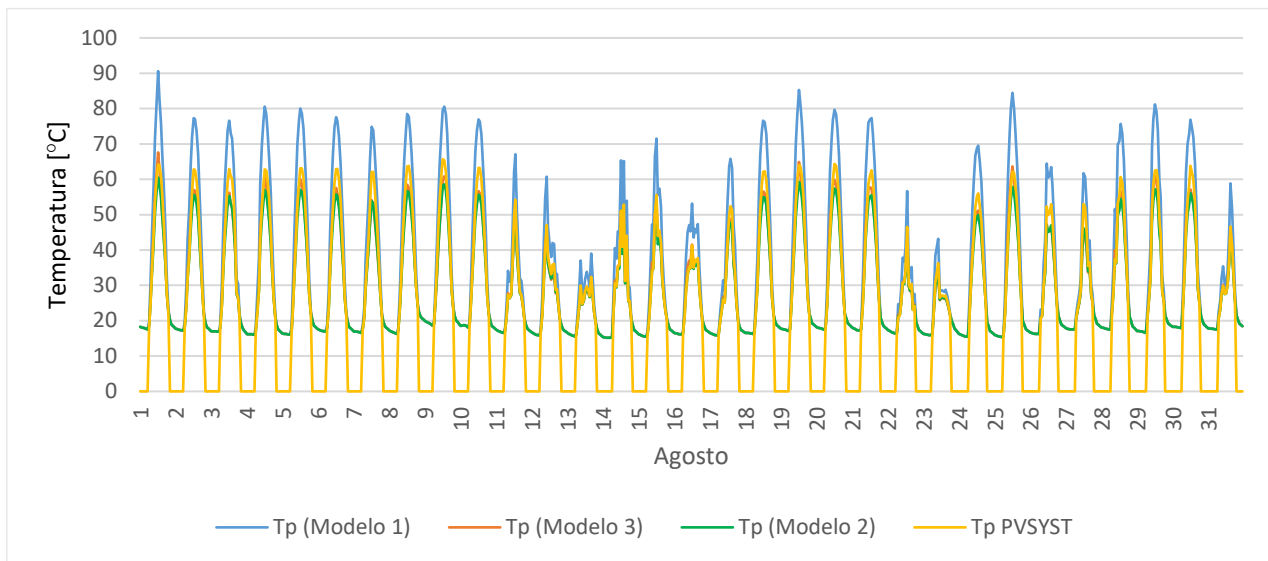


Figura 12: Temperaturas do painel geradas em operação de instalação semi-isolado, para o mês de agosto.

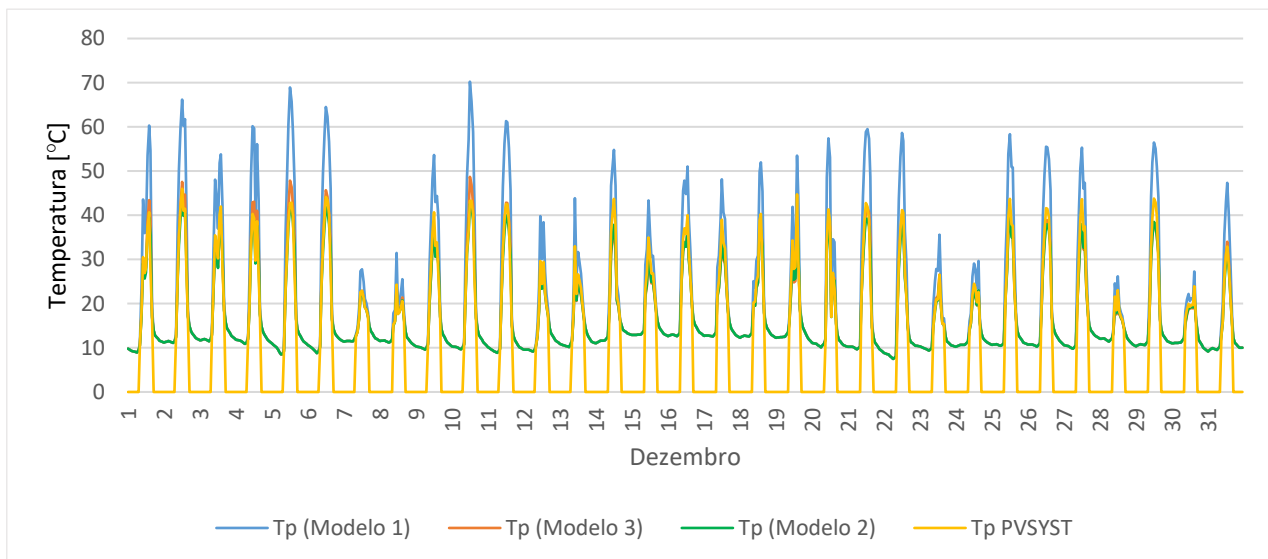


Figura 13: Temperaturas do painel geradas em operação de instalação semi-isolado, para o mês de dezembro.

Relativamente aos resultados do Modelo 1, continua a ser notada uma grande disparidade nos resultados obtidos faces aos valores simulados pelo *PVSYST*. No que diz respeito aos restantes modelos, continua a não ser possível, apenas com a análise gráfica, distinguir qual apresenta maior proximidade com os valores do *software*.

Os resultados da análise estatística apresentam-se na Tabela 5 onde estão representados os RMSE médios mensais, para a situação em estudo.

Tabela 5: RMSE para a operação em instalação semi-isolada.

	<b>Modelo 1</b>	<b>Modelo 2</b>	<b>Modelo 3</b>
janeiro	8,17	1,41	1,71
fevereiro	6,07	1,66	1,71
março	7,96	2,30	2,19
abril	8,03	1,90	1,66
maio	8,37	2,68	2,58
junho	8,29	2,56	2,04
julho	7,81	3,02	2,55
agosto	7,66	2,57	2,16
setembro	8,37	2,18	1,56
outubro	6,47	1,78	1,69
novembro	8,17	1,26	1,48
dezembro	6,30	1,31	1,50

Os valores apresentados na Tabela 5 revelam que os resultados obtidos com o Modelo 1 continuam a apresentar um erro muito elevado. Este fator leva a que o Modelo 1 esteja impossibilitado de representar o modelo térmico do painel de forma fidedigna.

Observando, agora, os valores apresentados pelos Modelos 2 e 3, é possível notar uma particularidade no comportamento dos resultados. Os resultados do Modelo 2 apresentam um *RMSE* inferior nos meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro, os meses relacionados com a estação de inverno. Já os resultados do Modelo 3 apresentam um *RMSE* inferior para os meses de meia-estação e de verão, desde o mês de março até ao mês de outubro.

Na Tabela 4, o Modelo 3 apresentou um comportamento idêntico num mês associado a temperaturas mais elevadas. Tratando-se de um dos objetivos desta dissertação o de avaliar o comportamento dos coeficientes de convecção para painéis fotovoltaicos flutuantes, face ao comportamento apresentado pelos resultados obtidos, O Modelo 2 é o que detém maior precisão de acompanhamento dos resultados do PVSYST. Por esta razão será este o modelo de referência que terá continuidade nas próximas análises.

## 5.2. Influência da cota dos dados de velocidade do vento na análise de resultados do software PVSYST

Neste subcapítulo será analisada a influência das velocidades do vento para diferentes cotas. Por norma, quando se retiram valores da velocidade do vento de uma base de dados, estes vêm referentes a uma cota de 10 m de altura. Como já foi referido anteriormente, um dos problemas do cálculo do fator de perdas térmicas (U) no PVSYST prende-se com a representatividade dos dados de vento a usar ao nível do painel.

Neste subcapítulo será analisada a sensibilidade do PVSYST à utilização de valores de dados de vento à cota de 10 m de altura. Assim, utilizando o Modelo 2 foram calculadas as temperaturas do painel tendo em conta os dados de vento à cota do plano médio do painel (0,42 m do solo) e à cota de 10 metros. As velocidades para a cota do painel foram obtidas de acordo com a equação 4.1.

Para a simulação em *PVSYST* foi introduzido como *input* os dados de velocidade do vento referidos à cota de 10 m. Pretende-se, com esta análise, determinar qual a metodologia mais próxima do método da simulação efetuada pelo *software*. Foram calculadas as temperaturas do painel para a operação em regime de circulação livre e semi-isolado.

Considerando a situação de operação em regime de instalação livre, a análise da evolução da temperatura do painel ao longo do tempo (Anexo 8), demonstra uma tendência de aproximação dos valores obtidos utilizando dados de vento definidos à cota do painel em relação aos valores obtidos com o *PVSYST* que utiliza dados de vento à cota de 10 m. A mesma tendência verifica-se quando se analisam os resultados obtidos para a simulação da temperatura do painel em operação de regime semi-isolado (Anexo 9).

Tabela 6: Efeito da cota dos dados de vento no valor do RMSE, para as duas situações em análise.

	Operação em regime de operação livre		Operação em regime de operação semi-isolado	
	Cota do painel	10 m	Cota do painel	10 m
janeiro	0,78	1,32	1,23	4,25
fevereiro	0,68	2,18	1,64	5,32
março	0,85	2,70	2,21	6,99
abril	0,66	2,33	1,90	6,48
maio	1,16	3,26	2,60	8,08
junho	0,91	2,86	2,56	7,81
julho	1,17	3,33	3,02	8,51
agosto	1,20	2,92	2,57	7,50
setembro	0,71	2,31	2,18	6,99
outubro	0,71	2,00	1,70	5,31
novembro	0,66	1,40	1,19	4,63
dezembro	0,73	1,59	1,31	4,15

Através da análise do RMSE, foi possível aferir que a utilização dos dados de vento à cota do painel é a que se adequa melhor para as duas situações de operação em análise. Para os dois casos, os valores de RMSE para a cota do painel são inferiores para todos os meses.

### 5.3. Avaliação do modelo escolhido para o plano de água

Depois de validado o modelo para o cálculo do coeficiente de convecção e de se saber qual a cota de dados de vento que melhor se ajustava aos valores previstos pelo *software*, será feita uma avaliação para as condições em plano de água.

Para a avaliação nestas circunstâncias, foi ajustada a temperatura ambiente, de acordo com a equação 4.4, e a rugosidade da superfície para o valor correspondente para a superfície de água. De igual modo, no PVSYST foi, também, redefinida a temperatura ambiente para menos cinco graus. Esta avaliação foi, também, efetuada para um regime de operação livre e semi-isolado.

#### 5.3.1. Operação em regime de instalação livre

Para avaliar o regime de instalação livre, no plano de água, foram selecionados três meses, correspondentes aos períodos meia estação, de verão e inverno (Figuras 14, 15 e 16).

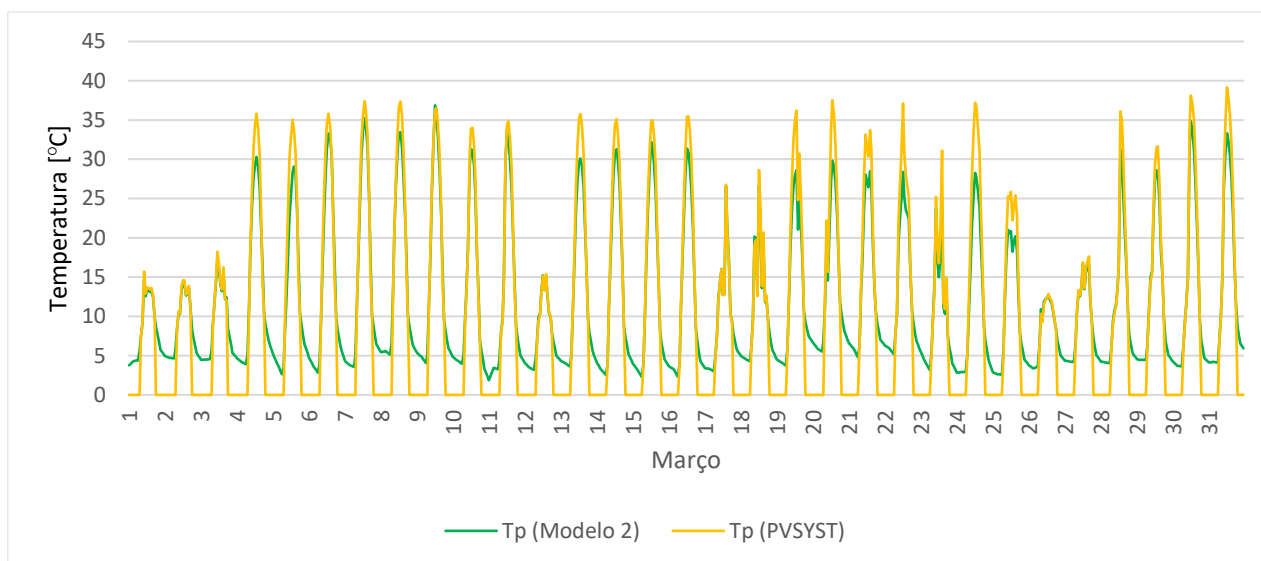


Figura 14: Temperaturas do painel para o plano de água em regime de operação livre, para o mês de março.

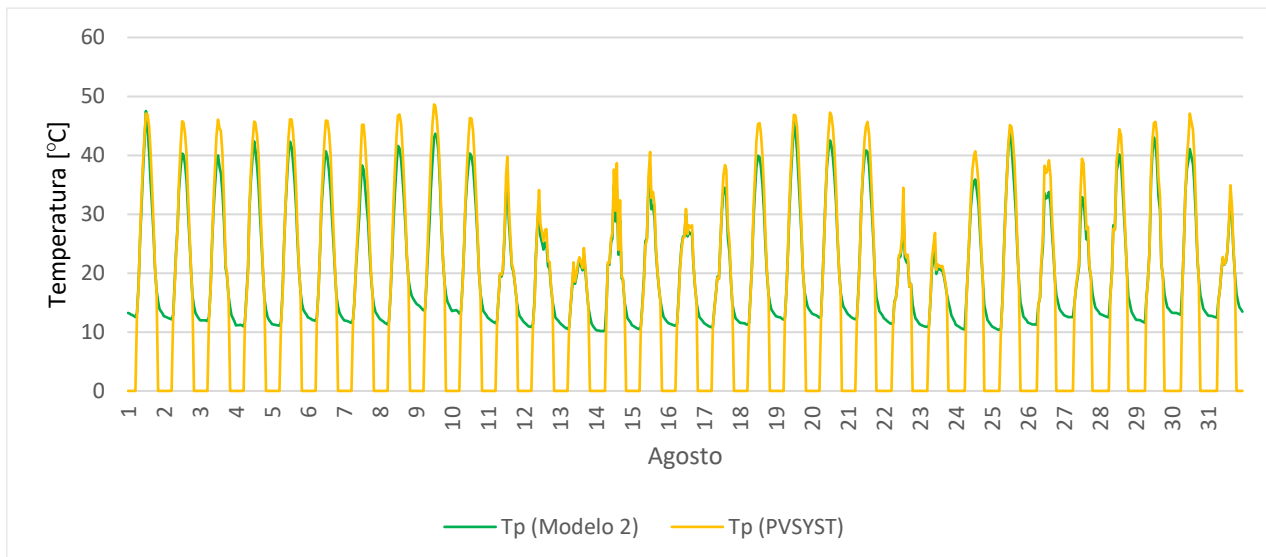


Figura 16: Temperaturas do painel para o plano de água em regime de operação livre, para o mês de agosto.

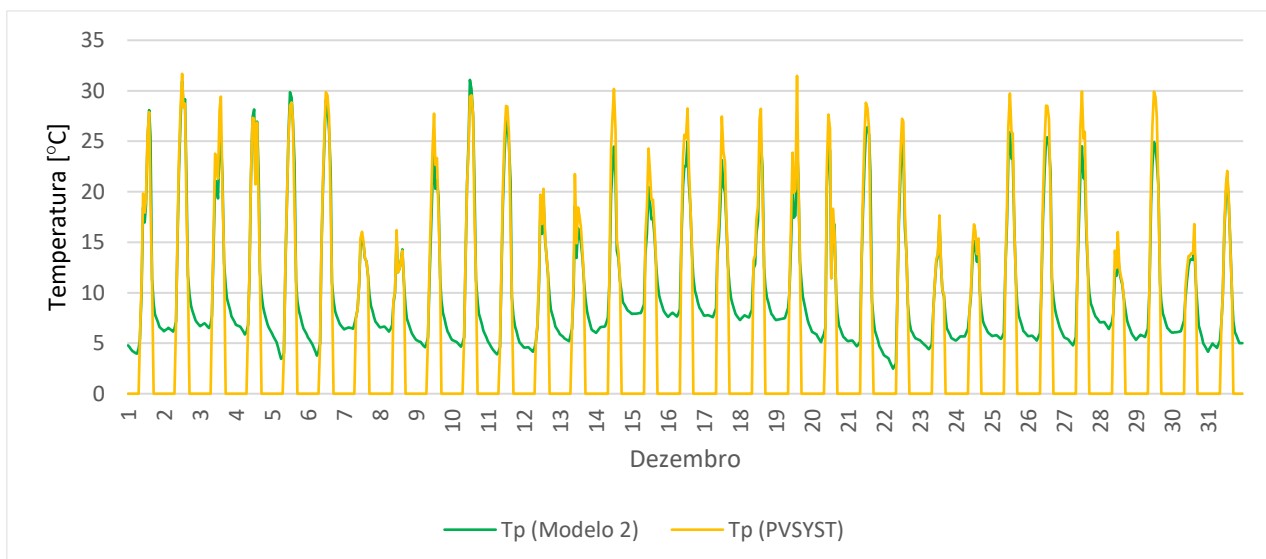


Figura 15: Temperaturas do painel para o plano de água em regime de operação livre, para o mês de dezembro.

Relativamente aos dados de meia estação, ilustrados pelo mês de março, é possível observar que o Modelo 2, para as temperaturas mais baixas, compreendidas entre os 5°C e os 15°C, e para temperatura intermédias, entre os 15°C e os 25°C, coincide com os valores de pico do *PVSYST*. No entanto, para valores acima dos 25°C é notada uma ligeira quebra no acompanhamento dos dados gerados pelo *software*. Estas quebras não apresentam um padrão característico, variando de dia para dia o acompanhamento dos dados. A título de exemplo, no nono dia do mês de março, o Modelo 2 consegue fazer o acompanhamento dos valores do *PVSYST* de uma forma bastante satisfatória. Por outro lado, no décimo oitavo dia, numa situação similar, não consegue fazer o mesmo de uma forma precisa.

Para o período de verão, ilustrado pelo mês de agosto, o Modelo 2 volta a acompanhar os resultados do *PVSYST* de uma forma eficaz para temperaturas mais baixas, compreendidas entre

os 10°C e os 15°C. Para temperaturas intermédias, entre os 15°C e os 25°C, o modelo consegue acompanhar o *software* com alguma exatidão. Relativamente às temperaturas mais elevadas, compreendidas entre os 25°C e os 50°C, o modelo consegue um acompanhamento satisfatório, apresentando para alguns dias uma diferença na ordem dos 5°C.

No mês de dezembro, correspondente para o período de inverno, a modelação acompanha os dados do *PVSYST* com bastante exatidão, com exceção do nono e do vigésimo nono dia. Para os outros dias reproduz os registos idênticos ao do *software*, existindo uma variação na ordem dos 4°C para as temperaturas mais elevadas.

Em suma, para um regime de operação em instalação livre no plano de água, os resultados obtidos com a aplicação do Modelo 2, relativamente aos dados do *PVSYST*, é satisfatória, o que realça a eficácia do modelo. As variações anómalas que ocorrem em alguns valores de pico, podem ser explicadas por fenómenos extrínsecos à modelação. Ainda assim, este fator não deve colocar em causa a sua generalidade de precisão para os vários dias avaliados ao longo do ano. Note-se, ainda, um padrão de acompanhamento elevado relativo aos resultados para os meses de inverno, onde a variação é menor.

As restantes representações gráficas para os resultados obtidos em regime de convecção livre encontram-se expostos no Anexo 10.

### 5.3.2. Operação em regime Semi-Isolado

Para a análise da operação do painel no plano de água em regime semi-isolado, foram selecionados três meses correspondentes aos períodos meia-estação, de verão e inverno (Figuras 17, 18 e 19), podendo assim verificar a eficácia do modelo para períodos homólogos do regime de instalação livre. Os restantes gráficos com o comportamento da temperatura para a operação em regime semi-isolado, encontram-se no Anexo 11.

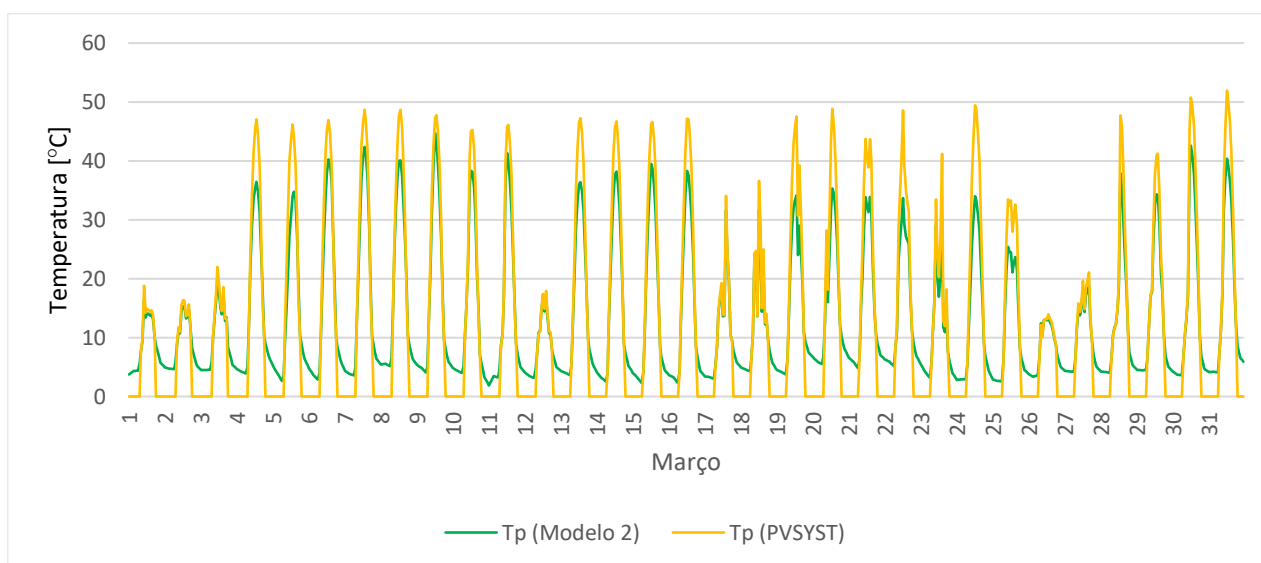


Figura 17: Temperaturas do painel para o plano de água em regime de operação semi-isolado, para o mês de março.

