

ELOINY GUIMARÃES BARBOSA

**DESENVOLVIMENTO DE UM COLETOR SOLAR DE CALHA PARABÓLICA
ESTACIONÁRIO COM RESERVATÓRIO TÉRMICO**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título Magister Scientiae.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2019

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

B238d
2019
Barbosa, Eloiny Guimarães, 1994-
Desenvolvimento de um coletor solar de calha parabólica
estacionário com reservatório térmico / Eloiny Guimarães
Barbosa. – Viçosa, MG, 2019.
xv, 69 f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Orientador: Marcio Arêdes Martins.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa.
Referências bibliográficas: f. 50-69.

1. Coletores solares. 2. Energia solar. 3. Energia - Fontes
alternativas. 4. Termossifões. 5. Coletores solares - Eficiência.
I. Universidade Federal de Viçosa. Departamento de Engenharia
Agrícola. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola.
II. Título.


CDD 22. ed. 621.472

ELOINY GUIMARÃES BARBOSA


**DESENVOLVIMENTO DE UM COLETOR SOLAR DE CALHA PARABÓLICA
ESTACIONÁRIO COM RESERVATÓRIO TÉRMICO**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título *Magister Scientiae*.

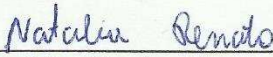
APROVADA: 22 de fevereiro de 2019.



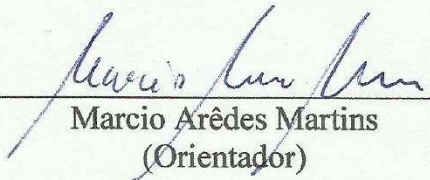
Maria Josefina de Moraes



Álvaro Messias Bigonha Tibiriçá



Natalia dos Santos Renato
(Coorientadora)



Marcio Arêdes Martins
(Orientador)

Aos meus pais, Vanderley Ferreira Barbosa e Aparecida Luiz Guimarães Barbosa, pela infinita capacidade de amar e aos meus irmãos, Elisa e Eliezer pelo companheirismo e confiança

DEDICO

Aos meus avós, familiares e amigos, por todos os conselhos, por sempre acreditarem e apoiarem meus sonhos e por me ajudarem a torná-los possíveis.

OFEREÇO

AGRADECIMENTOS

Ser mestre em Engenharia Agrícola foi um sonho que se iniciou anos atrás, quando ainda na graduação descobri a possibilidade de auxiliar no desenvolvimento da humanidade por meio da pesquisa, porque muito antes do progresso aparecer na indústria ou no campo, ele floresce no meio acadêmico. Nesta longa jornada, conheci pessoas que tiveram papel imprescindível para que este sonho tornasse realidade. A eles, o meu mais sincero sentimento de gratidão.

Uma vez me disseram que quando se tem a oportunidade de agradecer, é melhor que você o faça, então gostaria de agradecer...

Primeiramente a Deus, porque Dele, por Ele e para Ele são todas as coisas, eternamente (Romanos 11:36).

Aos meus pais e irmãos, pelo amor incondicional concedido a mim e pela capacidade de, ainda que distantes, me apoiarem e motivarem nos momentos mais difíceis.

Ao Marcos especialmente, pelo amor, carinho e dedicação, pelos dias de montagem do experimento ao sol, pelas noites não dormidas, pelas críticas e sugestões, por inúmeras vezes deixar suas próprias preocupações de lado para me apoiar, por ser meu maior incentivador, e principalmente por toda paciência. Enfim, sem a sua ajuda a realização desse trabalho não seria possível.

Ao Professor Marcio Arêdes Martins, por toda dedicação e orientação que me proporcionaram um crescimento acadêmico e pessoal, que não pode ser quantificado.

À Professora Natália Renato do Santos, pela coorientação, valiosos conselhos e sugestões para realização desse trabalho.

Ao professor Sérgio Zolnier pelo auxílio na obtenção dos dados meteorológicos.

À Professora Maria Joselma de Moraes, que por acreditar em mim desde o começo da jornada acadêmica, me ensinar e me incentivar, tornou tudo isso possível.

Aos amigos do Laboratório de Biocombustíveis, pela troca de conhecimentos e ajuda na realização deste trabalho.

Às pessoas que aqui conheci, que se tornaram grandes amigos, que fizeram com que esta caminhada fosse mais feliz e agradável. As quais espero levar para o resto da vida.

À Universidade Federal de Viçosa, e em especial, ao Departamento de Engenharia Agrícola, pela oportunidade de realização do curso.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG).

BIOGRAFIA

Eloiny Guimarães Barbosa, filha de Vanderley Ferreira Barbosa e Aparecida Luiz Guimarães Barbosa, nasceu em Anápolis, Goiás, Brasil, em 06 de maio de 1994.

Em agosto de 2012, iniciou o curso de Engenharia Agrícola na Universidade Estadual de Goiás (UEG), graduando-se em julho de 2017. No período de agosto de 2013 a julho de 2014, e agosto de 2015 a julho de 2017, foi bolsista de iniciação científica na mesma universidade.

Em agosto de 2017, ingressou no Programa de Pós-Graduação, em nível de Mestrado em Engenharia Agrícola da Universidade Federal de Viçosa, na área de Energia na Agricultura, submetendo-se à defesa da dissertação, requisito indispensável para a obtenção do título de Magister Scientiae, em fevereiro de 2019.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABELAS	ix
LISTA DE ABREVIATURAS	x
LISTA DE SÍMBOLOS	xi
RESUMO	xiv
ABSTRACT	xv
1 INTRODUÇÃO	1
2 OBJETIVOS	3
2.1 Objetivo geral	3
2.2 Objetivos específicos	3
3 REVISÃO DE LITERATURA	4
3.1 Energia renovável: Estado da arte	4
3.2 Energia solar	6
3.2.1 Energia solar concentrada (CSP)	7
3.2.1.1 Concentrador de receptor central (torre de energia)	8
3.2.1.2 Coletor de pratos parabólicos (PDC)	9
3.2.1.3 Coletor linear Fresnel (LFC)	9
3.2.1.4 Coletor de calhas parabólicas (PTC)	10
4 MATERIAL E MÉTODOS	15
4.1 Modelagem geométrica	15
4.2 Construção do PTC e do TES	17
4.3 Procedimento experimental	18
4.4 Coleta de dados	21
4.5 Eficiência óptica	24
4.6 Desempenho térmico	27
4.7 Coeficiente global de perda térmica (U_s)	29
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	30

5.1	Condições meteorológicas	30
5.2	Primeira etapa – uso do concentrador	33
5.3	Segunda etapa – ângulos de inclinação	36
5.4	Terceira etapa – fluido de transferência de calor	40
5.4.1	Desempenho térmico	43
5.4.2	Coeficiente global de perda térmica (Us)	45
5.5	Aplicações potenciais	45
5.6	Análise de custos	47
6	CONCLUSÕES	49
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Consumo final total de energia no ano de 2016.....	5
Figura 2. Oferta interna de energia brasileira no ano de 2017.	5
Figura 3. Concentrador de receptor central (Torre de energia).	8
Figura 4. Coletor de prato parabólico (PDC).	9
Figura 5. Coletor linear fresnel (LFC).	10
Figura 6. Coletor de calhas parabólicas (PTC).....	10
Figura 7. Corte transversal esquemático do PTC.	15
Figura 8. Dimensões das estruturas do PTC: (A) sustentação e (B) calha parabólica.	17
Figura 9. Reservatório térmico: (A) antes e (B) depois do isolamento.	18
Figura 10. PTC instalado na área experimental.....	19
Figura 11. Fluxograma detalhado do procedimento experimental.	20
Figura 12. Esquema detalhado do protótipo com sistema de aquisição de dados experimentais.....	22
Figura 13. Medição da radiação solar: (A) global e (B) difusa.	23
Figura 14. Temperatura ambiente (T_A) e velocidade do vento (V_v) nos dias de realização dos experimentos (A, B, C, D e E).	31
Figura 15. Radiação solar incidente horária nos dias de realização dos experimentos (A, B, C, D, e E).	32
Figura 16. Temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do interior do tubo absorvedor (T_T) para as duas configurações nos dias avaliados.....	33
Figura 17. Eficiências instantâneas horárias para as configurações com concentrador (CC) e sem concentrador (SC) nos dias avaliados.	35
Figura 18. Ganho de energia útil horário para as com concentrador (CC) e sem concentrador (SC) no primeiro dia avaliado.....	36
Figura 19. Temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do interior do tubo absorvedor (T_T) para as três inclinações nos dias avaliados.....	37
Figura 20. Eficiências ópticas horárias para as três inclinações estudadas.	38
Figura 21. Eficiências instantâneas horárias para as três inclinações nos dias avaliados. ..	39
Figura 22. Temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do interior do tubo absorvedor (T_T) para as duas configurações nos dias avaliados;	40
Figura 23. Eficiências instantâneas horárias para as duas configurações nos dias avaliados.	42

Figura 24. Eficiências térmicas instantâneas e reta ajustada em função de T^* para as duas configurações..... 43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Parâmetros geométricos e especificações técnicas do PTC.....	16
Tabela 2. Datas da realização dos testes experimentais.	20
Tabela 3. Propriedades termofísicas dos fluidos de transferência de calor.	21
Tabela 4. Temperatura média do fluido: inicial (T_i), máxima (T_m) e final (T_f), temperatura média ambiente: diurna (T_{ad}) e noturna (T_{an}), ganho de energia útil (Q_u) e energia térmica dissipada (Q_L), para as diferentes inclinações nos dias avaliados.	40
Tabela 5. Temperatura média do fluido: inicial (T_i) e final (T_f), temperatura média ambiente (T_a) e ganho de energia útil (Q_u) para o PTC _A e o PTC _O nos dias avaliados.....	42
Tabela 6. Comparação das eficiências térmicas do PTC.....	44
Tabela 7. Temperatura média do fluido: inicial (T_i) e final (T_f), temperatura média ambiente (T_a), coeficiente global de perda térmica (U_S) e energia térmica dissipada (Q_L), para o PTC _A e o PTC _O nos dias avaliados.	45
Tabela 8. Potenciais processos agroindustriais e faixas de temperaturas necessárias.....	46
Tabela 9. Custo de construção do PTC.....	47

LISTA DE ABREVIATURAS

CC	-	Coletor com concentrador
CSP	-	Energia solar concentrada (Concentrated solar energy)
HTF	-	Fluido de transferência de calor (Heat transfer fluid)
LFC	-	Coletor linear Fresnel (Linear Fresnel collector)
PDC	-	Coletor de pratos parabólicos (Parabolic dish collector)
PTC	-	Coletor de calha parabólica (Parabolic through collector)
PTC 20,75	-	Coletor com inclinação de 20,75°
PTC 25,75	-	Coletor com inclinação de 25,75°
PTC 30,75	-	Coletor com inclinação de 30,75°
PTC _A	-	Coletor utilizando água como fluido de transferência de calor
PTC _O	-	Coletor utilizando óleo como fluido de transferência de calor
SC	-	Coletor sem concentrador
TES	-	Armazenamento de energia térmica (Thermal energy storage)

LISTA DE SÍMBOLOS

A_1	- Perda total na área de abertura (m^2)
A_a	- Área de abertura (m)
A_f	- Fator geométrico
A_g	- Área externa do vidro de cobertura (m^2)
A_r	- Área do receptor (m)
AST	- Hora solar local corrigida (h)
b	- Largura do anel de sombreamento (m)
C	- Razão de concentração
C_p	- Calor específico do fluido ($kJ\ Kg^{-1}\ K^{-1}$)
d^*	- Parâmetro de erro não aleatório universal devido ao desalinhamento do receptor e erros do perfil refletor, ($d^* = d_r / D_o$)
D_i	- Diâmetro interno do receptor (m)
D_o	- Diâmetro externo do tubo receptor (m)
d_r	- Deslocamento do receptor da linha de foco (m)
f	- Distância focal (m)
F'	- Fator de eficiência do coletor
FC	- Fator de correção isotrópico
F_R	- Fator de remoção
ϕ_f	- Ângulo entre o eixo do coletor e um feixe refletido no foco ($^\circ$)
G	- Radiação solar global ($W\ m^{-2}$)
G_b	- Radiação solar direta incidente no plano de abertura do coletor ($W\ m^{-2}$)
h	- Ângulo horário, variando do nascer ao pôr-do-sol ($^\circ$)
h	- Ângulo horário ($^\circ$)
h_{fi}	- Coeficiente convectivo de transferência de calor dentro do tubo receptor ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$)
h_p	- Altura vertical da parábola (m)
$h_{r,c-a}$	- Coeficiente de radiação do vidro para o ambiente ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$)
$h_{r,r-c}$	- Coeficiente de radiação do receptor para o vidro ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$)
h_w	- Coeficiente convectivo de transferência de calor do ar ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$)
I	- Ângulo de inclinação da superfície a partir da horizontal ($^\circ$)
I^d	- Radiação solar difusa interceptada pelo anel de sombreamento ($W\ m^{-2}$)

I^d	- Radiação solar difusa medida ($W m^{-2}$)
K	- Modificador de ângulo de incidência
k	- Condutividade térmica do tubo ($W m^{-1} K^{-1}$)
L	- Latitude ($^{\circ}$)
L_p	- Comprimento do coletor (m)
L_r	- Comprimento do tubo receptor (m)
m	- Massa do fluido (kg)
M, N	- Argumentos da função de erro de Gauss
N	- Dia do ano, isto é, o número de dias decorridos (dia)
Q_s	- Radiação solar disponível (kJ)
Q_u	- Ganho de energia útil (kJ)
$Q_{u,t}$	- Ganho de energia útil (kJ)
R	- Raio do anel de sombreamento (m)
t	- Tempo (s)
T_a	- Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)
$T_{a,m}$	- Temperatura ambiente média durante o intervalo de tempo observado ($^{\circ}C$)
T_f	- Temperatura final da massa de fluido ($^{\circ}C$)
$T_{f,m}$	- Temperatura média do fluido na hora final ($^{\circ}C$)
T_{htf}	- Temperatura média do fluido ($^{\circ}C$)
T_i	- Temperatura inicial da massa de fluido ($^{\circ}C$)
$T_{i,m}$	- Temperatura média do fluido na hora inicial ($^{\circ}C$)
U_L	- Coeficiente de perda térmica ($W m^{-2} K^{-1}$)
U_o	- Coeficiente global de transferência de calor ($W m^{-2} K^{-1}$)
U_s	- Coeficiente global de perda térmica ($W K^{-1}$)
W_a	- Abertura da parábola (m)
z	- Ângulo da zenital ($^{\circ}$)
α_o	- Absorbância do receptor
β	- Ângulo do erro de desalinhamento ($^{\circ}$)
β^*	- Parâmetro de erro não aleatório universal devido a erros angulares, ($\beta^* = \beta C$)
γ	- Fator de interceptação
δ	- Declinação solar ($^{\circ}$)
δ	- Declinação solar ($^{\circ}$)

η	-	Eficiência instantânea
η_o	-	Eficiência óptica
$\eta_{o,max}$	-	Eficiência óptica máxima
η_t	-	Eficiência térmica
θ	-	Ângulo de incidência (°)
ρ	-	Refletância da película
σ^*	-	Parâmetro de erro aleatório universal, ($\sigma^* = \sigma C$)
$\sigma_{espelho}$	-	Erros aleatórios decorrentes de efeitos de espalhamento associados a superfície refletora
$\sigma_{inclinação}$	-	Erros aleatórios decorrentes de efeitos de espalhamento associados a inclinação
σ_{sol}	-	Erros aleatórios decorrentes de mudanças aparentes na largura do sol
τ_o	-	Transmitância do receptor
φ_r	-	Ângulo do aro (°)
Δt	-	Intervalo de tempo observado (s)

RESUMO

BARBOSA, Eloiny Guimarães, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, fevereiro de 2019. **Desenvolvimento de um coletor solar de calha parabólica estacionário com reservatório térmico.** Orientador: Marcio Arêdes Martins. Coorientadora: Natália dos Santos Renato.

A energia solar é uma das mais promissoras fontes de energia renovável e possui um enorme potencial para produção de calor. Contudo, o aproveitamento dessa fonte para aplicações térmicas ainda apresenta limitações, como complexidade de operação e custo. Assim, esse estudo objetivou desenvolver e otimizar um coletor solar de calha parabólica (PTC) estacionário com sistema de armazenamento integrado para produção de energia térmica visando aplicações agroindustriais. O PTC foi dimensionado, projetado e construído afim de reduzir a complexidade e o custo de fabricação e operação, trabalhando em regime de convecção natural. O protótipo possui área de abertura de $1,36 \text{ m}^2$ e razão de concentração de 4,39. Um tubo receptor de vidro evacuado de 58 mm de diâmetro e 1,8 m de comprimento foi diretamente conectado ao sistema de armazenamento térmico isolado de 15 L. O dispositivo foi otimizado por meio da investigação do efeito do concentrador solar, do ângulo de inclinação ($20,75^\circ$; $25,75^\circ$ e $30,75^\circ$), e propriedades do fluido de transferência de calor (água – PTC_A e óleo térmico – PTC_O). A eficiência óptica, o desempenho térmico e o coeficiente global de perda térmica foram avaliados. De acordo com os resultados obtidos, observou-se que o uso do concentrador promoveu maior ganho de energia útil, porém, apresentou eficiências instantâneas ligeiramente inferiores quando comparado ao coletor sem concentrador. A inclinação de $20,75^\circ$ proporcionou maior eficiência óptica e conseqüentemente maior eficiência instantânea média para os dias avaliados. As eficiências térmicas máximas do PTC_A e PTC_O foram de 47,8 e 42,6 %, respectivamente. A utilização do óleo térmico resultou em maiores temperaturas ($136,4 \text{ }^\circ\text{C}$). Os coeficientes globais de perda de calor para os sistemas variaram entre $1,15$ e $1,50 \text{ W K}^{-1}$ para o PTC_A e $1,04$ a $1,11 \text{ W K}^{-1}$ para o PTC_O nos dias avaliados, demonstrando que o isolamento do sistema foi adequado, quando comparado com valores reportados na literatura. O custo de fabricação neste estudo apresentou valores inferiores aos encontrados para PTC com sistemas de rastreamento e bombeamento. O PTC proposto configura-se como uma alternativa de grande potencial para diversas aplicações agroindustriais de média temperatura, onde alta eficiência não é necessária e a facilidade de operação é importante.

ABSTRACT

BARBOSA, Eloiny Guimarães, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, February, 2019.
Development of a stationary parabolic trough solar collector with thermal reservoir.
Adviser: Marcio Arêdes Martins. Co-adviser: Natália dos Santos Renato.

The solar energy is one of the most promising sources of renewable energy and has enormous potential for heat production. However, the use of this source for thermal applications still presents limitations, such as complexity of operation and cost. Thus, this study aimed to develop and optimize a stationary parabolic trough solar collector (PTC) with integrated storage system, for thermal energy production to agroindustrial applications. The PTC was designed and built in order to reduce the complexity and cost of manufacturing and operation, working in a natural convection regime. The prototype has an opening area of 1.36 m^2 and a concentration ratio of 4.39. An evacuated glass receiver tube 58 mm in diameter and 1.8 m in length was directly connected to the isolated 15 L thermal storage system. The device was optimized by investigating the effect of the solar concentrator, the angle of inclination (20.75° , 25.75° and 30.75°), and properties of the heat transfer fluid (water – PTC_A and thermal oil – PTC_O). The optical efficiency, the thermal performance and the overall coefficient of thermal loss were evaluated. According to the obtained results, it was observed that the use of concentrator promoted greater useful energy gain, however, it presented slightly lower instantaneous efficiencies when compared to the collector without concentrator. The inclination of 20.75° provided greater optical efficiency and consequently greater instantaneous average efficiency for the evaluated days. The maximum thermal efficiencies of the PTC_A and PTC_O were 47.8 and 42.6%, respectively. The use of thermal oil resulted in higher temperatures (136.4°C). The overall heat loss coefficients for the systems varied between 1.15 and 1.50 W K^{-1} to PTC_A and 1.04 and 1.11 W K^{-1} to PTC_O for the evaluated days, demonstrating that the system isolation is adequate, when compared with values reported in the literature. The manufacturing cost in this study presented lower values than those found for PTC with tracking and pumping systems. The proposed PTC is an alternative of great potential for several medium temperature agroindustrial applications, where high efficiency is not necessary and ease operation is important.

