



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE  
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA  
E TERRITÓRIO**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E  
SUSTENTABILIDADE**

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO-TÉRMICO  
APLICADO A COLETORES SOLARES FOTOVOLTAICOS/TÉRMICOS HÍBRIDOS**

**ELIAS PELOZATO**

Foz do Iguaçu  
2023



**INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA,  
INFRAESTRUTURA  
E TERRITÓRIO**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E  
SUSTENTABILIDADE**

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO-TÉRMICO APLICADO A  
COLETORES SOLARES FOTOVOLTAICOS/TÉRMICOS HÍBRIDOS**

**ELIAS PELOZATO**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

Orientador(a): Prof(a) Dr. Gustavo Adolfo Ronceros Rivas

Co-orientador(a): Prof(a) Dr.(a) Janine Padilha Botton

Foz do Iguaçu  
2023

Catálogo elaborado pelo Setor de Tratamento da Informação  
Catálogo de Publicação na Fonte. UNILA - BIBLIOTECA LATINO-AMERICANA - PTI

P392

Pelozato, Elias.

Simulação numérica do acoplamento elétrico-térmico aplicado a coletores solares fotovoltaicos/térmicos híbridos / Elias Pelozato. - Foz do Iguaçu, 2023.

91 f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Integração Latino-Americana. Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território. Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade. Foz do Iguaçu-PR, 2023.

Orientador: Gustavo Adolfo Ronceros Rivas.

Coorientador: Janine Padilha Botton.

1. Simulação numérica. 2. Modelo de acoplamento elétrico-térmico. 3. Coletores solares fotovoltaicos. 4. Sistemas híbridos. 5. PV/T. I. Rivas, Gustavo Adolfo Ronceros. II. Botton, Janine Padilha. III. Título.

CDU 620.91

# SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO ACOPLAMENTO ELÉTRICO-TÉRMICO APLICADO A COLETORES SOLARES FOTOVOLTAICOS/TÉRMICOS HÍBRIDOS

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia e Sustentabilidade.

## BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente  
 GUSTAVO ADOLFO RONCEROS RIVAS  
Data: 12/04/2023 15:37:27-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Orientador(a): Prof. Dr. Gustavo Adolfo Ronceros Rivas  
UNILA

Documento assinado digitalmente  
 JANINE PADILHA BOTTON  
Data: 12/04/2023 10:48:13-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Coorientador(a): Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Janine Padilha Botton  
UNILA

Documento assinado digitalmente  
 WILLIAM ALEXANDER CARRILLO IBANEZ  
Data: 13/04/2023 08:44:22-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. William Alexander Carrillo Ibañez  
UNIOESTE

Documento assinado digitalmente  
 VALERI VLASSOV VLADIMIROVICH  
Data: 24/04/2023 09:07:24-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Valeri Vlassov Vladimirovich  
INPE

Foz do Iguaçu, 24 de fevereiro de 2023

## **AGRADECIMENTOS**

Aos professores, Dr. Gustavo Adolfo Ronceros Rivas e Dr<sup>a</sup>. Janine Padilha Botton, pelo apoio, incentivo e ensinamentos durante o desenvolvimento desta dissertação.

À minha mãe Elisa Cacia e meu irmão Ederson Carlos, meu alicerce, pela compreensão, incentivo e por me ensinarem os valores da vida.

À minha querida Amanda Talita e sua família, pela compreensão dos momentos de ausência.

Aos amigos Valentin e Paulo Thiago, pelo entusiasmo e auxílio na construção deste trabalho.

Ao amigo Ivens Menezes pelo apoio prestado quanto à linguagem de programação Python.

Ao PPGIES pela oportunidade de aperfeiçoamento pessoal e profissional.

## RESUMO

Mesmo com a atual massificação dos sistemas fotovoltaicos (PV), esta tecnologia ainda possui uma baixa eficiência, de aproximadamente 20% (pelo menos até os dias atuais). Além do mais, a maior parte da radiação incidente é dissipada em forma de calor, energia que pode ser utilizada para captação de calor residual. Desta forma, uma tecnologia renovável de muito interesse a ser implementada nas construções urbanas, produzindo eletricidade e calor seriam os sistemas de coletores solares fotovoltaicos/térmicos híbridos (PV/T). O objetivo principal do presente trabalho, é o desenvolvimento de um modelo numérico simplificado, do acoplamento elétrico-térmico para um sistema PV/T, para análise de diferentes configurações, como módulos monocristalinos e policristalinos. Cabe ressaltar, que este modelo foi implementado na linguagem de programação Python. A metodologia utilizada considera o uso da equação de um diodo para o modelo elétrico, acoplada às equações de balanço de energia para aproximação dos gradientes de temperaturas de cada camada do material do PV/T. Já para a solução do sistema de equações não lineares transientes, o método numérico utilizado foi o de Runge-Kutta de quarta ordem. O modelo foi validado utilizando bibliografias encontradas na literatura. Levando em conta os dados reais de uma estação solarimétrica instalada em Foz do Iguaçu. Também, uma análise de sensibilidade foi realizada a fim de identificar quais parâmetros principais são os mais impactantes no modelo, como por exemplo, distanciamento entre tubos, variação da vazão e espessura do isolamento. Com respeito aos resultados do acoplamento, foram obtidas menores temperaturas de trabalho dos módulos e, conseqüentemente, melhores ganhos na produção elétrica. Cabe mencionar, que a distribuição de temperaturas por camadas, além das eficiências e da potência apresentadas foram realizadas em condições de pouca nebulosidade, onde se verificou que ao aumentar a espessura do isolante em quatro vezes, o aumento na temperatura de saída do fluido foi de apenas 3,5%. Além disso, o arranjo proposto obteve uma eficiência global de aproximadamente 30%, e com a captação da energia residual em forma de remoção de calor, um fluido de trabalho pode ser aquecido e utilizado para em residências e comércios, como hotéis ou restaurantes.

**Palavras-chave:** Simulação numérica; modelo de acoplamento elétrico-térmico; coletores solares fotovoltaicos; sistemas híbridos; PV/T.

## **RESUMEN**

*Incluso con la masificación actual de los sistemas fotovoltaicos (PV), esta tecnología todavía tiene una baja eficiencia de aproximadamente un 20% (al menos hasta el día de hoy). Además, la mayor parte de la radiación incidente se disipa en forma de calor, energía que se puede utilizar para capturar el calor residual. De esta forma, una tecnología renovable de gran interés para ser implementada en construcciones urbanas, produciendo electricidad y calor, serían los sistemas de colectores solares híbridos fotovoltaicos/térmicos (FV/T). El objetivo principal de este trabajo es el desarrollo de un modelo numérico simplificado del acoplamiento eléctrico-térmico para un sistema PV/T, para el análisis de diferentes configuraciones, como módulos monocristalinos y policristalinos. Cabe señalar que este modelo se implementó en el lenguaje de programación Python. La metodología utilizada considera el uso de la ecuación de un diodo para el modelo eléctrico, acoplada a las ecuaciones de balance de energía para aproximar los gradientes de temperatura de cada capa del material PV/T. En cuanto a la solución del sistema de ecuaciones no lineales transitorias, el método numérico utilizado fue el de cuarto orden de Runge-Kutta. El modelo fue validado utilizando bibliografías encontradas en la literatura. Teniendo en cuenta los datos reales de una estación solarimétrica instalada en Foz do Iguaçu. Además, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para identificar qué parámetros principales son los que más impactan en el modelo, como por ejemplo, el espaciamiento entre tuberías, la variación del caudal y el espesor del aislamiento. En cuanto a los resultados del acoplamiento, se obtuvieron menores temperaturas de trabajo de los módulos y, en consecuencia, mejores ganancias en la producción eléctrica. Cabe mencionar que la distribución de temperaturas por capas, además de las eficiencias y potencias mostradas, se realizó en condiciones de poca nubosidad, donde se comprobó que al aumentar cuatro veces el espesor del aislador, el aumento de la salida temperatura del fluido fue de sólo 3,5%. Además, el arreglo propuesto obtuvo una eficiencia global de aproximadamente 30%, y con la captura de energía residual en forma de remoción de calor, un fluido de trabajo puede ser calentado y utilizado en hogares y negocios, como hoteles o restaurantes.*

**Palabras-clave:** Simulación numérica; modelo de acoplamiento eléctrico-térmico; colectores solares fotovoltaicos; sistemas híbridos; PV/T

## ABSTRACT

*Even with the current massification of photovoltaic (PV) systems, this technology still has a low efficiency of approximately 20% (at least until the present day). Furthermore, most of the incident radiation is dissipated as heat, energy that can be used to capture waste heat. In this way, a renewable technology of great interest to be implemented in urban constructions, producing electricity and heat would be hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) solar collector systems. The main objective of this work is the development of a simplified numerical model of the electrical-thermal coupling for a PV/T system, for the analysis of different configurations, such as monocrystalline and polycrystalline modules. It should be noted that this model was implemented in the Python programming language. The methodology used considers the use of the equation of a diode for the electrical model, coupled to the energy balance equations to approximate the temperature gradients of each layer of the PV/T material. As for the solution of the system of transient nonlinear equations, the numerical method used was the fourth order Runge-Kutta. The model was validated using bibliographies found in the literature. Taking into account the real data from a solarimetric station installed in Foz do Iguaçu. Also, a sensitivity analysis was carried out in order to identify which main parameters are the most impactful in the model, such as, for example, spacing between pipes, flow rate variation and insulation thickness. Regarding the coupling results, lower working temperatures of the modules were obtained and, consequently, better gains in electrical production. It is worth mentioning that the distribution of temperatures by layers, in addition to the efficiencies and power shown, were carried out in conditions of little cloudiness, where it was verified that by increasing the thickness of the insulator four times, the increase in the outlet temperature of the fluid was of only 3.5%. In addition, the proposed arrangement obtained a global efficiency of approximately 30%, and with the capture of residual energy in the form of heat removal, a working fluid can be heated and used in homes and businesses, such as hotels or restaurants.*

**Key words:** Numerical simulation; Electric-thermal coupling; photovoltaic modules; solar photovoltaic collectors; hybrid systems; PV/T

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b> – Matriz elétrica brasileira.....	16
<b>Figura 2</b> – Fluxo de energia global de 2021 e projetado para 2050.....	17
<b>Figura 3</b> – Irradiação global horizontal - Brasil e Alemanha.....	18
<b>Figura 4</b> – Mapa do Sistema Interligado Nacional de transmissão de energia elétrica.....	19
<b>Figura 5</b> – Volume de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (MW).....	20
<b>Figura 6</b> – Princípio básico de uma célula solar.....	26
<b>Figura 7</b> – Construção típica de um módulo fotovoltaico.....	26
<b>Figura 8</b> – Construção típica de um coletor térmico solar.....	28
<b>Figura 9</b> – Mecanismos de transferência de calor em um coletor solar térmico.....	29
<b>Figura 10</b> – Classificação de coletores PV/T.....	31
<b>Figura 11</b> – Curva I-V e P-V padrão de um módulo fotovoltaico.....	39
<b>Figura 12</b> – Modelo de circuito equivalente para célula fotovoltaica ideal.....	40
<b>Figura 13</b> – Modelo de circuito equivalente com adição da resistência $R_s$ .....	41
<b>Figura 14</b> – Modelo de circuito equivalente com adição da resistência $R_p$ .....	41
<b>Figura 15</b> – Modelo de circuito equivalente de dois díodos.....	42
<b>Figura 16</b> – Corte transversal de um modelo PV/T.....	43
<b>Figura 17</b> – Volume de controle para a camada do vidro.....	45
<b>Figura 18</b> – Volume de controle para a célula fotovoltaica.....	45
<b>Figura 19</b> – Volume de controle do absorvedor térmico.....	46
<b>Figura 20</b> – Volume de controle para o tubo.....	46
<b>Figura 21</b> – Volume de controle do isolante térmico.....	47
<b>Figura 22</b> – Volume de controle do fluido.....	47
<b>Figura 23</b> – Representação gráfica da busca da solução por RK4.....	51
<b>Figura 24</b> – Volume de controle para a modelagem térmica.....	58
<b>Figura 25</b> – Fluxograma da solução do PV sem acoplamento.....	62
<b>Figura 26</b> – Fluxograma do modelo completo, ou seja, com acoplamento.....	64
<b>Figura 27</b> – Família de curvas I-V do módulo CS6K-280P.....	66
<b>Figura 28</b> – Família de curvas I-V do módulo CS1U-405MS.....	67
<b>Figura 29</b> – Local de medida da temperatura de contato.....	68
<b>Figura 30</b> – Dados climáticos do dia 16/09/2022.....	68
<b>Figura 31</b> – Família de curvas I-V geradas pelo modelo elétrico.....	69

<b>Figura 32</b> – Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula.....	70
<b>Figura 33</b> – Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula de 45 °C.....	71
<b>Figura 34</b> – Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula de 65 °C.....	71
<b>Figura 35</b> – Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula.....	72
<b>Figura 36</b> – Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula de 45 °C.....	73
<b>Figura 37</b> – Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula de 65 °C.....	73
<b>Figura 38</b> – Dados experimentais x curva ajustada. ....	76
<b>Figura 39</b> – Relação entre a temperatura simulada e medida da superfície inferior do módulo fotovoltaico.....	76
<b>Figura 40</b> – Temperaturas em cada camada do PV/T.....	78
<b>Figura 41</b> – Eficiência elétrica do PV/T.....	79
<b>Figura 42</b> – Eficiência térmica do PV/T.....	79
<b>Figura 43</b> – Potência elétrica instantânea do PV/T.....	80
<b>Figura 44</b> – Espaçamento entre tubos x temperatura de saída do fluido.....	81
<b>Figura 45</b> – Influência da qualidade da junta na temperatura de saída do fluido, do absorvedor e da célula.....	81
<b>Figura 46</b> – Influência da vazão mássica na temperatura de saída do fluido e nas eficiências.....	82
<b>Figura 47</b> – Influência da espessura do isolante na temperatura de saída do fluido.....	83
<b>Figura 48</b> – Influência da radiação na temperatura de saída do fluido, em função da vazão mássica.....	84

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Propriedades físicas das camadas constituintes de um módulo fotovoltaico.....	27
<b>Tabela 2</b> – Propriedades físicas de um coletor térmico solar.....	29
<b>Tabela 3</b> – Parâmetros utilizados no modelo térmico.....	61
<b>Tabela 4</b> – Comparação entre o RMSE do modelo CS6K-280P com o catálogo.....	72
<b>Tabela 5</b> – Comparação entre o RMSE do modelo CS3U-405MS com o catálogo.....	74
<b>Tabela 6</b> – Erro relativo de cada modelo em relação aos catálogos, no ponto máximo.....	75
<b>Tabela 7</b> – Dados fotovoltaicos do módulo CS3U-340P.....	77
<b>Tabela 8</b> – Variação da vazão mássica, velocidade e Reynolds correspondente.....	82

## LISTA DE ABREVIATURAS

CSCP	Coletor Solar de Calha Parabólica
CSP	Concentradores Solares de Potência
EDO	Equação Diferencial Ordinária
EVA	Acetato de Etil Vinila
IEA	Agência Internacional de Energia
Isc	Corrente de curto-circuito
I-V	Corrente x Tensão
MPP	Ponto de Máxima Potência
PV	Fotovoltaico
PV/T	Fotovoltaico/Térmico híbrido
RK	Runge-Kutta
RK4	Runge-Kutta de ordem quatro
RMSE	Raiz quadrada do erro médio
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições Padrão de Testes
Voc	Tensão de circuito aberto

## LISTA DE SÍMBOLOS

$c_p$	Poder calorífico $\left(\frac{J}{kg K}\right)$
$I$	Corrente (A)
$K$	Coefficiente de temperatura $\left(\frac{V \text{ ou } A \text{ ou } W}{^{\circ}C}\right)$
$T$	Temperatura ( $^{\circ}C$ )
$G$	Irradiação global $\left(\frac{W}{m^2}\right)$
$q$	Carga absoluta do elétron ( $1,602 \times 10^{-19} C$ )
$V$	Tensão (V) ou Velocidade média do vento (m/s)
$a$	Fator de idealidade do diodo
$k_b$	Constante de Boltzman $\left(5,67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}\right)$
$R_s$	Resistência em série (ohm)
$R_p$	Resistência em paralelo (ohm)
$A$	Área ( $m^2$ )
$Q$	Taxa de energia (W)
$m$	Massa (kg)
$\frac{dT}{dt}$	Variação da temperatura em função do tempo ( $^{\circ}C/s$ )
$P$	Potência elétrica (W)
$\dot{m}$	Vazão mássica $\left(\frac{kg}{s}\right)$
$\Delta T$	Diferença entre temperaturas ( $^{\circ}C$ )
$Re$	Número de Reynolds
$Pr$	Número de Prandt
$D$	Diâmetro (m)
$k$	Coefficientes do método de Runge-Kutta
$h$	Coefficiente de troca térmica $\left(\frac{W}{m^2 K}\right)$ ou dimensão do passo do método de Runge-Kutta
$N$	Número de pontos da amostra
$I_{ph}$	Corrente fotogerada (A)
$I_o$	Corrente de saturação reversa do diodo (A)
$N_s$	Número de células fotovoltaicas
$V_t$	Tensão térmica do diodo (V)
$E_g$	Largura de banda de valência (eV)
$M$	Fator de massa de ar
$W$	Distância entre os tubos de fluido (m)
$D_o$	Diâmetro externo (m)
$D_i$	Diâmetro interno (m)
$L$	Comprimento do tubo (m)
$Nu$	Número de Nusselt
$Pac$	Fator de empacotamento

## SUBSCRITOS

PV	Fotovoltaico
STC	Condições de teste padrão
I	Corrente
D	Diodo
S	Saturação do diodo
Ele	Elétrica
O	Padrão
Ref	Referência
Sol	solar
g	Vidro
rad	Radiação
ceu	Céu
amb	Ambiente
Conv	Convecção
Cond	Condução
abs	Absorvedor
iso	Isolante
<i>f – sai</i>	Fluido-saída
<i>f – ent</i>	Fluido-entrada
th	Térmica
sc	Curto-circuito
oc	Circuito aberto
mp	Máxima potência

## LETRAS GREGAS

$\delta$	Espessura (mm)
$\rho$	Densidade $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$
$\kappa$	Condutividade térmica $\left(\frac{W}{mK}\right)$
$\varepsilon$	Emissividade
$\alpha$	Absortividade
$\tau$	Transitividade
$\eta$	Eficiência (%)
$\beta$	Coefficiente de temperatura (W/°C)
$\mu$	Viscosidade cinemática $\left(\frac{m^2}{s}\right)$

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
<b>2 OBJETIVOS</b>	<b>24</b>
2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	24
2.2 CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA	24
2.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA	24
2.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	25
<b>3 FUNDAMENTOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>26</b>
3.1 FUNDAMENTOS DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA	26
3.2 FUNDAMENTOS DE COLETORES TÉRMICOS SOLARES	28
3.3 FUNDAMENTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS-TÉRMICOS PV/T	30
<u>3.3.1</u> Classificação e Tipos de Coletores PV/T	31
<u>3.4</u> TRABALHOS REALIZADOS SOBRE PV/T	33
CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	38
<b>4 METODOLOGIA</b>	<b>39</b>
4.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	39
4.1.1 Modelo Elétrico	39
4.1.2 Modelo Térmico	44
4.2 FORMULAÇÃO NUMÉRICA	50
4.3 MODELO PROPOSTO DE ACOPLAMENTO ELÉTRICO-TÉRMICO	53
4.3.1 Modelo Elétrico	53
4.3.2 Modelo Térmico	58
4.3.3 Fluxograma	61
<b>5 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS</b>	<b>66</b>
5.1 VALIDAÇÃO DO MODELO ELÉTRICO	69
5.2 VALIDAÇÃO DO MODELO TÉRMICO	76
5.3 RESULTADOS DO MODELO ACOPLADO	78
5.4 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE AOS FATORES EXTERNOS E GEOMÉTRICOS	81
<b>6 CONCLUSÕES</b>	<b>86</b>
<b>TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>87</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>88</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Na atualidade, a produção de energia é fundamental em quase todos os serviços e produtos, gerando desenvolvimento econômico e social em uma determinada região ou país. No entanto, o aumento da população, e níveis de renda atrelados ao aumento de consumo de energia por habitante, provocam uma queima indiscriminada de combustíveis fósseis, resultando em um forte impacto ambiental. Tudo isto, nos leva a pensar em um paradoxo, tendo em vista que os objetivos da economia moderna se traduzem em políticas de crescimento econômico e emprego junto à de proteção ao meio ambiente (REDDY, 2016). Por esse motivo, existe a necessidade de adotar fontes de energia que reduzam as emissões de carbono, e ao mesmo tempo garantam a segurança energética, sendo estes os maiores desafios do século XXI.

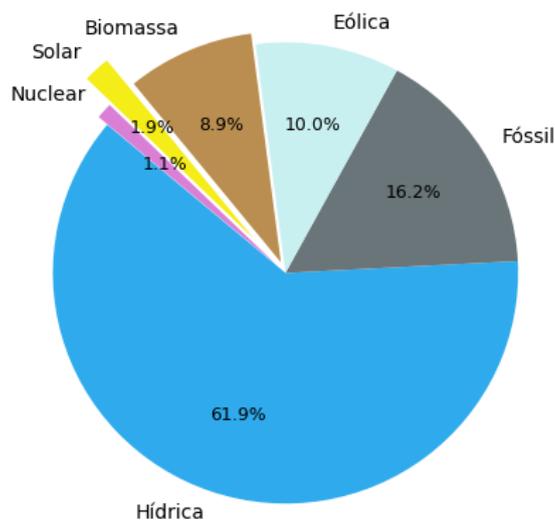
A energia Solar é a fonte principal das energias renováveis e de natureza abundante. Pode ser muito bem aproveitada na geração de energia elétrica, através de duas tecnologias que vêm ganhando muito espaço a nível mundial: 1) Concentradores solares de potência (CSP), que funcionam por meio de ciclos termodinâmicos (Rankine e/ou Brayton); 2) PV (Fotovoltaica – do inglês *Photovoltaic*), que realizam a conversão direta da energia solar em elétrica usando painéis fotovoltaicos (BEHAR; KHELLAF; MOHAMMEDI, 2013).

No Brasil, a matriz elétrica é predominantemente de fontes renováveis, as quais representam mais de 80% do total da capacidade de geração. A distribuição percentual do potencial de geração de energia elétrica brasileira é exposta na Figura 1.

Os dados apresentados na Figura 1, mostram que apesar da elevada utilização de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, a fonte solar possui baixa representação, a qual é responsável por menos de 2% do total. Apesar da sua utilização ser baixa, tem potencial para ser mais explorada.

De acordo com o relatório sobre as perspectivas tecnológicas para o mercado de energia de 2023, a eletricidade se tornará o maior vetor energético mundial, com a demanda dobrando

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021).

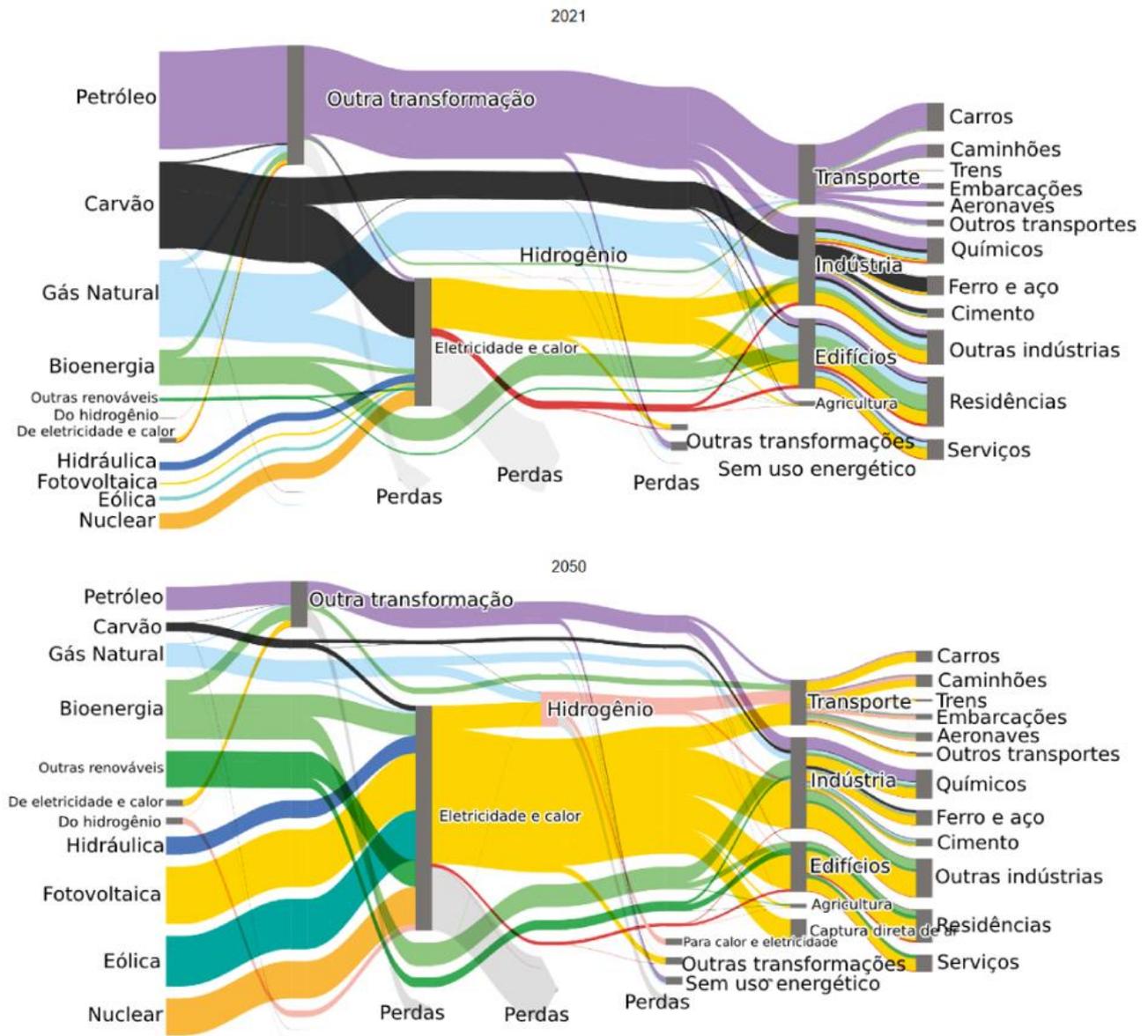
em 2050 com relação a 2021. Da mesma forma, é esperada uma redução drástica na exploração dos combustíveis fósseis, como petróleo, carvão mineral e gás natural, com forte aumento de fontes renováveis como bioenergia, eólica e principalmente fotovoltaica. A Figura 2 explicita as projeções do fluxo de energia global para se alcançar um cenário de baixos teores de carbono em 2050 pela Agência Internacional de Energia – do inglês *International Energy Agency* – IEA (2023).

Dadas as suas dimensões continentais e sua localização relativamente próxima à linha do Equador, o Brasil é um dos países que mais recebe irradiação solar em todo o planeta, alcançando uma média diária de irradiação que varia de 4,1 a 6,5 kWh/m<sup>2</sup> (LANGE; VASCONCELOS, 2015). Estas são condições propícias para a implantação de projetos de concentradores solares de potência e sistemas fotovoltaicos.

Considerando o potencial energético para geração de energia oriunda do Sol, o Brasil possui aproximadamente duas vezes mais incidência de irradiação solar, quando comparado com a Alemanha, país que mais investe em energia fotovoltaica na Europa, possuindo 10,9% desta fonte em sua matriz elétrica no ano de 2022 (BDEW, 2022). A Figura 3 mostra a comparação entre a irradiação global horizontal incidente sobre o Brasil e sobre a Alemanha. Se percebe que o Brasil

possui um teto de irradiação global horizontal incidente de mais de 6 kWh/m<sup>2</sup>, enquanto a Alemanha possui um limite inferior a 4 kWh/m<sup>2</sup> da mesma irradiação.

Figura 2 - Fluxo de energia global de 2021 e projetado para 2050.

