



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

RENATO CANDIDO REIS

**ANÁLISE DO EFEITO DA CONVECÇÃO FORÇADA PARA RESFRIAMENTO DE
SISTEMA TÉRMICO FOTOVOLTAICO**

Ilha Solteira

2020

RENATO CANDIDO REIS

**ANÁLISE DO EFEITO DA CONVECÇÃO FORÇADA PARA RESFRIAMENTO DE
SISTEMA TÉRMICO FOTOVOLTAICO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira/UNESP como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de Conhecimento: Ciências Térmicas.

Prof.^a Dr.^a Elaine Maria Cardoso
Orientadora

Ilha Solteira

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

R375a Reis, Renato Candido.
Análise do efeito da convecção forçada para resfriamento de sistema
térmico fotovoltaico / Renato Candido Reis. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2020
95 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Ciências Térmicas, 2020

Orientador: Elaine Maria Cardoso
Inclui bibliografia

1. Sistemas solares híbridos PVT. 2. Energia solar fotovoltaica. 3.
Rastreamento solar. 4. Sistema de resfriamento.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Serviço Técnico de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/3 - 9999

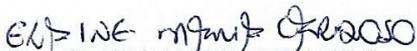
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: ANÁLISE DO EFEITO DA CONVECÇÃO FORÇADA PARA RESFRIAMENTO DE SISTEMA TÉRMICO FOTOVOLTAICO

AUTOR: RENATO CANDIDO REIS

ORIENTADORA: ELAINE MARIA CARDOSO

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA MECÂNICA, área: Ciências Térmicas pela Comissão Examinadora:



Profa. Dra. ELAINE MARIA CARDOSO

Coordenadoria de Curso de Engenharia Aeronáutica / Câmpus Experimental de São João da Boa Vista - UNESP



Prof. Dr. JOAO BATISTA CAMPOS SILVA

Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. HUGO LEONARDO SOUZA LARA LEÃO

Campus Rio Verde / Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - IFGO

Ilha Solteira, 23 de março de 2020

AGRADECIMENTOS

No decorrer deste trabalho, o apoio recebido foi de fundamental importância. Por isso, gostaria de registrar aqui meus sinceros agradecimentos:

- Aos meus pais, pelo apoio, incentivo e por estarem ao meu lado sempre que precisei;
- À minha orientadora, Prof^ª. Dr^ª. Elaine Maria Cardoso, pelos imprescindíveis auxílios e conselhos ao longo de todo o trabalho;
- Ao Prof. Dr. João Batista Campos Silva, pelos conselhos, sugestões e discussões indispensáveis durante toda a elaboração do trabalho.
- Ao Eng. Domisley Dutra Silva, pela vital ajuda na elaboração, aquisição e instalação da bancada experimental e do sistema de aquisição. Agradeço igualmente por toda a ajuda na análise de dados e pelas discussões e conclusões sobre os resultados adquiridos. Este trabalho jamais seria realizado a tempo sem seus auxílios;
- A todos meus colegas do grupo de estudos, por me acolherem e me ajudarem de diversas formas ao longo do trabalho;
- Ao Prof. Antônio Eduardo Turra, pelos conselhos e empréstimo de sensores e do sistema de aquisição;
- Ao doutorando Iago Lessa Oliveira, pela ajuda na elaboração dos gráficos de distribuição de temperatura;
- Ao PPGEM-FEIS e CNPq pelo apoio financeiro.
- A todos meus amigos, por sempre estarem comigo nos momentos bons ou ruins;
- Aos demais que, de alguma forma, me ajudaram na elaboração deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho consistiu na análise teórica e experimental de um sistema híbrido PVT - fotovoltaico/térmico. Este consiste de um painel fotovoltaico (PV), com sistema de rastreamento, para aproveitar a radiação solar direta e difusa, e de um sistema de resfriamento por convecção forçada acoplado, permitindo gerar eletricidade e calor em um único processo além de reduzir a temperatura de operação de um painel solar fotovoltaico comercial e, assim, melhorar sua eficiência energética. O módulo PV está instalado na região noroeste do estado de São Paulo. O conjunto experimental possui um sistema de rastreamento solar azimutal de eixo simples; a tensão e a corrente de saída do painel foram medidas para quantificar a potência produzida levando em consideração diferentes condições de operação. Todos os testes foram realizados *in loco* usando um painel fotovoltaico comercial, sempre levando em consideração as condições meteorológicas do dia. O rastreamento solar aumenta em 45,5% a energia gerada para um dia do mês de junho em relação a um sistema fixo. O painel fotovoltaico com a parte posterior isolada termicamente opera em condições 15 °C a 20 °C mais quente que um painel não isolado, o que implica em perdas energéticas da ordem de 7,6%. O trocador de calor tipo serpentina, com uso de água deionizada, não mostrou desempenho satisfatório ao resfriar o módulo fotovoltaico devido à significativa resistência térmica de contato com a face posterior do módulo. A análise teórica apresentou erros menores que 10% em relação às medidas experimentais. O presente trabalho mostra a importância do correto dimensionamento, construção e análise dos trocadores de calor a fim de possibilitarem a melhoria da eficiência de painéis fotovoltaicos e o aumento do aproveitamento da energia solar. No âmbito social, este trabalho contribui para que a conversão fotovoltaica de energia solar seja mais eficiente e que a vida útil dos painéis seja prolongada.

Palavras-chave: Sistemas solares híbridos PVT. Energia solar fotovoltaica. Rastreamento solar. Sistema de resfriamento.

ABSTRACT

The present work consisted of a theoretical and experimental analysis of a hybrid PVT – photovoltaic/thermal system. This system consisted of a photovoltaic (PV) panel with a solar tracking system to take advantage of direct and diffuse solar radiation and a forced convection cooling system. This allows the generation of electricity and useful heat in a single process in addition to reducing the operating temperature of a commercial photovoltaic solar panel and thus improves its energy efficiency. The PV module is installed in the northwest region of the state of São Paulo. The experimental apparatus had a single axis, azimuth solar tracking system; the output voltage and current of the panel were measured to quantify the power produced taking into account different operating conditions. All tests were carried out *in loco* using a commercial photovoltaic panel, always taking into account the weather conditions of the day. Solar tracking increases the energy generated by one day of the month by 45.5% compared to a fixed system. The temperature of the module with a thermally insulated back sheet was 15° C to 20° C hotter than a non-insulated panel, which implies energy losses of the order of 7.6%. The serpentine type heat exchanger, using deionized water, did not show satisfactory performance when cooling the photovoltaic module due to the significant thermal resistance of contact with the rear face of the module. Theoretical analysis showed errors of less than 10% compared to the experimental measurements. So, the present work shows the importance of the correct dimensioning, construction and analysis of the heat exchangers in order to make it possible to improve the efficiency of photovoltaic panels and increase the use of solar energy. In the social sphere, this work contributes to make the photovoltaic conversion of solar energy more efficient and to extend the useful life of the panels.

Keywords: PVT hybrid solar systems. Photovoltaic solar energy. Solar tracking. Cooling system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Espectro da radiação solar na ausência de atmosfera.	18
Figura 2 – Componentes da irradiância solar.	19
Figura 3 – Absorção e espalhamento da radiação solar pela atmosfera terrestre.	20
Figura 4 – Ângulos principais em solarimetria.	21
Figura 5 – Bandas de energia em diferentes materiais. (a) condutores; (b) semicondutores e (c) isolantes.	23
Figura 6 – Difusão de portadores e geração do campo elétrico na junção p-n.	25
Figura 7 – Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.	25
Figura 8 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.	26
Figura 9 – Curvas I-V para diferentes níveis de irradiação solar.	27
Figura 10 – Curvas I-V do silício monocristalino para diferentes temperaturas e com 1000 W/m ²	28
Figura 11 – Estrutura de um módulo fotovoltaico comercial.	29
Figura 12 – Diferenças visuais de células de silício monocristalino e policristalino.	30
Figura 13 – Exemplo de orientação de um módulo instalado no hemisfério sul.	32
Figura 14 – Variação da inclinação para diferentes estações do ano.	32
Figura 15 – Rastreamento solar de eixo-único no sentido Leste-Oeste acompanhando o movimento diário solar.	34
Figura 16 – Comparação de um sistema fixo, rastreamento de eixo-único e rastreamento de eixo-duplo.	34
Figura 17 – Sistemas de concentração com foco pontual. (a) lente de Fresnel; (b) espelho parabólico.	35
Figura 18 – Sistemas de concentração com foco linear. (a) lente de Fresnel; (b) espelho parabólico.	36
Figura 19 – Limite de 45° para o ângulo de abertura Σ	38
Figura 20 – Construção típica de um sistema PV/T.	41
Figura 21 – Suporte metálico, módulo e espelhos planos. (a) vista geral e (b) vista frontal. ...	45
Figura 22 – Circuito hidráulico do sistema de resfriamento.	46
Figura 23 – Circuito de resfriamento instalado.	47
Figura 24 – Trocador de calor ‘Caso 1’ acoplado ao módulo fotovoltaico e isolamento térmico.	49
Figura 25 - Diagrama e foto do sistema de carga puramente resistiva.	49

Figura 26 – Foto da instalação dos sensores de temperatura e suas respectivas posições.	51
Figura 27 – Representação da análise teórica para o caso sem isolamento térmico e sem trocador de calor.....	53
Figura 28 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso sem isolamento térmico e sem trocador de calor.	53
Figura 29 – Representação da análise teórica para o caso com isolamento térmico e sem trocador de calor.....	56
Figura 30 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso com isolamento térmico e sem trocador de calor.	56
Figura 31 – Representação da análise teórica para o caso isolamento térmico e com trocador de calor.	57
Figura 32 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso com isolamento térmico e com trocador de calor.	57
Figura 33 – Representação da análise teórica para o caso com trocador de calor e sem isolamento térmico.....	61
Figura 34 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso com trocador de calor e com isolamento térmico.	61
Figura 35 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura predita pela análise teórica para o Exp. 1 (Tabela 1).	64
Figura 36 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura predita pela análise teórica para Exp. 2 (Tabela 1).	65
Figura 37 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura predita pela análise teórica para Exp. 3 (Tabela 1).	66
Figura 38 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura predita pela análise teórica para Exp. 4 (Tabela 1).	66
Figura 39 – Valores experimental e teórico para a temperatura da água deionizada, na saída do trocador de calor.	67
Figura 40 – Temperatura teórica média do módulo fotovoltaico para os casos com sistema de resfriamento utilizando água deionizada ou nanofluido de alumina para o Exp. 4 (Tabela 1).	68
Figura 41 – Potência instantânea para os casos sem e com rastreamento solar.	69
Figura 42 – Temperatura média do módulo fotovoltaico para os casos sem e com rastreamento solar.....	70
Figura 43 – Distribuição espacial da temperatura para os casos sem e com rastreamento solar.	71

Figura 44 – Comparação da temperatura média do módulo fotovoltaico para os casos sem e com isolamento térmico.....	72
Figura 45 – Comparação da potência instantânea do módulo fotovoltaico para os casos sem e com isolamento térmico.....	73
Figura 46 – Comparação da eficiência energética instantânea do módulo os casos com e sem isolamento térmico.....	73
Figura 47 – Distribuição espacial da temperatura para os casos sem e com isolamento térmico.	74
Figura 48 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento.	75
Figura 49 – Potência instantânea do módulo para os casos com e sem resfriamento por convecção forçada de água deionizada.....	76
Figura 50 – Temperatura da água deionizada no circuito de resfriamento para o caso com isolamento térmico. Vazão de 5 l/min.	77
Figura 51 – Distribuição espacial da temperatura para os casos com e sem sistema de resfriamento.	77
Figura 52 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem resfriamento de água deionizada.....	78
Figura 53 – Temperatura da água deionizada no circuito de resfriamento para o caso sem isolamento térmico. Vazão de 5 l/min.	79
Figura 54 – Distribuição espacial da temperatura para os casos com e sem resfriamento.	79
Figura 55 – Trocado de calor ‘Caso 2’.	86
Figura 56 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento para o trocador de calor ‘Caso 2’.	87
Figura 57 – Temperatura média do módulo e da placa de inox para o caso com resfriamento (‘Caso 2’).	87
Figura 58 – Temperatura da água deionizada ao longo do dia para o trocador ‘Caso 2’ e vazão de 5 l/min.	88
Figura 59 – Temperatura da água deionizada ao longo do dia para o trocador ‘Caso 2’ e vazão de 1 l/min.	88
Figura 60 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento ‘Caso 2’ e com vazão de 1 l/min.	89
Figura 61 – Trocado de calor ‘Caso 3’.	89

Figura 62 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento para o trocador de calor ‘Caso 3’. *Em ambos os casos o sistema de rastreamento solar estava acionado e não havia a presença do isolamento térmico. Vazão de 1 l/min.	90
Figura 63 – Temperatura média do módulo e da placa inox para o caso com resfriamento e o trocador ‘Caso 3’.	90
Figura 64 – Temperatura da água deionizada ao longo do dia para o trocador ‘Caso 3’ e vazão de 1 l/min.	91
Figura 65 – Irradiância global, direta e difusa teóricas para o dia 13/06/19.	93
Figura 66 – Ângulos solares e de superfície calculados ao longo do dia 13/06/19.	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Diferentes condições de teste realizados e seus respectivos códigos.	44
Tabela 2 – Características gerais do módulo fotovoltaico modelo RM60-6-270P.....	45
Tabela 3 – Propriedades térmicas do módulo fotovoltaico modelo RM60-6-270P.	45
Tabela 4 – Lista de instrumentos de medição usados no presente estudo.....	50
Tabela 5 – Ordem de grandeza das resistências térmicas.	63
Tabela 6 – Valores dos coeficientes A, B e C para o dia 21 de cada mês.	93

LISTA DE SÍMBOLOS

Adimensionais:

f	Fator de atrito
$Nu_L = \frac{hL}{k}$	Número de Nusselt
$Pr = \frac{\mu c_p}{k}$	Número de Prandtl
$Re_D = \frac{\rho V D}{\mu}$	Número de Reynolds
ε	Emissividade do módulo
η	Eficiência elétrica
η_{Tref}	Eficiência elétrica à temperatura de referência

Letras gregas:

α_s	Altura solar, [°]
α_T	Coefficiente de corrente de curto circuito, [%/°C]
β	Ângulo de inclinação, [°]
β_T	Coefficiente de eficiência, [%/°C]
γ	Ângulo azimutal de superfície, [°]
γ_s	Ângulo de azimute, [°]
γ_T	Coefficiente de potência máxima, [%/°C]
δ	Ângulo de declinação, [°]
θ_z	Ângulo de zênite, [°]
λ	Comprimento de onda, [m]
ν_T	Coefficiente de tensão de circuito aberto, [%/°C]
σ	Constante de Stefan-Boltzmann, [Wm ⁻² K ⁻⁴]
Σ	Ângulo de abertura, [°]
ϕ	Ângulo de latitude, [°]
ω	Ângulo horário, [°]

Letras romanas:

C	Coefficiente geométrico de concentração, [%/°C]
c_p	Calor específico à pressão constante, [$\text{Jkg}^{-1} \text{K}^{-1}$]
C_{painel}	Comprimento do módulo, [m]
e	Espessura da pasta térmica, [m]
E_f	Energia de um fóton, [J]
f	Frequência, [Hz]
G	Irradiância solar, [W/m^2]
G_{SC}	Constante solar, [W/m^2]
h	Constante de Planck, [J.s]
h_{conv}	Coefficiente de convecção, [$\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$]
h_i	Coefficiente de convecção interna, [$\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$]
h_{rad}	Coefficiente de radiação, [$\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$]
I_{SC}	Corrente de curto-circuito, [A]
I_{mp}	Corrente para potência máxima, [A]
k_p	Condutividade térmica da pasta térmica, [$\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$]
k_t	Condutividade térmica do tubo, [$\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$]
L_{painel}	Largura do módulo, [m]
P_c	Perímetro de contato, [m]
P_{mp}	Potência máxima, [W]
P_{ele}	Potência elétrica, [W]
q_{conv}	Fluxo de calor de convecção, [W/m^2]
q_{rad}	Fluxo de calor de radiação, [W/m^2]
q_t	Fluxo de calor total, [W/m^2]
R_{conv}	Resistência de convecção, [$\text{m}^2\text{K/W}$]
R_{rad}	Resistência de radiação, [$\text{m}^2\text{K/W}$]
R_e	Raio externo, [m]
R_i	Raio interno, [m]
U_{vento}	Velocidade do vento, [m/s]

V_{mp}	Tensão para potência máxima, [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto, [V]

Siglas:

a-Si	Silício amorfo
LDR	<i>Light dependent resistor</i>
m-Si	Silício policristalino
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
p-Si	Silício monocristalino
PV	<i>Photovoltaic</i>
PVT	<i>Photovoltaic-thermal hybrid system</i>
WRC	<i>World Radiation Centre</i>

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO.....	16
1	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
1.1	RADIAÇÃO SOLAR.....	18
1.2	GEOMETRIA SOLAR.....	21
1.3	CONVERSÃO FOTOVOLTAICA.....	22
1.3.1	Princípio físico.....	23
1.3.2	Características elétricas de módulos fotovoltaicos.....	26
1.3.2.1	Influência da irradiância.....	27
1.3.2.2	Influência da temperatura.....	27
1.3.3	Construção de módulos fotovoltaicos.....	29
1.3.4	Principais tecnologias de células fotovoltaicas.....	29
1.3.5	Orientação e inclinação do módulo fotovoltaico.....	31
1.4	RASTREAMENTO SOLAR.....	33
1.5	CONCENTRAÇÃO SOLAR.....	34
1.5.1	Conceitos gerais e definição de concentradores solares.....	34
1.5.2	Concentradores tipo-V.....	36
1.6	RESFRIAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	38
1.6.1	Conceitos gerais e métodos de resfriamento de módulos fotovoltaicos.....	38
1.6.2	Sistemas PV/T.....	40
1.7	NANOFLUIDOS.....	41
2	MATERIAIS E MÉTODOS.....	43
2.1	DELINEAMENTO.....	43
2.2	APARATO EXPERIMENTAL.....	44
2.2.1	Módulo fotovoltaico.....	44
2.2.2	Sistema de rastreamento.....	46
2.2.3	Isolamento térmico.....	46
2.2.4	Circuito de resfriamento.....	46
2.2.5	Trocador de calor.....	48
2.2.6	Carga elétrica.....	49
2.3	SISTEMA DE AQUISIÇÃO.....	50
2.3.1	Temperatura do módulo fotovoltaico.....	51
2.3.2	Parâmetros do circuito de resfriamento.....	52

2.3.3	Parâmetros climáticos.....	52
2.4	ANÁLISE TEÓRICA.....	52
2.4.1	Caso sem isolamento térmico e sem trocador de calor.....	53
2.4.2	Caso com isolamento térmico e sem trocador de calor.....	56
2.4.3	Caso com isolamento térmico e com trocador de calor.....	57
2.4.4	Caso sem isolamento térmico e com trocador de calor.....	61
2.3.5	Caso sem isolamento térmico e com trocador de calor – uso de nanofluidos.....	62
3	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
3.1	ANÁLISE TEÓRICA.....	63
3.1.1	Casos sem a presença de sistema de resfriamento.....	63
3.1.2	Casos com a presença de sistema de resfriamento.....	65
3.1.3	Caso com sistema de resfriamento e com uso de nanofluidos.....	67
3.2	INFLUÊNCIA DO RASTREAMENTO SOLAR.....	68
3.3	INFLUÊNCIA DO ISOLAMENTO TÉRMICO.....	72
3.4	INFLUÊNCIA DO SISTEMA DE RESFRIAMENTO - ÁGUA DEIONIZADA.....	74
3.4.1	Sistema de resfriamento com a presença de isolamento térmico.....	75
3.4.2	Sistema de resfriamento sem a presença de isolamento térmico.....	78
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	80
5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
	APÊNDICE A.....	86
A.1.	TROCADOR DE CALOR ‘CASO 2’.....	86
A.2.	TROCADOR DE CALOR ‘CASO 3’.....	89
	APÊNDICE B.....	92
B.1	ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE COM BASE NO MODELO TEÓRICO.....	92
B.2	ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE COM BASE NA MEDIDA DO RADIÔMETRO.....	94

INTRODUÇÃO

O ser humano procura há décadas uma forma economicamente viável de produzir energia por meio de fontes renováveis. Esta procura tem aumentado nos últimos anos devido à pressão de ambientalistas e acordos internacionais cada vez mais severos que tentam diminuir a liberação de gases de efeitos estufa. Além disso, uma possível escassez dos combustíveis fósseis nas próximas décadas alimenta cada vez mais a procura por uma energia limpa e abundante na natureza.

As faltas de chuvas, nos anos 2014 e 2015, no Brasil, mostraram a precariedade da matriz energética do país. Várias termoelétricas movidas a combustíveis fósseis tiveram que entrar em funcionamento para tentar manter o controle do setor energético nacional. Tarifas amarelas e vermelhas foram cobradas de todos os consumidores a fim de conter o consumo.

É nesse contexto que a conversão de energia solar em energia elétrica utilizando painéis fotovoltaicos (PV, do inglês *photovoltaic*) se mostra interessante. Todos os dias, nosso planeta é bombardeado com milhões de kWh provenientes do Sol. Uma parte desta energia de custo-zero pode ser convertida em energia elétrica, bastando criar um dispositivo capaz de tal conversão.

No entanto, a tecnologia fotovoltaica ainda apresenta alguns inconvenientes, com destaque para a sua baixa eficiência energética, aproximadamente 17%, e o fato de que incrementos acima de 25 °C nas temperaturas de painéis fotovoltaicos em condições normais de operação (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*, usualmente entre 42 e 50 °C) têm efeito negativo na eficiência elétrica dos módulos, levando a perdas térmicas de 0,4 até 0,9 h/dia da capacidade de produção de energia (EBAID; GHRAIR; AL-BUSOUL, 2017, SANTIAGO *et al.*, 2018). Portanto, o dimensionamento correto do valor da perda térmica é essencial para determinação da potência instalada que suprirá a demanda, assim como a taxa de retorno do investimento para os projetos de geração fotovoltaica.

O controle da temperatura da célula pode ser feito com a introdução de um sistema de resfriamento, composto por um trocador de calor associado diretamente ao módulo PV e a circulação de um fluido de resfriamento. Este sistema pode ser passivo ou ativo dependendo do mecanismo de resfriamento usado. Sistemas passivos estão baseados na troca de calor por convecção livre, portanto, não têm consumos energéticos, mas precisam de dissipadores com aletas (ou dispositivos semelhantes) para otimizar o processo de transferência com o ar. Já sistemas ativos usam como princípio a convecção forçada e o controle de temperatura baseia-se em parâmetros como a vazão do sistema, o tipo de fluido refrigerante usado, a temperatura de entrada

do fluido e a própria geometria do projeto. Tais sistemas também possuem a capacidade de retirar maiores quantidades de calor se comparados aos sistemas passivos, o que torna uma vantagem a sua utilização em aplicações PV. Somado a isso, seu custo energético é mínimo e assim a energia gerada ultrapassa a energia consumida no resfriamento da célula. Este custo energético está ligado à queda de pressão, motivo pelo qual o presente trabalho também levou em consideração este parâmetro. Além do controle de temperatura das células, pode-se usar a energia térmica absorvida das mesmas para, por exemplo, aquecimento de água para uso doméstico, ou no campo industrial, para pré-aquecer ar ou água, entre outras aplicações correspondendo aos chamados sistemas híbridos (PVT).

Diversos fluidos refrigerantes podem ser usados, inclusive nanofluidos (AL-WAELIA *et al.*, 2019). Tais fluidos são compostos de um fluido base e nanopartículas suspensas (SANI *et al.*, 2010). As nanopartículas podem ser metálicas (Cu, Al), óxidos metálicos (Al_2O_3 , TiO_2 , ZnO, Fe_2O_3 , CuO), carbonos (grafite, nanotubos) ou outro material que possua uma alta condutividade térmica em relação ao fluido base como água, etileno glicol e demais fluidos refrigerantes (BARBER; BRUTIN; TADRIST, 2011; MANETTI *et al.*, 2017). Como os nanofluidos apresentam uma condutividade térmica maior que da água pura, em princípio, devido a essa característica, devem ser mais eficientes ao extrair calor de um painel fotovoltaico.

Quanto à geometria do trocador de calor, a mais simples é o tipo tubo-placa, mas diferentes seções e arranjos de canais podem ser avaliados, assim como os materiais. Também deve ser considerada a montagem trocador-módulo, considerando a área de contato para maior transferência de calor e o isolamento para minimizar perdas (FABBRI; GREPPI, 2018, LORBEK *et al.*, 2018). Portanto, também se fez necessário um estudo teórico para otimização do sistema de resfriamento levando em consideração diferentes geometrias do trocador de calor e diferentes fluidos refrigerantes (incluindo nanofluidos).

Diante do exposto, o presente trabalho teve como interesse científico e tecnológico validar, para as condições climáticas do Brasil, se sistemas híbridos aplicados a módulos fotovoltaicos comerciais são capazes de aumentar a eficiência e o aproveitamento da energia térmica, viabilizando o surgimento de novas tecnologias para utilização da energia solar.

Este projeto representa uma contribuição para o melhoramento da eficiência de painéis fotovoltaicos e prolongamento da sua vida útil. Com isso, contribui-se para que energia solar fotovoltaica passe a ser cada vez mais utilizada, diminuindo o nível de emissões de gases nocivos na atmosfera e auxiliando a produção de energia para o setor energético brasileiro.

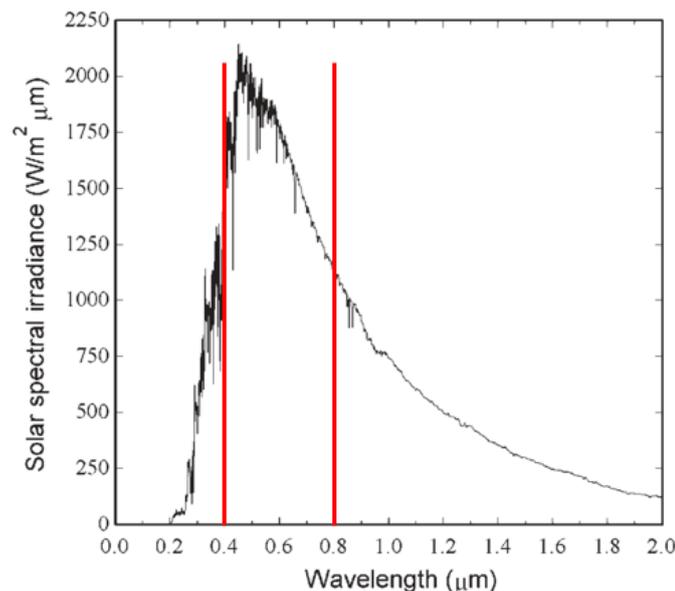
1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

1.1 RADIAÇÃO SOLAR

O Sol é uma esfera de $1,39 \times 10^9$ m de diâmetro composta de gases quentes e distante $1,5 \times 10^{11}$ m da Terra. Ele funciona como um reator de fusão nuclear, combinando átomos de hidrogênio para formar átomos de hélio, liberando energia neste processo. A potência emitida pelo Sol é em torno de $3,86 \times 10^{26}$ W e se mantém aproximadamente constante durante bilhões de anos (PEREIRA *et al.*, 2017). Esta energia sofre sucessivos processos de emissão, absorção e convecção até chegar à superfície solar e então passa a ser transmitida pelo espaço sob a forma de radiação. Ela alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos do nosso planeta, inclusive os artificiais, como aquecimento solar e aproveitamento através de conversores fotovoltaicos. Considerando as perdas atmosféricas, a potência solar que chega ao solo terrestre é de 23.000 TW, que corresponde a 200 milhões de TWh anualmente (PEREZ; PEREZ, 2008).

A energia solar recebida por unidade de tempo e de área sem considerar os efeitos da atmosfera terrestre é representada pela constante solar G_{sc} . Esta constante é um valor médio de valores medidos no topo da atmosfera terrestre durante todo o ano. Seu valor é de 1367 W/m^2 , estipulado pelo *World Radiation Center* (WRC). Ela representa a taxa de energia total de todo o espectro solar.

Figura 1 – Espectro da radiação solar na ausência de atmosfera.



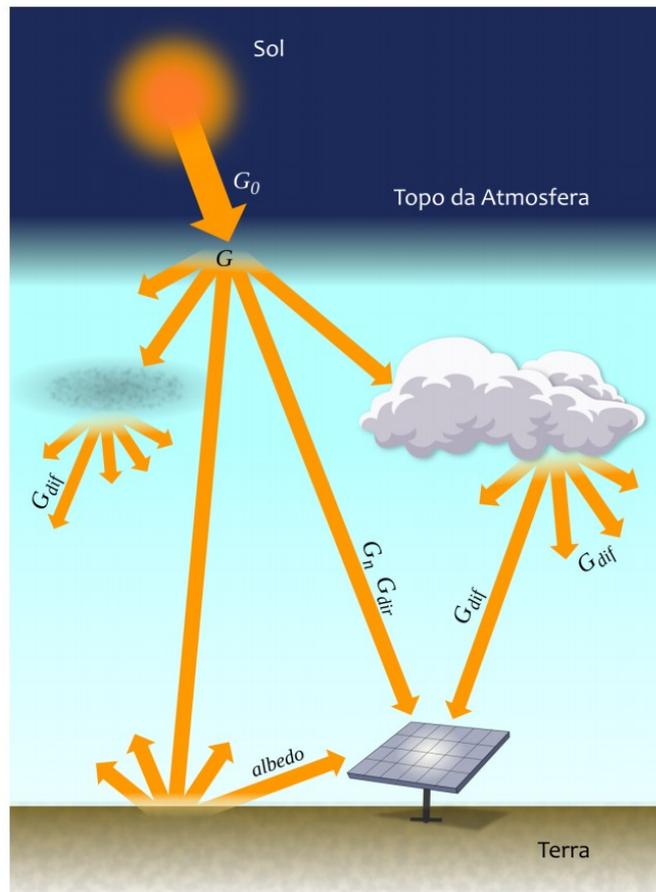
Fonte: DUFFIE; BECKMAN (2013).

Além da constante solar, o espectro da radiação solar é de fundamental importância. A Figura 1 mostra o espectro solar completo fora da atmosfera terrestre, com o comprimento de onda λ no eixo das abscissas e a irradiância espectral no eixo das ordenadas.