1 INTRODUÇÃO

A produção de energia na forma de calor e de eletricidade é um dos principais fatores relacionados ao desenvolvimento da humanidade. Os níveis de emissão de gases nocivos emitidos à atmosfera, fortemente relacionados a utilização dos combustíveis fósseis, crescem em paralelo ao crescimento da demanda energética mundial (Farjana et al., 2018; Blaga et al., 2019). Os impactos ambientais relacionados ao uso desses combustíveis, o esgotamento gradual de suas reservas e o alto custo de sua utilização impõem fortes limitações ao seu consumo. Neste cenário, a busca por fontes de energia renováveis e de menor impacto ambiental, além do uso eficiente da energia, são essenciais (Férrandez-González et al., 2018).

A energia solar é uma das mais promissoras fontes de energia renovável, visto que esta é livre, abundante, tem seus impactos ambientais assumidos como insignificantes e tem capacidade para satisfazer a demanda mundial de energia (Ludin et al., 2018; Amudam e Chandramohan, 2019). Por ser um país extenso e ter parte do seu território localizada próximo a linha do Equador, o Brasil recebe altos índices de radiação solar distribuídos ao longo de todo o ano, fazendo com que este se destaque quanto ao potencial de aproveitamento da energia solar (Ferreira et al., 2018; Gomes et al., 2018). No entanto, a contribuição dessa energia na matriz energética brasileira é insignificante, principalmente em aplicações térmicas industriais de média a alta temperatura (EPE, 2018).

A energia solar concentrada tem despertado muito interesse nos últimos anos, dentre as formas de utilização de energia solar. Esta tecnologia utiliza superfícies altamente reflexivas para concentrar os raios solares em um receptor central, o que possibilita alcançar temperaturas mais altas (Romero et al., 2018; He et al., 2019). Dentre os sistemas de energia solar concentrada, o coletor de calhas parabólicas (parabolic trough collector, PTC) é considerado a tecnologia de maior viabilidade e comercialmente madura (Bellos et al., 2018a; Yilmaz e Mwesigye, 2018). O PTC apresenta vantagens como alta densidade de potência, durabilidade, versatilidade e geralmente é utilizado em operações que exigem temperaturas até 400 °C (Abdulhamed et al., 2018; Bellos e Tzivanidis, 2019).

A maior parte do desenvolvimento de PTCs concentra-se na geração de eletricidade em grandes usinas, devido à economia gerada pela escala de operação. No entanto, há um grande potencial para a substituição de combustíveis fósseis e eletricidade usados para aplicações de energia térmica (Naik et al., 2017). Inúmeras aplicações térmicas industriais necessitam de faixas de temperaturas entre 80 e 250 °C, que podem ser

facilmente atendidas utilizando o PTC (Liu et al., 2014; Manikandan et al., 2019). Os processos agroindustriais que normalmente utilizam energia térmica nessa faixa são: secagem, esterilização, lavagem e limpeza, extração, pasteurização, destilação e evaporação, entre outros (Sharma et al., 2017). Ainda assim, o uso desses coletores para tais aplicações, têm sido pouco investigados.

Geralmente, os PTCs são projetados para operarem com altas taxas de concentração visando sua utilização no fornecimento de energia térmica em temperaturas acima de 250 °C (Widyolar et al., 2018). Para alcançar tais níveis de temperatura, o uso de dispositivos precisos de rastreamento solar é indispensável (Halimi et al., 2018). Contudo, o uso desses dispositivos contribui para o aumento do custo de instalação e manutenção, assim como da complexidade de operação desses sistemas (Buonomano et al., 2018). Além disso, a necessidade de mão de obra técnica especializada para seu projeto e funcionamento muitas vezes não é compatível com a realidade enfrentada em ambientes específicos, a exemplo das áreas rurais. Estes fatores são alguns dos principais obstáculos relacionados à sua implementação (Liu et al., 2014; Hassanzadeh et al., 2018).

Apesar de apresentarem eficiências mais baixas, os coletores solares estacionários podem ser uma alternativa atraente em operações que não exigem temperaturas elevadas (Hafez et al., 2018a). Por não rastrearem o movimento do sol, esses sistemas têm seu custo total consideravelmente reduzido, além de funcionarem de forma mais simples (Maatallah et al., 2018). Outra forma de minimizar a complexidade e o custo de fabricação e operação é o uso de coletores com armazenamento integrado. Nesses coletores a conexão entre o absorvedor e o armazenamento é feita de forma direta, o que reduz significativamente o número de componentes auxiliares necessários (Souliotis et al., 2017; Garnier et al., 2018). Além disso, esses coletores geralmente trabalham em regime de termossifão, onde a circulação do fluido é realizada pelas forças de empuxo, devido ao gradiente de temperaturas, o que dispensa a necessidade de bombas de circulação (Azzolin et al., 2018). Desta forma, o desenvolvimento de projetos alternativos mais simples e acessíveis, adaptados a real necessidade, que possam suprir a demanda de energia térmica a níveis médios de temperatura são imprescindíveis.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Desenvolver um coletor solar de calha parabólica estacionário com sistema de armazenamento integrado para produção de energia térmica visando sua utilização em aplicações agroindustriais.

2.2 Objetivos específicos

- Projetar e construir um coletor solar de calha parabólica com armazenamento térmico integrado em escala piloto, minimizando a complexidade de construção e operação;
- Avaliar a influência do uso do concentrador, do ângulo de inclinação e do tipo de fluido de transferência de calor no desempenho térmico do coletor;
- Quantificar a eficiência e o calor armazenado do protótipo para aplicações agroindustriais.

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 Energia renovável: Estado da arte

A maior proporção (25 %) de gases de efeito estufa é emitida pela geração de calor e eletricidade, sendo assim o uso de energias renováveis nessas áreas energéticas são essenciais para reduzir os impactos ambientais gerado pela utilização dos combustíveis fósseis (Jenniches, 2018). Além dos benefícios imediatos e visíveis do uso de fontes de energia renovável, há benefícios indiretos decorrentes de fatores como uso da terra e da água, uso alternativo de recursos, criação de empregos e desenvolvimento econômico, segurança energética, bem como efeito sobre o meio ambiente e a população local (Karunathilake et al., 2019). As principais limitações da utilização dessas fontes de energia estão relacionadas à estabilidade e confiabilidade de operação, devido a sua característica intermitente e flutuação imprevisível (Simoglou et al., 2016; Ahmed e Khalid, 2019).

O crescimento econômico mundial resultou em um aumento de 2,1 % na demanda por energia em 2017 (Enerdata, 2018). As emissões de dióxido de carbono relacionadas à produção de energia aumentaram cerca de 1,4 % neste mesmo ano, após três anos de estabilidade (IEA, 2018). Embora as energias renováveis continuem a ganhar terreno mundialmente, o progresso é desigual entre setores e regiões. Segundo a International Energy Agency (IEA), cerca de 1,1 bilhão de pessoas não tiveram acesso à eletricidade em 2016, sendo que desse total 84 % residem em áreas rurais.

Apesar do aumento significativo no consumo e produção de energia renovável, a matriz energética mundial ainda é constituída predominantemente de fontes de energia fósseis (Alvarez-Herranz et al., 2017). De acordo com os dados da Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), a energia renovável representou cerca de 18,2 % do consumo total de energia em 2016, enquanto que a energia fóssil/nuclear representou 81,8 %. O uso tradicional da biomassa, principalmente para cozimento e aquecimento em países em desenvolvimento, representou 7,8 % do total de energia renovável consumido neste ano. Para as fontes de energia renovável modernas, as maiores parcelas foram representadas pela energia térmica renovável (4,1 %) e energia hidroelétrica (3,7 %) (Figura 1).

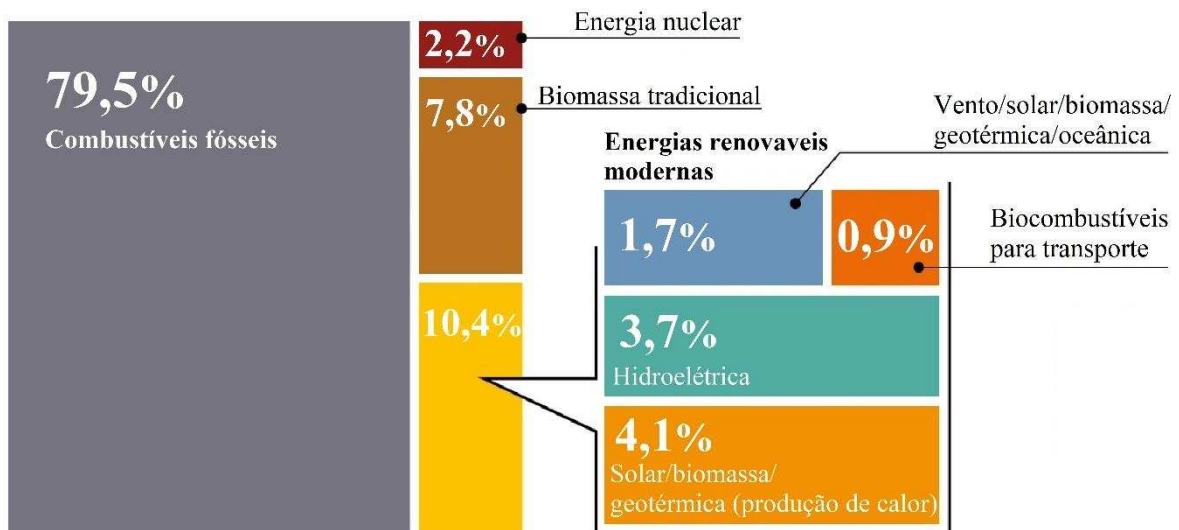


Figura 1. Consumo final total de energia no ano de 2016.
Fonte: (REN21, 2018).

O Brasil é o terceiro maior produtor mundial de energia renovável ficando atrás somente da China e dos Estados Unidos (REN21, 2018). Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN), no ano de 2017 aproximadamente 40,5 % da produção total de energia primária do Brasil, foi gerado por fontes de energias renováveis. Este valor é significativamente maior do que a média global que é de 13 %. Da oferta total de energia do Brasil no ano de 2017, o uso de petróleo e derivados representou 36,4 %, seguido por derivados de cana de açúcar (17,0 %) e energia hidráulica (12,0 %) como pode ser observado na Figura 2.

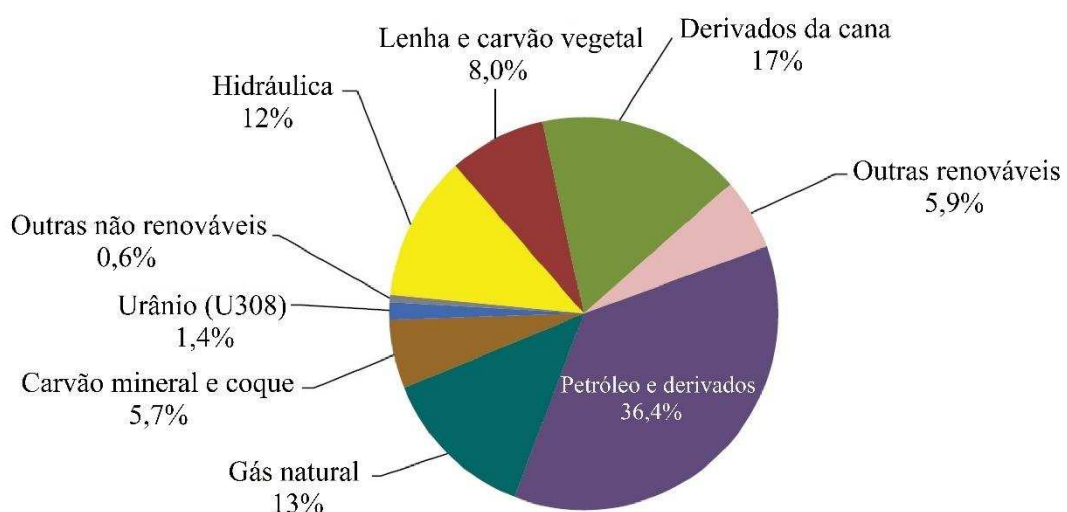


Figura 2. Oferta interna de energia brasileira no ano de 2017.
Fonte: (EPE, 2018).

Apesar da considerável participação renovável na matriz energética brasileira, o país ainda enfrenta barreiras que impedem uma utilização compatível com seu potencial de geração, como a sua intensa dependência de fontes de energia hídrica (Silva et al., 2016). A hidroeletricidade apresenta vantagens sobre outras fontes de energia como alta eficiência, baixos custos operacionais e tecnologia comprovada. No entanto, sua expansão enfrenta vários desafios ambientais que, juntamente com a alta dependência das condições climáticas e de chuvas, podem afetar seriamente a segurança energética brasileira (Santos et al., 2018). Assim, o desafio é promover o desenvolvimento de outras fontes de energia e de tecnologias de armazenamento que possam ser capazes de preencher as lacunas geográficas e temporais entre a oferta e a demanda de energia (Dranka e Ferreira, 2018).

3.2 Energia solar

A energia solar tem se destacado dentre as fontes de energia renovável, devido a ao seu imenso potencial energético, disponibilidade e impacto ambiental mínimo (Abro et al., 2019; Elbahjaoui e El Qarnia, 2019). O sol emite uma taxa de energia de $3,8 \times 10^{23}$ kW, dos quais aproximadamente $1,8 \times 10^{14}$ kW é interceptado pela terra. Estima-se que a quantidade de energia que chega a superfície terrestre em apenas uma hora é maior do que a utilizada no mundo em um ano (Kannan e Vakeesan, 2016; Kabir et al, 2018). Apesar disso, a contribuição dessa fonte energética para o suprimento mundial de energia ainda é considerada insignificante (REN21, 2018).

Amplamente disponível em diferentes níveis em todo o mundo, a energia solar tem sua disponibilidade influenciada por diferentes fatores. Condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa, etc), ciclos solares naturais (estações), tempo (hora do dia e dia do ano), clima e localização geográfica, podem ser citados como os principais fatores que afetam a variabilidade da radiação solar (Al-Tameemi e Chukin, 2016; Luiz et al., 2018). Os países situados próximos a linha do equador (regiões tropicais) recebem uma distribuição mais uniforme de radiação solar durante o ano. Assim, esses países se destacam quanto ao potencial de aproveitamento da energia solar (Fitriaty e Shen, 2018).

Por ser um país extenso e localizado na região intertropical, o Brasil recebe altos índices de radiação solar ao longo de todo o ano (La Rovere et al., 2018). A média anual de irradiação solar global diária em qualquer região brasileira é consideravelmente maior do que na maioria dos países da união europeia, onde ao contrário do Brasil, os recursos solares são amplamente difundidos e aproveitados (Gomes et al., 2018). O uso da energia

solar pode trazer benefícios a longo prazo para o país, possibilitando o desenvolvimento de regiões remotas onde o custo de eletrificação pela rede convencional é muito alto, além de contribuir para o aumento da segurança energética brasileira (Ferreira et al., 2018).

Em geral, o uso da energia solar pode ser agrupado em duas categorias: tecnologia fotovoltaica e tecnologia solar térmica. A tecnologia fotovoltaica utiliza semicondutores, para converter diretamente a luz solar em energia elétrica, podendo ser utilizada de forma concentrada ou não (Sampaio e González, 2017). Na tecnologia solar térmica, a energia solar é aproveitada como calor para aplicações residenciais e comerciais, como secagem, aquecimento, resfriamento, dentre outros (Sansaniwal et al., 2018). Essa tecnologia pode ser aproveitada também em processos que necessitam de maiores temperaturas de operação, como por exemplo a geração de eletricidade com turbinas a gás ou a vapor, por meio da energia solar concentrada (concentrated solar energy, CSP) (Kabir et al., 2018).

As tecnologias fotovoltaica e térmica podem ainda ser combinadas em sistemas, que são capazes de converter a radiação solar em energia elétrica e térmica, simultaneamente, sendo chamado de sistema híbrido fotovoltaico-térmico, e quando concentrado, sistema híbrido concentrado fotovoltaico-térmico. Esses sistemas utilizam as células fotovoltaicas para converter a luz solar em eletricidade e um coletor solar térmico, montado na parte traseira do painel fotovoltaico, para coletar a energia térmica, utilizando assim o calor para aumentar a eficiência geral do sistema (Daneshzarian et al., 2018; Kasaeian et al., 2018a).

3.2.1 Energia solar concentrada (CSP)

A CSP utiliza espelhos para concentrar os raios solares em um receptor central, que coleta a energia solar infravermelha e a converte em calor por meio de um fluido de transferência de calor (heat transfer fluid, HTF). Essa energia térmica produzida pode ser prontamente utilizada ou ainda armazenada para posterior utilização (Wagner et al., 2018). O aumento da temperatura de funcionamento e da quantidade de calor recolhido por unidade de área, proporciona uma maior eficiência térmica e menor área de superfície de absorção, o que resulta na diminuição significativa de perdas de calor do sistema (Cabeza et al., 2017; Fuqiang et al., 2017).

As tecnologias da CSP podem trabalhar com uma ampla faixa de temperatura operacional e tem capacidade para atender as demandas de energia térmica, bem como as demandas de energia elétrica (Conrado et al., 2017; Dizaji e Hosseini, 2018). As

tecnologias CSP podem ser classificadas quanto ao design (geometria), configuração de espelhos e receptores, tipo de HTF utilizado e por possuírem ou não armazenamento térmico (Del Río et al., 2018). Atualmente existem quatro principais tipos de tecnologias CSP disponíveis, sendo elas: concentrador de receptor central (torre de energia), coletor de pratos parabólicos (parabolic dish collector, PDC), coletor linear Fresnel (linear Fresnel collector, LFC) e coletor de calhas parabólicas (PTC) (Guney, 2016; Carballo et al., 2019).

3.2.1.1 Concentrador de receptor central (torre de energia)

O sistema do tipo concentrador de receptor central é formado por uma torre central, com um campo de heliostatos localizados em frente e ao lado do receptor da torre (Figura 3). Esses heliostatos são capazes de rastrear o movimento do sol e focar a radiação solar na superfície do receptor (Ashley et al., 2019). No receptor, a energia concentrada é usada para gerar calor para produzir eletricidade através de um ciclo termodinâmico, ou fornecer um processo industrial (Farges et al., 2018). As principais vantagens dessa tecnologia são alta taxa de concentração, alta temperatura de operação e alta eficiência de conversão. No entanto, seu funcionamento é complexo, exige um alto investimento inicial, e é mais indicada para instalações de grande porte (Wagner e Wendelin, 2018; Zhou et al., 2018).

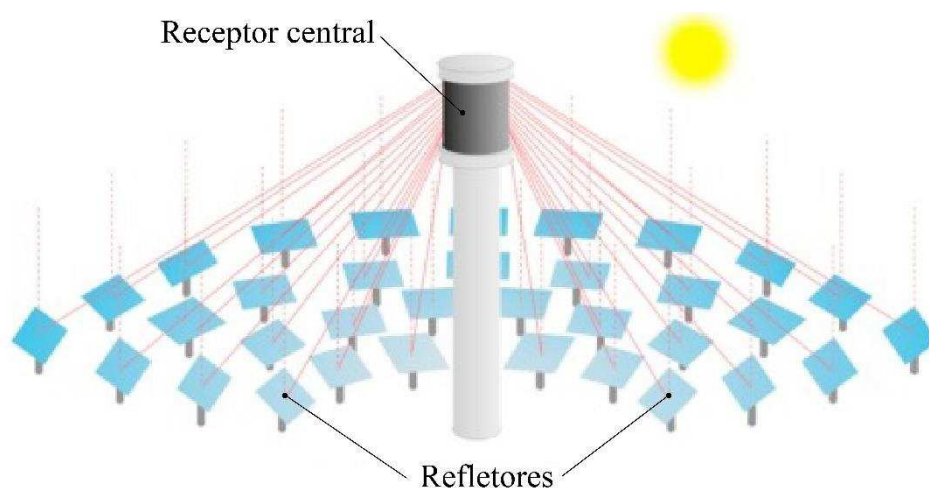


Figura 3. Concentrador de receptor central (Torre de energia).
Fonte: (Adaptado de Kincaid et al., 2018).