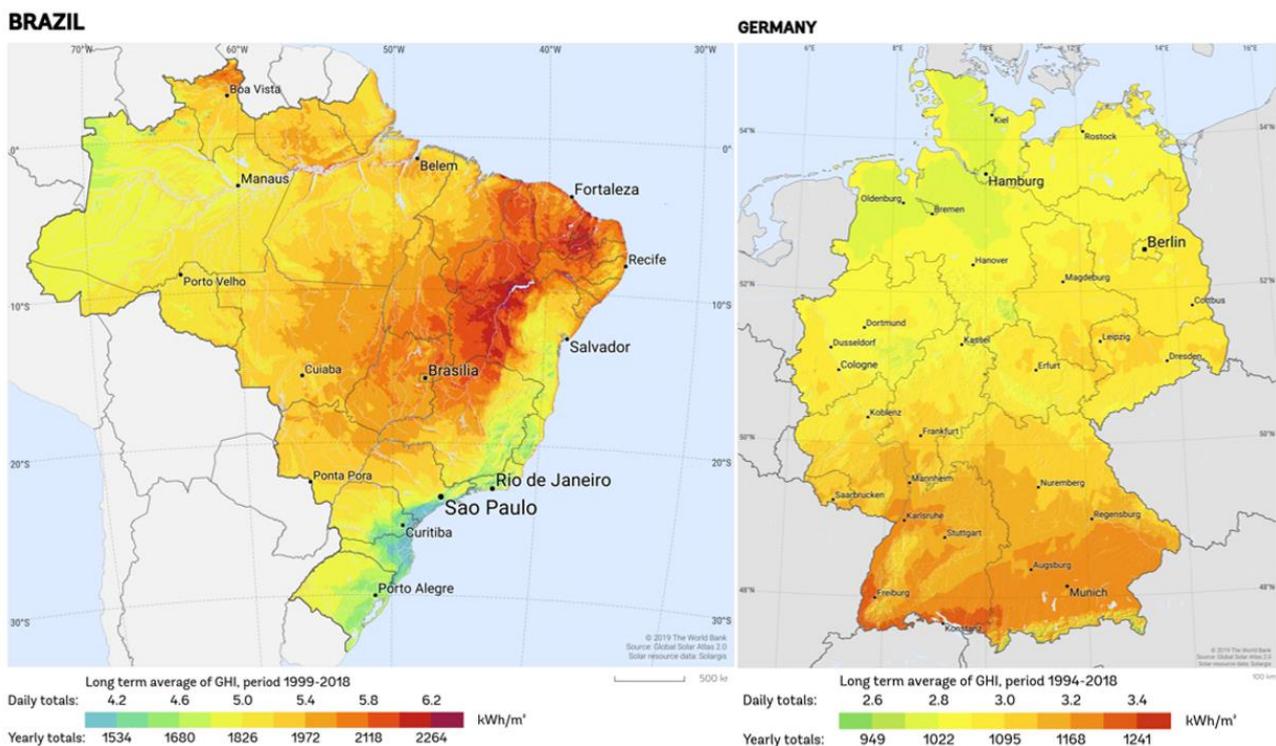


Fonte: Adaptado de (IEA, 2023).

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de geração e transmissão de energia elétrica brasileiro, o qual é caracterizado por sua geração hidrotérmica de grande porte, sendo a fonte primária predominantemente hidráulica, com múltiplos proprietários. O SIN é formado por quatro subsistemas, que são interligados por meio da malha de transmissão, garantindo segurança

energética (TOSCANO, 2009). Na Figura 4 é exibida a distribuição atual da malha de transmissão do SIN. Dada a dimensão do País, foi necessário desenvolver um sistema de transmissão robusto e extenso. Considerando a distância geográfica e as variações climáticas e hidrológicas no Brasil, podem ocorrer escassez ou excedente em algumas regiões e períodos do ano. Ao utilizar um sistema interligado, que possibilite a troca de energia entre diferentes regiões, se pode obter as vantagens da diversidade hidrológica brasileira (WITZLER, 2015).

Figura 3 - Irradiação global horizontal - Brasil e Alemanha.

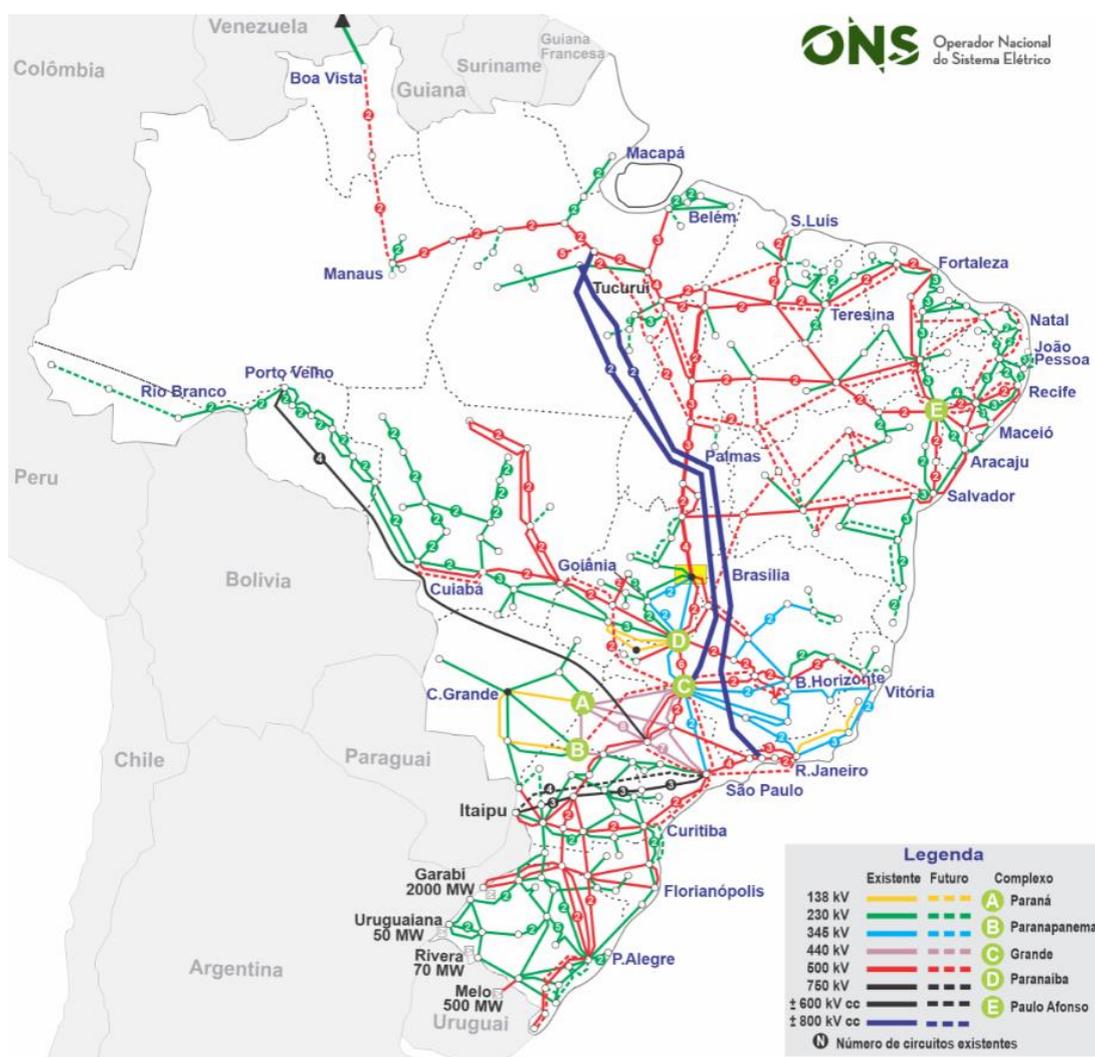


Fonte: [globalsolaratlas.info/map](http://globalsolaratlas.info/map)

Por outro lado, a geração de energia fotovoltaica pode ser dividida em três principais grupos: geração centralizada, isolada e distribuída. A geração centralizada proporciona uma economia de larga escala conectada ao Sistema Interligado Nacional. Sua desvantagem é em relação à grande área necessária para a instalação desses sistemas, além do alto custo envolvido. A geração isolada é ideal para abastecimento de locais remotos e com baixa densidade de carga, evitando assim, altos custos de construção com infraestrutura de redes de distribuição para conexão

ao SIN. A geração distribuída é a geração próxima ao consumo e está conectada à rede do SIN. A energia excedente produzida é injetada na rede e o produtor recebe uma bonificação em forma de “crédito de energia”, que pode ser abatido quando a geração mensal for inferior ao consumo mensal. Este último tipo de geração é a mais comum no Brasil, e o sistema pode ser instalado em telhados e coberturas (NAKABAYASHI, 2014).

Figura 4 - Mapa do Sistema Interligado Nacional de transmissão de energia elétrica.

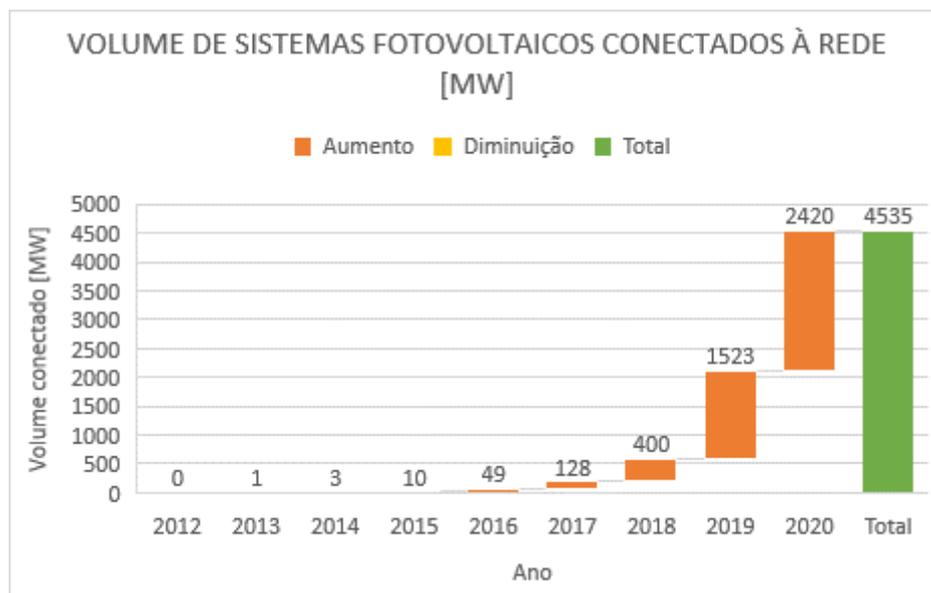


Fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>

O volume acumulado de instalações de geração distribuída de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em 2020 foi de 2420 MW, o qual representa 58% a mais do total instalado no ano de 2019, totalizando 4535 MW totais instalados e conectados ao sistema elétrico

brasileiro. A Figura 5 ilustra o volume conectado à rede brasileira ao longo dos anos, desde 2012, ano em que a Resolução Normativa n° 482, de abril de 2012, para incentivo da inserção da fonte solar na matriz elétrica brasileira foi promulgada (GREENER, 2019).

Figura 5 - Volume de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (MW)



Fonte: Adaptado de (GREENER, 2019).

Ao analisar a Figura 5, nota-se o aumento exponencial do volume de sistemas de geração distribuídas conectados à rede elétrica brasileira. No ano de 2019, houve um aumento de 280% em relação ao volume instalado no ano de 2018. Já no ano de 2020, houve um aumento de apenas 60% em relação à 2019. Essa desaceleração é justificada pelo ano atípico vivenciado por uma pandemia.

Dessa forma, incluir a energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira é uma forma de diversificá-la. Além de preservar as fontes tradicionais de energia, seu emprego reduziria o consumo de combustíveis fósseis e ajudaria na manutenção do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas (LANGE; VASCONCELOS, 2015).

No entanto, apesar das vantagens apresentadas, o setor indica uma singela expansão frente ao potencial que pode ser explorado, motivo que pode ser explicado pelos altos custos dos

equipamentos (ROSA; GASPARIN, 2016). Além do mais, apesar do espectro solar ser amplo, não é possível utilizar totalmente a radiação que incide sobre a Terra para a geração de energia elétrica. E ao ser aproveitada, a radiação solar pode produzir energia elétrica em módulos fotovoltaicos, porém, parte desta é dissipada na forma de energia térmica no sistema. Esse calor dissipado causa perdas térmicas no módulo fotovoltaico e, ao mesmo tempo, reduz a eficiência elétrica. Portanto, é essencial manter as células do módulo a baixas temperaturas (entre 40 e 45°C) e operação para se obter melhores desempenhos.

Como solução para o melhor aproveitamento da radiação solar incidida sobre a Terra, podem ser utilizados sistemas de coletores PV/T (PV/T – do inglês *Photovoltaic/Thermal Hybrid*). Já que estes, têm a capacidade de gerar simultaneamente energia elétrica e térmica (JOSHI; DHOBLE, 2018).

Tais sistemas combinados podem ser aplicados para aquecimento de água ou de ambientes, para secagem e até mesmo cozimento. É importante salientar, que o sistema PV/T é mais eficiente pois produz maior quantidade de energia por unidade de área, quando comparado com o sistema fotovoltaico e coletor térmico separadamente (HEREZ et al., 2020). Os coletores híbridos são extremamente vantajosos, pois aumentam a vida útil dos módulos fotovoltaicos e estabilizam a curva característica de corrente-tensão das células solares.

Existem várias configurações para se produzir um coletor híbrido, as quais variam desde a tecnologia da célula solar aplicada no sistema, passando pelo tipo de coletor térmico até as configurações geométricas e características físico-químicas do fluido de trabalho utilizado. Dentre as possíveis classificações, o modelo escolhido para este trabalho trata-se de um módulo fotovoltaico com células de silício monocristalino e policristalino. A qual possui coletor térmico de placa plana, que utiliza a água como fluido de trabalho, com circulação forçada abaixo do PV, empregando um absorvedor térmico de cobre, porém outros materiais podem ser utilizados.

A literatura tem tratado os modelos de PV/T apenas utilizando modelos térmicos, os quais substituem a geração elétrica por uma equação que estima a eficiência elétrica em função da diferença entre a temperatura da célula fotovoltaica e da temperatura de teste padrão. Diante do exposto, o presente trabalho visa desenvolver um modelo computacional acoplado entre o equacionamento de um modelo elétrico para módulos fotovoltaicos com um modelo térmico, baseado no balanço de energia térmico para um sistema híbrido PV/T.

## 2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é implementar um modelo computacional acoplado entre o modelo de geração elétrica fotovoltaica e um modelo de térmico baseado no balanço de energia, de fácil solução e configurável para vários modelos de módulos fotovoltaicos e de coletor solar térmico.

### 2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para atingir o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos:

- Implementar um modelo elétrico consolidado na literatura, utilizando o equacionamento de um circuito de um diodo aplicado a um módulo fotovoltaico;
- Implementar um modelo térmico consolidado na literatura, baseado em um balanço de energia aplicado a um coletor solar térmico;
- Implementar um método de acoplamento entre os modelos elétrico e térmico e resolvê-los utilizando o método de Runge-Kutta de quarta ordem;
- Validar os resultados do modelo acoplado por meio de comparações com trabalhos publicados, de cunho teóricos e experimentais, e com dados coletados de uma estação solarimétrica instalada na cidade de Foz do Iguaçu, Paraná;
- Analisar as eficiências de cada modelo, incluindo a eficiência global do PV/T.

### 2.2 CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA

Neste trabalho é proposto um modelo de acoplamento numérico entre dois modelos matemáticos, em que, um representa a geração elétrica de um módulo fotovoltaico e, o outro, representa o calor removido do painel por um método de captação de calor residual, o qual se baseia na geometria e condições de operação do fluido refrigerante de um sistema fotovoltaico-térmico. Desse modo, é possível estimar a capacidade de geração de energia elétrica e o potencial de produção de energia térmica para utilização final em edifícios, além de estimar a eficiência global do sistema.

### 2.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

O aumento no consumo de energia, juntamente com a preocupação gerada pelo esgotamento de recursos energéticos, tem alavancado a busca por fontes sustentáveis. Uma das

tecnologias exploradas é a utilização da energia solar, considerada uma fonte limpa e abundante em toda a superfície terrestre, e o aproveitamento térmico da energia solar por meio de sistemas termosolares como os coletores solares de calha parabólica (CSCP), tem se mostrado uma alternativa viável. No entanto, o estudo do potencial para utilização desta tecnologia em diferentes aplicações, e o avanço tecnológico destes sistemas passam por estudos práticos. Sendo assim, esta proposta visa atender essa demanda.

## 2.4 ESTRUTURA DE DISSERTAÇÃO

A dissertação está dividida em seis capítulos, sendo este primeiro no qual é descrita a problemática abordada.

No segundo capítulo são apresentados os objetivos, a contribuição, a justificativa e a relevância da pesquisa realizada.

No terceiro capítulo encontra-se a fundamentação teórica sobre os sistemas em separado, e um aprofundamento dos sistemas PV/T, além da revisão bibliográfica recente sobre o tema em questão.

O quarto capítulo traz a metodologia aplicada para o desenvolvimento deste trabalho, no qual se apresentam os modelos matemáticos utilizados e a forma de solução do sistema de equações. Ademais, as condições e considerações definidas para a elaboração do sistema acoplado e da sua validação.

O quinto capítulo apresenta a descrição e análise dos resultados obtidos.

Por fim, no sexto capítulo são apresentadas as conclusões e as sugestões para futuros trabalhos a partir desta pesquisa.

### 3 FUNDAMENTOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo serão discutidos os fundamentos das tecnologias envolvidas em um módulo PV/T, como a tecnologia fotovoltaica, seu efeito de conversão de energia solar em energia elétrica e as características comuns encontradas em módulos fotovoltaicos comerciais. Também serão discutidos os fundamentos sobre coletores térmicos solares, sua montagem típica e efeitos de conversão de energia característicos. Por fim, uma revisão bibliográfica envolvendo o estado da arte de sistemas fotovoltaicos-térmicos é apresentada.

#### 3.1 FUNDAMENTOS DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

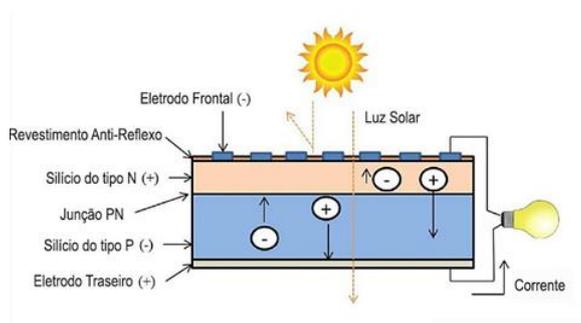
Conversores fotovoltaicos são dispositivos que convertem parte da radiação solar incidente diretamente em energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico. Esses conversores comumente chamados de células fotovoltaicas, são construídas com base em materiais semicondutores, principalmente o Silício, os quais são capazes de absorver uma parte do espectro de radiação solar (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005; LUQUE; HEGEDUS, 2011; DUFFIE; BECKMAN, 2013).

O processo de conversão da energia solar em energia elétrica pelo efeito fotovoltaico tem início quando um átomo de Silício na rede cristalina absorve um fóton da radiação solar incidente, e se esse fóton possuir energia suficiente, um elétron é arrancado da camada externa do átomo, formando um par elétron-lacuna. Esta lacuna é preenchida naturalmente, porém, pode-se criar uma barreira entre a lacuna e o elétron através de uma junção. A barreira pode ser criada dopando um dos lados do Silício com boro, formando um p-Silício, que possui carência de elétrons em sua camada externa, e no outro lado, com fósforo, formando um n-Silício, que possui um excesso de elétrons em sua camada externa. Essa barreira criada inibe a migração livre de elétrons entre as camadas, o que possibilita uma manipulação do caminho que eles podem percorrer. Se essas camadas forem conectadas por um contato em um circuito externo, os elétrons irão se movimentar através dele (DUFFIE; BECKMAN, 2013). Uma ilustração da célula solar está descrita na Figura 6.

O movimento dos elétrons no circuito externo e nos contatos é chamado de corrente elétrica. Os fótons que não possuem energia suficiente para remover um elétron da camada de valência do semicondutor, viajam através da célula solar e são absorvidos na parte traseira do módulo em forma de calor (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Como pontos fortes dessa tecnologia, pode-se destacar: (i) Conversão direta da radiação solar em eletricidade; (ii) Não possui partes mecânicas móveis; (iii) Não produz ruído; (iv)

Figura 6 - Princípio básico de uma célula solar.

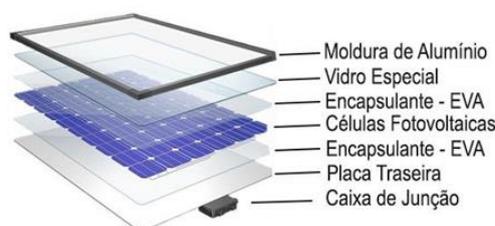


Fonte: Adaptado de (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

Não emite poluentes durante a sua operação; (v) Longo ciclo de vida dos módulos fotovoltaicos; (vi) A fonte de energia é gratuita e inesgotável; e (vii) Capacidade de produção modular, que vão desde alguns Watts até Megawatts (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005). Entretanto, os pontos negativos são: (i) A fonte de energia é difusa, possuindo uma densidade energética relativamente baixa; (ii) Alto custo inicial de instalação; (iii) Produção horária/diária imprevisível; e (iv) Falta de capacidade de armazenamento de energia eficiente e econômica (LUQUE; HEGEDUS, 2011).

Para aplicações práticas, as células solares são empacotadas em módulos que contêm um número finito de células solares conectadas em série. O módulo fotovoltaico cumpre dois propósitos: proteger as células fotovoltaicas do ambiente e fornecer uma tensão mais alta do que uma célula unitária conseguiria (GOETZBERGER; HOFFMANN, 2005). A montagem final de um módulo é o encapsulamento. Este é constituído de um sanduíche de vidro temperado de alta transparência onde há um acetato de etil vinila (também conhecido como EVA), o qual é estabilizado para a radiação ultravioleta. As células fotovoltaicas, abaixo possuem uma nova camada de EVA estabilizado e um filme posterior isolante, comumente o Tedlar®. O módulo é produzido por um processo de laminação, que é realizado a temperaturas de 120 a 150°C e posterior cura. Após, o sanduíche laminado é colocado em uma moldura de alumínio anodizado e recebe a caixa de conexões elétricas, finalizando o módulo fotovoltaico, conforme exibido na Figura 7 (PINHO; GALDINO et al., 2014).

Figura 7 - Construção típica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de <<https://www.dupont.com/products/what-makes-up-a-solarpanel.html>> acesso em 30 de março de 2021.

As propriedades físicas de cada camada descrita anteriormente podem ser verificadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Propriedades físicas das camadas constituintes de um módulo fotovoltaico.

Propriedade física	Símbolo	Vidro	EVA	Células de Silício	Tedlar®
Calor específico (J/(kg K))	$C_p$	790	1675	700	1090
Espessura (mm)	$\delta$	3,2	0,5	0,4	0,33
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho$	2500	1070	2330	1500
Condutividade térmica (W/(m K))	$k$	1,8	0,35	148	0,35
Emissividade	$\varepsilon$	0,85	-	-	0,9
Absortividade	$\alpha$	0,018	-	-	-
Transitividade	$\tau$	0,95	-	-	-

Fonte: Adaptado de (MA et al. 2019).

As dimensões comercialmente típicas, nesta época, são de módulos com aproximadamente 2,0 m de comprimento, 1,0 m de largura e 30 mm de espessura. No quesito elétrico, as potências comumente encontradas são de 500 W.

### 3.2 FUNDAMENTOS DE COLETORES TÉRMICOS SOLARES

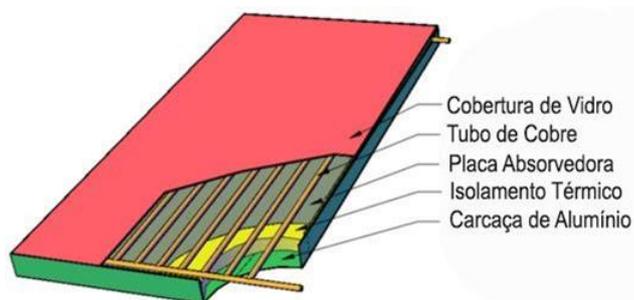
Um coletor solar é um tipo especial de trocador de calor que transforma diretamente a energia solar em calor, através do aquecimento de um fluido (geralmente água, ar ou óleo). Este, pode ser utilizado diretamente ou direcionado para um tanque de armazenamento de energia térmica de onde é retirado para uso à noite ou em dias nublados (DUFFIE; BECKMAN, 2013).

Os coletores solares podem ser classificados em duas categorias: concentradores e não concentradores. O coletor concentrador geralmente possui um sistema de rastreamento do sol e suas superfícies são côncavas e reflexivas para capturar e focar a radiação solar em um feixe de luz. Isto ocasiona o aumento do fluxo de radiação e permite atingir altas temperaturas. Devido à esta característica, são utilizados para a geração de vapor, pois a temperatura do fluido ultrapassa facilmente os 200 °C. Diferentemente, os coletores não concentradores no geral são planos, e podem fornecer energia em temperaturas moderadas, até 100 °C acima da temperatura ambiente. Os coletores solares planos, usam as componentes da radiação direta e difusa e não requerem rastreamento do Sol, além de necessitarem pouca manutenção. Ademais, sua construção é mais simples do que os coletores concentradores e são amplamente utilizados para aquecimento de água residencial e comercial (KALOGIROU, 2004).

Os principais componentes de um coletor plano são ilustrados na Figura 8. Ao passar pelo vidro transparente, a radiação solar incide sobre a superfície de um metal com alta absorvibilidade e alta condutividade térmica (geralmente cobre ou alumínio), revestido com tinta preta. Este absorve grande parte dessa energia e a transfere para o fluido de transporte no interior dos tubos, que posteriormente é conduzido para o uso final ou para o armazenamento térmico. O vidro é utilizado para mitigar as perdas por convecção da placa absorvedora por meio de uma camada de ar estagnada entre a placa e o vidro. As perdas por radiação também são reduzidas. O vidro é transparente à radiação de onda curta emitida pelo Sol, porém quase opaca à radiação de onda longa refletida pela placa absorvedora, o que caracteriza um efeito estufa local. A parte inferior e as laterais do coletor são isoladas para reduzir as perdas por condução e convecção. Além disso, os tubos por onde percorre o fluido, podem ser soldados à placa absorvedora ou serem parte integrante da placa (DUFFIE; BECKMAN, 2013; KALOGIROU, 2004).

As dimensões comercialmente típicas para um coletor térmico solar plano variam entre 1,0 e 2,0 m de comprimento com largura entre 0,70 e 1,0 m.

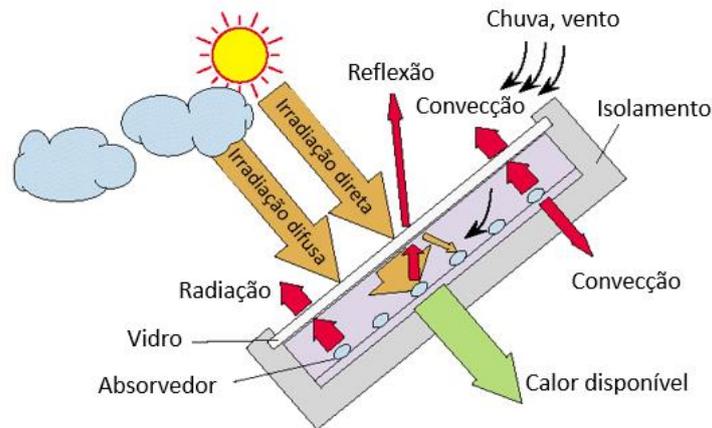
Figura 8 - Construção típica de um coletor térmico solar.



Fonte: Adaptado de (AZHA et al., 2020).