Observa-se da Figura 1 que boa parte da irradiância solar está presente na faixa de comprimento de ondas da luz visível ($0,38 \mu\text{m} < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$). Essa faixa do espectro corresponde a 48% da irradiância solar. Aplicando essa fração à constante solar, obtém-se 656 W/m^2 de irradiância provenientes da luz visível. A área abaixo da curva (integral da função) da Figura 1 tem como resultado a constante solar.

A irradiância solar que incide sobre uma superfície pode ser decomposta em diferentes tipos conforme sua natureza. A decomposição mais comum é mostrada pela Figura 2.

Figura 2 – Componentes da irradiância solar.



Fonte: PEREIRA *et al.* (2017).

Radiação Direta: é a radiação solar que incide sem ser refletida e espalhada pela atmosfera. Em um dia nublado, não há radiação direta, somente difusa.

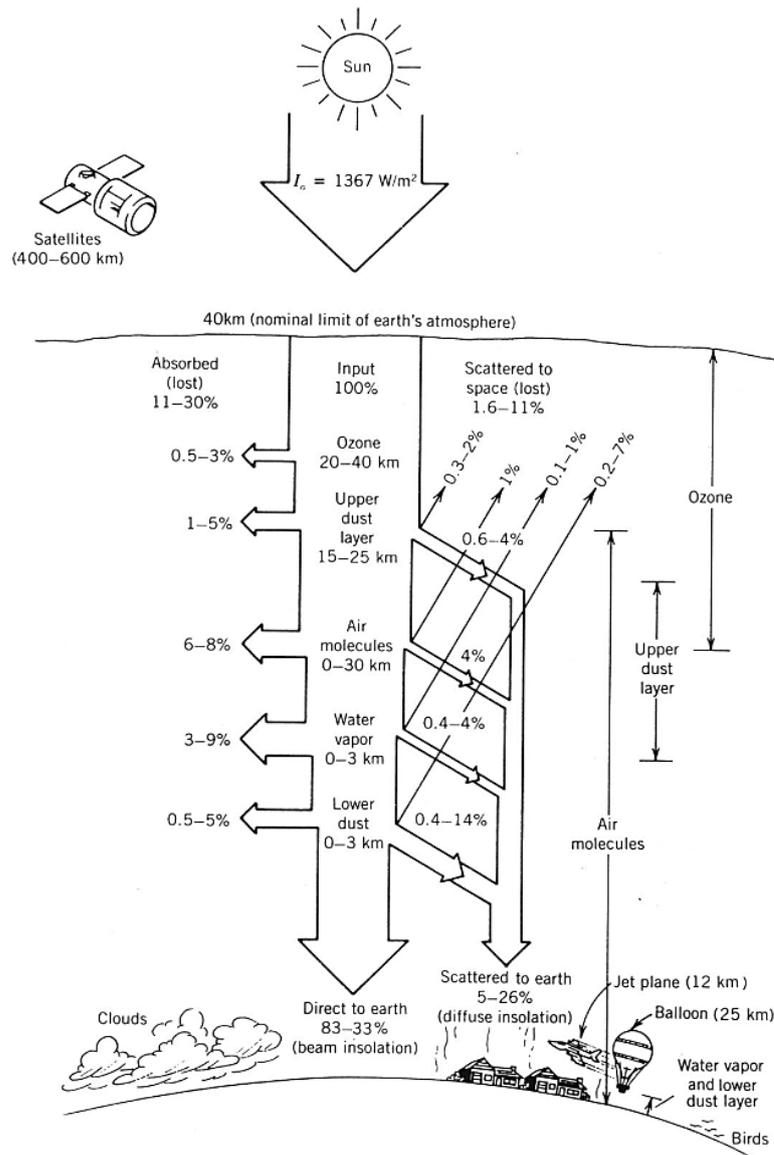
Radiação Difusa: corresponde à parcela espalhada pela atmosfera; é dependente das condições atmosféricas. Mesmo em um dia limpo, 20% da radiação que atinge a superfície é difusa (PINHO; GALDINO, 2014).

Albedo: Caso a superfície analisada esteja inclinada em relação a horizontal, surge um terceiro componente denominado albedo. Ela representa a radiação refletida pelo meio (vegetação, obstáculos, etc.); depende do coeficiente de reflexão do meio.

Radiação Global: Radiação total incidente; corresponde à soma da radiação direta, difusa e albedo.

A Figura 3 resume os processos de absorção da luz solar pela atmosfera.

Figura 3 – Absorção e espalhamento da radiação solar pela atmosfera terrestre.



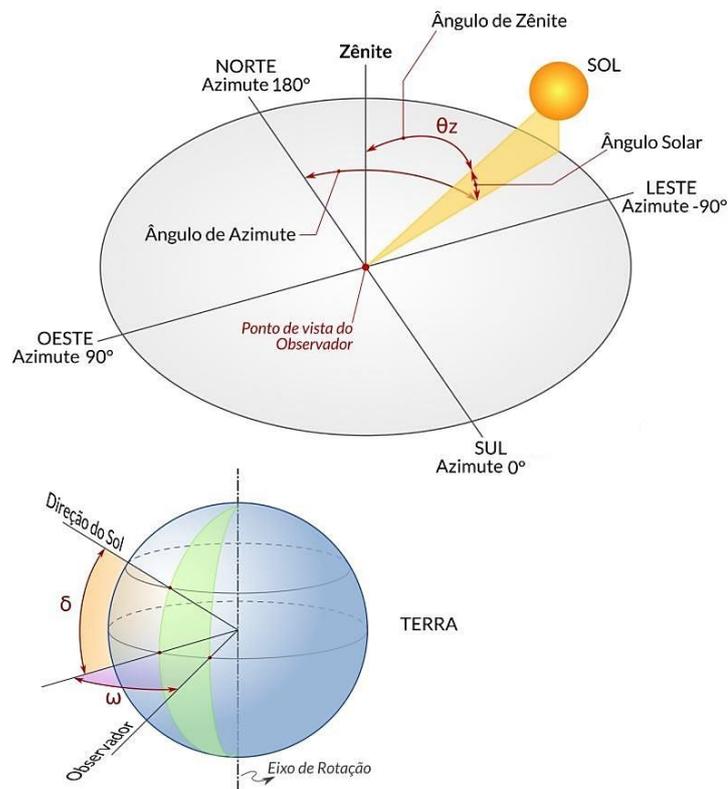
Fonte: Stine e Geyer (2001).

Segundo Stine e Geyer (2001), 83% da energia solar que chega ao solo terrestre em dias limpos são provenientes da radiação direta.

1.2 GEOMETRIA SOLAR

Devido ao constante movimento relativo entre a Terra e o Sol, a radiação direta não é constante. Ela varia durante o dia (consequência da rotação terrestre) e durante o ano (consequência da inclinação terrestre de $23,5^\circ$). É possível descrever a radiação direta solar em função de ângulos na geometria Terra-Sol. A Figura 4 principais ângulos em solarimetria.

Figura 4 – Ângulos principais em solarimetria.



Fonte: Adaptado de PEREIRA *et al.* (2017).

Os principais ângulos e suas respectivas convenções de sinais são:

Latitude (ϕ): posição angular da superfície em relação ao Equador, indo de -90° no Polo Sul a $+90^\circ$ no Polo Norte. Está relacionado ao ponto terrestre analisado e não varia durante o dia ou ano.

Ângulo horário (ω): ângulo do deslocamento solar em relação ao meridiano local. Varia de -180° a $+180^\circ$, sendo nulo no meio dia solar local. É negativo pelas manhãs e positivo a tarde. Sua variação é de 15° por hora devido à rotação da Terra em volta do próprio eixo.

Ângulo de declinação (δ): corresponde à distância angular dos raios solares norte (ou sul) do equador. Varia de $-23,45^\circ < \delta < +23,45^\circ$, sempre em relação ao Equador. A declinação varia durante o ano, tendo um valor diferente para cada dia. Este ângulo é responsável pelas estações do ano e é independente da localidade.

Ângulo de zênite (θ_z): é o ângulo entre os raios solares e a vertical local.

Altura solar (α_s): ângulo entre os raios solares e a horizontal local. É complementar ao ângulo de zênite, ou seja, $\alpha_s + \theta_z = \frac{\pi}{2}$. É nulo no nascer e no pôr do Sol.

Ângulo de azimute (γ_s): ângulo entre a projeção horizontal dos raios solares e o eixo Norte-Sul. É negativo a leste do Sul e positivo a oeste do Sul, levando o mesmo sinal do ângulo horário.

Alguns ângulos também são definidos em relação à superfície sobre a qual os raios solares incidem.

Ângulo de incidência (θ): ângulo entre os raios solares e a normal da superfície.

Ângulo de inclinação (β): ângulo entre a normal da superfície e a vertical local.

Ângulo azimutal de superfície (γ): ângulo entre a projeção horizontal da superfície e o eixo Norte-Sul. A convenção de sinal é a mesma do ângulo de azimute solar.

Com esse conjunto de ângulos geométricos, é possível calcular o ângulo de incidência sobre uma superfície e estimar a radiação direta incidente. Eles também são fundamentais para um sistema de rastreamento solar e para a escolha de um ângulo de inclinação para a maior produção de energia anual. A Figura 4 ilustra o conjunto dos ângulos solares.

1.3 CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

Com já mencionado, todos os dias, nosso planeta é bombardeado com milhões de kWh provenientes do Sol. Uma parte desta energia de custo zero pode ser convertida em energia elétrica, bastando o uso de um dispositivo capaz de tal conversão. Um conversor fotovoltaico é um dispositivo capaz de realizar tal função. Ele é fabricado com um material semicondutor, unidade fundamental na conversão.

O efeito fotovoltaico foi descoberto pelo cientista francês Becquerel em 1839 quando percebeu que, ao iluminar uma solução ácida, surgia uma diferença de potencial elétrico nos

eletrodos imersos na solução (PINHO; GALDINO, 2014). Na década de 50, foram fabricadas nos Estados Unidos as primeiras células feitas com materiais semicondutores, mais precisamente silício cristalino, atingindo uma eficiência de conversão de 6%.

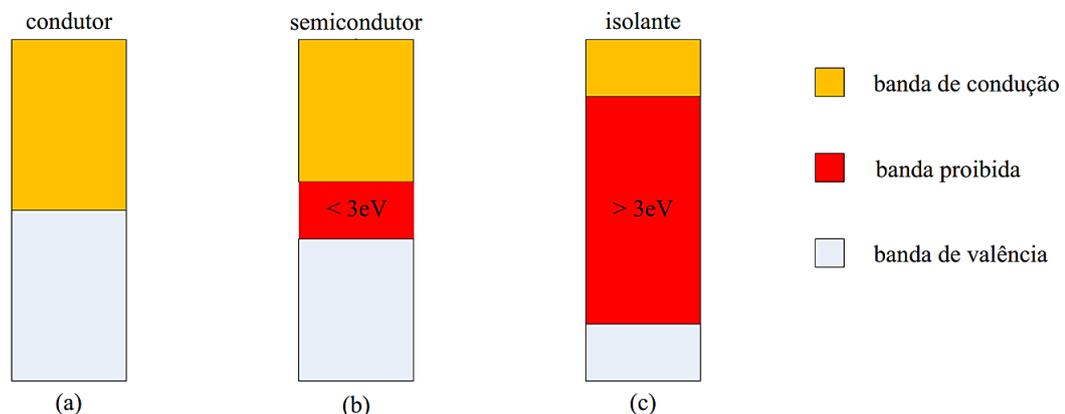
Nos últimos 60 anos, diversos avanços foram alcançados na fabricação de células fotovoltaicas. Atualmente, as células feitas de m-Si (silício monocristalino) e p-Si (silício policristalino) dominam o mercado com quase 90% da produção total (PINHO; GALDINO, 2014).

1.3.1 Princípio físico

As células fotovoltaicas são construídas com materiais semicondutores, pertencentes aos grupos 14 e 16 da tabela periódica, como o silício (Si), carbono (C), germânio (Ge), fósforo (P), selênio (Se), telúrio (Te) e arsênio (As) (PINHO; GALDINO, 2014). Estes elementos possuem a banda de valência totalmente preenchida e sua banda de condução vazia a 0 K. A camada que separa a banda de valência e a de condução é denominada banda proibida (ou *gap*), simbolizada por E_g . Nos semicondutores, a banda proibida pode atingir até 3 eV, diferenciando estes materiais dos materiais isolantes e dos condutores.

Ao excitar um elétron (portador de carga negativa) com energia maior que E_g , ele ultrapassa a camada proibida e passa a ocupar a camada de condução. Consequentemente, ele deixa uma lacuna na banda de valência (portadora de carga positiva), gerando assim, um par elétron-lacuna. A Figura 5 mostra a estrutura de separação das bandas elétricas para condutores, isolantes e semicondutores.

Figura 5 – Bandas de energia em diferentes materiais. (a) condutores; (b) semicondutores e (c) isolantes.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Esta energia excitante pode ter origem térmica ou cinética, mas o que permite a fabricação de células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons incidentes no material, com energia maior que E_g , gerarem pares elétron-lacuna. A energia associada a um fóton é calculada com a seguinte equação:

$$E_f = h \cdot f \quad (1)$$

na qual: E_f = energia do fóton (J); h = constante de Planck ($h=6,6261 \times 10^{-34}$ J·s); e f = frequência (Hz).

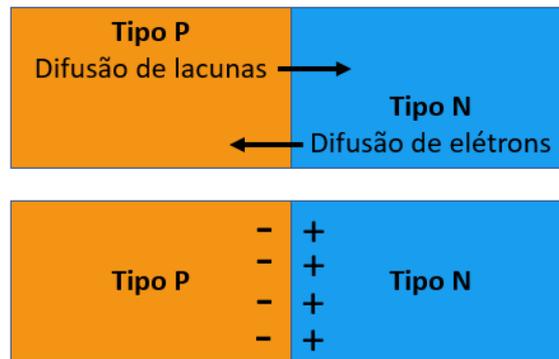
Caso um fóton tenha uma energia maior que E_g , o elétron passa a ocupar a banda de condução e o excesso de energia é dissipado na forma de calor. Os pares elétron-lacuna formados aumentam a condutividade elétrica do material, efeito aproveitado em fotoresistores (ou *LDRs*, do inglês *light dependent resistor*). Porém, para aproveitamento da corrente e tensão elétrica, é necessário criar um campo elétrico através de uma junção *p-n*.

Para a construção de uma junção *p-n*, é necessária a introdução de impurezas no semicondutor, realizando a dopagem no material. Ao introduzir um átomo pentavalente como o fósforo (P) na estrutura do silício, haverá um elétron em excesso ligado ao átomo de fósforo. Este elétron está fracamente ligado ao seu átomo, bastando apenas energia térmica à temperatura ambiente para que ele passe a habitar a banda de condução, tornando-se livre. Este tipo de semicondutor é denominado tipo *n*.

Um efeito contrário ocorre ao se introduzir um átomo trivalente no silício. Ao se adicionar o boro (B), haverá a falta de um elétron para completar as ligações da rede de silício, deixando uma lacuna na banda proibida. Com uma mínima energia térmica, um elétron passa a ocupar este espaço, fazendo com que a lacuna salte para a camada de valência. Este semicondutor é denominado tipo *p*.

Ao se juntar os dois tipos de semicondutores, cria-se a junção *p-n*. Quando ela é formada, ocorre a difusão de elétrons do cristal tipo *n* ao tipo *p* e das lacunas do tipo *p* ao tipo *n*. Desta forma, o cristal *n* passa a ter uma deficiência em elétrons, tornando sua carga positiva. Por outro lado, o tipo *p* fica com excesso de elétrons, ficando com carga negativa. Este excesso de cargas negativas e positivas na junção das regiões *n* e *p* cria um campo elétrico que impede a difusão de elétrons para o lado *p* e de lacunas para o lado *n*. Esta região é denominada zona de carga especial ou zona de depleção (devido à ausência de elétrons e lacunas). A Figura 6 ilustra o fenômeno na junção *p-n*.

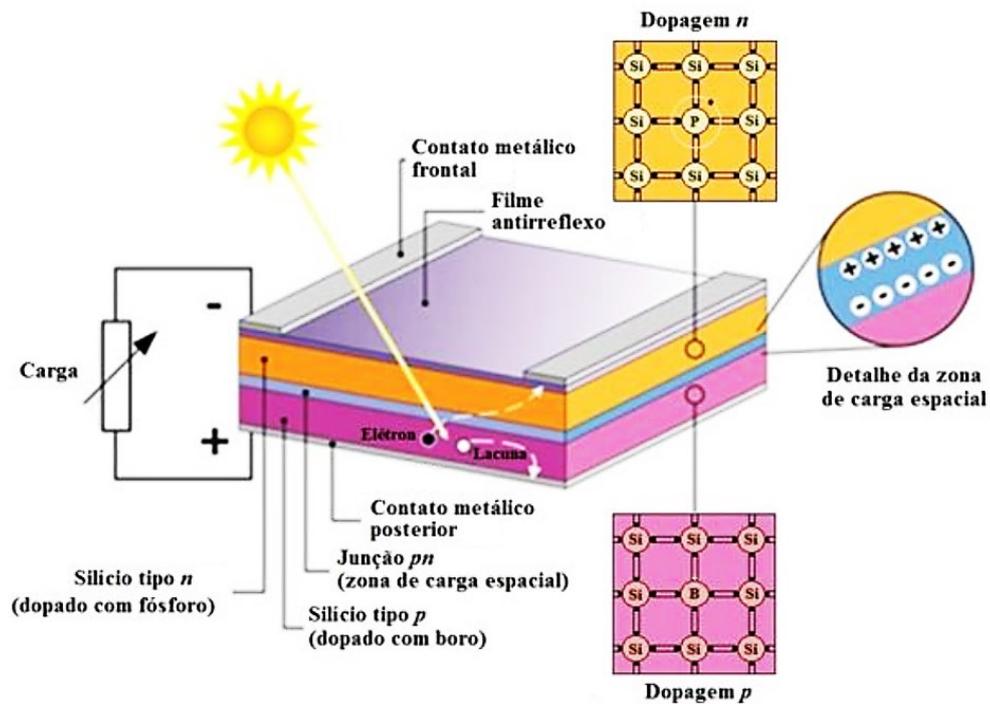
Figura 6 – Difusão de portadores e geração do campo elétrico na junção p-n.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Se uma junção $p-n$ for exposta a fótons com energia maior que E_g , ocorrerá a formação de pares elétron-lacuna. Quando esses pares são formados dentro do campo elétrico, as cargas serão aceleradas, gerando assim uma corrente elétrica através da junção. Ao se conectar as duas extremidades do silício com um condutor, haverá uma circulação de elétrons. Este é o princípio básico de funcionamento de células fotovoltaicas. A Figura 7 ilustra o funcionamento deste princípio.

Figura 7 – Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.



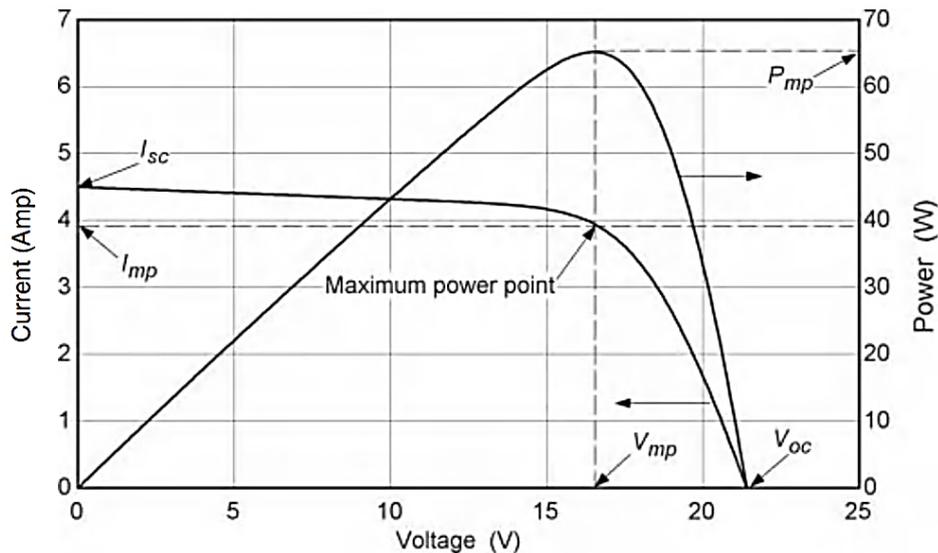
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Células com uma única junção não podem converter toda a energia do fóton em energia elétrica. Um fóton com energia menor que E_g (insuficiente para promover um elétron à banda de condução) passa direto pela célula ou é absorvido na forma de calor. Já os fótons com energia maior que E_g promovem um elétron e a energia excedente é absorvida na forma de calor. Isto implica em um limite teórico na eficiência da conversão de energia solar em elétrica de 30% para células de Si de junção simples, conhecido como limite de Shokley-Queiser. Na prática, existem outros fatores que impedem que as células alcancem este limite teórico. Dentre esses podem-se citar: perdas óticas na superfície frontal; sombreamento da área metálica; e perdas por resistência elétrica.

1.3.2 Características elétricas de módulos fotovoltaicos

A Figura 8 apresenta a curva I-V (corrente-tensão) e a curva P-V (potência-tensão) de um módulo fotovoltaico típico.

Figura 8 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: DUFFIE; BECKMAN (2013).

Nesta figura, podem ser identificados os seguintes parâmetros:

I_{sc} = Corrente de curto-circuito.

V_{oc} = Tensão de circuito aberto.

I_{mp} e V_{mp} = Corrente e tensão no ponto de potência máxima.

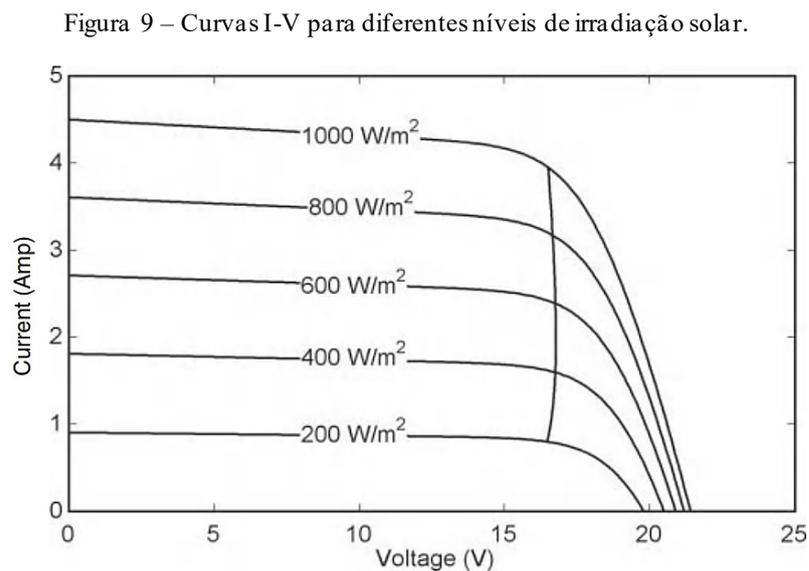
P_{mp} = Potência máxima ou de pico.

Para painéis fotovoltaicos comerciais, as curvas I-V e P-V são obtidas em condições-padrão (*STC, standard test conditions*): 1000 W/m^2 , temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e AM 1,5 (*air mass*).

Para cada ponto da curva I-V, o produto de I por V fornece a potência gerada para determinada configuração da carga. É possível observar que há somente uma tensão e corrente onde é possível extrair a potência máxima da célula fotovoltaica (BRAGA, 2008). Aparelhos com a função MPPT (*maximum power point tracking*) são capazes de encontrar este ponto de operação variando as características da carga ligada à célula.

1.3.2.1 Influência da irradiância

A Figura 9 mostra curvas I-V de um módulo sob diferentes níveis de irradiação solar. A linha que liga diferentes curvas mostra o ponto de máxima potência.



Fonte: DUFFIE; BECKMAN (2013).

É possível notar que o nível de irradiação tem grande influência nos parâmetros que compõem a curva I-V. A corrente elétrica gerada pelo módulo varia linearmente com a irradiação solar, enquanto a tensão varia de forma logarítmica.

1.3.2.2 Influência da temperatura

A temperatura de operação de uma célula fotovoltaica tem grande influência em sua potência fornecida e na sua eficiência. A Figura 10 mostra curvas I-V para um mesmo painel fotovoltaico para diferentes temperaturas de operação.

O aumento da temperatura de célula diminui consideravelmente sua tensão e provoca um aumento em sua corrente (PINHO; GALDINO, 2014, COTFAS; COTFAS; MACHIDON, 2018). Como consequência, sua potência diminui, assim como sua eficiência.

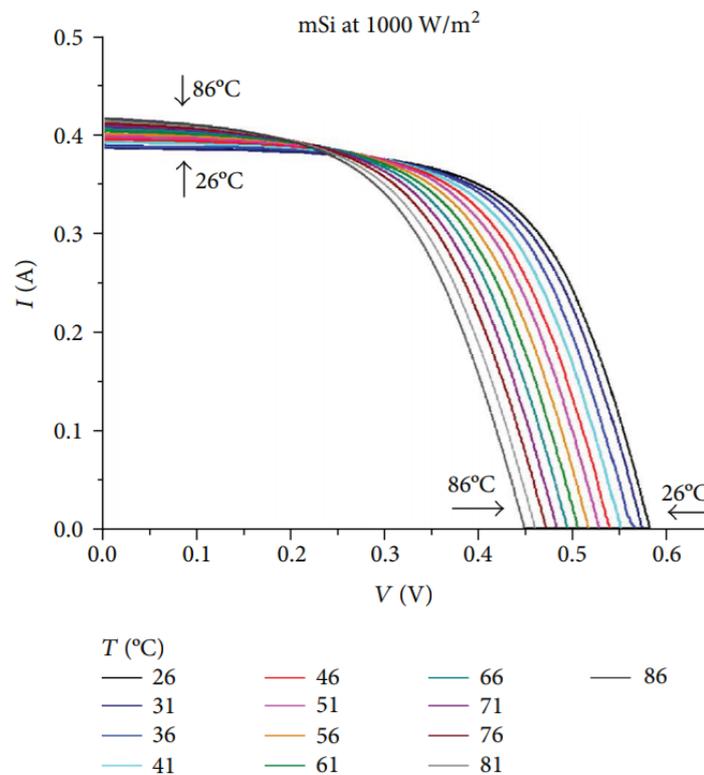
Alguns coeficientes são definidos para a variação de temperatura do módulo. São eles:

Coeficiente de variação de tensão de circuito aberto: $\nu_T = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T}$

Coeficiente de variação de corrente de curto-circuito: $\alpha_T = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T}$

Coeficiente de variação de potência máxima: $\gamma_T = \frac{\Delta P_{mp}}{\Delta T}$

Figura 10 – Curvas I-V do silício monocristalino para diferentes temperaturas e com 1000 W/m².



Fonte: Cotfas, Cotfas e Machidon (2018).

Os valores típicos para células de silício cristalino são: $\nu_T = -0,37\%/^{\circ}\text{C}$, $\alpha_T = +0,01\%/^{\circ}\text{C}$ e $\gamma_T = -0,5\%/^{\circ}\text{C}$. Observa-se que ν_T e γ_T são negativos enquanto α_T é positivo. Também é possível notar que quanto mais próximo de zero forem os coeficientes ν_T e γ_T , menores serão as perdas de potência devido à temperatura.

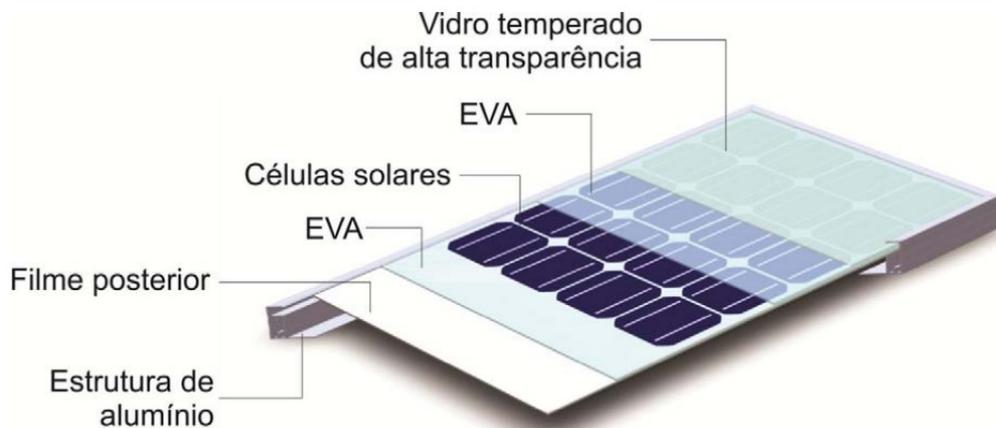
De maneira geral, a eficiência de painéis fotovoltaicos é diminuída de 0,40 a 0,50% a cada °C ganho na temperatura de operação (AMELIA *et al.*, 2016; EBAID; GHRAIR; AL-BUSOUL, 2017).

Devido a essa característica térmica das células fotovoltaicas, o resfriamento de módulos é uma forma de diminuir sua temperatura de operação e melhorar sua eficiência energética.

1.3.3 Construção de módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por várias células, variando entre 36 e 216 células. Estas células são ligadas em série ou em paralelo, dependendo do uso do painel. Elas são encapsuladas dentro de uma estrutura composta por uma lâmina de vidro, filme de EVA e bordas de alumínio. A Figura 11 ilustra uma estrutura típica de um painel fotovoltaico.

Figura 11 – Estrutura de um módulo fotovoltaico comercial.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O conhecimento de todas as camadas, suas respectivas espessuras e condutividade térmicas são importantes para a correta modelagem térmica do painel (DE ROSA *et al.*, 2014). Com estas propriedades, é possível estimar a temperatura de operação das células em função da irradiação incidente (SANTIAGO *et al.*, 2018).

1.3.4 Principais tecnologias de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas estão em constante evolução, sempre em busca da melhora de sua eficiência e redução de custos.

Silício Cristalino (c-Si)

As células fabricadas em silício cristalino são as mais tradicionais no mercado, correspondendo em até 90% dos módulos disponíveis (PINHO; GALDINO, 2014). Elas podem ser constituídas por silício monocristalino, policristalino ou amorfo.