3.2.1.2 Coletor de pratos parabólicos (PDC)

O PDC consiste em um prato refletivo parabólico e um receptor de cavidade térmica montado em seu ponto focal (Figura 4). O prato reflexivo concentra a energia solar no receptor e a converte em energia térmica útil utilizando um HTF (Soltani et al., 2019). A energia coletada pelo HTF pode ser utilizada em um ciclo de conversão de energia localizado no receptor (como o motor Stirling), ou ainda em outras aplicações térmicas (Coventry e Andraka, 2017). O PDC oferece as mais altas eficiências térmica e óptica entre todas as tecnologias CSP (Khan et al., 2019). Entretanto, seu custo de construção por unidade de área é considerado alto e seu desempenho é muito afetado pela perda de calor no receptor (Hijazi et al., 2016; Uzair et al., 2018).

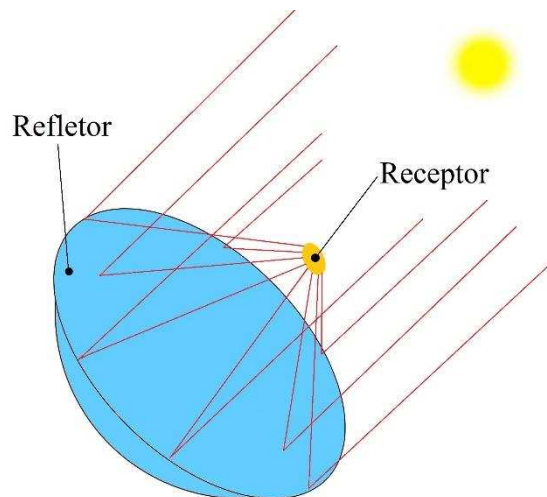


Figura 4. Coletor de prato parabólico (PDC).
Fonte: (Adaptado de Guney, 2016).

3.2.1.3 Coletor linear Fresnel (LFC)

O LFC consiste em uma fileira de espelhos planos ou ligeiramente curvos montados em rastreadores no solo, que focalizam a radiação solar incidente em um tubo absorvedor fixado acima dos espelhos (Figura 5). O receptor coleta a energia solar concentrada e a transfere para um HTF para posterior utilização (Guney, 2016; Pulido-Iparraguirre et al., 2019). O LFC é uma tecnologia de baixos custos de instalação e manutenção, produção simples e não enfrentam grandes dificuldades mecânicas devido às cargas de vento (Bellos et al., 2018b; Bellos e Tzivanidis, 2018a). No entanto, em comparação com os PTCs e a torre central, esta tecnologia ainda é imatura e de menor eficiência óptica (Abbas et al., 2018).

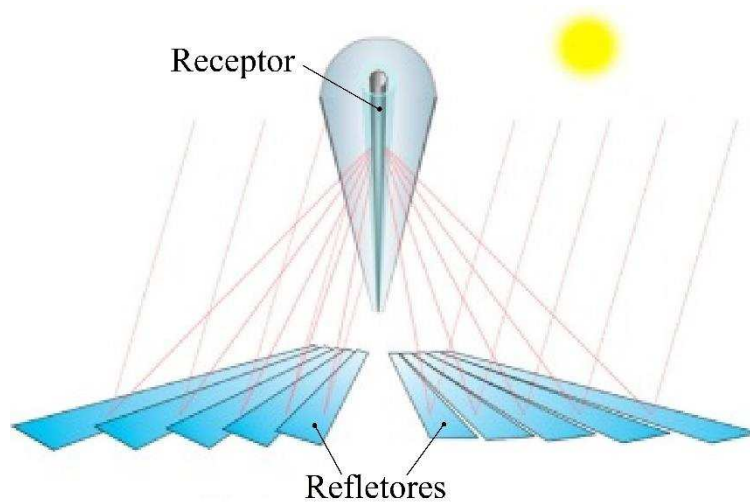


Figura 5. Coletor linear fresnel (LFC).
Fonte: (Adaptado de Kincaid et al., 2018).

3.2.1.4 Coletor de calhas parabólicas (PTC)

O PTC utiliza espelhos parabólicos para focalizar a luz solar em um receptor (Figura 6), que absorve a energia térmica da radiação solar recebida e a transfere para um HTF contido no interior do receptor (Osorio e Rivera-Alvarez, 2019). O receptor geralmente é composto por um tubo de vidro evacuado com revestimento seletivo visando reduzir as perdas térmicas (Bellos e Tzivanidis, 2019). Esse sistema apresenta inúmeras vantagens como alta densidade de potência, alta eficiência, durabilidade, custo de investimento razoável e versatilidade (Bellos et al., 2018b; Hafez et al., 2018b).

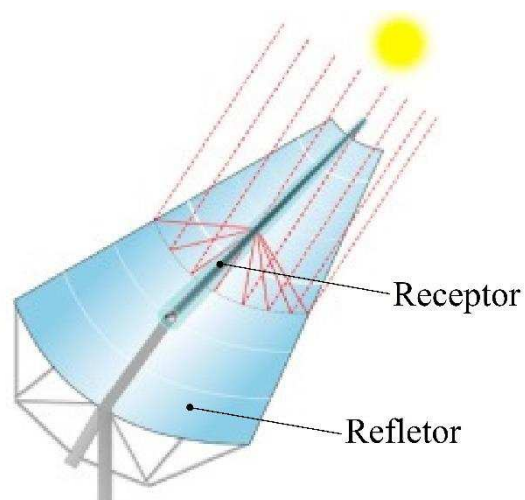


Figura 6. Coletor de calhas parabólicas (PTC).
Fonte: (Adaptado de Kincaid et al., 2018).

Atualmente, o PTC é a tecnologia mais utilizada em escala comercial dos sistemas de energia solar concentrada (Bouhal et al., 2018; Yilmaz e Mwesigye, 2018). Esta tecnologia é utilizada principalmente para produção de energia elétrica. Os sistemas PTCs correspondem por cerca de 76,6 % do total de instalações de usinas solares no mundo para produção de eletricidade (Balghouthi et al., 2016; Carballo et al., 2019). O campo de aplicação dessa tecnologia para produção de calor de processo inclui todas as operações que exigem calor até 400 °C, podendo abranger maiores temperaturas dependendo do HTF utilizado (Bellos et al., 2017; Khakrah et al., 2018).

A tecnologia de PTC vem sendo amplamente estudada por inúmeros autores para diversas finalidades, como resfriamento (Drosou et al., 2016; Ghaith e Razzaq, 2017; Bellos e Tzivanidis, 2018b), produção de calor industrial (Borunda et al., 2016; El Ghazzani et al., 2017; Valenzuela et al., 2018), dessalinização (Al-Sulaiman et al., 2015; Abdullah et al., 2018; Al-Othman et al., 2018; Hosseini et al., 2018), processos termoquímicos (Gu et al., 2015; Liu et al., 2017; Fang et al., 2018; Ma et al., 2018), irrigação (Bataineh, 2016; Ali, 2018), dentre outros. Isso comprova a versatilidade dessa tecnologia, demonstrando que o PTC tem potencial para ser utilizado em diferentes aplicações térmicas.

O HTF é responsável por absorver a energia térmica do receptor, deixando-a disponível para utilização ou armazenamento (Bioucas et al., 2018). O HTF influencia diretamente na eficiência térmica do PTC, bem como na tecnologia de armazenamento térmico a ser utilizada (Fuqiang et al., 2017; Khosravi et al., 2019). Os HTFs mais utilizados são a água e vapor, óleos térmicos e sais fundidos, e sua escolha depende principalmente da temperatura operacional necessária (Good et al., 2016; Guo et al., 2018). Recentemente, o uso de nanofluidos, que consiste na adição de nanopartículas ao HTF visando melhorar o desempenho na absorção de calor dos PTCs, vem sendo amplamente investigado (Potenza et al., 2017; Kasaeian et al., 2018b; Subramani et al., 2018; Tagle-Salazar et al., 2018; Tafarroj et al., 2019).

A água pode ser utilizada para operações de temperaturas até 100 °C, ou ainda em sistemas pressurizados para geração direta de vapor, onde temperaturas mais altas são alcançadas e dispensa-se o uso de trocadores de calor. No entanto, o armazenamento térmico nesse tipo de sistema é muito complexo (Gonzalez-Roubaud et al., 2017; Li et al., 2019). Os óleos térmicos podem operar até 400 °C e geralmente são muito utilizados em aplicações industriais, devido a sua confiabilidade e acessibilidade (Wadekar, 2017; Khosravi et al., 2019). Os sais fundidos normalmente operam até 600 °C e dependendo de

sua composição podem atingir valores ainda mais altos de temperatura (Myers e Goswami, 2016). Estes fluidos de trabalho também são investigados em PTCs como meio de armazenamento térmico. No entanto, seu uso exige maior complexidade no sistema devido ao risco de solidificação e conseqüente obstrução dos tubos (Bellos et al., 2017; Bellos et al., 2018c).

Uma das principais vantagens do PTC é sua capacidade de possuir um sistema de armazenamento de energia térmica (thermal energy storage, TES) ou ainda possibilitar a hibridização com outros tipos de energia (Zurita et al., 2018), visto que o principal obstáculo para a utilização da energia solar é sua intermitência temporal (Chirino et al., 2018; Mehrpooya et al., 2018). O TES armazena a energia excedente coletada durante períodos de produção excessivos, para posteriormente utilizá-la quando necessário, em um período nublado ou a noite (Pelay et al., 2017; Trabelsi et al., 2018). O TES pode trabalhar de forma direta ou indireta. No sistema direto o mesmo HTF é utilizado para coletar a energia térmica no receptor e para armazenamento térmico no TES. Enquanto que no sistema indireto os fluidos utilizados no receptor e no TES são diferentes, conectados por um trocador de calor (Batuecas et al., 2017).

Os sistemas TES podem ser classificados em três tipos: armazenamento de calor sensível, armazenamento de calor latente e armazenamento de calor termoquímico. Dentre eles, o sistema de armazenamento de calor sensível é o mais utilizado (Wei et al., 2018; Lamidi et al., 2019). No armazenamento de calor sensível a energia térmica é armazenada por meio do aumento da temperatura do material (Lin et al., 2018). No armazenamento de calor latente a energia térmica é armazenada por meio de processos de mudança de fase (sólido-líquido, líquido-gás, etc.) a uma temperatura constante (Kahwaji et al., 2018; Navarrete et al., 2019). No armazenamento de calor termoquímico a energia térmica é armazenada baseando-se em reações químicas não isotérmicas reversíveis do meio, nas quais ligações moleculares são rompidas e reorganizadas repetidamente (Wei et al., 2018; Romaní et al., 2019). A integração de sistemas de TES em PTCs aumenta a confiabilidade de operação dessa tecnologia, possibilitando seu uso em processos que necessitam de uma demanda contínua de energia.

Outra característica importante do projeto de PTCs é o sistema de rastreamento solar. O papel desse sistema é manter o PTC em direção ao sol durante todo o dia para maximizar a produção de energia térmica (Allouhi et al., 2018a). Existem dois tipos principais de sistemas de rastreamento solar que dependem do grau de liberdade de movimento: sistema de rastreamento solar de eixo único e sistema de rastreamento solar de

eixo duplo (Nsengiyumva et al., 2018; Batayneh et al., 2019). O uso desse sistema contribui para o aumento da eficiência dos PTCs e obtenção de temperaturas mais elevadas (Halimi et al., 2018). No entanto, aumenta o custo de instalação e manutenção, assim como a complexidade de fabricação e operação (Buonomano et al., 2018). Tal fato dificulta o uso dessa tecnologia em locais que não possuem mão de obra técnica especializada, como por exemplo em áreas rurais.

Os coletores estacionários são coletores que não rastreiam o sol, ou seja, são permanentemente fixos em uma posição específica. Por não acompanharem a variação (diária e anual) da direção do raio do sol, a eficiência óptica desses sistemas é afetada (Binotti et al., 2014). Assim, esses coletores apresentam desempenho térmico inferior e alcançam menores faixas de temperaturas do que os coletores rastreados (Hafez et al., 2018a). Contudo, sistemas estacionários são capazes de reduzir consideravelmente o custo total do projeto, além de funcionarem de forma mais simples (Maatallah et al., 2018). Desta maneira, o desenvolvimento de projetos alternativos pode resultar em sistemas de operação mais simples e conseqüentemente mais acessíveis.

Para coletores solares sem sistema de rastreamento (estacionários), o ângulo de inclinação em relação ao plano horizontal afeta significativamente a radiação solar recebida pela superfície do coletor (Lv et al., 2018). Devido a importância desse parâmetro, vários estudos foram realizados em diferentes lugares do mundo, visando determinar o ângulo de inclinação ideal para coletores fixos (Le Roux, 2016; Soulayman e Hammoud, 2016; Hafez et al., 2017; Eidan et al., 2018). Não foram encontrados na literatura estudos realizados especificamente para PTCs, uma vez que tais coletores geralmente são projetados para operarem com sistema de rastreamento solar. Além disso, o ângulo de inclinação pode influenciar o coeficiente de transferência de calor de coletores que trabalham com circulação em regime de convecção natural, também denominado termossifão (Henderson et al., 2007; Azzolin et al., 2018).

Nos coletores solares de armazenamento integrado a coleta e o armazenamento térmico são integrados em uma mesma unidade e geralmente trabalham em regime de convecção natural (Davanarayanan e Murugavel, 2014; Swiatek et al., 2015). Nesses coletores a conexão entre o absorvedor e o armazenamento é feita de forma direta, o que reduz significativamente o número de componentes auxiliares necessários, simplificando a fabricação e instalação e contribuindo para reduzir o custo de instalação e manutenção (Souliotis et al., 2017; Garnier et al., 2018). Essas características fazem com que este tipo de coletor seja um dos mais indicados para áreas rurais, principalmente para aplicações de

baixa temperatura (Allouhi et al., 2018b; Harmim et al., 2019). Inúmeros trabalhos vêm sendo realizados visando melhorar o desempenho térmico desses coletores, possibilitando a obtenção de maiores faixas de temperaturas e uma revisão detalhada é apresentada por Singh et al. (2016).

A faixa operacional de média temperatura (80 – 250 °C) tem potencial para atender a uma ampla gama de aplicações industriais (Mekhilef, et al., 2011; Liu et al., 2014; Naik et al., 2017). No entanto, os coletores solares que operam nessa faixa têm sido historicamente subdesenvolvidos. Geralmente as aplicações que exigem essas temperaturas são realizadas por coletores de alta concentração operando em temperaturas abaixo do projeto, gerando gastos desnecessários (Kalogirou, 2003; Widyolar et al., 2018). Atualmente o desenvolvimento de coletores solares para atender essa faixa de temperatura vem sendo pesquisado (Kim et al., 2013; Iparraguirre et al., 2016; Hassanzadeh et al., 2018; Osório et al., 2019). Mesmo assim, estudos que considerem coletores mais robustos, de simples operação e mais acessíveis que possam ser eficientes em aplicações de média temperatura, ainda são escassos.

4 MATERIAL E MÉTODOS

4.1 Modelagem geométrica

A modelagem geométrica foi realizada conforme Kalogirou (2014). Um corte transversal esquemático do PTC, evidenciando seus principais parâmetros geométricos, é apresentado na Figura 7.

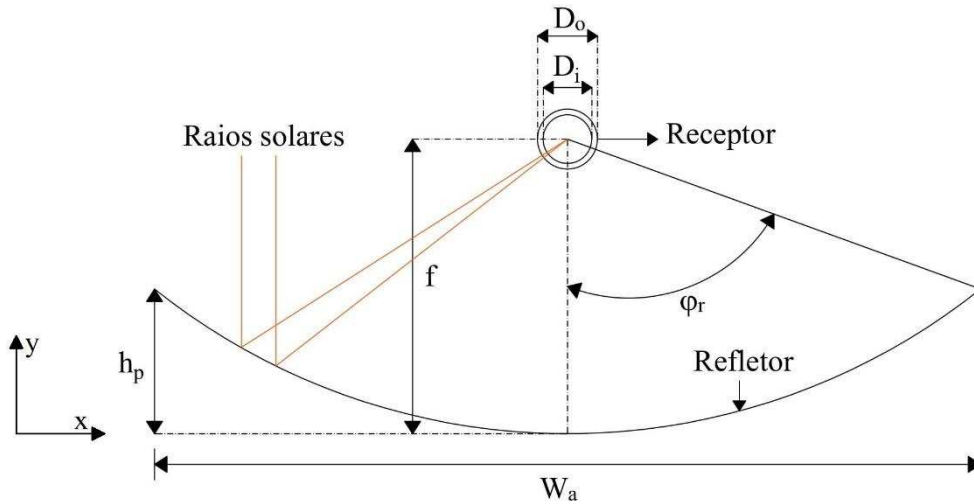


Figura 7. Corte transversal esquemático do PTC.

Fonte: (Adaptado de Kalogirou, 2014).

A equação da parábola em termos do sistema de coordenadas é demonstrada na Eq. 1.

$$y = \frac{x^2}{4f} \quad (1)$$

Em que,

x, y – Coordenadas bidimensionais da parábola (m);

f – Distância focal (m).

A abertura da parábola (W_a), a altura vertical da parábola (h_p), a área de abertura (A_a) e a área do receptor (A_r) foram calculados conforme as Eqs. 2 a 5, respectivamente. A razão de concentração (C) do PTC que é definida como a relação entre a área de abertura (A_a) e a área do receptor (A_r), pode ser observada na Eq. 6.

$$W_a = 4 f \tan\left(\frac{\phi_r}{2}\right) \quad (2)$$

$$h_p = \frac{W_a^2}{16 f} \quad (3)$$

$$A_a = W_a L_p \quad (4)$$

$$A_r = \pi D_o L_r \quad (5)$$

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad (6)$$

Em que,

- φ_r – Ângulo do aro (°);
- L_p – Comprimento do coletor (m);
- D_o – Diâmetro externo do tubo receptor (m);
- D_i – Diâmetro interno do receptor (m)
- L_r – Comprimento do tubo receptor (m).

A Tabela 1 apresenta os parâmetros geométricos e as especificações técnicas do PTC construído neste estudo. O diâmetro e o comprimento do tubo absorvedor foram escolhidos em função do modelo comercial disponível.

Tabela 1. Parâmetros geométricos e especificações técnicas do PTC.

Especificações	Símbolo	Valor
Comprimento (m)	L_p	1,700
Abertura da parábola (m)	W_a	0,800
Distância focal (m)	f	0,285
Área de abertura do coletor (m ²)	A_a	1,360
Ângulo de aro (°)	φ_r	70
Altura vertical da parábola (m)	h_p	0,140
Razão de concentração	C	4,390
Tipo do receptor	-	Tubo de vidro evacuado
Diâmetro externo do receptor (m)	D_o	0,058
Diâmetro interno do receptor (m)	D_i	0,047
Comprimento do receptor (m)	L_r	1,800
Absorbância do receptor	α_o	0,930 – 0,960
Transmitância do receptor	τ_o	0,95
Taxa de vácuo (Pa)	-	0,005

4.2 Construção do PTC e do TES

Neste estudo, o PTC foi dimensionado, projetado e construído visando reduzir a complexidade e o custo de fabricação, além de minimizar o grau de habilidade técnica necessário para sua construção e operação. Desta forma, os materiais utilizados foram escolhidos mediante sua disponibilidade comercial, resistência, peso, facilidade de manuseio, entre outras características desejáveis. A estrutura de sustentação do PTC foi construída utilizando barras metálicas de perfil retangular (30 x 30 mm²), e suas dimensões podem ser observadas na Figura 8A. A estrutura da calha parabólica foi construída em alumínio e constituía-se de um quadro feito a partir de perfis retangulares (30 x 20 mm²) no qual foram fixadas 7 nervuras parabólicas (barra chata 15 x 3 mm²) com a curvatura definida pela Eq. 1, espaçadas entre si por uma distância 0,283 m (Figura 8B).