Os mecanismos de transferência de calor envolvidos em um coletor de calor solar térmico são descritos na Figura 9. As setas alaranjadas indicam a incidência das irradiações direta e difusa, que correspondem a energia total recebida pelo coletor. As perdas devido a ineficiência do sistema são indicadas pelas setas vermelhas, e correspondem as perdas por reflexão do vidro, radiação e convecção. Por fim, a seta verde indica o calor útil absorvido pelo coletor solar térmico.

Figura 9 - Mecanismos de transferência de calor em um coletor solar térmico.



Fonte: adaptado de [https://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index\\_e.php](https://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index_e.php)

As propriedades físicas dos componentes de um coletor solar típico são exibidas na Tabela 2.

Tabela 2 - Propriedades físicas de um coletor térmico solar.

Propriedade física	Símbolo	Vidro	Absorvedor	Fluido	Isolante
Calor específico (J/(kg K))	$C_p$	840	385	4183	800
Espessura (mm)	$\delta$	4	1	-	50
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho$	2500	8954	996,7	32
Condutividade térmica (W/(m K))	$k$	1,8	400	0,6	0,4
Absortividade	$\alpha$	0,06	0,95	-	-

Fonte: Adaptado de (KOHOLÉ; FOHAGUI; TCHUEN, 2022)

### 3.3 FUNDAMENTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS-TÉRMICOS PV/T

Um coletor fotovoltaico-térmico (PV/T) se trata de um módulo fotovoltaico que não produz somente eletricidade, mas também atua como um coletor térmico. Neste caso, eletricidade e calor são produzidos simultaneamente. A eficiência desses sistemas é sempre maior do que a dos sistemas independentes e são uma alternativa interessante para construções integradas, principalmente quando o espaço é um fator limitante. Além disso, não há necessidade de alterações importantes na infraestrutura, quando instalados em telhados. Outro fator importante é o tempo de retorno de investimento reduzido quando se utiliza um sistema combinado do tipo PV/T. Estes sistemas possuem uma grande gama de aplicações que utilizam baixas temperaturas, partindo desde o aquecimento de água para uso residencial até o aquecimento de ar de edifícios comerciais (TIAN; ZHAO, 2013; TYAGI; KAUSHIK; TYAGI, 2012).

A forma mais básica e simples de construir um módulo PV/T é acoplar na traseira de um módulo fotovoltaico um trocador de calor. Desse modo, o fluido que circula no interior do trocador remove o calor excedente das células fotovoltaicas, reduzindo sua temperatura de operação e, conseqüentemente, diminuindo as perdas térmicas do módulo (LOPEZ et al., 2012).

### 3.3.1 CLASSIFICAÇÃO E TIPOS DE COLETORES PV/T

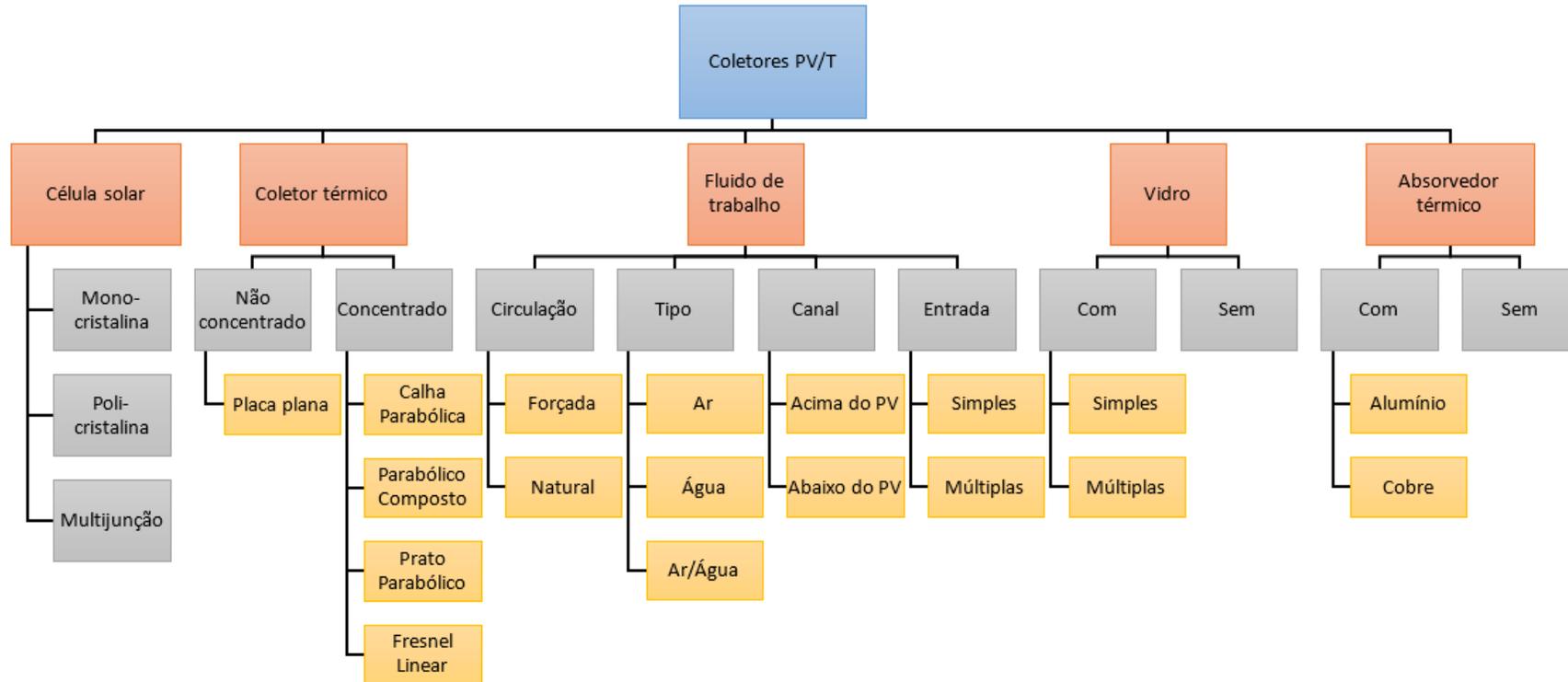
Os sistemas PV/T híbridos podem ser categorizados de diferentes maneiras. Uma possível classificação está apresentada por Herez et al. (2020) e esquematizada na Figura 9.

Como se pode notar, a classificação de um sistema PV/T pode ser dividida em cinco grandes grupos, sendo eles: célula solar utilizada, coletor térmico, fluido de trabalho, vidro e absorvedor térmico. Cada grupo desses possui classificações internas, conforme descrito a seguir.

Ao respeito das células solares, as mais utilizadas para a produção de módulos fotovoltaicos são as de Silício monocristalino, Silício policristalino e multi-junção. As células monocristalinas são mais eficientes, porém mais caras devido à complexidade de formar um único cristal. Já as células policristalinas são menos eficientes, porém mais baratas. A célula do tipo multi-junção é composta por três semicondutores, sendo o germânio, o fosfeto de índio e gálio e arseneto de índio e gálio. Ela é mais eficiente e menos sensível à variação de temperatura, porém é uma tecnologia relativamente nova (HEREZ et al, 2020).

Assim como nos coletores puramente térmicos, nos sistemas PV/T os coletores térmicos podem ser classificados em coletores concentradores e não concentradores (HEREZ et al, 2020). Os não concentradores são formados por uma placa plana, uma cobertura transparente, tubos, fluido de trabalho (geralmente água ou ar), isolante térmico e estrutura de proteção. São utilizados para aplicações que requerem baixas temperaturas, geralmente abaixo de 100 °C. Os coletores concentradores podem ser de calhas parabólicas, recobertas por um material reflexivo, que concentram a radiação solar em um feixe, focalizado em uma tubulação na qual o fluido de trabalho circula. Os coletores parabólicos compostos são construídos utilizando duas calhas parabólicas, vedadas por um vidro transparente na parte superior, um absorvedor e isolamento ao redor das passagens dos fluidos. Os coletores de pratos parabólicos são formados por espelhos refletores que direcionam a luz solar para um receptor que contém água armazenada. Além disso, também possuem um sistema de rastreamento do Sol. Os coletores Fresnel Linear são compostos por uma série de espelhos lineares, que rastreiam o Sol e direcionam um feixe de radiação a um tubo no topo de uma torre, que contém o fluido de trabalho. Geralmente, os coletores concentradores atingem temperaturas mais elevadas, geralmente acima de 200 °C.

Figura 10 - Classificação de coletores PV/T.



Fonte: Adaptado de (HEREZ et al, 2020).

Com respeito ao fluido de trabalho, este pode ser deslocado dentro da tubulação por via natural ou forçada. A circulação forçada é mais eficiente que a circulação natural, porém, é necessário adicionar a potência da bomba ao circuito, o que reduz a eficiência elétrica do sistema. Outra classificação referente ao fluido de trabalho é exatamente sobre o tipo de fluido que pode ser utilizado. O ar é mais indicado para secagem ou aquecimento de espaços. Suas características físicas são limitadas pelas suas baixas densidade e condutividade térmica, além de calor específico reduzido. Por outro lado, a água é mais eficiente que o ar. Suas propriedades físicas podem ser mais bem aproveitadas para a troca de calor. Porém, os custos com manutenção e isolamento térmico nos tubos é mais alto, quando comparado ao ar. Além dessas características, outra pode ser destacada, que consiste no local onde os canais por onde circula o fluido de trabalho se encontram, podendo ser acima ou abaixo do módulo fotovoltaico.

O vidro de recobrimento é um componente vital para um coletor PV/T, pois protege os módulos das intempéries e de impactos. Por outro lado, a utilização de um vidro para recobrimento reduz a absorção das células fotovoltaicas, que depende da transmissividade do material. O recobrimento com vidro é essencial para maximizar a produção de energia térmica, porém, apesar de não ser favorável para este sistema (HEREZ et al, 2020).

Geralmente, um sistema PV/T é construído anexando as células fotovoltaicas a um absorvedor térmico. Esse absorvedor é obrigatório para a produção da energia térmica no conjunto PV/T. O modelo do absorvedor depende do tipo de coletor solar utilizado, porém, em termos de materiais, comumente são utilizados o alumínio e o cobre, por possuírem boa resistência à corrosão e alta condutividade térmica.

### 3.4 TRABALHOS REALIZADOS SOBRE PV/T

Os sistemas PV/T têm sido objeto de intenso estudo ao longo dos anos pelos pesquisadores, em busca de materiais e sistemas que aumentem tanto seu desempenho elétrico, quanto térmico. Assim, destacam-se as análises realizadas e comparações experimentais entre um PV/T com fluxo de água em uma serpentina espiral, para geração de energia elétrica e água quente, com um PV/T que utiliza tubos retangulares de passo simples, e ar como fluido de trabalho para gerar eletricidade e ar quente. Ambas as comparações são realizadas utilizando módulos PV de Silício policristalino. O fluxo mássico de água foi de 0,011 kg/s, enquanto o fluxo mássico de ar foi de 0,0754 kg/s. Foi verificado que o escoamento em espiral para o absorvedor de placa plana atingiu 64% de eficiência térmica e 11% de eficiência elétrica (IBRAHIM; JIN, 2009).

Os desempenhos elétrico e térmico de vários conceitos de PV/T de placa plana para aquecimento de água para uso residencial foram avaliados por meio da simulação numérica, usando um simples modelo 2D térmico. Quatro trabalhos da literatura foram utilizados como base para a obtenção de uma nova configuração de PV/T. As características envolvem células de silício policristalinos e monocristalinas, diferentes métodos de fixação do absorvedor térmico por meio de colas, prensagem mecânica e laminação do sanduíche fotovoltaico/térmico, tipo de absorvedor como placa e tubo ou caixa plana, além de propriedades óticas do vidro. A melhor configuração a que se chegou foi utilizar células monocristalinas com propriedades óticas otimizadas, método de fixação do absorvedor por laminação e um absorvedor de alumínio com geometria otimizada, além de incluir um vidro de alta transmitância. A partir desta configuração, um protótipo foi projetado, construído e testado. Como resultado deste modelo foram obtidas eficiências elétrica e térmica de 8,7% e 79%, respectivamente, conduzindo a uma eficiência global de aproximadamente 88% (DUPEYRAT et al., 2011).

Trabalhos experimentais, mostram que as características dos fluidos de um sistema PV/T são de grande importância para o seu bom funcionamento. Desta forma, dois sistemas PV/T, um envidraçado e outro não, foram avaliados com diferentes fluidos de trabalho, como: água pura, água com 50% de etilenoglicol e etilenoglicol puro, integrados a uma camada de um material de mudança de fase, como acumulador de energia térmica. As eficiências elétrica e térmica envolvendo apenas o uso de água de pura em módulos não envidraçados foram de 14 e 71%, respectivamente; e nos módulos envidraçados foram de 13% para a elétrica e 74% para a térmica (KAZEMIAN et al., 2020).

Um modelo geométrico de dupla oscilação como absorvedor térmico foi projetado e simulado, sendo posteriormente construído e validado. Utilizando o software de simulação numérica ANSYS®, foram avaliadas as temperaturas de saída da água e da superfície do modelo PV/T. A variável analisada foi a vazão mássica de água através do absorvedor. O protótipo foi testado ao ar livre e os resultados comparados com os obtidos por simulação. As eficiências térmica e elétrica médias obtidas foram de aproximadamente 60 e 11%, respectivamente, a uma taxa de 6 litros por minuto de água (MISHA et al., 2020).

Os desempenhos térmico, elétrico e estrutural de um módulo fotovoltaico, em certas condições meteorológicas, podem ser estimados com o auxílio de um modelo multifísico. Utilizando o mesmo modelo é possível avaliar o resfriamento do módulo fotovoltaico, com o qual pode-se analisar o impacto na geração de energia elétrica gerada pelo aumento da temperatura do módulo. O estudo realizado por (SIDDIQUI; ARIF, 2013) avaliou as condições climáticas em quatro dias de dados solarimétricos da cidade de Jeddah, na Arábia Saudita. A simulação do modelo elétrico foi

realizada no software *MatLab*®. O módulo fotovoltaico simulado foi um monocristalino e o modelo utilizado foi o de sete parâmetros, que apresenta melhores resultados em radiações abaixo de 500 W/m<sup>2</sup>. As simulações térmica e mecânica foram realizadas no *software Ansys*® *CFX* e *Ansys*® *Mechanical*. Como resultados da simulação, foi descoberto que as tensões mecânicas são aproximadamente dez vezes menores no modelo com resfriamento acoplado. Além disso, a eficiência elétrica foi maior no modelo resfriado, sendo aproximadamente quatro pontos percentuais superior ao modelo sem resfriamento.

Outro estudo experimental, porém, realizado na Índia, comparou o desempenho de um módulo PV/T associado a uma camada de material de mudança de fase. Utilizando um absorvedor de alumínio e uma serpentina de cobre, e no lugar de um isolante térmico, foi utilizado um material de mudança de fase, envolto na serpentina. O experimento considerou as condições meteorológicas daquele país. A eficiência térmica média obtida foi de 27%, enquanto a eficiência elétrica foi de 14%, totalizando uma eficiência geral de aproximadamente 40% (MAATALLAH; ZACHARIAH; AL-AMRI, 2019).

A análise do desempenho energético de um sistema de aquecimento predial foi realizada a partir de sua combinação com um coletor PV/T integrado à cobertura de um edifício experimental. O coletor utilizado foi do tipo não envidraçado, com absorvedor de tubos paralelos, empregando a água como fluido de trabalho, com células fotovoltaicas do tipo monocristalinas, gerando 1,5 quiloWatt pico de potência (kWp). A eficiência térmica média obtida foi aproximadamente 30%, enquanto a eficiência elétrica média foi de 17% (KIM et al., 2014).

Como o sistema PV/T é composto por várias partes, algumas modificações de materiais e modos de funcionamento podem alterar significativamente os resultados de desempenho. Desta forma, um dos estudos realizados e encontrados na literatura, consistiu na avaliação experimental de um sistema PV/T com células monocristalinas, utilizando três modos de circulação do fluido de trabalho. Não foi informado o tipo de absorvedor térmico. Um dos sistemas utilizou circulação natural, outro bombas de circulação comuns e por fim, o último usou uma bomba acionada diretamente por um módulo fotovoltaico. Este, possui sua potência e capacidade de circulação associada à quantidade de radiação incidente ao longo do dia. Entre os três sistemas, o que utilizou a circulação natural alcançou maior eficiência energética total, 70%, e eficiência exergética de 13% (FU; LI; LI, 2019).

As simulações de sistemas PV/T, envidraçado e não envidraçado, utilizando água como fluido de trabalho, também foram objetos de estudo. Avaliaram-se os regimes laminar e turbulento, além do impacto da irradiação solar, fator de empacotamento, número de Reynolds e geometria do coletor, baseado no desempenho energético e exergético. O PV/T utilizado foi do tipo

placa e tubo, validado com base em dados da literatura e foi obtida a maior eficiência térmica média no sistema envidraçado, 63%. A simulação foi realizada utilizando um modelo unidimensional, solucionado pelo método de Runge-Kutta de quarta ordem, onde se avaliou a energia e a exergia em regime quasi-permanente. As propriedades termofísicas foram utilizadas em função da temperatura. Os resultados obtidos demonstraram que a eficiência exergética é afetada pelo fator de empacotamento, número de Reynolds e comprimento do coletor. O regime laminar permite uma maior eficiência exergética total, enquanto o regime turbulento do fluido permite uma maior eficiência energética (YAZDANIFARD; EBRAHIMNIA-BAJESTAN; AMERI, 2016).

Juntamente com os materiais e modos de funcionamento dos sistemas PV/T, softwares de acompanhamento, avaliação e simulação são importantes para conduzir os testes, além de preverem melhorias e reduzirem perdas que possam surgir. Desta forma, o software COMSOL® foi utilizado para avaliar numericamente um sistema PV/T. Foram considerados os efeitos de diferentes níveis de alta radiação, entre 1000 W/m<sup>2</sup> e 5000 W/m<sup>2</sup> e de vazão de fluido de trabalho de um PV/T, em função da temperatura da célula fotovoltaica, temperatura de saída de fluido e energia elétrica-térmica gerada. Um modelo tridimensional foi gerado e os resultados foram validados utilizando dados da literatura. As eficiências elétrica, térmica e geral obtidas foram 10,6, 71 e 81,6%, respectivamente (NASRIN; HASANUZZAMAN; RAHIM, 2018).

O comportamento de um PV/T é inerentemente dinâmico. Sendo assim, ao utilizar uma modelagem por volume de controle baseada em diferenças finitas e, considerar cada camada do PV/T como um nó, se pode avaliar resultados com base horária em regime transiente e verificar qual a resposta do sistema à grandes variações de irradiação, velocidade do vento e de vazão mássica. Além disso, as variáveis referentes à qualidade da junta entre absorvedor e módulo fotovoltaico e a vazão mássica afetam diretamente as eficiências elétrica e térmica, a quais podem ser reduzidas em 1 e 10% respectivamente, a depender dos parâmetros analisados (CHOW, 2003).

Uma configuração de PV/T utilizando água como fluido para remoção de calor foi testada por Abdin e Rachid (2021), empregando tubos paralelos e uma abordagem por gráficos de ligação que representam transferências térmicas. Ao desenvolver um modelo dinâmico não linear, em uma simulação unidimensional para buscar uma aproximação razoável do sistema, alguns parâmetros geométricos do sistema podem ser testados e os resultados comparados com trabalhos numéricos e experimentais da literatura. O sistema foi resolvido utilizando o *software MatLab®* e a função *ode45*. Como resultado, descobriu-se que o aumento da espessura de isolamento causa um leve aumento da temperatura de saída do fluido de trabalho e, que após 0,140 m de espessura de isolamento as perdas térmicas são constantes.

Outro estudo experimental foi realizado em um sistema contendo um PV/T não

envidraçado, com módulos policristalinos, sistema de absorvedor de placa e tubo, um tanque de armazenamento, um controlador da bomba de água, a tubulação e a bomba de água e a performance diária foi avaliada. Os dados foram coletados em intervalos de cinco segundos. A eficiência térmica e elétrica média obtidas foram, respectivamente de 43 e 13% e a temperatura máxima obtida no interior do tanque foi de 40 °C com uma variação de temperatura de 14 °C em relação a temperatura de entrada do fluido (HUANG et al., 2013).

Um sistema híbrido PV/T envidraçado, foi testado em condições ambientais da cidade de Nova Deli, entre fevereiro e abril de 2007. Este estudo possui o diferencial de possuir um PV/T parcial acoplado em um PV. Uma expressão analítica também foi desenvolvida para caracterizar os dados obtidos do experimento. Como resultado, a temperatura máxima do fluido interno do tanque chegou à 60 °C e eficiência elétrica do módulo fotovoltaico atingiu 11%. A porcentagem de potência líquida, calculada como a diferença entre o total gerado pelo PV e a potência consumida pela bomba de água do PV/T foi de 78%. Esses resultados corroboram com a validação de sistemas híbridos (DUBEY; TIWARI, 2008).

Um estudo envolvendo diferentes formas de soluções numéricas foi realizado por (ZONDAG et al., 2002). Foram testados quatro modelos diferentes, sendo um tridimensional dinâmico, um tridimensional estacionário, um bidirecional e um unidimensional. Para validação das simulações, um protótipo PV/T envidraçado foi construído, o qual era composto por células fotovoltaicas policristalinas, um absorvedor do tipo placa e tubo, com a geometria de uma serpentina. Foi observado que para a estimativa do rendimento diário, o modelo unidimensional possui um desempenho semelhante ao modelo tridimensional dinâmico, o qual demora mais tempo para ser resolvido. Por outro lado, os modelos bi e tridimensionais podem ser facilmente adaptados para outras configurações de PV/T.

Outro estudo envolvendo uma aplicação prática, a qual consistiu em inserir um PV/T em um processo de pasteurização de leite foi realizado na Turquia, utilizando células monocristalinas, um absorvedor de cobre e tubos dispostos transversalmente. Além disso, todos os outros componentes do sistema de pasteurização foram instalados e incluídos no sistema, a fim de obter dados sobre o desempenho do PV/T. Se observou que ao aumentar a vazão do sistema de 120 l/h para 150 l/h, o tempo para pasteurização foi reduzido. O consumo de energia do PV/T foi aproximadamente 73% menor, quando comparado com um sistema convencional. No geral, o sistema com PV/T reduziu aproximadamente 9% a energia total consumida por quilo de leite pasteurizado (AKMESE; OMEROGLU; COMAKLI, 2021).

A avaliação de diferentes fluidos de trabalhos utilizados em PV/T foi objeto de estudo de Karaaslan e Menlik (2021). Por meio de análise numérica tridimensional e utilizando o

*software ANSYS Fluent 18.2*, foi avaliado o desempenho de um PV/T do tipo placa e tubo em formato de serpentina utilizando nanofluidos, híbrido e mono composto, e comparado com água. A velocidade de entrada do fluido foi variada a fim de encontrar a melhor relação de troca de térmica. Como resultado, foi observado que utilizar o nanofluido híbrido aumenta a eficiência térmica em 5.4% em relação a água.

Uma análise dinâmica, com abordagem simplista, utilizando diretamente o fluido de trabalho em contato com o módulo fotovoltaico foi realizada experimentalmente no norte do Irã. O protótipo consistiu em um módulo fotovoltaico monocristalino acoplado em uma caixa retangular com água. O sistema atingiu uma eficiência térmica média de 49%. A eficiência elétrica do PV/T chegou a ser 21% maior do que no módulo puramente elétrico (RAHAEI; RAFEE; ZARGARABADI, 2021).

Um modelo de PV/T tridimensional, dinâmico, composto por um absorvedor placa e tubo, com interesse na avaliação anual de geração elétrica e fornecimento de água aquecida para uso doméstico foi avaliado. Foram utilizados dados reais do clima. O modelo considera o efeito não uniforme da distribuição de temperatura na superfície das células solares. Como resultados, se descobriu que o sistema alimentado por dados climáticos coletados a cada minuto é altamente dependente dos parâmetros de controle, como operação da bomba, temperatura do termostato, vazão mássica, para responder adequadamente às variações climáticas (GUARRACINO et al., 2016).

O propósito do presente trabalho é acoplar dois modelos da literatura, sendo um correspondente à parte elétrica e outro, à parte térmica, de um módulo combinado PV/T, o qual utiliza água como fluido de trabalho. O acoplamento foi realizado utilizando o método numérico de Runge-Kutta de quarta ordem, do qual foi possível estimar as temperaturas em cada camada do PV/T. A solução para a parte elétrica foi obtida utilizando dados apresentados em catálogos de fabricantes de módulos fotovoltaicos, enquanto a solução para a parte térmica foi obtida via balanço de energia unidimensional para cada camada que compõe o PV/T. A potência elétrica transferida do modelo elétrico para o modelo térmico foi calculada extraindo o ponto de máxima potência das diferentes curvas I-V geradas para o módulo fotovoltaico, em função da temperatura do PV atual e da irradiação.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os principais conceitos para a compreensão do trabalho desenvolvido, os quais partiram do efeito fotovoltaico, os coletores solares térmicos e o acoplamento entre ambos, obtendo uma forma de aproveitamento híbrido da energia solar. Por fim, foram apresentados alguns trabalhos realizados, experimentais e numéricos que estudaram sistemas PV/T.

## 4 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a descrição dos métodos utilizados no desenvolvimento do sistema proposto. Portanto, serão apresentadas a formulação matemática e as principais características que devem ser analisadas de um módulo fotovoltaico, do coletor solar térmico, além do fluxograma de como a formulação numérica juntamente a implementação do programa será realizado.

### 4.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Os métodos analíticos são soluções baseadas em equações matemáticas, geralmente desenvolvidas de maneira manual, nas quais são definidas variáveis de entrada para calcular uma ou mais variáveis de saída. É uma metodologia simples, de baixo custo e baixa complexidade, a qual proporciona uma resposta rápida e direta, após a solução das equações. Entretanto, a aplicação destes métodos é limitada para casos práticos, dadas as condições idealizadas ou condições específicas em que geralmente um problema pode ter solução analítica. A seguir, será apresentada a formulação matemática dos modelos elétrico e térmico para o módulo fotovoltaico híbrido.

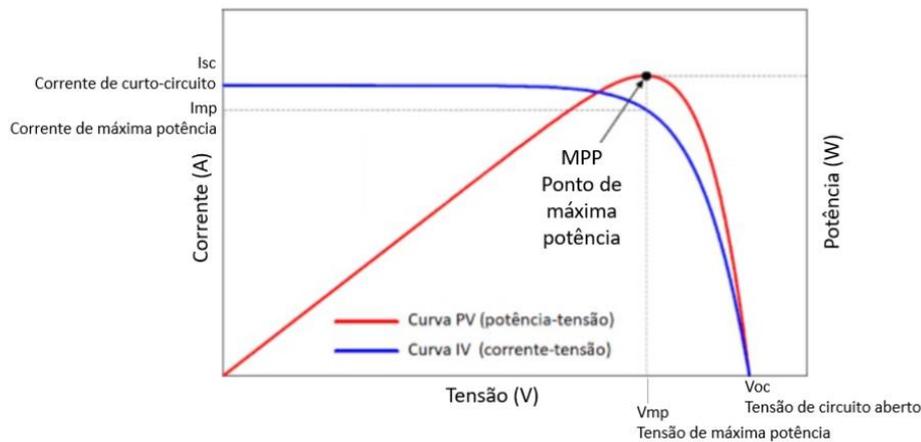
#### 4.1.1 Modelo elétrico

A forma mais popular para modelar uma célula fotovoltaica é utilizar um modelo de circuito elétrico equivalente. O problema para encontrar os parâmetros dos modelos do circuito são tratados como estimativas de otimização não linear, visto que a principal característica de uma célula fotovoltaica é a sua curva I-V, que conforme será demonstrada a seguir, é não linear (ZAHARATOS; CAMPANELLI; TENORIO, 2015). Os catálogos fornecidos pelos fabricantes trazem como informação a curva I-V nas condições padrão de teste – do inglês, *Standard Test Conditions* (STC) – que representam uma irradiação  $G$  de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . É importante notar os três pontos principais que são fornecidos por essa curva, sendo eles: a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) e o ponto de máxima potência (MPP). Tais parâmetros são obtidos conforme Figura 11.