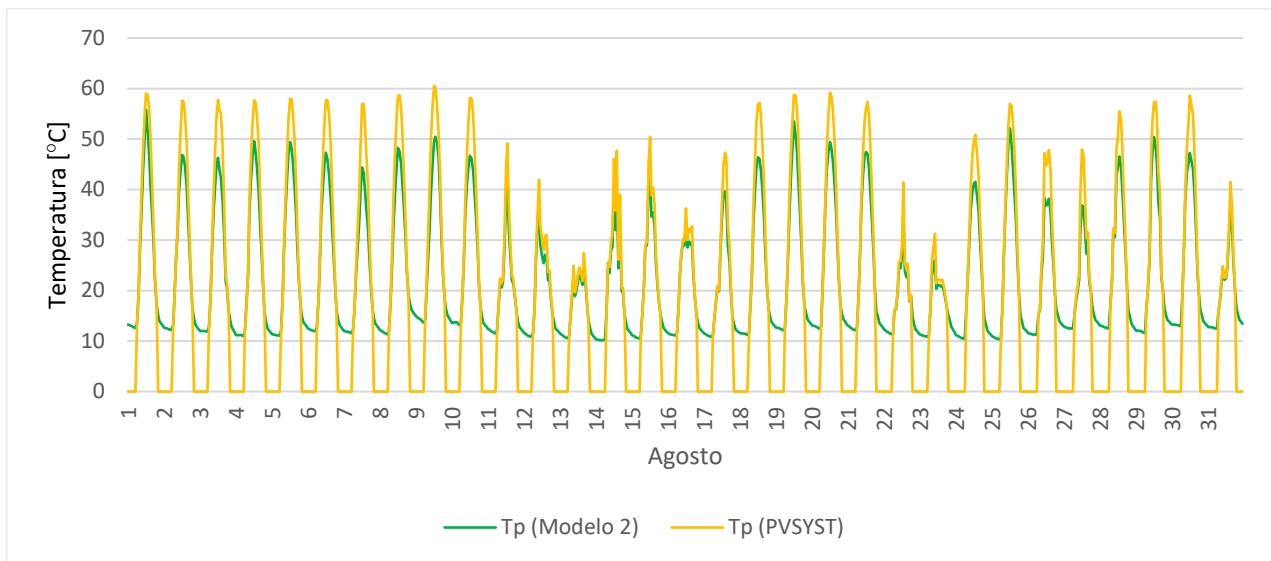


Figura 18: Temperaturas do painel para o plano de água em regime de operação semi-isolado, para o mês de agosto.

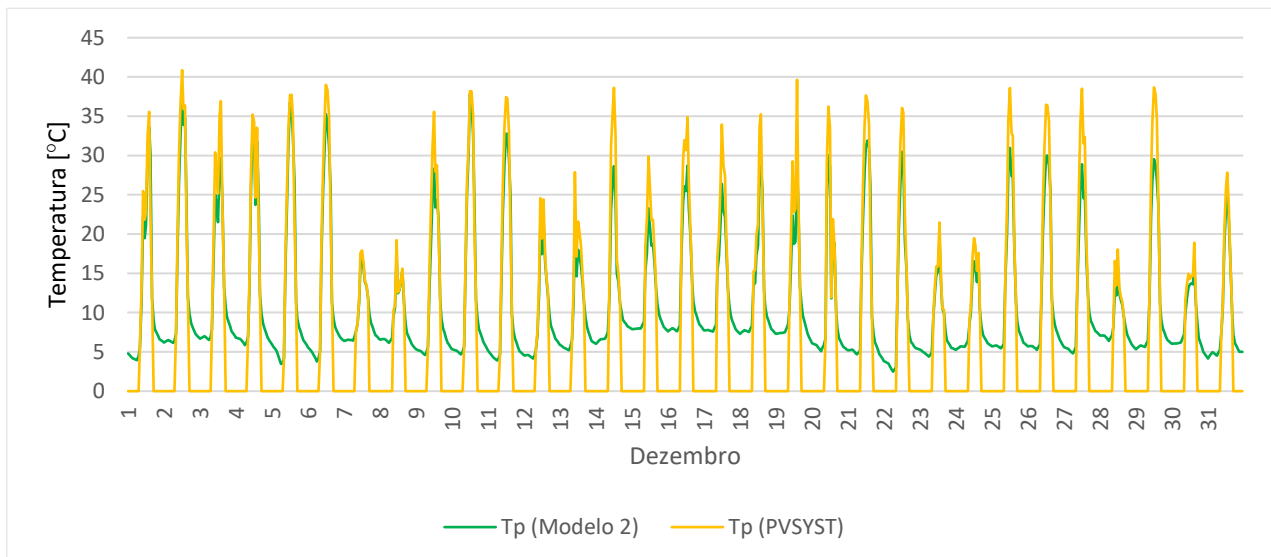


Figura 19: Temperaturas do painel para o plano de água em regime de operação semi-isolado, para o mês de dezembro.

Os resultados da aplicação do Modelo 2 para o mês de março, correspondente ao mês de meia estação, apresentam um comportamento menos satisfatório. Para temperaturas mais baixas, compreendidas entre os 5°C e os 15°C, observa-se um bom acompanhamento dos valores do *PVSYST*. Para temperaturas intermédias, entre os 15°C e os 25°C, os resultados do Modelo 2 conseguem acompanhar o *software*, com diferenças pontuais, e para temperaturas mais elevadas, compreendidas entre os 25°C e os 50°C, existe uma diferença de cerca de 5°C na maioria dos casos. Para este último caso, voltou-se a verificar um padrão anómalo do acompanhamento evidenciado para o período homólogo da secção anterior (regime de instalação livre), no entanto esta diferença de valores manteve-se idêntica.

Para os resultados obtidos na estação de verão, ilustrados pelo mês de agosto, o acompanhamento dos dados do *PVSYST* apresenta um padrão idêntico ao evidenciado no regime de instalação livre. Para temperaturas mais baixas e intermédias, o Modelo 2 produz resultados idênticos ao do *software*, apresentando uma discrepância na ordem dos 6°C para as temperaturas mais elevadas.

Por fim, para o mês de dezembro, correspondente à estação de inverno, os resultados do Modelo 2 apresentam um comportamento similar aos resultados do *PVSYST*. Os dias com maior variação são o décimo quarto, o décimo nono e o vigésimo nono, correspondendo estes dias aos que foram registados com maiores picos de temperatura pelo *software*.

Em suma, a análise gráfica dos diferentes regimes de operação para o plano de água, permitem constatar a fiabilidade do modelo para estas condições, com pequenas exceções possivelmente provocadas por fenómenos extrínsecos à modelação. A definição da altura de cota ao painel influenciou positivamente a relação do perfil de temperaturas da equação de *Notton's* com as do *PVSYST*, permitindo assim um modelo capaz de assegurar e acompanhar as variações registadas pelo *software*. De notar que as variações de temperatura do modelo apresentam um comportamento semelhante para meses das mesmas estações do ano.

## 5.4. Validação da metodologia para o plano de água

Nesta secção foram comparados os valores do *RMSE* obtidos para o painel a operar no plano terrestre e no plano de água, ao longo do ano, nos regimes de instalação livre e semi-isolado. Na Tabela 7 são apresentados os valores do *RMSE* para ambos os casos e nas Figuras 20 e 21 encontram-se representadas as evoluções do *RMSE*.

Tabela 7: *RMSE* para o plano de água e para o plano terrestre para os dois regimes de operação.

	Plano de água		Plano terrestre	
	Semi-isolado	Instalação livre	Semi-isolado	Instalação livre
<b>janeiro</b>	1,87	1,01	1,41	1,22
<b>fevereiro</b>	2,91	1,55	1,66	0,68
<b>março</b>	3,71	1,92	2,30	0,85
<b>abril</b>	3,27	1,59	1,90	0,66
<b>maio</b>	4,36	2,28	2,68	0,98
<b>junho</b>	4,02	1,99	2,56	0,91
<b>julho</b>	4,66	2,39	3,02	1,17
<b>agosto</b>	3,97	2,02	2,57	0,97
<b>setembro</b>	3,36	1,57	2,18	0,71
<b>outubro</b>	2,75	1,43	1,78	0,71
<b>novembro</b>	1,98	0,97	1,26	0,85
<b>dezembro</b>	2,13	1,16	1,31	0,73

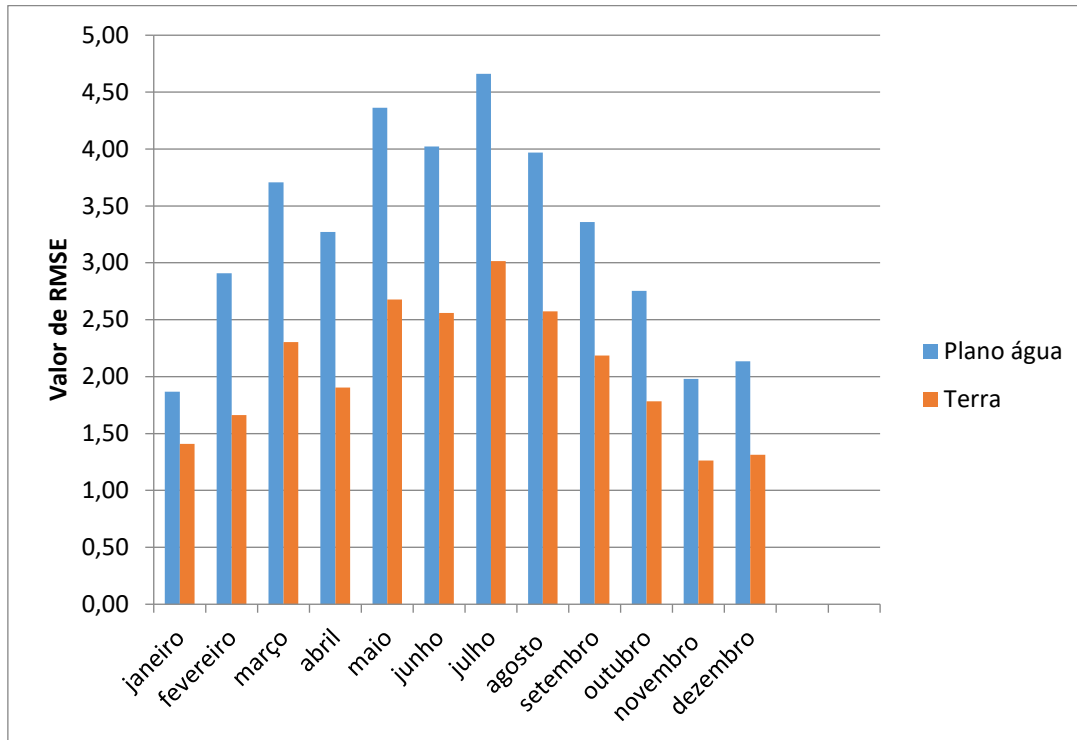


Figura 20: Representação gráfica do RMSE para o regime de operação semi-isolado para o plano de água e terrestre.

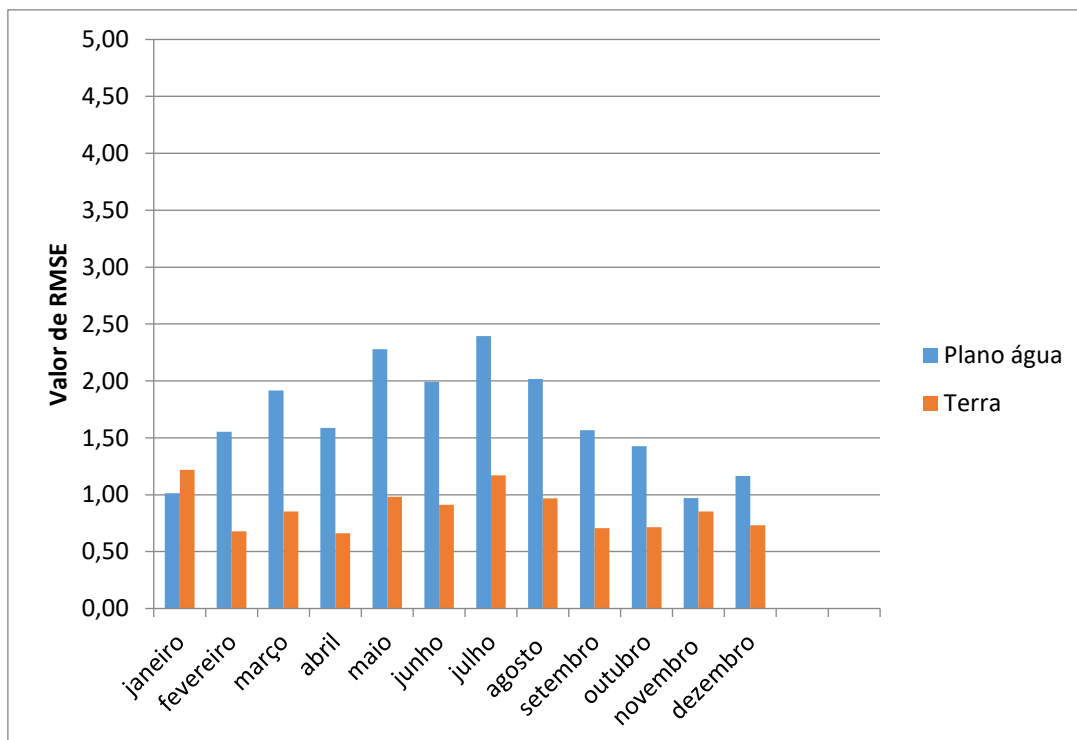


Figura 21: Representação gráfica do RMSE para o regime de operação livre para o plano de água e terrestre.

A análise dos resultados permite concluir que os valores de RMSE mais baixos foram obtidos para a simulação do painel a operar em regime de circulação livre. Isto pode estar relacionado com o facto de o PVSYST simular melhor as montagens em circulação livre que as montagens integradas ou semi-integradas, onde se inclui o regime semi-isolado.

Face aos valores apresentados, é possível observar que o Modelo 2 se ajusta com maior precisão ao PVSYST para o plano terrestre. O aumento do erro que se observa quando se simula o plano de água pode estar relacionado com o facto de não ter sido possível corrigir os dados de velocidade do vento para a cota do painel nos dados de input do PVSYST.

No plano de água, observa-se que os erros obtidos são menores nos meses de inverno - para ambos os regimes de operação testados. Esta tendência foi observada na análise detalhada efetuada nas secções anteriores. Os valores intermédios correspondem aos períodos de meia estação, que veem o seu valor de *RMSE* a elevar com a mudança de estação do ano. A estação do ano mais quente é o período que apresenta um *RMSE* mais elevado. Este aumento é acompanhado pelo aumento da temperatura média dos dados do PVSYST.

Para o plano terrestre, observa-se uma distribuição similar às tendências observadas para o plano de água no caso de operação semi-isolado. É possível verificar que apresentam também uns valores menores de RMSE para os períodos de inverno, uns valores intermédios de *RMSE* para os meses de meia estação e os valores mais elevados para os meses de verão. Já no caso de operação em regime de instalação livre parece que o erro não sofre grandes alterações com a estação do ano em análise (Figura 21). Trata-se, portanto, de um modelo com comportamento consistente para os dois regimes de operação no plano terrestre, visto que não apresenta grandes variações de valores de temperatura para os dois regimes testados.

Tendo em conta o objetivo desta dissertação, os resultados obtidos não permitem concluir positivamente sobre a possibilidade de o software PVSYST poder vir a servir de base comercial para o cálculo da temperatura e modelação térmica dos painéis fotovoltaicos flutuantes. Mais testes, principalmente experimentais, seriam necessários efetuar para poder validar esta hipótese. Apesar de se tratar de um estudo preliminar, as conclusões desta dissertação podem servir de suporte para futuros estudos.

# CONCLUSÃO



## 6. CONCLUSÃO

Com o objetivo de avaliar a possibilidade de utilização do *software* PVSYST na simulação do comportamento térmico de painéis fotovoltaicos flutuantes, foi feito um balanço de energia ao painel, considerando estado estacionário, e foram testados 3 Modelos de Comportamento Térmico. Estes modelos foram aplicados considerando o painel a operar no plano terrestre e no plano de água. Para estas duas situações os resultados obtidos foram comparados com os valores resultantes da simulação.

Considerando a operação do painel para o plano terrestre os resultados obtidos com todos os modelos testados mostraram que o Modelo 1 foi o que apresentou uma diferença muito acentuada em relação aos resultados de referência. Por este motivo, o Modelo 1 não se revelou uma opção apropriada para fazer a modelação. Por outro lado, apesar de o Modelo 3 apresentar valores satisfatórios, foi o Modelo 2 que apresentou valores mais confiáveis, uma vez que foi esta a hipótese a apresentar maior precisão no acompanhamento dos resultados simulados pelo *software*. Assim, atendendo aos resultados obtidos para o plano terrestre, para a modelação no plano de água foi apenas considerado o Modelo 2.

Relativamente aos resultados obtidos considerando o painel instalado no plano de água verificou-se um ligeiro aumento no valor do RMSE quando comparado com os valores obtidos para a instalação no plano terrestre. Os resultados também mostram que os menores erros se obtêm para a condição de operação do painel em regime de circulação livre.

Por todos estes fatores mencionados, o Modelo 2 apresenta-se como na determinação preliminar do estudo do comportamento térmico de um painel fotovoltaico flutuante. Contudo, com o trabalho que foi possível desenvolver, no tempo útil disponível para a realização desta dissertação, não foi possível concluir positivamente quanto à possibilidade de aplicação do *software* de simulação PVSYST, na previsão do comportamento térmico de sistemas fotovoltaicos flutuantes.

### ***Sugestões para trabalhos futuros***

O potencial de geração para a tecnologia fotovoltaica flutuante ainda representa uma tipologia recente no mundo real, e, por isso, ainda existem vários assuntos merecedores de um estudo mais aprofundado

De forma a aprofundar o estudo levado a cabo nesta dissertação, seria importante realizar uma campanha de medição para a recolha de dados experimentais no local. Uma análise de

sensibilidade realizada em contexto real iria possibilitar estabelecer ou afinar os parâmetros desenvolvidos e até introduzir novas variáveis que não foram tidas em consideração.

Sugere-se, ainda, como forma de validação da metodologia aplicada a realização de mais testes considerando a correção dos dados de vento na simulação e, também, a aplicação da metodologia a diferentes locais de teste.

**BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES  
DE INFORMAÇÃO**



## 7. BIBLIOGRAFIA E OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO

- [1] U. K. Das *et al.*, “Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. April 2017, pp. 912–928, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.017.
- [2] APREN, “Produção.” [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.
- [3] R. Perez and M. Perez, “A Fundamental Look At Supply Side Energy Reserves For The Planet,” *Int. Energy Agency SHC Program. Sol. Updat.*, vol. 62, no. April 2009, pp. 4–6, 2015.
- [4] Solar Power Europe (SPE), “Global Market Outlook for Solar Power: 2019-2023,” *Glob. Mark. Outlook*, p. 92, 2019.
- [5] A. A. Christian Breyer , Dmitrii Bogdanov, Ashish Gulagi, U. C. Larissa S.N.S. Barbosa , Otto Koskinen, Maulidi Barasa, and J. F. and P. V. Svetlana Afanasyeva, Michael Child, “On the role of solar photovoltaics in global energy transition scenarios,” *Prog. Photovolt Res. Appl.*, 2017, doi: 10.1002/pip.2885.
- [6] M. Child and C. Breyer, “Transition and transformation: A review of the concept of change in the progress towards future sustainable energy systems,” *Energy Policy*, vol. 107, no. April, pp. 11–26, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.04.022.
- [7] “PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030),” 2019.
- [8] S. Nagae, M. Toda, T. Minemoto, H. Takakura, and Y. Hamakawa, “Evaluation of the impact of solar spectrum and temperature variations on output power of silicon-based photovoltaic modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 20, pp. 3568–3575, 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2006.06.045.
- [9] M. R. S. Kim Trapani, “A review of floating photovoltaic installations: 2007-2013,” *Prog. Photovoltaics*, 2014, doi: 10.1002/pip.
- [10] G. M. Rosa-clot, Tina, *Submerged and Floating Photovoltaic Systems: Modelling, Design and Case Studies*. 2017.
- [11] A. Sahu, N. Yadav, and K. Sudhakar, “Floating photovoltaic power plant: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 66, pp. 815–824, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.08.051.
- [12] N. Martín-Chivelet, “Photovoltaic potential and land-use estimation methodology,” *Energy*, vol. 94, pp. 233–242, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.10.108.
- [13] P. A. Château, R. F. Wunderlich, T. W. Wang, H. T. Lai, C. C. Chen, and F. J. Chang, “Mathematical modeling suggests high potential for the deployment of floating photovoltaic on fish ponds,” *Sci. Total Environ.*, vol. 687, pp. 654–666, 2019, doi: 10.1016/j.scitotenv.2019.05.420.

- [14] Y.-K. Choi, N.-H. Lee, A.-K. Lee, and K.-J. Kim, "A study on major design elements of tracking-type floating photovoltaic systems," *Int. J. Smart Grid Clean Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 70–74, 2014, doi: 10.12720/sgce.3.1.70-74.
- [15] A. Hasan and I. Dincer, "A new performance assessment methodology of bifacial photovoltaic solar panels for offshore applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 220, no. May, p. 112972, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112972.
- [16] J. Han, C. Wan, H. Fang, and Y. Bai, "Development of self-floating fibre reinforced polymer composite structures for photovoltaic energy harvesting," *Compos. Struct.*, vol. 253, no. August, p. 112788, 2020, doi: 10.1016/j.compstruct.2020.112788.
- [17] R. Cazzaniga, M. Rosa-clot, P. Rosa-clot, and G. Marco, "Integration of PV floating with hydroelectric power plants," *Heliyon*, vol. 5, no. February, p. e01918, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e01918.
- [18] J. Haas, J. Khalighi, A. de la Fuente, S. U. Gerbersdorf, W. Nowak, and P. J. Chen, "Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility," *Energy Convers. Manag.*, vol. 206, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112414.
- [19] Y. Zhou *et al.*, "An advanced complementary scheme of floating photovoltaic and hydropower generation flourishing water-food-energy nexus synergies," *Appl. Energy*, vol. 275, no. March, p. 115389, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115389.
- [20] J. Farfan and C. Breyer, "Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: Virtual Battery of Power Great Global Potential," *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 403–411, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.038.
- [21] L. Liu, Q. Sun, H. Li, H. Yin, X. Ren, and R. Wennersten, "Evaluating the benefits of Integrating Floating Photovoltaic and Pumped Storage Power System," *Energy Convers. Manag.*, vol. 194, no. April, pp. 173–185, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.04.071.
- [22] N. Lee *et al.*, "Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential," *Renew. Energy*, vol. 162, pp. 1415–1427, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.08.080.
- [23] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, 2009, doi: 10.1016/j.solener.2008.10.008.
- [24] A. Gaur and G. N. Tiwari, "Performance of Photovoltaic Modules of Different Solar Cells," vol. 2013, 2013.
- [25] S. Armstrong and W. G. Hurley, "A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, no. 11–12, pp. 1488–1495, 2010, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2010.03.012.
- [26] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance," *Renew. Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 553–567, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.03.010.
- [27] D. T. Lobera and S. Valkealahti, "Dynamic thermal model of solar PV systems under varying climatic conditions," *Sol. Energy*, vol. 93, pp. 183–194, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.03.028.
- [28] M. Usama Siddiqui, A. F. M. Arif, L. Kelley, and S. Dubowsky, "Three-dimensional thermal modeling of a photovoltaic module under varying conditions," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2620–2631, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.05.034.