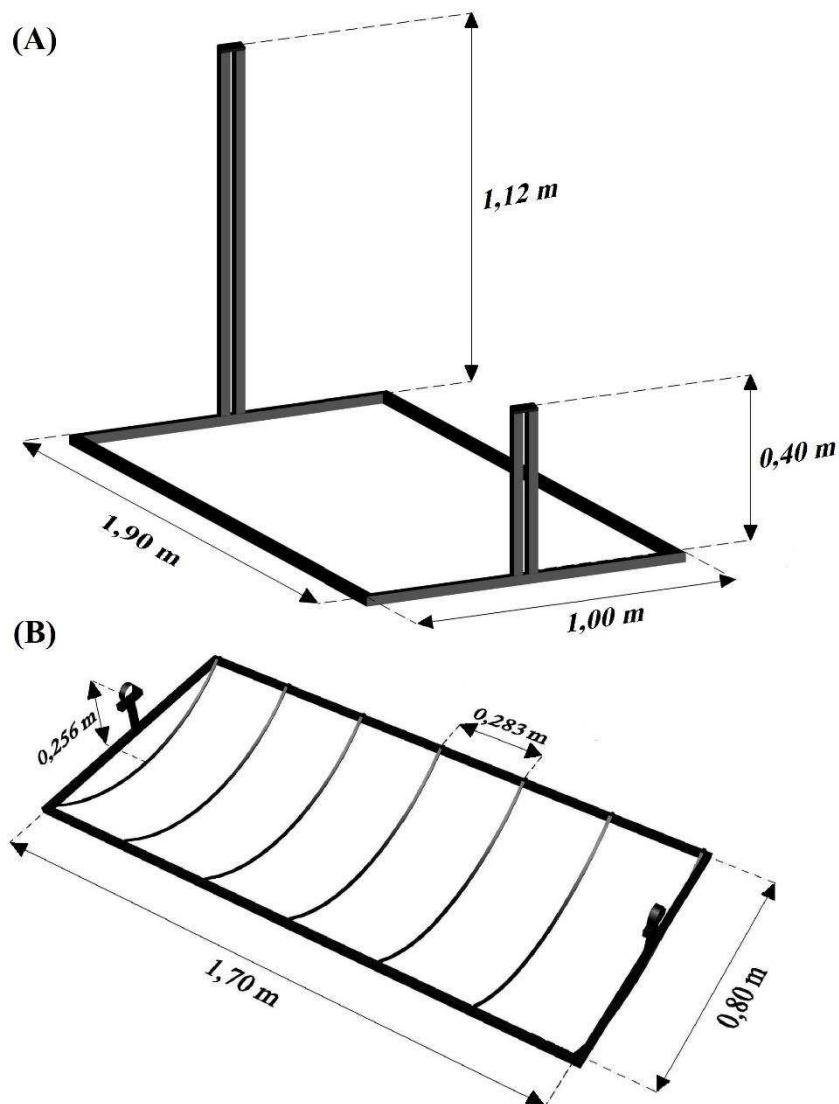


Figura 8. Dimensões das estruturas do PTC: (A) sustentação e (B) calha parabólica.

Para constituir a superfície refletora, uma chapa de aço galvanizado com dimensões de 1,70 x 0,86 m² foi fixada sobre a estrutura da calha parabólica. Visando aumentar a refletividade da superfície refletora, uma película de alta refletância ($\rho > 95\%$) foi utilizada. A alocação do tubo receptor na linha focal foi realizada por meio de dois suportes de alumínio posicionados nas extremidades da estrutura da calha parabólica. O tubo receptor foi fixado aos suportes com o auxílio de braçadeiras metálicas de 60 mm.

O TES foi constituído de um reservatório metálico, com capacidade de 15 litros. O revestimento externo consistiu de 2 camadas: lã de vidro de 25 mm e placa de poliestireno expandido de 10 mm de espessura, visando minimizar as trocas térmicas com o ambiente. Afim de evitar a deterioração devido as intempéries climáticas, utilizou-se um adesivo de envelopamento sob a última camada de isolamento (Figura 9B). O tubo receptor foi conectado diretamente ao TES por meio de uma abertura na parte inferior da lateral. A vedação da conexão entre o tubo receptor e o TES foi realizada pelo uso de um anel de vedação de silicone de 58 mm de diâmetro. Para facilitar o enchimento e a aquisição dos dados de temperatura, foram soldados conexões de latão de 3/8" em diferentes posições no TES, como pode ser observado na Figura 9A.

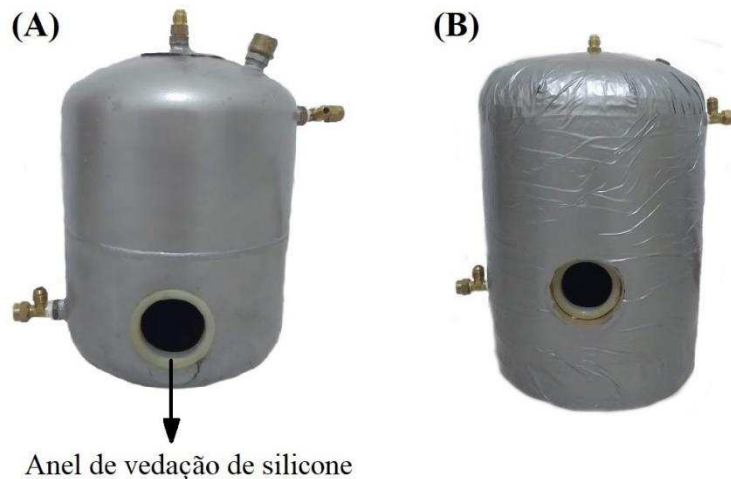


Figura 9. Reservatório térmico: (A) antes e (B) depois do isolamento.

4.3 Procedimento experimental

O experimento foi conduzido na área externa do Laboratório de Biocombustíveis, pertencente a Área de Energia do Departamento de Engenharia Agrícola do Campus da Universidade Federal de Viçosa, sediada em Viçosa – MG, localizada nas coordenadas geográficas: 20°45'00" de latitude sul, 42°56'15" de longitude oeste, e altitude de 643

metros. O clima predominante é classificado, segundo Koeppen (1948), como Cwa (Subtropical Úmido - mesotérmico) com verões quentes e úmidos, e inverno seco. Afim de reduzir a complexidade de seu funcionamento, o PTC (Figura 10) foi construído para trabalhar em modo estacionário, ou seja, sem dispositivo de rastreamento solar e para operar em regime de convecção natural (termossifão). O protótipo foi instalado voltado para o norte verdadeiro e, visando sua otimização, diferentes configurações experimentais foram testadas.



Figura 10. PTC instalado na área experimental.

Os experimentos foram realizados em diferentes etapas. Os parâmetros avaliados foram: efeito do concentrador (calha parabólica), ângulo de inclinação e HTF utilizado, respectivamente. Um fluxograma detalhado do procedimento experimental é apresentado na Figura 11. Como pode ser observado, cada etapa foi realizada utilizando a melhor configuração obtida na etapa anterior. Cada configuração foi testada por três dias consecutivos (Tabela 2), visando minimizar o efeito das variações meteorológicas diárias sobre os resultados, assim como para obter resultados sobre o ciclo de funcionamento do coletor.

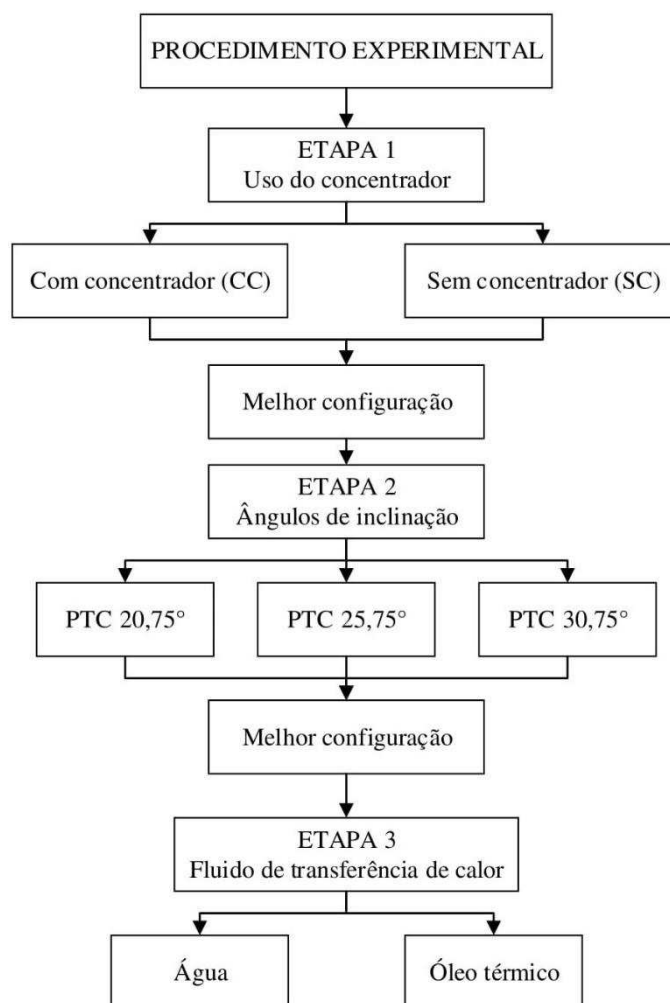


Figura 11. Fluxograma detalhado do procedimento experimental.

Tabela 2. Datas da realização dos testes experimentais.

Etapas	Configuração	Dias de teste avaliados		
		1° dia	2° dia	3° dia
1 ^a	Sem concentrador	08/01/2019	09/01/2019	10/01/2019
	Com concentrador	11/01/2019	12/01/2019	13/01/2019
2 ^a	PTC 20,75°	11/01/2019	12/01/2019	13/01/2019
	PTC 25,75°	14/01/2019	15/01/2019	16/01/2019
	PTC 30,75°	17/01/2019	18/01/2019	19/01/2019
3 ^a	Água (PTC _A)	11/01/2019	12/01/2019	13/01/2019
	Óleo térmico (PTC _O)	02/02/2019	03/02/2019	04/02/2019

Na primeira etapa o efeito do uso do concentrador foi avaliado. O coletor foi testado em duas configurações, sendo elas: com concentrador (CC) e sem concentrador

(SC). Afim de impedir a reflexão dos raios solares no tubo receptor, a superfície refletora do coletor na configuração SC, foi coberta com o auxílio de um tecido preto fosco. Para ambas as configurações desta etapa (CC e SC), o coletor foi testado com ângulo de inclinação de 20,75°. Na segunda etapa o coletor foi avaliado em três diferentes inclinações, sendo elas: 20,75°; 25,75° e 30,75°. Tais inclinações foram escolhidas conforme valores apresentados por Kalogirou (2004) e foram obtidas com o auxílio de suportes metálicos colocados na parte traseira do protótipo. Nas duas primeiras etapas avaliadas a água foi utilizada como HTF. Na terceira e última etapa, o coletor foi avaliado operando com dois tipos de HTFs, sendo eles: água e óleo térmico mineral (Lubrax extra turbo ch-4 SJ). As propriedades dos fluidos utilizados são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3. Propriedades termofísicas dos fluidos de transferência de calor.

Propriedades	Fluido de transferência de calor	
	Água	Óleo térmico
Densidade a 20 °C (kg m ⁻³)	997,00*	879,00***
Viscosidade cinemática a 40 °C (mm ² s ⁻¹)	0,66*	100,00***
Viscosidade cinemática a 100 °C (mm ² s ⁻¹)	0,29*	14,40***
Calor específico (J kg ⁻¹ K ⁻¹)	4186,00**	2121,00**

* Fox et al. (2014); ** Incropera et al. (2008); *** Fabricante.

4.4 Coleta de dados

A coleta de dados foi realizada entre os dias 08 de janeiro e 04 de fevereiro de 2019. Foram coletados dados de temperatura, radiação solar global e radiação solar difusa. As leituras foram realizadas e armazenadas a cada minuto, durante as 24 horas do dia. Devido a diferença entre as tensões de saída dos sensores de temperatura e radiação, foram utilizados dois módulos de aquisição de dados ICP CON LR-7518 e um módulo conversor serial ICP CON LR-7520 conectado ao computador, que armazenava os dados utilizando o software EZ Data Logger versão 4.6.4. Uma visão detalhada do procedimento de coleta de dados experimental é ilustrada na Figura 12.

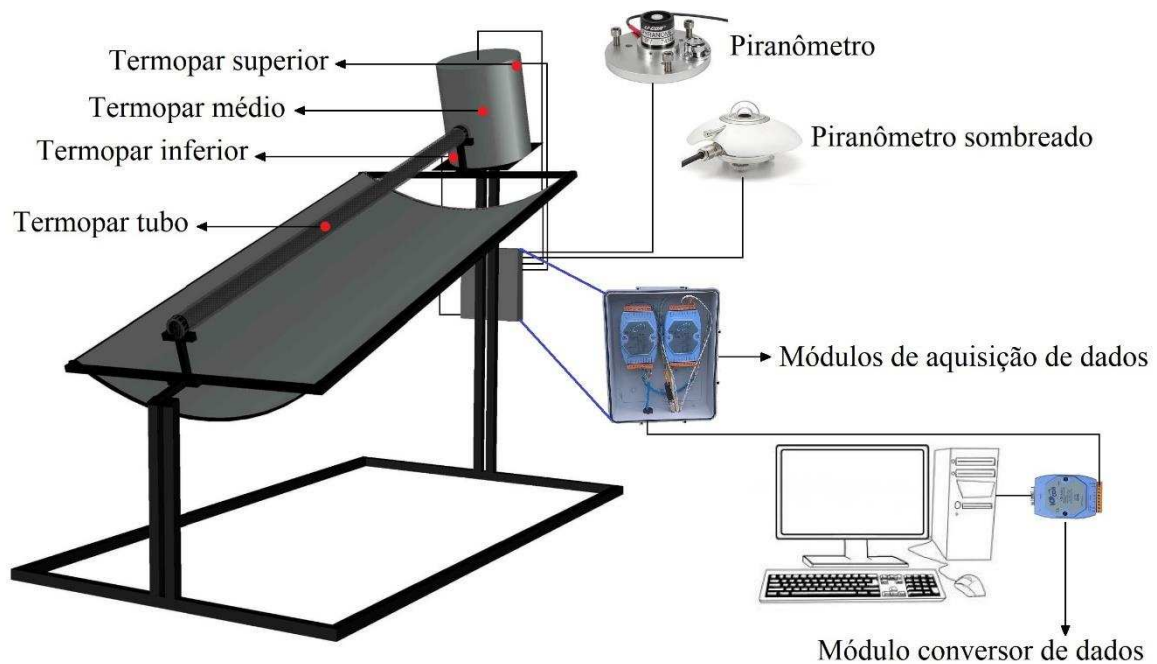


Figura 12. Esquema detalhado do protótipo com sistema de aquisição de dados experimentais.

Os dados de temperatura do HTF foram coletados utilizando quatro termopares tipo K, posicionados em três diferentes posições no TES e um no tubo receptor, conforme indicado na Figura 12. Os dados de temperatura ambiente e velocidade do vento foram obtidos junto a estação meteorológica de observação de superfície automática do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, localizada no campus da Universidade Federal de Viçosa, em Viçosa-MG.

A radiação solar global é a soma das radiações solares difusas e diretas. Muitas vezes, a radiação direta não é medida devido à aquisição e manutenção dispendiosa associada ao rastreamento solar. No entanto, pode ser calculada como a diferença entre as radiações globais e difusas (Dal Pai et al., 2016). Este procedimento foi adotado neste estudo, em que os dados de radiação solar global foram coletados utilizando um piranômetro LI-COR LI-200R (Figura 13A). A coleta de dados de radiação solar difusa foi realizada utilizando o método de sombreamento Melo-Escobedo-Oliveira (MEO), descrito por Rossi et al. (2018). Neste método, um anel de sombreamento fixo é utilizado para sombrear o piranômetro e as variações da declinação solar são compensadas pela movimentação do piranômetro em uma base abaixo do anel, como observado na Figura 13B. Um piranômetro de precisão Eppley PSP foi utilizado para medir a radiação difusa. O anel fixo foi construído com a inclinação da latitude local e a estrutura foi posicionada paralela a direção polar.



Figura 13. Medição da radiação solar: (A) global e (B) difusa.

Os valores de radiação solar difusa foram corrigidos para compensar a parcela de radiação difusa bloqueada pelo próprio anel de sombreamento. O fator de correção isotrópico (FC) foi calculado conforme a Eq. 7. A razão da radiação solar difusa medida pela radiação solar difusa interceptada pelo anel (I'^d / I^d) foi calculada usando a Eq. 8, proposta por Oliveira et al. (2002).

$$FC = \left[1 - \left(\frac{I'^d}{I^d} \right) \right]^{-1} \quad (7)$$

$$\left(\frac{I'^d}{I^d} \right) = \left(\frac{2b}{\pi R} \right) \cos(\delta) \left[\frac{\cos(L + \delta)}{\cos(L)} \right]^2 \int_0^{h_{ps}} \cos(z) dh \quad (8)$$

Em que,

- I'^d – Radiação solar difusa medida ($W m^{-2}$);
- I^d – Radiação solar difusa interceptada pelo anel de sombreamento ($W m^{-2}$);
- b – Largura do anel de sombreamento (m);
- R – Raio do anel de sombreamento (m);
- L – Latitude ($^{\circ}$);
- δ – Declinação solar ($^{\circ}$);
- h – Ângulo horário, variando do nascer ao pôr-do-sol ($^{\circ}$);
- z – Ângulo da zenital ($^{\circ}$).

O cálculo da declinação solar (δ), ângulo horário (h) e ângulo zenital (z) foram realizados utilizando as Eqs. 9, 10 e 11, respectivamente. A declinação solar (δ) é o ângulo formado entre a linha central sol-terra e a projeção dessa linha no plano equatorial. O ângulo formado entre a projeção desta linha central e a linha do equador é chamado ângulo horário (h). O ângulo zenital (z) é o ângulo formado entre os raios do sol e a vertical do local (Kalogirou, 2014).

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (9)$$

$$h = (AST - 12)15 \quad (10)$$

$$\cos(z) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \quad (11)$$

Em que,

- N – Dia do ano, isto é, o número de dias decorridos (dia);
- AST – Hora solar local corrigida (h).

4.5 Eficiência óptica

A eficiência óptica (η_o) é definida como a relação entre a energia absorvida pelo receptor e a energia incidente na abertura do coletor. A eficiência óptica depende das propriedades ópticas dos materiais envolvidos, da geometria do coletor e das várias imperfeições decorrentes da construção do coletor. Esse parâmetro foi calculado pela Eq. 12 (Kalogirou, 2014).

$$\eta_o = \rho \tau_o \alpha_o \gamma [(1 - A_f \tan(\theta)) \cos(\theta)] \quad (12)$$

Em que,

- ρ – Refletância do espelho (-);
- τ_o – Transmitância do receptor (-);
- α_o – Absorbância do receptor (-);
- γ – Fator de interceptação (-);
- A_f – Fator geométrico (-);
- θ – Ângulo de incidência ($^\circ$).

O fator geométrico (A_f) é uma medida da área de abertura do coletor devido aos efeitos anormais de incidência, incluindo bloqueios, sombras e perda da radiação refletida do espelho para fora da área do receptor. Este fator é definido como a razão entre a área

perdida e a área de abertura, como pode ser observado na Eq. 13. A perda total na área de abertura (A_1) foi calculada utilizando a Eq. 14 conforme Jeter et al. (1983).

$$A_f = \frac{A_1}{A_a} \quad (13)$$

$$A_1 = \frac{2}{3} W_a h_p + f W_a \left[1 + \frac{W_a^2}{48 f^2} \right] \quad (14)$$

O parâmetro mais complexo envolvido na determinação da eficiência óptica do PTC é o fator de interceptação (γ). Este fator é definido como a razão entre a energia interceptada pelo receptor e a energia refletida pela parábola. Seu valor depende de erros não aleatórios e aleatórios associados a superfície da parábola. Erros não aleatórios surgem na montagem ou na operação do coletor. Estes podem ser identificados como imperfeições do perfil do refletor, erros de alinhamento e erros de localização do receptor. Erros aleatórios são definidos como aqueles erros que são aleatórios por natureza e são identificados como mudanças aparentes na largura do sol (σ_{sol}) e efeitos de espalhamento causados por erros de inclinação ($\sigma_{\text{inclinação}}$) e efeitos de espalhamento associados a superfície refletora (σ_{espelho}). Os erros aleatórios foram modelados estatisticamente, determinando o desvio padrão da distribuição de energia refletida total, na incidência normal por meio da Eq. 15 (Güven e Bannerot, 1986).

$$\sigma = \sqrt{\sigma_{\text{sol}}^2 + 4 \sigma_{\text{inclinação}}^2 + \sigma_{\text{espelho}}^2} \quad (15)$$

Segundo Güven e Bannerot (1986), erros aleatórios e não aleatórios podem ser combinados com os parâmetros geométricos do receptor, razão de concentração (C), diâmetro do receptor (D_o) para compor os parâmetros de erro universais para todas as geometrias do coletor. Usando os parâmetros universais, a formulação do fator de interceptação (γ) é possível e pode ser observada na Eq. 16. Os valores dos parâmetros universais de erros aleatórios e não aleatórios (d_r , β , σ) foram estabelecidos pelos máximos valores de erros possíveis conforme relatado por Kalogirou et al. (1994).

$$\gamma = \frac{1 + \cos(\varphi_r)}{2 \sin(\varphi_r)} \int_0^{\varphi_r} \frac{\text{Erf}(M) - \text{Erf}(N)}{[1 + \cos(\varphi_f)]} d\varphi_f \quad (16)$$

Em que Erf (x) é a função de erro de Gauss e os argumentos dessa função (M e N) são calculadas pelas Eqs. 17 e 18.

$$M = \left\{ \frac{\sin(\varphi_r) [1 + \cos(\varphi_r)] [1 - 2d^* \sin(\varphi_r)] - \pi\beta^* [1 + \cos(\varphi_r)]}{\sqrt{2} \pi\sigma^* [1 + \cos(\varphi_r)]} \right\} \quad (17)$$

$$N = \left\{ - \frac{\sin(\varphi_r) [1 + \cos(\varphi_r)] [1 + 2d^* \sin(\varphi_r)] + \pi\beta^* [1 + \cos(\varphi_r)]}{\sqrt{2} \pi\sigma^* [1 + \cos(\varphi_r)]} \right\} \quad (18)$$

Em que,

- φ_f – Ângulo entre o eixo do coletor e um feixe refletido no foco (°);
- d^* – Parâmetro de erro não aleatório universal devido ao desalinhamento do receptor e erros do perfil refletor, ($d^* = d_r / D_o$) (-);
- β^* – Parâmetro de erro não aleatório universal devido a erros angulares, ($\beta^* = \beta C$) (-);
- σ^* – Parâmetro de erro aleatório universal, ($\sigma^* = \sigma C$) (-);
- d_r – Deslocamento do receptor da linha de foco (m);
- β – Ângulo do erro de desalinhamento (°).