Silício Monocristalino (m-Si)

Esta tecnologia é, historicamente, a mais usada e comercializada para a conversão de energia solar em eletricidade. Seu processo de fabricação já é bem conhecido e desenvolvido. A fabricação começa com a extração do dióxido de silício e sua posterior desoxidação e purificação em fornos. Nesta etapa, seu grau de pureza atinge de 98 a 99% (BRAGA, 2008).

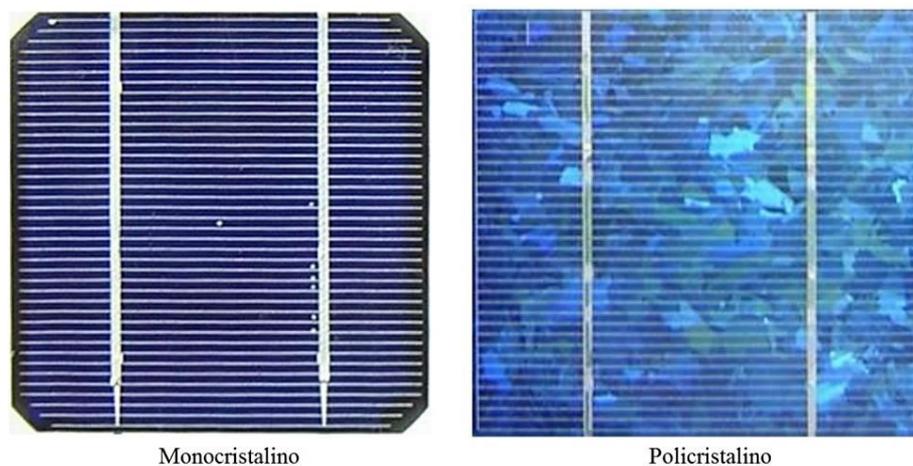
Entretanto, para ser usado como uma célula fotovoltaica, esse silício necessita de um grau de pureza na faixa de 99,99%. Isto é alcançado com o Processo Czochralski, no qual o silício é fundido juntamente com dopantes para formar um semicondutor do tipo *p*. Com um cristal na orientação correta e o controle de temperatura, o silício é extraído lentamente na forma de um cilindro. Esse cilindro é posteriormente cortado em fatias de aproximadamente 300 μm e, em seguida, dopado com fósforo para a formação da junção *p-n* (BRAGA, 2008). A eficiência para células comerciais chega até 20%, enquanto as produzidas em laboratório chegam a 25% (BREEZE, 2016).

Silício Policristalino (p-Si)

As células de silício policristalino (também conhecido como multicristalino) são mais baratas de fabricar por exigir um processo menos rigoroso que o m-Si (ASSUNÇÃO, 2014). Em compensação, sua eficiência na conversão de energia é menor, sendo de 18% nos melhores dos casos (BREEZE, 2016).

Estas células são produzidas a partir da fusão de fragmentos de silício em moldes especiais. Ao se solidificar, o silício resulta em um material com grande quantidade de cristais cujos contornos são bem definidos e há grande concentração de defeitos, diminuindo a eficiência energética destas células (ASSUNÇÃO, 2014).

Figura 12 – Diferenças visuais de células de silício monocristalino e policristalino.



Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Silício Amorfo (a-Si)

Diferenciam-se das células cristalinas por apresentarem um grau de desordem maior de seus átomos. Apesar disso, sua eficiência é menor, tendo valores em torno de 8%. Elas também sofrem uma degradação inicial ao ser expostas a luz, perdendo até 20% da sua eficiência inicial (BREEZE, 2016).

Todas as células feitas de silício necessitam de um alto grau de pureza do material para serem fabricadas. Métodos atuais de fabricação usam 15 kWh por quilograma de silício fabricado. Isto significa que, dependendo da eficiência da célula, ela pode demorar até 2 anos para gerar a energia que foi necessária para fabricá-la (BREEZE, 2016).

Outros materiais usados na fabricação que são comumente usados na fabricação de células solares são arseneto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre-índio (CIS) e telureto de cádmio (CdTe) (ASSUNÇÃO, 2014).

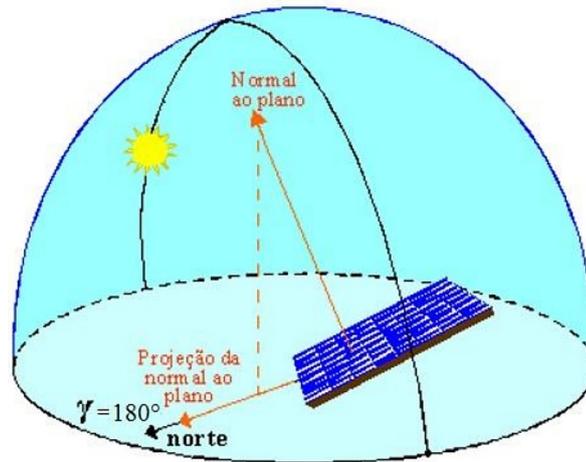
1.3.5 Orientação e inclinação do módulo fotovoltaico

Uma correta orientação e inclinação dos geradores fotovoltaicos são necessárias para maximizar a energia solar captada.

Orientação

A orientação de uma superfície está relacionada ao ângulo azimutal de superfície (γ). É bem conhecido que, de um modo geral, os módulos fotovoltaicos em posição fixa devem ser orientados em direção à linha do equador (PINHO; GALDINO, 2014). Em outras palavras, um painel localizado no hemisfério Sul deve ser apontado em direção ao Norte Verdadeiro ($\gamma = 180^\circ$); enquanto, um módulo no hemisfério Norte deve estar com a face voltada ao Sul Verdadeiro ($\gamma = 0^\circ$). A Figura 13 apresenta um exemplo de orientação de um módulo instalado no hemisfério Sul.

Figura 13 – Exemplo de orientação de um módulo instalado no hemisfério sul.



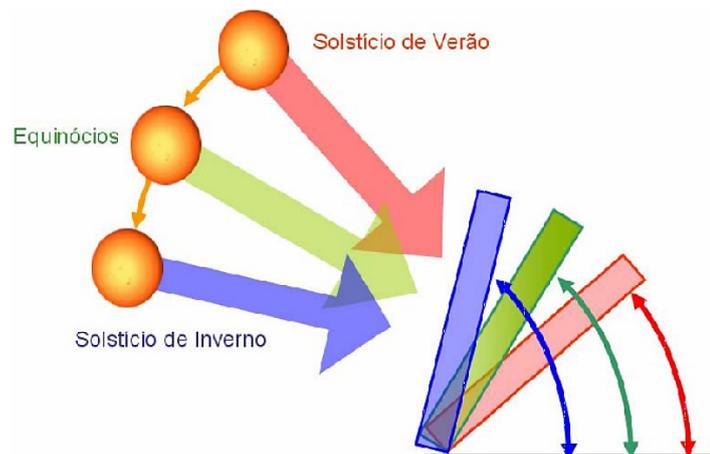
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Inclinação

O ângulo de inclinação (β) deve ser escolhido em função da latitude local da instalação (ϕ). A orientação geral é que a inclinação seja igual à latitude local para maximizar a energia produzida anualmente. Para localidades muito próximas do equador ($-10^\circ < \phi < +10^\circ$), sugere-se uma inclinação de, pelo menos, 10° para evitar o acúmulo de impurezas (PINHO; GALDINO, 2014).

Dependendo da aplicação, das condições climáticas e latitude local, podem-se usar outras configurações que favoreçam a produção de energia em uma época específica do ano. Para grandes latitudes onde a altura solar (α_s) varia consideravelmente durante o ano, pode-se fazer um ajuste sazonal da inclinação por meio de um rastreamento solar automático ou manual. A Figura 14 ilustra como o módulo pode ser inclinado para diferentes estações do ano.

Figura 14 – Variação da inclinação para diferentes estações do ano.



Fonte: Freitas (2008).

1.4 RASTREAMENTO SOLAR

Um sistema de rastreamento solar tem como objetivo minimizar o ângulo de incidência para maximizar a radiação direta incidente sobre a superfície do módulo fotovoltaico. Desta forma, o painel fica perpendicular aos raios solares, aumentando a energia solar convertida em energia elétrica.

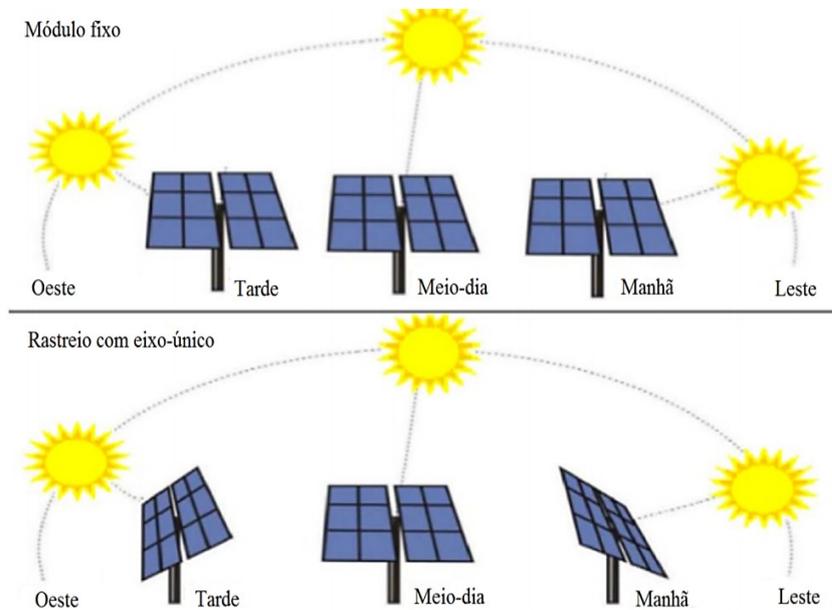
Os sistemas de rastreamento são divididos em duas categorias no quesito sistema de controle. Eles podem ser controlados com o auxílio de sensores de luminosidade, rastreando a posição de máxima produção de energia. Também existem sistemas controlados por um microprocessador que segue o movimento aparente do Sol com o auxílio da geometria solar (AL-NAIMA, 1990).

No quesito movimentação, existem dois tipos principais de sistemas de rastreamento solar encontrados comercialmente, nomeados: eixo-único e eixo-duplo (AL-MOHAMAD, 2004). O mais simples deles é o rastreamento de eixo-único, que acompanha o movimento solar diário de leste a oeste ao igualar o azimute superficial do módulo com o azimute solar. O rastreamento de eixo-duplo é a opção mais complexa que, além de acompanhar o movimento diário do Sol como o rastreamento de eixo simples, também compensa a variação da altura solar durante o ano, variando a inclinação do painel fotovoltaico (movimento semelhante ao mostrado na Figura 14).

Ao comparar a potência fornecida por painéis com rastreamento de eixo-único e sem rastreamento, Al-Mohamad (2004) observou ganhos de até 40% nas horas iniciais e finais do dia. Entretanto, a potência fornecida ao meio-dia foi praticamente a mesma para os dois casos; foi observado um ganho de 20% na produção de energia para o dia todo. Abdallah (2004) estudou diferentes tipos de rastreamento solar e analisou sua influência na curva I-V e potência de módulos fotovoltaicos. Foram comparados sistemas de rastreamento de eixo-duplo, eixo-simples Leste-Oeste, eixo-simples vertical e eixo-simples Norte-Sul, sendo os ganhos diários observados na energia produzida, em relação ao painel fixo, de 43,87%, 37,53%, 34,43% e 15,29%, respectivamente. CHANG (2009) encontrou um ganho de 17,5% na produção anual de energia elétrica com um módulo com rastreamento de eixo-simples e ajustes mensais na inclinação. Eke e Senturk (2012) observaram um ganho de 30,79% na produção de energia ao comparar um módulo com rastreamento de eixo-duplo (azimute e altitude solar) com um sistema fixo. De maneira geral, os ganhos anuais na geração de energia dependem da localização geográfica e do tamanho dos módulos, tendo valores entre 15% e 45% (RUSTEMLI *et al.*, 2013).

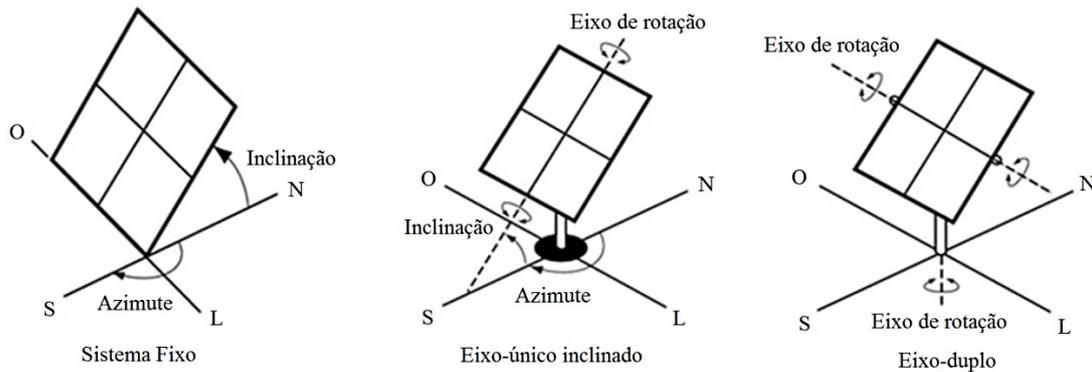
A Figura 15 esquematiza um sistema de rastreamento de eixo-único na direção Leste-Oeste, enquanto a Figura 16 mostra uma comparação entre os sistemas fixo, rastreamento de eixo-simples e rastreamento de eixo-duplo.

Figura 15 – Rastreamento solar de eixo-único no sentido Leste-Oeste a acompanhando o movimento diário solar.



Fonte: Adaptado de AL-ROUSAN; ISA; DESA (2018).

Figura 16 – Comparação de um sistema fixo, rastreamento de eixo-único e rastreamento de eixo-duplo.



Fonte: Adaptado de RustemII *et al.* (2013).

1.5 CONCENTRAÇÃO SOLAR

1.5.1 Conceitos gerais e definição de concentradores solares

A concentração solar em módulos fotovoltaicos tem como objetivo aumentar a radiação incidente por m^2 sobre as células com auxílio de lentes e espelhos. Desta forma, a área necessária de material semicondutor para produzir uma determinada potência é menor, o que permite

usar células de melhor qualidade e menor preço (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). A concentração solar torna células de alto desempenho economicamente viáveis.

As lentes e espelhos usados nesses sistemas apenas redirecionam a radiação direta, significando que a radiação difusa não deve ser levada em consideração para estimar a radiação extra obtida com concentradores (REIS; CORREGIDOR; BRITO, 2009). Na maioria das vezes, o rastreamento solar é necessário em sistemas de concentração para garantir a homogeneidade da radiação e o correto alinhamento dos raios solares com as lentes concentradoras.

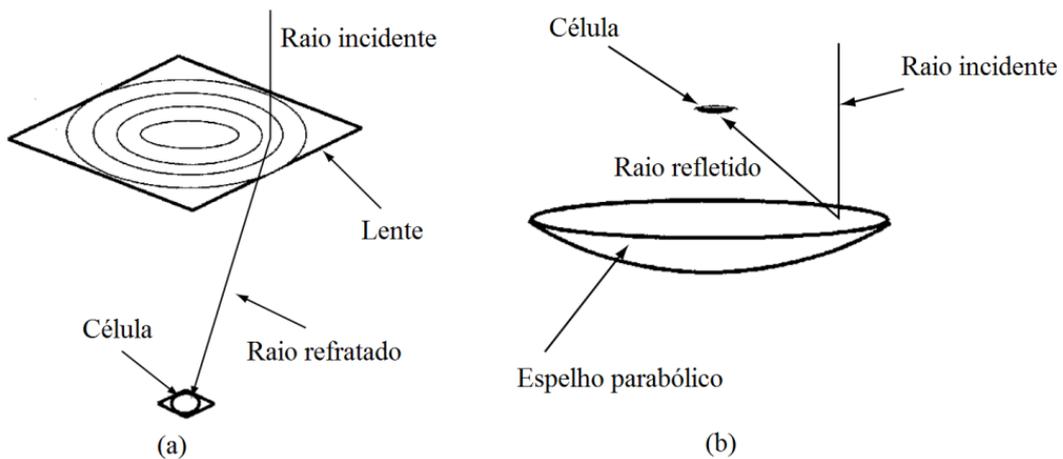
Luque e Hegedus (2011) separam os sistemas de concentração em 2 categorias segundo o tipo de ótica usado:

Concentração com foco pontual: a radiação direta é concentrada em um ponto onde é instalada a célula solar. Geralmente, usam-se células menores, com alta eficiência e com algum sistema de resfriamento. A luz solar pode ser concentrada pela refração de lentes de Fresnel ou pela reflexão de espelhos parabólicos.

Concentração com foco linear: a luz é concentrada em uma linha onde são instaladas as células fotovoltaicas em forma de *string*. Esse sistema pode ser construído com lentes ou espelhos.

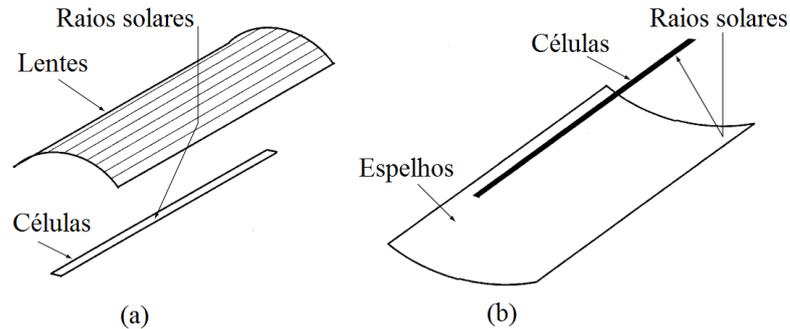
As Figuras 17 e 18 mostram os principais tipos de sistemas de concentração.

Figura 17 – Sistemas de concentração com foco pontual. (a) lente de Fresnel; (b) espelho parabólico.



Fonte: Adaptado de Luque e Hegedus (2003).

Figura 18 – Sistemas de concentração com foco linear. (a) lente de Fresnel; (b) espelho parabólico.



Fonte: Adaptado de Luque e Hegedus (2003).

Os sistemas de concentração também podem ser classificados segundo o seu nível de concentração:

Alta concentração: fator de concentração acima de 300; geralmente construído com células com eficiência elétrica acima de 35%.

Baixa concentração: fator de concentração abaixo de 60; construído com células de silício com eficiência de 20% a 22% e de baixo custo.

Em todos os sistemas descritos anteriormente, as células fotovoltaicas usadas são desenvolvidas especificamente para o uso em concentradores. Essas células especiais se distinguem daquelas encontradas em módulos fotovoltaicos comerciais, pois são desenvolvidas levando em consideração as condições adversas encontradas em concentradores, garantindo assim seu correto funcionamento e vida útil prolongada.

Como a temperatura de operação de células fotovoltaicas é altamente dependente da irradiação, o uso de concentradores aumenta a sua temperatura de forma significativa. Além disso, diferenças de temperatura entre diferentes células podem limitar a corrente produzida pelo conjunto. Portanto, é importante garantir que a temperatura de operação seja baixa e homogênea com o auxílio de um sistema de resfriamento (MAKKI; OMER; SABIR, 2015).

Além dos tipos de concentradores descritos, existem sistemas de baixo custo que são instalados em módulos fotovoltaicos convencionais. O mais simples e mais comumente usado é o sistema de concentradores tipo V.

1.5.2 Concentradores tipo-V

Os concentradores tipo-V (*V-trough*, em inglês) são sistemas de baixa concentração compostos de espelhos planos e que são usados em módulos fotovoltaicos convencionais. Trata-se

de um sistema de baixo custo que tem como objetivo aumentar a radiação incidente sobre os painéis comercialmente disponíveis, aumentando a potência elétrica disponível.

Diferentemente dos sistemas de alta concentração, os concentradores tipo V são mais tolerantes a erros de alinhamento, permitindo a adoção de sistemas de rastreamento mais simples de eixo-único ou mesmo eliminando totalmente a necessidade do rastreamento contínuo. Eles também causam um menor ganho de temperatura das células (SANGANI; SOLANKI, 2006). Todas essas características fazem dos concentradores tipo V uma opção atrativa para a redução de custos em sistemas com módulos fotovoltaicos convencionais.

Geometria dos concentradores Tipo V

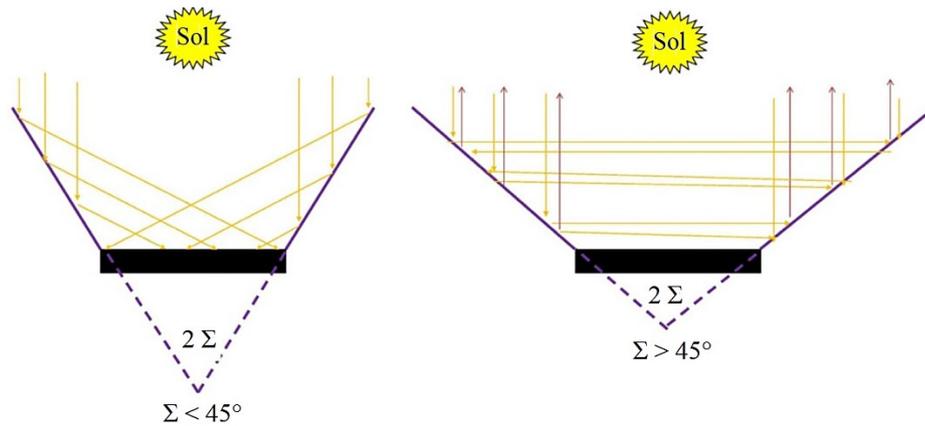
O concentrador tipo V é definido por dois parâmetros: o ângulo de abertura do V (Σ) e o coeficiente geométrico de concentração (C), que é definido como a razão entre a abertura dos espelhos e a largura do módulo fotovoltaico.

$$C = \frac{A}{a} \quad (2)$$

na qual A é a largura de abertura dos espelhos e a é largura do módulo.

Os principais requisitos para o desenvolvimento de um sistema tipo-V são: (i) iluminação uniforme no plano do módulo para diferentes ângulos de incidência solar, (ii) maior produção de energia possível e (iii) dissipação de calor do módulo de forma passiva (FRAIDENRAICH, 1998). Ambas as condições são dependentes de Σ e C .

O máximo ângulo possível para Σ é 45° devido às características da reflexão da luz. Caso $\Sigma > 45^\circ$, a luz que incide em um dos espelhos refletirá para o outro espelho e então será direcionada para cima, para longe do módulo. A Figura 19 ilustra esse fenômeno.

Figura 19 – Limite de 45° para o ângulo de abertura Σ .

Fonte: Adaptado de AL-SHOHANI *et al.* (2016).

Al-Shohani *et al.* (2016) fizeram uma simulação com traçado de raios (*ray tracing*) com o objetivo de descobrir o ângulo de abertura ideal para diferentes concentrações geométricas C (1,5x, 2x, 2,5x e 3x). Os critérios para o ângulo ideal eram (i) máximo fator de concentração efetiva com (ii) mínima relação altura-largura (menor custo de material) e (iii) maior uniformidade dos raios sobre as células fotovoltaicas. Desta forma, os autores chegaram à conclusão que os ângulos ideais para as concentrações 1,5x, 2x, 2,5x e 3x são 30°, 30°, 22° e 19°, respectivamente. Também concluíram que a refletividade dos refletores não tem influência na escolha do ângulo de abertura.

Reis, Corregidor e Brito (2009) encontraram um ganho de 45% na potência fornecida por um sistema *V-trough Double Sun*[®] com rastreamento de eixo-duplo em relação a um sistema fixo. Segundo eles, o rastreamento sozinho garantiu um ganho de 20% de potência elétrica.

Apesar dos ganhos elétricos, Sangani e Solanki (2006) observaram experimentalmente um ganho de 20 a 30 °C na temperatura de operação de módulos comerciais com uso de concentradores com $C = 2$. Esse aumento na temperatura implica em perdas na eficiência de conversão solar-elétrica e possíveis danos permanentes ao painel fotovoltaico em longo prazo. O resfriamento adequado do módulo poderia ajudar a mitigar esses problemas.

1.6 RESFRIAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

1.6.1 Conceitos gerais e métodos de resfriamento de módulos fotovoltaicos

Os efeitos negativos do aumento da temperatura de operação de módulos fotovoltaicos já são conhecidos na literatura científica. Quando a temperatura de operação aumenta, a tensão gerada diminui consideravelmente, enquanto a corrente elétrica aumenta de maneira

desprezível, não compensando a queda de tensão. Desta forma, a eficiência da conversão de energia solar em elétrica diminui. A eficiência elétrica e a potência fornecida diminuem linearmente com o aumento da temperatura de operação (DUBEY; SARVAIYA; SESHADRI, 2013). A influência da temperatura na eficiência dos módulos depende do material das células. Para as células de silício cristalino, a queda na eficiência é em torno de $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$ (RUTEMLI *et al.*, 2013). O resfriamento de painéis fotovoltaicos é ideal para aumentar a eficiência elétrica e reduzir sua degradação, maximizando sua vida útil. Além disso, o excesso de calor removido pode ser utilizado em aplicações domésticas, industriais e comerciais (SIECKER; KUSAKANA; NUMBI, 2017).

A eficiência de módulos fotovoltaicos pode ser calculada em função da temperatura de operação com a seguinte equação (DUBEY; SARVAIYA; SESHADRI, 2013):

$$\eta_c = \eta_{T_{ref}} [1 - \beta_{T_{ref}} (T_c - T_{ref})] \quad (3)$$

na qual η_c , $\eta_{T_{ref}}$ e $\beta_{T_{ref}}$ é a eficiência à temperatura de operação, T_c ; eficiência na temperatura de referência, T_{ref} ; e coeficiente de temperatura para a eficiência elétrica em $\%/^{\circ}\text{C}$, respectivamente.

Siecker, Kusakana e Numbi (2017) classificaram 9 métodos de resfriamento de módulos fotovoltaicos. Eles são:

- Resfriamento por flutuação em lagos.
- Sistema híbrido fotovoltaico/térmico (PV/T) resfriado com *spray* d'água.
- Sistema híbrido PV/T resfriado com dissipador de calor.
- Sistema híbrido PV/T resfriado com convecção forçada de água.
- Sistema híbrido PV/T resfriado com convecção forçada de ar.
- Resfriamento por mudança de fase.
- Resfriamento por imersão em água.
- Resfriamento por películas transparentes.
- Resfriamento por efeito termoelétrico.

Uma classificação mais simplista pode ser feita ao separar duas categorias distintas: resfriamento passivo e resfriamento ativo. Os métodos passivos são aqueles que extraem calor dos módulos sem usar energia adicional. Um dissipador de calor que realiza troca térmica com o ar ambiente por meio da convecção natural é o mais simples dos meios passivos. De forma geral, os métodos passivos dependem da convecção natural e da radiação, dois mecanismos de troca

de calor com baixas taxas de transferência de energia. Sendo assim, o uso de sistemas capazes de extrair calor ativamente (com o auxílio de bomba, compressores ou ventiladores) pode ser justificado, principalmente em regiões quentes (MAKKI; OMER; SABIR, 2015).

1.6.2 Sistemas PV/T

Os sistemas híbridos fotovoltaico/térmico (PV/T) se destacam em relação a sistemas simples (somente fotovoltaicos ou somente térmicos), pois são capazes de produzir dois tipos de energia simultaneamente: eletricidade e calor. Parte da energia solar é convertida em energia elétrica e outra parte é transferida para um trocador de calor em contato térmico com o painel PV sob a forma de calor. A energia restante é então perdida para o ambiente, também na forma de calor. Outra vantagem de sistemas PV/T é a otimização do espaço utilizado já que eles ocupam uma área menor que um sistema fotovoltaico e um sistema térmico para a produção de ambas as energias.

O módulo PV pode ser resfriado com um fluido frio (comumente água ou ar) (TONUI; TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2006); devido às suas propriedades térmicas, a água se mostra melhor que o ar para a remoção de calor de painéis PV, tanto para convecção natural quanto forçada (MAKKI; OMER; SABIR, 2015). Outras vantagens do sistema à água é a menor variação de temperatura ao longo do dia, sua distribuição mais homogênea sob a superfície do módulo e mais possibilidades de uso para a água aquecida comparada ao ar (MAKKI; OMER; SABIR, 2015).

Um sistema PV/T também possui uma eficiência térmica, dada pela Equação (4):

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}C_p(T_{out} - T_{in})}{AG} \quad (4)$$

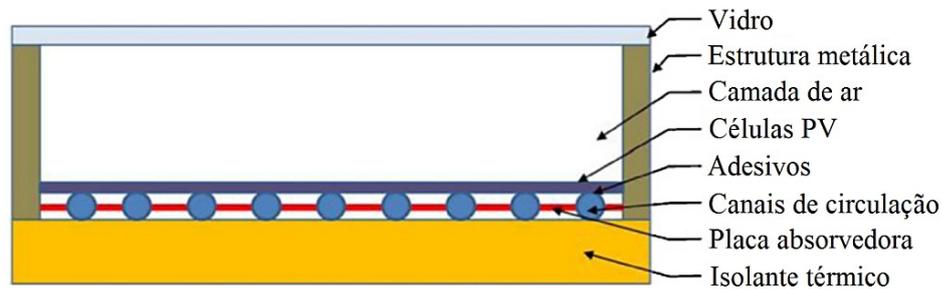
onde, \dot{m} é a vazão mássica do fluido [kg/s]; C_p , calor específico à pressão constante [J/kg· K]; T_{in} e T_{out} são as temperaturas de entrada e saída do trocador de calor [K]; A é a área do módulo [m²]; e, G é a irradiação incidente sobre o sistema [W/m²].

Desta forma, é possível definir uma eficiência global do sistema, sendo simplesmente a soma das eficiências elétrica e térmica:

$$\eta_o = \eta_e + \eta_{th} \quad (5)$$

A construção típica de um sistema PV/T é mostrada na Figura 20.

Figura 20 – Construção típica de um sistema PV/T.



Fonte: Adaptado de ZHANG *et al.* (2012).