A solução dos modelos deve fornecer parâmetros precisos, ou os mais próximos possíveis dos dados experimentais obtidos pelo fabricante, contidos na especificação técnica do módulo fotovoltaico. Além disso, deve ser robusto o suficiente para ser aplicado a vários conjuntos de dados diferentes, com baixo custo computacional (HANSEN, 2015). A seguir, são apresentadas

algumas modelagens desenvolvidas para estudo das curvas I-V de um módulo fotovoltaico, partindo do modelo ideal, para o modelo de um diodo, e finalizando no modelo de dois diodos. A ênfase deste trabalho está no modelo de 1 diodo e duas resistências, conhecido por modelo de cinco parâmetros.

Figura 11 - Curva I-V e P-V padrão de um módulo fotovoltaico.



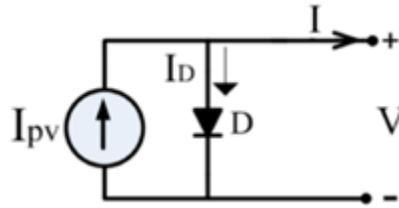
Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2009).

A representação mais simples de um modelo de circuito equivalente ideal para um módulo fotovoltaico segue a linha do equacionamento para diodos, o qual possui uma fonte de corrente e um diodo, conforme ilustrado na Figura 12. A fonte de corrente, neste caso, é oriunda do efeito fotovoltaico, que na presença de radiação solar possui o seguinte modelo matemático da equação (1) (RAUSCHENBACH, 1980):

$$I_{PV} = (I_{PV,STC} + K_I \cdot (T - T_{PV,STC})) \cdot \frac{G}{G_{STC}} \quad (1)$$

Onde  $I_{PV}$ ,  $I_{PV,STC}$ ,  $G_{STC}$ ,  $K_I$  e  $T_{PV,STC}$  representam o valor da fotocorrente gerada na condição analisada, a fotocorrente, a irradiação, o coeficiente de temperatura da fotocorrente e a temperatura em condições de teste padrão, respectivamente. As variáveis  $T$  e  $G$  correspondem à temperatura e à irradiação no ponto em que se deseja calcular  $I_{PV}$ .

Figura 12 - Modelo de circuito equivalente para célula fotovoltaica ideal.



Fonte: Adaptado de (JORDEHI, 2016)

Sem a presença do efeito fotovoltaico, o circuito é equacionado com base na corrente do diodo, conforme a equação (2) (RAUSCHENBACH, 1980):

$$I_D = I_S \cdot \left( \exp \left( \frac{qV_D}{ak_bT} \right) - 1 \right) \quad (2)$$

Onde  $I_D$ ,  $V_D$  são a corrente e a tensão do diodo, respectivamente,  $I_S$  é a corrente de saturação do diodo,  $a$  é o fator de idealidade do diodo,  $q$  é a carga absoluta do elétron,  $T$  é a temperatura do ponto que se deseja analisar e  $k_b$  é a constante de Boltzman.

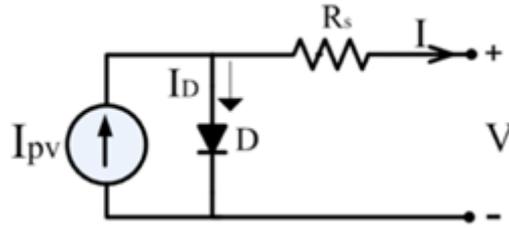
Por fim, o modelo para definição da corrente resultante do circuito ideal é representado pela subtração de (1) e (2), conforme a equação (3):

$$I = I_{PV} - I_S \cdot \left( \exp \left( \frac{qV_D}{ak_bT} \right) - 1 \right) \quad (3)$$

O modelo ideal de célula fotovoltaica possui algumas limitações, como por exemplo, não considerar os fenômenos físicos observados, como a resistência entre a união das células fotovoltaicas e a corrente de fuga gerada no interior da própria célula (JORDEHI, 2016). Porém, é importante ser apresentado para explicar os conceitos por trás de modelagens mais avançadas.

Um modelo mais realista, que considera a resistência de contato entre o silício e as superfícies dos eletrodos, bem como a própria resistência destes são levadas em consideração e modeladas como uma resistência em série, adicionada ao circuito ideal, conforme Figura 13, denotada por  $R_s$ . Desse modo, a equação para a corrente de saída do módulo se torna (4), também conhecida como “equação de quatro parâmetros” (RAUSCHENBACH, 1980).

Figura 13 - Modelo de circuito equivalente com adição da resistência  $R_s$ .

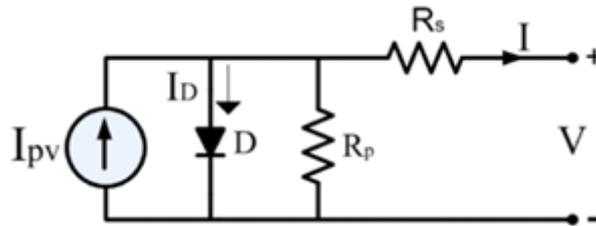


Fonte: Adaptado de (JORDEHI, 2016).

$$I = I_{PV} - I_S \cdot \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{ak_b T} \right) - 1 \right) \quad (4)$$

Ainda, se pode adicionar mais características físicas ao modelo matemático, incluindo, por exemplo, a corrente de fuga da junção P-N do módulo, a qual é representada por uma resistência em paralelo  $R_p$  no circuito equivalente, conforme Figura 14. Esse modelo é conhecido como “modelo de cinco parâmetros”, e é um dos mais utilizados devido ao seu equilíbrio entre custo computacional e precisão, conforme equação (5) (RAUSCHENBACH, 1980; JORDEHI, 2016).

Figura 14 - Modelo de circuito equivalente com adição da resistência  $R_p$ .

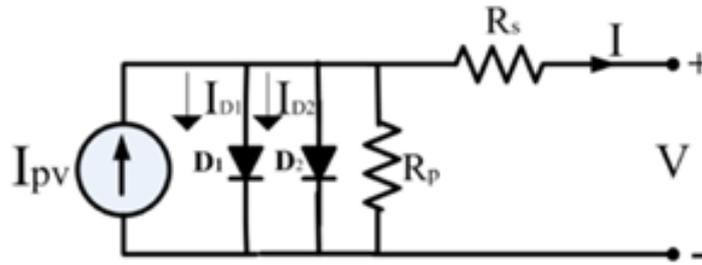


Fonte: Adaptado de (JORDEHI, 2016).

$$I = I_{PV} - I_S \cdot \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{ak_b T} \right) - 1 \right) - \frac{(V + IR_s)}{R_p} \quad (5)$$

Os modelos apresentados até agora, possuem uma limitação na precisão dos resultados quando expostos a valores de irradiação menores do que  $500 \text{ W/m}^2$ , conforme poderá ser observado nos resultados obtidos no capítulo 5. Um modelo que possui uma boa aproximação para valores baixos de radiação é o modelo de dois diodos, Figura 15, conhecido como “modelo de sete parâmetros”, conforme equação (6) (WOLF; RAUSCHENBACH, 1963). Entretanto, o modelo mencionado não foi explorado neste trabalho.

Figura 15 - Modelo de circuito equivalente de dois diodos.



Fonte: Adaptado de (JORDEHI, 2016).

$$I = I_{PV} - I_{S1} \cdot \left( \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{a_1 k_b T} \right) - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left( \exp \left( \frac{q(V+IR_s)}{a_2 k_b T} \right) - 1 \right) - \frac{(V+IR_s)}{R_p} \quad (6)$$

Onde os subíndices 1 e 2 representam as características de cada diodo separadamente.

Por outro lado, a eficiência elétrica de um módulo fotovoltaico pode ser estimada utilizando a relação empírica (7) obtida por (EVANS, 1981):

$$\eta_{ele} = \eta_o (1 - \beta(T_{PV} - T_{ref})) \quad (7)$$

Onde  $\eta_o$  e  $\beta$  são a eficiência fotoelétrica nas STC e o coeficiente de temperatura das células, respectivamente. A eficiência elétrica também pode ser obtida por meio de uma definição geral de eficiência, sendo a razão entre o trabalho realizado e a quantidade de energia fornecida, conforme (8):

$$\eta_{ele} = \frac{VI}{AG} \quad (8)$$

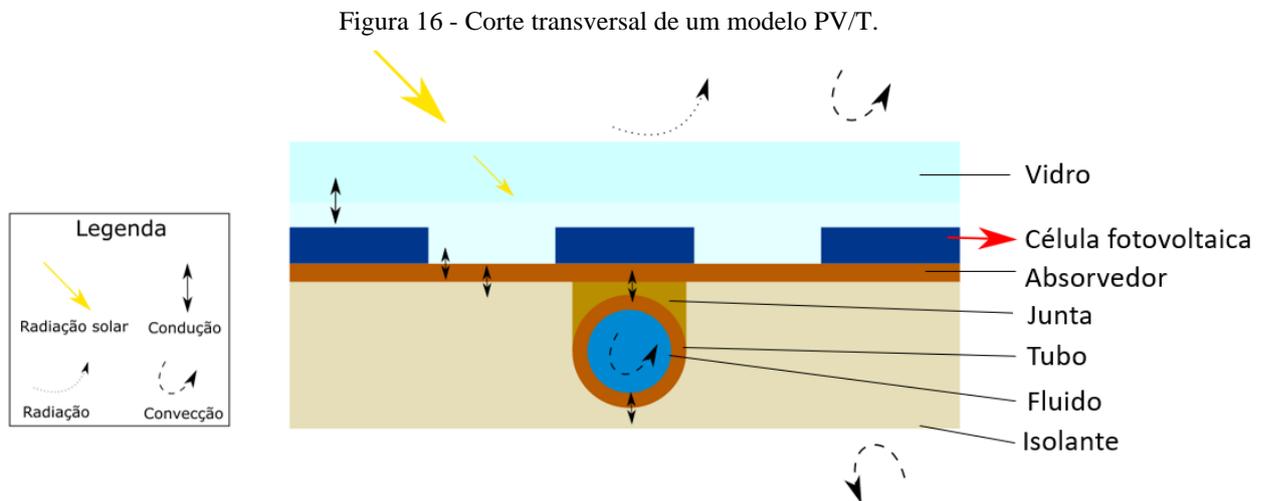
Onde  $V$  e  $I$  correspondem à tensão e a corrente produzidas em determinado instante, sobre o produto entre a área do PV/T,  $A$ , e a radiação global que o atinge,  $G$ , no mesmo instante.

Conforme mencionado anteriormente, os catálogos dos módulos fotovoltaicos fornecem as informações referentes à  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $K_I$  e eficiência elétrica nas condições de teste padrão. Com estes dados, é possível simular a corrente de saída de um módulo fotovoltaico. A escolha do modelo deve ser suficiente para o problema, integrando a precisão e simplicidade necessárias para o estudo. Deste modo, o modelo elétrico utilizado neste trabalho corresponde ao modelo de cinco parâmetros, composto por um diodo e duas resistências.

#### 4.1.2 Modelo térmico

O coletor fotovoltaico-térmico híbrido consiste em um módulo fotovoltaico com um absorvedor térmico feito de uma placa metálica e um tubo alojados na estrutura de alumínio do módulo fotovoltaico, envoltos por um isolante térmico. A Figura 16 ilustra uma vista em corte de um PV/T (TOUAFEK; KHELIFA; ADOUANE, 2014).

Para representar o modelo matemático deste sistema, um balanço de energia é desenvolvido para cada camada que constitui o sistema híbrido, conforme Figura 16. Uma vez que o projeto do coletor térmico é estabelecido, as equações do balanço de energia podem ser desenvolvidas em sua forma diferencial, para posterior simulação e análise dos resultados.



Fonte: Adaptado de (REJEB et al., 2016)

O módulo PV/T da Figura 16 contém o vidro de proteção do PV, as células solares, a placa absorvedora, o tubo de passagem do fluido refrigerante, o isolante térmico, além de considerar a troca térmica entre o ambiente e o sistema PV/T. Para o cálculo do balanço de energia, as camadas podem ser separadas e seu equacionamento térmico, baseado na mudança de energia interna é descrito nas equações (9) a (20). A energia solar é absorvida pelo vidro e transferida para a célula fotovoltaica. Quando a temperatura da célula aumenta, o calor é transferido para o absorvedor e posteriormente conduzido aos tubos, onde é retirado pelo fluido de trabalho (AL-WAELI et al., 2019). Tal processo reduz a temperatura de operação das células fotovoltaicas e, paralelamente, produz energia térmica.

$$Q_{sol} = A_{vidro} G \alpha_g \quad (9)$$

Onde  $Q_{sol}$  é a energia emitida pelo Sol no coletor PV/T,  $A_{vidro}$  é a área do módulo fotovoltaico,  $G$  é a irradiação global e  $\alpha_g$  é o fator de absorvidade da célula fotovoltaica.

$$Q_{rad} = k_b \epsilon_g A_{vidro} (T_{vidro}^4 - T_{ceu}^4) \quad (10)$$

A equação (10) mostra  $Q_{rad}$ , como a energia emitida pelo céu por radiação no vidro do coletor,  $k_b$  é a constante de Stefan-Boltzmann,  $\epsilon_g$  a emissividade do vidro,  $T_{vidro}$  a temperatura na superfície do vidro e  $T_{ceu}$  a temperatura do céu, que pode ser estimada pela equação (11), proposta por (DUFFIE; BECKMAN, 2013), e escrita em função da temperatura ambiente,  $T_{amb}$ :

$$T_{ceu} = 0,0552 \cdot T_{amb}^{1,5} \quad (11)$$

A perda por convecção entre o vidro e o ambiente, pode ser definida conforme a equação (12), utilizando a equação clássica de convecção externa (INCROPERA; DEWITT; BERGMAN, 2012):

$$Q_{conv-amb\_vidro} = h_{vidro-amb} A_{vidro} (T_{vidro} - T_{amb}) \quad (12)$$

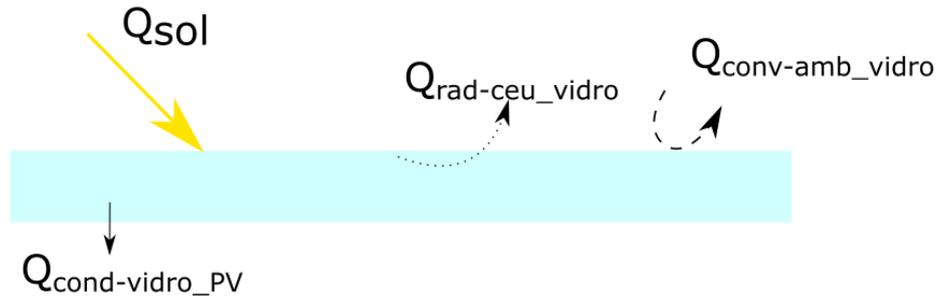
Onde  $Q_{conv-amb\_vidro}$  é a energia removida pelo ar ambiente por convecção no vidro do coletor,  $h_{vidro-amb}$  é o coeficiente de transferência de calor convectivo que depende da velocidade do vento e é expresso de acordo com a equação (13), proposta por (BHATTARAI et al., 2012):

$$h_{vidro-amb} = 2,8 + 3,0 \cdot V_{vento} \quad (13)$$

Onde  $V_{vento}$  é a velocidade média do vento, em m/s.

O balanço de energia é iniciado com a análise da camada mais superficial, de vidro, que envolve a energia recebida pelo Sol e as perdas por convecção, radiação e condução (Figura 17), conforme a equação (14):

Figura 17 - Volume de controle para a camada do vidro.

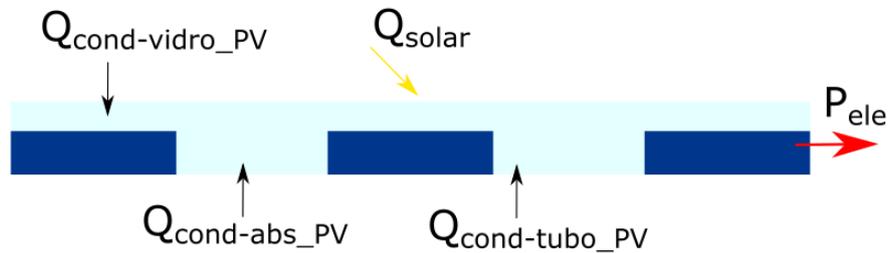


Fonte: o autor.

$$m_{vidro} C_{p_{vidro}} \frac{dT_{vidro}}{dt} = Q_{sol} - Q_{rad-amb\_vidro} - Q_{conv-ceu\_vidro} - Q_{cond-vidro\_PV} \quad (14)$$

Onde  $m_{vidro}$  corresponde à massa do vidro,  $C_{p_{vidro}}$  ao calor específico à pressão constante do vidro e  $T_{vidro}$  é a temperatura do vidro. A seguir, o volume de controle analisado é a célula fotovoltaica, conforme Figura 18 e equação (15):

Figura 18 - Volume de controle para a célula fotovoltaica.



Fonte: o autor.

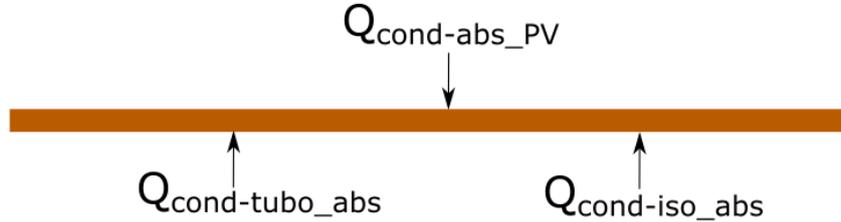
$$m_{PV} C_{p_{PV}} \frac{dT_{PV}}{dt} = Q_{cond-vidro\_PV} + Q_{cond-abs\_PV} + Q_{cond-tubo\_PV} + Q_{solar} - P_{ele} \quad (15)$$

Onde  $m_{PV}$  é a massa total do PV,  $C_{p_{pv}}$  ao calor específico à pressão constante do PV,  $T_{PV}$  é a temperatura na superfície das células fotovoltaicas e  $P_{ele}$  é a potência elétrica gerada pelas células fotovoltaicas. O termo  $Q_{cond-vidro\_PV}$  corresponde à condução de calor entre a camada do vidro e do PV,  $Q_{cond-abs\_PV}$  à condução de calor entre a camada do PV e do absorvedor térmico,  $Q_{cond-tubo\_PV}$  à condução entre PV e tubo condutor do fluido e  $Q_{solar}$  é a parcela que foi transmitida pelo vidro.

O próximo volume de controle a ser analisado é do absorvedor térmico e o seu

balanço de energia é demonstrado na Figura 19 e definido na equação (16):

Figura 19 - Volume de controle do absorvedor térmico.



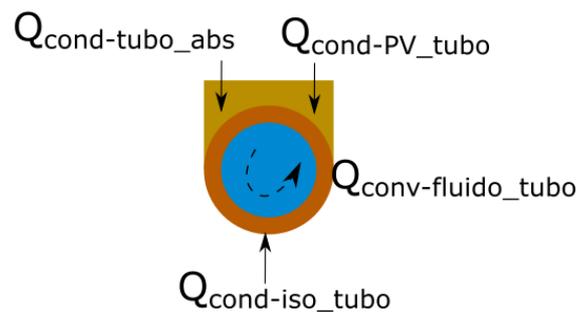
Fonte: o autor.

$$m_{abs} C_{p_{abs}} \frac{dT_{abs}}{dt} = Q_{cond-PV_{abs}} + Q_{cond-tubo_{abs}} + Q_{cond-iso_{abs}} \quad (16)$$

Onde  $m_{abs}$  é a massa do absorvedor térmico,  $C_{p_{abs}}$  é o calor específico,  $T_{abs}$  é a temperatura do absorvedor,  $Q_{cond-PV_{abs}}$  é a condução de calor entre o PV e o absorvedor,  $Q_{cond-tubo_{abs}}$  corresponde à condução de calor entre o absorvedor e o tubo condutor de fluido e  $Q_{cond-iso_{abs}}$  é a parcela correspondente à condução térmica entre o isolante e o absorvedor.

De modo análogo, a variação da energia interna do tubo (Figura 20) pode ser equacionada conforme (16):

Figura 20 - Volume de controle para o tubo.



Fonte: o autor.

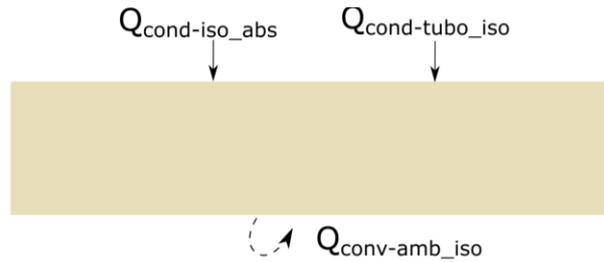
$$m_{tubo} C_{p_{tubo}} \frac{dT_{tubo}}{dt} = Q_{cond-abs_{tubo}} + Q_{cond-iso_{tubo}} + Q_{cond-PV_{tubo}} + Q_{cond-fluido_{tubo}} \quad (17)$$

Onde  $m_{tubo}$  é a massa do tubo,  $C_{p_{tubo}}$  é o calor específico,  $T_{tubo}$  é a temperatura do tubo,  $Q_{cond-abs_{tubo}}$  é a condução de calor entre o absorvedor e o tubo,  $Q_{cond-iso_{tubo}}$  corresponde à

condução de calor entre o isolante e o tubo,  $Q_{cond-PV\_tubo}$  é a parcela correspondente à condução térmica entre o PV e o tubo e  $Q_{conv-fluido\_tubo}$  é a convecção interna entre o fluido de trabalho e o tubo.

Da mesma forma, o balanço de energia para a camada de isolante (Figura 21) pode ser realizado, conforme (18):

Figura 21 - Volume de controle do isolante térmico.



Fonte: o autor.

$$m_{iso}Cp_{iso}\frac{dT_{iso}}{dt} = Q_{cond-abs\_iso} + Q_{cond-tubo\_iso} + Q_{conv-amb\_iso} \quad (18)$$

Onde  $m_{iso}$  é a massa do isolante,  $Cp_{iso}$  é o calor específico,  $T_{iso}$  é a temperatura do isolante,  $Q_{cond-abs\_iso}$  é a condução de calor entre o absorvedor e o isolante,  $Q_{cond-tubo\_iso}$  corresponde à condução de calor entre o isolante e o tubo e  $Q_{conv-amb\_iso}$  é a convecção externa entre o ambiente e o isolante.

O balanço de energia para o fluido (Figura 22), leva em consideração a convecção interna do próprio fluido e a variação da energia interna, causada pela remoção de calor do tubo pelo fluido. Desta forma, obtém-se a equação (19):

Figura 22 - Volume de controle do fluido.



Fonte: o autor.

$$m_{fluido}Cp_{fluido}\frac{dT_{fluido}}{dt} = Q_{conv-fluido\_tubo} + \dot{m}Cp_{fluido}\Delta T_{fluido} \quad (19)$$

Onde  $m_{fluido}$  é a massa do fluido,  $Cp_{fluido}$  é o calor específico do fluido à pressão constante,  $T_{fluido}$  é a temperatura média do fluido,  $Q_{conv-fluido_tubo}$  é a convecção interna entre o fluido e o tubo,  $\dot{m}$  é a vazão mássica e  $\Delta T_{fluido}$  é a diferença de temperatura entre a entrada e a saída do fluido.

Por fim, a equação (20) denota a relação entre a temperatura média do fluido com as temperaturas de entrada e saída:

$$T_{fluido} = \frac{T_{f-sai} + T_{f-ent}}{2} \quad (20)$$

Para estimar a eficiência térmica de um coletor térmico, a equação (21) pode ser utilizada:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}_{fluido} Cp_{fluido} (T_{f-sai} - T_{f-ent})}{AG} \quad (21)$$

Onde  $\dot{m}_{fluido}$  corresponde à vazão mássica de fluido,  $Cp_{fluido}$  é o calor específico do fluido,  $T_{f-sai}$  e  $T_{f-ent}$  são as temperaturas de saída e entrada do fluido, respectivamente,  $A$  é a área do coletor e  $G$  a radiação global.

Existem parâmetros adimensionais que possuem interpretações físicas e que caracterizam o escoamento, considerando suas condições. Por exemplo, o Número de Reynolds ( $Re$ ), equação 22, é a razão entre forças de inércia e viscosas e com isso, se pode determinar se o escoamento é laminar ou turbulento. Um regime em escoamento laminar é, geralmente, considerado quando  $Re < 2300$ , para condições gerais. Também, o número de Prandtl ( $Pr$ ), equação 23, pode ser interpretado como a razão entre as taxas de advecção e as taxas de transferência de calor por condução. Em gases,  $Pr$  se aproxima de 1, o que significa que as transferências de momento e de energia por difusão são equiparáveis. Já para  $Pr > 1$ , a taxa de difusão de momento é muito superior à taxa de difusão de energia, para  $Pr < 1$ , o oposto é verdadeiro (INCROPERA; DEWITT; BERGMAN, 2012).

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (22)$$

Onde,  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $V$  é a velocidade média do fluido,  $D$  é o diâmetro característicos da seção transversal por onde o fluido escoar e  $\mu$  é a viscosidade cinemática do fluido.

$$Pr = \frac{C_p \mu}{k} \quad (23)$$

Onde  $C_p$  é o calor específico à pressão constante do fluido e  $k$  é o coeficiente de condução térmica do fluido.

A eficiência global de um coletor é estimada como sendo a soma entre as eficiências elétrica e térmica do PV/T, conforme a equação (24):

$$\eta = \eta_{ele} + \eta_{th} \quad (24)$$

Embora do ponto de vista termodinâmico a energia térmica e elétrica não possuem o mesmo caráter, o que não permite a sua adição direta, é comum encontrar na literatura a soma das duas eficiências como uma visão geral sobre o desempenho do PV/T (YAZDANIFARD; EBRAHIMNIA-BAJESTAN; AMERI, 2016).

## 4.2 FORMULAÇÃO NUMÉRICA

Os métodos numéricos são utilizados para resolver muitos problemas complexos da ciência e da engenharia. Quanto mais próximo da realidade se deseja modelar um problema, mais complexo será seu entendimento e sua formulação matemática. Esses métodos são frequentemente utilizados para reduzir custos com a realização de ensaios ou provas, bem como a necessidade de repetibilidade de resultados ou o estudo de situações críticas.

Com o avanço da tecnologia e das linguagens de programação, surgiu a linguagem interpretada. Uma das principais vantagens em utilizar esse tipo de linguagem é a possibilidade de testar as ideias e hipóteses sem a necessidade de dedicar um tempo considerável com uma programação estruturada. Um exemplo de linguagem interpretada e que vem sendo amplamente utilizada no campo da engenharia nos últimos anos é a linguagem Python.

A linguagem de programação *Python* é uma linguagem orientada a objetos, gratuita, fácil de usar e possui uma grande comunidade aberta de desenvolvedores. A programação orientada a objetos é um paradigma de programação baseado no conceito de “objetos”, que podem conter dados e código. Os dados estão na forma de campos (conhecidos como atributos ou propriedades) e o código está na forma de procedimentos (conhecidos como métodos). Além disso, oferece boa portabilidade entre sistemas, clareza e precisão no código, integração de componentes de outras linguagens, como por exemplo, Java, C e C++ (MATTHES, 2016). Dessa forma, os métodos numéricos podem ser desenvolvidos e/ou implementados nessa linguagem. Assim mesmo, podemos citar que o *Python* tem sido amplamente utilizado pelo meio acadêmico já que possui uma grande quantidade de bibliotecas científicas e matemáticas prontas para uso, o que torna o trabalho de desenvolvedor menos oneroso.

No âmbito científico, os sistemas físicos são descritos em termos de variações temporais e espaciais. Quando composto por uma função desconhecida que envolve apenas uma variável independente e suas derivadas, esse equacionamento é chamado de Equações Diferenciais Ordinárias (EDO). Para se resolver uma EDO, é necessário estabelecer algumas condições iniciais. Quando essas condições são dadas para um mesmo valor inicial da variável independente, caracteriza-se como um problema de valor inicial. Um método clássico que é utilizado para a resolução de uma EDO com problema de valor inicial é o método de Runge-Kutta de 4ª ordem (RK4).