- [29] F. Schiro, A. Benato, A. Stoppato, and N. Destro, "Improving photovoltaics efficiency by water cooling: Modelling and experimental approach," *Energy*, vol. 137, pp. 798–810, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.04.164.
- [30] P. Prudhvi and P. C. Sai, "Efficiency improvement of solar PV panels using active cooling," *2012 11th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2012 - Conf. Proc.*, pp. 1093–1097, 2012, doi: 10.1109/IEEEIC.2012.6221543.
- [31] K. K. Y. Ueda, T. Sakurai, S. Tatebe, A. Itoh, "Performance Analysis of PV Systems on the Water," no. September, pp. 2670–2673, 2008.
- [32] M. S. M. Azmi, M. Y. H. Othman, M. H. H. Ruslan, K. Sopian, and Z. A. A. Majid, "Study on electrical power output of floating photovoltaic and conventional photovoltaic," *AIP Conf. Proc.*, vol. 1571, no. December 2013, pp. 95–101, 2013, doi: 10.1063/1.4858636.
- [33] N. Yadav, M. Gupta, and K. Sudhakar, "Energy assessment of floating photovoltaic system," *Int. Conf. Electr. Power Energy Syst. ICEPES 2016*, pp. 264–269, 2017, doi: 10.1109/ICEPES.2016.7915941.
- [34] Y. Choi, "A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact," vol. 8, no. 1, pp. 75–84, 2014.
- [35] W. C. L. Kamuyu, J. R. Lim, C. S. Won, and H. K. Ahn, "Prediction model of photovoltaic module temperature for power performance of floating PVs," *Energies*, vol. 11, no. 2, 2018, doi: 10.3390/en11020447.
- [36] "Where Sun Meets Water," *Where Sun Meets Water*, 2019, doi: 10.1596/32804.
- [37] İ. Ceylan *et al.*, "Determination of the heat transfer coefficient of PV panels," *Energy*, vol. 175, pp. 978–985, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.152.
- [38] T. INCROPERA, F. P.; DE WITT, D. P.; BERGMAN, *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 6th Editio. .
- [39] "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission." [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#MR](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR).
- [40] D. Torres Lobera and S. Valkealahti, "Dynamic thermal model of solar PV systems under varying climatic conditions," *Sol. Energy*, vol. 93, pp. 183–194, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.03.028.
- [41] L. Liu, Q. Wang, H. Lin, H. Li, Q. Sun, and R. Wennersten, "Power Generation Efficiency and Prospects of Floating Photovoltaic Systems," *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 1136–1142, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.483.
- [42] M. Ragheb and S. Roughness, "Wind Shear, Roughness Classes and Turbine Energy Production," *Wind Power Syst. NPRE 475 course*, 2016.
- [43] A. T. Umoette, M. U. Festus, and E. A. Ubom, "Development of Site Specific Optimal Tilt Angle Model for Fixed Tilted Plane PV Installation in Akwa Ibom State , Nigeria," vol. 4, no. 6, pp. 50–55, 2017, doi: 10.11648/j.sjee.20160406.11.



**ANEXOS**



## 8. ANEXOS

### 8.1. Anexo 1

#### Localização geográfica da ETA de Lever



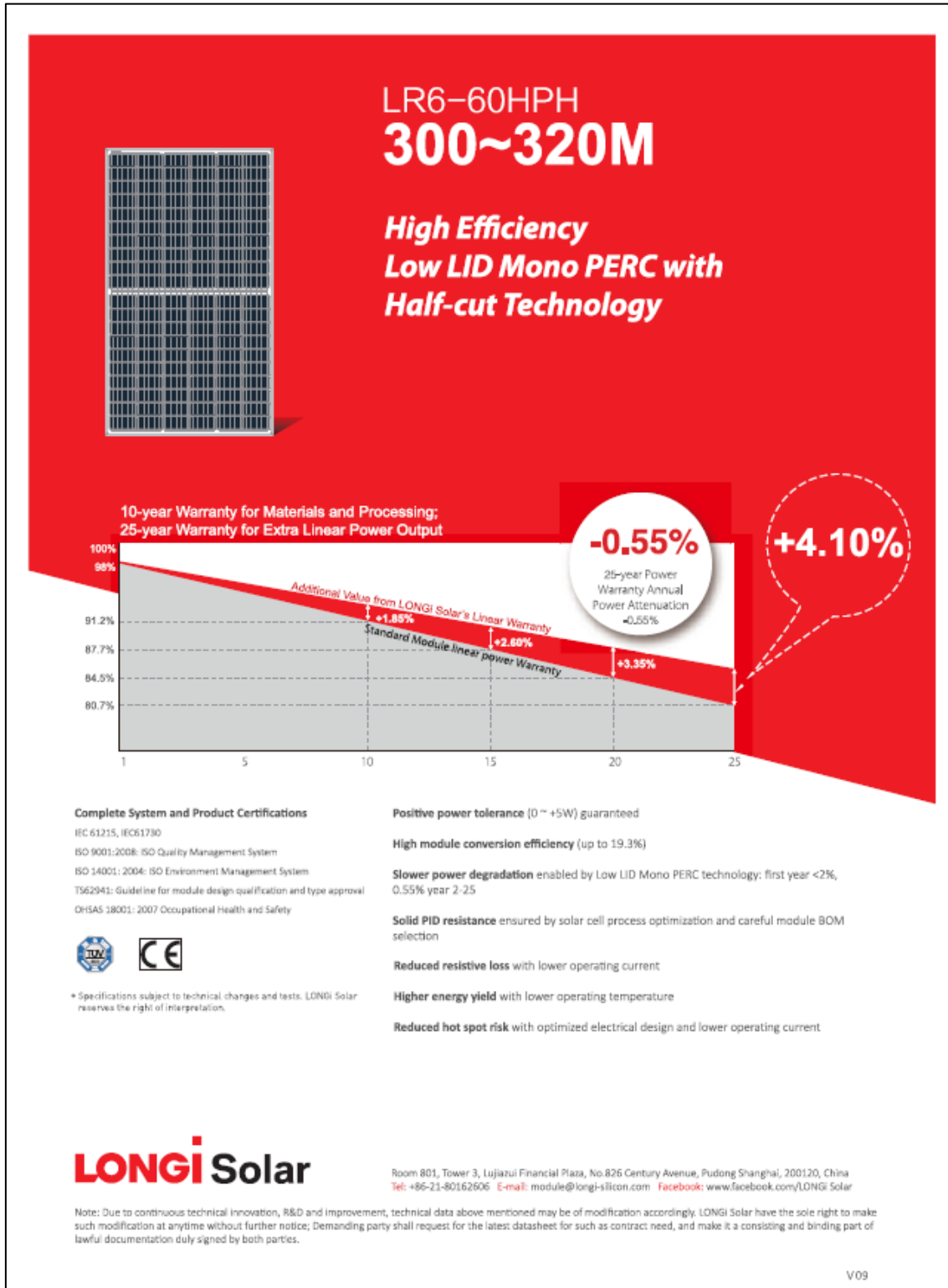
Figura 22: Representação da localização geográfica da ETA de Lever pelo *Google Earth*.

Tabela 8: Dados geográficos da localização da ETA de Lever.

ETA de Lever	
Latitude (°)	41,073543
Longitude (°)	-8,474411
Altitude (m)	21

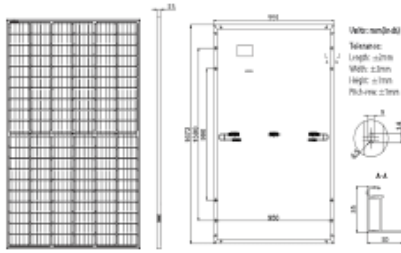
## 8.2. Anexo 2

### Datasheet do painel fotovoltaico utilizado



# LR6-60HPH 300~320M

## Design (mm)



## Mechanical Parameters

- Cell Orientation: 120 (6x20)
- Junction Box: IP67, three diodes
- Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 300mm in length
- Glass: Single glass  
2.8mm coated tempered glass
- Frame: Anodized aluminum alloy frame
- Weight: 16.8kg
- Dimension: 1672x991x35mm
- Packaging: 30pcs per pallet  
180pcs per 20GP  
780pcs per 40'HC

## Operating Parameters

- Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
- Power Output Tolerance: 0~+5 W
- Voc and Isc Tolerance: ±3%
- Maximum System Voltage: DC1500V (IEC)
- Maximum Series Fuse Rating: 20A
- Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
- Safety Class: Class II

## Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR6-60HPH-300M		LR6-60HPH-305M		LR6-60HPH-310M		LR6-60HPH-315M		LR6-60HPH-320M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	300	222.2	305	225.9	310	229.6	315	233.4	320	237.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	39.8	37.1	40.1	37.4	40.3	37.7	40.6	37.9	40.9	38.2
Short Circuit Current (Isc/A)	9.70	7.82	9.78	7.88	9.86	7.94	9.94	8.01	10.02	8.08
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	32.9	30.4	33.1	30.6	33.3	30.8	33.7	31.1	33.9	31.3
Current at Maximum Power (Imp/A)	9.13	7.32	9.21	7.38	9.30	7.46	9.36	7.50	9.43	7.56
Module Efficiency(%)	18.1		18.4		18.7		19.0		19.3	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

## Temperature Ratings ( STC )

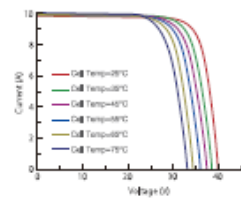
- Temperature Coefficient of Isc: +0.057%/°C
- Temperature Coefficient of Voc: -0.286%/°C
- Temperature Coefficient of Pmax: -0.370%/°C

## Mechanical Loading

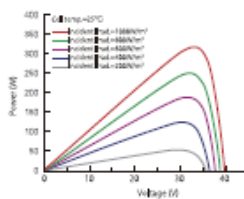
- Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa
- Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa
- Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## I-V Curve

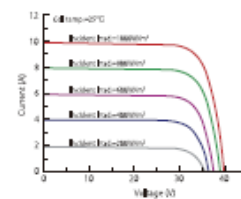
Current-Voltage Curve (LR6-60HPH-310M)



Power-Voltage Curve (LR6-60HPH-310M)



Current-Voltage Curve (LR6-60HPH-310M)



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

V 09

## 8.3. Anexo 3

### Imagens representativas da modelação desenvolvida em Excel

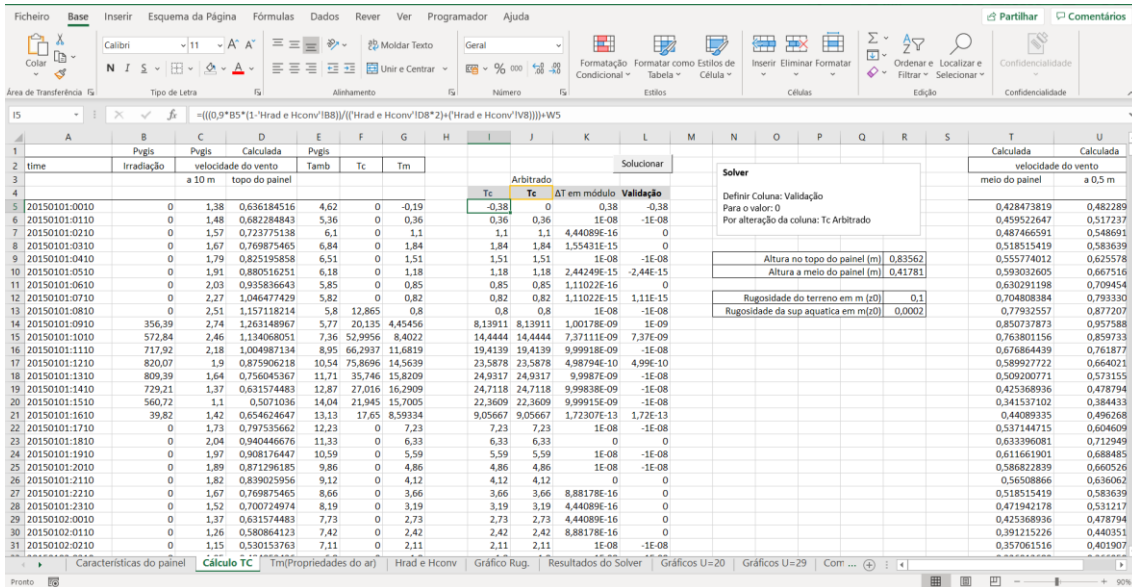


Figura 24: Desenvolvimento da modelação em Excel (parte I).

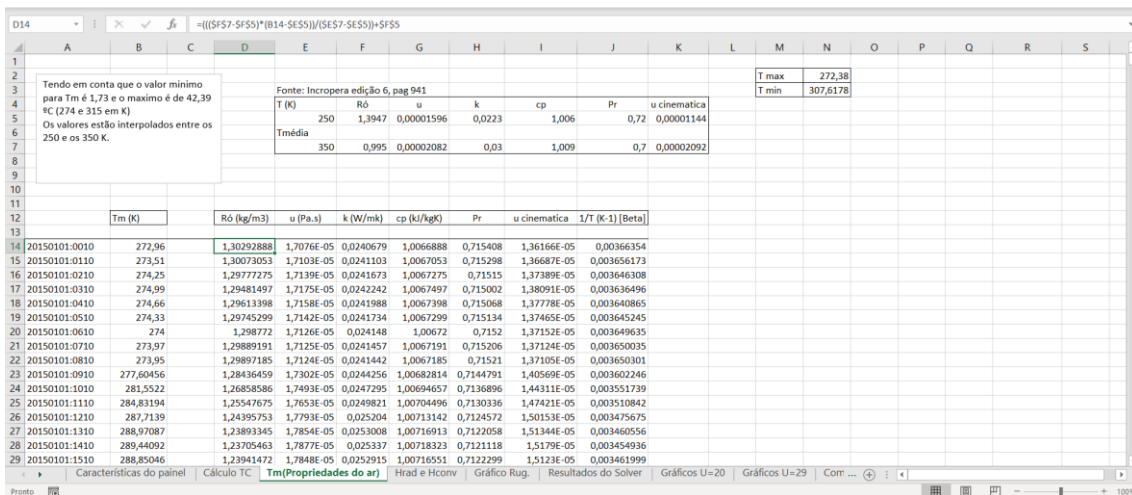


Figura 23: Desenvolvimento da modelação em Excel (parte II).

Figura 25: Desenvolvimento da modelação em Excel (parte III).

Figura 26: Desenvolvimento da modelação em Excel (parte IV).

## 8.4. Anexo 4

### *Exemplo de cálculo*

Numa primeira fase, os dados do PVGIS são introduzidos no modelo. Estes referem-se à irradiação incidente para o local no plano a 30°, a temperatura ambiente e a velocidade do vento.

Em seguida, é necessário avaliar a sensibilidade da simulação aos dados de vento utilizados. Os dados de vento disponíveis normalmente não se encontram à cota do painel, criando uma dificuldade que se reflete diretamente na estimativa dos coeficientes de convecção a utilizar nos simuladores. Devido a esta restrição, é necessário simular o comportamento do painel utilizando dados de vento a 10 m de altura do solo ( $V_1, Z_1$ ). Posteriormente, estes dados são transpostos para a cota do painel ( $V_2, Z_2$ ), admitindo que o perfil de velocidade do vento assume a lei logarítmica expressa na seguinte equação:

$$V_2 = V_1 \cdot \frac{\ln(Z_2/Z_0)}{\ln(Z_1/Z_0)}$$

Onde  $Z_0$  é a rugosidade do solo (m), tendo o seu valor tabelado pela seguinte tabela [42]:

Roughness Class RC	Roughness Length, $Z_0$ [m]	Energy Index [percent]	Landscape
0	0.0002	100	Water surface.
0.5	0.0024	73	Completely open terrain with a smooth surface, such as concrete runways in airports, mowed grass.
1	0.03	52	Open agricultural area without fences and hedgerows and very scattered buildings. Only softly rounded hills
1.5	0.055	45	Agricultural land with some houses and 8 meter tall sheltering hedgerows within a distance of about 1,250 meters.
2	0.1	39	Agricultural land with some houses and 8 meter tall sheltering hedgerows within a distance of about 500 meters.
2.5	0.2	31	Agricultural land with many houses, shrubs and plants, or 8 meters tall sheltering hedgerows within a distance of about 250 meters.
3	0.4	24	Villages, small towns, agricultural land with many or tall sheltering hedgerows, forests and very rough and uneven terrain.
3.5	0.8	18	Larger cities with tall buildings.
4	1.6	13	Very large cities with tall buildings and sky scrapers.

De acordo com as condições do terreno, o seu valor nominal é de 0,1 m.

O cálculo da velocidade do vento a diferentes cotas serve como método para afinar os parâmetros de simulação, a fim de se determinar as condições que resultem em valores mais próximos da simulação em PVSYST.

Para se encontrar a temperatura média do ar,  $T_m$ , é calculada a média entre a temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , e a temperatura de operação do painel,  $T_p$ . Recorrendo a valores tabelados [38], é necessário efetuar sucessivas interpolações para determinar os valores de  $\rho$ ,  $\mu$ ,  $\nu$ ,  $k$ ,  $Pr$  e  $\beta$ . Em seguida, determina-se o rendimento,  $\eta$ , e o coeficiente de radiação,  $h_{rad}$ .

Como  $T_p$  é a incognita que se pretende determinar com o modelo apresentado, esta variável é, inicialmente, arbitrada para valores entre 0 e 100°C. Para solucionar esta problemática, é utilizada a ferramenta *Solver*, com recurso a programação em *Visual Basic (VBA)*. Dentro da ferramenta de modelação *Excel*, o *Solver* é aplicado com a

indicação para que o valor da coluna de diferença seja igual a zero, por alteração da coluna arbitrada. Este processo é essencial para a determinação de  $T_p$  e é necessário efetuar várias vezes, consoante as variáveis do estudo.

Em seguida, procede-se ao cálculo do número de  $Re$  e  $Gr$ . Esta etapa trata-se de um cálculo intermédio para avaliar as características de convecção da massa de ar em torno do painel fotovoltaico e, consoante o seu comportamento, definir o tipo de regime. Para o cálculo de  $T_p$  final, é necessário efetuar nesta etapa o cálculo do  $\eta$  e do  $h_{rad}$ .

Após estes cálculos intermédios, testa-se a sensibilidade do modelo aos valores do coeficiente de convecção. Para esta análise é tida em consideração um regime de operação semi-isolado e um regime de operação livre. Estes dois regimes são obtidos tendo em conta para todos processos de obtenção de  $h_{conv}$ .

Para efetivar o cálculo, é necessário testar em 3 modelos diferentes desenvolvidos. Sendo eles:

Modelo 1:

Regime laminar:	$h_{conv} = \frac{0,664 \cdot Re^{0,5} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \cdot k}{L}$	$\begin{aligned} Re &< 5 \times 10^5 \\ Pr &> 0,6 \end{aligned}$
Regime turbulento:	$h_{conv} = \frac{0,037 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \cdot k}{L}$	$\begin{aligned} 0,6 &< Re < 10^7 \\ 5 \times 10^5 &\leq Pr \leq 10^7 \end{aligned}$

Modelo 2:

$$h = 8,55 + 2,56 \cdot V$$

Modelo 3:

$$h_{sup} = 5,7 + 3,8 \cdot V$$

$$h_{inf} = 2,8 + 3 \cdot V$$

Onde  $V$  é a velocidade do vento (m/s).

A obtenção do  $h_{conv}$  pelos diferentes modelos, para os diferentes regimes, permite calcular o  $T_p$ . São estes os valores utilizados na modelação pelo *Solver*.

Este procedimento é efetuado no plano terrestre. É necessário efetuar a mesma metodologia para o plano de água. Para estas novas condições deve-se ter em conta algumas alterações em relação ao plano terrestre, nomeadamente na temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , na rugosidade da superfície,  $Z_0$ , e, conseqüentemente, na velocidade do vento,  $V$ .

A temperatura ambiente no plano de água ( $T_a$ ) é corrigida segundo a seguinte equação:

$$T_a = T_{amb} - 5$$

Os valores da velocidade do vento à cota do painel são corrigidos pela rugosidade ( $Z_0$ ) do plano de água, sendo o seu valor de referência de 0,0002 m.

Por fim, compara-se os resultados da modelação com os obtidos através da simulação pelo *software PVSYST*.

## 8.5. Anexo 5

### *Rugosidade de superfície utilizada para superfície aquática*

Fonte: WAsP (*Wind Energy industry-standart software*)

Roughness of water	Page 1 of 1
<h3>Roughness of water</h3>	
<p>The roughness length of surfaces covered by vegetation may vary with the wind speed. For example, the bending of stalks by the wind can change the form of the surface. A similar phenomenon occurs for water waves where both the height and form of the waves are dependent on wind speed. From dimensional arguments, the following equation can be obtained for the roughness over water when viscous effects and the surface tension of the water are neglected (Charnock, 1955):</p>	
$z_0 = b \cdot u_*^2 / g$	
<p>where <math>b</math> is a constant (approx. equal to 0.014), <math>g</math> the gravitational acceleration, and <math>u_*</math> the friction velocity.</p>	
<p>During the development of WAsP it was attempted to use both the equation above and a fixed value for the roughness of water areas, roughness class 0. It turned out that a fixed value of 0.0002 m gave results as good as the Charnock equation for the moderate to high wind speeds of interest to wind energy applications, hence all calculations in WAsP are obtained with this value.</p>	
<p><b>Note, however, that on input the roughness of water must be given as 0 (zero), in order for WAsP to distinguish between water areas and very smooth land surfaces.</b></p>	
mk:@MSITStore:C:\Program%20Files\Wasp\Bin\Wasp11.chm::/05%20Modelling%... 10/09/2020	

## 8.6. Anexo 6

*Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre.*

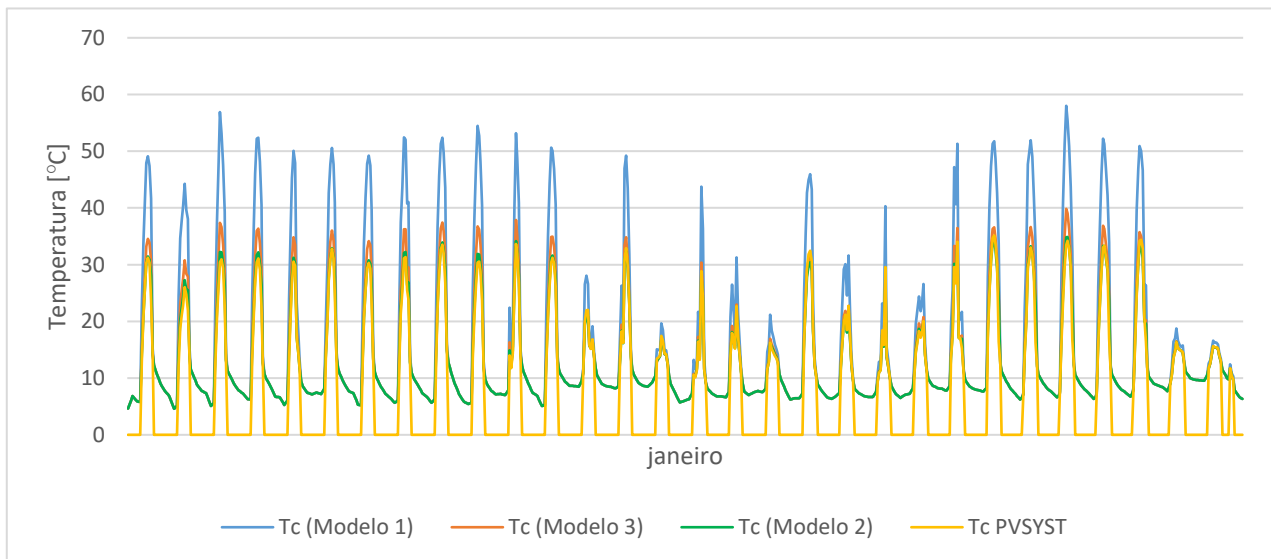


Figura 27: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de janeiro.

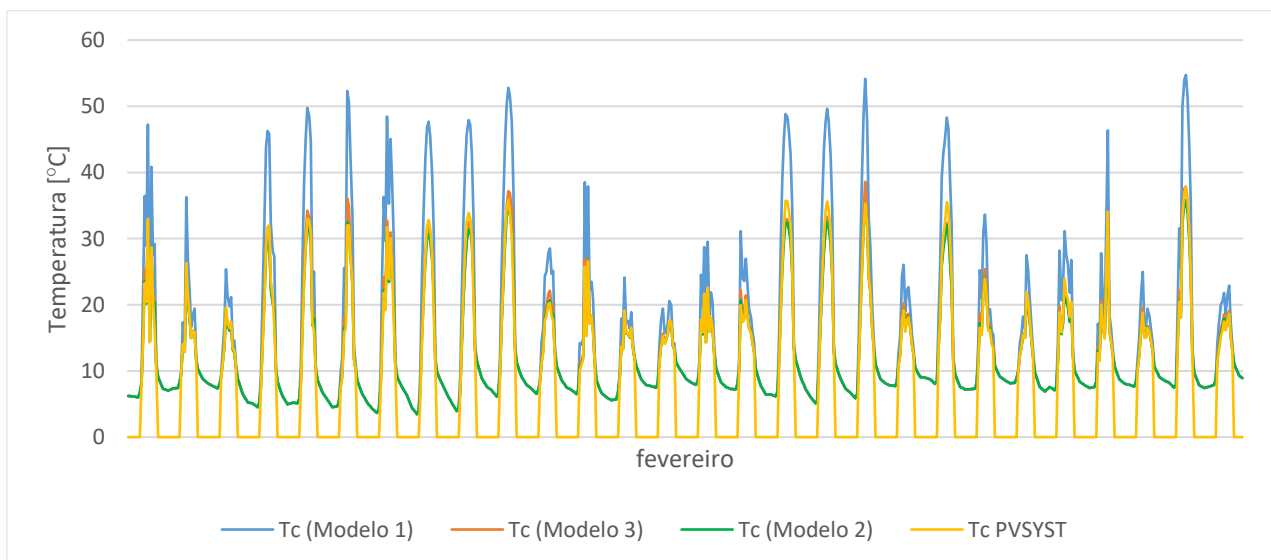


Figura 28: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de fevereiro.