Segundo Kalogirou (2004), a função de cada componente é:

- Isolante térmico: diminuir perdas de calor por condução e convecção.
- Canais de circulação: região onde o fluido de trabalho circula, retirando o calor do conjunto, levando-o para um reservatório ou para uso imediato.
- Vidro: tem como objetivo reduzir as perdas por convecção. Também reduz perdas por radiação já que o vidro é transparente para as ondas de baixo comprimento provenientes do Sol, mas opaco para as ondas infravermelhas emitidas pela placa absorvedora (efeito estufa).
- Placa absorvedora: pintada de preto com o objetivo de aumentar sua absorvidade da luz solar.

1.7 NANOFLUIDOS

Nanofluidos são compostos por um fluido base e nanopartículas suspensas (SANI *et al.*, 2010). As nanopartículas podem ser metálicas (Cu, Al), óxidos metálicos (Al_2O_3 , TiO_2 , ZnO, Fe_2O_3 , CuO), carbonos (grafite ou nanotubos) ou outro material que possua uma alta condutividade térmica em relação ao fluido base como água, etileno glicol e demais fluidos refrigerantes (SAJID; ALI, 2019). Geralmente, a concentração de nanopartículas varia de 0,1 a 2,5% em volume (GRUBIŠIĆ-ČABO; NIŽETIĆ; MARCO, 2006).

Os ganhos em condutividade térmica para diferentes fluidos e partículas estão na faixa de 12 a 60% e são maiores para temperaturas mais altas e menor tamanho de nanopartículas (AL-SHAMANI *et al.*, 2014).

As características térmicas favoráveis dos nanofluidos os tornam uma opção interessante para uso em sistemas térmicos, inclusive em resfriamento de módulos fotovoltaicos. Karami e Rahimi (2014) estudaram o resfriamento de um painel fotovoltaico com nanofluido de boemita e encontraram melhor desempenho com uma fração mássica de 0,1%. Os mesmos autores

concluíram que o desempenho do sistema de resfriamento depende da geometria dos canais e da concentração de nanopartículas. Sardarabadi, Passandideh-fard e Heris (2014) observaram uma melhora de 7,9% na eficiência global de um sistema PV/T ao usar nanofluido de sílica.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 DELINEAMENTO

O presente trabalho analisou (em condições reais de aplicação) um módulo solar fotovoltaico acoplado a um rastreador uniaxial, os efeitos com e sem o uso de um trocador de calor para resfriamento por convecção forçada na distribuição de temperatura célula à célula como uma forma de controlar a temperatura de operação do módulo e, por conseguinte, aumentar a eficiência das células PV.

Um estudo detalhado da distribuição de temperatura sobre o módulo fotovoltaico foi realizado a fim de verificar se as temperaturas, para diferentes condições de operação, colocam os módulos fotovoltaicos comerciais em condições críticas, as quais reduziriam sua vida útil, eficiência e, conseqüentemente, a inviabilização desta tecnologia.

A bancada de testes foi instalada em campo e utiliza um módulo fotovoltaico comercial com o objetivo de coletar dados em condições reais de aplicação. O conjunto está na direção Norte geográfico e tem uma inclinação $\beta = 20^\circ$ (correspondente à latitude local). O módulo possui um sistema de rastreamento solar de eixo-único (azimute), seguindo o movimento diário solar de Leste a Oeste.

Por se tratar de um teste *in loco*, a bancada está sujeita a intempéries que podem ter influência sobre os resultados. Estas intempéries se apresentam, principalmente, sob a forma de nuvens, chuva e vento. A fim de minimizar tais influências, as medidas foram realizadas em dias ensolarados e com ausência de ventos. Um anemômetro e um radiômetro foram instalados próximos ao módulo a fim de verificar possíveis variações das condições climáticas.

Os dados foram coletados entre às 05h00min e 19h00min. A configuração do sistema (uso ou não de rastreamento solar, isolamento térmico na face posterior e sistema de resfriamento) foi alterada diariamente a fim de comparar sua influência na temperatura e potência do módulo. Por exemplo, acionou-se o rastreamento solar durante um dia completo com coleta de dados a cada 30 segundos; no dia seguinte, desligou-se o rastreamento e foi realizada uma nova coleta de dados. Desta forma, foi possível comparar a influência do rastreamento solar nas variáveis medidas visto que as condições climáticas (temperatura ambiente, irradiância e vento) dos dois dias analisados foram próximas. Este procedimento foi necessário, pois se tem apenas um módulo fotovoltaico disponível para a pesquisa.

Os experimentos diários seguiram um cronograma pré-estabelecido. A Tabela 1 mostra as diferentes combinações testadas e seus respectivos códigos.

Tabela 1 – Diferentes condições de teste realizados e seus respectivos códigos.

Experimento	Rastreamento	Resfriamento - água	Isolamento
Exp. 1	X	–	X
Exp. 2	X	–	–
Exp. 3	X	X	X
Exp. 4	X	X	–
Exp. 5	–	–	–

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

2.2 APARATO EXPERIMENTAL

O aparato experimental, Figura 21, foi construído em estrutura metálica de aço SAE 1020; posicionado na direção Norte com ângulo de inclinação (*tilt angle*) de 20° conforme a latitude local (DUFFIE; BECKMAN, 2013), com sistema de rastreamento de eixo-único que segue o movimento solar diário de Leste a Oeste, variando o azimute superficial, igualando-o ao azimute solar.

A bancada experimental foi construída na parte superior do prédio do Instituto de Pesquisa em Bioenergia (IPBEN) da UNESP de Ilha Solteira (20°25'53.7"S 51°20'36.9"L). Neste conjunto, foi adaptado o sistema de resfriamento por convecção forçada para a realização do presente estudo.

2.2.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico usado neste trabalho é um modelo comercial Risen RSM60-6-270P composto de 60 células de silício policristalino com capacidade total de 270 Wp e eficiência de conversão de energia de 16,5%, segundo informações do fabricante. As Tabelas 2 e 3 mostram as características principais deste módulo.

Tabela 2 – Características gerais do módulo fotovoltaico modelo RM60-6-270P.

Modelo	RSM-6-60-270P
Potência máxima (STC)	270 W
Tensão de circuito aberto (STC)	37,90 V
Corrente de curto-circuito (STC)	9,20 A
Tensão de máxima potência (STC)	31,05 V
Corrente de máxima potência (STC)	7,09 A
Eficiência	16,5%
Tipo de célula	Silício policristalino
Número de células	60 (6 x 10)
Peso	18 kg
Dimensões	1650 x 992 x 35 mm

STC: 1000 W/m², temperatura de células 25 °C, AM 1,5.

Fonte: Dados do fabricante (Risen Energy Co., Ltd).

Tabela 3 – Propriedades térmicas do módulo fotovoltaico modelo RM60-6-270P.

Temperatura de operação (NOCT)	45 ± 2°C
Coef. de temperatura para tensão de circuito aberto	- 0,32%/°C
Coef. de temperatura para corrente de curto-circuito	0,05%/°C
Coef. de temperatura para potência máxima	- 0,39%/°C
Limites de temperatura	-40 ~ +85°C

NOCT: 800 W/m², temperatura ambiente 20 °C, vento 1 m/s.

Fonte: Dados do fabricante (Risen Energy Co., Ltd).

Figura 21 – Suporte metálico, módulo e espelhos planos. (a) vista geral e (b) vista frontal.



(a)



(b)

Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.2.2 Sistema de rastreamento

Foi usado neste trabalho um sistema de rastreamento de eixo-único que segue o movimento solar diário de Leste a Oeste. Isto é feito variando o azimute superficial, igualando-o ao azimute solar. A estrutura metálica permite um ajuste azimutal de -140° (posição Sol nascente) a 140° (posição Sol poente). A referência para o azimute é a mesma adota por Duffie e Beckman (2013), na qual 180° corresponde ao Norte geográfico. O movimento de rastreamento de 5° a cada 20 minutos, com o primeiro movimento realizado às 11h00min e o último às 15h00min, é realizado por um atuador linear de 70 W controlado por um microprocessador Arduino Mega 2560.

Em um primeiro momento, tentou-se realizar o rastreamento solar com o auxílio de sensores fotoresistores (*LDRs*). Porém, o sistema não se mostrou confiável devido à dificuldade em controlar a sensibilidade dos *LDRs*. Além disso, o conjunto não funcionava como o desejado em dias nublados. Finalmente, decidiu-se controlar o sistema diretamente com Arduino.

2.2.3 Isolamento térmico

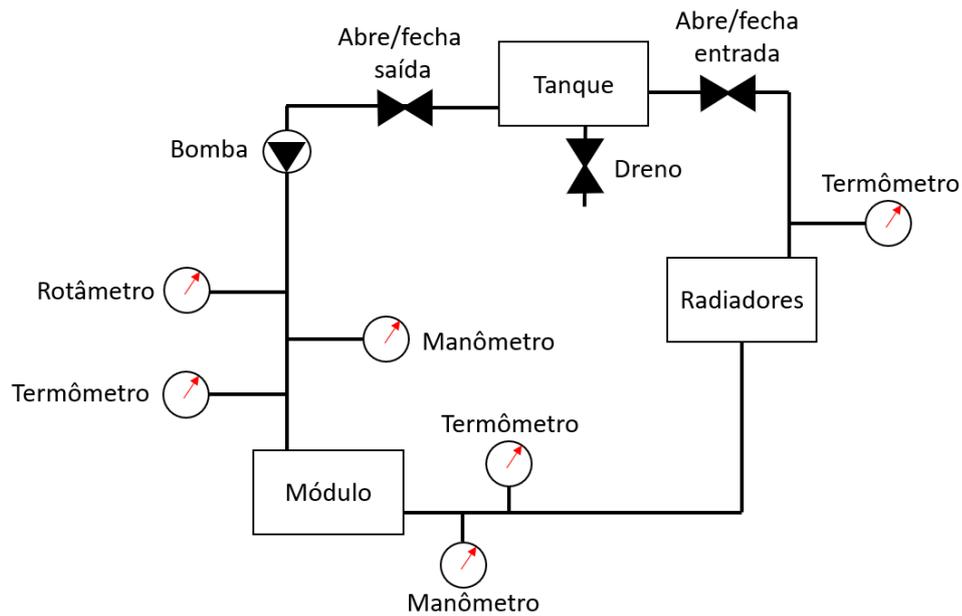
O isolamento térmico da parte posterior do módulo é feito com uma camada de espuma, Figura 21 (a); o objetivo é evitar a troca de calor com o ar ambiente, simulando a instalação de módulos em telhados e/ou integrados a fachadas. Desta forma, diminui-se uma variável climática, garantindo condições iguais de trabalho para diferentes testes. Ao impedir a troca de calor com o ar ambiente, o isolamento também permite avaliar o desempenho do trocador de calor do módulo. A espuma também pode ser retirada para se avaliar as condições de trabalho de um módulo livre (painéis instalados em estruturas em que sua parte posterior está distante de obstruções).

Segundo Rossi *et al.* (2013), o uso ou não de isolamento térmico depende da finalidade do sistema PV/T. Se a finalidade for produzir água quente, então um bom isolamento é recomendado. Caso o objetivo seja apenas aumentar a eficiência da conversão elétrica, então o isolamento se torna desnecessário.

2.2.4 Circuito de resfriamento

Para a realização dos testes de resfriamento, foi desenvolvido um circuito hidráulico composto por uma bomba, tubulações, radiadores e um trocador de calor instalado na parte posterior do módulo fotovoltaico. A Figura 22 mostra o diagrama do circuito hidráulico instalado.

Figura 22 – Circuito hidráulico do sistema de resfriamento.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 23 mostra uma vista geral do circuito de resfriamento instalado.

Figura 23 – Circuito de resfriamento instalado.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

O circuito foi construído com tubos de PVC com 21,6 mm de diâmetro interno. A conexão com o trocador de calor do módulo foi realizada com mangueiras flexíveis (diâmetro interno de 6,35 mm) para permitir a movimentação do módulo durante o rastreamento solar.

Uma bomba periférica da marca KALA, com capacidade de vazão de 33 l/min e pressão de 2,5 bar, foi utilizada para bombeamento do fluido. O consumo energético

da bomba é de 480 W. A vazão do sistema de resfriamento foi controlada pela válvula integrada ao rotâmetro, garantindo as mesmas condições de teste para diferentes configurações.

O reservatório consistiu de uma garrafa de 3 litros, cuja função foi facilitar o preenchimento e esvaziamento do sistema, garantindo que bolhas de ar não ficassem presas no circuito. Destaca-se que seu volume não tem influência no desempenho do sistema de refrigeração.

Dois radiadores ligados em série foram utilizados com finalidade de resfriar o líquido de trabalho depois que este trocou calor com o módulo fotovoltaico. Cada radiador tem seu próprio ventilador e os dois radiadores têm capacidade de dissipar 1000 W juntos. O telhado acima dos radiadores e ventiladores tem como objetivo protegê-los do Sol e da chuva.

2.2.5 Trocador de calor

O trocador de calor é o elemento responsável por retirar calor do painel fotovoltaico, sendo construído a partir de uma bobina de tubo de aço inoxidável 304 com diâmetro interno de 8,33 mm. A escolha do inox foi feita com o intuito de evitar qualquer interação química indesejada com a água deionizada. A bobina foi desenrolada e dobrada sucessivas vezes até que se formasse uma serpentina com comprimento total de 24,75 m. A serpentina foi então colocada na parte posterior do painel e fixada com ripas de madeira para garantir o melhor contato térmico possível.

Destaca-se que durante o desenvolvimento deste trabalho, três diferentes projetos de trocador de calor foram testados ('Caso 1', 'Caso 2' e 'Caso 3'). O 'Caso 1', descrito neste trabalho, foi o que apresentou melhor resultado em relação à temperatura de operação do painel solar quando comparado aos outros dois casos (no Apêndice A são descritas as outras duas versões do trocador de calor que foram testadas).

A Figura 24 mostra o trocador de calor do 'Caso 1' e sua instalação na parte posterior do painel.

Figura 24 – Trocador de calor ‘Caso 1’ acoplado ao módulo fotovoltaico e isolamento térmico.

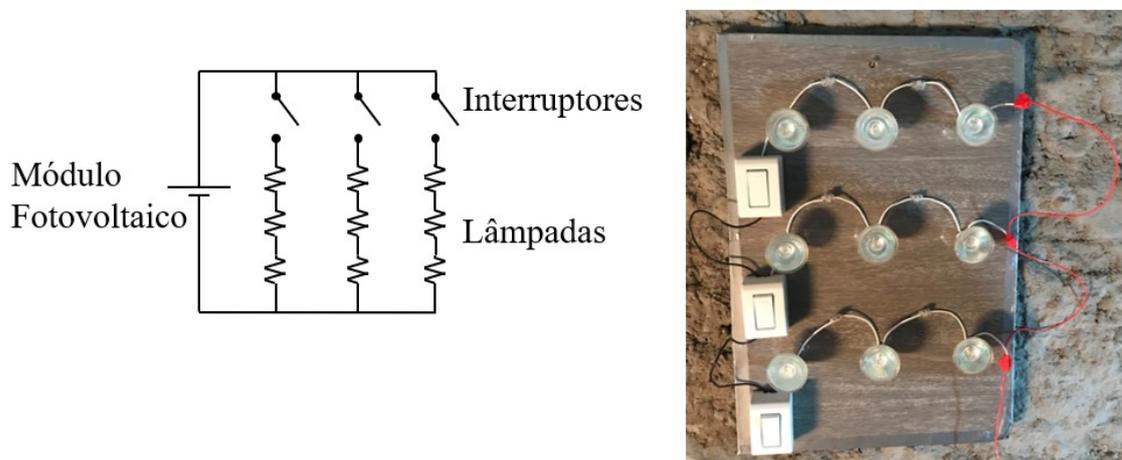


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

2.2.6 Carga elétrica

Com o objetivo de simular uma carga elétrica puramente resistiva ligada ao painel fotovoltaico, foi feito um quadro com 9 lâmpadas alógenas de 50 W e tensão de alimentação de 12 V, Figura 25, divididas em 3 associações em paralelo com interruptores independentes, sendo duas associações utilizadas como carga durante o experimento e a terceira ficando como reserva. Um interruptor foi instalado em cada derivação, possibilitando escolher uma carga de 150 W, 300 W ou 450 W.

Figura 25 - Diagrama e foto do sistema de carga puramente resistiva.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

2.3 SISTEMA DE AQUISIÇÃO

Por ser tratar de um estudo experimental, este trabalho necessita de sensores e medições *in loco*. Esta seção detalha cada instrumento de medição utilizado assim como a metodologia utilizada para as aferições. A Tabela 4 resume o conjunto de sensores, suas principais características, bem como, os sistemas de aquisição utilizados neste trabalho.

Tabela 4 – Lista de instrumentos de medição usados no presente estudo.

Modelo	Quantidade	Parâmetro medido	Faixa de operação	Incerteza	Datalogger
DS18B20	60	Temperatura do painel (°C)	-10 a 85 °C	± 0,5 °C	Arduino Mega 2560
DS18B20 (encapsulado)	1	Temperatura do ar abaixo do módulo (°C)	-10 a 85 °C	± 0,5 °C	Arduino Mega 2560
DS18B20 (encapsulado)	3	Temperatura do fluido de resfriamento	-10 a 85 °C	± 0,5 °C	Arduino Mega 2560
ACS712ELC-30A	1	Corrente elétrica do módulo	-30 a 30 A	± 0,5 A	Arduino Mega 2560
Divisor de Tensão	1	Tensão elétrica do módulo	0 a 50 V	± 1,0 V	Arduino Mega 2560
T_109	1	Temperatura ambiente	0 a 70 °C	± 0,2 °C	CR1000
Windsonic Option 1	1	Velocidade e direção do vento	0 a 60 m/s	± 2%	CR1000
NR-LITE 2	1	Radiação líquida	-200 a 1000 W/m ²	± 5%	CR1000
Rotâmetro FL-2068	1	Vazão no sistema de resfriamento	0 a 10 l/min	± 0,3 l/m	–
Manômetro PGU-4BAR	2	Pressão no circuito de resfriamento	0 a 4 bar	± 3%	–

Fonte: Elaboração do próprio autor.

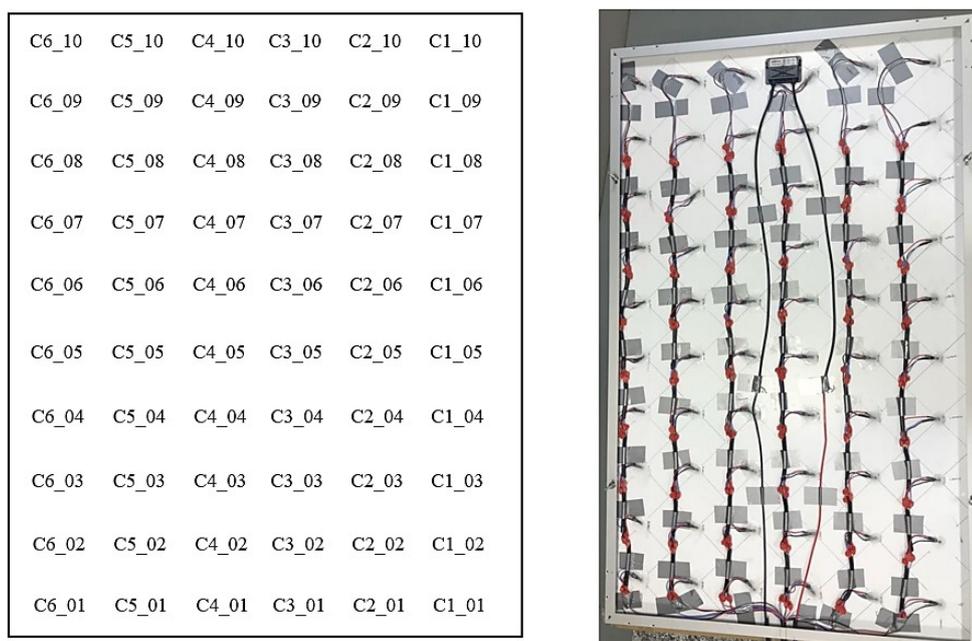
2.3.1 Temperatura do módulo fotovoltaico

O principal objeto de estudo deste trabalho é a temperatura de funcionamento do módulo fotovoltaico levando em consideração diferentes condições de operação. A fim de analisar sua magnitude e distribuição, foram necessários vários sensores em diferentes pontos do módulo fotovoltaico.

Os dados de temperatura foram coletados por 60 sensores digitais DS18B20 instalados no centro geométrico de cada célula do módulo, com uma fina camada de pasta térmica entre cada sensor e a parte posterior do módulo para garantir o contato térmico entre ambos. Esses sensores foram então colados na parte posterior do painel com silicone transparente e cola quente, e posteriormente, conectados a um sistema de aquisição composto por um Arduino Mega 2560; o microprocessador fez a leitura das medidas em intervalos de 30 segundos armazenando-as num cartão Micro SD em forma de tabela. A identificação dos sensores permitiu a reconstrução da distribuição e variação das temperaturas na exata geometria do módulo.

Os sensores foram nomeados de acordo com sua posição no módulo fotovoltaico. O módulo está dividido em 6 colunas com 10 linhas cada (10 células fotovoltaicas em cada linha). O sensor C6_01, por exemplo, está instalado na coluna 6 e linha 1. A Figura 26 mostra uma foto dos sensores instalados na parte posterior do módulo e um diagrama indicando cada posição de medida.

Figura 26 – Foto da instalação dos sensores de temperatura e suas respectivas posições.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Finalmente, um único sensor DS18B20 encapsulado foi colocado abaixo do painel PV para medir a temperatura do ar próximo à parte posterior do painel.

2.3.2 Parâmetros do circuito de resfriamento

A pressão, vazão volumétrica e temperatura do fluido do sistema de resfriamento foram aferidas com dois manômetros, um rotâmetro e três sensores de temperatura, respectivamente. A pressão foi medida em dois pontos distintos, antes e depois do trocador de calor do painel PV a fim de avaliar a perda de carga. A vazão foi aferida por um rotâmetro de seção variável. A temperatura do fluido de trabalho foi aferida em três pontos distintos por sensores de temperatura DS18B20 encapsulados, introduzidos diretamente nas tubulações e perpendiculares ao escoamento. Os três pontos de aferição foram: antes do trocador de calor, depois do trocador de calor/antes dos radiadores e após os radiadores.

2.3.3 Parâmetros climáticos

A fim de garantir que todos os testes fossem feitos sob as mesmas condições climáticas, variáveis meteorológicas como velocidade do vento, irradiância solar e temperatura ambiente foram monitoradas.

A temperatura ambiente foi medida por uma sonda modelo T_{109} instalada próximo à bancada experimental. Um anemômetro modelo *Windsonic Option 1* instalado no telhado, próximo ao módulo fotovoltaico, foi responsável por medir a velocidade e direção do vento. Um radiômetro *NR-LITE 2* mediu a radiação líquida (radiação global descontada do albedo) no local de testes. Estes três instrumentos foram conectados a um *datalogger* modelo CR1000 da empresa *Campbell Cientific*[®]. Assim como as medidas de temperatura do módulo fotovoltaico, as medidas das variáveis climáticas foram realizadas a cada 30 segundos.

2.4 ANÁLISE TEÓRICA

Uma análise teórica do módulo fotovoltaico foi realizada com o objetivo de estimar a sua temperatura de operação e dimensionar o sistema de resfriamento. A análise foi baseada no princípio da analogia por resistência térmica. Três hipóteses foram consideradas:

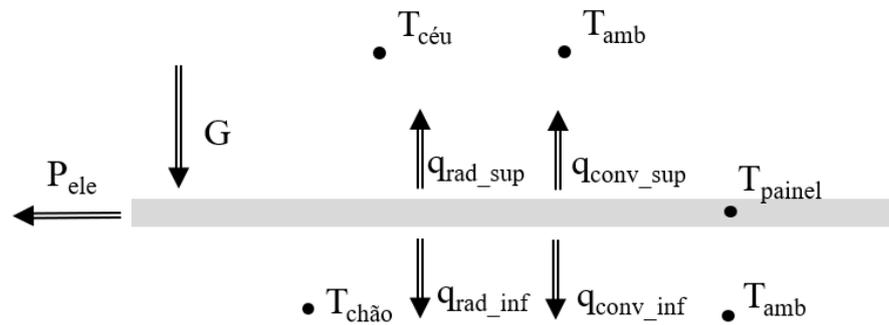
- i) Regime permanente;
- ii) Escoamento completamente desenvolvido;
- iii) Propriedades do ar e da água constantes.

Em todos os casos estudados a seguir, foram considerados como dado de entrada: a radiação incidente G , a temperatura ambiente T_{amb} , a potência elétrica P_{ele} e a velocidade do vento U_{vento} .

2.4.1 Caso sem isolamento térmico e sem trocador de calor

Neste caso, são consideradas as transferências de calor por convecção e por radiação na parte superior e posterior do módulo fotovoltaico. A Figura 27 ilustra o presente caso estudado.

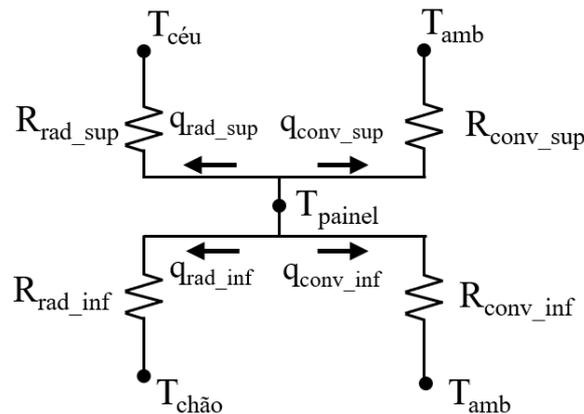
Figura 27 – Representação da análise teórica para o caso sem isolamento térmico e sem trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 28 mostra o diagrama de resistência térmica para este caso.

Figura 28 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso sem isolamento térmico e sem trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Os elementos apresentados nas duas figuras anteriores são: q_{rad_sup} : Transferência de calor por radiação a partir da face superior do painel; q_{conv_sup} : Transferência de calor por convecção a partir da face superior do painel; q_{rad_inf} : Transferência de calor por radiação a

partir da face inferior do painel; q_{conv_inf} : Transferência de calor por convecção a partir da face inferior do painel; e, G : Radiação solar incidente cuja determinação é demonstrada no Apêndice B.

R_{conv_sup} e R_{rad_sup} correspondem às resistências térmicas relacionadas à convecção e à radiação na face superior do painel, respectivamente, e são definidas como:

$$R_{rad_sup} = \frac{1}{h_{rad_sup}} \quad (6)$$

$$R_{conv_sup} = \frac{1}{h_{conv_sup}} \quad (7)$$

O coeficiente de transferência por convecção é calculado por (ARMSTRONG; HURLEY, 2010; COLE; STURROCK, 1977):

$$h_{conv_sup} = 5,7 U_{vento} + 11,4 \quad (8)$$

na qual U_{vento} é a velocidade do vento. Tal equação é originária de um experimento realizado em túneis de vento. Já o coeficiente de transferência de calor por radiação é determinado por (KUEHN; RAMSEY; THRELKELD, 1998):

$$h_{rad_sup} = 4\sigma \left(\frac{T_{amb} + T_{céu}}{2} \right)^3 \quad (9)$$

Na Equação (9), σ é a constante de Stefan-Boltzmann cujo valor é $\sigma = 5,670 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2K^4}$. Para um dia sem nuvens $T_{céu}$ é determinada por (WHILLIER, 1967):

$$T_{céu} = T_{amb} - 6 \quad (10)$$

Esta equação foi escolhida por sua simplicidade e por não depender de propriedades como umidade relativa já que não havia equipamentos para medi-las.

A Equação (11) mostra o balanço energético do painel por unidade de área do módulo:

$$C_{PV} \frac{dT_{PV}}{dt} = G(1 - \rho_{PV}) A_{PV} - q_{conv} - q_{rad} - P_{ele}$$

$$q_t = \frac{G L_{painel} C_{painel} - P_{ele}}{L_{painel} C_{painel}} \quad (11)$$

na qual, P_{ele} é a potência elétrica fornecida pelo módulo.

Para efeito de simplificação, os coeficientes de trocar de calor por convecção foram considerados iguais.

$$h_{conv_sup} = h_{conv_inf} \Leftrightarrow R_{conv_sup} = R_{conv_inf} \quad (12)$$

$$q_{conv} = q_{conv_sup} + q_{conv_inf} \quad (13)$$

Foi usado um valor médio para o coeficiente de transferência de calor por radiação h_{rad_inf} com o intuito de simplificar a determinação de T_{painel} . Caso contrário, haveria T_{painel} elevado à quarta potência, o que dificultaria sua determinação sem uma mudança significativa no resultado obtido. Por definição, h_{rad_inf} pode ser determinado por:

$$h_{rad_inf} = \varepsilon \sigma (T_{painel} + T_{chão})(T_{painel}^2 + T_{chão}^2) \quad (14)$$

sendo ε a emissividade da parte posterior do módulo, cujo valor é 0,85 (HAMMAMI et. al, 2017). $T_{chão}$ foi medido experimentalmente e seu valor médio é de 45 °C. Conhecendo $T_{chão}$ e ε , variou-se T_{painel} de 25 °C até 85 °C e foi obtido um valor médio para h_{rad_inf} de $6,5 \frac{W}{m^2K}$.