Os métodos de Runge-Kutta (RK) são chamados de passo único, pois o valor da função incremento baseia-se na informação de um único ponto  $i$ , e utiliza o conceito de aproximação por inclinações. O método RK4 possui uma boa relação entre acurácia, estabilidade e custo computacional e sua formulação é demonstrada a seguir.

Sejam os quatro coeficientes que dão origem à ordem do método de RK4, definidos como:

$$k_1 = f(t_i, x_i) \quad (23)$$

$$k_2 = f\left(t_i + \frac{1}{2}h, x_i + \frac{1}{2}k_1h\right) \quad (24)$$

$$k_3 = f\left(t_i + \frac{1}{2}h, x_i + \frac{1}{2}k_2h\right) \quad (25)$$

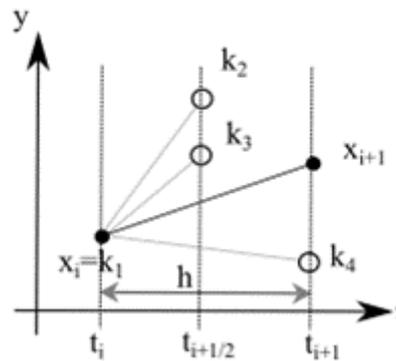
$$k_4 = f(t_i + h, x_i + k_3h) \quad (26)$$

Onde  $t_i$  é o passo atual,  $h$  é a dimensão do passo,  $x_i$  é o ponto inicial e  $x_{i+1}$  é a aproximação do valor da função no próximo passo.

$$x_{i+1} = x_i + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)h \quad (27)$$

O RK4 estima o valor da função no próximo passo por uma espécie de média aritmética entre os valores das inclinações fornecidos pelos coeficientes, conforme se verifica na Figura 23.

Figura 23 - Representação gráfica da busca da solução por RK4.



Fonte: Adaptado de (SEIFFERT; CHIQUETTI; AVILA, 2019).

#### 4.2.1 Tratamento de Erros

A estimativa do erro é calculada pela raiz quadrada do erro médio (do inglês, *Root Mean Square Error* - RMSE), calculada entre os dados obtidos pelo catálogo e os valores estimados usando os modelos matemáticos. O erro é encontrado calculando a diferença entre a corrente prevista no catálogo e a corrente estimada nos modelos, para um dado número de pontos. A diferença de cada par de dados é então elevada ao quadrado e os valores somados até atingir o final do conjunto de pontos. O valor resultante é então dividido pelo número de conjuntos e a raiz quadrada é extraída (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006). A equação (39) expressa o cálculo:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (I_{catálogo} - I_{modelo})^2}{N}} \quad (28)$$

O valor do RMSE é sempre positivo e, um valor zero corresponde a um ajuste perfeito aos dados, o que dificilmente é alcançado na prática. Logo, um RMSE pequeno, indica uma melhor precisão do que um RMSE maior, para um mesmo conjunto de dados. O ponto fraco deste método de cálculo é que o efeito de cada um dos erros é proporcional à dimensão do quadrado do erro, sendo sensível a pontos fora da curva ou por distorções.

### 4.3 MODELO PROPOSTO DE ACOPLAMENTO ELÉTRICO-TÉRMICO

Conforme descrito nas seções anteriores, o modelo elétrico para uma célula fotovoltaica deve ser escolhido de acordo com a precisão que se deseja obter e custo computacional disponível. Para a elaboração deste trabalho, foi escolhido um modelo matemático desenvolvido por (MA et al., 2019), o qual se baseia no modelo de um diodo com cinco parâmetros a serem definidos. O equacionamento leva em conta os dados fornecidos pelos fabricantes nos catálogos e as estimativas de quatro parâmetros são encontradas de forma direta, sendo que o único parâmetro a ser calculado é a resistência em série do circuito equivalente, nas condições de referência,  $R_{s,ref}$ . A variável restante pode ser obtida utilizando um método matemático que encontra raízes de funções. O equacionamento do comportamento elétrico do PV é descrito nas equações (28)-(33).

#### 4.3.1 Modelo elétrico

O modelo escolhido corresponde à solução de cinco parâmetros desconhecidos, sendo eles: a corrente fotogerada,  $I_{ph,ref}$ , a corrente de saturação reversa do diodo,  $I_{o,ref}$ , a resistência em série do circuito equivalente,  $R_{s,ref}$ , a resistência em paralelo do circuito equivalente,  $R_{p,ref}$  e a tensão térmica do diodo,  $V_{t,ref}$ . Todos os subscritos “ref” correspondem aos parâmetros fornecidos nas condições STC. Desse modo, a relação entre a corrente e a tensão é definida por (28) (SOTO, 2004):

$$I = I_{ph,ref} - I_{o,ref} \cdot \left( \exp \left( \frac{V + IR_{s,ref}}{N_s V_{t,ref}} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_{s,ref}}{R_{p,ref}} \quad (28)$$

A tensão térmica do diodo pode ser definida por (29) (MA et al., 2019):

$$V_{t,ref} = \frac{\beta T_{ref} - V_{oc,ref}}{\frac{\alpha N_s T_{ref}}{I_{ph,ref}} - 3N_s - \frac{E_g N_s}{k_b T_{ref}}} \quad (29)$$

Onde  $\beta$  é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto,  $N_s$  é o número de células fotovoltaicas no módulo,  $\alpha$  é o coeficiente de temperatura na corrente de curto-circuito,  $E_g$  é a largura de banda de valência do Silício e  $k_b$  é a constante de Boltzmann.

No ponto de curto-circuito, a tensão é zero, portanto a equação (28) pode ser simplificada como:

$$I_{ph,ref} \approx I_{sc,ref} \quad (30)$$

No ponto de circuito aberto, a corrente é zero, logo, a equação (28) se torna:

$$I_{o,ref} = I_{sc,ref} \exp\left(\frac{-V_{oc,ref}}{N_s V_{t,ref}}\right) \quad (31)$$

No ponto de máxima potência da curva P-V, a derivada da tensão é igual a zero.

Sendo assim, a equação (28) pode ser reescrita como:

$$R_{p,ref} = \frac{(V_{mp,ref} - I_{mp,ref} R_{s,ref})(V_{mp,ref} - N_s V_{t,ref})}{(V_{mp,ref} - I_{mp,ref})(I_{sc,ref} - I_{mp,ref}) - N_s V_{t,ref} I_{mp,ref}} \quad (32)$$

Onde  $V_{mp,ref}$  e  $I_{mp,ref}$  são, respectivamente, a tensão e a corrente no máximo ponto de potência (MPP). Desse modo, substituindo a equação (32) em (28), se obtém a equação (33):

$$I_{mp,ref} = I_{ph,ref} - I_{o,ref} \left( \exp\left(\frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{N_s V_{t,ref}}\right) - 1 \right) - \frac{(V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref})((V_{mp,ref} - I_{mp,ref} R_{s,ref})(I_{sc,ref} - I_{mp,ref}) - N_s V_{t,ref} I_{mp,ref})}{(V_{mp,ref} - I_{mp,ref} R_{s,ref})(V_{mp,ref} - N_s V_{t,ref})} \quad (33)$$

Após a solução das equações anteriores, os cinco parâmetros são obtidos para as condições padrão de teste (STC). Nota-se que tais parâmetros são dependentes da radiação solar e da temperatura da célula, logo, devem ser determinados para uso em condições gerais. As equações (34) a (37) demonstram como os parâmetros obtidos nas STC podem ser reavaliados para as condições gerais (MA et al., 2019), onde  $G$  representa a radiação global e  $T_{PV}$  a temperatura da célula solar.

Corrente fotogerada:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} (I_{ph,ref} + \alpha(T_{PV} - T_{PV,ref})) \quad (34)$$

Corrente de saturação do diodo:

$$I_o = I_{o,ref} \left( \frac{T_{PV}}{T_{PV,ref}} \right)^3 \exp \left( \frac{qE_g}{k_b} \left( \frac{1}{T_{PV,ref}} - \frac{1}{T_{PV}} \right) \right) \quad (35)$$

Resistência em série:

$$R_s = R_{s,ref} \quad (36)$$

Resistência em paralelo:

$$R_p = \frac{G_{ref}}{G} R_{p,ref} \quad (37)$$

Tensão térmica do diodo:

$$V_t = \frac{T_{PV}}{T_{PV,ref}} V_{t,ref} \quad (38)$$

As equações (28)-(38) estão implementadas em um script na linguagem de programação *Python* e a solução para  $R_{s,ref}$  é obtida utilizando a função *fsolve* da biblioteca *Scipy*. A função *fsolve* foi escolhida por ser uma função de solução de raízes para equações lineares e não-lineares de uma biblioteca famosa, como a *Scipy*.

A solução do modelo matemático da parte elétrica foi validada comparando dados experimentais de catálogo do fabricante, com um modelo clássico da literatura (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006), o qual é utilizado por bibliotecas de softwares numéricos, como por exemplo, a *PVLib*, utilizada no *MatLab*® e transferida para a linguagem *Python*. Este modelo é fundamentado na equação de único diodo, que se baseia na resistência correspondente a corrente de fuga da junção P-N, também chamado de modelo de cinco parâmetros. A desvantagem deste modelo é a sua baixa precisão quando exposto à irradiações solares inferiores à 500 W/m<sup>2</sup> (CHIN; SALAM; ISHAQUE, 2015).

O modelo proposto por (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006), tem sido utilizado por *softwares* que calculam a curva I-V dos módulos, dado o seu custo-benefício computacional. É um dos métodos de cálculo oficialmente adotados pelo *Sandia National Laboratories*. O modelo clássico necessita de uma estimativa inicial para os cinco parâmetros, que estão tabelados para a maioria dos módulos produzidos até 2019. A cada nova condição de cálculo, estes parâmetros são atualizados para novos valores.

Este modelo, chamado neste trabalho de modelo clássico, utiliza como condições iniciais para as equações, os pontos de tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, o ponto de máxima potência e de inflexão, além de uma expressão analítica para o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto. Para sua solução, são resolvidas cinco equações simultâneas. A principal diferença da solução proposta por (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006) para a equação de cinco parâmetros, é a inserção do parâmetro de modificação de massa de ar à equação governante da corrente do módulo fotovoltaico. Esse parâmetro considera a massa de ar, o ângulo do zênite do módulo fotovoltaico, além de outras quatro constantes que dependem do tipo de módulo analisado (CHIN; SALAM; ISHAQUE, 2015). O equacionamento proposto por (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006) é exposto nas equações 39 a 51.

A corrente resultante para o módulo fotovoltaico é expressa por:

$$I = I_{ph} - I_o \left( \exp\left(\frac{V+IR_s}{a}\right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (39)$$

Todas as variáveis possuem a mesma nomenclatura já enunciada, exceto por  $a$ , que nas equações 39 a 51 representa o fator de idealidade do diodo, expresso por (40).

$$a = \frac{N_s n_I k_B T_c}{q} \quad (40)$$

Onde  $n_I$  é um fator de idealidade padrão do diodo. Os cinco parâmetros desconhecidos são:  $a_{ref}$ ,  $I_{o,ref}$ ,  $I_{ph,ref}$ ,  $R_{s,ref}$  e  $R_{p,ref}$ . Para determinar esses parâmetros, os três pares conhecidos da curva I-V são aplicados na equação (39).

Para a corrente de curto-circuito:  $I = I_{sc,ref}$ ,  $V = 0$ , tem-se:

$$I_{sc,ref} = I_{ph,ref} - I_{o,ref} \left( \exp\left(\frac{I_{sc,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}}\right) - 1 \right) - \frac{I_{sc,ref} R_{s,ref}}{R_{p,ref}} \quad (41)$$

Para a tensão de circuito aberto:  $I = 0$ ,  $V = V_{oc,ref}$ :

$$0 = I_{ph,ref} - I_{o,ref} \left( \exp\left(\frac{V_{oc,ref}}{a_{ref}}\right) - 1 \right) - \frac{V_{oc,ref}}{R_{p,ref}} \quad (42)$$

No ponto de máxima potência:  $I = I_{mp,ref}$ ,  $V = V_{mp,ref}$ :

$$I_{mp,ref} = I_{ph,ref} - I_{o,ref} \left( \exp \left( \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{a_{ref}} - 1 \right) \right) - \frac{V_{mp,ref} + I_{mp,ref} R_{s,ref}}{R_{p,ref}} \quad (43)$$

A derivada com respeito ao ponto de máxima potência da curva P-V é zero.

$$\frac{d(IV)}{dV} \Big|_{mp} = I_{mp} - V_{mp} \frac{dI}{dV} \Big|_{mp} = 0 \quad (44)$$

Onde:

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{mp} = \frac{\frac{-I_o}{a} \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right) - \frac{1}{R_p}}{1 + \frac{I_o R_s}{a} \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right) + \frac{R_s}{R_p}} \quad (45)$$

O coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto é dado por (46):

$$K_{V_{oc}} \approx \frac{V_{oc,ref} - V_{oc,T_c}}{T_{ref} - T_c} \quad (46)$$

Para avaliar numericamente  $K_{V_{oc}}$  é necessário conhecer  $V_{oc,T_c}$ , que pode ser encontrado a partir da equação (42), se os parâmetros  $I_o$ ,  $I_{ph}$  e  $a$  forem conhecidos. É importante obter expressões para esses três parâmetros em condições gerais de temperatura e irradiação. Para isso, as equações (47) a (51) são desenvolvidas.

Por definição,  $a$  é uma função linear da temperatura da célula, portanto:

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (47)$$

A equação que relaciona a corrente de saturação reversa do diodo,  $I_{o,ref}$ , é expressa por (48):

$$\frac{I}{I_{o,ref}} = \left[ \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 \exp \left[ \frac{1}{k_b} \left( \frac{E_g}{T} \Big|_{T_{ref}} - \frac{E_g}{T} \Big|_{T_c} \right) \right] \quad (48)$$

A energia de banda também necessita ser corrigida de acordo com a temperatura, dado que seu valor padrão é obtido com 25 °C, e pode ser aproximada por (49):

$$\frac{E_g}{E_{g,T_{ref}}} = 1 - 0,0002677(T - T_{ref}) \quad (49)$$

A corrente fotovoltaica é aproximadamente uma função linear da irradiação solar incidente. Também é dependente de um fator, chamado de modificador da massa de ar,  $M$ , que depende do ângulo do zênite local. Maiores informações sobre este fator podem ser encontradas em (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006).

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \frac{M}{M_{ref}} [I_{ph,ref} + \alpha_{I_{sc}}(T_c - T_{c,ref})] \quad (50)$$

Por fim, a resistência em paralelo do módulo é inversamente proporcional a irradiação absorvida, e é proposta empiricamente por (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006) em (51):

$$\frac{R_p}{R_{p,ref}} = \frac{G_{ref}}{G} \quad (51)$$

Como pode ser observado, as equações (40) a (51) são equações não lineares acopladas. O que significa que devem ser resolvidas simultaneamente. A solução para tais equações pode ser obtida utilizando métodos não-lineares de aproximação. A linguagem de programação *Python* possui uma biblioteca chamada *PVLib*, em que o método proposto por SOTO (2006), é implementado e pode ser chamado através da função `pvlib.pvsystem.calcparams_desoto`.

#### 4.3.2 Modelo térmico

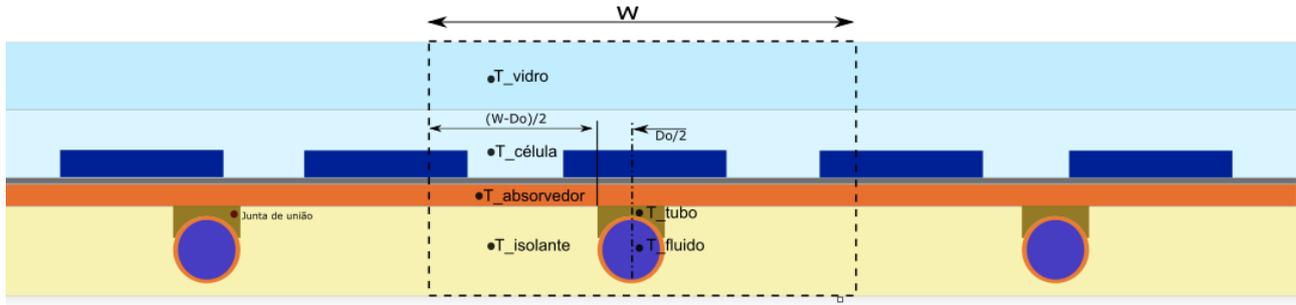
Para realizar o cálculo das temperaturas das camadas, o modelo descrito na seção 4.3.1 será implementado sob as seguintes simplificações:

- Análise térmica unidimensional (1D), considerando que a espessura das camadas do PV/T é muito menor quando comparada com suas outras dimensões;
- A fração da energia solar que não é convertida em eletricidade pelas células fotovoltaicas sendo transferida ao sistema em forma de calor;
- As propriedades ópticas e físicas dos materiais são homogêneas e constantes;
- As camadas estão perfeitamente coladas entre si;
- O coletor está perfeitamente limpo e sem sombreamento;

A Figura 24 apresenta o volume de controle utilizado para a realização do balanço de energia. O cálculo das áreas é realizado de acordo com o trabalho realizado por (CHOW, 2003).

A partir destas premissas, o equacionamento baseado nas equações (52) a (67) pode ser descrito como:

Figura 24 - Volume de controle para a modelagem térmica.



Fonte: Adaptado de (CHOW, 2003).

Para o balanço entre o ambiente e o vidro:

$$m_{vidro} C_{p_{vidro}} \frac{dT_{vidro}}{dt} = h_{cond-amb\_vidro} A_{vidro} (T_{amb} - T_{vidro}) + h_{rad-vidro\_ceu} A_{vidro} (T_{ceu} - T_{vidro}) + h_{cond-vidro\_PV} A_{vidro} (T_{PV} - T_{vidro}) + G A_{vidro} \alpha_{vidro} \quad (52)$$

Sendo  $A_{vidro} = A$  e  $h_{cond-vidro\_PV} = 2 \frac{k_{vidro}}{\delta_{vidro}}$

Onde o símbolo  $k_i$  e  $\delta_i$  representam, respectivamente, o coeficiente de troca térmica e a espessura da camada  $i$ .

Para o balanço do PV:

$$m_{PV} C_{p_{PV}} \frac{dT_{PV}}{dt} = h_{cond-vidro\_PV} A_{vidro} (T_{vidro} - T_{PV}) + h_{cond-abs\_PV} A_{abs-PV} (T_{abs} - T_{PV}) + h_{cond-tubo\_PV} A_{tubo-PV} (T_{tubo} - T_{PV}) + G A_{vidro} \alpha_{PV} \tau_{vidro} - P_{ele} \quad (53)$$

A área utilizada na equação (53) é calculada da seguinte forma:

$$A_{abs-PV} = A \left( 1 - \frac{D_o}{W} \right) \quad (54)$$

Enquanto o coeficiente de condução térmica é calculado conforme (43)

$$h_{tubo-PV} A_{tubo-PV} = \frac{\delta_{PV} L}{\frac{x_{pv}}{2k_{pv}} + \frac{\delta_{PV}}{D_o}} \quad (55)$$

Para o balanço térmico do absorvedor:

$$m_{abs} C p_{abs} \frac{dT_{abs}}{dt} = h_{cond-abs_{PV}} A (T_{PV} - T_{abs}) + h_{cond-abs_{tubo}} A_{abs-tubo} (T_{tubo} - T_{abs}) + h_{cond-abs_{iso}} A_{abs-iso} (T_{iso} - T_{abs}) \quad (56)$$

A área entre o tubo e o absorvedor térmico e o coeficiente de condução térmica são aproximados por:

$$A_{abs-tubo} = \delta_{abs} L \quad (57)$$

$$h_{abs-tubo} = 2 \frac{k_{abs}}{\frac{(W - D_o)}{4}} \quad (58)$$

A área entre o absorvedor e o isolante pode ser aproximada por A, e o coeficiente condutivo como:

$$h_{cond-abs_{iso}} = 2 \frac{k_{iso}}{\delta_{iso}} \quad (59)$$

Para o balanço do tubo:

$$m_{tubo} C p_{tubo} \frac{dT_{tubo}}{dt} = h_{cond-abs_{tubo}} A (T_{abs} - T_{tubo}) + h_{cond-iso_{tubo}} A_{iso-tubo} (T_{iso} - T_{tubo}) + h_{conv-fluido_{tubo}} A_{fluido} (T_{fluido} - T_{tubo}) + h_{cond-PV_{tubo}} A (T_{PV} - T_{tubo}) \quad (60)$$

A área para a troca térmica da convecção interna do fluido, no interior do tubo é estimada por (61):

$$A_{fluido} = \pi D_i L \quad (61)$$

Enquanto a área para a condução térmica entre isolante e tubo é dada por (62):

$$A_{iso-tubo} = \left( \frac{\pi}{2} + 1 \right) D_o L \quad (62)$$

Considerando  $\delta_{iso} \gg D_o$ ,  $h_{iso-tubo}$  pode ser aproximado por  $h_{abs-iso}$ .

Para o balanço do isolante:

$$m_{iso} C p_{iso} \frac{dT_{iso}}{dt} = h_{cond-abs_{iso}} A (T_{abs} - T_{iso}) + h_{cond-tubo_{iso}} A_{iso-tubo} (T_{tubo} - T_{iso}) + h_{conv-amb_{iso}} A (T_{amb} - T_{iso}) \quad (63)$$

O cálculo do coeficiente de convecção entre o ambiente e o isolante é realizado por:

$$h_{amb-iso} = \frac{1}{\frac{\delta_{iso}}{2k_{iso}} + \frac{1}{h_{amb-vidro}}} \quad (64)$$

Para o balanço do fluido:

$$m_{fluido} C_{p_{fluido}} \frac{dT_{fluido}}{dt} = h_{conv-tubo-fluido} A_{fluido} (T_{tubo} - T_{fluido}) + \dot{m} C_{p_{fluido}} (T_{f-sai} - T_{f-ent}) \quad (65)$$

A estimativa para  $h_{conv-tubo-fluido} A_{fluido}$  é dada por:

$$h_{conv-tubo-fluido} A_{fluido} = \frac{1}{\frac{1}{h_f \pi A_{fluido-tubo}}} \quad (66)$$

Com  $h_f$  estimado por:

$$h_f = Nu \frac{k_f}{D_i} \quad (67)$$

E considerando o regime laminar,  $Nu = 4,364$  (INCROPERA; DEWITT; BERGMAN, 2012).

### 4.3.3 Fluxograma

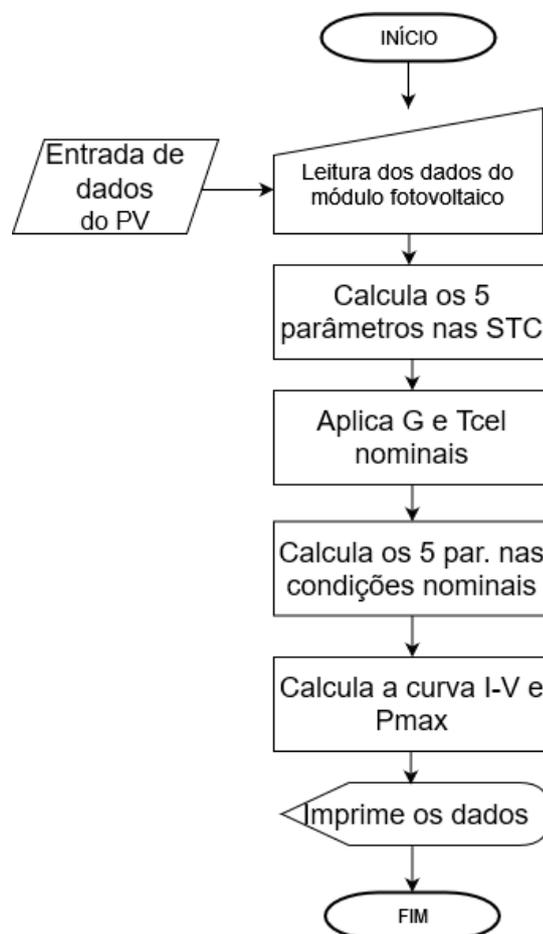
O fluxograma da Figura 25 exibe o funcionamento da rotina para obtenção da curva I-V e, conseqüentemente da potência elétrica máxima de um módulo fotovoltaico quando exposto à diferentes irradiações e temperaturas de célula. O programa inicia com o carregamento dos dados obtidos via catálogo e, na sequência, realiza o cálculo dos cinco parâmetros nas condições de teste padrão. Na sequência, com a inserção dos valores nominais de irradiação e temperatura de célula, o programa recalcula os parâmetros e retorna os pontos da curva I-V. A Tabela 3 indica os valores das variáveis utilizadas no modelo térmico.

Tabela 3 – Parâmetros utilizados no modelo térmico.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$V_{vento}$	2,0	m/s
$\epsilon_{vidro}$	0,88	-
$\alpha_{vidro}$	0,05	-
$\dot{m}$	0,0	kg/s
$T_{ref}$	$T_{amb}$	K
A	1,984	m <sup>2</sup>
$T_{f-ent}$	283	K
$k_{vidro}$	1,1	W/mK
$\delta_{vidro}$	0,003	m
$D_o$	0,1	mm
W	0,150	m
$\delta_{PV}$	0,0003	m
L	2,0	m
$k_{PV}$	148	W/mK
$\delta_{tubo}$	0,0005	m
$D_i$	$D_o - 2 * \delta_{tubo}$	m
$\delta_{abs}$	0,002	m
$k_{abs}$	395	W/mK
$k_{iso}$	0,04	W/mK
$\delta_{iso}$	0,05	m
$k_{fluido}$	0,58	W/mK
$Cp_{vidro}$	670	J/kgK
$Cp_{PV}$	670	J/kgK
$m_{vidro}$	15,58	kg
$m_{PV}$	6,8	kg
$Cp_{abs}$	380	J/kgK
$m_{abs}$	35	kg
$Cp_{tubo}$	380	J/kgK
$m_{iso}$	4,87	kg
$Cp_{iso}$	800	J/kgK

$m_{fluido}$	0,60	kg
$m_{tubo}$	3	kg
$Cp_{fluido}$	4186	J/kgK
$Pac$	0,92	-
$\eta_{ref}$	0,1714	-
$\alpha_{PV}$	0,9	-
$\tau_{vidro}$	0,95	-
hbp	10000	W/mK

Figura 25 - Fluxograma da solução do PV sem acoplamento.



Fonte: o autor.

Já o fluxograma da Figura 26 resume as principais etapas e a sequência para a solução do modelo de acoplamento elétrico-térmico implementado.

Inicialmente o usuário informa os dados meteorológicos de: radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento, além dos dados do catálogo do módulo fotovoltaico, como tensão e

corrente máximas, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e os coeficientes de temperatura da corrente e da tensão.

Com esses dados de entradas, são calculados os cinco parâmetros nas condições de teste padrão da equação do diodo. Em seguida assume-se tempo igual à zero e distribuição de temperatura nas camadas do módulo igual à temperatura ambiente.

Na sequência, são calculados os parâmetros do diodo em condições gerais de temperatura e radiação global, além do cálculo da potência elétrica de saída do módulo fotovoltaico.