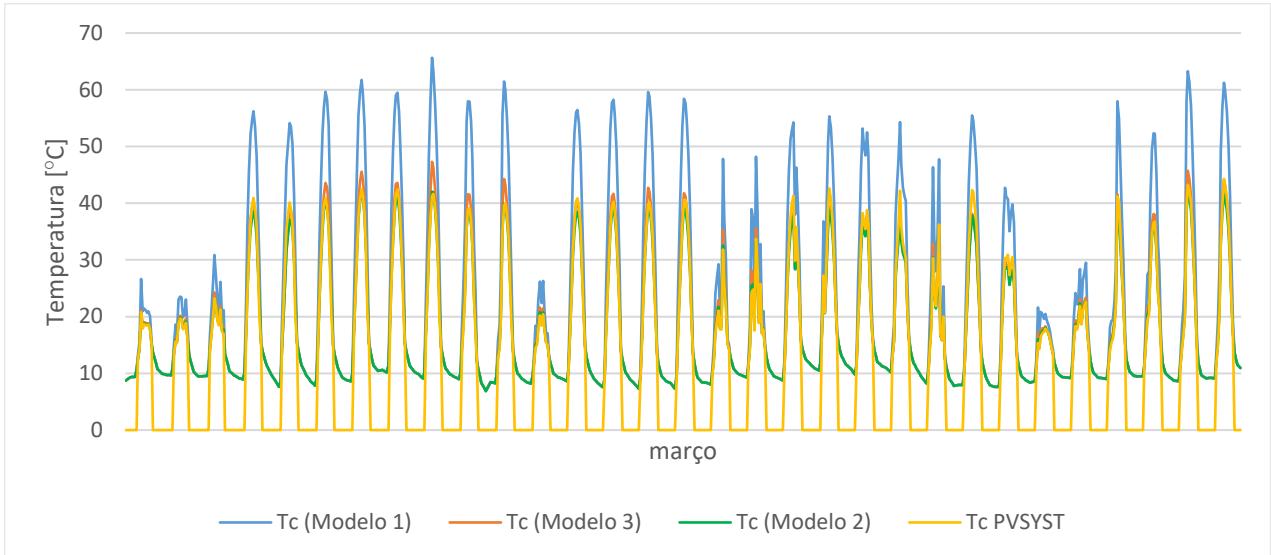


Figura 29: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de março.

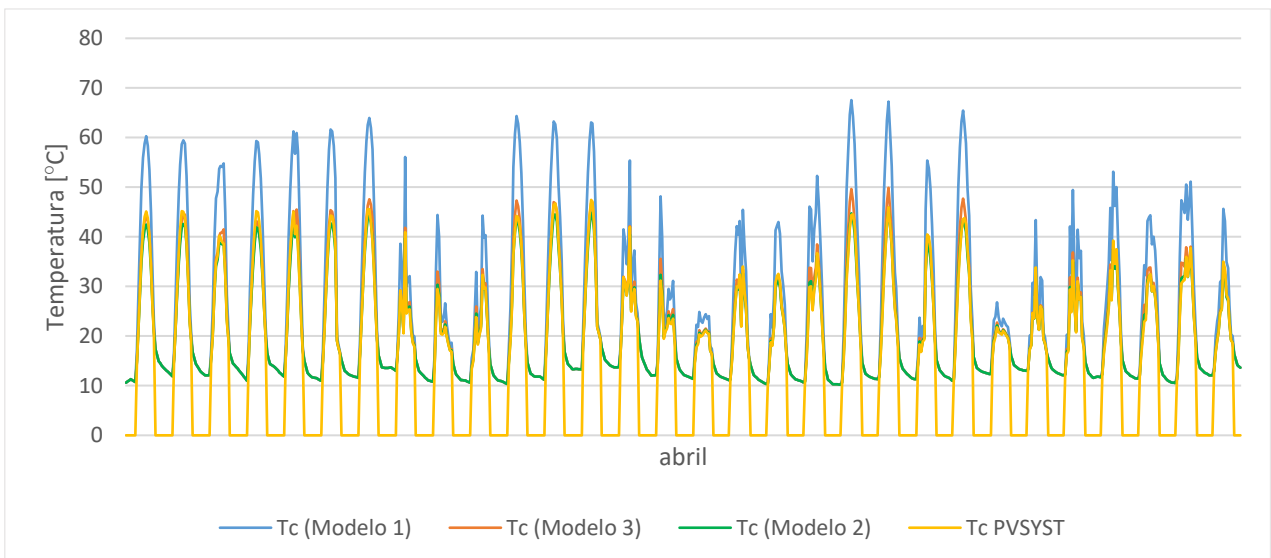


Figura 30: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de abril.

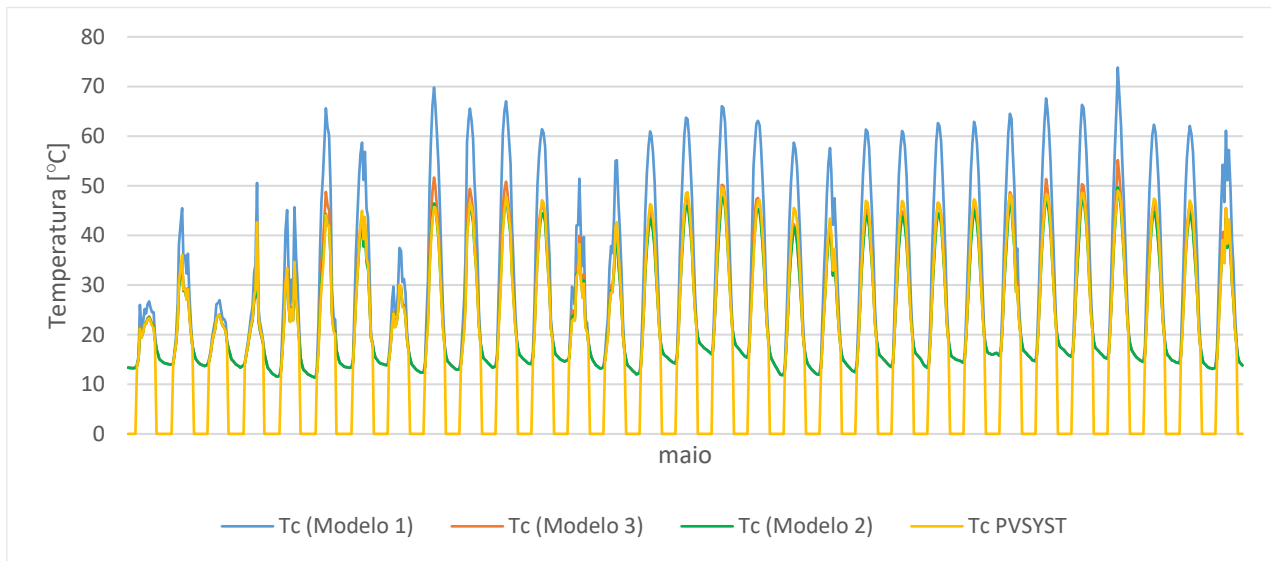


Figura 32: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de maio.

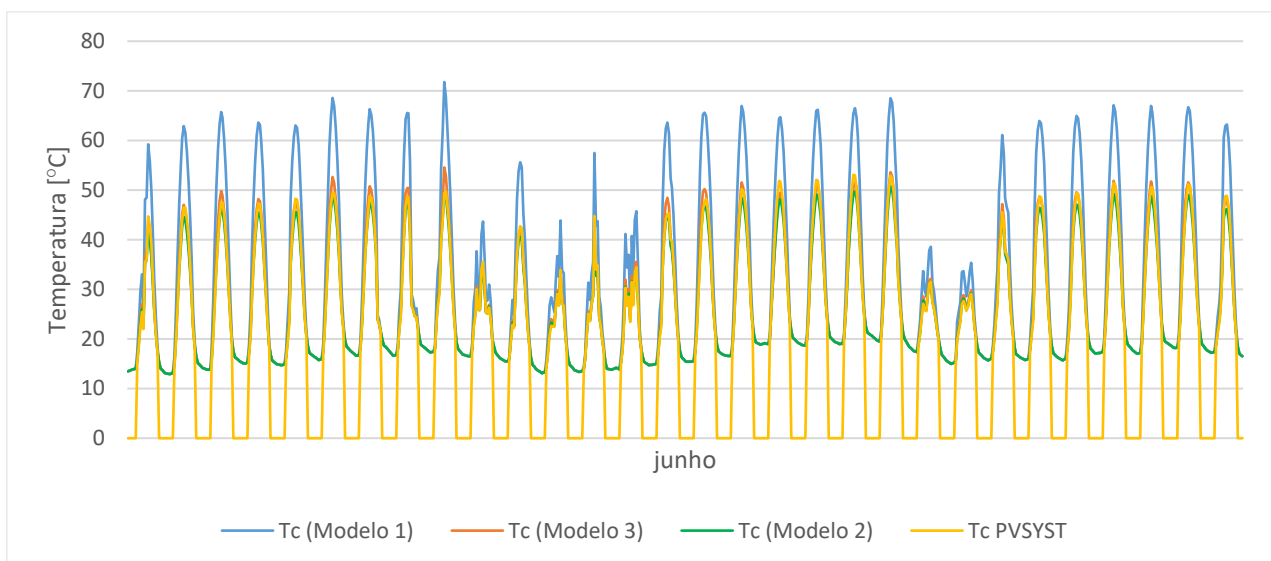


Figura 31: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de junho.

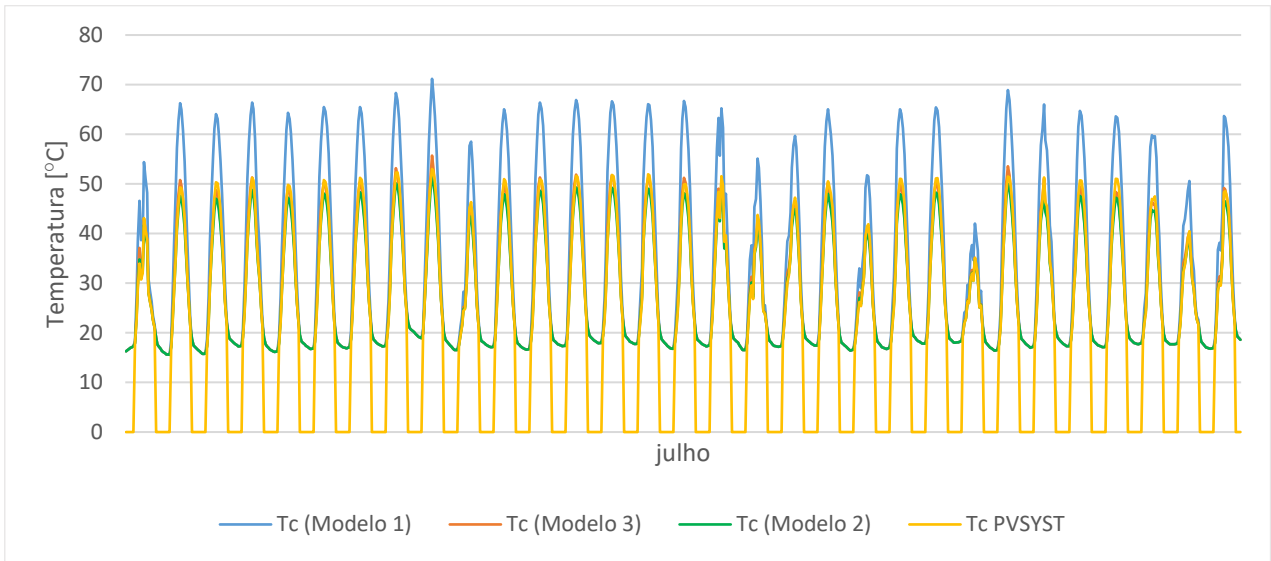


Figura 33: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de julho.

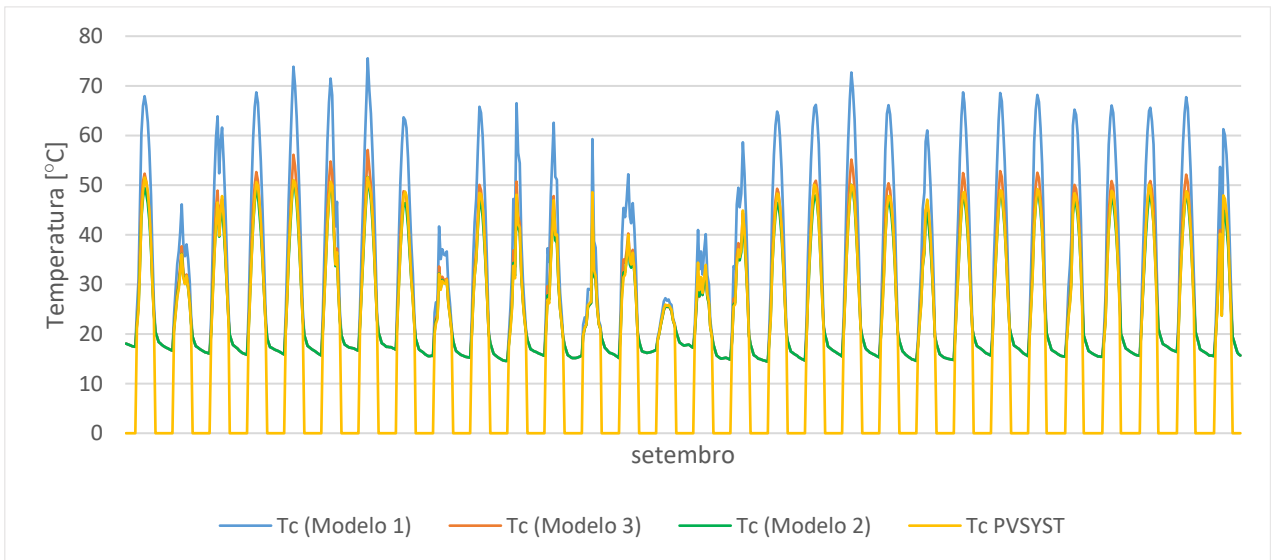


Figura 34: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de setembro.

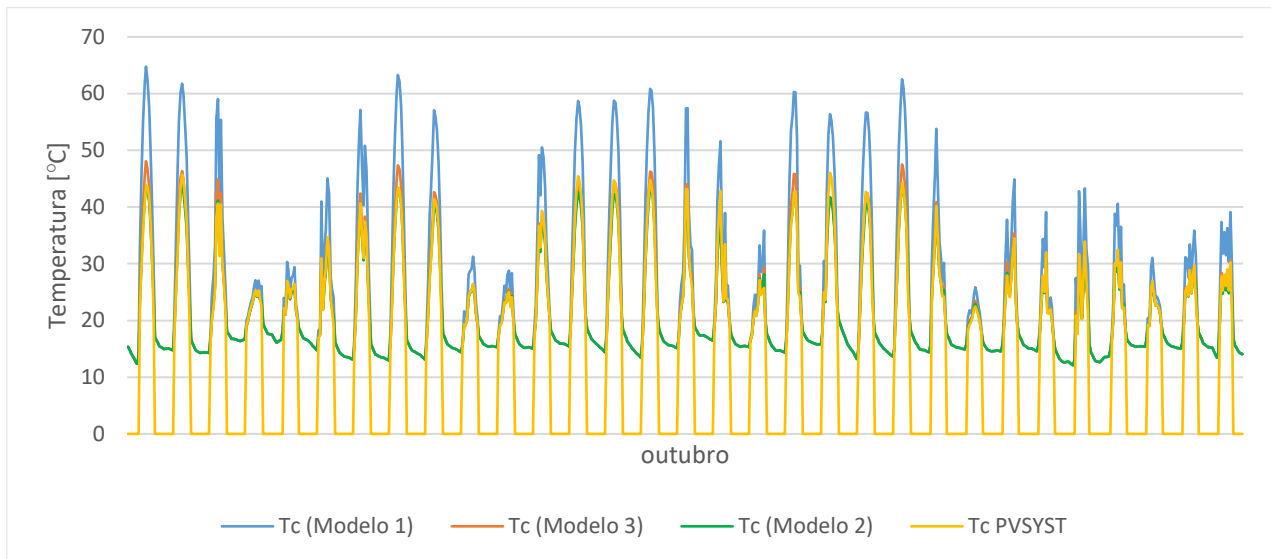


Figura 35: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de outubro.

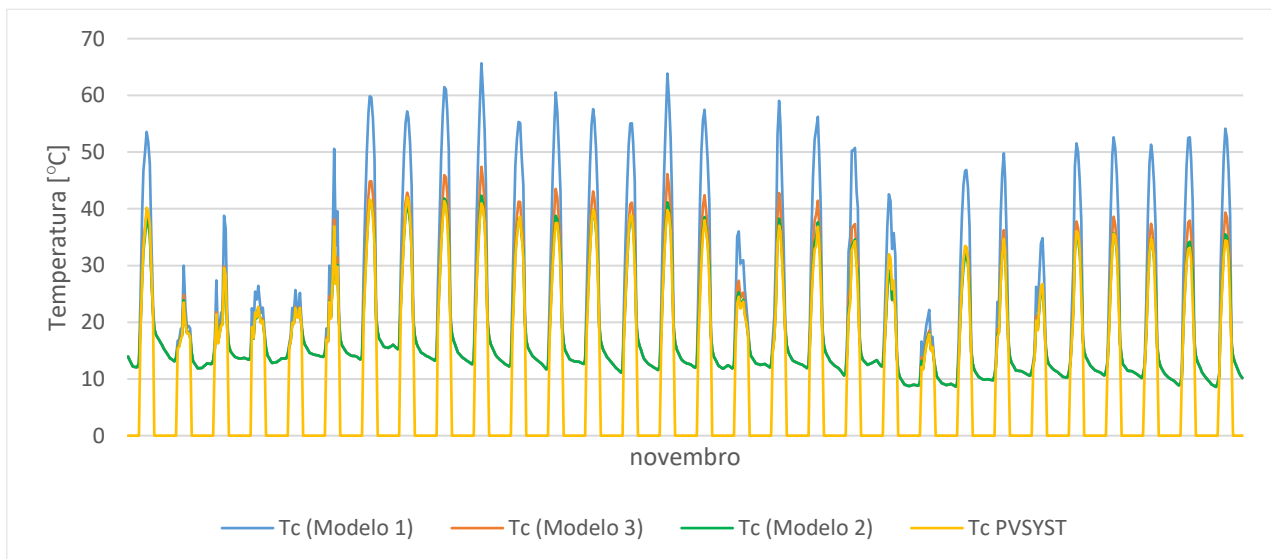


Figura 36: Temperaturas do painel geradas para o regime de instalação livre em plano terrestre, para o mês de novembro.

## 8.7. Anexo 7

### Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre

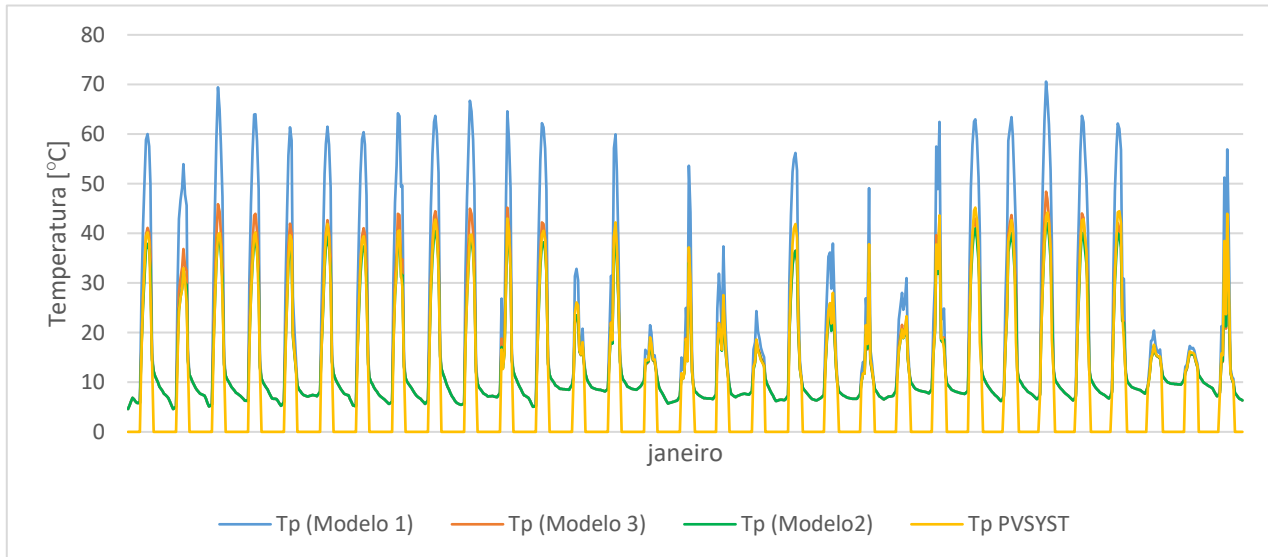


Figura 37: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de janeiro.

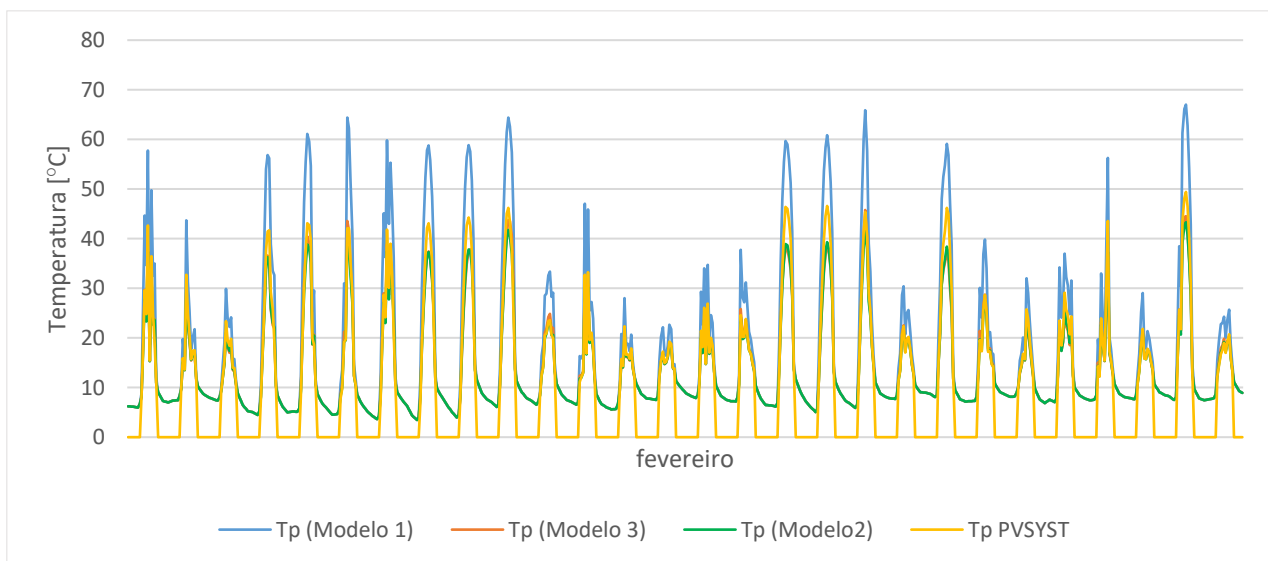


Figura 38: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de fevereiro.