Este caso apresenta quatro incógnitas (T_{painel} , q_{rad_sup} , q_{rad_inf} e q_{conv}) e as quatro equações necessárias para resolvê-la são apresentadas a seguir:

$$T_{painel} = T_{céu} + R_{rad_sup} q_{rad_sup} \quad (15)$$

$$T_{painel} = T_{chão} + R_{rad_inf} q_{rad_inf} \quad (16)$$

$$T_{painel} = T_{amb} + \frac{1}{2} R_{conv_inf} q_{conv} \quad (17)$$

$$q_t = q_{rad_inf} + q_{rad_sup} + q_{conv} \quad (18)$$

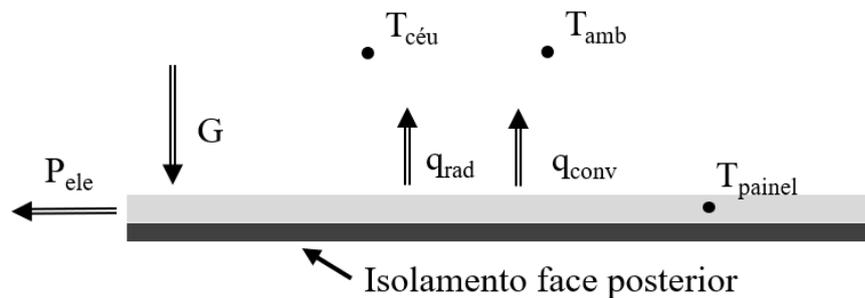
Combinando estas quatro equações, é possível chegar a uma expressão para T_{painel} .

$$T_{painel} = \frac{R_{conv_inf}[R_{rad_inf}(T_{céu} + R_{rad_sup} q_t) + R_{rad_sup} T_{chão}] + 2R_{rad_inf}R_{rad_sup}T_{amb}}{R_{conv_inf}(R_{rad_inf} + R_{rad_sup}) + 2R_{rad_inf}R_{rad_sup}} \quad (19)$$

2.4.2 Caso com isolamento térmico e sem trocador de calor

A Figura 29 mostra um desenho esquemático do caso estudado.

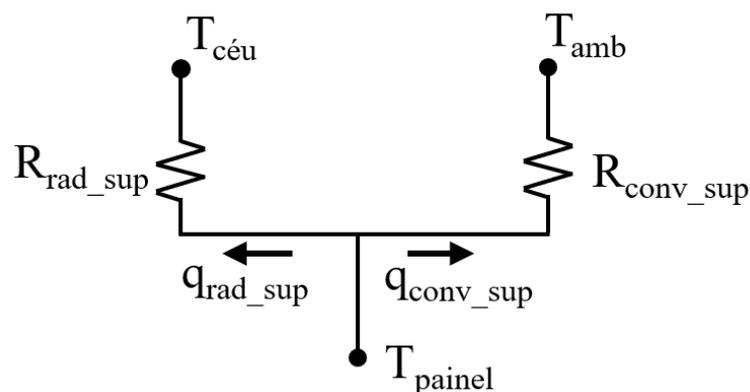
Figura 29 – Representação da análise teórica para o caso com isolamento térmico e sem trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 30 mostra o diagrama de resistências térmicas.

Figura 30 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso com isolamento térmico e sem trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Este problema apresenta três incógnitas, sendo elas q_{rad_sup} , q_{conv_sup} e T_{painel} . Com as Equações (20) a (22) combinadas, é possível determinar T_{painel} :

$$T_{p\grave{a}nel} = T_{c\acute{e}u} + q_{rad_sup} R_{rad_sup} \quad (20)$$

$$T_{p\grave{a}nel} = T_{amb} + q_{conv_sup} R_{conv_sup} \quad (21)$$

$$q_t = q_{conv_sup} + q_{rad_sup} \quad (22)$$

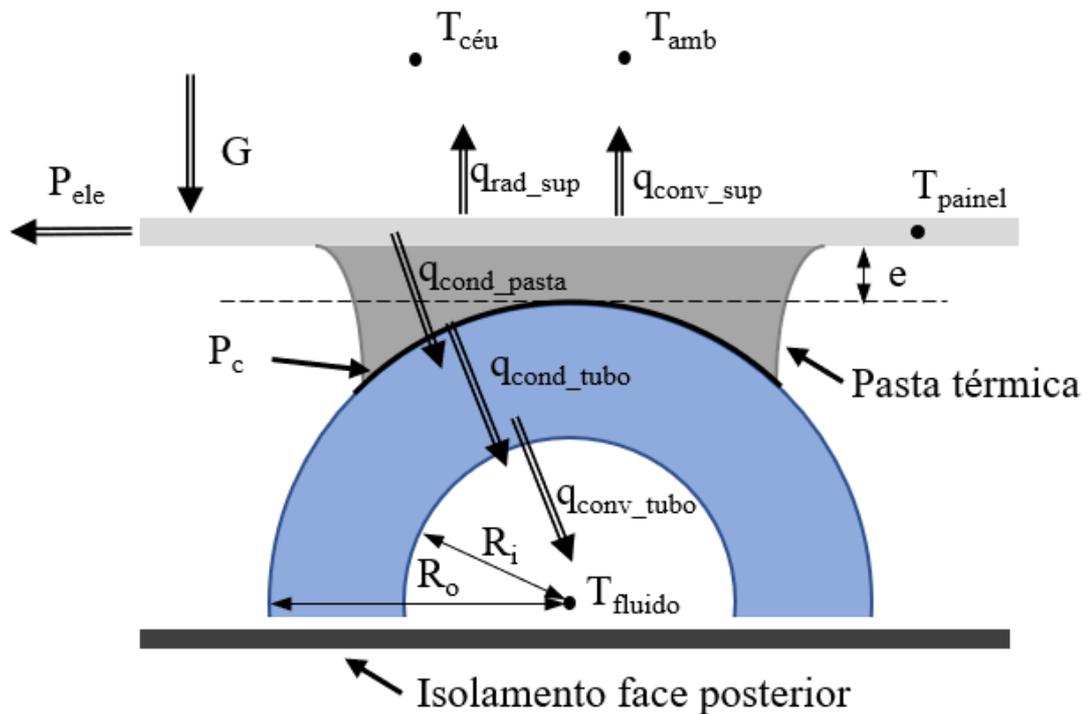
Combinando as três equações, é possível chegar à Equação (23) para calcular $T_{p\grave{a}nel}$:

$$T_{p\grave{a}nel} = T_{c\acute{e}u} + R_{rad_sup} \left(\frac{T_{amb} - T_{c\acute{e}u} + R_{conv_sup} q_t}{R_{rad_sup} + R_{conv_sup}} \right) \quad (23)$$

2.4.3 Caso com isolamento térmico e com trocador de calor

Foi considerada a presença de um trocador de calor tipo serpentina ('Caso 1') acoplado à face posterior do módulo fotovoltaico. A Figura 31 mostra um desenho esquemático do sistema.

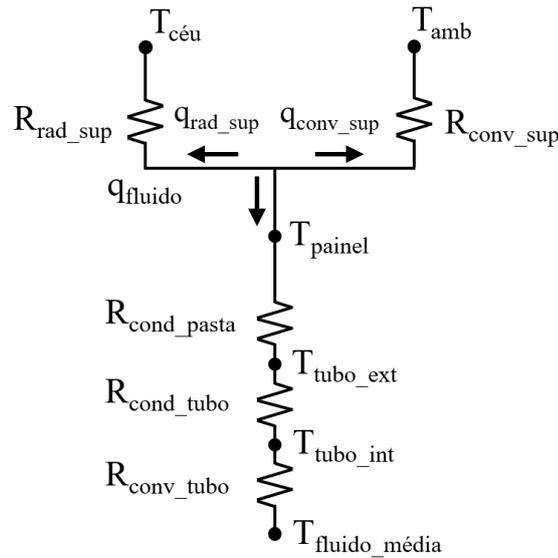
Figura 31 – Representação da análise teórica para o caso isolamento térmico e com trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 32 mostra o diagrama de resistência térmica para este caso.

Figura 32 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso com isolamento térmico e com trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

onde:

q_{rad_sup} : Fluxo de calor perdido por radiação para o ambiente através da face superior.

q_{conv_sup} : Fluxo de calor perdido por convecção através da face superior.

q_{fluido} : Fluxo de calor perdido para o fluido através do trocador de calor.

R_{cond_pasta} : Resistência térmica de condução através da pasta térmica.

R_{cond_tubo} : Resistência térmica de condução através da parede do tubo.

R_{conv_tubo} : Resistência térmica de convecção interna do tubo.

T_{tubo_ext} : Temperatura externa da parede do tubo.

T_{tubo_int} : Temperatura interna da parede do tubo.

$T_{fluido_média}$: Temperatura média do fluido ao longo do trocador de calor.

R_o : Raio externo do tubo.

R_i : Raio interno do tubo.

e : Espessura da pasta térmica.

P_c : Perímetro de contato entre a pasta térmica e o tubo.

As resistências térmicas associadas a cada tipo de transferência de calor foram normalizadas pela área do trocador de calor ($2\pi R_i L_{tubo}$), sendo L_{tubo} seu comprimento total. A unidade das resistências é dada em $[K \cdot m^2/W]$.

$$R_{cond_pasta} = \frac{2\pi R_i e}{k_p P_c} \quad (24)$$

na qual k_p e P_c correspondem a condutividade térmica da pasta térmica e ao perímetro de contato do tubo com a pasta térmica, respectivamente.

$$R_{cond_tubo} = \frac{R_i \ln \frac{R_o}{R_i}}{k_t} \quad (25)$$

na qual k_t é a condutividade térmica do material que compõe o tubo.

$$R_{conv_tubo} = \frac{1}{h_i} \quad (26)$$

na qual h_i é o coeficiente de convecção interna do tubo. Pela definição do número de Nusselt médio, é possível escrever:

$$h_i = \frac{k_f \cdot \overline{Nu}_L}{2R_i} \quad (27)$$

na qual k_f é a condutividade térmica do fluido. O número de Nusselt é então calculado pela expressão de Gnielinski (INCROPERA *et al.*, 2007) (Equação 28) juntamente com a expressão de Petukhov (Equação 29) para o fator de atrito f :

$$\overline{Nu}_L = \frac{(f/8)(Re_D - 1000)Pr}{1 + 12,7 \left(\frac{f}{8} \right)^{\frac{1}{2}} (Pr^{2/3} - 1)} \quad (28)$$

$$f = (0,79 \ln(Re_D) - 1,64)^{-2} \quad (29)$$

A definição de $T_{fluido_média}$ é dada por,

$$T_{fluido_média} = \frac{T_{f_e} + T_{f_s}}{2} \quad (30)$$

na qual T_{f_e} e T_{f_s} são as temperaturas de entrada e de saída do fluido no trocador de calor, respectivamente.

Sendo assim, este problema têm cinco incógnitas, sendo elas T_{painel} , T_{f_s} , q_{conv_sup} , q_{rad_sup} e q_{fluido} .

Com o intuito de simplificar as equações seguintes, convém agrupar os seguintes termos:

$$R_{eq_fluido} = R_{cond_pasta} + R_{cond_tubo} + R_{cond_tubo} \quad (31)$$

As Equações (32) a (36) foram usadas para calcular T_{painel} :

$$T_{painel} = T_{céu} + R_{rad_sup} q_{rad_sup} \quad (32)$$

$$T_{painel} = T_{amb} + R_{conv_sup} q_{conv_sup} \quad (33)$$

$$T_{painel} = \frac{T_{f_e} + T_{f_s}}{2} + R_{eq_fluido} q_{fluido} \quad (34)$$

$$q_f = \frac{GL_{painel} C_{painel} - P_{ele}}{2\pi R_i L} = q_{rad_sup} + q_{conv_sup} + q_{fluido} \quad (35)$$

$$T_{f_s} = T_{f_e} + \frac{q_{fluido} 2\pi R_i L}{U_m c_{p_f}} \quad (36)$$

As Equações (32) a (34) são originárias do circuito de resistências térmicas da Figura (31); a Equação (35) representa o balanço energético do painel; a Equação (36) corresponde à equação da temperatura do fluido dentro de um tubo com convecção forçada e com condição de fluxo prescrito, na qual U_m e c_{p_f} correspondem, respectivamente, à velocidade média do fluido e à capacidade térmica do fluido à pressão constante. Combinando as cinco equações, é possível chegar a uma expressão para T_{painel} .

Para a simplificação da expressão, convém definir os termos seguintes:

$$A = \frac{2\pi R_i L}{U_m c_{p_f}} \quad (37)$$

$$B = A + 2 R_{eq_fluido} \quad (38)$$

Sendo assim, a expressão para determinação de T_{painel} é:

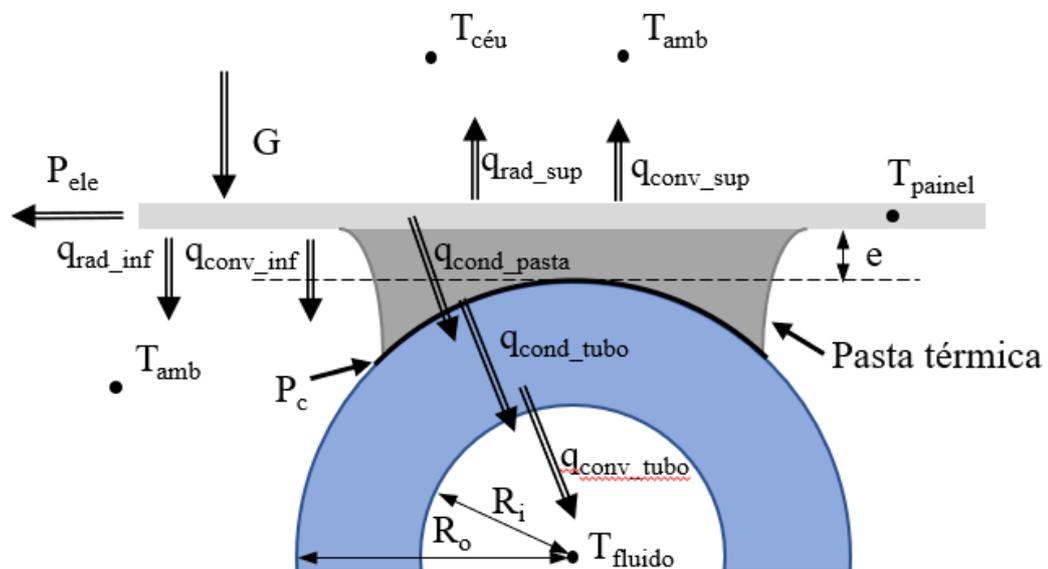
$$T_{painel} = \frac{R_{conv_sup} [B T_{céu} + R_{rad_sup} (2 T_{f_e} + B q_f)] + B R_{rad_sup} T_{amb}}{R_{conv_sup} [B + 2 R_{rad_sup}] + B R_{rad_sup}} \quad (39)$$

2.4.4 Caso sem isolamento térmico e com trocador de calor

Neste caso, a temperatura do módulo foi avaliada com a presença do trocador de calor na parte posterior do painel na ausência de isolamento térmico, o que significa que a parte posterior do módulo troca calor com o ambiente por meio da radiação e convecção.

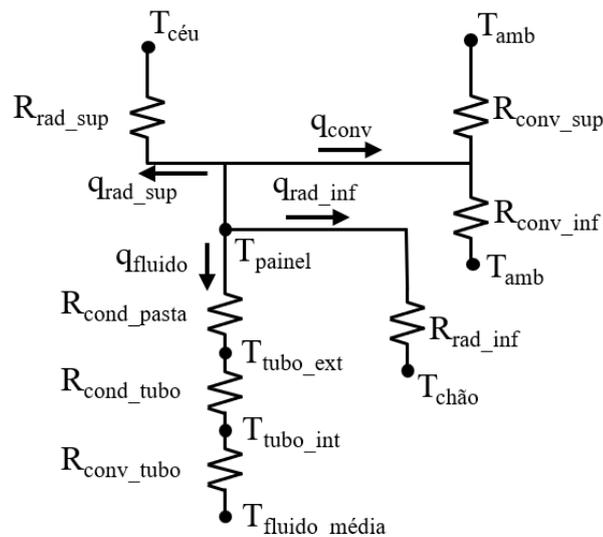
As Figuras 33 e 34 mostram uma representação esquemática do problema.

Figura 33 – Representação da análise teórica para o caso com trocador de calor e sem isolamento térmico.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Figura 34 – Resistências térmicas da análise teórica para o caso com trocador de calor e com isolamento térmico.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Este caso é semelhante ao caso anterior, portanto, pode-se fazer a mesma abordagem. Desta vez, têm-se seis incógnitas (T_{painel} , T_{f_s} , q_{conv_sup} , q_{rad_sup} , q_{rad_inf} e q_{fluido}). As equações necessárias para resolver este caso são apresentadas a seguir.

$$T_{painel} = T_{céu} + R_{rad_sup} q_{rad_sup} \quad (40)$$

$$T_{painel} = T_{amb} + R_{conv_sup} q_{conv_sup} \quad (41)$$

$$T_{painel} = \frac{T_{f_e} + T_{f_s}}{2} + R_{eq_fluido} q_{fluido} \quad (42)$$

$$T_{painel} = T_{chão} + R_{rad_inf} q_{rad_inf} \quad (43)$$

$$q_f = \frac{GL_{painel} C_{painel} - P_{ele}}{2\pi R_i L} \quad (44)$$

$$= q_{rad_sup} + q_{rad_inf} + 2 q_{conv_sup} + q_{fluido}$$

$$T_{f_s} = T_{f_e} + \frac{q_{fluido} 2\pi R_i L}{U_m c_{p_f}} \quad (45)$$

Depois de combinar as seis equações, é possível chegar a uma expressão para T_{painel} . Para simplificá-la, convém definir o termo C:

$$C = B R_{rad_sup} \quad (46)$$

$$T_{painel} = \frac{R_{conv_sup} [R_{rad_inf} (B T_{céu} + 2 R_{rad_sup} T_{f_e} + C q_t) + C T_{chão}] + 2 C R_{rad_inf} T_{amb}}{R_{conv_sup} [R_{rad_inf} (B + 2 R_{rad_sup}) + C] + 2 C R_{rad_inf}} \quad (47)$$

2.3.5 Caso sem isolamento térmico e com trocador de calor – uso de nanofluidos

A análise teórica com o uso de nanofluidos é feita utilizando as mesmas equações dos casos descritos anteriormente, substituindo as propriedades da água – viscosidade, massa específica, capacidade térmica à pressão constante e condutividade térmica – pelas propriedades do nanofluido escolhido. A concentração volumétrica do nanofluido foi escolhida levando em consideração resultados obtidos, por outros grupos de pesquisa (HUSSEIN, 2016), os quais indicam que valores acima de 1,5 vol.% levam à sedimentação de nanopartículas sobre a superfície do trocador de calor, sendo que a sua espessura aumenta a resistência térmica de condução, degradando o coeficiente de transferência de calor.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos, seguindo a metodologia apresentada na seção anterior.

3.1 ANÁLISE TEÓRICA

Como mencionado anteriormente, alguns dados de entrada foram coletados experimentalmente, sendo este o caso da radiação solar incidente, da temperatura ambiente, da potência elétrica e da velocidade do vento. Para todos os casos analisados o sistema de rastreamento solar estava acionado. O trocador de calor ‘Caso 1’ foi desenvolvido com base nos resultados obtidos desta análise teórica.

Primeiramente, a ordem de grandeza das resistências envolvidas foram analisadas e agrupadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Ordem de grandeza das resistências térmicas.

Resistência	Ordem de grandeza
Convecção inferior	10^{-2}
Convecção superior	10^{-2}
Radiação superior	10^{-1}
Radiação inferior	10^{-1}
Condução pasta térmica	10^{-2}
Condução parede do tubo de alumínio	10^{-5}
Condução parede do tubo de cobre	10^{-5}
Condução parede do tubo de inox	10^{-5}

Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

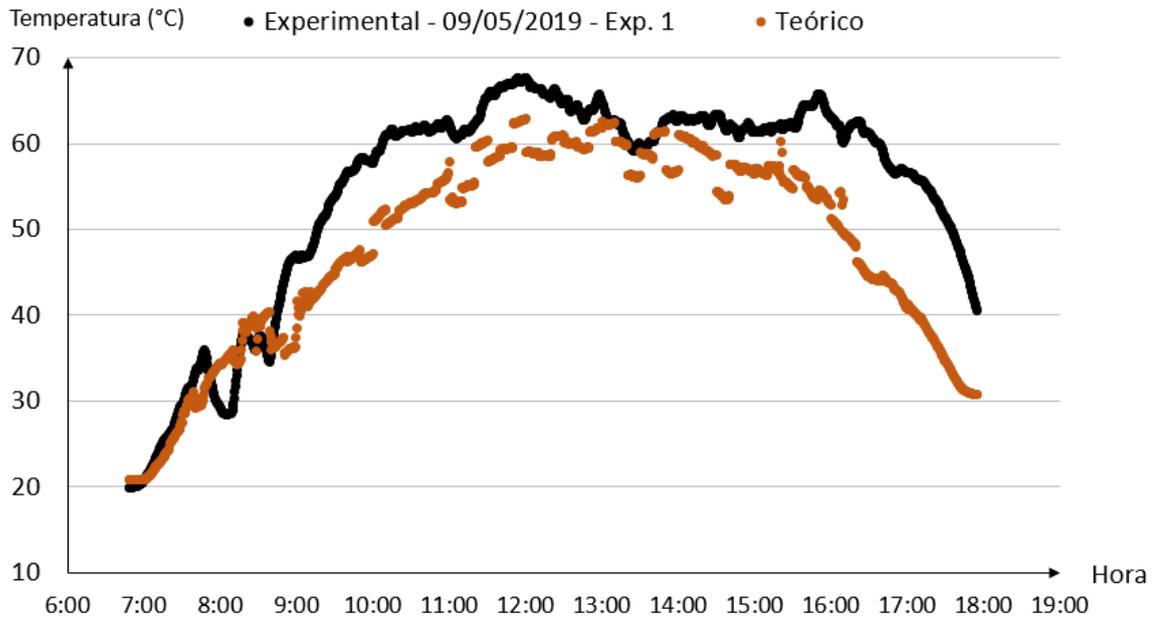
É possível perceber que a resistência de condução através da parede do tubo é desprezível em relação às outras resistências. Isto indica que qualquer um dos 3 materiais metálicos poderiam ser usados na confecção do trocador de calor.

3.1.1 Casos sem a presença de sistema de resfriamento

O caso com isolamento térmico e sem trocador de calor (sistema de resfriamento) foi analisado a fim de validar a análise teórica, comparando os resultados estimados com a temperatura do painel coletada experimentalmente (correspondente ao Exp. 1). A Figura 35 mostra a

curvas de temperatura do módulo obtidas experimentalmente e por meio da análise teórica explicitada no item 2.4.2.

Figura 35 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura prevista pela análise teórica para o Exp. 1 (Tabela 1).

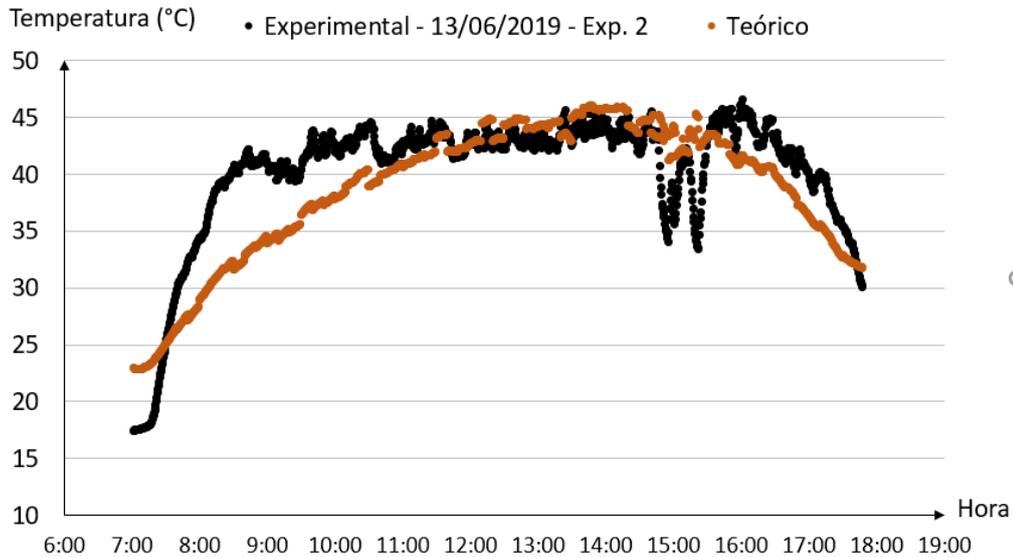


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Observa-se da Figura 35 uma boa concordância entre os valores de temperatura coletados experimentalmente e os valores preditos analiticamente. O erro médio ao longo do dia foi de 10,83% e de 6,83% entre 10h00 e 16h00 (período mais quente do dia e mais importante para a análise de temperaturas).

De maneira semelhante, a Figura 36 mostra as curvas de temperatura média do painel para o caso sem isolamento e sem a presença do trocador de calor (correspondente ao Exp. 2).

Figura 36 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura predita pela análise teórica para Exp.2 (Tabela 1).



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Os resultados previstos pela análise teórica estão próximos dos valores obtidos experimentalmente, sendo o erro médio de 8,85% ao longo de dia e de 4,94% entre 10h00 e 16h00.

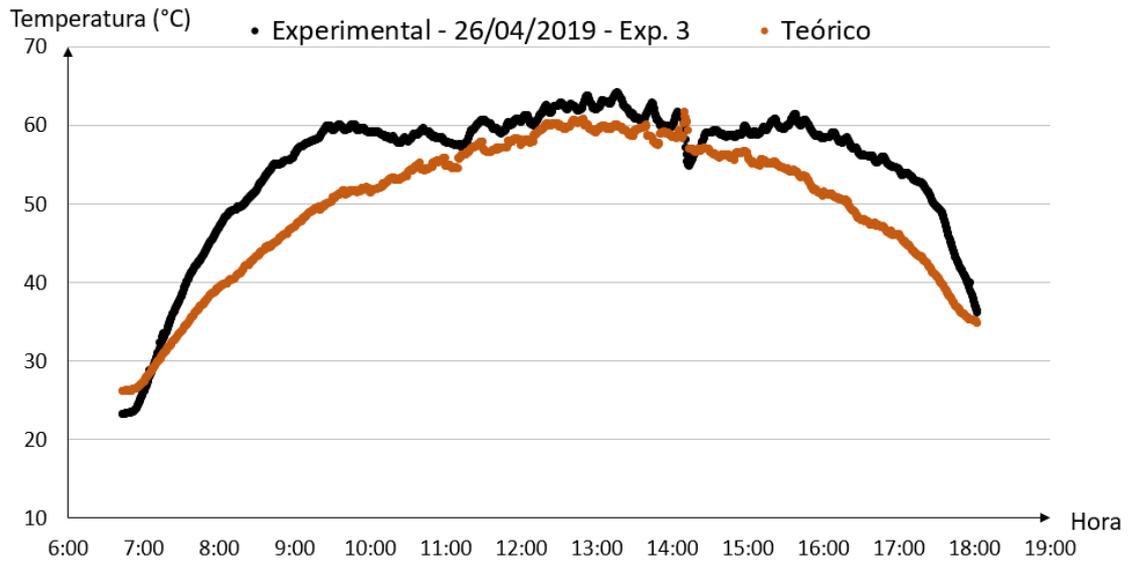
3.1.2 Casos com a presença de sistema de resfriamento

A análise teórica levando em consideração a presença do sistema de resfriamento, com uso de água deionizada como fluido de trabalho, auxiliou no desenvolvimento do trocador de calor e na estimativa da temperatura de operação do módulo fotovoltaico.

A primeira análise realizada foi da ordem de grandeza das resistências térmicas associadas ao problema. A conclusão mais relevante é que o material usado para a construção do tubo ($k_{inox} = 14,9 \text{ W/m}\cdot\text{K}$; $k_{aluminio} = 177,0 \text{ W/m}\cdot\text{K}$; $k_{cobre} = 401,0 \text{ W/m}\cdot\text{K}$) tem pouca influência na temperatura de operação do painel. Isso ocorre devido à resistência de condução na parede do tubo ser da ordem de 10^{-5} , valor baixo se comparado às demais resistências térmicas. Por outro lado, foi verificada que a resistência de contato entre o tubo e o painel é significativa, devendo-se garantir um bom contato térmico entre ambas as partes a fim de maximizar a transferência de calor.

A Figura 37 apresenta a curva experimental juntamente com a curva teórica da temperatura média do painel para o caso com isolamento térmico e com a presença de sistema de resfriamento, usando água deionizada como fluido de trabalho. O erro médio ao longo do dia foi de 9,62% e de 5,60% entre às 10h00 e às 16h00.

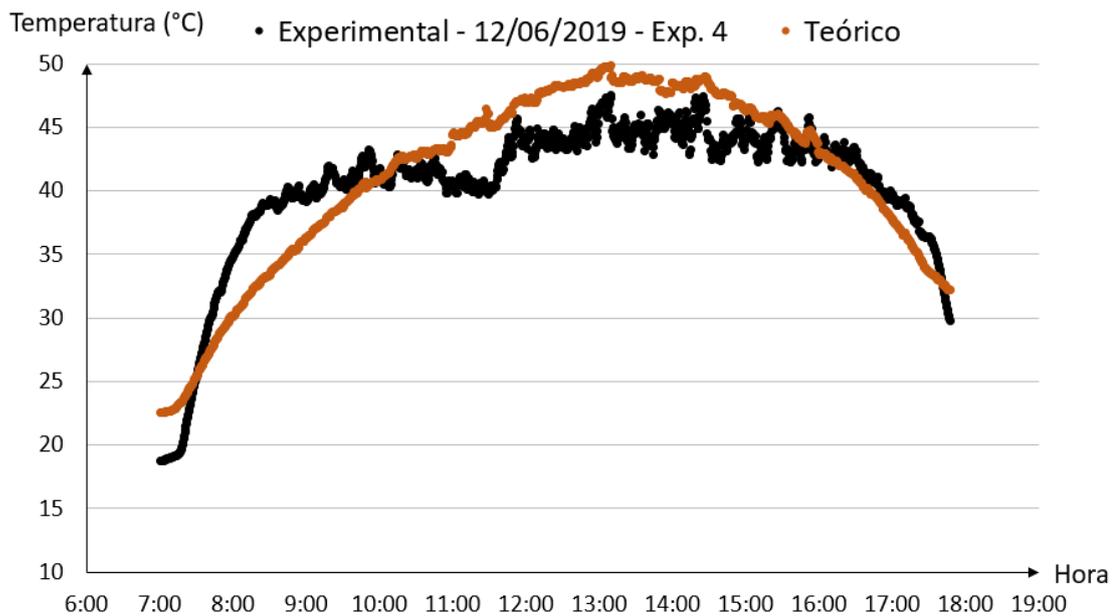
Figura 37 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura prevista pela análise teórica para Exp.3 (Tabela 1).



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 38 mostra a temperatura média do painel para o caso sem isolamento térmico e com o sistema de resfriamento acoplado ao módulo fotovoltaico.