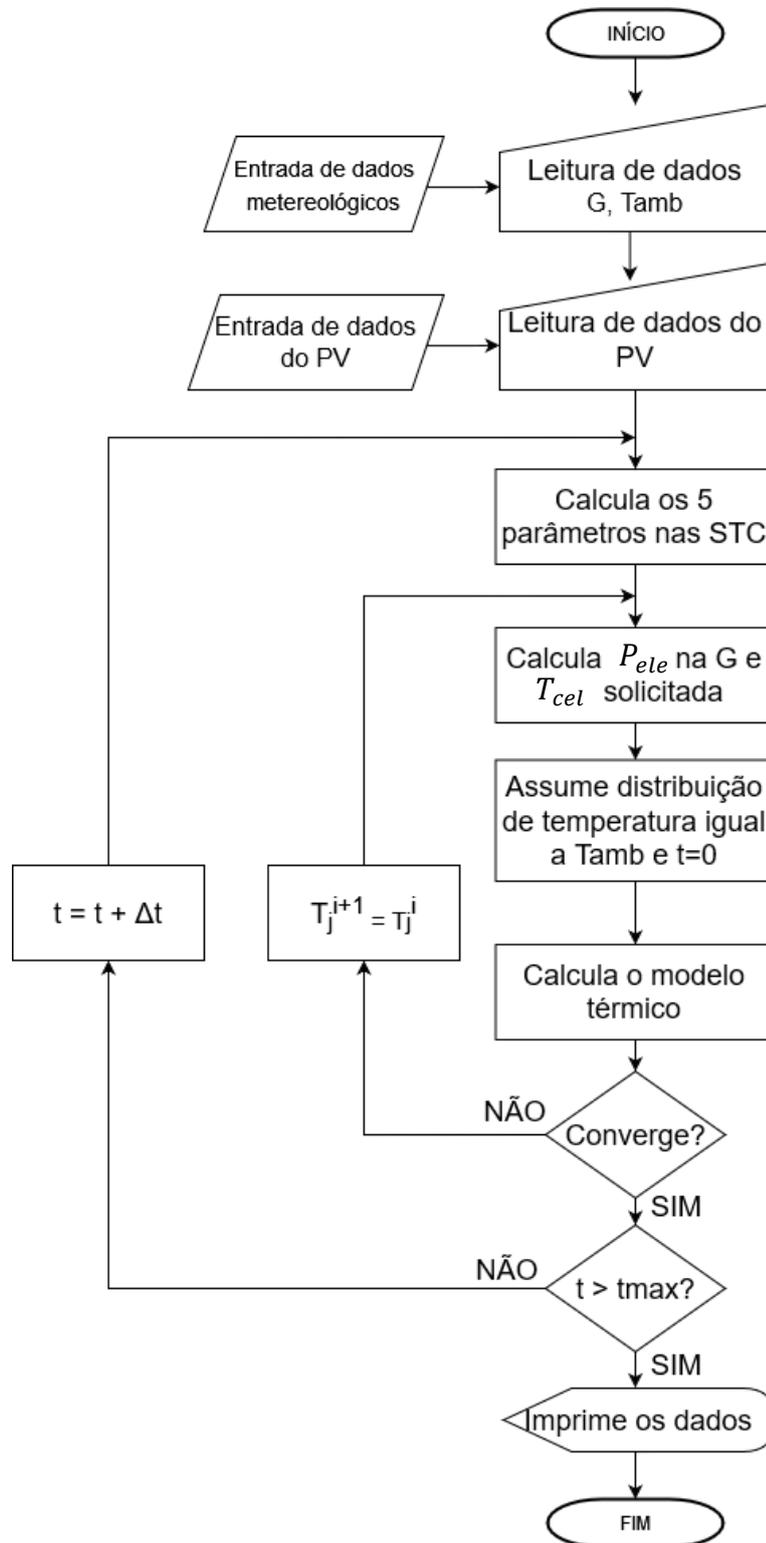
Com a potência de saída do módulo, o modelo térmico é calculado utilizando RK4 e a convergência da temperatura das camadas é verificada e, ao passo em que é obtida, há o incremento da variável de tempo “t”.

A saída da estrutura de repetição ocorre após a convergência das temperaturas no período estipulado.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as formulações matemáticas e numéricas que serão utilizados no cálculo da energia elétrica, proposta por Ma et al. (2019), o qual apresenta um novo método de solução do modelo de cinco parâmetros para um módulo fotovoltaico, e da energia térmica obtida por um balanço de energia considerando cada camada do PV/T um nó de um sistema térmico, bem como apresentado o método de Runge-Kutta de 4ª ordem para a resolução do sistema acoplado, além do fluxograma de solução implementado.

Figura 26 - Fluxograma do modelo completo, ou seja, com acoplamento.



Fonte: o autor.

## 5 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas a descrição e a validação dos resultados dos modelos matemáticos implementados; isto é, elétrico, térmico e acoplado. Com respeito ao modelo elétrico, a validação é apresentada comparando um modelo clássico da literatura e os dados de catálogo do fabricante de módulos fotovoltaicos do tipo monocristalino e policristalino. Os parâmetros avaliados na validação foram a temperatura do módulo fotovoltaico, a irradiação, a corrente elétrica e a potência máxima, além das famílias de curvas I-V em condições nominais de irradiação e temperatura.

Acerca da validação do modelo térmico, um balanço energético foi realizado, considerando a influência das perdas por convecção e radiação, além de considerar a condução de calor entre cada camada que compõe o PV/T. Uma relação de áreas foi estabelecida em cada nó do modelo, além de considerar a vazão mássica no interior dos tubos. Cabe ressaltar que a validação do modelo térmico levou em conta dados reais obtidos de uma estação solarimétrica instalada em Foz do Iguaçu. O módulo fotovoltaico em que a temperatura da parte posterior foi medida é da marca Canadian Solar, modelo CS3U-340P, de silício policristalino.

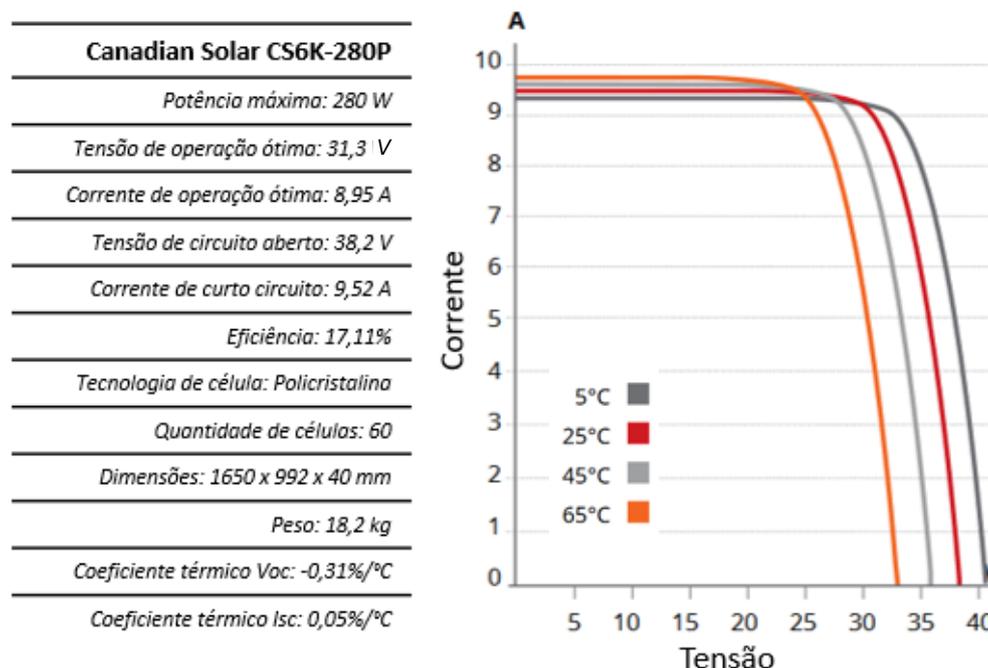
Por fim, a validação do modelo acoplado considerou a influência de fatores externos, como a temperatura ambiente e irradiação; e de fatores internos, como a qualidade da junta entre absorvedor e PV, espessura de isolamento e distância entre os tubos de circulação de fluido. O modelo do PV utilizado é idêntico ao utilizado para a validação do modelo térmico. Estes parâmetros foram comparados com dados da literatura. A eficiência dos modelos matemáticos foi inicialmente validada e, posteriormente, os parâmetros que influenciam nas condições do estudo.

Para resolver o sistema de equações diferenciais ordinárias modelado, foi utilizado um solver para problemas de valor inicial presente na biblioteca *SciPy*, chamado *solve\_ivp*. Com relação à tolerância da solução, o solver possui dois argumentos que a controlam, sendo *rtol*, que controla a precisão relativa, referida ao número de dígitos corretos, enquanto *atol* controla a precisão absoluta, representando o número de casas decimais corretas. O erro local é calculado para ser  $rtl*abs(y) + atol$ , sendo  $abs(y)$  o módulo da resposta da variável estimada. Os valores padrão do solver são  $1E-3$  para *rtol* e  $1E-6$  para *atol*. Contudo, neste trabalho foram utilizados os valores de  $1E-6$  e para *rtol* e  $1E-8$  para *atol*, com os quais foi obtido o menor tempo de solução para atingir a convergência. Com relação ao passo da solução, o subpacote *scipy.integrate* é composto por funções que utilizam métodos de passo variável. Desse modo, o erro de um passo é calculado verificando com

outro método numérico. Neste caso, foi utilizado o método de Runge-Kutta de quarta ordem para solução, o qual utiliza o passo de integração o método de Runge-Kutta de quinta ordem.

O modelo elétrico, conforme mencionado anteriormente, foi validado mediante o uso de dois módulos fotovoltaicos, do fabricante *Canadian Solar*®, sendo um de silício policristalino, de 280 W (modelo *CS6K-280P*), e outro de silício monocristalino, de 405 W (modelo *CS1U-405MS*). A Figura 27 exibe a curva I-V do módulo de 280 W, fornecida pelo fabricante, para a irradiação solar padrão de 1000 W/m<sup>2</sup> e 25 °C.

Figura 27 - Família de curvas I-V do módulo CS6K-280P.



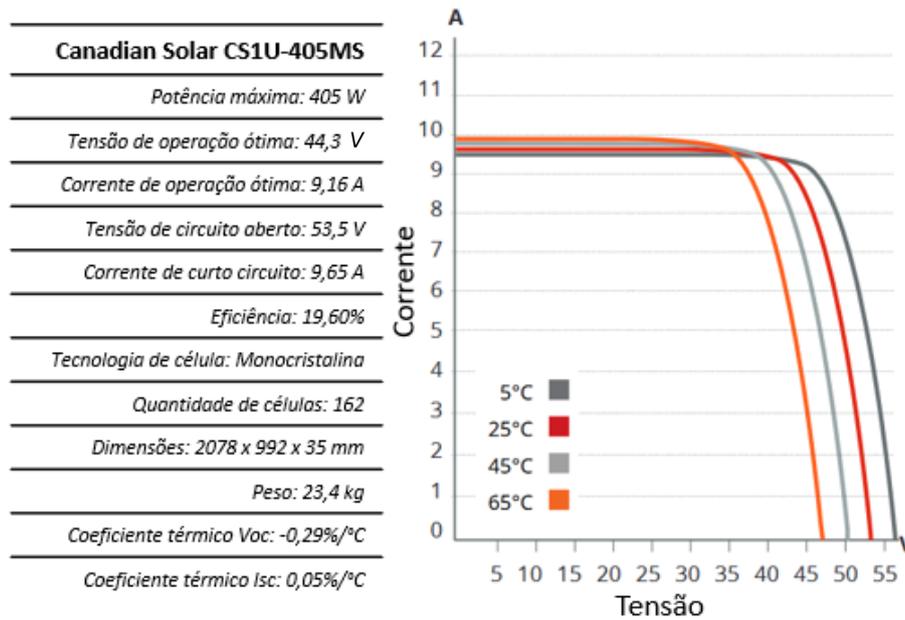
Fonte: *Data Sheet Canadian Solar*® *CS6K-280P*.

De modo idêntico ao realizado para o módulo *CS6K-280P*, foram realizadas as simulações para o módulo da fabricante *Canadian Solar CS1U-405MS*, com características e curvas I-V expostas na Figura 28.

Cabe ressaltar, que o modelo térmico leva em conta os dados obtidos de uma estação solarimétrica, com o sensor piranômetro marca *EKO*, modelo *MS-60*, com não-linearidade @ 100 a 1000 W/m<sup>2</sup> de  $\pm 1\%$ , instalada na cidade de Foz do Iguaçu, desconsiderando os efeitos de troca térmica causados pela inserção do absorvedor solar e da circulação de fluido nos tubos. Além da radiação solar global horizontal, os valores de temperatura ambiente e temperatura de contato do

módulo também foram coletados. A temperatura de contato foi aferida no centro da superfície traseira de um módulo fotovoltaico.

Figura 28 - Família de curvas I-V do módulo CS1U-405MS.

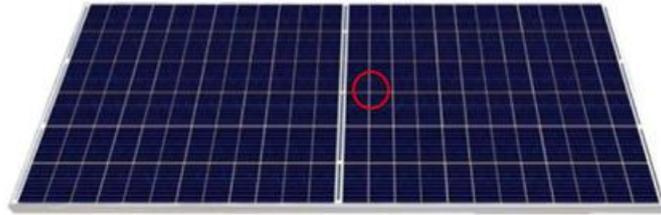


Fonte: *Data Sheet Canadian Solar® CS1U-405MS*.

O modelo térmico foi validado comparando os resultados das simulações com dados meteorológicos coletados de forma experimental no dia 16/09/2022, de uma estação meteorológica localizada nas coordenadas geográficas -25.437845, -54.597067, com dados coletados a cada segundo. Para tal validação, os efeitos de troca térmica causados pela inserção do absorvedor solar e da circulação de fluido nos tubos foram desconsiderados. A seleção dos dados foi realizada a partir da primeira detecção de radiação do sensor pirômetro até a última detecção do dia. Os valores de temperatura ambiente e temperatura de contato do módulo também foram coletados.

Conforme mencionado, a temperatura de contato foi medida utilizando uma termoresistência do tipo PT100, com erro máximo de  $\pm 0,5$  °C, colado com um adesivo de dupla face na superfície de tedlar inferior do módulo. Na Figura 29, é indicado o local de tomada desta temperatura.

Figura 29 - Local de medida da temperatura de contato.

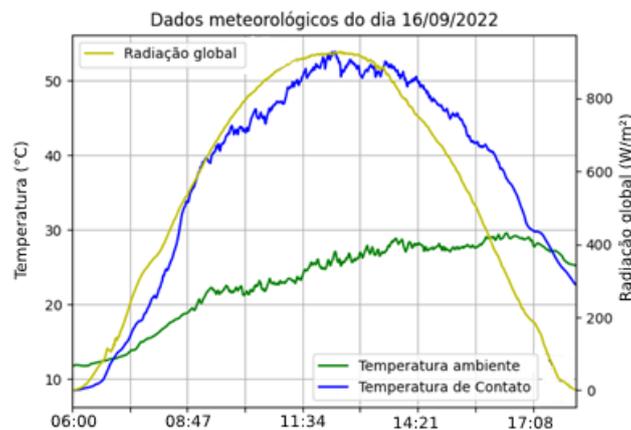


Fonte: Adaptado de *Canadian Solar*®.

Esta posição foi escolhida para evitar distorções nas medições por efeitos convectivos e por suposição, o centro ser a região que está mais aquecida, devido à geração de calor das células fotovoltaicas nos arredores.

A Figura 30 exibe a radiação global utilizada no modelo térmico e no modelo acoplado, a temperatura ambiente e a temperatura de contato medida coletadas pela estação solarimétrica no dia 16/09/2022. Pelas características da irradiação, o dia em questão apresentou baixa ou nenhuma nebulosidade.

Figura 30 - Dados climáticos do dia 16/09/2022.



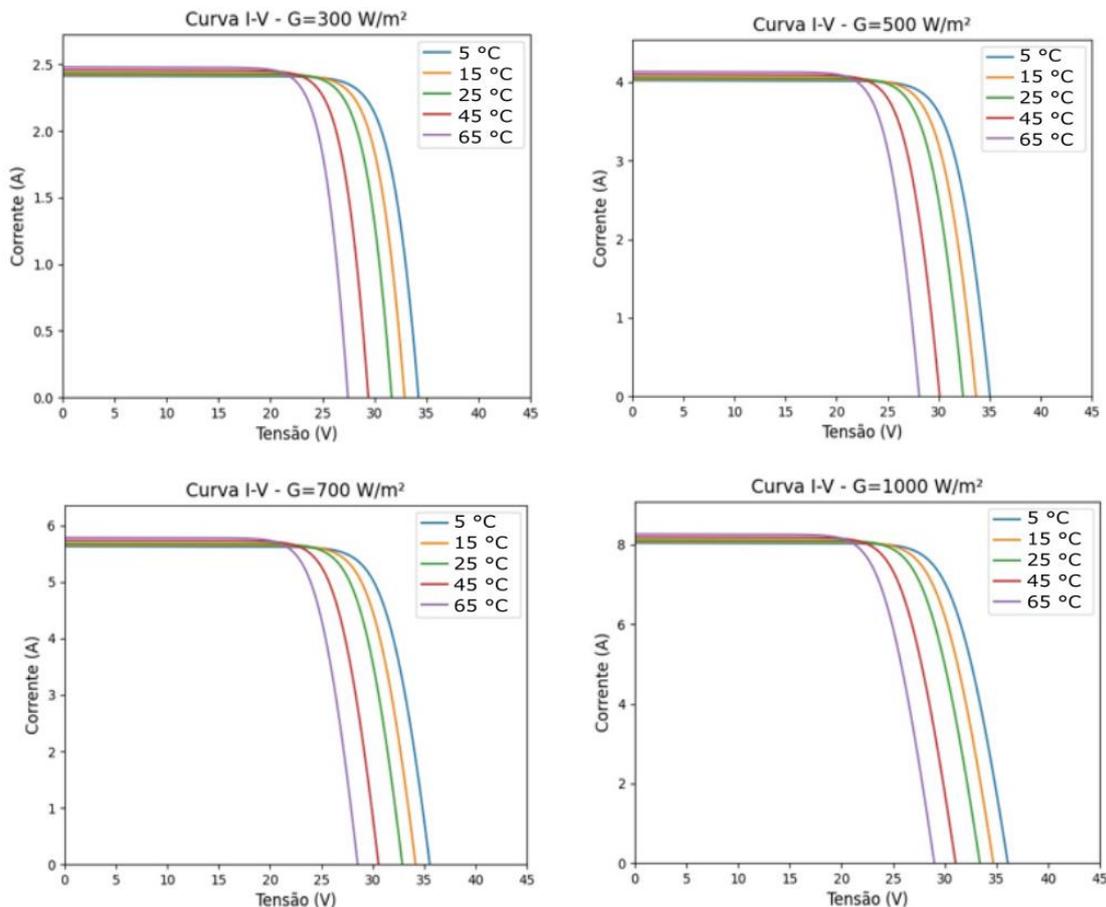
Fonte: o autor.

## 5.1 VALIDAÇÃO DO MODELO ELÉTRICO

Para uma avaliação inicial do modelo elétrico, se utilizou valores nominais de temperatura de célula e de irradiação, a fim de verificar a característica da família de curvas I-V geradas. A figura 31 apresenta quatro casos avaliados de irradiação, sendo 300, 500, 700 e 1000 W/m<sup>2</sup>

e para cada valor de irradiação, cinco temperaturas de operação de célula, sendo 5 °C, 15, 25, 45 e 65 °C. O módulo PV formador da família de curvas I-V é da marca *Suntech*, modelo STP-200-18/Ub-1 e possui características de tensão máxima  $V_{mp}$  de 26,2 V e de corrente máxima  $I_{mp}$  de 7,63 A, para uma irradiação de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de célula de 25 °C. De acordo com a Figura 31, é possível notar que, quanto menor a irradiação, mais baixas são a corrente e a tensão geradas pelo módulo, implicando em uma potência gerada mais baixa. Também é possível perceber que quanto maior a temperatura de operação da célula fotovoltaica, menor é o desempenho extraído da célula.

Figura 31 - Família de curvas I-V geradas pelo modelo elétrico.



Fonte: o autor.

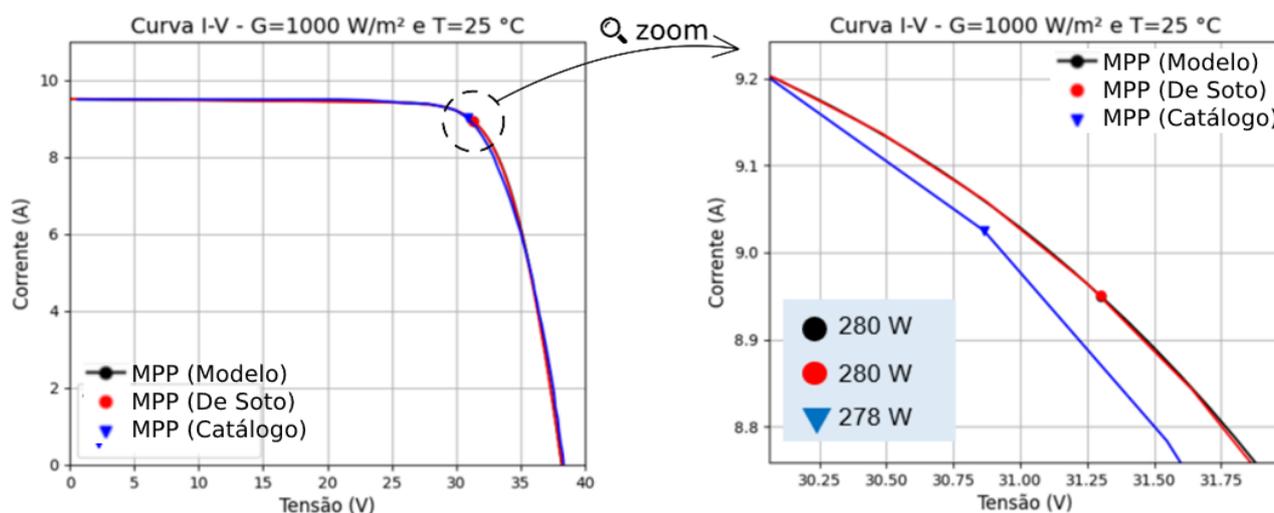
Uma comparação e validação mais detalhada do modelo elétrico foi realizada com base na irradiação padrão de 1000 W/m<sup>2</sup>, com um conjunto de temperaturas testadas em laboratório, sendo, 25, 45 e 65 °C, realizada pelo fabricante dos módulos *CS3U-405MS* e *CS6K-280P*. Os pontos do catálogo foram extraídos utilizando o site *WebPlotDigitizer* (ROHATGI, 2014). Este software é utilizado para realizar engenharia reversa de imagens, para extração de dados numéricos. A ferramenta é facilmente configurável e permite diversos tipos de calibrações para a obtenção dos

dados. Deste modo, é possível verificar a resposta do modelo em seu limite operacional, seja pela irradiação, seja pela temperatura.

As comparações entre as curvas I-V calculadas e a extraída pelo catálogo, nas três temperaturas supracitadas, são exibidas nas figuras 32 a 34 e serão comentadas a seguir, com base em uma análise qualitativa das curvas.

A Figura 32 corresponde às condições padrão de teste, iguais a  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiação incidente ao módulo e temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Nesta condição, nota-se a proximidade entre as curvas, e principalmente, à semelhança entre o modelo clássico e o proposto, dada a sobreposição das curvas. De modo geral, as curvas possuem boa proximidade, com destaque para a região de inflexão, próxima ao ponto de potência máxima. É perceptível a diferença entre as curvas nesta região e, também, a proximidade entre os modelos matemáticos.

Figura 32 - Curva I-V para condições padrão de irradiação e temperatura de célula.



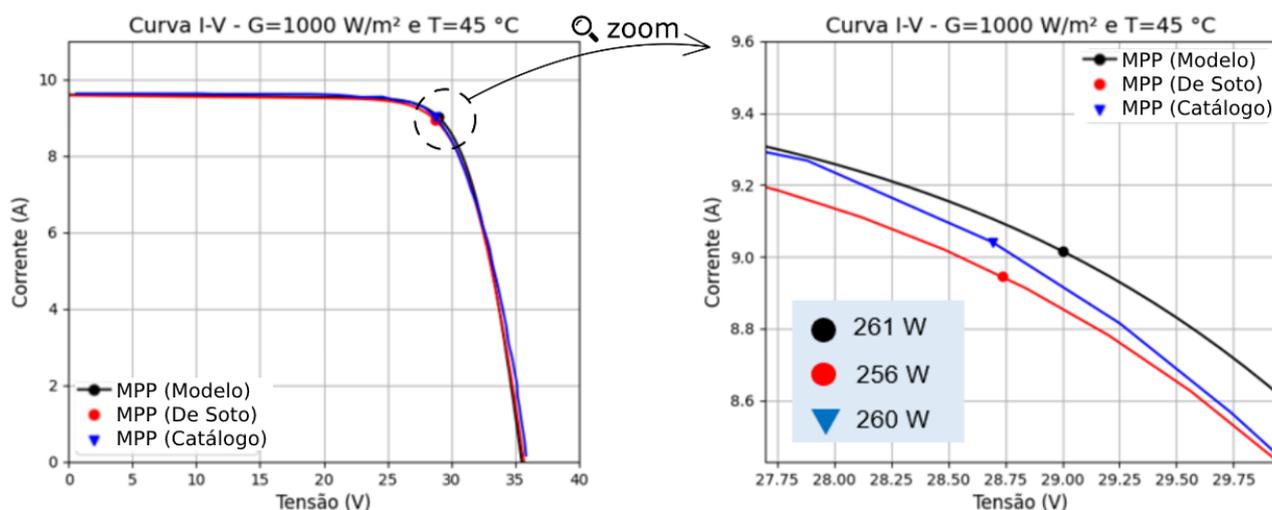
Fonte: o autor.

A Figura 33 corresponde às condições de  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiação incidente ao módulo e temperatura de célula de  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ . Nesta condição, é claramente notável a diferença entre as três curvas, na qual a intermediária corresponde à extraída do catálogo, a superior ao modelo implementado, e a inferior, ao modelo clássico, estando o modelo clássico mais próximo dos dados obtidos do fabricante. Neste caso, se pode perceber que antes de chegar ao MPP, os modelos matemáticos subvalorizam a corrente elétrica e, após a inflexão, há uma inversão da predição da corrente, retornando à subestimativa próximo aos valores finais de corrente.

A Figura 34 corresponde às condições de  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiação incidente ao módulo e temperatura de célula de  $65 \text{ }^\circ\text{C}$ . Nesta condição, se percebe a diferença entre as três curvas, sendo que a mais distante, corresponde ao modelo proposto implementado neste trabalho, tendo as outras duas curvas, características idênticas às condições simuladas anteriormente. A diferença é

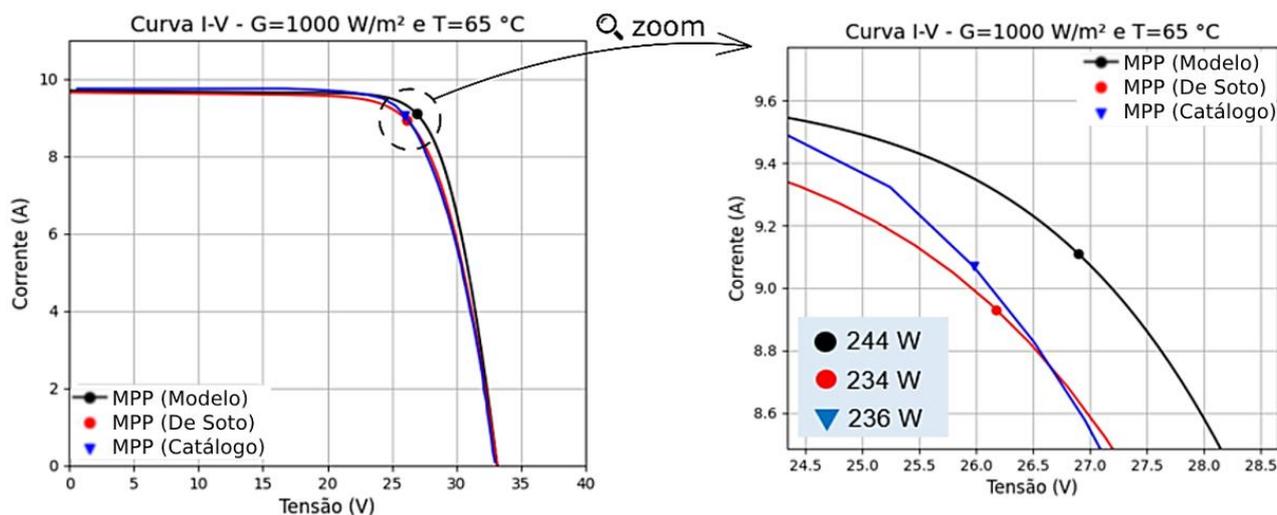
acentuada na região de MPP e atenuada nas extremidades da curva I-V. Essa constatação pode ser creditada à forma da estimativa de cálculo utilizada em cada abordagem matemática, visto que o modelo proposto por (MA et al., 2019) não contempla a atualização dos parâmetros da largura de banda, da massa de ar e do fator de idealidade do diodo em função da temperatura, para preservar a facilidade e os princípios do modelo.