A eficiência óptica se altera com o ângulo de incidência (θ) da irradiação solar e pode ser modelada pela Eq 19, que utiliza o modificador de ângulo de incidência (K) e a máxima eficiência óptica ($\eta_{o,max}$) que é a eficiência óptica calculada para o ângulo de incidência (θ) igual a 0 pela Eq 12. O modificador de ângulo de incidência (K) é uma função das características geométricas do PTC, bem como do ângulo de incidência (θ). Uma expressão analítica precisa para o cálculo deste parâmetro foi proposta por Gaul e Rabl (1980) e é descrita na Eq. 20.

$$\eta_o(\theta) = K(\theta) \eta_{o,max} \quad (19)$$

$$K(\theta) = \cos(\theta) - \frac{f}{L_p} \left[1 + \frac{W_a^2}{48 f^2} \right] \sin(\theta) \quad (20)$$

O ângulo de incidência (θ) é o ângulo formado entre os raios do sol e a normal da superfície. Para uma superfície estacionária inclinada voltada para o norte no hemisfério sul, o ângulo de incidência (θ) é calculado utilizando a Eq. 21 (Kalogirou, 2014).

$$\cos(\theta) = \sin(L + I) \sin(\delta) + \cos(L + I) \cos(\delta) \cos(h) \quad (21)$$

Em que,

I – Ângulo de inclinação da superfície a partir da horizontal (°).

4.6 Desempenho térmico

A eficiência instantânea (η) de um PTC pode ser definida como a razão do ganho de energia útil (Q_u) pela radiação solar disponível (Q_s) e foi calculada utilizando a Eq. 22. Para cálculo da eficiência instantânea (η) do coletor sem a presença do concentrador (calha parabólica), a área de abertura (A_a) e a radiação solar direta (G_b) presentes no denominador da Eq. 22, foram substituídas pela área do receptor (A_r) e radiação solar global (G).

$$\eta = \frac{Q_u}{Q_s} = \frac{m C_p (T_f - T_i)}{A_a G_b t} \quad (22)$$

Em que,

m – Massa do fluido (kg);
 C_p – Calor específico do fluido ($J K^{-1} kg^{-1}$);
 T_f – Temperatura final da massa de fluido (°C);
 T_i – Temperatura inicial da massa de fluido (°C);
 A_a – Área de abertura do coletor (m^2);
 G_b – Radiação solar direta incidente no plano de abertura do coletor ($W m^{-2}$);
t – Tempo (s).

Segundo Kalogirou (2014) a eficiência térmica (η_t) do PTC pode ser obtida a partir do balanço de energia em seu receptor. Desta forma, o ganho de energia útil ($Q_{u,t}$) pode ser calculado por meio da Eq. 23.

$$Q_{u,t} = F_R [G_B \eta_o A_a - A_r U_L (T_{htf} - T_a)] \quad (23)$$

Em que,

F_R – Fator de remoção (-);
 U_L – Coeficiente de perda térmica ($W m^{-2} K^{-1}$);
 T_{htf} – Temperatura média do fluido (°C);
 T_a – Temperatura ambiente (°C);

O coeficiente de perda térmica (U_L), o fator de remoção (F_R), o fator de eficiência do coletor (F') e o coeficiente global de transferência de calor (U_o) foram calculados pelas Eqs. 24, 25, 26 e 27, respectivamente.

$$U_L = \left[\frac{A_r}{(h_w + h_{r,c-a})A_g} + \frac{1}{h_{r,r-c}} \right]^{-1} \quad (24)$$

$$F_R = \frac{m C_p}{A_r U_L} \left[1 - \exp \left(- \frac{U_L F' A_r}{m C_p} \right) \right] \quad (25)$$

$$F' = \frac{U_L}{U_o} \quad (26)$$

$$U_o = \left[\frac{1}{U_L} + \frac{D_o}{h_{fi} D_i} + \frac{D_o \ln \left(\frac{D_o}{D_i} \right)}{2k} \right]^{-1} \quad (27)$$

Em que,

- A_g – Área externa do vidro de cobertura (m^2);
- h_w – Coeficiente convectivo de transferência de calor do ar ($W m^{-2} K^{-1}$);
- $h_{r,c-a}$ – Coeficiente de radiação do vidro para o ambiente ($W m^{-2} K^{-1}$);
- $h_{r,r-c}$ – Coeficiente de radiação do receptor para o vidro ($W m^{-2} K^{-1}$);
- h_{fi} – Coeficiente convectivo de transferência de calor dentro do tubo receptor ($W m^{-2} K^{-1}$);
- k – Condutividade térmica do tubo ($W m^{-1} K^{-1}$).

A eficiência térmica (η_t) do PTC pode ser obtida dividindo o ganho de energia útil ($Q_{u,t}$) pela radiação solar útil disponível (Q_s) conforme demonstrado na Eq. 28. Esta equação pode ser descrita como um modelo linear (Eq. 29), em que os parâmetros desse modelo são detalhados nas Eqs. 30, 31 e 32. A utilização desse modelo permite a determinação experimental do fator de remoção (F_R) e do coeficiente global de perda térmica (U_L).

$$\eta_t = F_R \left[\eta_o - \frac{U_L}{C} \left(\frac{T_{htf} - T_a}{G_B} \right) \right] \quad (28)$$

$$\eta_t = a + b T^* \quad (29)$$

$$a = F_R \eta_o \quad (30)$$

$$b = \left(- \frac{F_R U_L}{C} \right) \quad (31)$$

$$T^* = \left(\frac{T_{htf} - T_a}{G_B} \right) \quad (32)$$

Para um coletor operando sob condições constantes (radiação solar, velocidade do vento, temperatura, entre outras) os fatores F_R e U_L são praticamente constantes (Kalogirou, 2014). Os experimentos realizados para determinar a eficiência térmica (η_t) do PTC foram realizados para a condição de resposta óptica máxima, isto é, quando o ângulo de incidência da radiação solar é próximo a zero (Valenzuela et al., 2014). Desta maneira, os testes foram realizados ao meio dia solar, sob condições estáveis, como recomendado pelo padrão ASHRAE 93-1986. Os resultados obtidos foram dispostos em um gráfico que relaciona a eficiência térmica instantânea (Eq. 22) com o parâmetro de perda de calor (Eq. 32). A Eq. 28 representa uma linha reta nesse gráfico, onde o parâmetro “a” (Eq. 30) é a interseção da linha com o eixo da eficiência e o parâmetro “b” (Eq. 31) é a inclinação da reta.

4.7 Coeficiente global de perda térmica (U_S)

O coeficiente global de perda térmica (U_S) foi calculado segundo Souliotis et al. (2017), definido na Eq. 33. Este coeficiente representa o comportamento térmico do sistema no período de não incidência solar, considerando as perdas térmicas noturnas do sistema.

$$U_S = \left[\left(\frac{m C_p}{\Delta t} \right) \ln \left(\frac{T_{i,m} - T_{a,m}}{T_{f,m} - T_{a,m}} \right) \right] \quad (33)$$

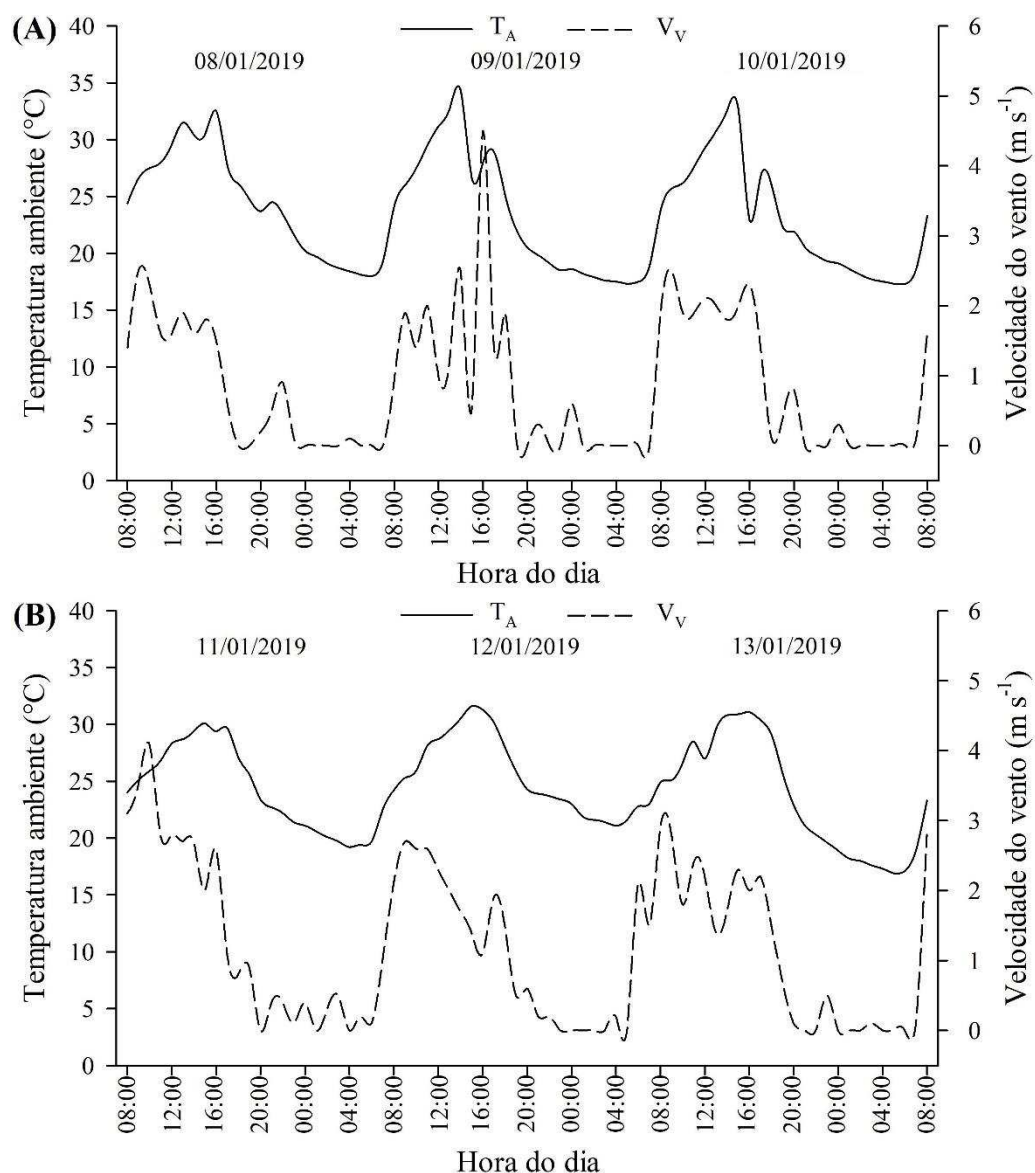
Em que,

- U_S – Coeficiente global de perda térmica ($W K^{-1}$);
- Δt – Intervalo de tempo observado (s);
- $T_{i,m}$ – Temperatura média do fluido na hora inicial ($^{\circ}C$);
- $T_{f,m}$ – Temperatura média do fluido na hora final ($^{\circ}C$);
- $T_{a,m}$ – Temperatura ambiente média durante o intervalo de tempo observado ($^{\circ}C$);

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Condições meteorológicas

As variações horárias de temperatura ambiente e velocidade do vento, assim como radiação solar global e direta para os dias de realização dos experimentos são apresentados nas Figuras 14 e 15, respectivamente. A temperatura ambiente e velocidade do vento atingem maiores valores no período de incidência solar e diminuem no período noturno, para todos os dias avaliados, como esperado. A radiação solar aumenta progressivamente ao longo das horas até atingir seu máximo entre 12:00 e 13:00 horas para a maioria dos dias avaliados. Para radiação solar direta, verificou-se uma maior variação em seu comportamento horário, que pode ser explicado possivelmente pela presença de nuvens.



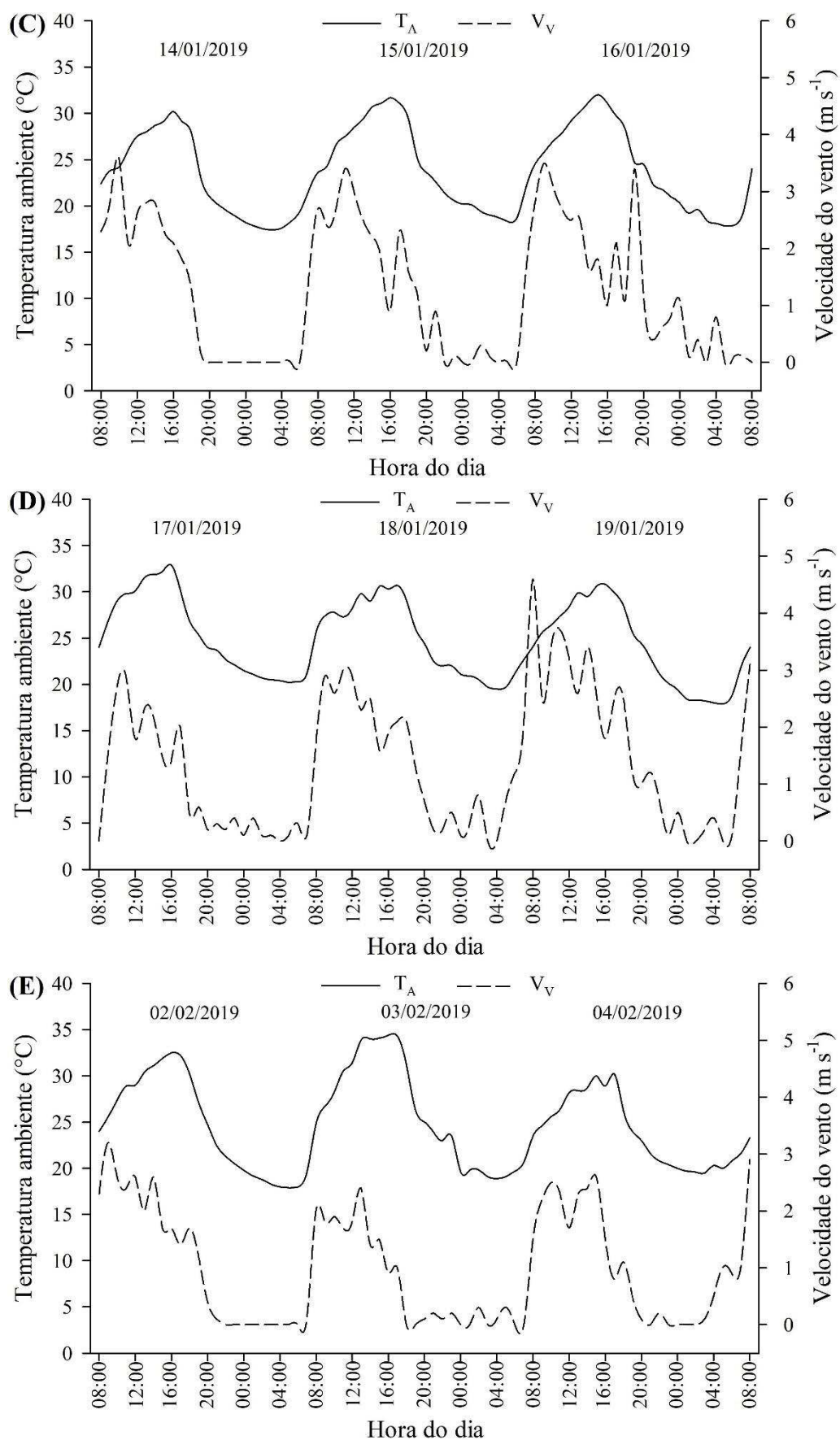


Figura 14. Temperatura ambiente (T_A) e velocidade do vento (V_V) nos dias de realização dos experimentos (A, B, C, D e E).

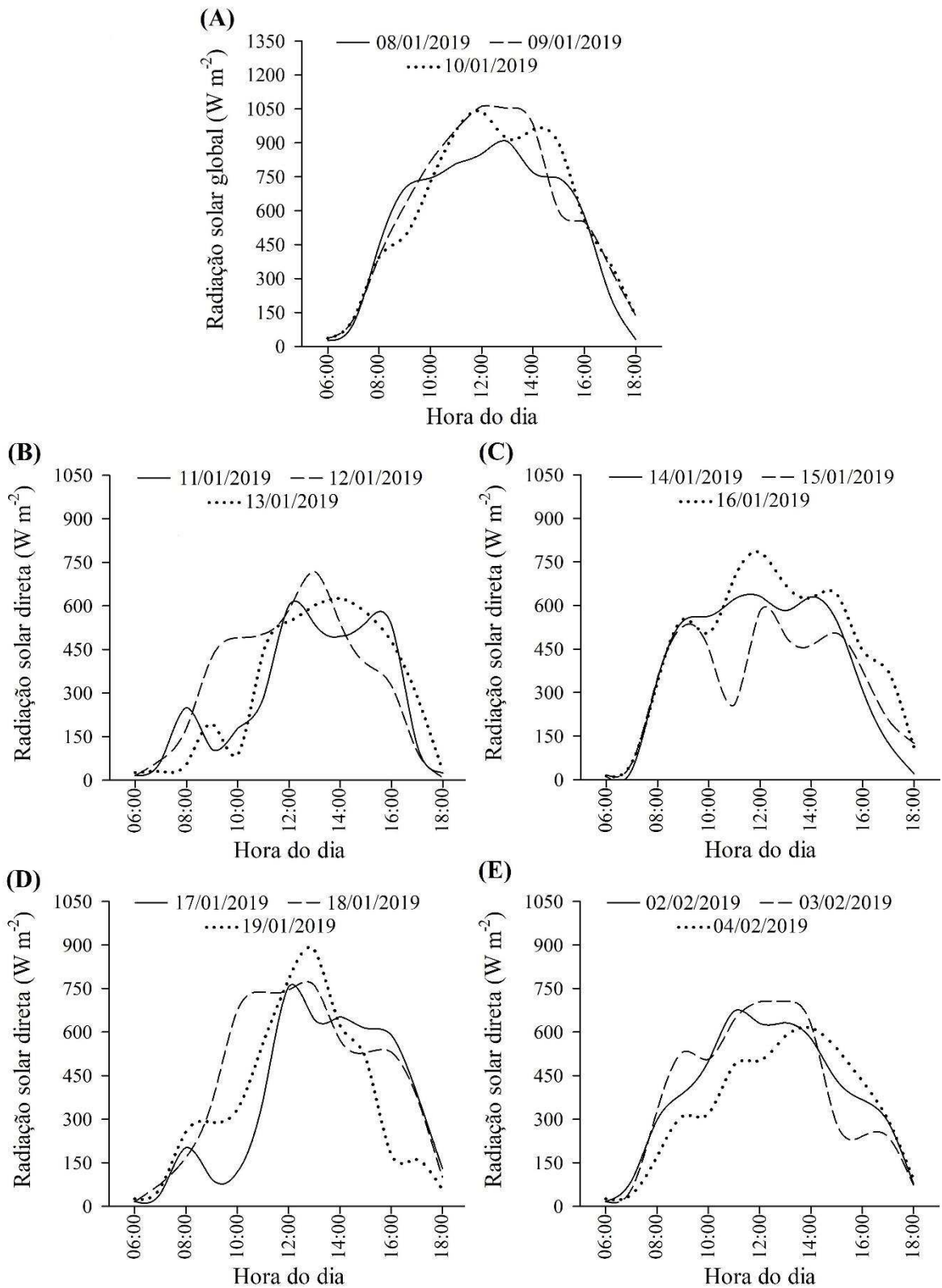


Figura 15. Radiação solar incidente horária nos dias de realização dos experimentos (A, B, C, D, e E).