Figura 38 – Comparação entre a temperatura média do módulo obtida experimentalmente e a temperatura prevista pela análise teórica para Exp.4 (Tabela 1).

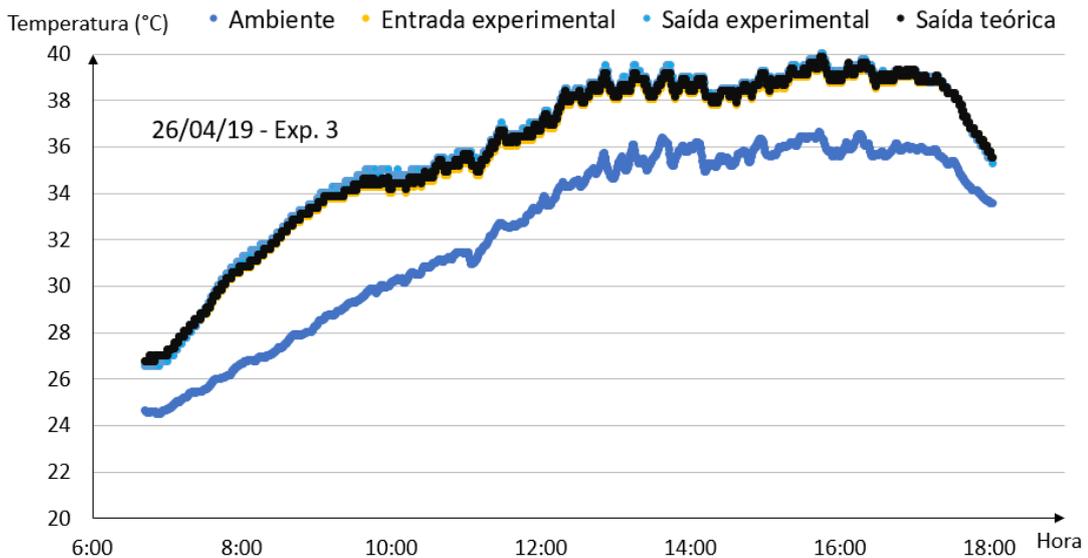


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Da mesma forma que para os casos anteriores, os resultados obtidos analiticamente mostram temperaturas próximas às temperaturas obtidas experimentalmente; o erro médio foi de 7,20% ao longo de dia e de 6,81% entre às 10h00 e 16h00.

A temperatura do fluido de trabalho na saída do trocador de calor também foi avaliada analiticamente e comparada com o valor obtido experimentalmente. A Figura 39 apresenta a comparação para o caso com isolamento térmico.

Figura 39 – Valores experimental e teórico para a temperatura da água deionizada, na saída do trocador de calor.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Uma observação importante da análise teórica: utilizando-se um sistema de concentração de raios solares (por exemplo, um sistema de espelhos Fresnel) juntamente com o isolamento térmico, acarretaria uma temperatura de operação do painel acima do limite de 85 °C estipulado pelo fabricante do módulo, podendo causar danos permanentes ao módulo PV. Assim, um sistema de resfriamento faz-se necessário para diminuir a temperatura de operação a níveis seguros. Além disso, por meio da análise teórica é possível calcular a ordem de grandeza do comprimento do trocador de calor para um resfriamento satisfatório, sendo este da ordem de 20 m.

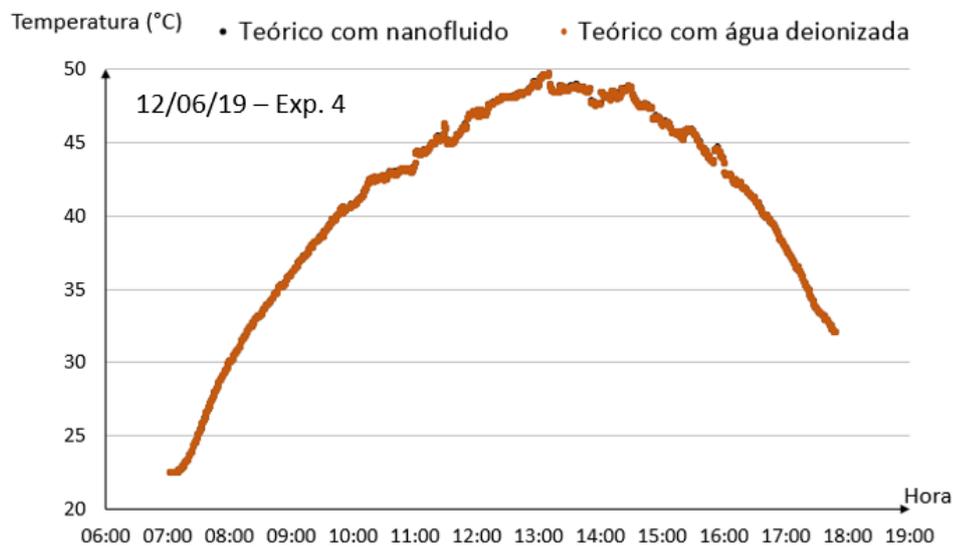
3.1.3 Caso com sistema de resfriamento e com uso de nanofluidos

Ao inserir as propriedades do nanofluido (viscosidade, massa específica, capacidade térmica à pressão constante e condutividade térmica) é possível prever a temperatura média do módulo no caso de uso de um sistema de resfriamento cujo fluido de trabalho seja nanofluido.

Para o nanofluido de alumina (Al_2O_3) com uma fração em volume de 0,5%, os valores das propriedades termofísicas utilizadas foram: $c_p = 4250 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$, $\rho = 1222 \text{ kg/m}^3$, $k = 0,624 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ e $\mu = 9\cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ (MONDRÁGON *et al.*, 2012).

A Figura 40 mostra as curvas teóricas da temperatura média do painel solar considerando o caso com sistema de resfriamento e água deionizada, e o caso com o uso de nanofluido de alumina. Ambos os casos analisados não possuem isolamento térmico na face posterior do painel.

Figura 40 – Temperatura teórica média do módulo fotovoltaico para os casos com sistema de resfriamento utilizando água deionizada ou nanofluido de alumina para o Exp. 4 (Tabela 1).



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Assim, da análise teórica, observa-se que a temperatura do módulo fotovoltaico não se altera ao trocar a água deionizada por nanofluido de alumina. É importante mencionar que a análise teórica não prevê fenômenos como a deposição e aglomeração das nanopartículas nas paredes das tubulações.

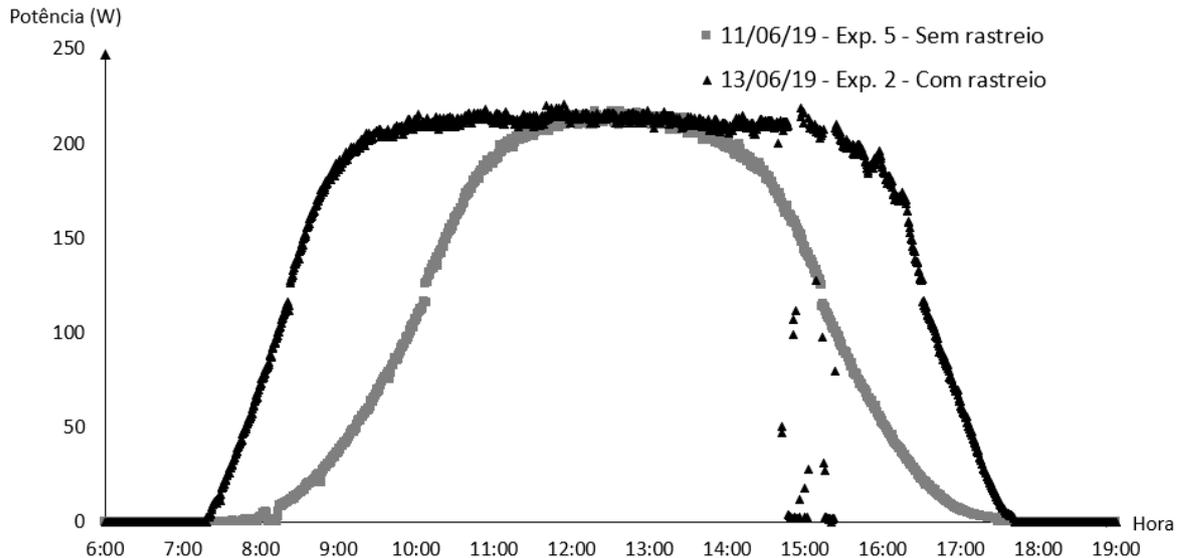
3.2 INFLUÊNCIA DO RASTREAMENTO SOLAR

Um das primeiras variáveis analisadas experimentalmente foi o sistema de rastreamento. Essa avaliação foi importante para verificar o funcionamento do rastreamento solar e comparar os resultados obtidos com aqueles da literatura.

A Figura 41 mostra a potência instantânea produzida pelo módulo para dois dias distintos. Para o dia 11/06/19, foi realizado o experimento Exp. 5 correspondendo ao teste com painel fixo (*cf.* Tabela 1), enquanto para o dia 13/06/19 foi feito o experimento Exp. 2 correspondendo

ao teste com rastreamento azimutal solar. Em ambos os casos não havia a presença de isolamento térmico nem do sistema de resfriamento por convecção forçada acoplados à face posterior do painel.

Figura 41 – Potência instantânea para os casos sem e com rastreamento solar.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

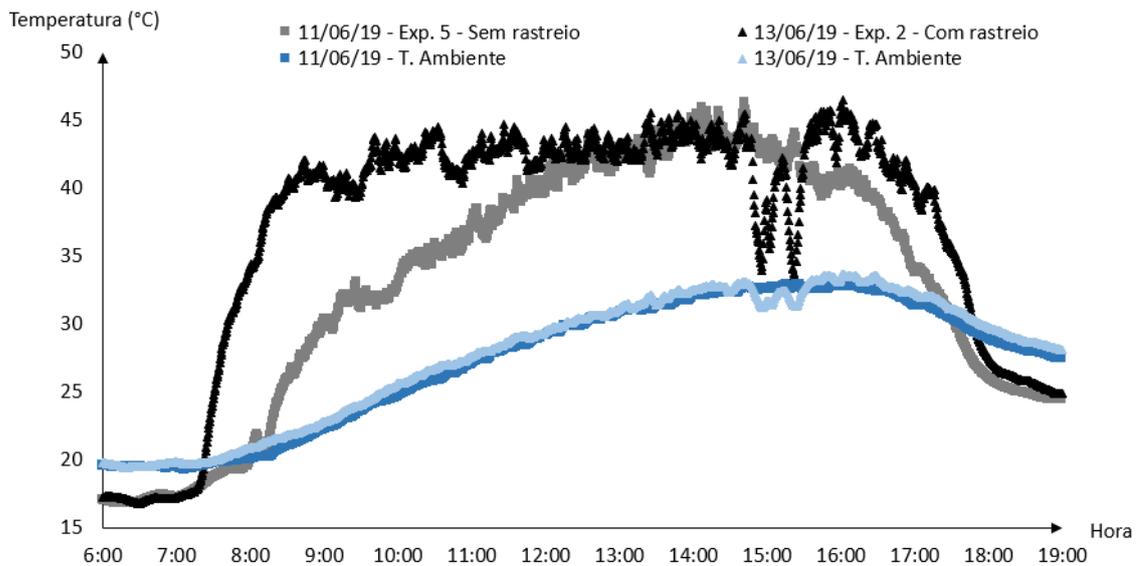
Observa-se, da Figura 41, uma notável diferença entre os perfis da curva de potência entre o dia em que o módulo seguiu o movimento solar e o dia em que permaneceu em posição fixa. Com o rastreamento solar, a curva possui formato mais retangular, enquanto sem o rastreamento o formato é parabólico. Isto implica que sistemas fotovoltaicos providos de rastreamento solar têm melhor aproveitamento energético nas horas iniciais e finais do dia. A produção de energia começou às 07h10min e 08h10min para os casos com rastreamento e sem rastreamento, respectivamente. Apesar disso, a produção de energia ao meio-dia é a mesma para os dois casos.

É possível calcular a área abaixo da curva (integral) formada pelos pontos aferidos com o auxílio da regra da área do trapézio. Com este método, foi calculada uma produção de 1,16 kWh e 1,70 kWh para o caso sem rastreamento e com rastreamento, respectivamente. Isto implica em um ganho de 45,5% de um sistema com rastreamento em relação a um sistema fixo. Se for levado em consideração o consumo de energia do atuador linear ($1,17 \times 10^{-3}$ kWh) e do microprocessador Arduino ($2,40 \times 10^{-2}$ kWh) a fim de realizar um balanço líquido, o ganho energético é de 43,4%. Resultados semelhantes foram encontrados por Abdallah (2004) e Rustemli *et al.* (2013). É importante lembrar que esse ganho é variável ao longo do ano devido à variação da declividade solar. Estes resultados mostram que o sistema de

rastreamento funciona de maneira satisfatória e que seus ganhos em relação a sistemas fixos estão de acordo com os valores encontrados na literatura.

A Figura 42 mostra a evolução da média das temperaturas aferidas nos 60 sensores presentes na parte posterior do módulo fotovoltaico para ambos os casos.

Figura 42 – Temperatura média do módulo fotovoltaico para os casos sem e com rastreamento solar.

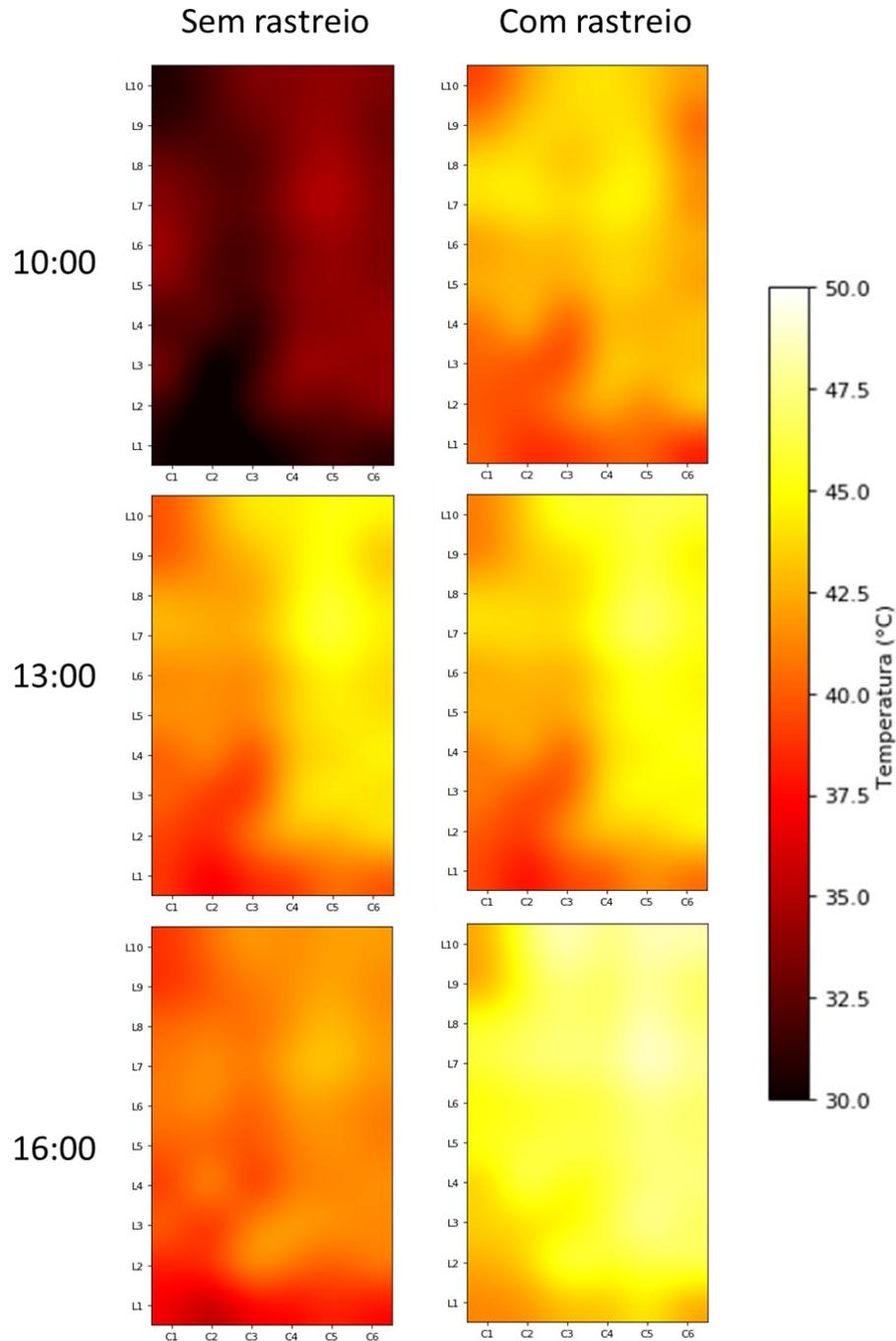


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Da Figura 42, com o seguimento solar, o módulo fotovoltaico trabalha com temperaturas mais altas nas horas iniciais e finais do dia. Por outro lado, a temperatura de operação é a mesma ao meio-dia para ambos os casos. Este resultado era esperado já que, ao realizar o seguimento solar, o módulo recebe uma maior quantidade de radiação direta no início e ao final do dia, o que aumenta sua temperatura. Visto o funcionamento satisfatório do rastreamento solar, todos os resultados a seguir foram adquiridos com o rastreamento solar acionado.

A Figura 43 mostra a influência do rastreamento solar sobre a distribuição espacial da temperatura no módulo fotovoltaico.

Figura 43 – Distribuição espacial da temperatura para os casos sem e com rastreamento solar.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

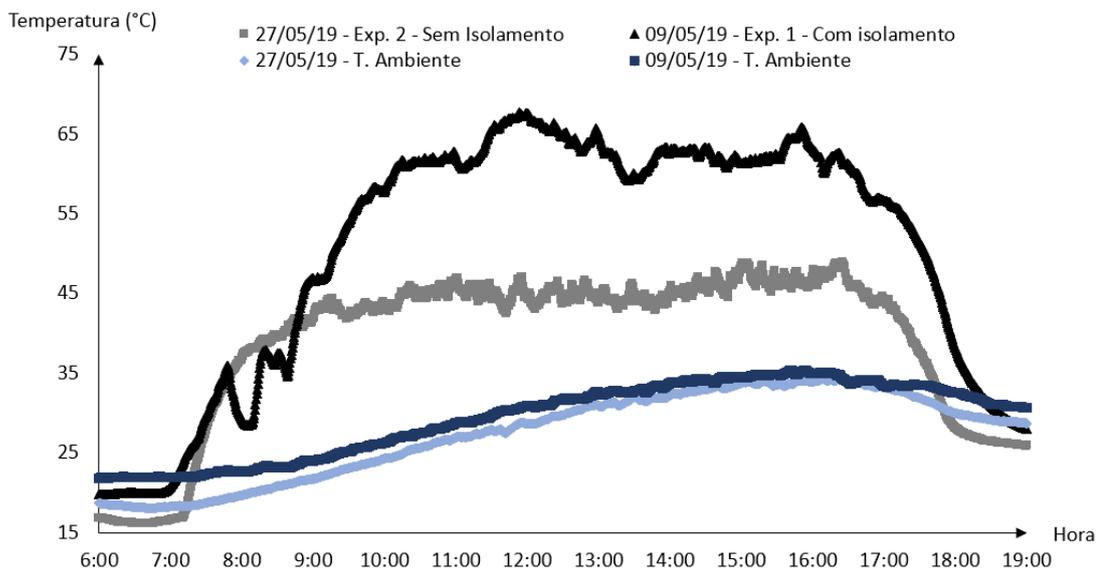
Primeiramente, observa-se uma diferença máxima de temperatura de 5 °C entre células distintas, o que sugere que não há nenhum *hot-spot* e que todas as células estão livres de defeitos. Além disso, não houve uma diferença significativa na distribuição de temperatura no painel ao se usar o rastreamento solar.

3.3 INFLUÊNCIA DO ISOLAMENTO TÉRMICO

O isolamento térmico por meio de uma espuma acoplada na parte posterior do módulo impede a troca de calor por convecção com o ar ambiente, fazendo com que a temperatura de operação do painel aumente. Essa situação simula as condições de trabalho de módulos integrados às fachadas e telhados de imóveis.

A Figura 44 mostra a comparação da temperatura de operação para os casos com e sem isolamento térmico. Em ambos os casos o sistema de rastreamento solar estava acionado e não havia a presença do sistema de resfriamento acoplado à face posterior do painel.

Figura 44 – Comparação da temperatura média do módulo fotovoltaico para os casos sem e com isolamento térmico.

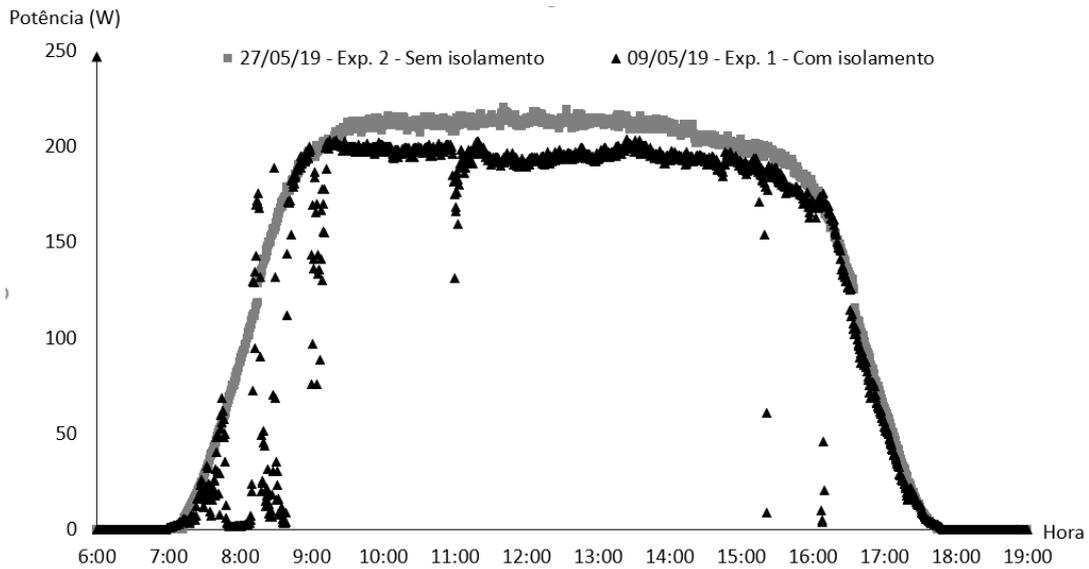


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

É possível notar a diferença significativa de temperatura de operação do módulo fotovoltaico, apesar da diferença desprezível de temperatura ambiente entre os dois dias. Com o isolamento térmico, o módulo fotovoltaico trabalhou de 15 a 20 °C mais quente do que o módulo sem isolamento entre às 10h00 e 17h00, atingindo uma temperatura máxima de 67,7 °C.

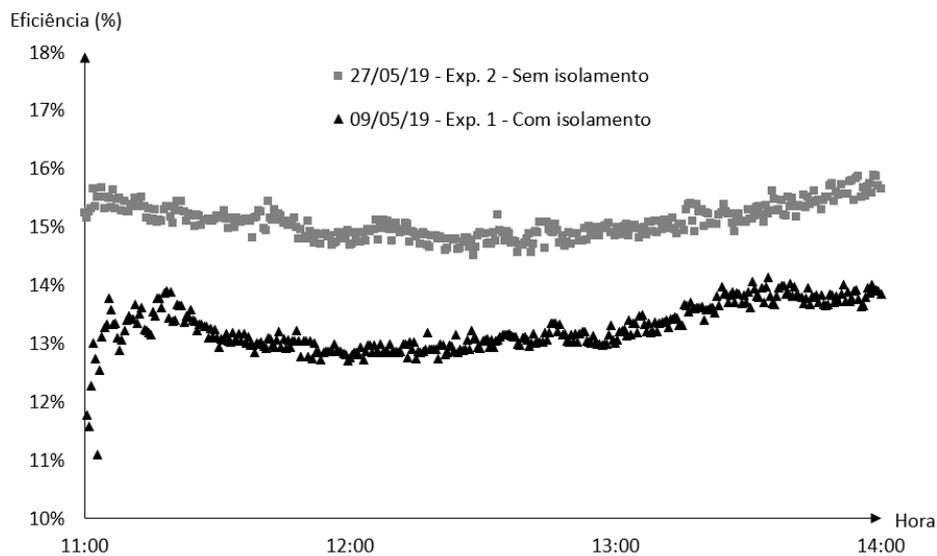
Esta diferença de temperatura teve influência na conversão de energia solar em energia elétrica, como se pode ver na Figura 45. Sem o isolamento, a potência máxima atingida pelo painel foi de 220,4 W. Com o isolamento, esse valor baixou para 203,7 W, o que representa uma perda de 7,6%. Estes valores estão de acordo com o coeficiente de temperatura para a potência máxima de $\gamma_T = 0,39\%/^{\circ}\text{C}$ fornecido pelo fabricante, já que uma diferença de 20 °C implica em uma perda de potência de 7,8%.

Figura 45 – Comparação da potência instantânea do módulo fotovoltaico para os casos sem e com isolamento térmico.



Estes resultados mostram uma relação entre a transferência de calor por convecção na parte posterior do módulo e sua temperatura de operação. Módulos fotovoltaicos com a parte posterior isolada não podem trocar calor por convecção e, portanto, possuem uma temperatura de operação mais elevada. Isto implica que, ao instalar conversores fotovoltaicos integrados às fachadas e telhados, deve-se deixá-los a uma distância mínima da fachada/telhado para possibilitar a transferência de calor por convecção a fim de diminuir sua temperatura de operação e maximizar a conversão de energia.

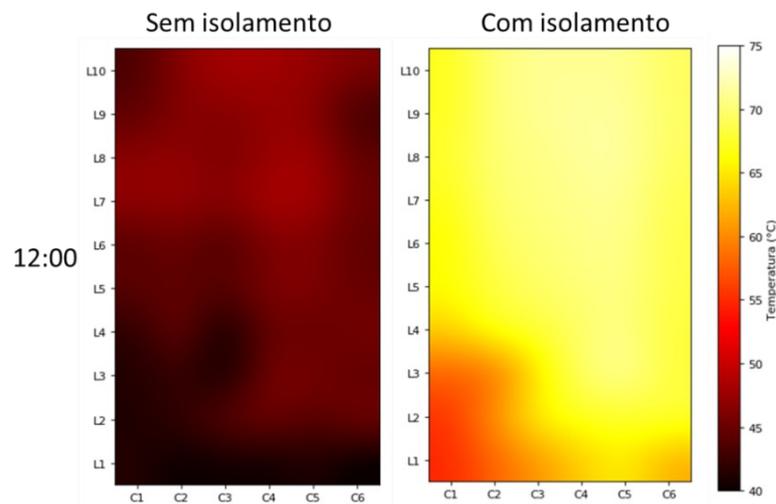
Figura 46 – Comparação da eficiência energética instantânea do módulo os casos com e sem isolamento térmico.



A Figura 46 mostra as curvas de eficiência para ambos os casos. Essa foi calculada dividindo a potência medida experimentalmente pela radiação incidente sobre o painel (utilizando os valores de irradiância previstos pelo modelo apresentado no Apêndice B.)

O tipo de instalação do painel fotovoltaico (livres ou integrados às fachadas) tem grande influência na temperatura de operação. Por este motivo, alguns modelos matemáticos desenvolvidos para determinação da temperatura de módulos levam em consideração o tipo de instalação (SANTIAGO *et al.*, 2018). A distribuição de temperatura espacial para ambos os casos é apresentada na Figura 47.

Figura 47 – Distribuição espacial da temperatura para os casos sem e com isolamento térmico.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Apesar do aumento da temperatura média do módulo causado pelo isolamento térmico, ele não alterou significativamente a distribuição de temperatura no painel. Em ambos os casos, a diferença média de temperatura entre as células foi de 8 °C. Além disso, as células do canto inferior esquerdo apresentaram uma temperatura 10 °C inferior se comparadas com o restante do painel. Esse fato sugere uma falha do isolamento nessa região, o que possibilitou que o ar fosse renovado, diminuindo a temperatura das células localmente.

3.4 INFLUÊNCIA DO SISTEMA DE RESFRIAMENTO - ÁGUA DEIONIZADA

Outra variável analisada foi o uso ou não do resfriamento por convecção forçada de líquidos na parte posterior do módulo fotovoltaico. Novamente, observou-se como a temperatura de operação e a potência fornecida pelo módulo se comportavam. O desempenho do trocador

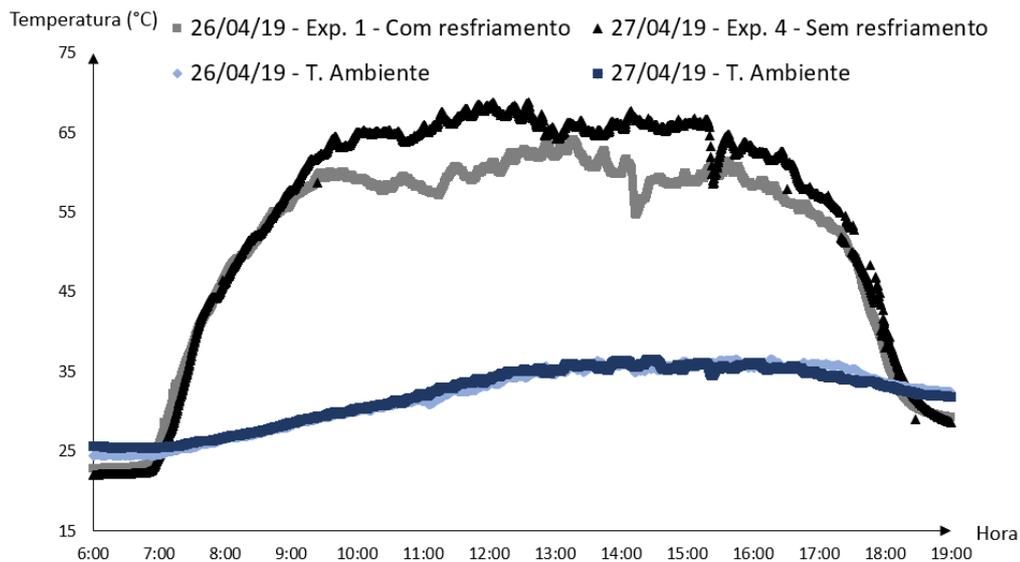
de calor foi avaliado levando em consideração o rastreamento solar. A vazão de líquido testada foi de 5 l/min.