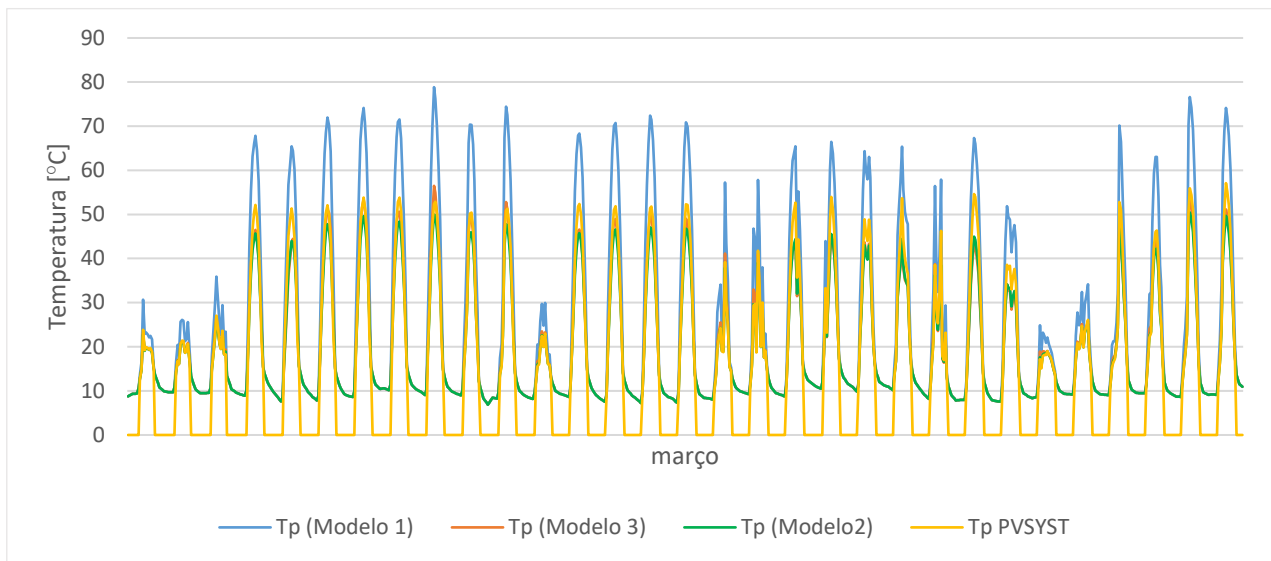


Figura 39: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de março.

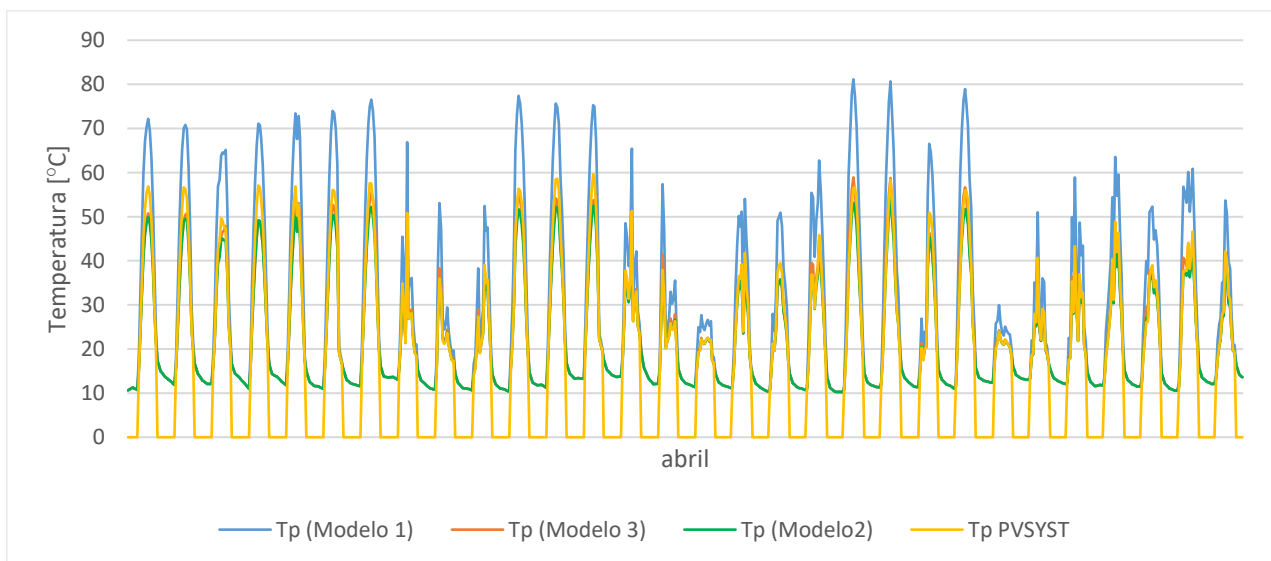


Figura 40: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de abril.

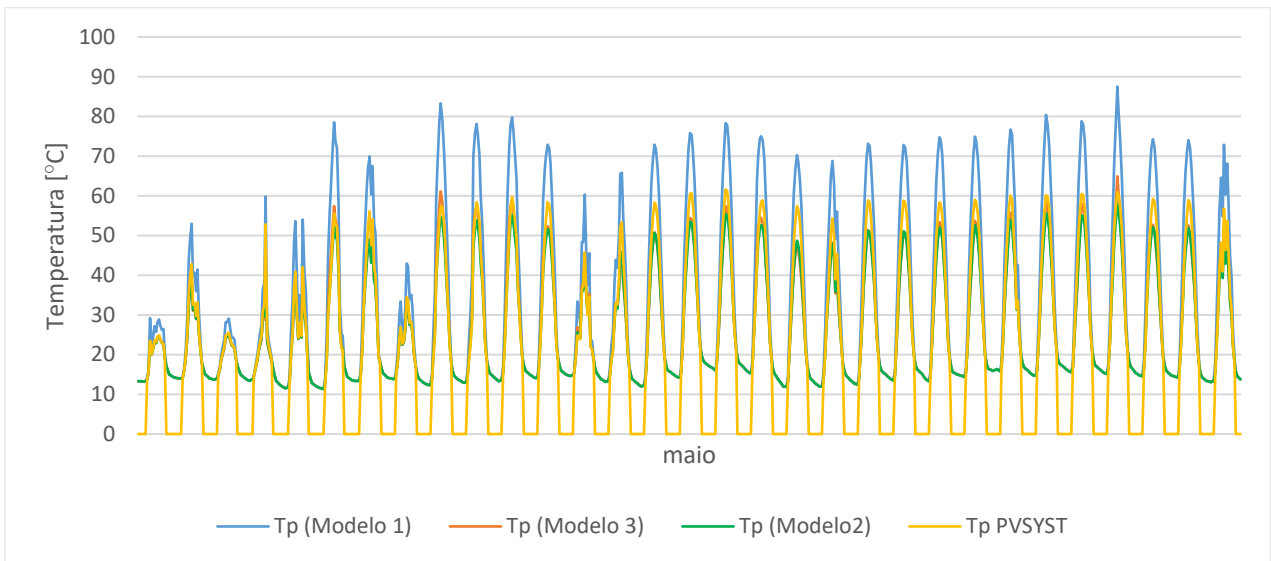


Figura 41: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de maio.

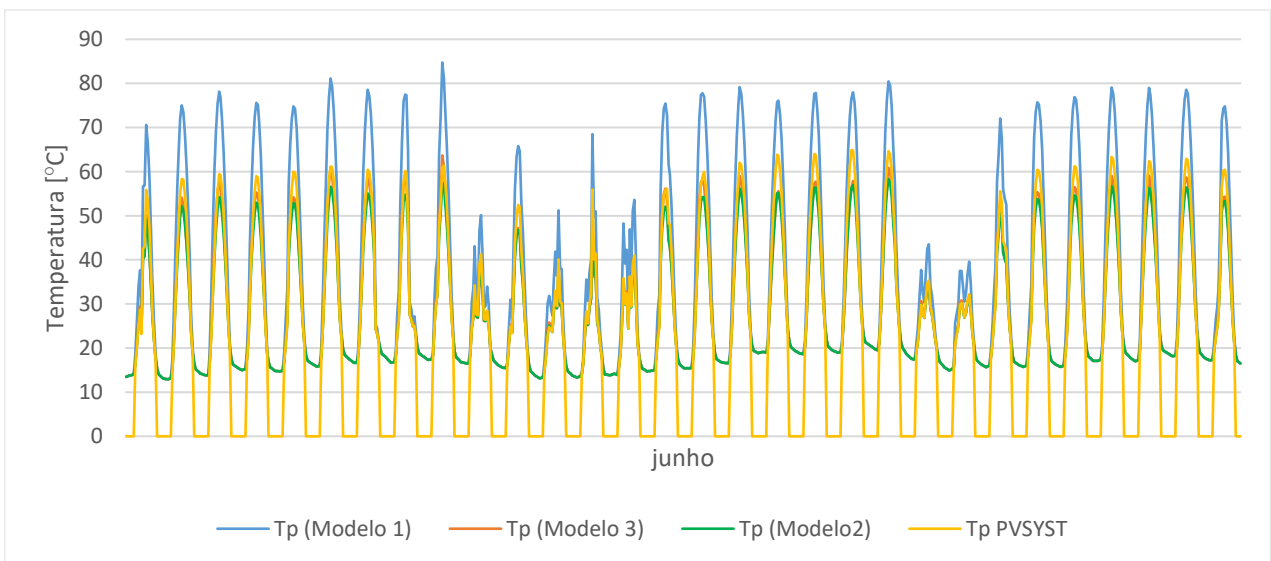


Figura 42: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de junho.

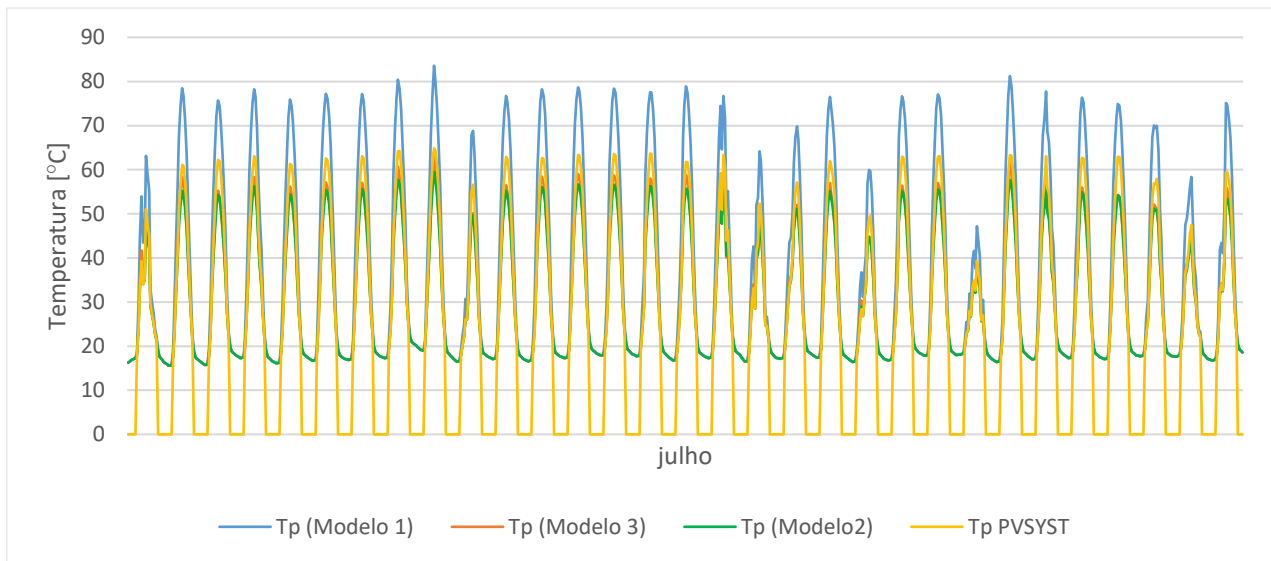


Figura 43: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de julho.

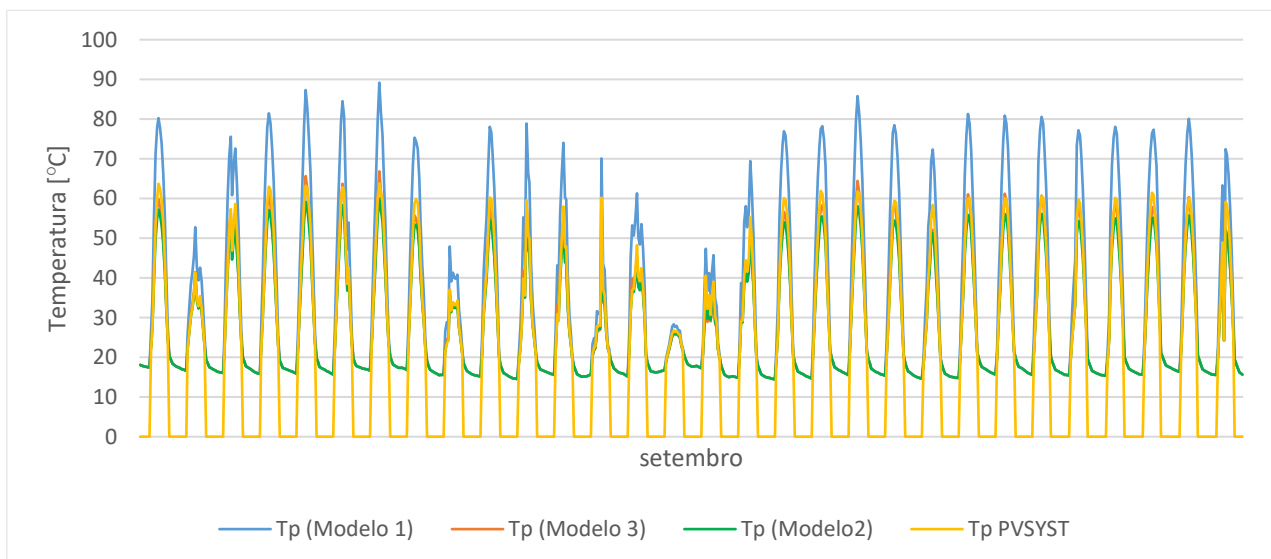


Figura 44: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de setembro.

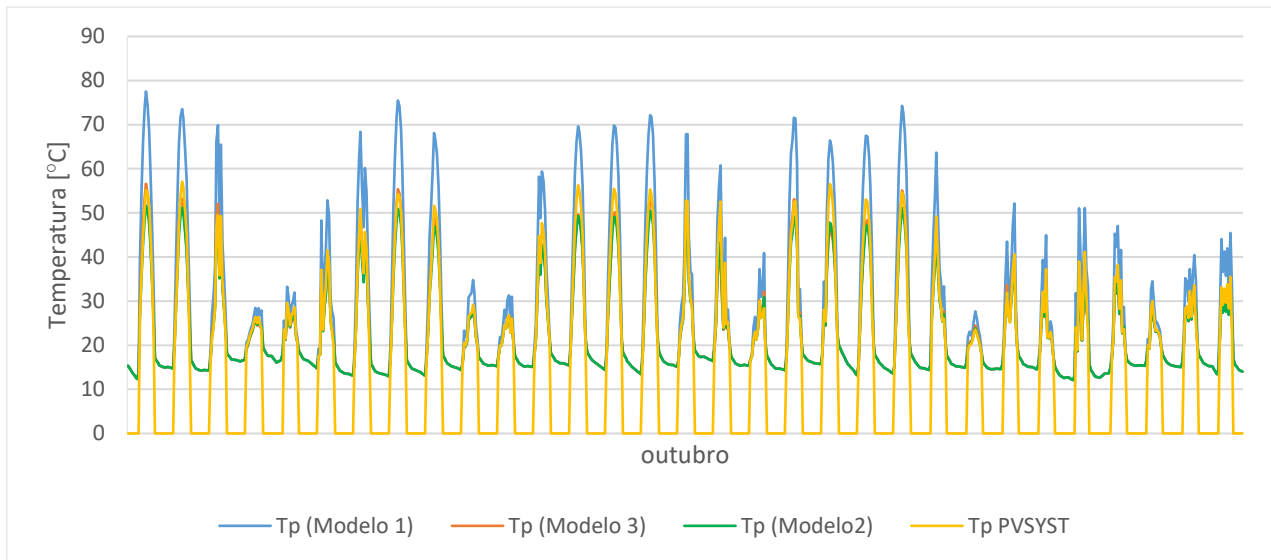


Figura 45: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de outubro.

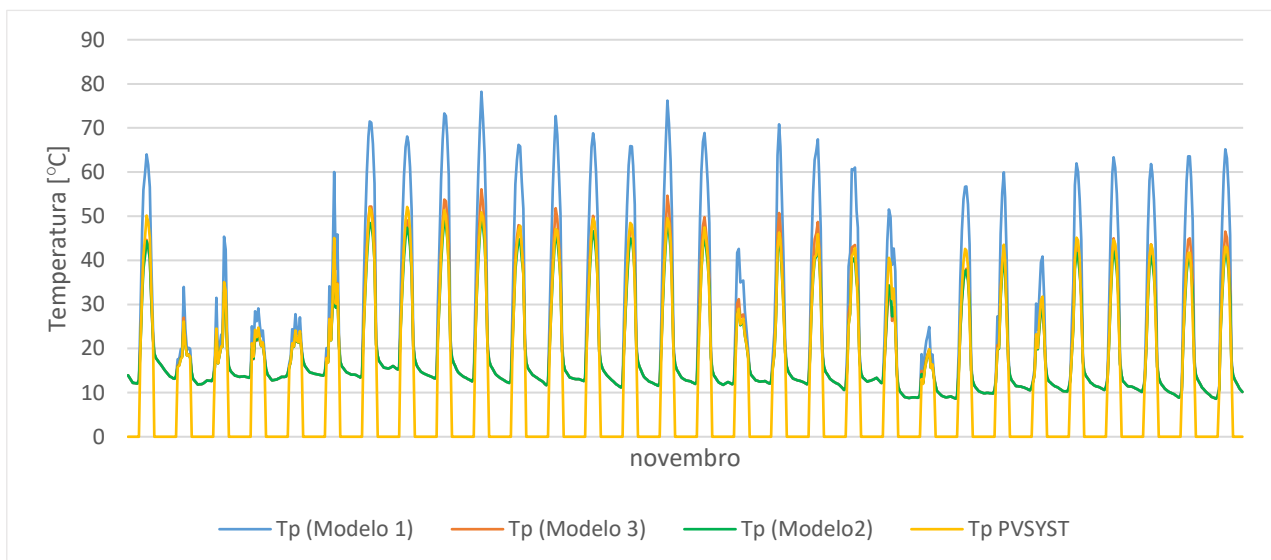


Figura 46: Temperaturas do painel geradas para o regime de operação semi-isolada em plano terrestre, para o mês de novembro.

## 8.8. Anexo 8

*Temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparadas com as temperaturas geradas pelo software PVSYST*

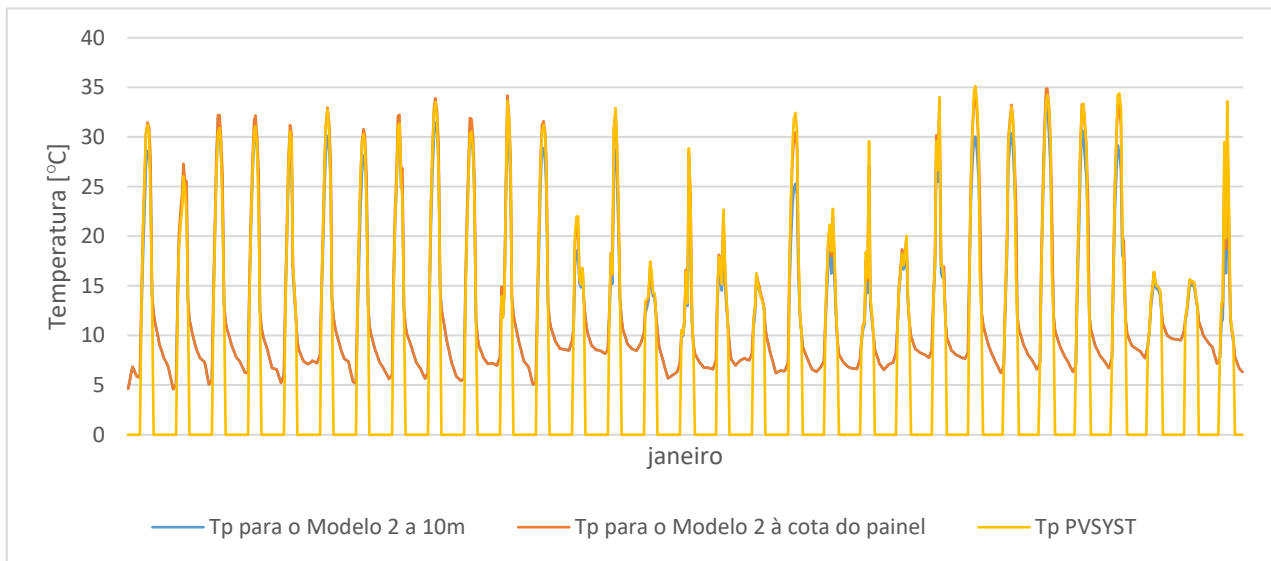


Figura 47: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de janeiro.

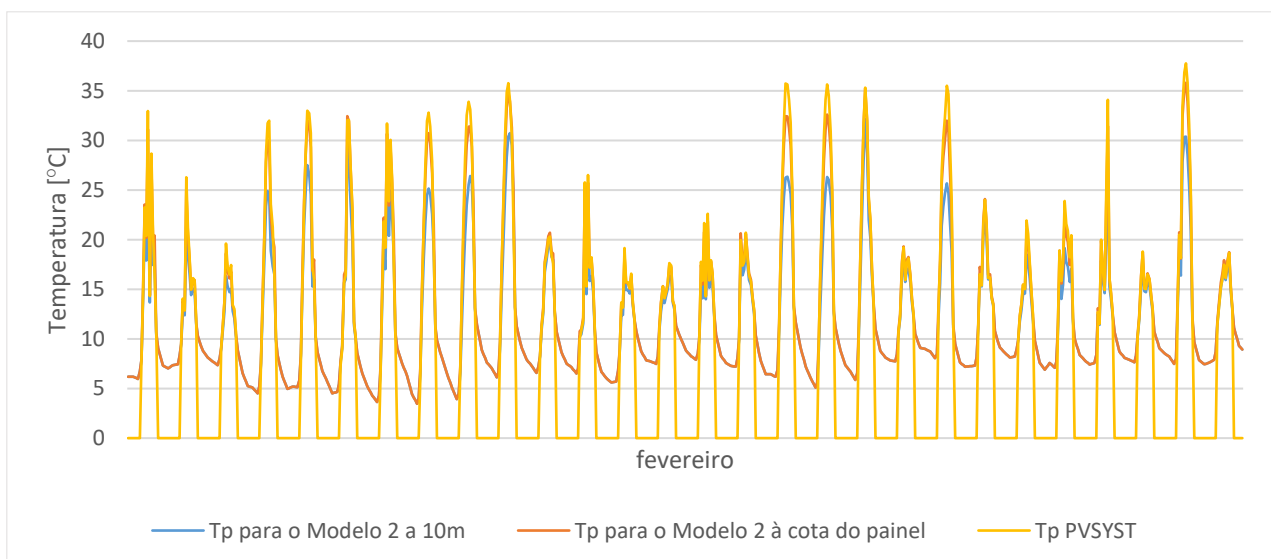


Figura 48: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de fevereiro.