5.2 Primeira etapa – uso do concentrador

Na Figura 16 estão apresentados os valores médios horários de temperatura da água para as configurações SC e CC para o período de incidência solar. O volume de água contido no coletor foi aquecido de forma homogênea, ou seja, não foi observado estratificação entre as seções superior, média e inferior do reservatório. Desta maneira, foram apresentadas apenas as temperaturas médias do reservatório (T_R) e a temperatura no interior do tubo absorvedor (T_T) ao longo das horas.

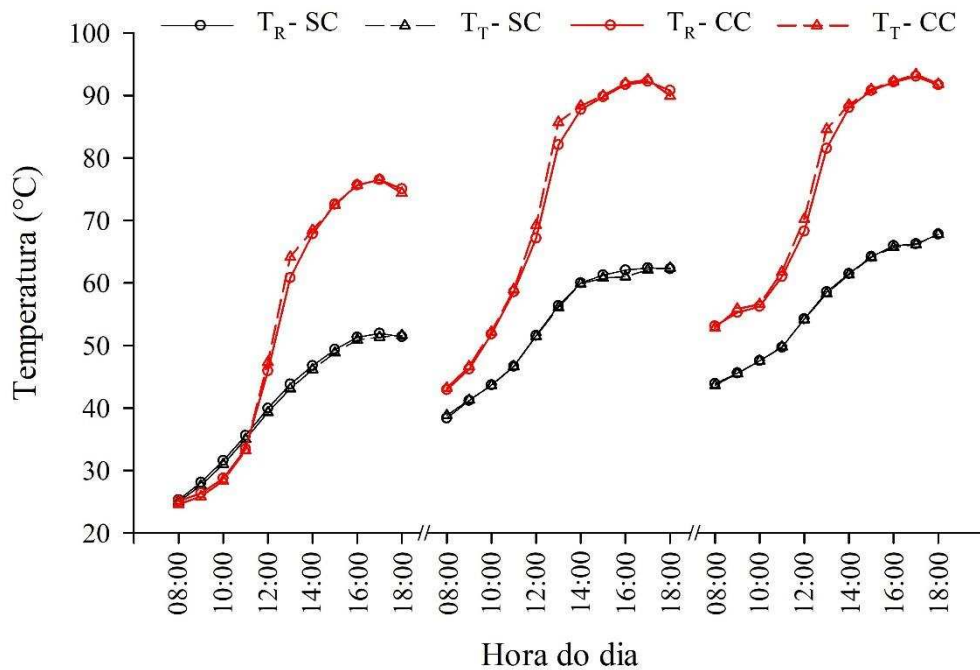


Figura 16. Temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do interior do tubo absorvedor (T_T) para as duas configurações nos dias avaliados.

Pode-se observar que para ambas as configurações, as temperaturas médias no reservatório e no tubo receptor são bem próximas e aumentam progressivamente ao longo das horas em todos os dias avaliados (Figura 16). No entanto, para a configuração CC um aumento considerável das temperaturas é observado entre 11:00 e 13:00 horas. Nesse horário a maior parte da radiação direta incidente na superfície do concentrador é efetivamente refletida para o receptor. Isto ocorre porque o ângulo de incidência assume valores mínimos, sendo muito próximo a 0 às 12:00 horas (Valenzuela et al., 2014; Ma et al., 2018). Os valores máximos das temperaturas médias do reservatório foram alcançados no último dia de teste, tanto para a configuração SC quanto para a CC, sendo elas: 66,8 e 93,0 °C, respectivamente.

Os ganhos de temperatura diários ($T_f - T_i$) observados no primeiro, segundo e terceiro dia avaliados, foram de 27,9; 24,4 e 23,2 °C para a configuração SC e 54,3; 48,6 e 40,4 °C para a configuração CC, respectivamente. Verifica-se que os maiores ganhos de temperatura ocorreram no primeiro dia de teste para ambas as configurações. Conforme pode ser observado na Eq. 23, a diferença de temperatura entre o fluido e o ambiente está diretamente relacionado as perdas térmicas do coletor. Possivelmente, estas perdas foram superiores no segundo e terceiro dia de teste, uma vez que maiores temperaturas iniciais da massa de água são observadas (Figura 16). Dessa maneira, uma maior quantidade de radiação solar incidente seria necessária para suprir tais perdas térmicas e ainda resultar no aumento do ganho de temperatura total. Isso provavelmente explica os menores ganhos de temperaturas observados no segundo e terceiro dia de teste, mesmo apresentando maiores valores de radiação solar incidente (Figura 15A e 15B). Comportamentos semelhantes foram observados por Tripanagnostopoulos e Souliotis (2004) e mais recentemente por Allouhi et al. (2018b) trabalhando com coletores de armazenamento integrado.

As eficiências instantâneas para as duas configurações durante os dias avaliados podem ser observadas na Figura 17. Os resultados foram apresentados para o período de coleta solar efetivo conforme Lv et al. (2018). As eficiências médias diárias para o primeiro, segundo e terceiro dia de teste foram de 26,7; 20,9 e 21,0 % para a configuração SC e 24,2; 18,3 e 17,4 % para a configuração CC, respectivamente. Os maiores valores de eficiência atingidas no primeiro dia de teste para as duas configurações, estão relacionados ao maior ganho de temperatura. Para a configuração CC uma maior variação dos valores de eficiência é observada, sendo o máximo valor atingido às 13:00 horas para todos os dias avaliados. Apenas nesse horário a eficiência da configuração CC supera a configuração SC. Esta variação está relacionada a variação do ângulo de incidência ao longo das horas, uma vez que o coletor opera de forma estacionária.

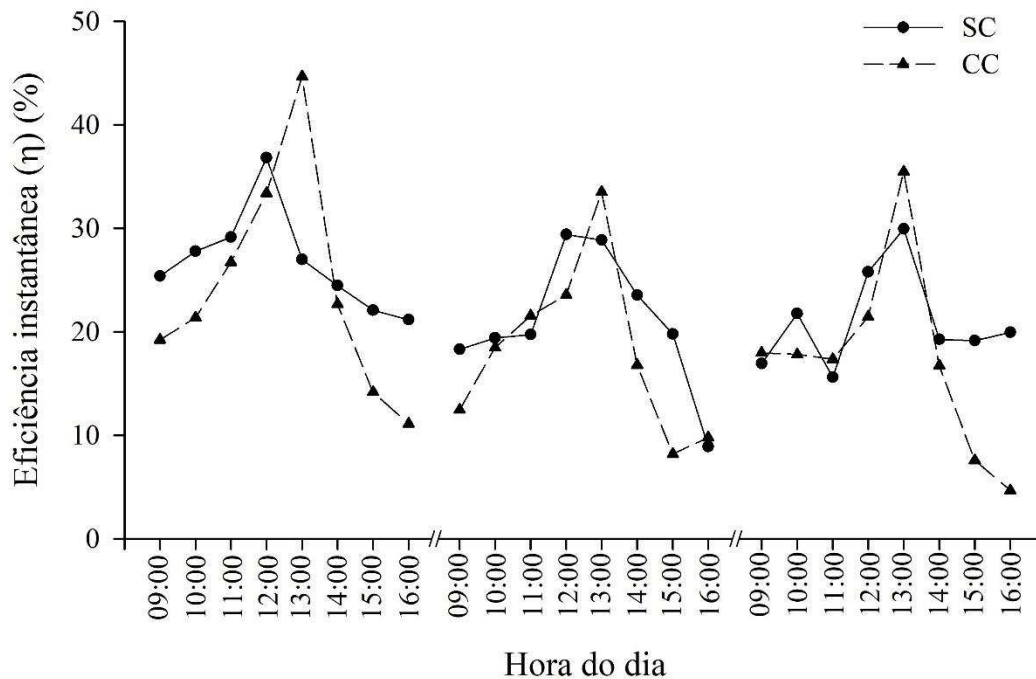


Figura 17. Eficiências instantâneas horárias para as configurações com concentrador (CC) e sem concentrador (SC) nos dias avaliados.

Ainda que o ganho de temperatura seja significativamente maior na configuração CC, as eficiências médias diárias obtidas para a configuração SC são ligeiramente superiores em todos os dias avaliados. Isto ocorre porque a área de coleta de energia para a configuração CC é cerca de 4,4 vezes superior ($1,36 \text{ m}^2$) a SC ($0,31 \text{ m}^2$). Fathy et al. (2018) obtiveram resultados similares avaliando o uso do PTC em um sistema de dessalinização. Eles verificaram que o acoplamento do PTC proporcionou um aumento de cerca de 62 % na produção de água potável no verão em relação ao sistema convencional, sem concentrador. Contudo, apesar de maior absorção de calor, o sistema com o PTC acoplado também apresentou menores eficiências devido ao tamanho área de coleta.

O ganho de energia térmica útil (calor) foi calculado para as duas configurações (Figura 18). O primeiro dia de teste de cada configuração foi escolhido, pois a radiação total solar incidente nesses dois dias apresentou valores próximos, sendo $6456,0 \text{ W m}^{-2}$ para o dia 08/01 (SC) e $6206,0 \text{ W m}^{-2}$ para o dia 11/01 (CC). Observa-se que o ganho de calor útil aumenta até atingir um pico de $328,5 \text{ kJ}$ as 12:00 horas para a configuração SC e $1120,8 \text{ kJ}$ as 13:00 hrs para a CC e logo após diminui. Isso se deve ao fato de que o ganho de energia útil é influenciado pela radiação solar incidente e, portanto, tende a seguir sua variação. Este comportamento também foi observado por Chafie et al. (2016) e Chafie et al. (2018), que investigaram o desempenho de um PTC em diferentes condições climáticas.

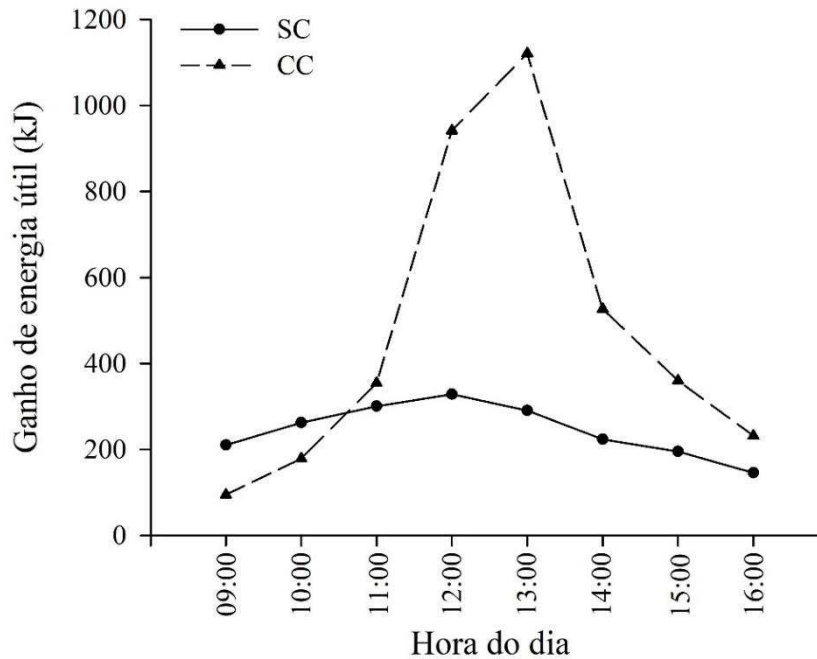


Figura 18. Ganho de energia útil horário para as com concentrador (CC) e sem concentrador (SC) no primeiro dia avaliado.

Apesar da configuração CC apresentar eficiências médias diárias moderadamente inferiores a SC, o uso do concentrador pode ser justificado quando o ganho de energia útil é considerado. O ganho de energia útil total para o dia avaliado foi de 1956,7 e 3863,5 kJ para a configuração SC e CC, respectivamente. Nota-se que o uso do concentrador promoveu um aumento de aproximadamente 97 % no ganho de energia útil total, operando sob condições solares parecidas. Desta maneira, a configuração CC pode ser utilizada em locais onde a área disponível não seja um fator limitante. Sendo assim, esta configuração foi utilizada na realização da próxima etapa experimental.

5.3 Segunda etapa – ângulos de inclinação

As temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do tubo receptor (T_T) para as inclinações $20,75^\circ$; $25,75^\circ$ e $30,75^\circ$ para os períodos de incidência solar podem ser observadas na Figura 19. Como apresentado para a primeira etapa, não foi observado estratificação térmica entre as seções do reservatório para as diferentes inclinações estudadas. As temperaturas médias do reservatório e do tubo receptor obtiveram valores próximos ao longo das horas para todas as inclinações. No entanto, uma diferença é observada entre 12:00 e 13:00 horas. Como previamente citado, neste horário a maior parte

da radiação direta incidente na superfície do concentrador é efetivamente refletida para o receptor, o que causa essa diferença.

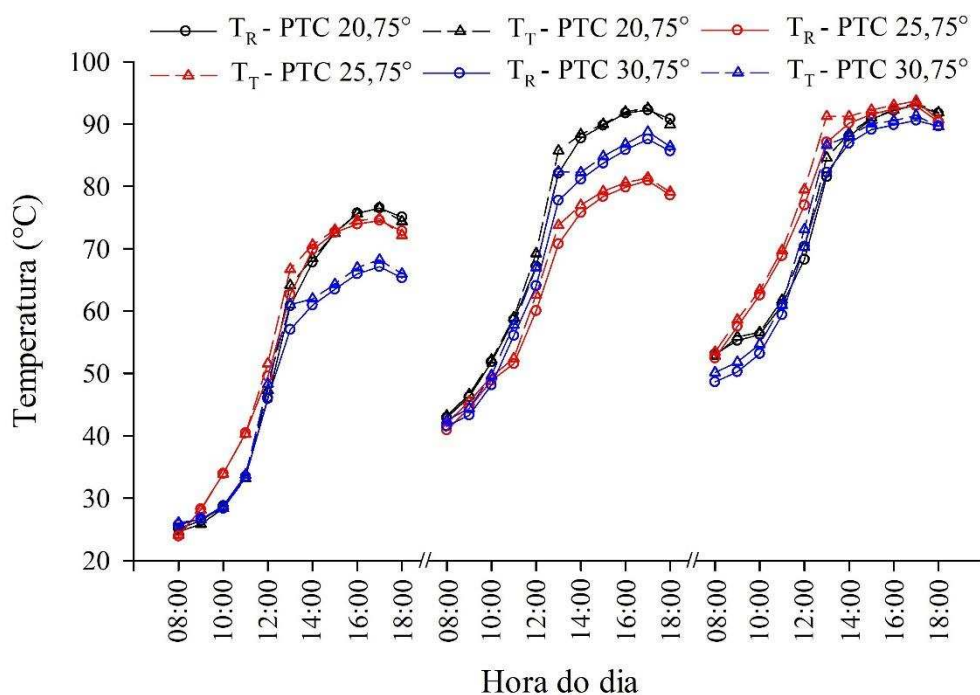


Figura 19. Temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do interior do tubo absorvedor (T_T) para as três inclinações nos dias avaliados.

O comportamento das temperaturas horárias das inclinações $25,75^\circ$ e $30,75^\circ$, foram análogos ao anteriormente apresentado pela inclinação $20,75^\circ$, ou seja, maiores taxas de variação de temperaturas foram verificadas entre 11:00 e 13:00 horas (Figura 19). As temperaturas médias do reservatório também atingiram o valor máximo no terceiro dia tanto para a inclinação $25,75^\circ$ quanto para a $30,75^\circ$, sendo elas: $92,9$ e $90,6$ $^\circ\text{C}$, respectivamente. Os ganhos de temperaturas diários observados foram de $54,3$; $48,6$ e $40,4$ $^\circ\text{C}$ para a inclinação de $20,75^\circ$; $52,5$; $41,8$ e $42,8$ $^\circ\text{C}$ para a inclinação $25,75^\circ$ e $42,2$; $46,7$ e $43,1$ $^\circ\text{C}$ para a inclinação $30,75^\circ$, no primeiro, segundo e terceiro dia avaliados, respectivamente. Nota-se que diferentemente das demais inclinações, o ganho de temperatura máximo para a inclinação de $30,75^\circ$ não foi observado no primeiro dia de teste. Possivelmente isto está relacionado a baixa incidência de radiação solar direta entre às 9:00 e 11:00 horas neste dia (Figura 15D).

A Figura 20 mostra a variação horária da eficiência óptica para as três inclinações estudadas. Pode-se observar que, para todas as inclinações, os valores de eficiência óptica aumentam gradativamente até atingirem o seu máximo às 12:00 horas e logo após

diminuem. Isto ocorre porque a eficiência óptica está diretamente relacionada ao ângulo de incidência solar (Zou et al., 2017; Mansour et al., 2018). Como o PTC é estacionário, este ângulo é influenciado pelo movimento do sol (horário e anual). Sendo assim, o ângulo de incidência assume um valor próximo à 0 às 12:00 horas, visto que nesse horário os raios solares incidem paralelamente a vertical da superfície do coletor, e aumenta proporcionalmente à medida que se afasta desse horário. O aumento do ângulo de incidência reduz a parcela de raios efetivamente refletida ao receptor, o que consequentemente causa uma redução da eficiência óptica.

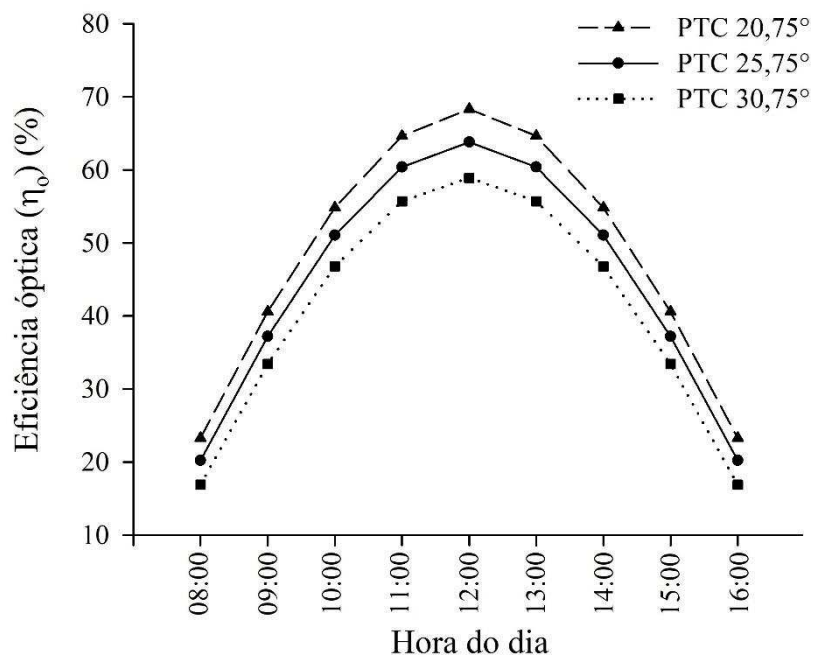


Figura 20. Eficiências ópticas horárias para as três inclinações estudadas.

As eficiências ópticas máximas obtidas para as inclinações de 20,75°; 25,75° e 30,75° foram de 68,3; 63,8 e 59,4 %, respectivamente. Essas eficiências são próximas as eficiências máximas obtidas por Jaramillo et al. (2013) e Hassanzadeh et al. (2018). Observa-se que a inclinação que apresentou os maiores valores de eficiência óptica para todos os horários avaliados foi a 20,75°. Pode-se verificar ainda que o aumento da inclinação causou um decréscimo na eficiência óptica. Isso pode estar relacionado ao fato de que, para as datas avaliadas, o aumento do ângulo de inclinação resulta no acréscimo do ângulo de incidência (Eq. 21). Além disso, os resultados obtidos por Teles et al. (2019) indicam que, para coletores estacionários, a inclinação igual a latitude pode minimizar os efeitos da declinação solar, aumentando a porcentagem de radiação solar interceptada.