3.4.1 Sistema de resfriamento com a presença de isolamento térmico

Neste caso, o trocador de calor tipo serpentina foi colocado entre a face posterior do painel fotovoltaico e a espuma de isolamento. Nestas condições, o trocador de calor é o único responsável por retirar o calor da parte posterior do módulo já que este está isolado termicamente do ar ambiente.

A Figura 48 mostra a temperatura média do módulo fotovoltaico com a presença ou não do sistema de resfriamento. Em ambos os casos, havia a presença do isolamento térmico com a espuma instalada na face posterior do painel e o rastreamento solar.

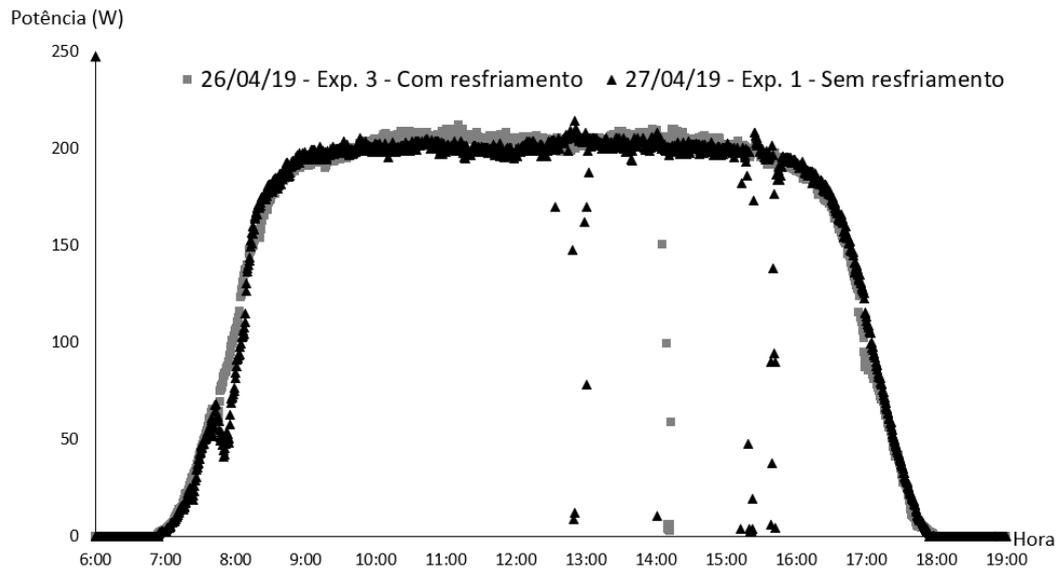
Figura 48 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A temperatura de operação diminuiu ao se usar o sistema de resfriamento com água deionizada. A média da queda de temperatura foi de 6,4 °C nos períodos de regime permanente (entre às 09h30min e 13h00min). A temperatura máxima atingida pelo módulo foi de 64,1 °C e 68,8 °C para os casos com resfriamento e sem resfriamento, respectivamente. Apesar disso, a diferença de temperatura não trouxe diferenças significativas na produção de energia elétrica, como se pode ver na Figura 49. A pequena diferença de potência está dentro da margem de erro dos equipamentos de medição.

Figura 49 – Potência instantânea do módulo para os casos com e sem resfriamento por convecção forçada de água deionizada.

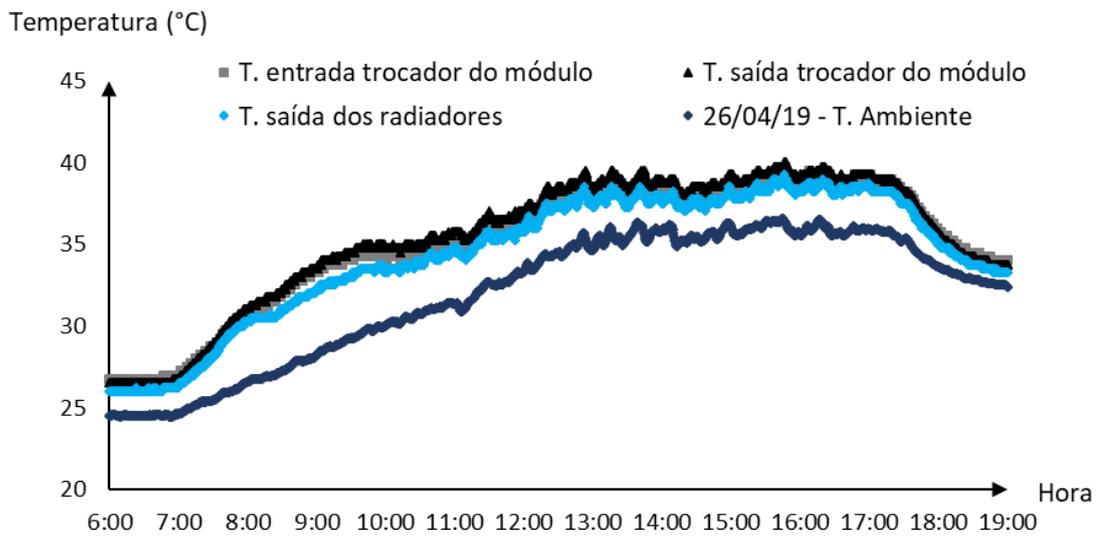


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Apesar da queda de temperatura, o trocador de calor não foi capaz de reduzir a temperatura do painel ao nível da temperatura de um módulo que trabalha sem resfriamento e sem isolamento térmico. Em outras palavras, o módulo fotovoltaico funcionando com resfriamento e com isolamento térmico tem uma temperatura mais elevada do que o módulo funcionando sem resfriamento e sem isolamento térmico. Isto significa que o trocador de calor tipo serpentina não foi tão eficiente quanto o próprio ar ambiente para a retirada de calor do módulo fotovoltaico.

A Figura 50 mostra a temperatura da água deionizada em diferentes pontos do circuito de resfriamento.

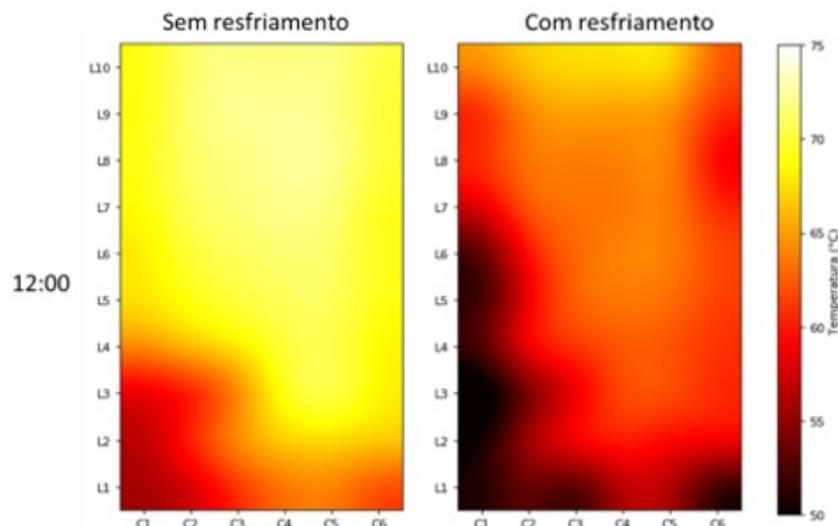
Figura 50 – Temperatura da água deionizada no circuito de resfriamento para o caso com isolamento térmico.
Vazão de 5 l/min.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

As temperaturas de entrada e de saída do trocador de calor do módulo fotovoltaico são praticamente idênticas e estão dentro da margem de incerteza dos sensores de temperatura. Isto confirma que trocador de calor ‘Caso 1’ não foi capaz de retirar calor do módulo de forma eficiente. Também é possível perceber que a temperatura do fluido de trabalho está diretamente relacionada à temperatura ambiente, já que ambas têm a mesma tendência ao longo do dia; isso já era esperado já que os radiadores trocam calor com o ar ambiente. A distribuição espacial da temperatura no módulo é mostrada na Figura 51.

Figura 51 – Distribuição espacial da temperatura para os casos com e sem sistema de resfriamento.



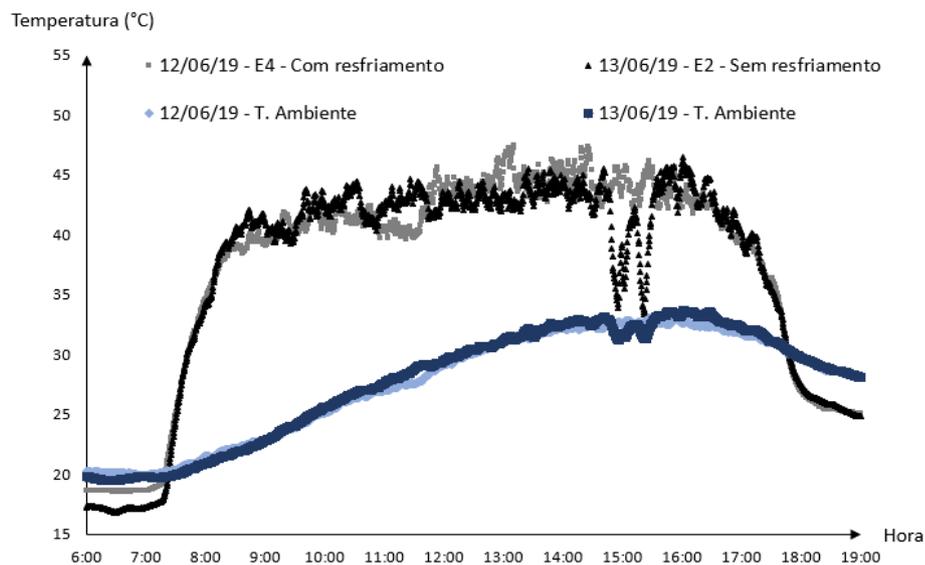
Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Como observado, não houve uma diferença significativa na distribuição espacial da temperatura do módulo fotovoltaico.

3.4.2 Sistema de resfriamento sem a presença de isolamento térmico

Nesta etapa, o isolamento de espuma foi retirado e o ar ambiente atuou em conjunto com o trocador de calor tipo serpentina na remoção de calor do módulo. A Figura 52 mostra a temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento.

Figura 52 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem resfriamento de água deionizada.



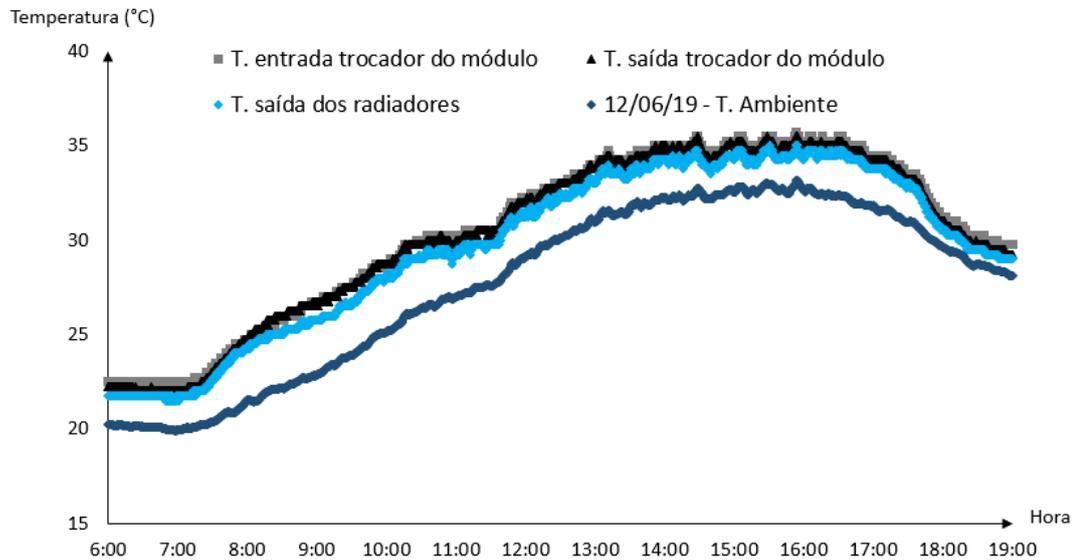
Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

O resfriamento por convecção forçada não ocasionou diminuição significativa da temperatura de operação do módulo fotovoltaico. Isto muito provavelmente se deve à pequena área de contato térmico entre o trocador de calor e a face posterior do painel. Este resultado mostra o desafio em se adaptar sistemas de resfriamentos em painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado de forma eficiente, pois é difícil garantir uma boa fixação sem danificar o módulo fotovoltaico.

A Figura 53 mostra a temperatura da água deionizada em diferentes pontos do circuito de resfriamento.

Figura 53 – Temperatura da água deionizada no circuito de resfriamento para o caso sem isolamento térmico.

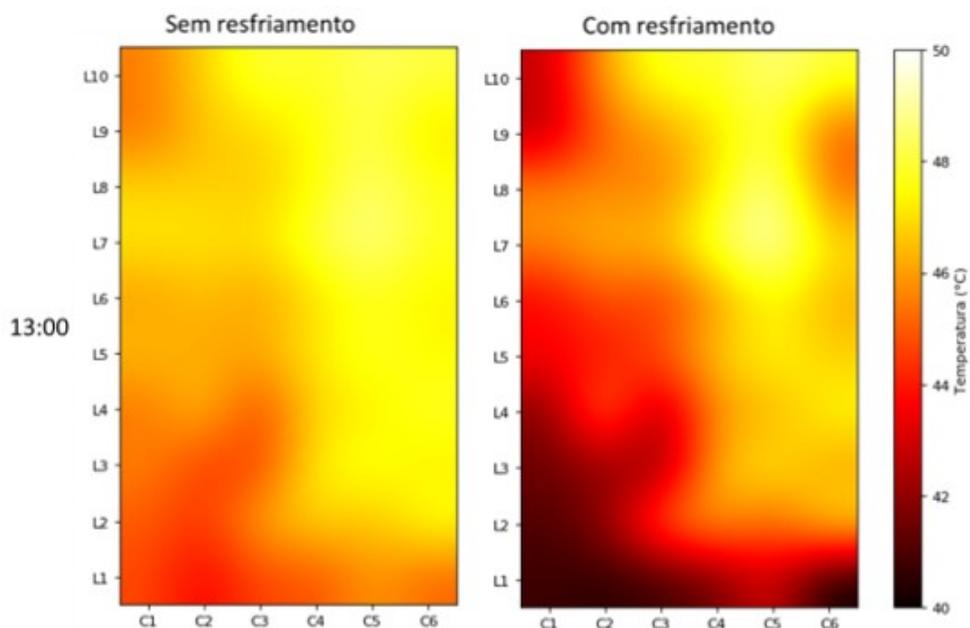
Vazão de 5 l/min.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Observa-se que as temperaturas de entrada e de saída do trocador de calor são praticamente iguais, o que indica que não houve uma troca de calor satisfatória entre a serpentina e o módulo. A distribuição espacial de temperatura não se alterou com a presença do trocador de calor, como pode-se observar na Figura 54.

Figura 54 – Distribuição espacial da temperatura para os casos com e sem resfriamento.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a realização deste trabalho foi possível avaliar diferentes configurações de instalação de painéis fotovoltaicos na região de Ilha Solteira, localizada no noroeste paulista. Foram analisados o uso de rastreamento solar, isolamento térmico e resfriamento por convecção forçada de água deionizada.

O rastreamento solar azimutal de um eixo se mostrou vantajoso em relação a um sistema fixo devido ao aumento de energia produzida em até 45,5% no mês de junho, além de ser menos complexo que um sistema de rastreamento de eixo-duplo e ter baixo consumo energético. O módulo com sistema de rastreamento apresentou temperaturas de trabalho ligeiramente mais elevadas que o módulo na configuração fixa durante as horas iniciais e finais do dia, sem alterar significativamente a distribuição espacial de temperatura sobre o painel. Apesar disso, a temperatura de operação do módulo permaneceu dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante. Vale mencionar que o ganho diário na conversão de energia tende a diminuir nos meses do verão devido à maior altura solar durante este período.

O isolamento térmico da face posterior do módulo (simulando módulos integrados às fachadas e telhados) ocasionou um aumento considerável de 15 °C a 20 °C na temperatura de operação, reduzindo a potência máxima produzida em 7,6% em relação ao módulo não isolado. Isto implica que, em regiões quentes como o noroeste paulista, deve-se garantir um espaçamento mínimo da parte posterior do painel a fim de favorecer a troca de calor com o ar ambiente e evitar perdas energéticas devido à alta temperatura de operação. Destaca-se que o isolamento térmico também inviabiliza o uso de concentradores solares devido à alta temperatura de operação, exigindo a instalação de um sistema de resfriamento.

O acoplamento de um trocador de calor do tipo serpentina a um módulo fotovoltaico comercial se mostrou um grande desafio já que é difícil garantir um bom contato térmico entre uma superfície cilíndrica e uma superfície plana. O trocador de calor e o uso de água deionizada como fluido de trabalho diminuiu ligeiramente a temperatura de operação do módulo isolado termicamente, mas não abaixo de um módulo não isolado, o que significa que o ar ambiente foi mais eficiente que a serpentina para a retirada de calor do módulo. Outros dois trocadores de calor foram projetados e desenvolvidos, mas os resultados obtidos foram semelhantes.

Finalmente, recomenda-se que os sistemas fotovoltaicos instalados em regiões quentes sejam providos de um sistema de rastreamento solar de eixo-simples e que tenham a face posterior livre para facilitar a troca de calor com o ar ambiente.

Sugestões para trabalhos futuros:

- Desenvolver um trocador de calor que permita o contato direto do fluido com a face posterior do painel a fim de maximizar o contato térmico.
- Utilizar um piranômetro instalado no mesmo suporte do módulo fotovoltaico para que tenha o mesmo ângulo de incidência solar do painel a fim de medir a radiação incidente.
- Utilizar um controlador de carga do tipo MPPT para maximizar a produção de energia elétrica.
- Utilizar um fluido com uma capacidade térmica menor com o objetivo de maximizar a diferença de temperatura do fluido entre a entrada e saída do trocador de calor.
- Utilizar um dissipador aletado na parte posterior do módulo para a troca de calor por meio da convecção natural do ar e da convecção forçada do vento.

REFERÊNCIAS

- ABDALLAH, S. The effect of using sun tracking systems on the voltage–current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics. **Energy conversion and management**, Amsterdam, v. 45, n. 11-12, p. 1671-1679, 2004.
- AL-MOHAMAD, A. Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a Sun-tracking system. **Applied Energy**, London, v. 79, n. 3, p. 345-354, 2004.
- AL-NAIMA, F. M.; YAGHOBIAN, N. A. Design and construction of a solar tracking system. **Solar & wind technology**, [s. l.], v. 7, n. 5, p. 611-617, 1990.
- AL-ROUSAN, N.; ISA, N. A. M.; DESA, M. K. M. Advances in solar photovoltaic tracking systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 82, p. 2548-2569, 2018.
- AL-SHAMANI, A. N.; YAZDI, M. H.; ALGHOUL, M. A.; ABED, A. M.; RUSLAN, M. H.; MAT, S.; SOPIAN, K. Nanofluids for improved efficiency in cooling solar collectors—a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 38, p. 348-367, 2014.
- AL-SHOHANI, W. A. M.; AL-DADAH, R.; MAHMOUD, S., ALGAREU, A. Optimum design of V-trough concentrator for photovoltaic applications. **Solar Energy**, Kidlington, v. 140, p. 241-254, 2016.
- AL-WAELI, A. H.; KAZEM, H. A.; CHAICHAN, M. T.; SOPIAN, K. Experimental investigation of using nano-PCM/nanofluid on a photovoltaic thermal system (PVT): technical and economic study. **Thermal Science and Engineering Progress**, [s. l.], n. 11, p. 213-230, 2019.
- AMELIA, A. R.; IRWAN, Y. M.; LEOW, W. Z.; IRWANTO, M.; SAFWATI, I.; ZHAFARINA, M. Investigation of the effect temperature on photovoltaic (PV) panel output performance. **International Journal on Advanced Science, Engineering and Information Technology**, [s. l.], v. 6, n. 5, p. 682-688, 2016.
- ARMSTRONG, S.; HURLEY, W. G. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. **Applied Thermal Engineering**, Oxford, v. 30, n. 11-12, p. 1488-1495, 2010.
- ASSUNÇÃO, H. D. **Degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no DEE - UFC**. 2014. 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.
- BARBER, J.; BRUTIN, D.; TADRIST, L. A review on boiling heat transfer enhancement with nanofluids. **Nanoscale Research Letters**, [s. l.], v. 6, n. 1, p. 280, 2011.
- BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. 2008. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- BREEZE, P. **Solar power generation**. Reino Unido: Academic, 2016.

CHANG, T. P. Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system. **Applied energy**, London, v. 86, n. 10, p. 2071-2078, 2009.

COLE, R. J.; STURROCK, N. S. The convective heat exchange at the external surface of buildings. **Building and Environment**, Oxford, v. 12, n. 4, p. 207-214, 1977.

COTFAS, D. T.; COTFAS, P. A.; MACHIDON, O. M. **Study of temperature coefficients for parameters of photovoltaic cells**. [S. l.]: International Journal of Photoenergy, 2018.

DE ROSA, M.; ROMANO, G.; ROSSI, C.; SCARPA, F.; TAGLIAFICO, L. A. Dynamic thermal model for hybrid photovoltaic panels. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 81, p. 345-353, 2015.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. **Energy Procedia**, v. 33, p. 311-321, 2013.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. London: John Wiley & Sons, 2013.

EBAID, M.; GHRAIR, A.; AL-BUSOUL, M. Experimental investigation of cooling photovoltaic (PV) panels using (TiO₂) nanofluid in water-polyethylene glycol mixture and (Al₂O₃) nanofluid in water-cetyltrimethylammonium bromide mixture. **Energy Conversion and Management**, v. 155, p. 324-343, 2018.

EKE, R.; SENTURK, A. Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system. **Solar Energy**, Kidlington, v. 86, n. 9, p. 2665-2672, 2012.

FRAIDENRAICH, N. Design procedure of V-trough cavities for photovoltaic systems. **Progress in photovoltaics: Research and Applications**, Chichester, v. 6, n. 1, p. 43-54, 1998.

FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. 2008. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e de Gestão, Bragança, 2008.

GREPPI, M.; FABBRI, G. Use of microspheres in thermally insulating hybrid solar panels. **Energy Procedia**, [s. l.], n. 148, p. 948-953, 2018.

GRUBIŠIĆ-ČABO, F.; NIŽETIĆ, S.; MARCO, T. Photovoltaic panels: a review of the cooling techniques. **Transactions of FAMENA**, [s. l.], v. 40, n. SI-1, p. 63-74, 2016.

HAMMAMI, M.; TORRETTI, S.; GRIMACCIA, F.; GRANDI, G. Thermal and performance analysis of a photovoltaic module with an integrated energy storage system. **Applied Sciences**, Tübingen, v. 7, n. 11, p. 1107, 2017.

HUSSEIN, A. K. Applications of nanotechnology to improve the performance of solar collectors – Recent advances and overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 62, pp. 767 - 792, 2016.

- INCROPERA, F. P., LAVINE, A. S., BERGMAN, T. L.; DEWITT, D. P. **Fundamentals of heat and mass transfer**. New York: Wiley, 2007.
- KALOGIROU, S. A. Solar thermal collectors and applications. **Progress in energy and combustion science**, Oxford, v. 30, n. 3, p. 231-295, 2004.
- KARAMI, N.; RAHIMI, M. Heat transfer enhancement in a PV cell using Boehmite nanofluid. **Energy conversion and management**, Oxford, v. 86, p. 275-285, 2014.
- KUEHN, T. H.; RAMSEY, J. W.; THRELKELD, J. L. **Thermal environmental engineering**. Upper Saddle River: Prentice Hall, 1998.
- LORBEC, L.; POREDOŠ, P.; KITANOVSKI, A.; POREDOŠ, A. Analytical modeling and numerical simulation of heat transfer in a skin evaporator. **International Journal of Refrigeration**, Guildford, n. 88, p. 195–203, 2020.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. New York: John Wiley & Sons, 2011.
- MAKKI, A; OMER, S; SABIR, H. Advancements in hybrid photovoltaic systems for enhanced solar cells performance. **Renewable and sustainable energy reviews**, [s. l.], v. 41, p. 658-684, 2015.
- MANETTI, L. L., MOGAJI, T. S., BECK P. A., CARDOSO, E. M., Evaluation of the heat transfer enhancement during pool boiling using low concentrations of Al₂O₃ -water based nanofluid. **Experimental Thermal and Fluid Science**, New York, v. 87, p. 191–200, 2017.
- MONDRAGÓN, R.; SEGARRA, C.; JARQUE, J. C.; JULIA, J. E.; HERNÁNDEZ, L.; MARTÍNEZ-CUENCA, R. Characterization of physical properties of nanofluids for heat transfer application. **Journal of Physics: Conference Series**, [s. l.], n. 1, v. 395, 2012.
- PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and sustainable energy reviews**, [s. l.], v. 15, n. 3, p. 1625-1636, 2011.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GOLÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. VITORINO; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Inpe, 2017.
- PEREZ, R.; PEREZ, M. Making the case for solar energy. **Daylight & Architecture Magazine**, [s. l.], v. 9, p. 11-17, 2008.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2014. v. 1.
- REIS, F.; CORREGIDOR, V.; BRITO, M. C. **Power generation and energy yield using Doublesun® photovoltaic solar concentration**. Proc. 24th EU PVSEC, Hamburg, Germany, p. 803-806, 2009.

ROSSI, C.; TAGLIAFICO, L. A.; SCARPA, F.; BIANCO, V. Experimental and numerical results from hybrid retrofitted photovoltaic panels. **Energy conversion and management**, Oxford, v. 76, p. 634-644, 2013.

RUSTEMLI, S.; DINCER, F.; UNAL, E.; KARAASLAN, M.; SABAH, C. The analysis on sun tracking and cooling systems for photovoltaic panels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 22, p. 598-603, 2013.

SAJID, M. U., ALI, H. M. Recent advances in application of nanofluids in heat transfer devices: A critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], n. 103, p. 556–592, 2019.

SANGANI, C. S.; SOLANKI, C. S. Experimental evaluation of V-trough (2 suns) PV concentrator system using commercial PV modules. **Solar energy materials and solar cells**, Amsterdam, v. 91, n. 6, p. 453-459, 2007.

SANI, E.; BARISON, S.; PAGURA, C.; MERCATELLI, L.; SANSONI, P.; FONTANI, D.; JAFRANCESCO, D.; FRANCINI, F. Carbon nanohorns-based nanofluids as direct sunlight absorbers. **Optics Express**, [s. l.], v. 18, n. 5, p. 5179-5187, 2010.

SANTIAGO, I.; TRILLO-MONTERO, D.; MORENO-GARCIA, I. M.; PALLARÉS-LÓPEZ, V.; LUNA-RODRÍGUEZ, J. J. Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 90, p. 70-89, 2018.

SARDARABADI, M.; PASSANDIDEH-FARD, M.; HERIS, S. Z. Experimental investigation of the effects of silica/water nanofluid on PV/T (photovoltaic thermal units). **Energy**, [s. l.], v. 66, p. 264-272, 2014.

SIECKER, J.; KUSAKANA, K.; NUMBI, B. P. A review of solar photovoltaic systems cooling technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 79, p. 192-203, 2017.

STINE, W. B.; GEYER, M. **Power from The Sun**. [S. l.], William B. Stine and Michael Geyer, 2001.

TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation. **Renewable energy**, Oxford, v. 32, n. 4, p. 623-637, 2007.

WHILLIER, A. Design factors influencing solar collectors. **Low temperature engineering applications of solar energy**, [s. l.], p. 254-262, 1967.

ZHANG, X.; ZHAO, X.; SMITH, S.; XU, J. YU, X. Review of R&D progress and practical application of the solar photovoltaic/thermal (PV/T) technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 16, n. 1, p. 599-617, 2012.

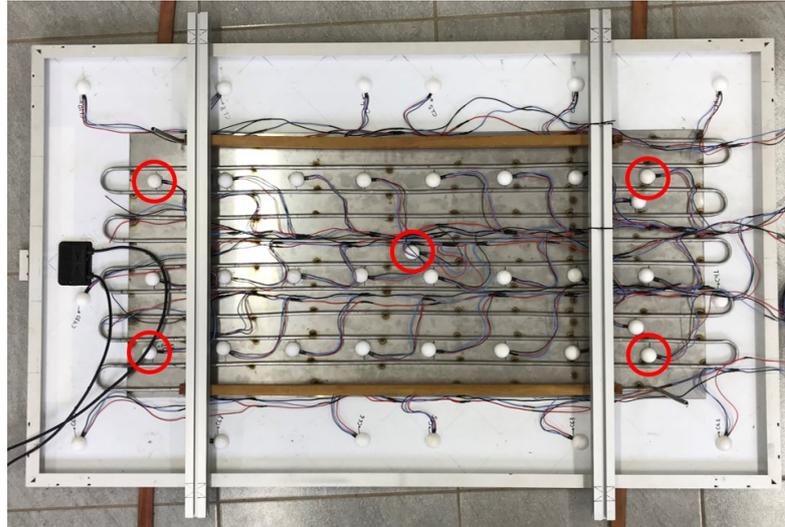
APÊNDICE A

A.1. TROCADOR DE CALOR ‘CASO 2’

A Figura 55 mostra o trocador de calor desenvolvido, chamado ‘Caso 2’.

Figura 55 – Trocado de calor ‘Caso 2’.

*Círculos: posição dos sensores de temperatura colados diretamente na placa de inox.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Neste segundo caso, foi adicionada uma chapa de inox 304 ao trocador de calor com o intuito de aumentar sua área de contato com o painel solar. O comprimento total da serpentina foi reduzido para 14,3 m. Pontos de solda espaçados entre si de 135 mm garantiram a união da serpentina à chapa. Duas barras de alumínio garantiram o contato da chapa com a face posterior do módulo. Foi aplicada uma pasta térmica com condutividade térmica de 1,2 W/m·K entre a placa de inox e o módulo fotovoltaico para obter um melhor contato térmico entre ambas as partes.