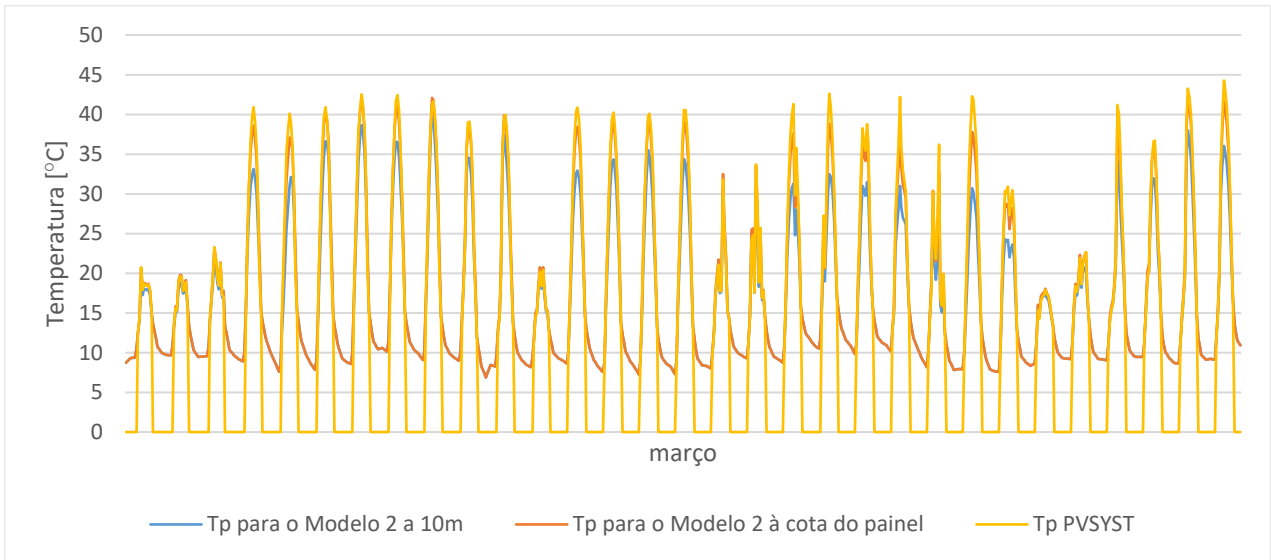


Figura 49: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de março.

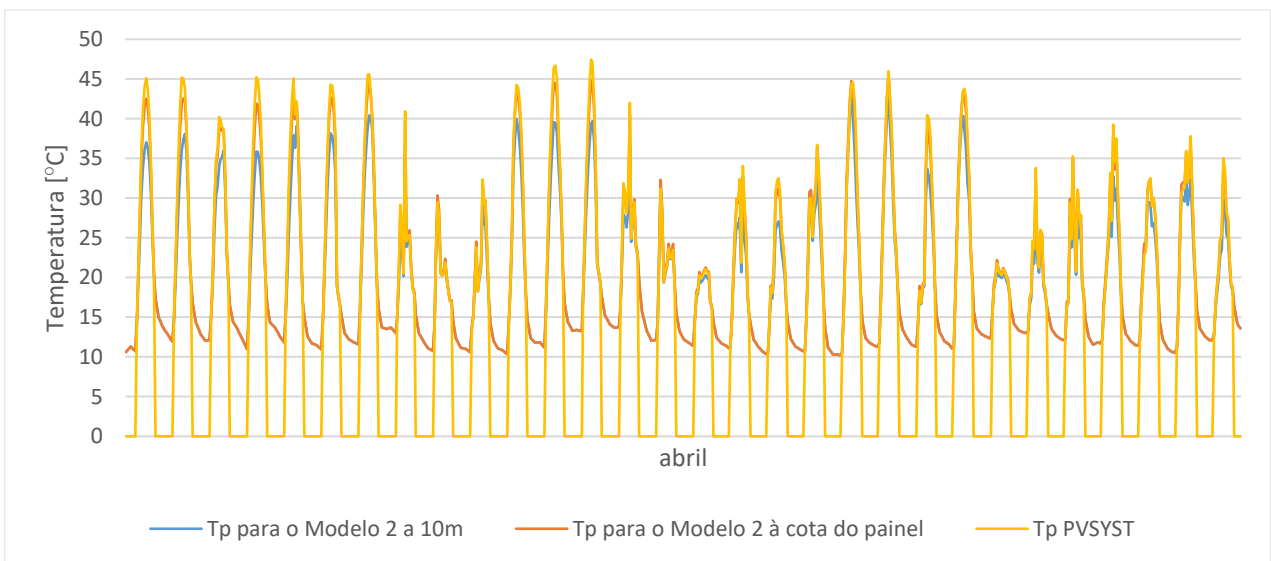


Figura 50: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de abril.

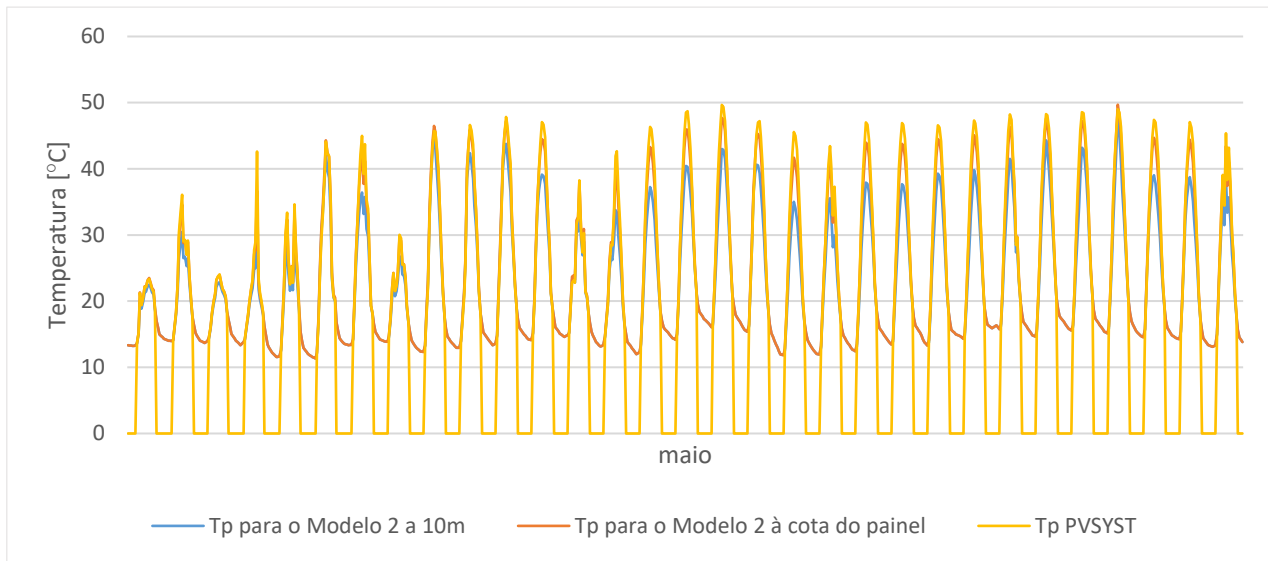


Figura 51: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de maio.

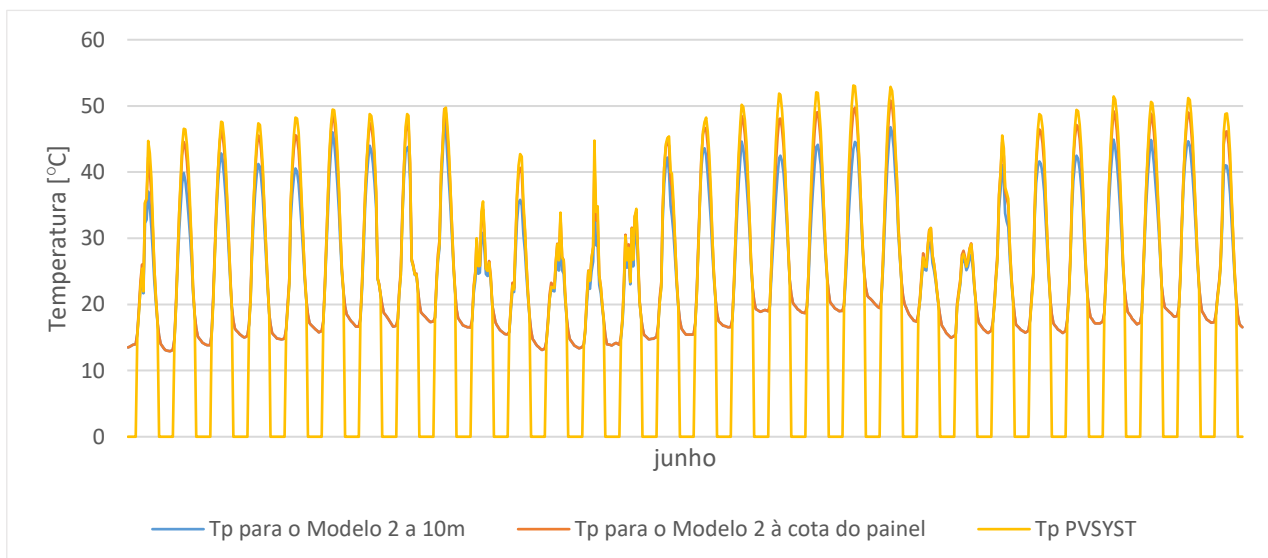


Figura 52: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de junho.

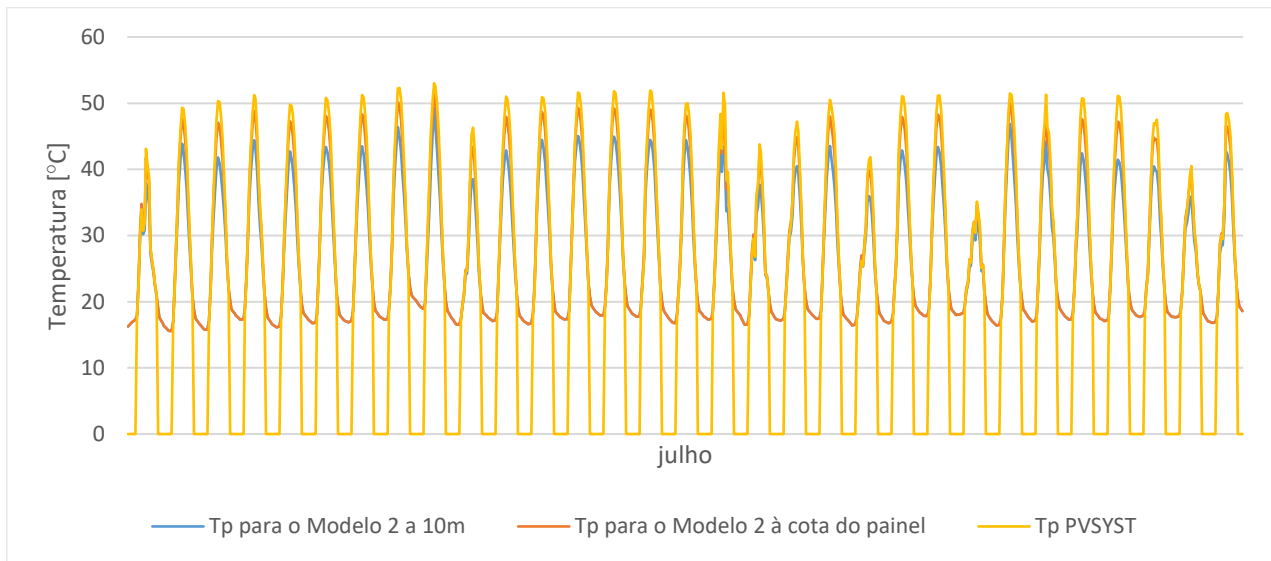


Figura 53: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de julho.

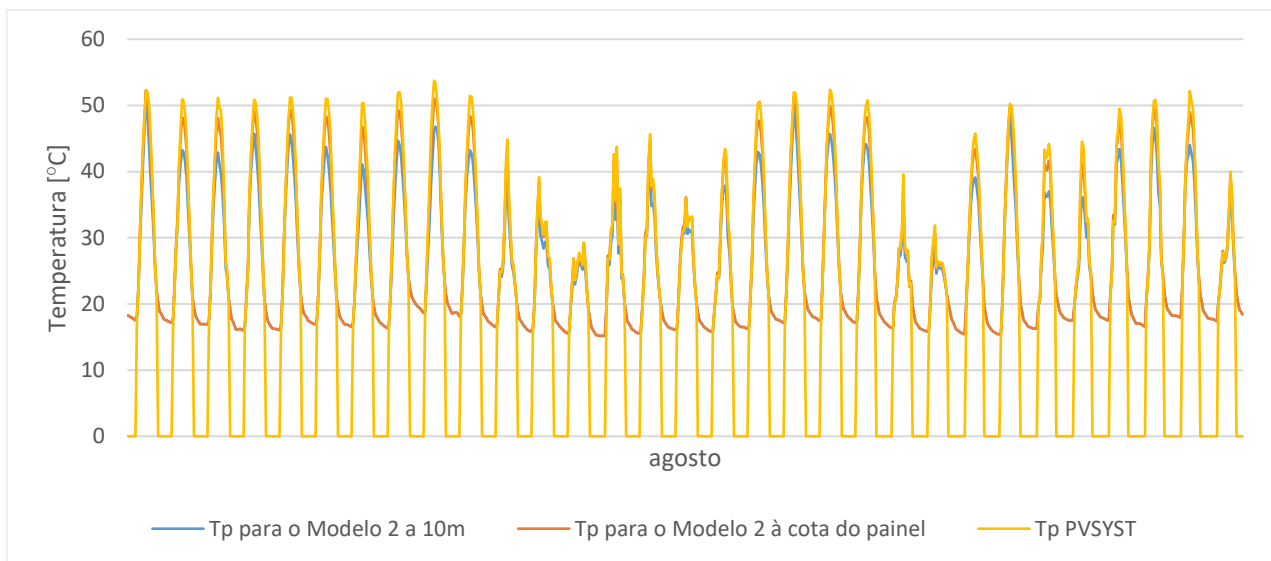


Figura 54: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de agosto.

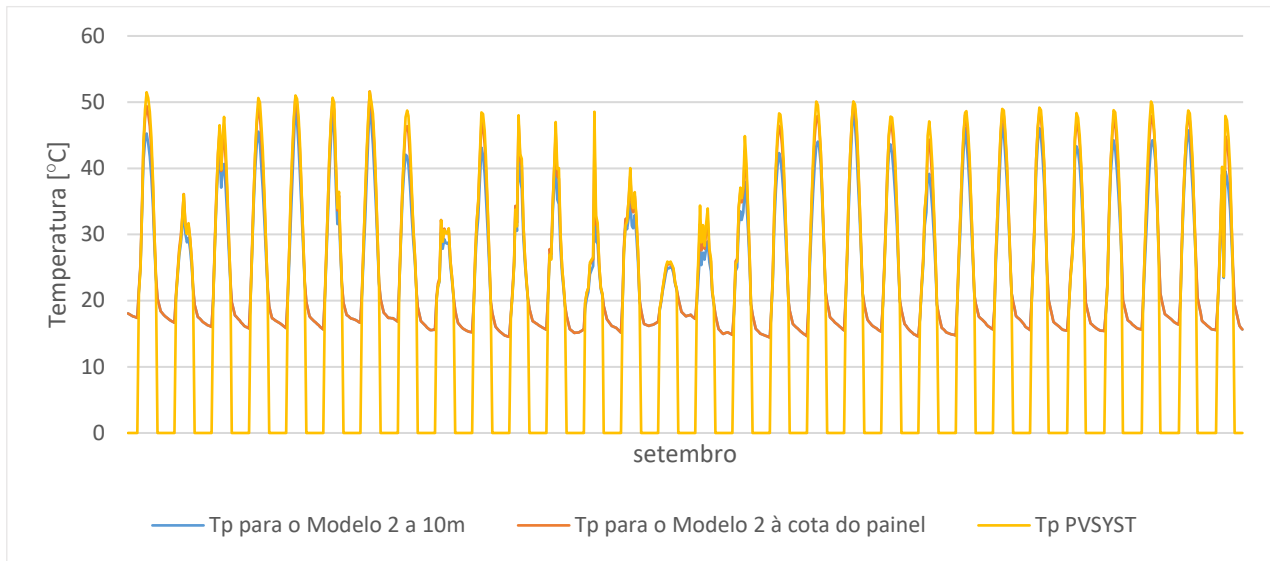


Figura 55: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de setembro.

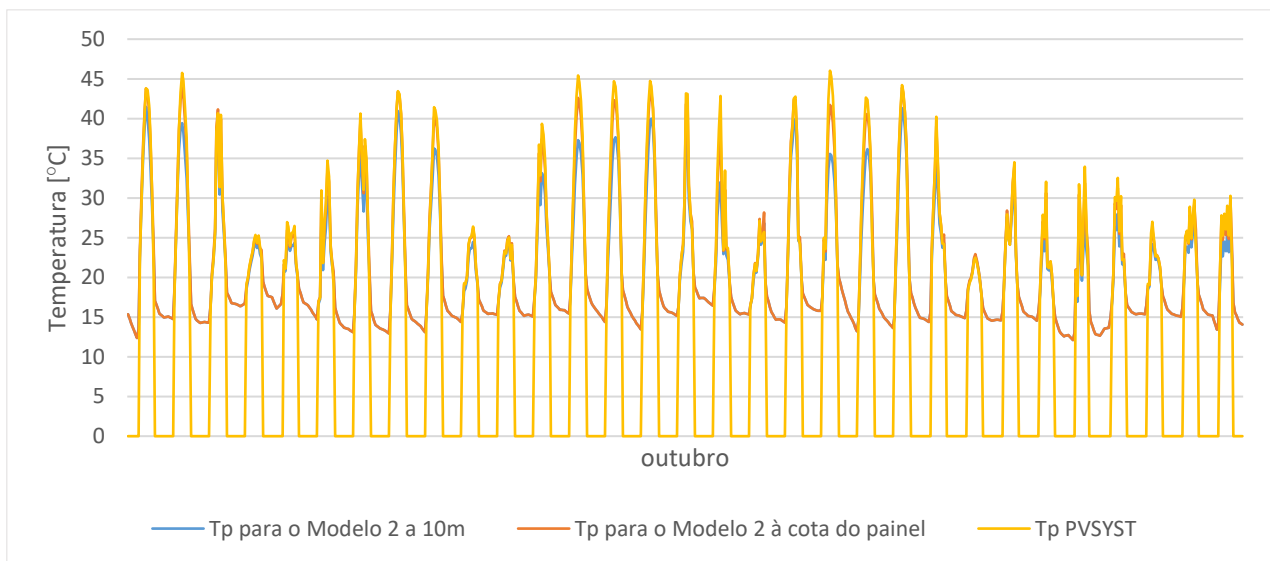


Figura 56: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de outubro.

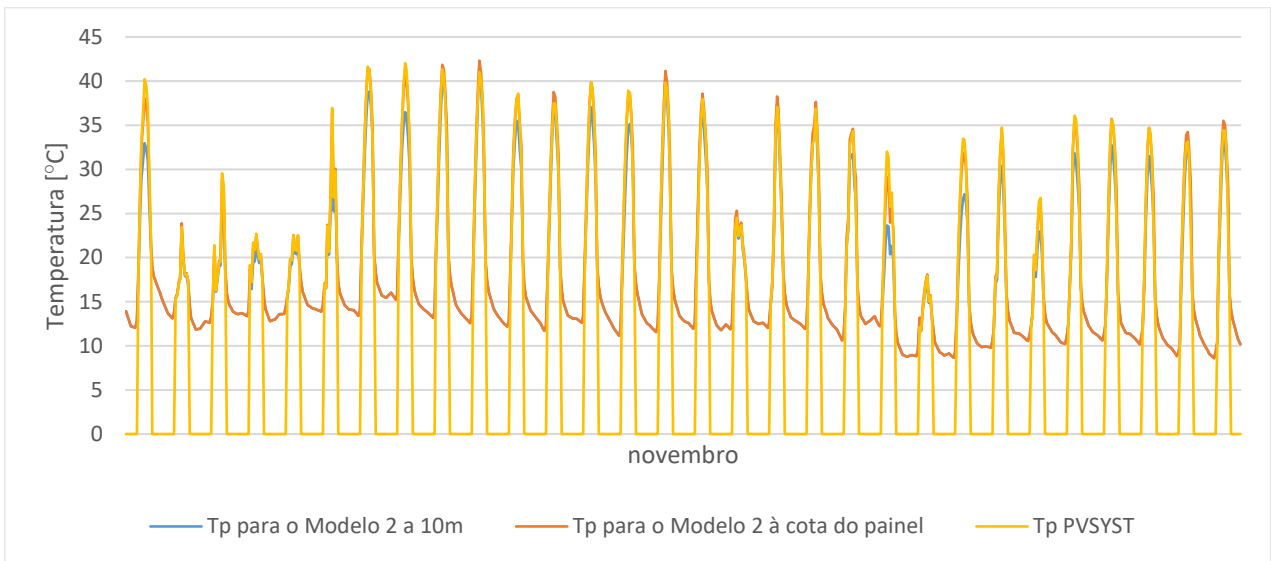


Figura 58: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de novembro.

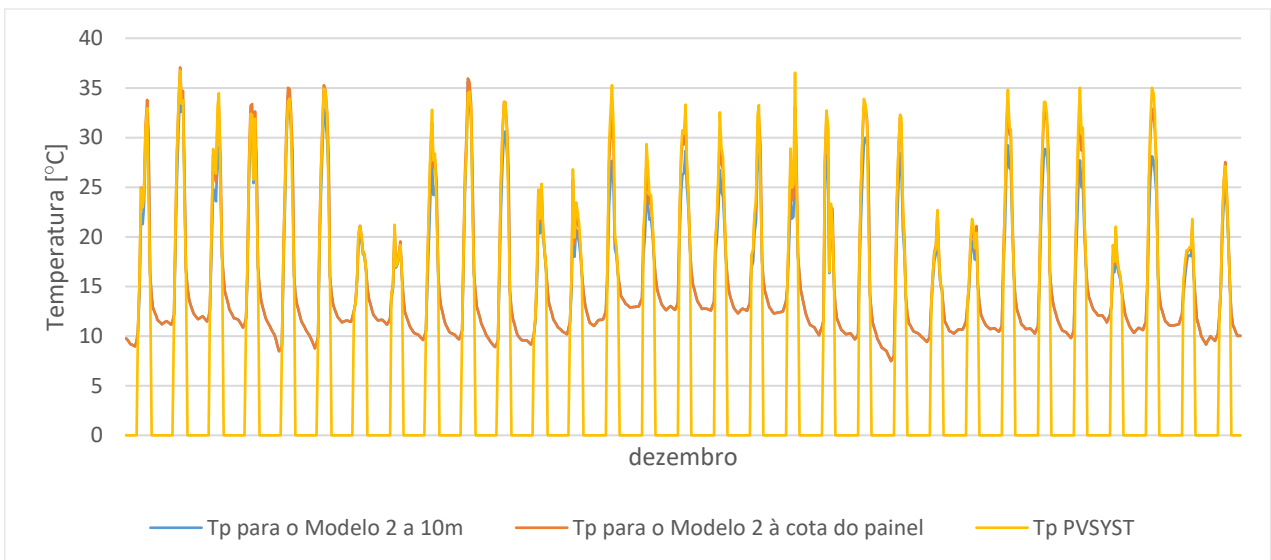


Figura 57: Representação gráfica das temperaturas de operação do painel geradas para condições de operação livre a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYST, para o mês de dezembro.