As eficiências instantâneas horárias para as três inclinações nos dias avaliados, são apresentadas na Figura 21. Para todas as inclinações, a eficiência instantânea máxima foi atingida entre 12:00 e 13:00 horas nos dias avaliados. Este fato está de acordo com o maior ganho de temperatura observado nesses horários (Figura 19). Constata-se que a eficiência instantânea tende a seguir o mesmo comportamento ao longo das horas da eficiência óptica, visto que estas estão diretamente relacionadas. As eficiências médias diárias alcançadas foram de 24,2; 18,3 e 17,4 % para a inclinação 20,75°; 17,3; 16,7 e 12,6 % para a inclinação 25,75° e 17,4; 13,3 e 13,8 % para a inclinação 30,75°. A inclinação que apresentou as maiores eficiências médias diárias foi a 20,75°, sendo esta utilizada na realização da próxima etapa experimental.

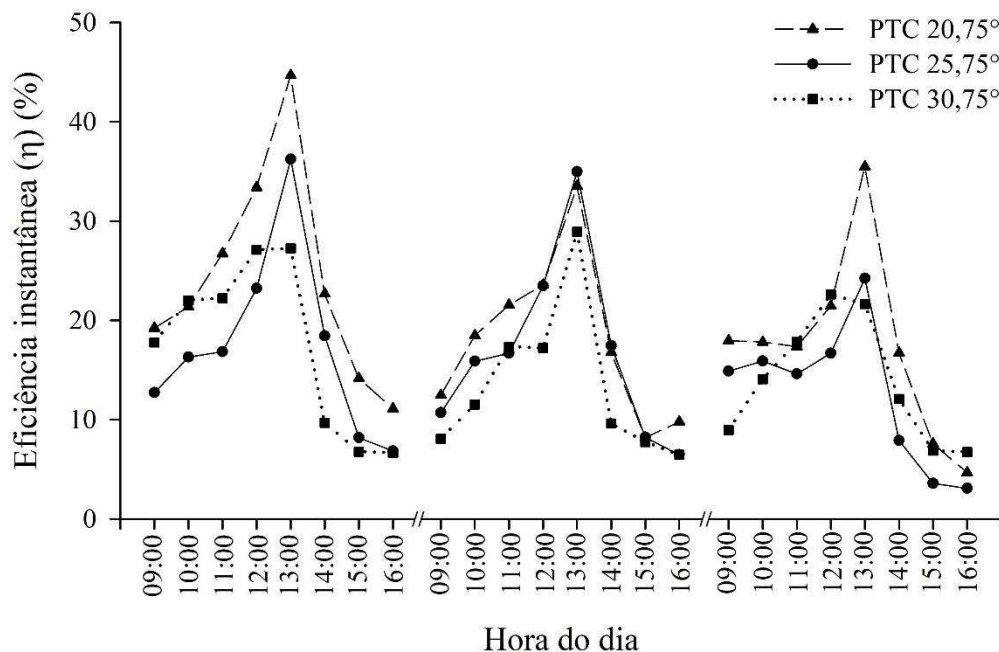


Figura 21. Eficiências instantâneas horárias para as três inclinações nos dias avaliados.

O ganho de energia útil (Q_u) para o período de incidência solar e a energia térmica dissipada (Q_L) no período de não incidência são apresentados na Tabela 4. Observa-se que os valores médios de Q_u e Q_L obtidos para cada inclinação foram semelhantes. Este fato sugere que o ângulo de inclinação não tem grande influência sobre estes parâmetros. A variação diária desses valores pode ser atribuída as variações de radiação solar direta (Figura 15B, 15C e 15D) e temperatura ambiente observadas.

Tabela 4. Temperatura média do fluido: inicial (T_i), máxima (T_m) e final (T_f), temperatura média ambiente: diurna (T_{ad}) e noturna (T_{an}), ganho de energia útil (Q_u) e energia térmica dissipada (Q_L), para as diferentes inclinações nos dias avaliados.

Configuração	Dia de teste	T_i (°C)	T_m (°C)	T_f (°C)	T_{ad} (°C)	T_{an} (°C)	Q_u (kJ)	Q_L (kJ)
PTC 20,75°	1°	25,09	76,52	42,91	27,68	21,35	3863,5	2524,8
	2°	42,91	92,22	53,08	28,48	22,89	3704,3	2940,3
	3°	53,08	93,04	55,06	28,54	19,42	3001,9	2853,1
PTC 25,75°	1°	23,88	74,55	40,91	27,00	19,26	3806,4	2527,1
	2°	40,91	80,94	52,43	28,53	20,74	3007,1	2141,7
	3°	52,43	92,90	54,32	28,81	20,37	3040,2	2898,2
PTC 30,75°	1°	25,69	67,10	41,52	29,57	21,83	3110,8	1921,6
	2°	41,52	87,56	48,65	28,71	21,70	3458,6	2923,0
	3°	48,65	90,58	52,60	28,28	20,38	3149,9	2853,1

5.4 Terceira etapa – fluido de transferência de calor

As temperatura médias horárias do reservatório (T_R) e do tubo receptor (T_T) durante os tres dias avaliados, para as configurações que utilizam água (PTC_A) e óleo térmico (PTC_O) como como HTF, são apresentadas na Figura 22.

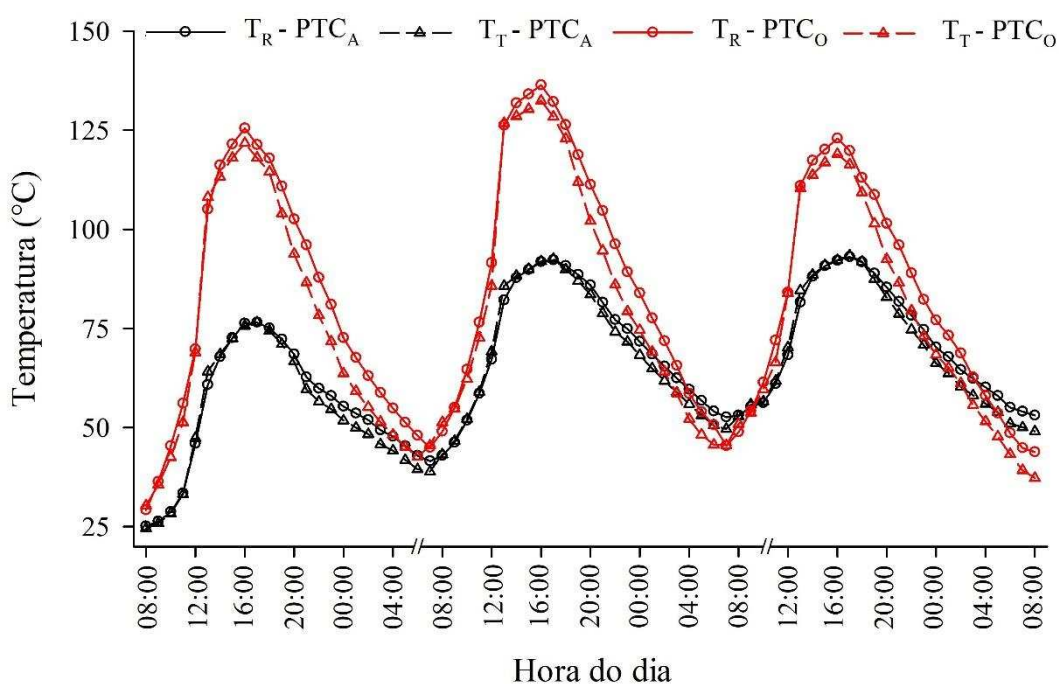


Figura 22. Temperaturas médias horárias do reservatório (T_R) e do interior do tubo absorvedor (T_T) para as duas configurações nos dias avaliados;

Pode-se observar na Figura 22 que as temperaturas médias do reservatório e do tubo receptor aumentam gradualmente no período de incidência solar e apresentam decréscimo no período noturno, para ambas os sistemas. Verifica-se que este decréscimo é mais acentuado nas temperaturas do tubo receptor. Os maiores ganhos de temperatura são observados entre 11:00 e 13:00 horas, horários onde a eficiência óptica assume seus valores máximos (Figura 20). Os ganhos de temperaturas diários observados foram de 52,5; 41,8 e 42,8 °C para o PTC_A e 99,4; 91,4 e 72,9 °C para o PTC_O, no primeiro, segundo e terceiro dia avaliados, respectivamente.

Observa-se também que grande parte da energia útil produzida durante o período de incidência solar é perdida a partir das 16:00 horas, em média. Sem a fonte de calor radiante, o calor armazenado é perdido com maior taxa devido à redução na temperatura ambiente (Figura 14). Como a energia produzida e armazenada não está sendo utilizada, o fluido é armazenado com elevadas temperaturas. Isso aumenta a diferença de temperatura entre o fluido e o ambiente resultando em maiores perdas térmicas. Pode-se observar que tanto o ganho quanto a perda de energia são mais pronunciados para o PTC_O. Como a capacidade calorífica volumétrica, produto da densidade e calor específico, do óleo térmico (1864,4 J m⁻³ K⁻¹) é consideravelmente menor do que da água (4173,4 J m⁻³ K⁻¹), este consegue armazenar uma menor quantidade de energia térmica (Conroy et al., 2018).

A Figura 23 apresenta as eficiências instantâneas horárias das duas configurações nos dias avaliados. As maiores eficiências instantâneas foram observadas as 13:00 horas para ambas as configurações, correspondendo aos maiores valores de eficiência óptica observados neste horário (Figura 20). As eficiências instantâneas médias diárias obtidas para o primeiro, segundo e terceiro dia de teste foram de 24,2; 18,3 e 17,4 % para o PTC_A e 17,5; 15,2 e 14,6 % para o PTC_O, respectivamente. Assim como para o ganho de temperatura, os maiores valores de eficiência instantânea foram observados no primeiro dia de teste, para ambas as configurações.

O PTC_A apresentou maiores eficiências instantâneas médias para todos os dias avaliados em relação ao PTC_O. As eficiências médias diárias obtidas neste estudo estão próximas às apresentadas por Ullah e Kung (2017) utilizando ar e Fathy et al. (2018) utilizando água como HTF, que obtiveram eficiências variando de 17,7 a 23,3 % e 13,1 a 23,2 %, respectivamente, para diferentes configurações de PTCs estacionários. Ainda assim, alternativas que possam proporcionar um aumento dos valores de eficiência do PTC encontradas, sem adição de muita complexidade ao sistema podem ser investigadas.

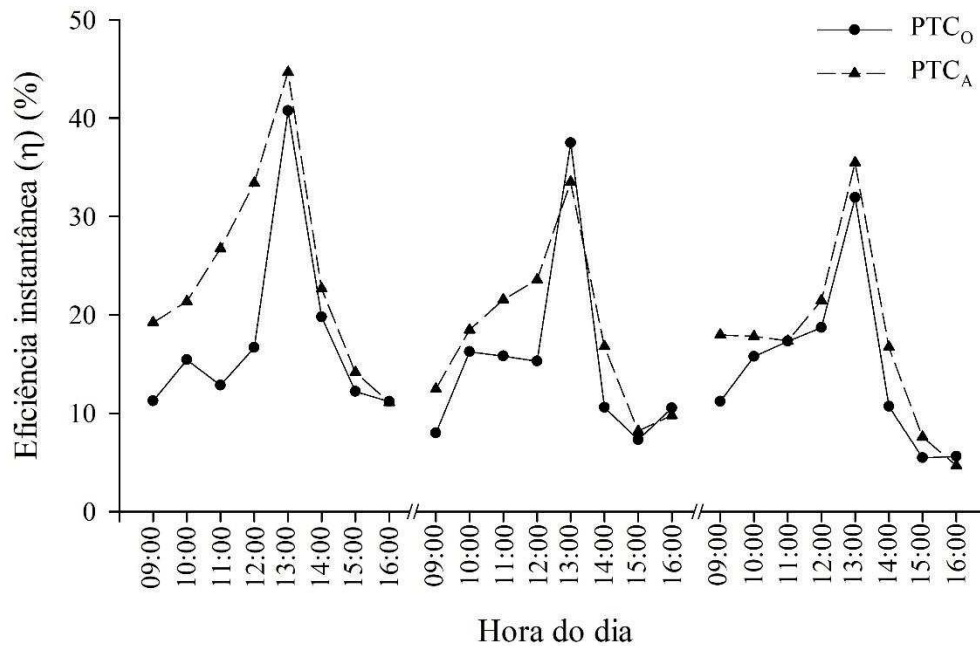


Figura 23. Eficiências instantâneas horárias para as duas configurações nos dias avaliados.

O ganho de energia útil (Q_u) durante o período de incidência solar para as duas configurações pode ser observado na Tabela 5. O maior ganho de energia útil foi observado no primeiro dia de teste, sendo 3863,5 e 3230,3 kJ, para o PTC_A e o PTC_O, respectivamente. Pode-se observar que, mesmo para menores valores de radiação solar direta (Figura 15B e 15E), o PTC_A apresentou maiores ganhos de energia útil do que o PTC_O, em todos os dias avaliados. Isso explica os maiores valores de eficiência instantâneas obtidos pelo PTC_A.

Tabela 5. Temperatura média do fluido: inicial (T_i) e final (T_f), temperatura média ambiente (T_a) e ganho de energia útil (Q_u) para o PTC_A e o PTC_O nos dias avaliados.

Configuração	Dia de teste	T_i (°C)	T_f (°C)	T_a (°C)	Q_u (kJ)
PTC _A	1°	25,09	76,52	27,70	3863,5
	2°	42,91	92,22	28,48	3704,3
	3°	53,08	93,04	28,54	3001,9
PTC _O	1°	29,18	125,44	29,38	3230,3
	2°	49,01	136,36	31,23	2931,3
	3°	48,83	122,95	27,34	2487,4

5.4.1 Desempenho térmico

As eficiências térmicas instantâneas em função do parâmetro T^* (Eq. 32) para as duas configurações são apresentadas na Figura 24. A eficiência é uma função linear de T^* . A inclinação da reta e o coeficiente linear são descritos pela Eqs. (30) e (31), respectivamente.

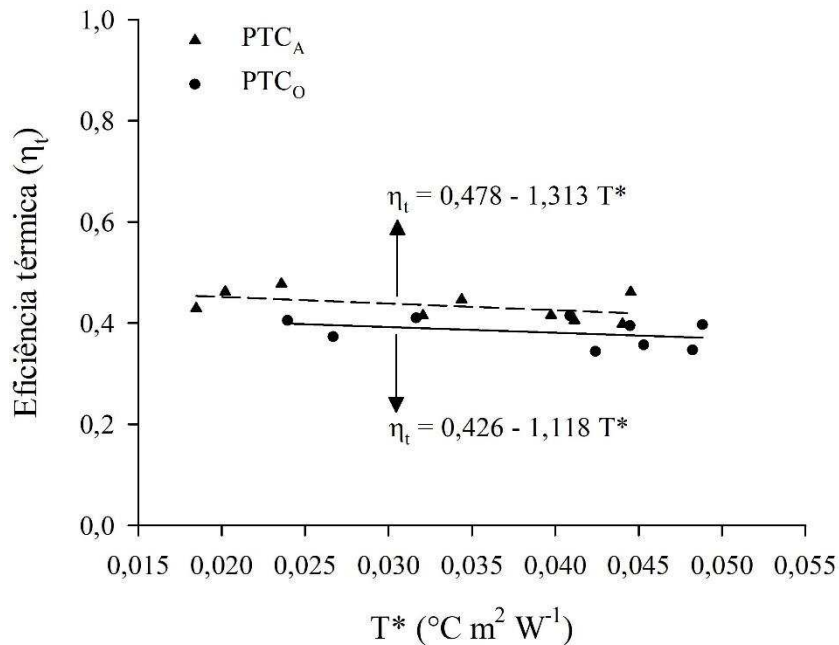


Figura 24. Eficiências térmicas instantâneas e reta ajustada em função de T^* para as duas configurações.

De acordo com as equações de eficiências térmicas ajustadas, para uma temperatura do fluido próxima a temperatura ambiente, as eficiências do PTC_A e PTC_O são de 47,8 e 42,6 %, respectivamente. Observa-se que a eficiência térmica do PTC_A é superior a do PTC_O . Estes resultados confirmam os estudos realizados por Bellos et al. (2017) e Moudakkar et al. (2019), que afirmam que a água é o fluido de trabalho mais eficiente para uma faixa de temperatura de 25 a 225 $^{\circ}\text{C}$. No entanto, a aplicação deste fluido em níveis de temperatura acima de 100 $^{\circ}\text{C}$ faz necessário a utilização de sistemas pressurizados, o que aumenta a complexidade e custo desses sistemas. Sendo assim, a utilização do óleo térmico pode ser uma alternativa para a obtenção de maiores temperaturas em sistemas mais simples, como o apresentado neste estudo. As eficiências obtidas estão de acordo com os resultados relatados na literatura, como evidenciado na Tabela 6.

Tabela 6. Comparação das eficiências térmicas do PTC.

Referências	Razão de concentração (C)	Eficiência térmica (η_t)	Eficiência óptica (η_o)	Fator de remoção (F_R)	Coefficiente de perda térmica (U_L) ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$)
Rosado Hau e Soberanis (2011)	38,8	$\eta_t = 0,054 - 0,189\ T^*$	-	-	-
Bernardo et al. (2011)	7,8	$\eta_t = 0,450 - 1,900\ T^*$	0,56	0,80	2,30
Venegas-Reyes et al. (2012)	14,9	$\eta_t = 0,561 - 2,047\ T^*$	0,60	0,94	32,56
Jaramillo et al. (2013) [PTC45]	14,9	$\eta_t = 0,351 - 2,117\ T^*$	0,48	0,73	43,09
Jaramillo et al. (2013) [PTC90]	13,3	$\eta_t = 0,613 - 2,302\ T^*$	0,70	0,88	34,98
Coccia et al. (2015)	9,3	$\eta_t = 0,658 - 0,683\ T^*$	0,67	0,98	6,42
Chafie et al. (2016)	11,8	$\eta_t = 0,551 - 0,189\ T^*$	-	-	-
Este trabalho [PTC _A]	4,4	$\eta_t = 0,478 - 1,313\ T^*$	0,68	0,69	8,24
Este trabalho [PTC _O]	4,4	$\eta_t = 0,426 - 1,118\ T^*$	0,68	0,62	7,87

5.4.2 Coeficiente global de perda térmica (U_s)

O coeficiente global de perda térmica (U_s) representa o comportamento térmico do sistema no período de não incidência solar (19:00 às 07:00 horas). Este coeficiente foi calculado pela Eq. 33 e os resultados observados nos dias avaliados para as duas configurações são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Temperatura média do fluido: inicial (T_i) e final (T_f), temperatura média ambiente (T_a), coeficiente global de perda térmica (U_s) e energia térmica dissipada (Q_L), para o PTC_A e o PTC_O nos dias avaliados.

Configuração	Dia de teste	T_i (°C)	T_f (°C)	T_a (°C)	U_s (W K ⁻¹)	Q_L (kJ)
PTC _A	1°	76,52	42,91	21,35	1,50	2524,8
	2°	92,22	53,08	22,89	1,27	2940,3
	3°	93,04	55,06	19,42	1,15	2853,1
PTC _O	1°	114,38	43,70	20,44	1,11	2371,9
	2°	125,21	46,27	21,42	1,14	2649,1
	3°	111,92	44,48	20,87	1,04	2263,2

Os coeficientes globais de perda térmica variaram entre 1,15 e 1,50 W K⁻¹ para o PTC_A e 1,04 a 1,11 W K⁻¹ para o PTC_O nos dias avaliados. Esses valores estão próximos aos encontrados por Souliotis et al. (2017) e Harmim et al. (2019), que trabalhando com coletores com armazenamento integrado, obtiveram valores de U_s variando de 1,30 a 1,70 W K⁻¹ e 2,17 a 3,12 W K⁻¹, respectivamente. Segundo Zelzouli et al. (2014) baixos valores de U_s (< 2,00 W K⁻¹) configuram sistemas de armazenamento bem isolados. Observa-se ainda que o PTC_O dissipou menos energia para o ambiente do que o PTC_A, para valores de temperatura ambiente próximos, o que pode explicar os menores valores de U_s .