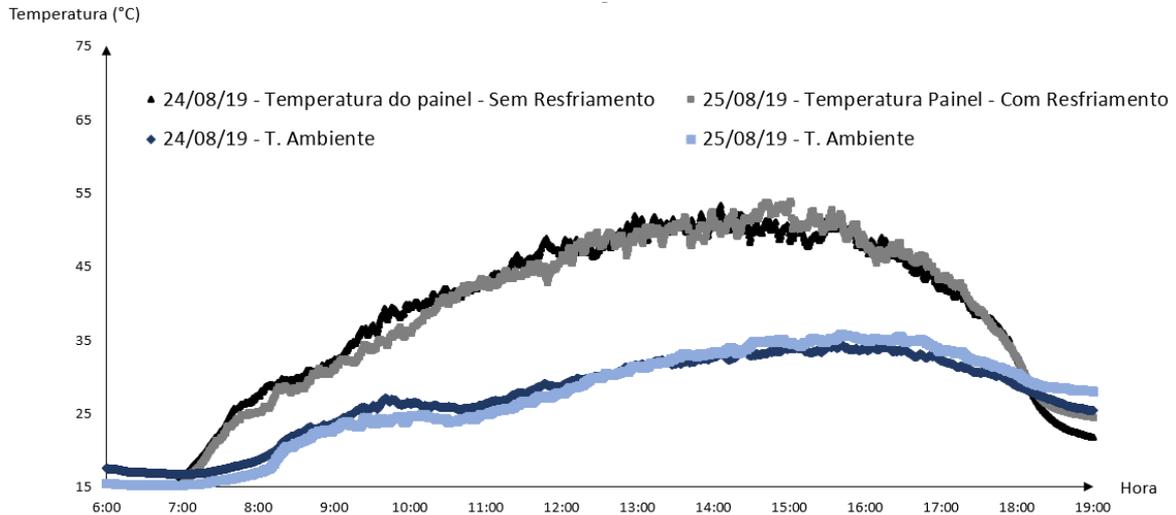
Ao desmontar o trocador de calor ‘Caso 1’, alguns sensores de temperatura foram danificados, reduzindo o número de sensores de 60 para 47. Cinco sensores foram fixados diretamente na placa de inox (detalhe em vermelho na Figura 55) para avaliar a temperatura da mesma.

A.1.1. Sistema de resfriamento - ‘Caso 2’

De maneira semelhante ao ‘Caso 1’, foram realizados testes com o trocador ‘Caso 2’ usando água deionizada como fluido de trabalho. A Figura 56 mostra a temperatura média do painel para os casos sem e com o sistema de resfriamento.

Figura 56 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento para o trocador de calor ‘Caso 2’.

*Em ambos os casos o sistema de rastreamento solar estava acionado e não havia a presença do isolamento térmico. Vazão de 5 l/min.

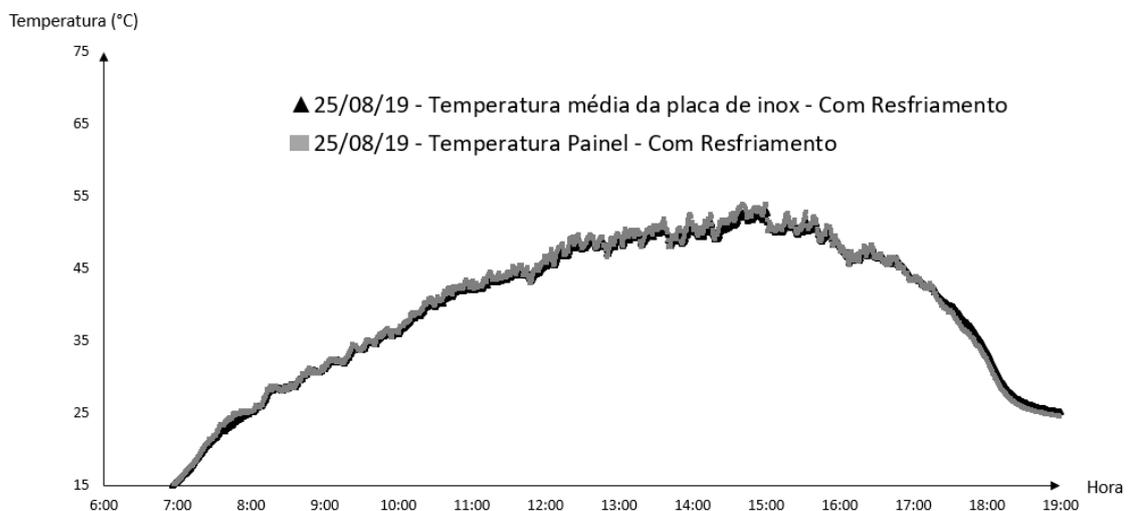


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

É possível observar que o trocador de calor ‘Caso 2’ não foi capaz de reduzir a temperatura de operação do módulo fotovoltaico de forma satisfatória, visto que não há diferença significativa de temperatura entre os casos com e sem sistema de resfriamento.

A Figura 57 mostra a temperatura média de operação do módulo fotovoltaico e da placa de inox.

Figura 57 – Temperatura média do módulo e da placa de inox para o caso com resfriamento (‘Caso 2’).

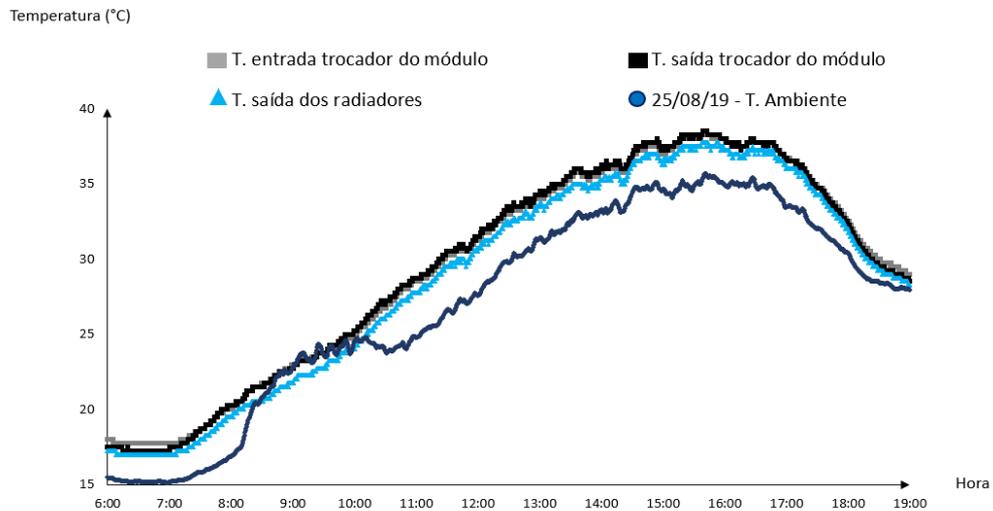


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 57 sugere a existência de um bom contato térmico entre a placa de inox e a face posterior do módulo fotovoltaico, visto que a temperatura de ambos evolui da mesma forma e são próximas; isso se deve à pasta térmica aplicada na placa de inox.

A Figura 58 mostra a temperatura da água em diferentes pontos do circuito de resfriamento, ao longo do dia, para vazão de 5 l/min.

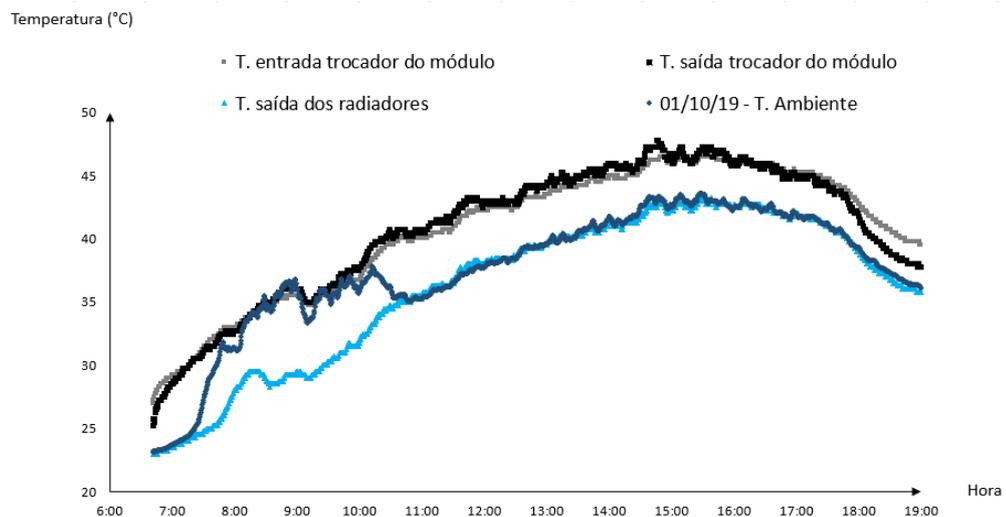
Figura 58 – Temperatura da água deionizada ao longo do dia para o trocador ‘Caso 2’ e vazão de 5 l/min.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Realizou-se um teste com vazão de 1 l/min para verificar o comportamento da temperatura nos diferentes pontos do circuito de resfriamento (Figura 59).

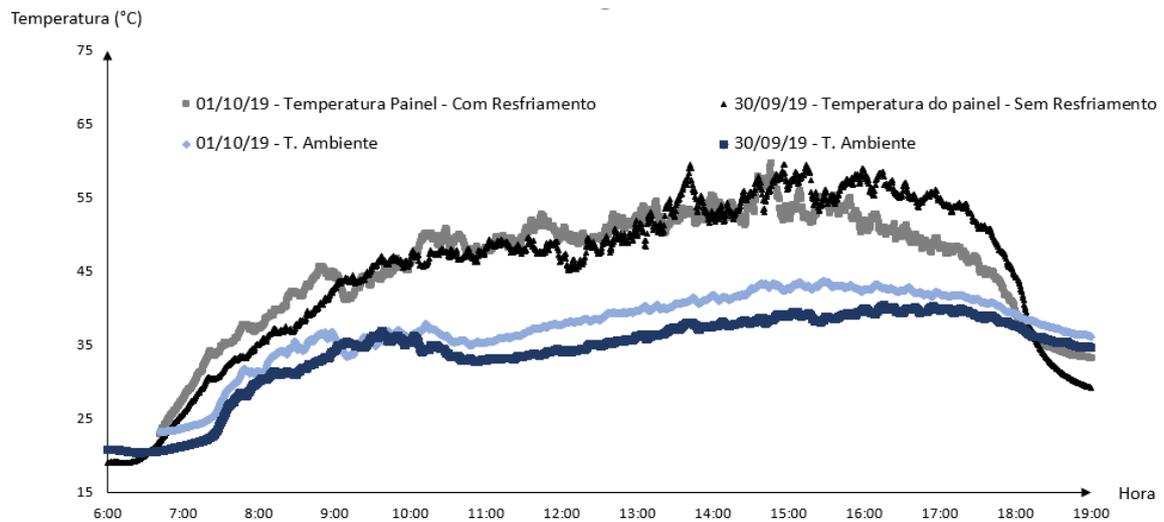
Figura 59 – Temperatura da água deionizada ao longo do dia para o trocador ‘Caso 2’ e vazão de 1 l/min.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Na Figura 59 observa-se que as temperaturas de entrada e de saída do trocador de calor continuam bem próximas uma da outra, mesmo com uma vazão de 1 l/min. Em contrapartida, pode-se ver um gradiente de temperatura maior entre a entrada e saída dos radiadores, mostrando que estes funcionam conforme o esperado. Mesmo com a vazão de 1 l/min, a temperatura de operação do módulo fotovoltaico não foi reduzida, como mostrado na Figura 60.

Figura 60 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento ‘Caso 2’ e com vazão de 1 l/min.

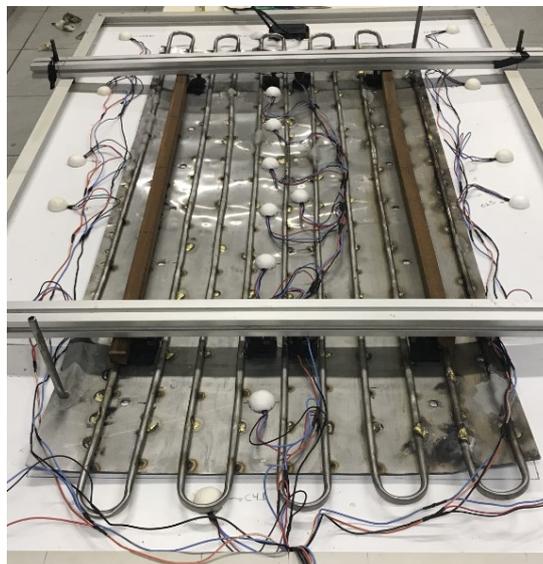


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A.2. TROCADOR DE CALOR ‘CASO 3’

A Figura 61 mostra o trocador de calor desenvolvido, chamado ‘Caso 3’.

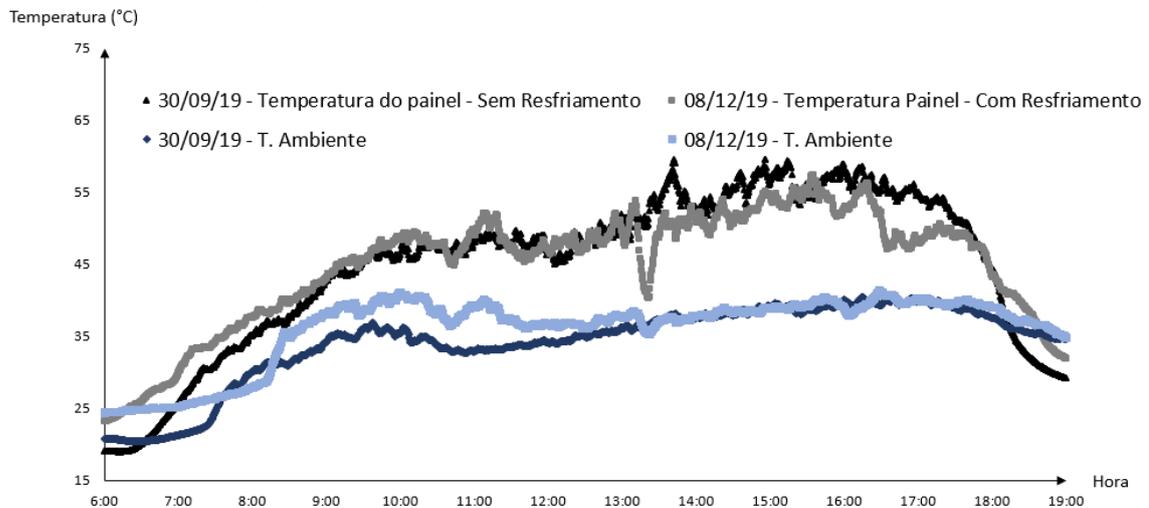
Figura 61 – Trocador de calor ‘Caso 3’.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

O número de pontos de solda foi 2x maior nesta etapa, na intenção de melhorar o contato térmico entre os tubos e a chapa de inox. O comprimento da serpentina se manteve o mesmo, ou seja, 14,3 m. Testes com água deionizada foram realizados com o trocador ‘Caso 3’ da mesma forma que aqueles realizados para o ‘Caso 1’ e ‘Caso 2’. A temperatura média do painel para os casos com e sem resfriamento e com vazão de 1 l/min é apresentada na Figura 62.

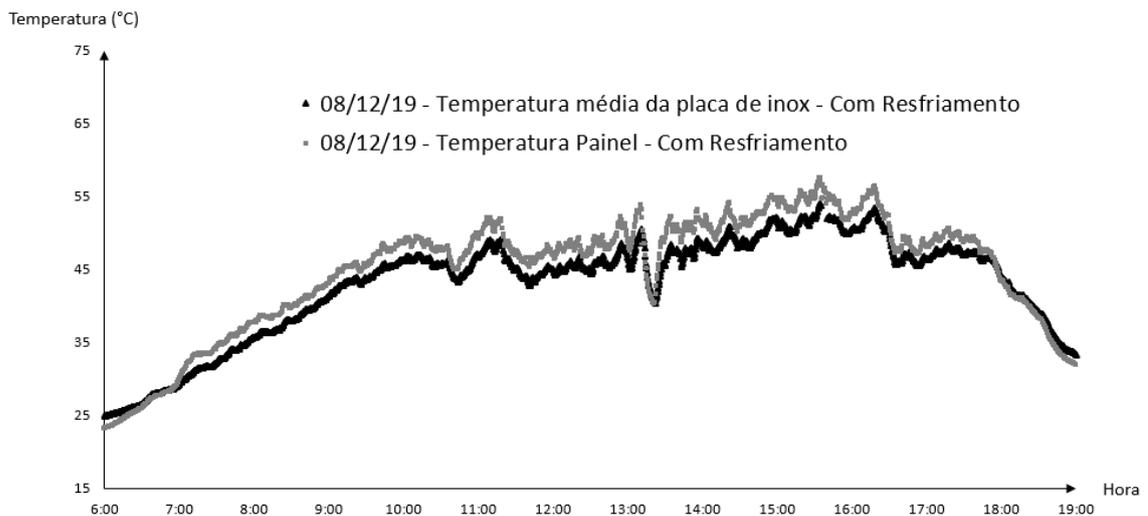
Figura 62 – Temperatura média do módulo para os casos com e sem a presença do sistema de resfriamento para o trocador de calor ‘Caso 3’. *Em ambos os casos o sistema de rastreamento solar estava acionado e não havia a presença do isolamento térmico. Vazão de 1 l/min.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 63 mostra a temperatura média de operação do módulo fotovoltaico e da placa de inox ao longo do dia.

Figura 63 – Temperatura média do módulo e da placa inox para o caso com resfriamento e o trocador ‘Caso 3’.

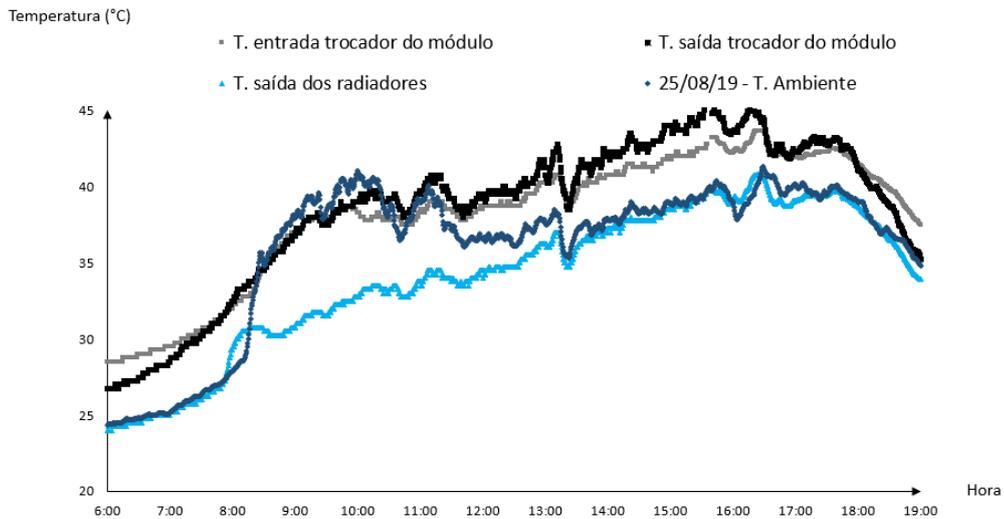


Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Ao comparar a Figura 63 com a Figura 57, é possível perceber que houve uma piora no contato térmico entre o painel e a placa de inox, visto que a diferença de temperatura entre as duas peças aumentou. Isso ocorreu, pois a placa de inox se deformou no momento da realização dos pontos de solda adicionais.

A Figura 64 mostra a temperatura da água em diferentes pontos do circuito de resfriamento, ao longo do dia, para vazão de 1 l/min.

Figura 64 – Temperatura da água deionizada ao longo do dia para o trocador ‘Caso 3’ e vazão de 1 l/min.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

Observa-se que as temperaturas de entrada e de saída do trocador de calor são muito próximas umas das outras, sugerindo que o trocador de calor não funcionou de maneira satisfatória.

APÊNDICE B

B.1 ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE COM BASE NO MODELO TEÓRICO

A irradiância solar em W/m^2 é um importante parâmetro para as instalações fotovoltaicas e para o estudo das células solares. A forma mais utilizada para os estudos é a irradiância global (composta pela irradiância direta, difusa e o albedo) medida por piranômetro.

Neste trabalho, não havia um piranômetro para medir a irradiância global. No lugar dele, foi utilizado um radiômetro que mede a radiação líquida (radiação global descontada do albedo). Este instrumento é composto por duas termopilhas com uma superfície absorvedora negra. A parte superior é responsável por captar a radiação de ondas-curtas enquanto a parte inferior mede a radiação de ondas-longas (refletida pelo meio). Desta forma, este instrumento mede o balanço entre a radiação de ondas-curtas e ondas-longas.

Infelizmente, não foi possível utilizar as medidas obtidas com o radiômetro visto que este não foi calibrado. Mesmo se fosse calibrado, ainda seria necessário converter a irradiância líquida em global utilizando a emissividade e a reflectância do solo, ambos desconhecidos. Em razão disso, optou-se por determinar a irradiância incidente sobre o painel teoricamente. A metodologia descrita aqui foi retirada do livro *Thermal Environmental Engineering* de Kuehn, Ramsey e Threlkeld (1998).

A irradiância direta incidente sobre uma superfície qualquer inclinada pode ser determinada com a Equação (48). Já a irradiância difusa é determinada com a Equação (49). Finalmente, a irradiância global incidente sobre uma superfície é determinada pela Equação (50).

$$I_D = A e^{-B/\sin(\alpha_S)} \cos(\theta) \quad (48)$$

$$I_d = C A e^{-B/\sin(\alpha_S)} \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \quad (49)$$

$$I_G = I_D + I_d + I_R \quad (50)$$

onde α_S é o ângulo de altura solar e θ é o ângulo de incidência na superfície, ambos calculados ao longo do dia utilizando os conceitos da geometria solar; β é o ângulo de inclinação (*tilt angle*) da superfície sendo, neste caso, $\beta = 20^\circ$; e, I_R é a irradiância proveniente do meio (refletida e emitida). Como o módulo fotovoltaico estudado neste trabalho encontra-se instalado no topo de um imóvel longe de fontes de irradiância terrestres, I_R pode ser considerada nula.

As constantes A , B e C são coeficientes determinados para dias sem nuvens. Seus valores para o dia 21 de cada mês são apresentados na Tabela 5.

Tabela 6 – Valores dos coeficientes A , B e C para o dia 21 de cada mês.

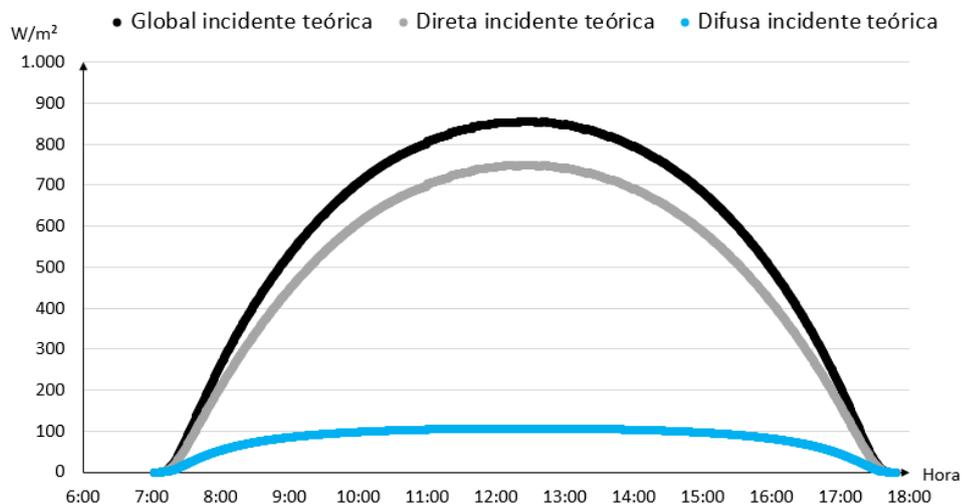
	A		B	C
	$\frac{\text{Btu}}{\text{hr} \cdot \text{ft}^2}$	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	Dimensionless Ratios	
January	390	1230	0.142	0.058
February	385	1215	0.144	0.060
March	376	1186	0.156	0.071
April	360	1136	0.180	0.097
May	350	1104	0.196	0.121
June	345	1088	0.205	0.134
July	344	1085	0.207	0.136
August	351	1107	0.201	0.122
September	365	1151	0.177	0.092
October	378	1192	0.160	0.073
November	387	1221	0.149	0.063
December	391	1233	0.142	0.057

Fonte: Adaptado de Kuehn, Ramsey e Threlkeld (1998).

O ângulo de incidência é dependente de outros ângulos fundamentais, como a declinação solar, latitude, altura solar, azimute e ângulo de inclinação da superfície. Deve-se levar em conta que alguns desses parâmetros têm valores diferentes a cada dia do ano e alguns variam ao longo do dia, que é o caso da declinação solar e do azimute solar, respectivamente. Para o caso em que não é utilizado o rastreamento solar, o azimute da superfície é fixo. Caso o rastreamento solar seja utilizado, é necessário inserir o perfil da curva deste ângulo obtido com o rastreamento ao longo do dia.

A Figura 65 mostra a evolução de I_G , I_D e I_a para o dia 13/06/19. É com esta irradiância incidente global que a análise teórica da temperatura e a eficiência do painel foram calculadas.

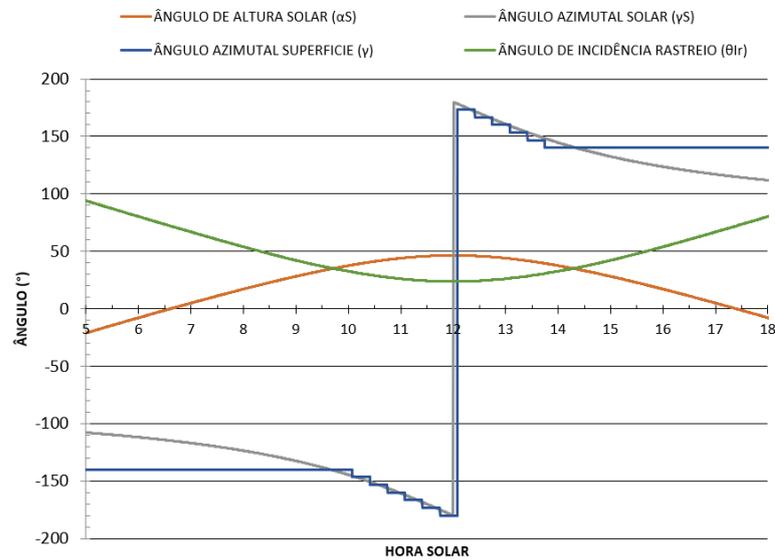
Figura 65 – Irradiância global, direta e difusa teóricas para o dia 13/06/19.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A Figura 66 apresenta a evolução dos ângulos solares e superficiais ao longo do dia 13/06/19 calculados teoricamente.

Figura 66 – Ângulos solares e de superfície calculados ao longo do dia 13/06/19.



Fonte: Elaboração do próprio autor (2020).

A descontinuidade do azimute solar ao meio dia solar é devido a uma convenção de sinal que o considera nulo quando apontado para o Sul. Observa-se da Figura 66 o perfil escada do ângulo de azimutal de superfície que acompanha o azimute solar graças ao rastreo solar. O benefício do rastreo solar fica evidente nas curvas preta e verde, nas quais é possível observar que o ângulo de incidência para o caso com rastreo é sempre menor que para o caso com painel fixo.

B.2 ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE COM BASE NA MEDIDA DO RADIÔMETRO

A radiação incidente sobre uma superfície é composta pela radiação direta (I_D), pela radiação difusa (I_d) e pela radiação refletida de outras superfícies (I_r) que enxergam a superfície considerada. Ou seja,

$$I_i = I_D + I_d + I_r \quad (51)$$

Do ponto de vista de radiação, uma superfície enxerga a outra quando o fator de forma (*view factor, shape factor*) entre elas é diferente de zero. A radiação deixando uma superfície é composta da radiação emitida (I_e) mais a radiação refletida pela superfície I_r :

$$I_r = \rho(I_D + I_d + I_R) \quad (52)$$

na qual, ρ é a refletividade da superfície.

A radiação líquida é a diferença entre a radiação incidente e a radiação saindo da superfície:

$$\begin{aligned} I_{liq} &= I_i - I_s = I_D + I_d + I_R - (I_e + I_r) = I_D + I_d + I_R - [I_e + \rho(I_D + I_d + I_R)] \\ I_{liq} &= (1 - \rho)(I_D + I_d + I_R) - I_e \end{aligned} \quad (53)$$

A radiação emitida pode ser estimada por:

$$I_e = \varepsilon \sigma T_{sup}^4 \quad (54)$$

na qual, ε é a emissividade da superfície.

As parcelas de radiação difusa (I_D) e radiação refletida de outras superfícies (I_R) podem ser estimadas como frações de I_D ou de $I_D + I_d$. No cálculo de (I_D) deve ser levado em consideração o ângulo de incidência dos raios solares na superfície.

No caso do radiômetro, a parte superior mede a radiação incidente do alto e a parte inferior mede a radiação emitida mais a radiação refletida pelo chão, ou seja, a radiação incidente vinda do chão.

Aplicando isto para o caso do painel, admite-se que a radiação líquida no painel seja a mesma medida pelo radiômetro. Desta forma, para calcular a radiação global no painel pode-se usar a seguinte equação:

$$I_i = I_D + I_d + I_R = \frac{I_{liq} + I_e}{1 - \rho} \quad (55)$$

neste caso, I_{liq} é o valor lido pelo radiômetro e $I_e = \varepsilon \sigma T_p^4$ em que T_p é valor de temperatura do painel medido nos sensores. Se o painel tem uma emissividade de 0,9 (valor mais comum encontrado na literatura), por exemplo, a refletividade do painel seria 0,1, considerando que o painel não transmite nenhuma radiação (meio opaco). A radiação global incidente no painel pode, então, ser obtida com a Equação (55).