## 8.9. Anexo 9

*Temperaturas de operação do painel geradas para condições de instalação semi-isolada a diferentes cotas comparadas com as temperaturas geradas pelo software PVSYS*

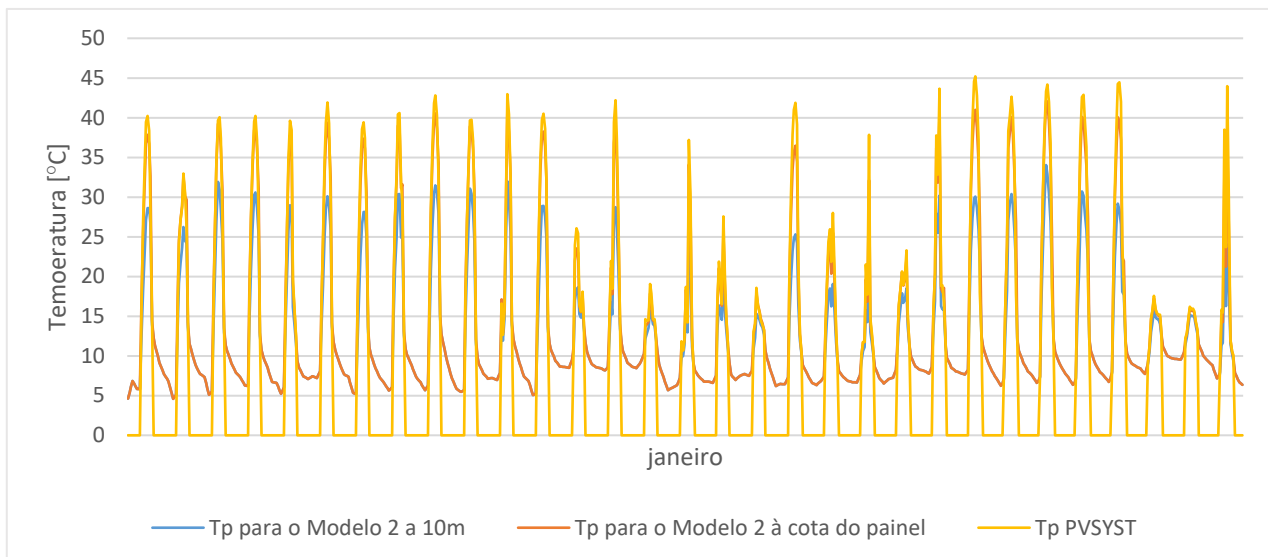


Figura 59: Temperaturas de operação do painel geradas para condições de instalação semi-isolada a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYS, para o mês de janeiro.

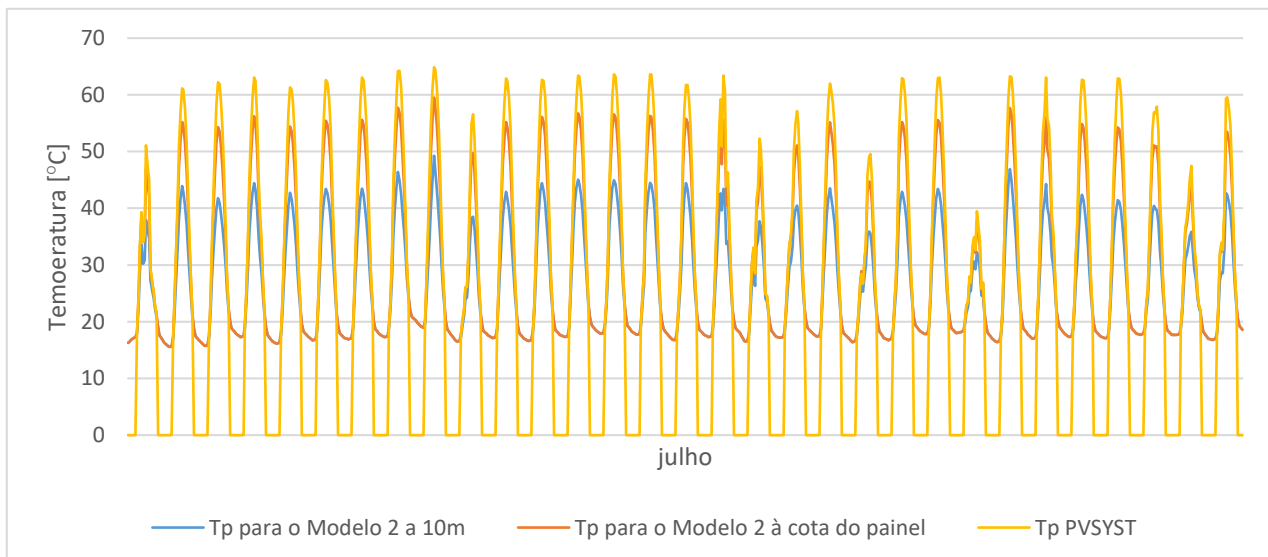


Figura 60: Temperaturas de operação do painel geradas para condições de instalação semi-isolada a diferentes cotas comparativamente às temperaturas geradas pelo software PVSYS, para o mês de julho.

## 8.10. Anexo 10

*Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água.*

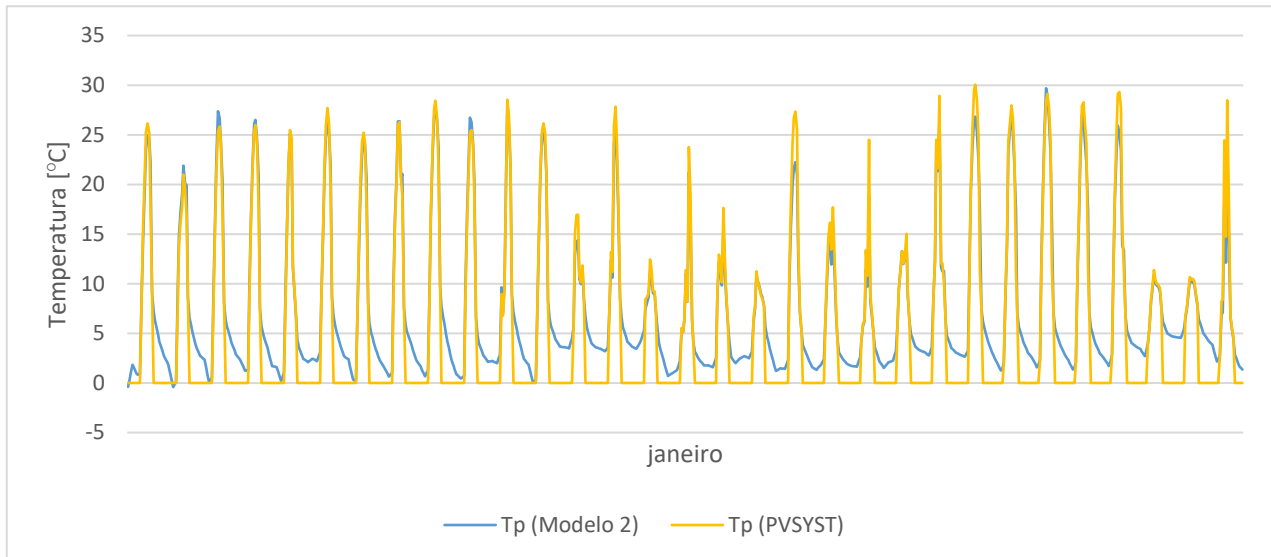


Figura 61: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de janeiro.

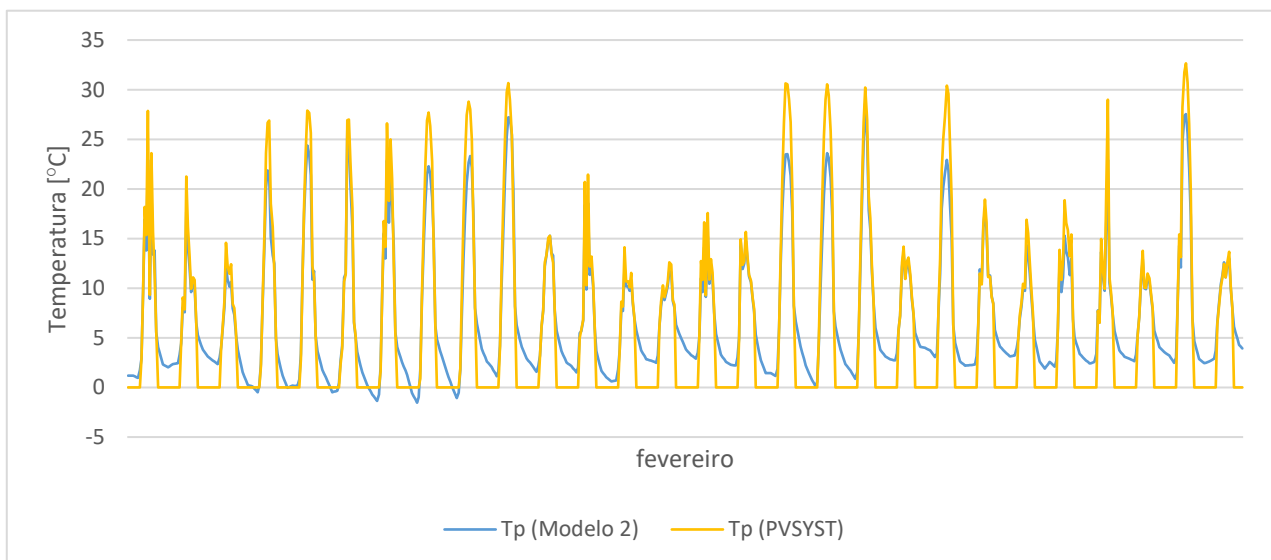


Figura 62: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de fevereiro.

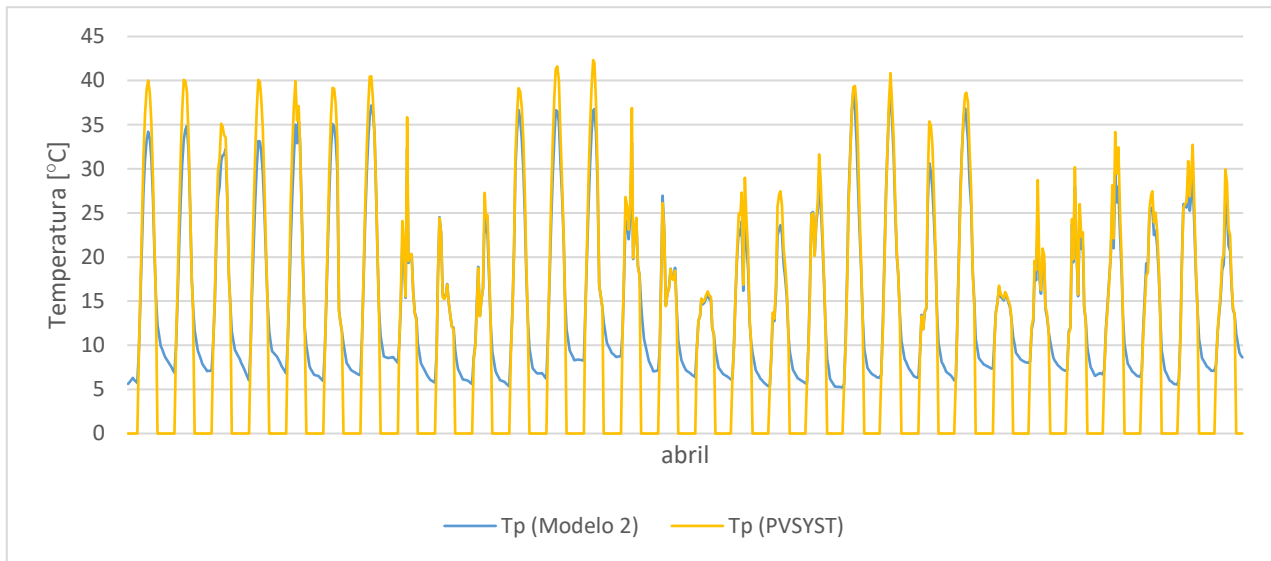


Figura 63: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de abril.

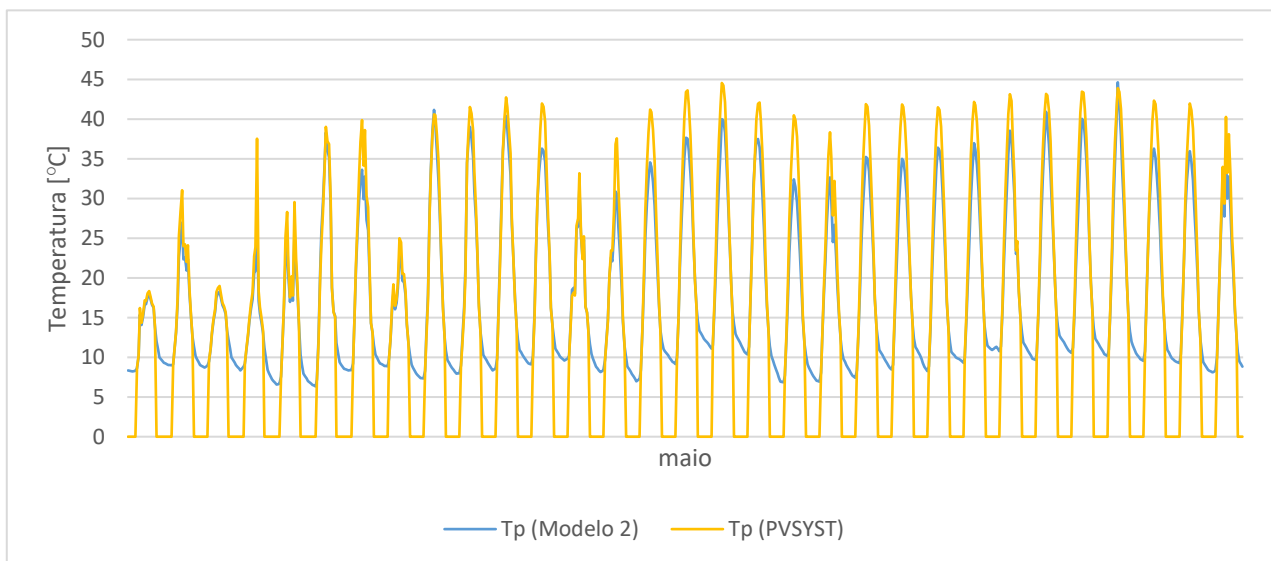


Figura 64: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de maio.

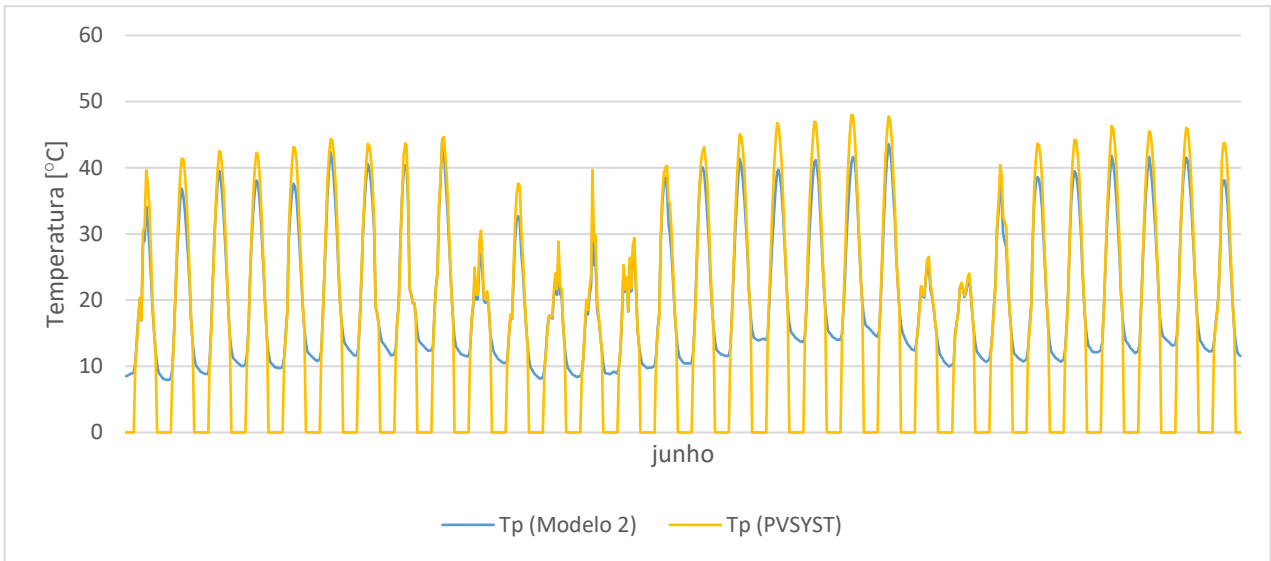


Figura 65: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de junho.

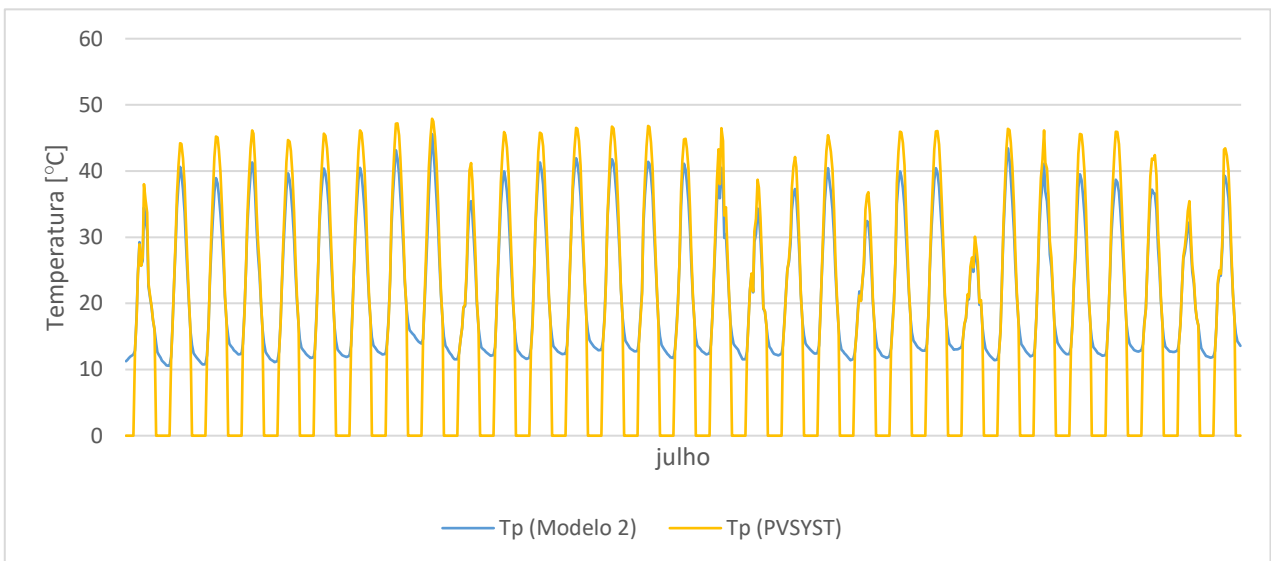


Figura 66: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de julho.

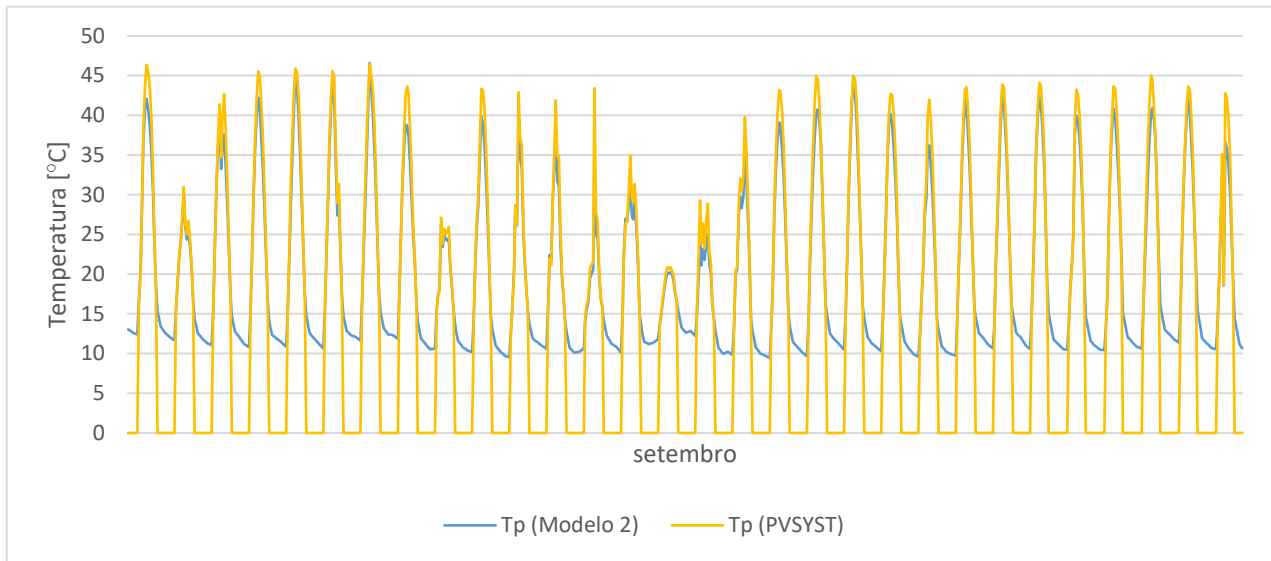


Figura 67: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de setembro.

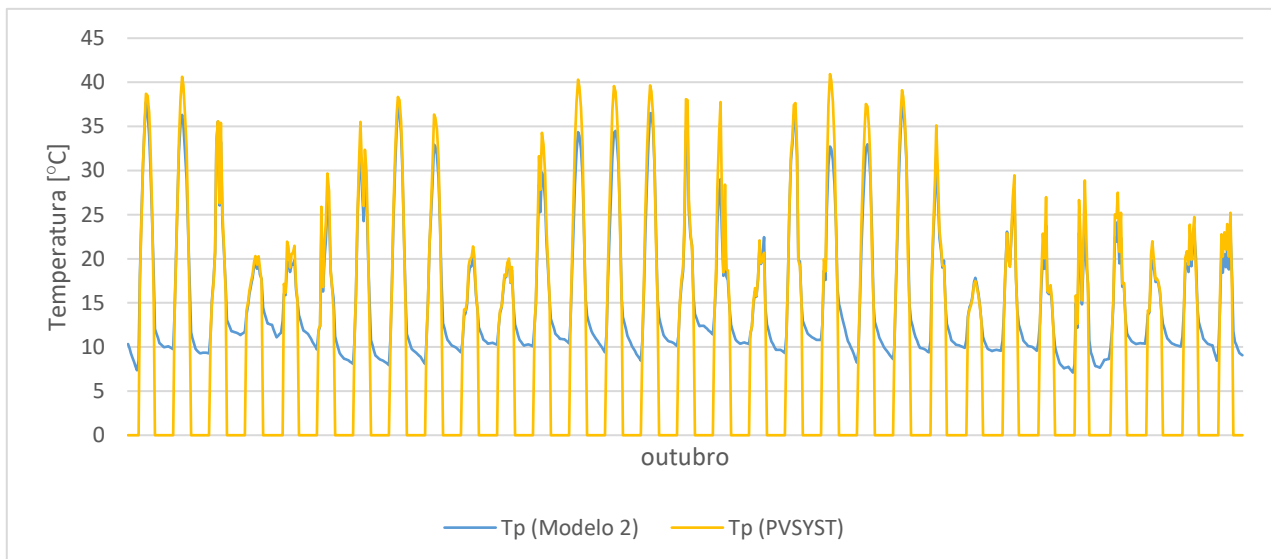


Figura 68: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de outubro.