Figura 33 - Curva I-V para condição padrão de irradiação e temperatura de célula de 45 °C.



Fonte: o autor.

Figura 34 - Curva I-V para condição padrão de irradiação e temperatura de célula de 65 °C.



Fonte: o autor.

Na Tabela 3, é possível visualizar o RMSE em relação a cada condição testada do modelo CS6K-280P, do tipo policristalino, conforme mencionando anteriormente.

Tabela 4 - Comparação entre o RMSE do modelo CS6K-280P com o catálogo.

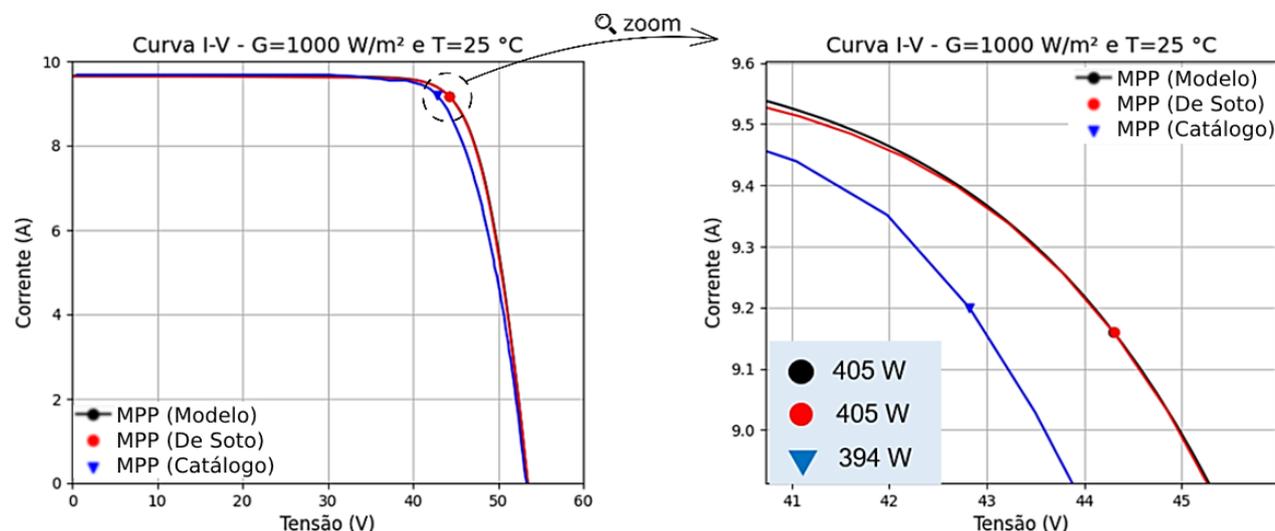
CS6K-280P @ 1000 W/m <sup>2</sup>	Catálogo x SOTO; KLEIN; BECKMAN	Catálogo x MA et al.
25 °C	0,1953	0,1993
45 °C	0,2504	0,3331
65 °C	0,2446	0,5796

Fonte: o autor.

Por meio da Tabela 1, é possível avaliar de modo quantitativo as conclusões conduzidas pela análise qualitativa. Para a temperatura padrão, os dois modelos performaram de modo semelhante, retratado por um indicador do RMSE muito próximo. Já, para a temperatura de 45 °C, constata-se que o modelo clássico possui um ajuste mais aproximado dos pontos de referência. De modo análogo, é possível perceber que o RMSE para a temperatura de 65 °C mais do que dobra, quando considerado entre o modelo de (MA et al., 2019) e de (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006), justificando o afastamento do máximo ponto de potência.

As comparações entre as curvas I-V calculadas e a extraída pelo catálogo, nas três temperaturas supracitadas, são exibidas nas figuras 35 a 37 e serão comentadas a seguir, para o módulo monocristalino CS3U-405MS.

Figura 35 - Curva I-V para condição padrão de irradiação e temperatura de célula.

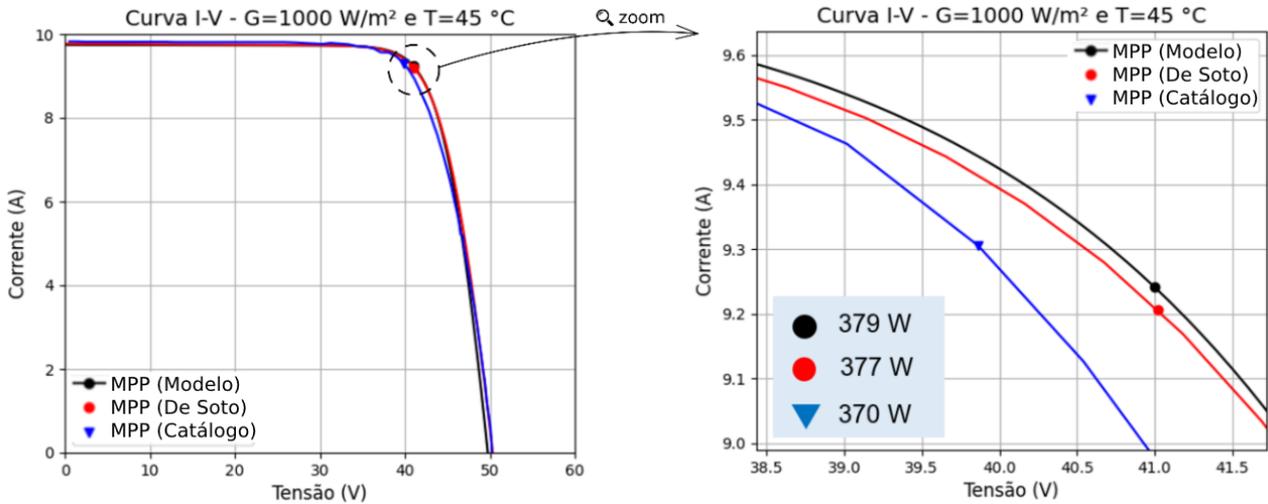


Fonte: o autor.

A Figura 35 corresponde às condições padrão de teste, iguais a 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiação incidente ao módulo e temperatura de célula de 25 °C. Nesta condição, nota-se a proximidade entre as curvas, e novamente a semelhança entre o modelo clássico e o proposto, conforme observado na comparação anterior. De modo geral, os dois modelos implementados

possuem certo grau de precisão entre si, porém uma menor exatidão com os dados do catálogo. Uma explicação plausível se deve às semelhanças dos parâmetros entre cada modelo nas condições padrão de teste.

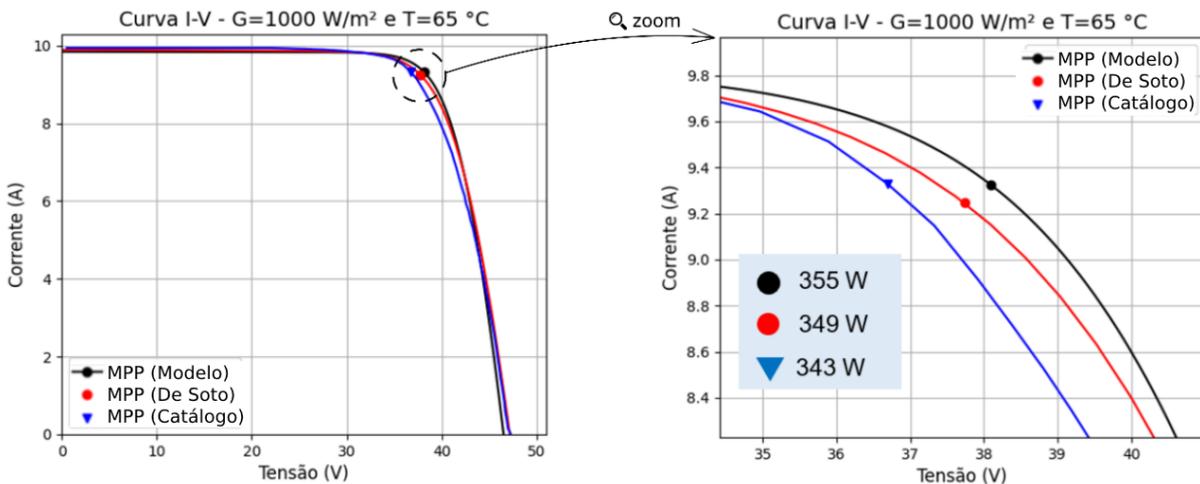
Figura 36 - Curva I-V para condição padrão de irradiação e temperatura de célula de 45 °C.



Fonte: o autor.

A Figura 36 corresponde às condições de 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiação incidente ao módulo e temperatura de célula de 45 °C. Nesta condição, é claramente notável a diferença entre as três curvas, na qual a inferior corresponde à curva extraída do catálogo, a superior ao modelo implementado, e a intermediária, ao modelo clássico, estando o modelo clássico mais próximo dos dados obtidos do fabricante. Novamente, é evidente a discrepância entre os dados na região do MPP. Neste caso, também é perceptível uma certa diferença próxima à tensão final da curva I-V. Vale enfatizar que o ponto da curva utilizado nos cálculos da potência elétrica gerada é retirado do MPP, portanto, variações fora desta região não são consideradas.

Figura 37 - Curva I-V para condição padrão de irradiação e temperatura de célula de 65 °C.



Fonte: o autor.

A Figura 37 corresponde às condições de 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiação incidente ao módulo e temperatura de célula de 65 °C. Nesta condição, se percebe a diferença entre as três curvas, sendo que a mais distante, corresponde ao modelo proposto implementado neste trabalho, tendo as outras duas curvas, características idênticas às condições simuladas anteriormente. De modo geral, a explicação para a diferença entre os modelos se deve à não atualização da largura de banda no modelo proposto por Ma et al. (2019), o qual, conforme já mencionado, não possui atualização de alguns parâmetros em função da temperatura. Neste caso, a diferença também pode ser atribuída pela consideração de largura de banda não ter sido alterada para a simulação desta tecnologia.

De modo geral, é possível perceber que o modelo implementado neste trabalho superestima o ponto máximo de potência para o ambas as tecnologias de módulos fotovoltaicos, possuindo um erro maior associado à tecnologia de silício monocristalino.

Na Tabela 4, é exibido o RMSE em relação a cada condição testada do modelo *CS1U-405MS*.

Tabela 5 - Comparação entre o RMSE do modelo CS3U-405MS com o catálogo.

<b>CS6K-405MS@ 1000 W/m<sup>2</sup></b>	<b>Catálogo x SOTO; KLEIN; BECKMAN</b>	<b>Catálogo x MA et al.</b>
25 °C	0,5211	0,5391
45 °C	0,2955	0,4206
65 °C	0,3270	0,4128

Fonte: o autor.

Por meio da Tabela 4, é possível avaliar de modo quantitativo as conclusões conduzidas pela análise qualitativa. Para a temperatura padrão, novamente os dois modelos performaram de modo semelhante, retratados por um indicador do RMSE muito próximo. Já, para a temperatura de 45 °C, constata-se que o modelo clássico possui um ajuste mais aproximado dos pontos de referência. De modo análogo, é possível perceber que o RMSE para a temperatura de 65 °C é maior no modelo de (MA et al., 2019), entretanto, a diferença entre a precisão dos modelos é menor, quando comparado com os valores do módulo *CS6K-280P*, utilizado na análise anterior.

Com a finalidade de avaliar as distâncias relativas no ponto de máxima potência de cada modelo, o erro relativo aos dados do fabricante foi calculado e é exibido na Tabela 5.

Como observado na Tabela 5, para o módulo de silício policristalino, ambos os modelos apresentam os menores erros relativos, com o modelo clássico subestimando os dados. Já para o módulo de silício monocristalino, ambos os modelos superestimam a curva do catálogo, apresentando erro máximo de 2,80% para as condições padrão. Para ambos os casos, o modelo

proposto por (MA et al., 2019) superestima os dados, resultando em um erro máximo de 3,50% em relação aos dados do fabricante.

Tabela 6 - Erro relativo de cada modelo em relação aos catálogos, no ponto máximo.

Temperatura	CS6K-280P		CS1U-405MS	
	SOTO (2006)	MA et al., (2019)	SOTO (2006)	MA et al., (2019)
25 °C	+0,78%	+0,78%	+2,80%	+2,80%
45 °C	-1,50%	+0,40%	+1,90%	+2,40%
65 °C	-0,85%	+3,40%	+1,75%	+3,50%

Fonte: o autor.

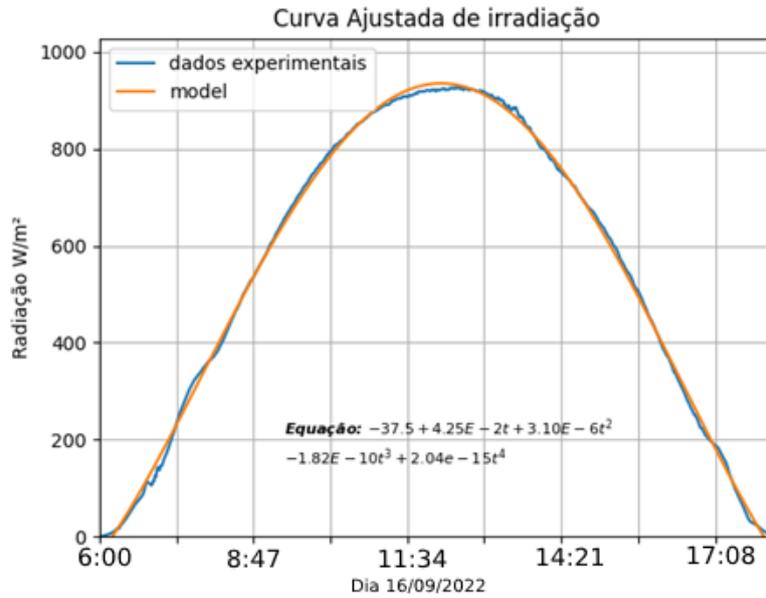
Os resultados apresentados nesta validação apontam para diferenças aceitáveis nas soluções encontradas, tornando interessante o uso da metodologia, partindo do princípio de que apenas os dados disponíveis no catálogo são necessários para a solução do modelo matemático. Cabe ressaltar, o modelo proposto é independente de manutenção de bibliotecas dos principais programas numéricos, como *MatLab*® ou de linguagens de programação, como *Python*, utilizado neste trabalho.

## 5.2 VALIDAÇÃO DO MODELO TÉRMICO

A validação do modelo térmico foi realizada utilizando os dados coletados a partir de uma estação solarimétrica, instalada na cidade de Foz do Iguaçu, na posição geográfica - 25.437845, -54.597067, com dados coletados a cada segundo. Os dados foram tratados a partir da primeira irradiação do dia até o último valor registrado. Os efeitos da troca térmica causados pela inserção do absorvedor solar e da circulação de fluido nos tubos foram desconsiderados. A partir dos dados exibidos na Figura 30, um ajuste de curva foi realizado. A Figura 38 exibe a curva de irradiação ajustada por um polinômio de quarto grau, justaposta sobre os dados coletados.

Com a equação do polinômio para irradiação, se pode incluir no modelo térmico anteriormente demonstrado e, utilizando os parâmetros complementares da Tabela 6, a figura 39 foi obtida. Os pontos demarcados em verde são oriundos da temperatura de contato medida e a curva em azul corresponde à temperatura da camada inferior de *tedlar*® simulada. Os parâmetros geométricos para o PV utilizado nesta validação, correspondem ao modelo *CS3U-340P* da fabricante *Canadian Solar*®. Este é o modelo em que são coletados os dados de temperatura, juntamente com as demais variáveis da estação solarimétrica.

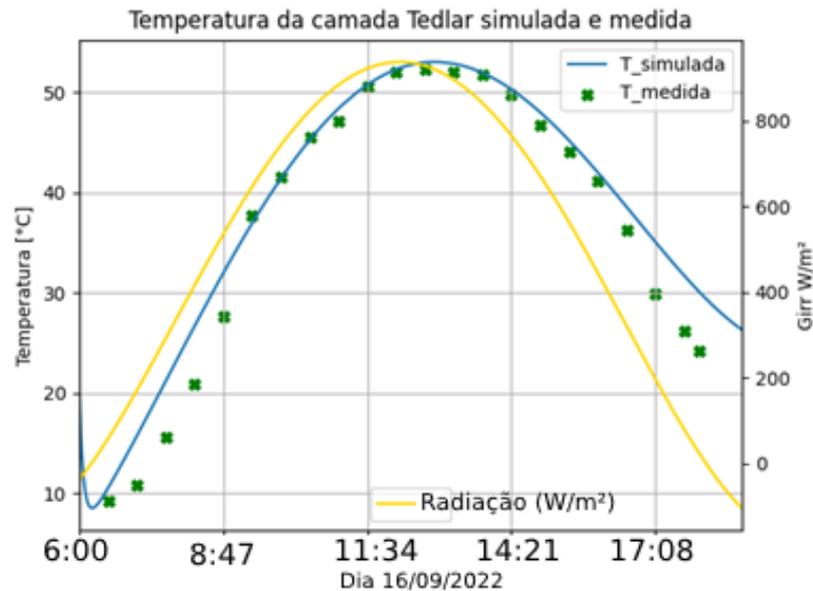
Figura 38 – Dados experimentais x curva ajustada



Fonte: o autor.

Ao analisar a figura 39, é perceptível o forte indicativo que a modelagem apresenta bons resultados para irradiações acima de 500 W/m<sup>2</sup>. Abaixo desse valor, é notável uma diferença de aproximadamente 5 °C acima da temperatura mensurada. Essa diferença pode ser atrelada à consideração de coeficientes convectivos e velocidade do vento constantes, que podem gerar distorções numéricas no modelo, conforme (MA et al., 2019).

Figura 39 – Relação entre a temperatura simulada e medida da superfície inferior do módulo fotovoltaico.



Fonte: o autor.

### 5.3 RESULTADOS DO MODELO ACOPLADO

A partir do acoplamento dos modelos apresentados, se pode avaliar a performance do sistema, bem como as temperaturas de cada camada do PV/T, além das eficiências elétrica e térmica. Também realizar estudos de sensibilidade das variáveis geométricas e da ação da velocidade do vento, para verificar sua influência no desempenho do sistema proposto. O modelo acoplado foi simulado utilizando os mesmos dados para a validação do modelo térmico, apresentados na Tabela 6, com a inclusão dos parâmetros fotovoltaicos, exibidos na Tabela 7.

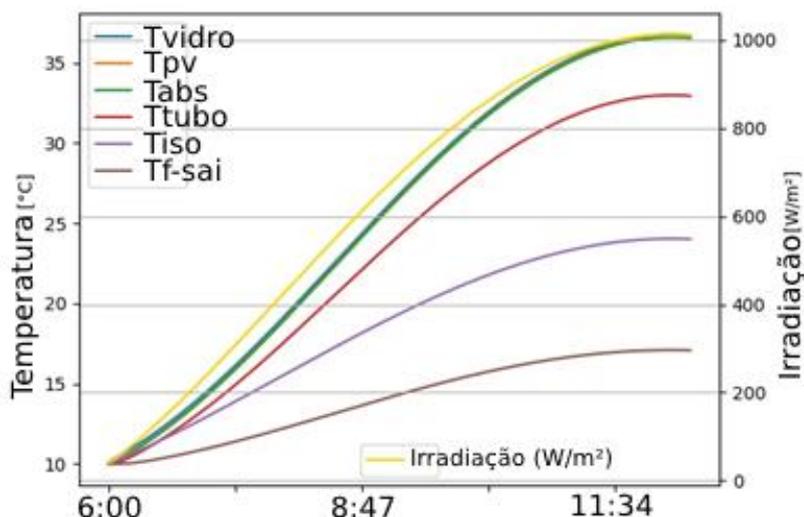
Tabela 7 – Dados fotovoltaicos do módulo CS3U-340P.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$V_{mp}$	38,4	V
$I_{mp}$	8,86	A
$V_{oc,ref}$	45,9	V
$I_{s,ref}$	9,36	A
$P_{max,ref}$	340	W
$K_v$	-0,14229	V/ °C
$K_i$	0,0049608	A/ °C
$K_b$	0,0039	W/ °C
$N_s$	144	-
$E_g$	1,121	eV

Fonte: o autor.

A figura 40 exibe as diferentes temperaturas de cada camada do PV/T, incluindo a temperatura de saída do fluido. É perceptível a redução da temperatura de operação da célula fotovoltaica, em função da inclusão do sistema para remoção de calor. A temperatura mais alta obtida pertence à camada da célula fotovoltaica, atingindo aproximadamente 37 °C. As camadas do vidro de proteção, do absorvedor de calor e do tubo possuem temperaturas semelhantes e muito próximas da obtida na célula fotovoltaica devido a sua alta capacidade de condução de calor.

Figura 40 – Temperaturas em cada camada do PV/T.



Fonte: o autor.

Entretanto, pode-se observar uma temperatura um tanto menor na camada do tubo, muito provavelmente devido às considerações geométricas utilizadas no equacionamento. Como esperado, dentre as camadas “sólidas”, a camada de isolante é a que possui a menor temperatura devido ao seu coeficiente de condutividade térmica mais baixo em relação aos outros materiais.

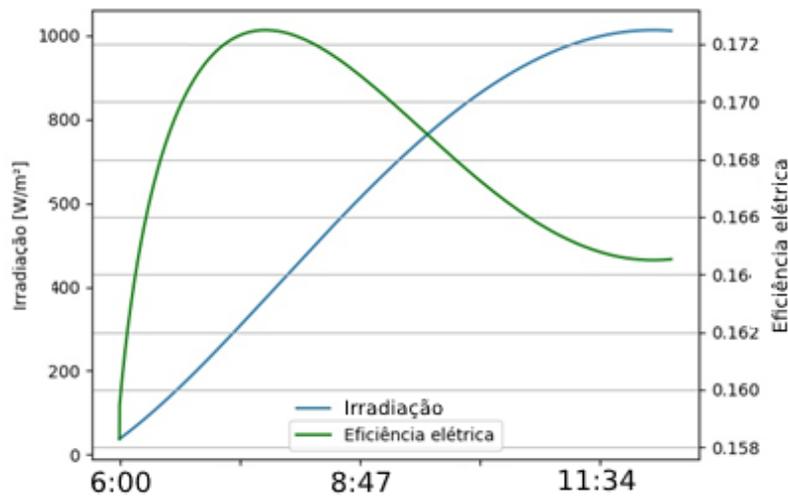
A variação da temperatura do fluido, neste caso, foi de aproximadamente 8 °C, sendo considerado o menor valor o inicial do dia e a temperatura mais alta de 18 °C, ocorrendo no pico de irradiação e de potência do dia. A análise foi realizada até a iteração que corresponde ao valor de irradiação máxima, considerando que para o cálculo das eficiências e potencial gerado são utilizadas as variações entre pontos máximos e mínimos, que neste caso, são obtidos via condições iniciais e máximas, que ocorrem justamente por volta das "12 horas" do dia. Os parâmetros utilizados pelo modelo elétrico são exibidos na Tabela 7.

A partir da obtenção das temperaturas, podemos calcular as eficiências elétrica e térmicas (figuras 41 e 42) e estimar o desempenho global do PV/T.

A figura 41 apresenta a eficiência elétrica instantânea em função da irradiação modelada. Percebe-se que o pico de eficiência ocorre em torno do horário das 6 horas e 40 minutos (correspondentes aos 6000 segundos) em uma potência instantânea de 130 W. Esse pico ocorre quando a temperatura de operação de célula se aproxima de 25 °C e atinge sua máxima eficiência. Percebe-se também que a eficiência decai aproximadamente 0,8 pontos percentuais quando a irradiação atinge o ponto máximo, devido ao aumento da temperatura, evidenciando o efeito negativo da temperatura da célula na eficiência elétrica. Entretanto essa redução é suave, visto que a temperatura da célula foi minimizada em virtude da remoção do calor excedente pelo fluido

refrigerante.

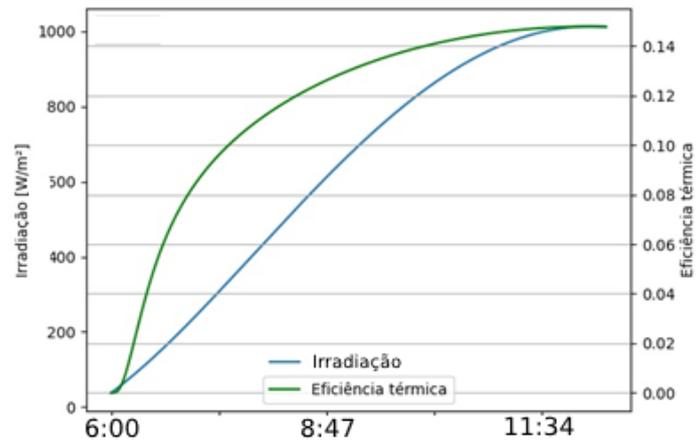
Figura 41 - Eficiência elétrica do PV/T.



Fonte: o autor.

De modo semelhante, a eficiência térmica do PV/T foi calculada (vide Figura 42) e é possível perceber o seu aumento em função da irradiação e consequentemente da temperatura de saída do fluido. A eficiência térmica máxima de 14,2% é atingida no ponto de máxima irradiação (1000 W/m<sup>2</sup>) e máxima potência elétrica instantânea (330 W).

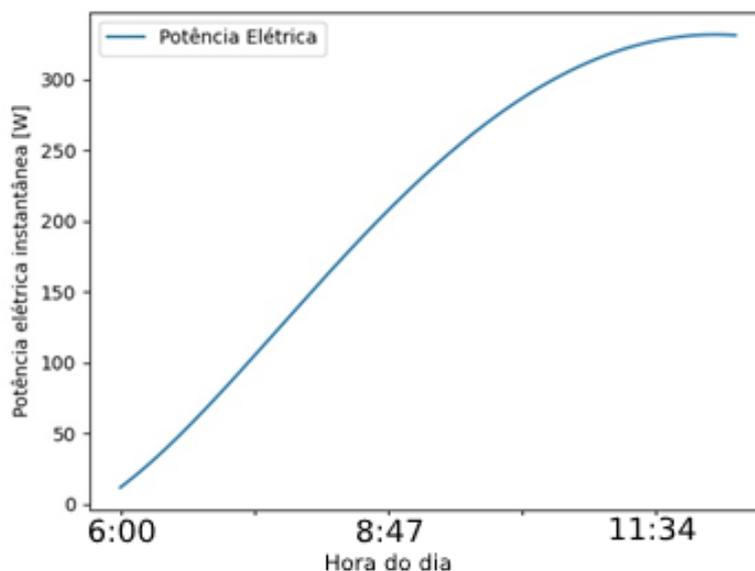
Figura 42 - Eficiência térmica do PV/T.



Fonte: o autor.

Com os dados de saída do modelo elétrico, é possível estimar a potência elétrica instantânea gerada pelo PV/T, conforme a figura 43. Nota-se que o perfil da curva de potência elétrica se assemelha ao perfil de irradiação do dia em questão e o pico de irradiação em torno do meio-dia produz uma potência de saída próxima a nominal do módulo.

Figura 43 – Potência elétrica instantânea do PV/T.



Fonte: o autor.