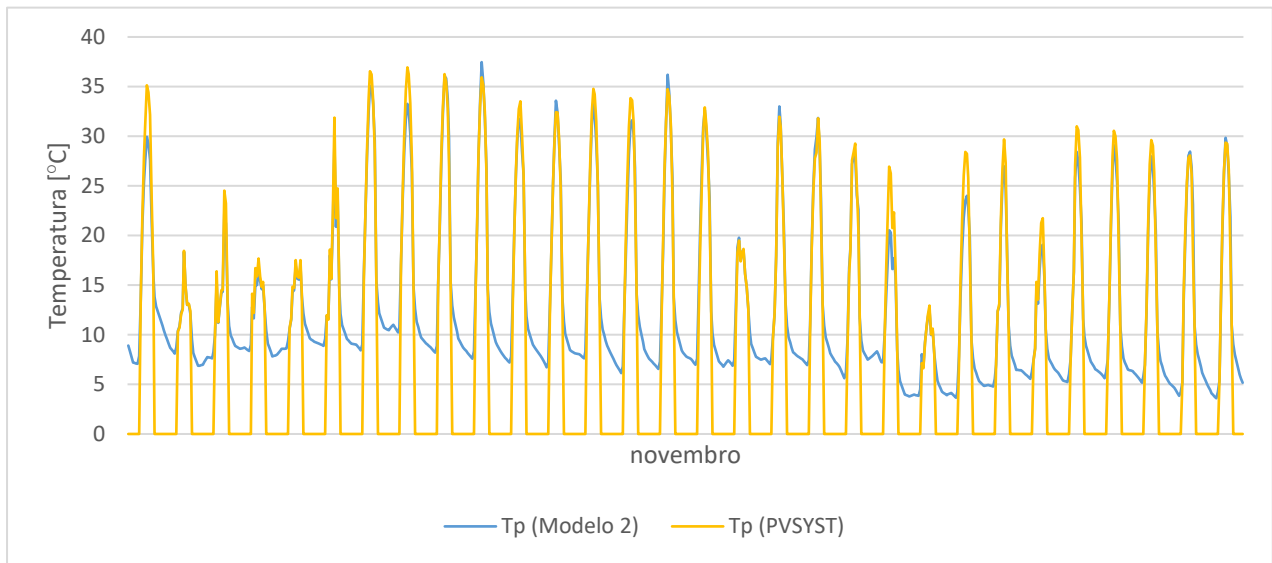


Figura 69: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação livre em plano de água, para o mês de novembro.

## 8.11. Anexo 11

*Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água.*

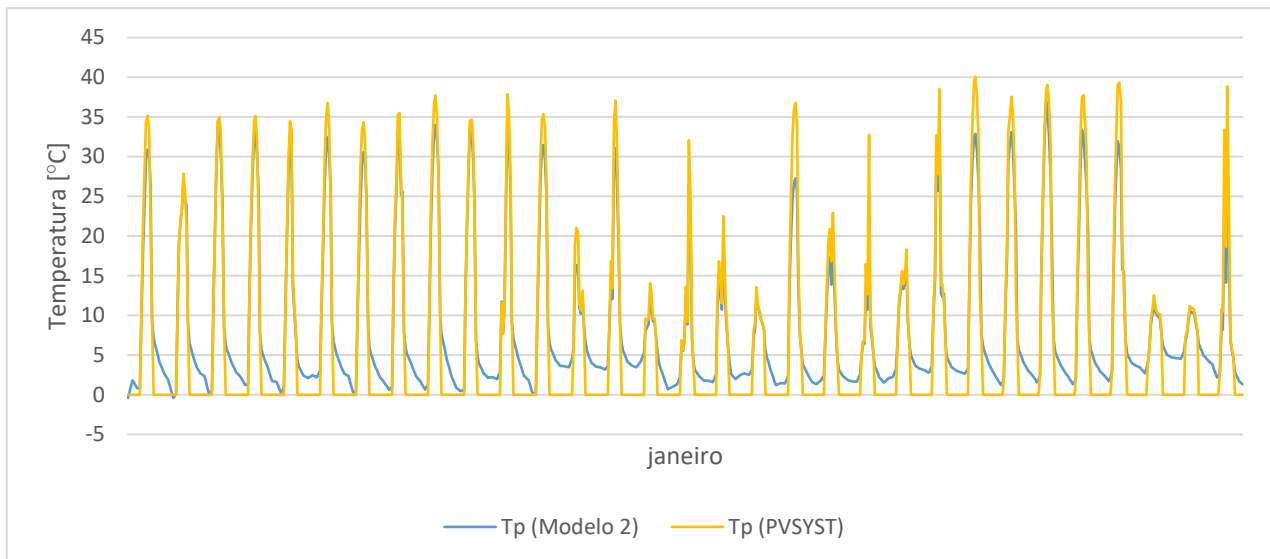


Figura 71: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de janeiro.

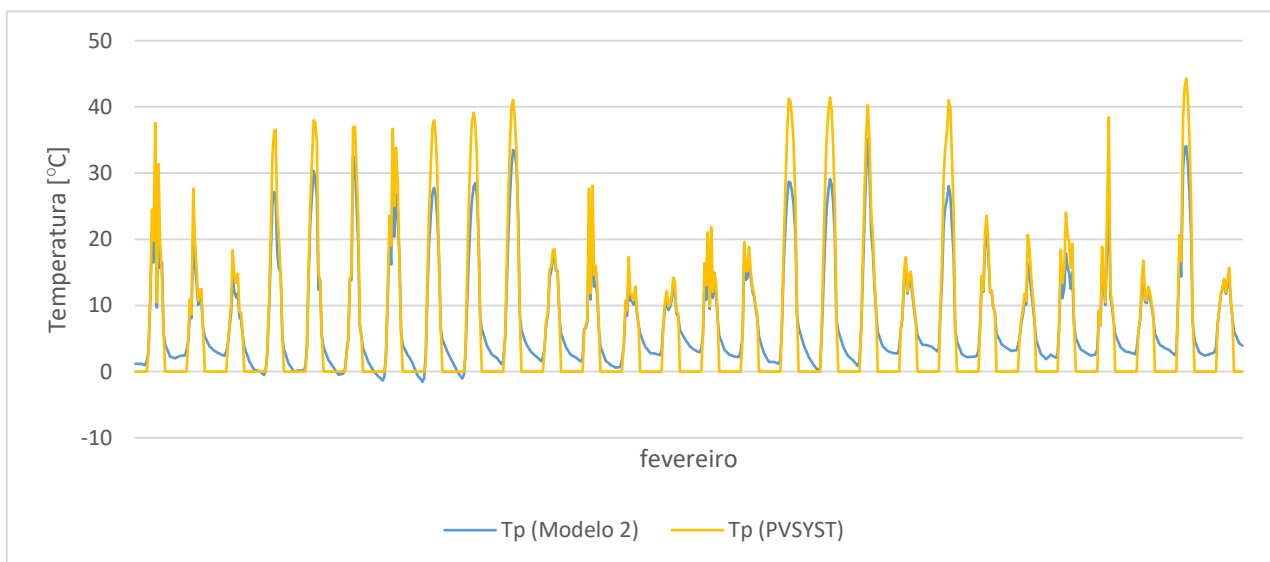


Figura 70: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de fevereiro.

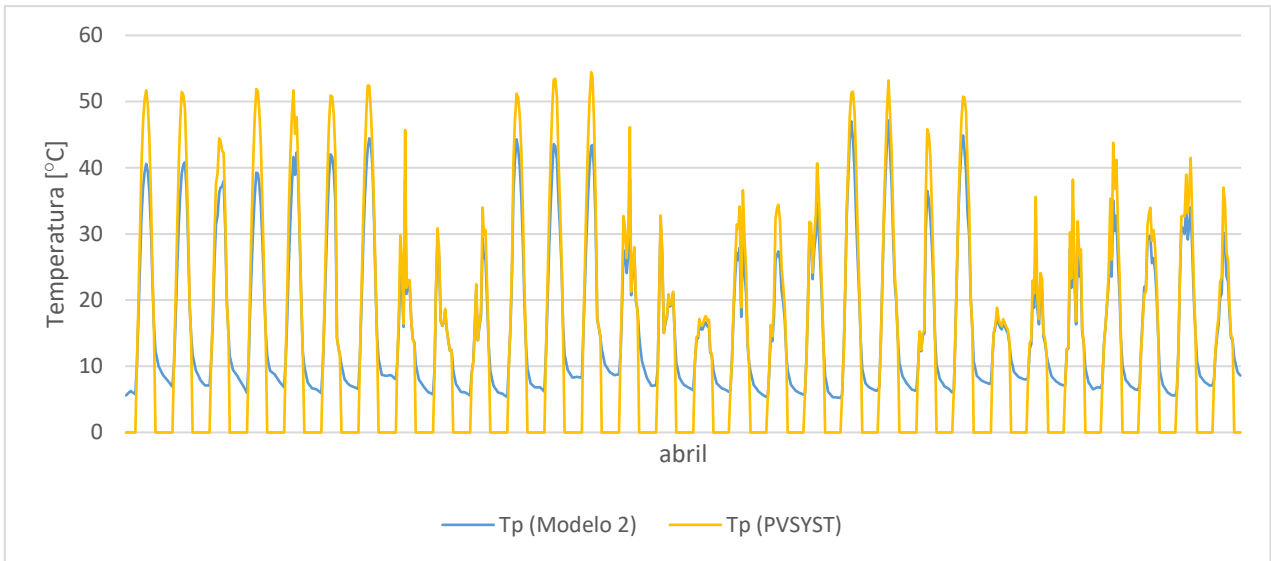


Figura 72: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de abril.

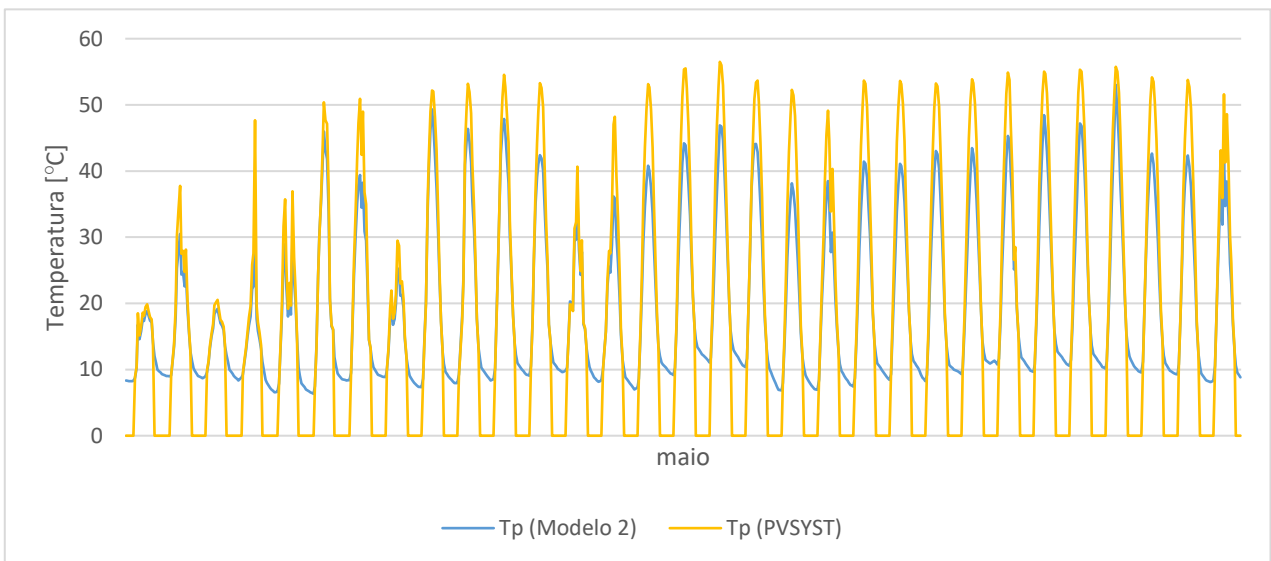


Figura 73: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de maio.

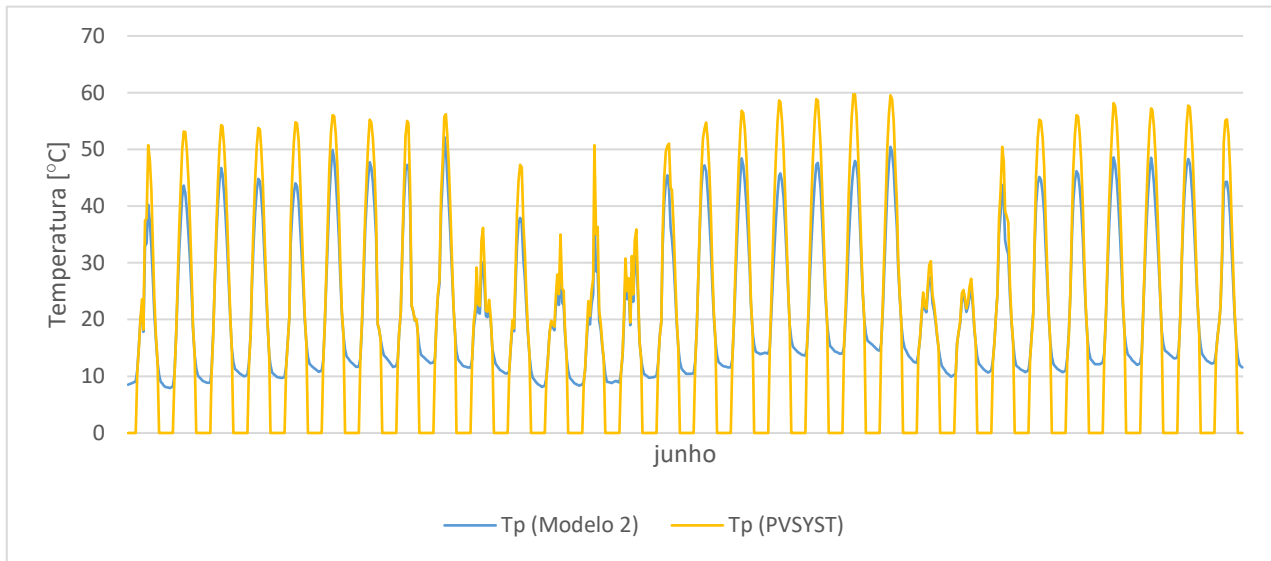


Figura 74: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de junho.

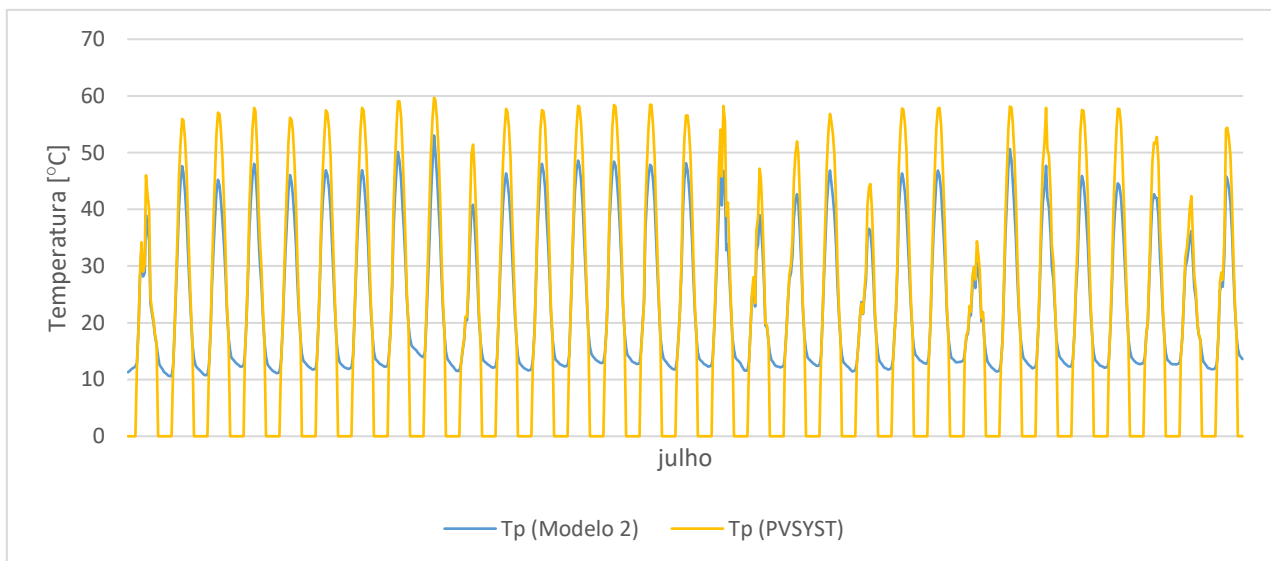


Figura 75: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de julho.

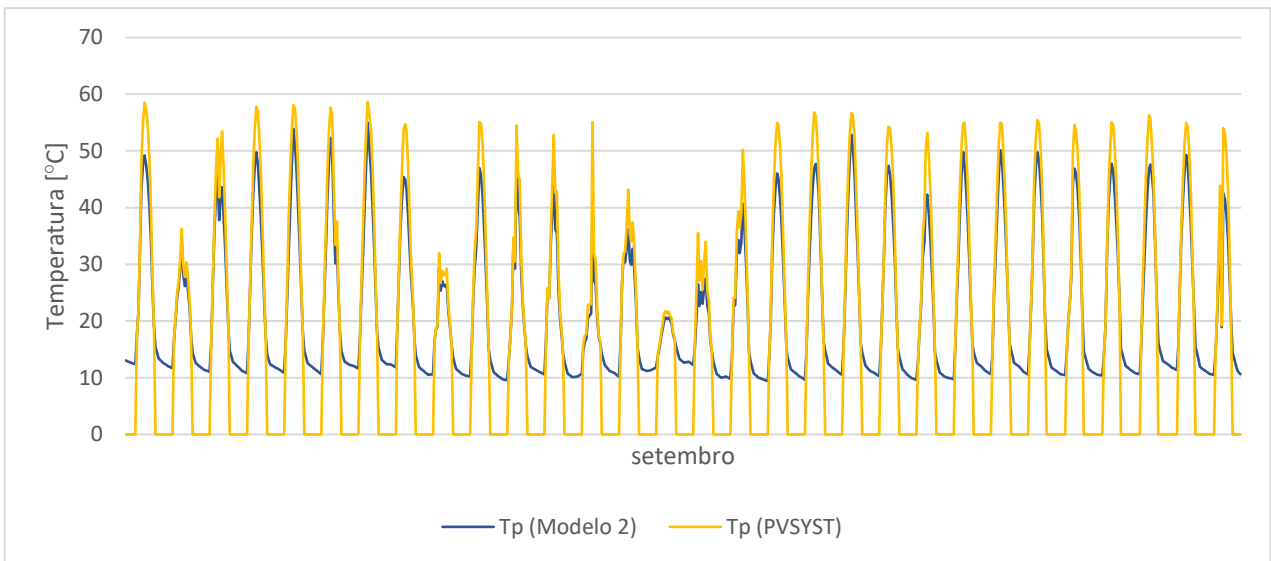


Figura 76: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de setembro.

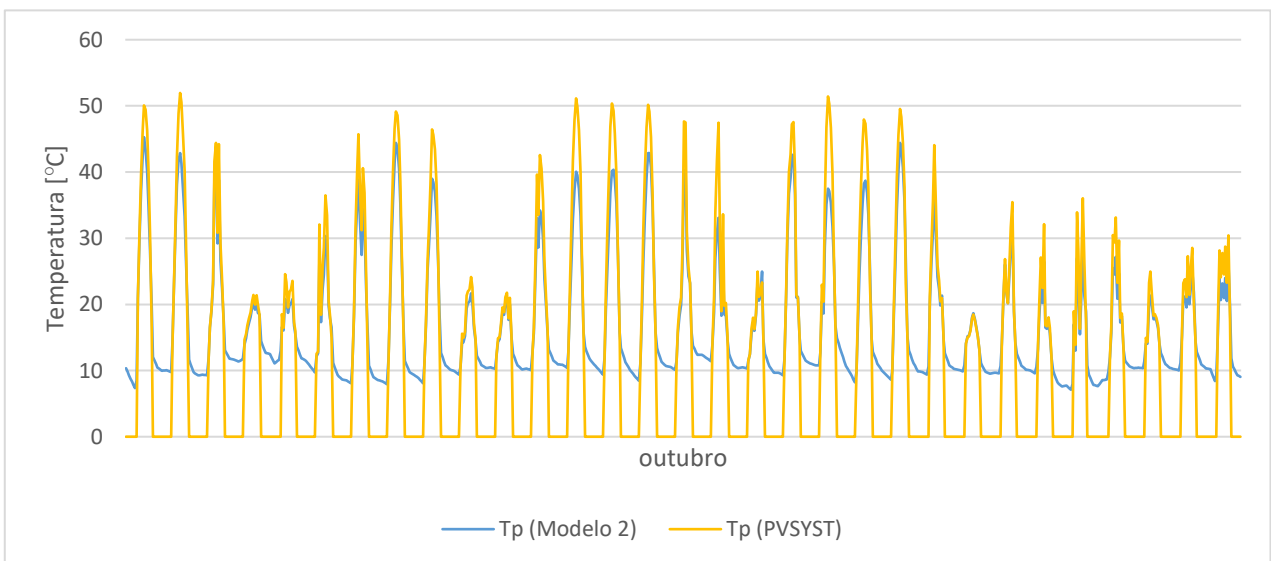


Figura 77: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de outubro.

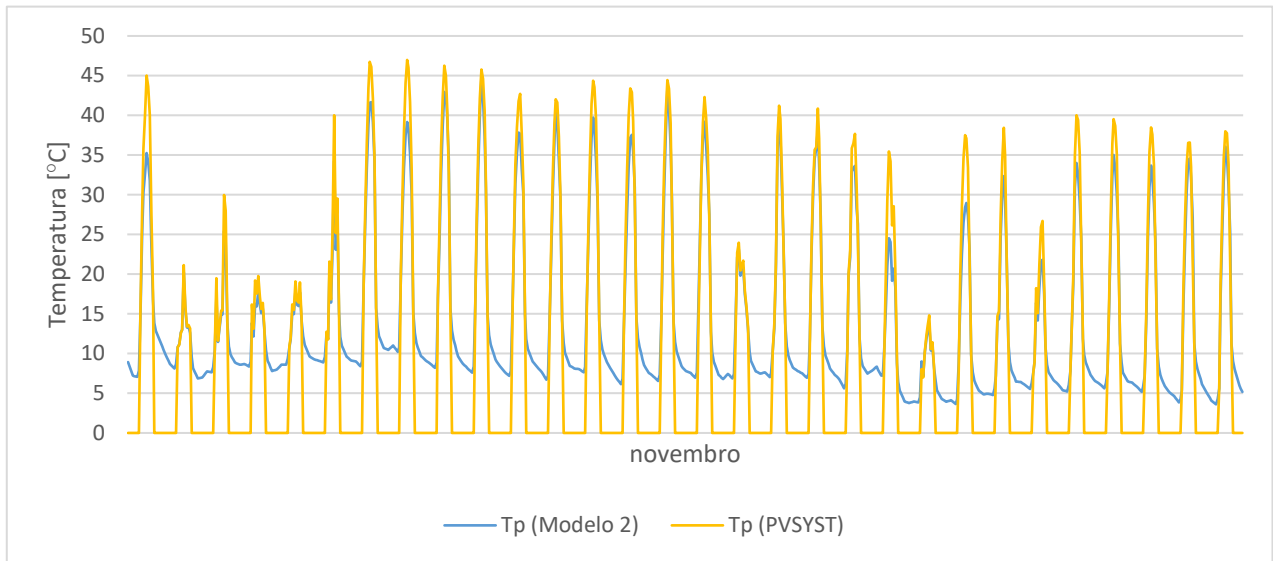


Figura 78: Temperaturas de operação do painel geradas para o regime de instalação semi-isolado em plano de água, para o mês de novembro.