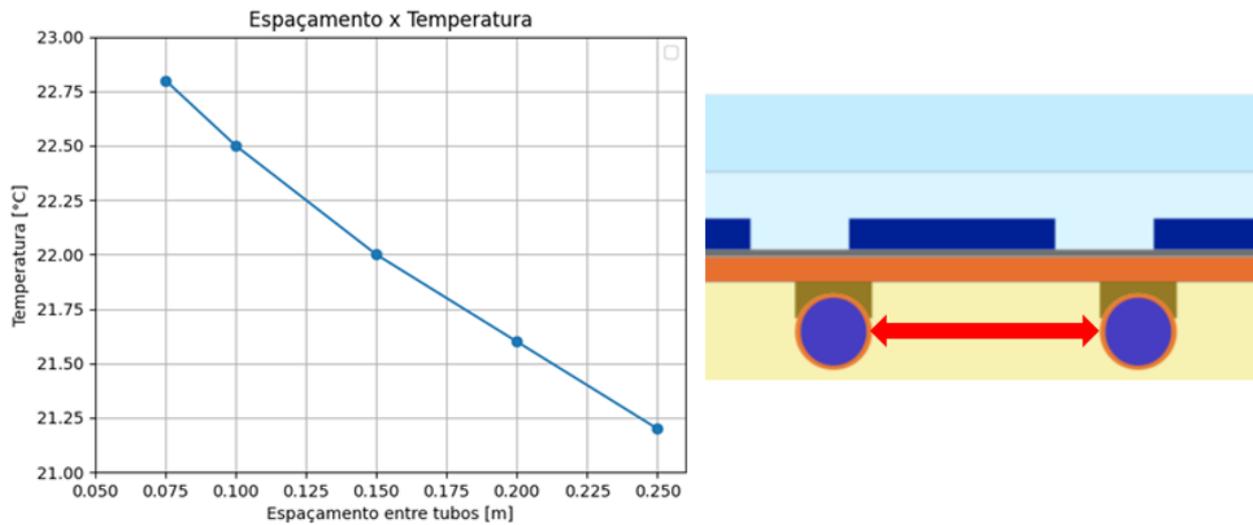
#### 5.4 ANÁLISE DA SENSIBILIDADE AOS FATORES EXTERNOS E GEOMÉTRICOS

Uma análise de sensibilidade foi realizada com o intuito de avaliar os efeitos de variações de determinados parâmetros de entrada na performance global do sistema PV/T modelado. Dessa forma, pode ser estimada qual a variável a resposta do sistema é mais sensível e quais de fato possuem relevância para uma possível intervenção.

Uma das variáveis analisada foi a distância entre os tubos de fluido do coletor solar representada pela figura 44. A variação do espaçamento entre os tubos resulta em mais ou menos área para troca térmica devido à alteração direta na quantidade de dutos, o que impacta na temperatura de saída do fluido. É notável que, com o aumento do distanciamento, a temperatura do fluido decresce, o que é justificado pela redução da troca térmica. Os dados indicam que, com uma variação de 175 mm, a temperatura de saída decai entre 22,75 °C para 21,25 °C, aproximadamente.

É importante incluir uma análise da qualidade da junta entre a placa absorvedora de cobre e a parte posterior do módulo fotovoltaico (Figura (16)). A condição desta união implica diretamente na temperatura da célula fotovoltaica e, conseqüentemente, nas eficiências do sistema. Uma junta considerada perfeita nesta modelagem, apresenta valores superiores da ordem de 10000 W/m<sup>2</sup>K. Já uma junta considerada ruim, possui troca da ordem de 100 W/m<sup>2</sup>K, ou até mesmo valores inferiores (CHOW, 2003). A Figura 45 exhibe a análise que de três coeficientes de junta, variando entre 100, 1000 e 10000. Como resultado, são apresentadas as temperaturas de saída do fluido, do absorvedor e da célula fotovoltaica.

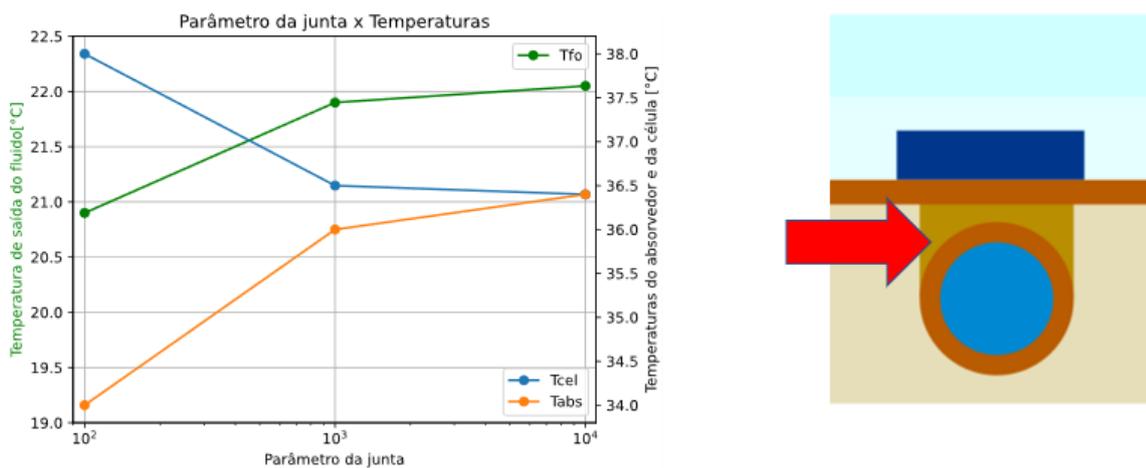
Figura 44 - Espaçamento entre tubos x Temperatura de saída do fluido.



Fonte: o autor.

Como esperado, é observado uma convergência entre a temperatura da célula fotovoltaica e do absorvedor térmico com o aumento da qualidade da junta, fato este, devido ao aumento da condutividade térmica entre as duas camadas. Também é observado que, com uma qualidade ruim da junta, a célula fotovoltaica apresenta uma temperatura de operação 4 °C mais alta em relação a temperatura do absorvedor, o que justifica o contato pobre entre as duas superfícies.

Figura 45 - Influência da qualidade da junta na temperatura de saída do fluido, do absorvedor e da célula.



Fonte: o autor.

A variação da vazão mássica foi explorada e obtida em função das eficiências elétrica, térmica e da temperatura de saída do fluido e está apresentada na Figura 45. Os valores testados variam de 0,005 kg/s a 0,1 kg/s e indicam uma tendência de redução de temperatura de saída

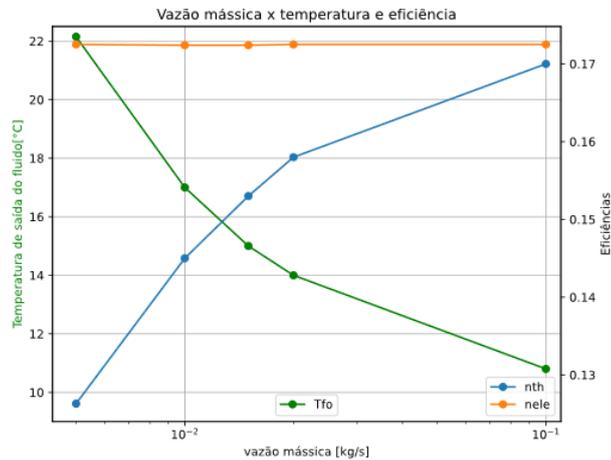
do fluido, justificada pelo aumento na velocidade do mesmo, conforme a Tabela 6. O número de Prandtl calculado foi de 6,90. Também, de acordo com a Tabela 6, se verifica que o escoamento é laminar entre os valores de vazão mássica de 0,005 e 0,02 kg/s. O valor de 0,1 kg/s corresponde a uma velocidade de 2 m/s, e considerando o comprimento do módulo de 2 metros, o fluido está em contato por 1 segundo o que justifica a temperatura de saída próxima da temperatura de entrada. A eficiência térmica apresenta seu aumento em função da variação mássica, embora a diferença entre temperaturas seja baixa, o resultado da eficiência é compensado em função do aumento do valor da vazão. Já para a eficiência elétrica, é notável a sua estabilidade devido a temperatura de célula ficar em patamares mais baixos, próximos à 36 °C.

Tabela 8 – Variação da vazão mássica, velocidade e Reynolds correspondente.

Vazão mássica (kg/s)	Velocidade (m/s)	Reynolds
0,005	0,1	798
0,010	0,2	1595
0,015	0,25	1994
0,020	0,3	2393
0,1	2	15952

Fonte: o autor.

Figura 46 - Influência da vazão mássica na temperatura de saída do fluido e nas eficiências.

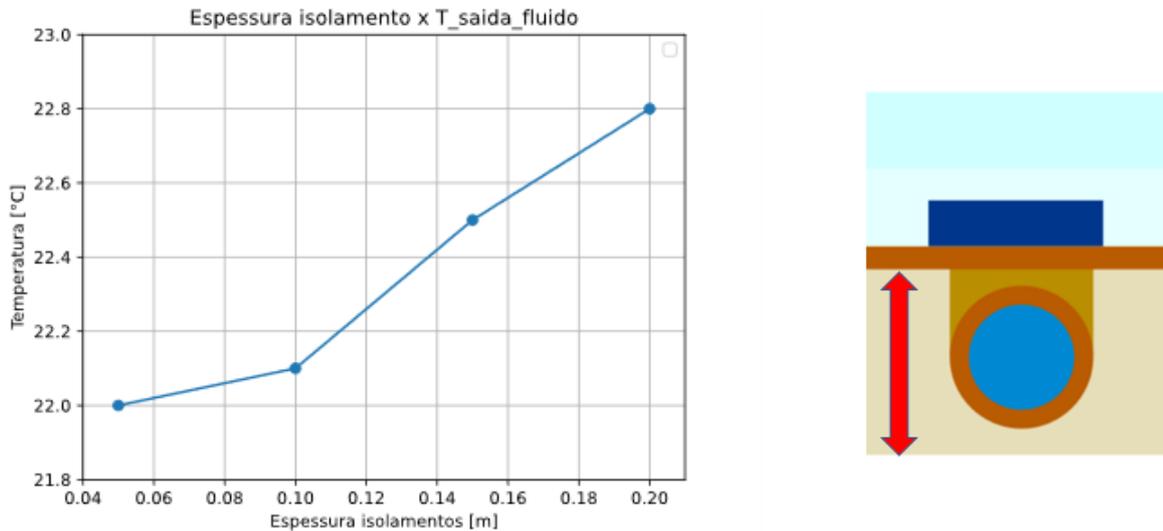


Fonte: o autor.

Outra importante variável a ser analisada, é o impacto da espessura de isolamento na temperatura de saída do fluido. A figura (46) apresenta a variação entre 50 milímetros e 200 milímetros do isolante. Se nota a tendência de aumento da temperatura de saída, porém, com uma pequena variação, de 0,8 °C. Isto indica que, de fato, o aumento da espessura do isolante contribui para a troca térmica entre tubos e fluido, mas o ganho apresentado na temperatura de saída não é

expressivo. Um resultado semelhante foi obtido por (ABDIN; RACHID, 2021).

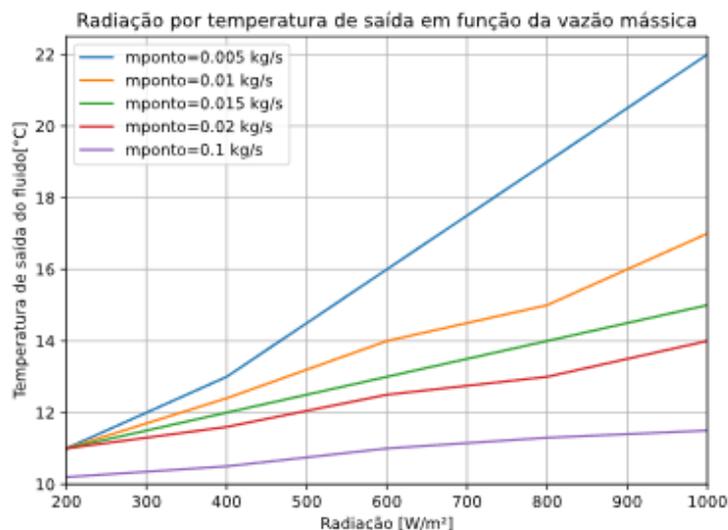
Figura 47 – Influência da espessura do isolante na temperatura de saída do fluido.



Fonte: o autor.

Avaliar a influência da vazão mássica na temperatura de saída do fluido é importante para verificar as capacidades de bombas que podem ser utilizadas. A figura (47) ilustra a temperatura de saída do fluido em função da radiação global do dia, variando uma família de curvas de vazão mássica, variando entre 0.005 kg/s e 0.1 kg/s. O comportamento da família de curvas indica que com o aumento da vazão mássica, a temperatura de saída do fluido diminui. Também, podemos concluir que com o aumento da radiação global, todas as curvas também apresentam um aumento de temperatura.

Figura 48 – Influência da radiação na temperatura de saída do fluido, em função da vazão mássica.



Fonte: o autor.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os resultados e desenvolvidas discussões sobre os valores encontrados. Adicionalmente, se pode esperar que para um dia completo com as características como da Figura 40, que eleva a temperatura de entrada de 10 para 17 °C, a produção de energia térmica de um módulo PV/T é de aproximadamente 1,75 kWh, enquanto a produção elétrica é de aproximadamente 2,8 kWh.

## 6 CONCLUSÕES

O objetivo geral deste trabalho foi implementar um modelo computacional acoplado entre o modelo de geração elétrica fotovoltaica e um modelo térmico baseado no balanço energético, de fácil solução e configurável para vários modelos de módulos fotovoltaicos e de coletor solar térmico, que representa a coleta do calor residual da geração fotovoltaica para aquecimento de um fluido de trabalho por meio da simulação numérica. A implementação do acoplamento se deu pela realimentação das variáveis potência elétrica e temperatura de célula em cada modelo em função da radiação global ao longo do dia. Vale ressaltar que este trabalho foi completamente desenvolvido utilizando a linguagem de programação *Python* e é um dos primeiros estudos realizados na área pelo Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade - *PPGIES*. Além disso, este trabalho apresenta uma contribuição sobre o acoplamento de dois modelos numéricos diferentes para um PV/T, o qual é pouco explorado pela literatura até o momento.

O método de solução para o modelo de cinco parâmetros proposto por MA et al., (2019) apresenta resultados satisfatórios para as condições verificadas, considerando apenas a utilização de informações básicas de catálogos de fabricantes de módulos fotovoltaicos. O modelo térmico baseado no balanço unidimensional de energia por camadas que compõem o PV/T apresenta uma estimativa aceitável de temperaturas médias entre cada camada. Para a solução do sistema de equações resultantes do acoplamento PV/T, o método matemático de Runge-Kutta de quarta ordem é uma possibilidade adequada para a solução de equações diferenciais ordinárias acopladas.

A validade do modelo acoplado está de acordo com os resultados obtidos por outros autores, com configurações de PV/T semelhantes como (SIDDIQUI; ARIF, 2013) e (ABDIN; RACHID, 2021). Baseado nisso, se pode concluir que adicionar um coletor de calor residual a um módulo fotovoltaico, aumenta a saída de potência elétrica devido à redução de temperatura de operação. Da mesma forma, se pode verificar que, para explorar e obter mais energia térmica por meio da coleta do calor residual, é necessária a redução da vazão mássica de fluido. Entretanto, esta modificação acarreta uma temperatura de célula maior e que, por consequência, reduz a eficiência elétrica do PV.

Também se verificou que ao aumentar a espessura do isolante em quatro vezes, o aumento na temperatura de saída do fluido foi apenas de 0,8 °C, o que indica que 50 milímetros de isolante térmico podem ser suficientes para manter as perdas térmicas controladas. Por outro lado, aumentar a vazão mássica de 0,005 kg/s para 0,01 kg/s reduz a temperatura de saída do fluido de 22 °C para 11,5 °C, fato este explicado pelo aumento da velocidade no interior dos tubos, reduzindo o tempo de contato entre fluido e parede aquecida do tubo. Variar a distância entre os tubos de 0,075 m para 0,25

m reduz a temperatura de saída do fluido de 22,75 °C para 21,25 °C . Além do mais, a qualidade da união entre absorvedor e módulo fotovoltaico é um dos principais fatores que devem ser observados. Neste trabalho, ao considerar uma junta ruim (100 W/m<sup>2</sup>K), a diferença entre a temperatura da célula fotovoltaica e do absorvedor foi de aproximadamente 15%, enquanto ao considerar uma junta perfeita, as temperaturas convergem para um mesmo valor. Finalmente, os resultados obtidos neste trabalho podem ser utilizados para o projeto preliminar de aplicação de um sistema PV/T, o qual demonstrou que acrescentar um coletor de calor residual à um gerador fotovoltaico torna a energia por área utilizada mais atrativa.

## TRABALHOS FUTUROS

Para o desenvolvimento de trabalhos futuros, recomendam-se as seguintes atividades:

- Implementar modelo elétrico de sete parâmetros, para melhorar a análise elétrica em radiações inferiores a 500 W/m<sup>2</sup>;
- Implementar um modelo térmico bidimensional e considerar um sistema fechado, incluindo módulos PV/T, tanque de armazenamento e bomba hidráulica, para avaliar a distribuição de temperatura ao longo do arranjo e considerar as perdas de carga do sistema;
- Avaliar o efeito de envelhecimento de um módulo PV/T e compará-lo ao envelhecimento de um PV, a fim de verificar o impacto da temperatura ao longo da vida útil de um PV/T;
- Realizar estudos experimentais, com bancada para obtenção de dados e estimativa de custos para a construção de um PV/T, além de custos de manutenção, como limpeza das placas e manutenção do sistema hidráulico.

## REFERÊNCIAS

- ABDIN, Z. U.; RACHID, A. Bond graph modeling of a water-based photovoltaic thermal (pv/t) collector. *Solar energy*, Elsevier, v. 220, p. 571–577, 2021.
- AKMESE, S.; OMEROGU, G.; COMAKLI, O. Photovoltaic thermal (PV/T) system assisted heat pump utilization for milk pasteurization. ***Solar Energy***, v. 218, p. 35-47, 2021.
- AL-WAELI, A. H.; CHAICHAN, M. T.; SOPIAN, K.; KAZEM, H. A.; MAHOOD, H. B.; KHADOM, A. A. Modeling and experimental validation of a pvt system using nanofluid coolant and nano-pcm. *Solar Energy*, Elsevier, v. 177, p. 178–191, 2019.
- ANEEL. Sistema de informações de geração da ANEEL—SIGA. 2021.
- AZHA, N. I. S.; HUSSIN, H.; NASIF, M. S.; HUSSAIN, T. Thermal performance enhancement in flat plate solar collector solar water heater: A review. *Processes*, MDPI, v. 8, n. 7, p. 756, 2020.
- BDEW. Relatório anual de suprimento de energia, 2022.
- BHATTARAI, S. et al. Simulation and model validation of sheet and tube type photovoltaic thermal solar system and conventional solar collecting system in transient states. ***Solar Energy Materials and Solar Cells***, v. 103, p. 184-193, 2012.
- BEHAR, O.; KHELLAF, A.; MOHAMMEDI, K. A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 23, p. 12–39, 2013.
- CHIN, V. J.; SALAM, Z.; ISHAQUE, K. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. *Applied Energy*, Elsevier, v. 154, p. 500–519, 2015.
- CHOW, T. Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model. *Solar Energy*, Elsevier, v. 75, n. 2, p. 143–152, 2003.
- DUBEY, S.; TIWARI, G. Thermal modeling of a combined system of photovoltaic thermal (pv/t) solar water heater. *Solar energy*, Elsevier, v. 82, n. 7, p. 602–612, 2008.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013.
- DUPEYRAT, P.; MENEZO, C.; ROMMEL, M.; HENNING, H.-M. Efficient single glazed flat plate photovoltaic–thermal hybrid collector for domestic hot water system. *Solar Energy*, Elsevier, v. 85, n. 7, p. 1457–1468, 2011.
- EVANS, D. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar energy*, Elsevier, v. 27, n. 6, p. 555–560, 1981.
- FU, H.; LI, G.; LI, F. Performance comparison of photovoltaic/thermal solar water heating systems with direct-coupled photovoltaic pump, traditional pump and natural circulation. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 136, p. 463–472, 2019.

- GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. Photovoltaic solar energy generation. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2005. v. 112.
- GREENER. Estudo estratégico -mercado fotovoltaico de geração distribuída –3º trimestre/2019. 2019.
- GUARRACINO, I., MELLOR, A., EKINS-DAUKES, N. J., & MARKIDES, C. N. Dynamic coupled thermal-and-electrical modelling of sheet-and-tube hybrid photovoltaic/thermal (PVT) collectors. *Applied Thermal Engineering*, v. 101, p. 778-795, 2016.
- HANSEN, C. Parameter estimation for single diode models of photovoltaic modules. [S.l.], 2015.
- HEREZ, A.; HAGE, H. E.; LEMENAND, T.; RAMADAN, M.; KHALED, M. Review on photovoltaic/thermal hybrid solar collectors: Classifications, applications and new systems. *Solar Energy*, Elsevier, v. 207, p. 1321–1347, 2020.
- HUANG, C.-Y.; SUNG, H.; YEN, K.-L. et al. Experimental study of photovoltaic/thermal (pv/t) hybrid system. *Int. J. Smart Grid Clean Energy*, v. 2, n. 2, p. 147–151, 2013.
- IBRAHIM, Adnan; JIN, Goh Li. Hybrid Photovoltaic Thermal (PV/T) Air and Water Based Solar Collectors Suitable for Building Integrated Applications. *American Journal of Environmental Sciences*, v. 5, n. 5, p. 618-624, 2009.
- IEA. Energy Technology Perspectives 2023. [S.l.], 2023.
- INCROPERA, Frank P.; DEWITT, David P.; BERGMAN, Fundamentos. Transferência de Calor e de Massa –5ª Edição. **Editora LTC, Rio de Janeiro, Brasil**, 2012.
- JORDEHI, A. R. Parameter estimation of solar photovoltaic (pv) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 61, p. 354–371, 2016.
- JOSHI, S. S.; DHOBLE, A. S. Photovoltaic-thermal systems (pvt): Technology review and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 92, p. 848–882, 2018.
- KALOGIROU, S. A. Progress in energy and combustion science. *Prog. Ener. Combust. Sci*, v. 30, p. 231–295, 2004.
- KARAASLAN, I.; MENLIK, T. Numerical study of a photovoltaic thermal (PV/T) system using mono and hybrid nanofluid. *Solar Energy*, v. 224, p. 1260-1270, 2021.
- KAZEMIAN, A.; TAHERI, A.; SARDARABADI, A.; MA, T.; PASSANDIDEH-FARD, M.; PENG, J. Energy, exergy and environmental analysis of glazed and unglazed pvt system integrated with phase change material: An experimental approach. *Solar Energy*, Elsevier, v. 201, p. 178–189, 2020.
- KIM, J.-H.; PARK, S.-H.; KANG, J.-G.; KIM, J.-T. Experimental performance of heating system with building-integrated pvt (bipvt) collector. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 48, p. 1374–1384, 2014.

KOHOLÉ, Y. W.; FOHAGUI, F. C. V.; TCHUEN, G. Flat-plate solar collector thermal performance assessment via energy, exergy and irreversibility analysis. **Energy Conversion and Management: X**, v. 15, p. 100247, 2022.

LANGE, W.; VASCONCELOS, A. d. O. Refinamento do mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil. In: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. [S.l.: s.n.], 2015.

LOPEZ, C. S. P.; TENCONI, L.; CASTRO, F. L.; BRAMBILASCA, S.; VIRTUANI, A. Testing of a cost-effective photovoltaic thermal hybrid solar collector prototype. In: IEEE. 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. [S.l.], 2012. p. 000479–000484.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. Handbook of photovoltaic science and engineering. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.

MA, T.; GU, W.; SHEN, L.; LI, M. An improved and comprehensive mathematical model for solar photovoltaic modules under real operating conditions. *Solar Energy*, Elsevier, v. 184, p. 292–304, 2019.

Ma T.; GU W.; SHEN L.; LI M. An improved and comprehensive mathematical model for solar photovoltaic modules under real operating conditions. *Solar Energy*, 2019;184:292-304.

MAATALLAH, T.; ZACHARIAH, R.; AL-AMRI, F. G. Exergo-economic analysis of a serpentine flow type water based photovoltaic thermal system with phase change material (pvt-pcm/water). *Solar Energy*, Elsevier, v. 193, p. 195–204, 2019.

MATTHES, E. Curso intensivo de Python: Uma introdução prática e baseada em projetos à programação. [S.l.]: Novatec, 2016. ISBN 978-1-59327-603-4.

MISHA, S.; ABDULLAH, A. L.; TAMALDIN, N.; ROSLI, M.; SACHIT, F. Simulation CFD and experimental investigation of pvt water system under natural Malaysian weather conditions. *Energy Reports*, Elsevier, v. 6, p. 28–44, 2020.

NAKABAYASHI, R. K. Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

NASRIN, R.; HASANUZZAMAN, M.; RAHIM, N. A. Effect of high irradiation and cooling on power, energy and performance of a pvt system. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 116, p. 552–569, 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. et al. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47–499, 2014.

RAHAEI, A.; RAFEE, R.; ZARGARABADI, M. R. A photovoltaic thermal system with a complete contact between water and PV modules suitable for district heating and electric power generation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 47, p. 101325, 2021.

RAUSCHENBACH, H. S. *Solar cell array design handbook-The principles and technology of photovoltaic energy conversion. NASA STI/Recon Technical Report A*, v. 80, p. 34847, 1980.

REDDY, B. S. India's energy system transition—survival of the greenest. *Renewable energy*, Elsevier, v. 92, p. 293–302, 2016.

REJEB, O.; SARDARABADI, M.; MEN ´ EZO, C.; PASSANDIDEH-FARD, M.; DHAOU, M. H.; JEMNI, A. Numerical and model validation of uncovered nanofluid sheet and tube type photovoltaic thermal solar system. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 110, p. 367–377, 2016.

ROHATGI, A. Webplotdigitizer user manual version 3.4. URL <http://arohatgi.info/WebPlotDigitizer/app>, p. 1–18, 2014.

ROSA, A. R. O. D.; GASPARIN, F. P. Panorama da energia solar fotovoltaica no brasil. *Revista brasileira de energia solar*, v. 7, n. 2, p. 140–147, 2016.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZALEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 74, p.590–601, 2017.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; JR, A. O. P. The role of wind power and solar PV in reducing risks in the brazilian hydro-thermal power system. *Energy*, Elsevier, v. 115, p. 1748–1757, 2016.

SEIFFERT, G. P.; CHIQUETTI, R.; AVILA, S. L. Cálculo numérico aplicado à engenharia elétrica com python. 2019.

SIDDIQUI, M.; ARIF, A. Electrical, thermal and structural performance of a cooled PV module: Transient analysis using a multiphysics model. *Applied energy*, Elsevier, v. 112, p. 300–312, 2013.

SOTO, W. D.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar energy*, Elsevier, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.

TIAN, Y.; ZHAO, C.-Y. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. *Applied energy*, Elsevier, v. 104, p. 538–553, 2013.

TOSCANO, A. E. Comparação entre os modelos newave e odin no planejamento energético do sistema interligado nacional. Unicamp, Campinas, SP: Dissertação de Mestrado, 2009.

TOUAFEK, K.; KHELIFA, A.; ADOUANE, M. Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid pvt collector. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 80, p. 71–77, 2014.

TYAGI, V.; KAUSHIK, S.; TYAGI, S. Advancement in solar photovoltaic/thermal (pv/t) hybrid collector technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 16, n. 3, p. 1383–1398, 2012.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *Power Electron IEEE Trans*, v. 1, n. 24, p. 198–208, 2009.

WITZLER, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015.

WOLF, M.; RAUSCHENBACH, H. S. *Series resistance effects on solar cell measurements. Advanced energy conversion*, v. 3, n. 2, p. 455-479, 1963.

YAZDANIFARD, F.; EBRAHIMNIA-BAJESTAN, E.; AMERI, M. Investigating the performance of a water-based photovoltaic/thermal (pv/t) collector in laminar and turbulent flow regime. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 99, p. 295–306, 2016.

ZAHARATOS, B. R.; CAMPANELLI, M.; TENORIO, L. On the estimability of the pv single-diode model parameters. *Statistical Analysis and Data Mining: The ASA Data Science Journal*, Wiley Online Library, v. 8, n. 5-6, p. 329–339, 2015.

ZONDAG, H. A.; DE VRIES, D. W.; VAN HELDEN, W. G. J; VAN ZOLINGEN, R. J. C; VAN STEENHOVEN, A. A. The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector. *Solar energy*, v. 72, n. 2, p. 113-128, 2002.