5.5 Aplicações potenciais

Considerando as faixas de temperatura alcançadas neste estudo, o coletor solar de calha parabólica proposto tem potencial para produção de energia térmica para diversas aplicações agroindustriais, cujas faixas de temperaturas são apresentadas na Tabela 8 (Kalogirou, 2003; Jebasingh e Herbert, 2016; Naik et al., 2017; Sharma et al., 2017; Suresh e Rao, 2017). Ressalta-se ainda que o coletor foi projetado visando minimizar a

complexidade de construção e operação. Desta maneira, este coletor pode ser uma alternativa viável a locais onde o acesso à mão de obra técnica especializada seja restrito, como por exemplo em áreas rurais.

Tabela 8. Potenciais processos agroindustriais e faixas de temperaturas necessárias.

Indústria	Processos	Temperatura (°C)
Laticínios	Pressurização	60-80
	Esterilização	100-120
	Secagem	120-160
	Água de alimentação da caldeira	60-90
Alimentos processados	Esterilização	110-120
	Pasteurização	60-80
	Cozimento	60-90
	Branqueamento	60-90
	Secagem, desidratação	40-100
	Lavagem, limpeza	40-80
	Tratamento térmico	60-80
Papel e celulose	Cozimento, secagem	60-80
	Branqueamento	130-150
	Água de alimentação da caldeira	60-90
Subprodutos da madeira	Secagem	60-100
	Pré-aquecimento de água	60-90
	Polpa de preparação	120-160
Industria de couro	Curtimento	60-80
	Pós-curtimento	70-100

Os sistemas propostos neste estudo são indicados principalmente para regiões tropicais, visto que seu desempenho está diretamente relacionado a disponibilidade da radiação solar. Como aplicações industriais geralmente necessitam de uma demanda contínua e intermitente de energia, uma limitação à utilização do PTC nessas aplicações

pode estar relacionada a à intermitência temporal e à sazonalidade solar. No entanto, os sistemas propostos podem ser usados em conjunto com outras fontes de energia (hibridização), como por exemplo a biomassa, visando fornecer condições de operação mais seguras.

5.6 Custos

O custo total dos materiais utilizados para construção do PTC é detalhado na Tabela 9.

Tabela 9. Custo de construção do PTC.

Material	Quantidade	Custo (R\$)
Tubo evacuado 58 mm x 1800 mm	1	90,00
Anéis de vedação de silicone	1	3,90
Reservatório metálico	1	35,00
Conexões de latão 3/8"	4	36,00
Assessorios para as conexões de latão 3/8"	8	36,00
Soldagem das conexões ao reservatório	1	60,00
Braçadeiras metálicas 60 mm	2	2,00
Placas de isopor 10 x 50 x 1000 mm	2	3,00
Lã de vidro 25 x 500 x 1000 mm	1	15,00
Adesivo de envelopamento 1 x 500 x 800 mm	1	6,00
Parafusos e porcas	20	7,00
Estrutura de sustentação do coletor	1	135,00
Estrutura da calha parabólica	1	250,00
Chapa de aço galvanizado 1000 x 2000 mm	1	65,00
Adesivo refletivo 1 x 500 x 1800 mm	1	200,00
Cola epóxi	2	40,00
Tinta Spray	1	19,90
Óleo térmico 20L	1	242,00
Total – PTC_A		1003,80
Total – PTC_O		1245,80

Observa-se que os materiais utilizados podem ser facilmente encontrados e o protótipo apresenta construção simples. Uma vez instalado, o coletor é relativamente livre de custos de manutenção. Os custos com mão de obra estão relacionados principalmente à construção das estruturas de sustentação e da calha parabólica, sendo assim estão incluídos em seus preços. O custo total de construção do PTC_A e do PTC_O foi de aproximadamente R\$ 1003,80 ou R\$ 738,00/m² e R\$ 1245,00 ou R\$ 915,00/m², respectivamente. Esses valores são inferiores aos apresentados por Coccia et al. (2015) e Chafie et al. (2016), sendo R\$ 1660,00/m² e R\$ 1630,00/m², respectivamente.

6 CONCLUSÕES

Neste estudo, um coletor solar de calha parabólica estacionário com sistema de armazenamento integrado foi desenvolvido. Visando sua otimização, diferentes configurações foram avaliadas.

O uso do concentrador promoveu maior ganho de energia útil e possibilitou que temperaturas mais altas fossem atingidas (93,0 °C). No entanto, apresentou eficiências instantâneas inferiores quando comparado ao coletor sem concentrador.

A inclinação de 20,75° (latitude local) proporcionou maior eficiência óptica e consequentemente maior eficiência instantânea média para os dias avaliados, sendo estas 68,3 % e 20 %, respectivamente. O ângulo de inclinação não teve influência significativa no ganho de energia útil e energia térmica dissipada para os dias avaliados.

As eficiências térmicas máximas do PTC_A e PTC_O foram de 47,8 e 42,6 %, respectivamente, estando de acordo com as eficiências apresentadas na literatura. O ganho de energia útil médio do PTC_A foi aproximadamente 22% superior ao PTC_O nos dias avaliados. Contudo, a utilização do óleo térmico possibilitou o alcance de maiores temperaturas (136,4 °C) pelo sistema proposto.

Os coeficientes globais de perda de calor para os sistemas variaram entre 1,15 e 1,50 W C⁻¹ para o PTC_A e 1,04 a 1,11 W C⁻¹ para o PTC_O nos dias avaliados, demonstrando que o isolamento do sistema foi satisfatório.

O protótipo proposto foi construído com materiais amplamente disponíveis e apresenta simples construção e operação. O custo de fabricação neste estudo apresentou valores inferiores aos encontrados para PTC com sistemas de rastreamento e bombeamento.

Sendo assim, o PTC proposto configura-se como uma alternativa viável para diversas aplicações agroindustriais de média temperatura, onde alta eficiência não é necessária e a facilidade de operação é importante. Além dos benefícios econômicos, a utilização do sistema proposto contribui para redução dos impactos ambientais.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abbas, R., Sebastián, A., Montes, M.J., Valdés, M. Optical features of linear Fresnel collectors with different secondary reflector technologies. **Applied Energy**, v.232, p.386-397, 2018.

Abdulhamed, A.J., Adam, N.M., Ab-Kadir, M.Z.A., Hairuddin, A.A. Review of solar parabolic-trough collector geometrical and thermal analyses, performance, and applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.91, p.822-831, 2018.

Abdullah, A.S., Essa, F.A., Omara, Z.M., Bek, M.A. Performance evaluation of a humidification-dehumidification unit integrated with wick solar stills under different operating conditions. **Desalination**, v.441, p.52-61, 2018.

Abro, K.A., Memon, A.A., Abro, S.H., Khan, I., Tlili, I. Enhancement of heat transfer rate of solar energy via rotating Jeffrey nanofluids using Caputo–Fabrizio fractional operator: An application to solar energy. **Energy Reports**, v.5, 41-49, 2019.

Ahmed, A., Khalid, M. A review on the selected applications of forecasting models in renewable power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.100, p.9-21, 2019.

Ali, B. Comparative assessment of the feasibility for solar irrigation pumps in Sudan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p.413-420, 2018.

Allouhi, A., Ait Msaad, A., Benzakour Amina, M., Saidur, R., Mahdaoui, M., Kousksou, T., Pandey, A.K., Jamil, A., Moujibi, N., Benbassou, A. Optimization of melting and solidification processes of PCM: Application to integrated collector storage solar water heaters (ICSSWH). **Solar Energy**, v.171, p.562-570, 2018b.

Allouhi, A., Benzakour Amine, M., Kousksou, T., Jamil, A., Lahrech, K. Yearly performance of low-enthalpy parabolic trough collectors in MENA region according to different sun-tracking strategies. **Applied Thermal Engineering**, v.128, p.1404-1419, 2018a.

Al-Othman, A., Tawalbeh, M., El Haj Assad, M., Alkayyali, T., Eisa, A. Novel multi-stage flash (MSF) desalination plant driven by parabolic trough collectors and a solar pond: A simulation study in UAE. **Desalination**, v.443, p.237-244, 2018.

Al-Sulaiman, F.A., Zubair, M.I., Atif, M., Gandhidasan, P., Al-Dini, A.S., Antar, M.A. Humidification dehumidification desalination system using parabolic trough solar air collector. **Applied Thermal Engineering**, v.75, p.809-816, 2015.

Al-Tameemi, M.A., Chukin, V.V. Global water cycle and solar activity variations. **Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics**, v.142, p.55-59, 2016.

Alvarez-Herranz, A., Balsalobre-Lorente, D., Shahbaz M., Cantos, J. M. Energy innovation and renewable energy consumption in the correction of air pollution levels. **Energy Policy**, v.105, p.386-397, 2017.

Amudam, Y., Chandramohan, V.P. Influence of thermal energy storage system on flow and performance parameters of solar updraft tower power plant: A three dimensional numerical analysis. **Journal of Cleaner Production**, v.207, p.136-152, 2019.

ANSI/ASHRAE 93–1986 (RA 91). Methods of testing to determine the thermal performance of solar collectors. **American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers**, Inc. 1991, 45p.

Ashley, T., Carrizosa, E., Fernández-Cara, E. Heliostat field cleaning scheduling for Solar Power Tower plants: A heuristic approach. **Applied Energy**, v.235, p.653-660, 2019.

Azzolin, M., Mariani, A., Moro, L., Tolotto, A., Toninelli, P., Del Col, D. Mathematical model of a thermosyphon integrated storage solar collector. **Renewable Energy**, v.128, p.400-415, 2018.

Balghouti, M., Trabelsi, S.E., Amara, A.B., Ali, A.B.H., Guizani, A. Potential of concentrating solar power (CSP) technology in Tunisia and the possibility of interconnection with Europe. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.56, p.1227-1248, 2016.

Bataineh, K.M. Optimization analysis of solar thermal water pump. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.55, p.603-613, 2016.

Batayneh, W., Bataineh, A., Soliman, I., Hafees, S.A. Investigation of a single-axis discrete solar tracking system for reduced actuators and maximum energy collection. **Automation in Construction**, v.98, p.102-109, 2019.

Batuecas, E., Mayo, C., Díaz, R., Pérez, F.J. Life Cycle Assessment of heat transfer fluids in parabolic trough concentrating solar power technology. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v.171, p.91-97, 2017.

Bellos, E., Mathioulakis, E., Papanicolaou, E., Belessiotis, V. Experimental investigation of the daily performance of an integrated linear Fresnel reflector system. **Solar Energy**, v.167, p.220-230, 2018b.

Bellos, E., Tzivanidis, C. Alternative designs of parabolic trough solar collectors. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.71, p.81-117, 2019.

Bellos, E., Tzivanidis, C. Multi-criteria evaluation of a nanofluid-based linear Fresnel solar collector. **Solar Energy**, v.163, p.200-214, 2018a.

Bellos, E., Tzivanidis, C. Parametric analysis and optimization of a cooling system with ejector-absorption chiller powered by solar parabolic trough collectors. **Energy Conversion and Management**, v.168, p.329-342, 2018b.

Bellos, E., Tzivanidis, C., Antonopoulos, K.A. A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors. **Applied Thermal Engineering**, v.114, p.374-386, 2017.

Bellos, E., Tzivanidis, C., Tsimpoukis, D. Enhancing the performance of parabolic trough collectors using nanofluids and turbulators. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.91, p.358-375, 2018a.

Bellos, E., Tzivanidis, C., Tsimpoukis, D. Thermal, hydraulic and exergetic evaluation of a parabolic trough collector operating with thermal oil and molten salt based nanofluids. **Energy Conversion and Management**, v.156, p.388-402, 2018c.

Bernardo, L.R., Perers, B., Håkansson, H., Karlsson, B. Performance evaluation of low concentrating photovoltaic/thermal systems: A case study from Sweden. **Solar Energy**, v.85, p.1499-1510, 2011.

Binotti, M., Manzolini, G., Zhu, G. An alternative methodology to treat solar radiation data for the optical efficiency estimate of different types of collectors. **Solar Energy**, v.110, p.807-817, 2014.

Bioucas, F.E.B., Vieira, S.I.C., Lourenço, M.J.V., Santos, F.J.V., Nieto de Castro, C.A. Performance of heat transfer fluids with nanographene in a pilot solar collector. **Solar Energy**, v.172, p.171-176, 2018.

Bлага, R., Sabadus, A., Stefu, N., Dughir, C., Paulescu, M., Badescu, V. A current perspective on the accuracy of incoming solar energy forecasting. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.70, p.119-144, 2019.

Borunda, M., Jaramillo, O.A., Dorantes, R., Reyes, A. Organic Rankine Cycle coupling with a Parabolic Trough Solar Power Plant for cogeneration and industrial processes. **Renewable Energy**, v.86, p.651-663, 2016.

Bouhal T., Agrouaz, Y., Kousksou, T., Allouhi, A., El Rhafiki, T., Jamil A., Bakkas, M. Technical feasibility of a sustainable Concentrated Solar Power in Morocco through an energy analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p. 1087-1095, 2018.

Buonomano, A., Calise, F., Palombo, A. Solar heating and cooling systems by absorption and adsorption chillers driven by stationary and concentrating photovoltaic/thermal solar collectors: Modelling and simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, p.1874-1908, 2018.

Cabeza, L.F., Solé, A., Fontanet, X., Barreneche, C., Jové, A., Gallas, M., Prieto, C., Fernández, A. I. Thermochemical energy storage by consecutive reactions for higher efficient concentrated solar power plants (CSP): Proof of concept. **Applied Energy**, v.185, 2017.

Carballo, J.A., Bonilla, J., Berenguel, M., Palenzuela, P. Parabolic trough collector field dynamic model: Validation, energetic and exergetic analyses. **Applied Thermal Engineering**, v.148, p.777-786, 2019.

Chafie, M., Ben Aissa, M.F., Bouadila, S., Balghouthi, M., Farhat, A., Guizani, A. Experimental investigation of parabolic trough collector system under Tunisian climate: Design, manufacturing and performance assessment. **Applied Thermal Engineering**, v.101, p.273-283, 2016.

Chafie, M., Ben Aissa, M.F., Guizani, A. Energetic end exergetic performance of a parabolic trough collector receiver: An experimental study. **Journal of Cleaner Production**, v.171, p.285-296, 2018.

Chirino, H., Xu, B., Xu, X., Guo, P. Generalized diagrams of energy storage efficiency for latent heat thermal storage system in concentrated solar power plant. **Applied Thermal Engineering**, v.129, p. 1595-1603, 2018.

Coccia, G., Di Nicola, G., Sotte, M. Design, manufacture, and test of a prototype for a parabolic trough collector for industrial process heat. **Renewable Energy**, v.74, p.727-736, 2015.

Conrado, L.S., Rodriguez-Pulido, A., Calderón, G. Thermal performance of parabolic trough solar collectors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.67, p.1345-1359, 2017.

Conroy, T., Collins, M.N., Fisher, J., Grimes, R. Thermohydraulic analysis of single phase heat transfer fluids in CSP solar receivers. **Renewable Energy**, v.129, p.150-167, 2018.

Coventry, J., Andraka, C. Dish systems for CSP. **Solar Energy**, v.152, p.140-170, 2017.

Dal Pai, A., Escobedo, J.F., Dal Pai, E., de Oliveira, A.P., Soares, J.R., Codato, G. MEO shadowing method for measuring diffuse solar irradiance: Corrections based on sky cover. **Renewable Energy**, v.99, p754-763, 2016.

Daneshazarian, R., Cuce, E., Cuce, P. M., Sher, F. Concentrating photovoltaic thermal (CPVT) collectors and systems: Theory, performance assessment and applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p.473-492, 2018.

Del Río, P., Peñasco, C., Mir-Artigues, P. An overview of drivers and barriers to concentrated solar power in the European Union. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p.1019-1029, 2018.

Devanarayanan, K., Murugavel, K.K. Integrated collector storage solar water heater with compound parabolic concentrator - Development and progress. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.39, p.51-54, 2014.

Dizaji, H.B., Hosseini, H. A review of material screening in pure and mixed-metal oxide thermochemical energy storage (TCES) systems for concentrated solar power (CSP) applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.98, p.9-26, 2018.

Dranka, G.G., Ferreira, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. **Energy**, v.164, p.496-511, 2018.

Drosou, V., Kosmopoulos, P., Papadopoulos, A. Solar cooling system using concentrating collectors for office buildings: A case study for Greece. **Renewable Energy**, v.97, p.697-708, 2016.

Eidan, A.A., AlSahlani, A., Ahmed, A.Q., Al-fahham, M., Jalil, J.M. Improving the performance of heat pipe-evacuated tube solar collector experimentally by using Al₂O₃ and CuO/acetone nanofluids. **Solar Energy**, v.173, p.780-788, 2018.

El Ghazzani, B., Martinez Plaza, D., Ait El Cadi, R., Ihlal, A., Abnay, B., Bouabid, K. Thermal plant based on parabolic trough collectors for industrial process heat generation in Morocco. **Renewable Energy**, v.113, p.1261-1275, 2017.

Elbahjaoui, R., El Qarnia, H. Performance evaluation of a solar thermal energy storage system using nanoparticle-enhanced phase change material. **International Journal of Hydrogen Energy**, v.44, 2013-2028, 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco energético nacional**, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 17, jan., 2019.

Fang, J., Liu, Q., Liu, T., Lei, J., Jin, H. Thermodynamic evaluation of a distributed energy system integrating a solar thermochemical process with a double-axis tracking parabolic trough collector. **Applied Thermal Engineering**, v.145, p.541-551, 2018.

Farges, O., Bézian, J.J., El Hafi, M. Global optimization of solar power tower systems using a Monte Carlo algorithm: Application to a redesign of the PS10 solar thermal power plant. **Renewable Energy**, v.119, p.345-353, 2018.

Farjana, S. H.; Huda, N.; Mahmud, P.; Saidur, R. Solar process heat in industrial systems – A global review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, p.2270-2286, 2018.

Fathy, M., Hassan, H., Salem Ahmed, M. Experimental study on the effect of coupling parabolic trough collector with double slope solar still on its performance. **Solar Energy**, v.163, p.54-61, 2018.

Fernández-González, D., Ruiz-Bustinza, Í., González-Gasca, C., Piñuela Noval, J., Mochón-Castaños, J., Sancho-Gorostiaga, J., Verdeja, L.F. Concentrated solar energy applications in materials science and metallurgy. **Solar Energy**, v.170, p.520-540, 2018.

Ferreira, A., Kunh, S.S., Fagnani, K.C., Souza, T.A., Tonezer, C., Santos, G.R., Coimbra-Araújo, C.H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p.181-191, 2018.

Fitriaty, P., Shen, Z. Predicting energy generation from residential building attached Photovoltaic Cells in a tropical area using 3D modeling analysis. **Journal of Cleaner Production**, v.195, p.1422-1436, 2018.

Fuqiang, W., Ziming, C., Jianyu, T., Yuan, Y., Yong, S., Linhua, L. Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.79, p.1314-1328, 2017.

Garnier, C., Muneer, T., Currie, J. Numerical and empirical evaluation of a novel building integrated collector storage solar water heater. **Renewable Energy**, v.126, p.281-295, 2018.

Gaul, H., Rabl, A. Incidence-angle modifier and average optical efficiency of parabolic trough collectors. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 102, p.16-21, 1980.

Ghaith, F.A., Razzaq, H.-U.-H. Performance of solar powered cooling system using Parabolic Trough Collector in UAE. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v.23, p.21-23, 2017.

Gomes, P.V., Knak Neto, N., Carvalho, L., Sumaili, J., Saraiva, J.T., Dias, B.H., Miranda, V., Souza, S.M. Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues. **Energy Policy**, v.115, p.199-206, 2018.

Gonzalez-Roubaud, E., Pérez-Osorio, D., Prieto, C. Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: steam vs. molten salts. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.80, p.133-148, 2017.

Good, P., Ambrosetti, G., Pedretti, A., Steinfeld, A. A 1.2 MW_{th} solar parabolic trough system based on air as heat transfer fluid at 500 °C — Engineering design, modelling, construction, and testing. **Solar Energy**, v.139, p.398-411, 2016.

Gu, X., Taylor, R.A., Li, Q., Scott, J.A., Rosengarten, G. Thermal analysis of a micro solar thermal collector designed for methanol reforming. **Solar Energy**, v.113, p.189-198, 2015.

Guney, M.S. Solar power and application methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.57, p.776-785, 2016.

Guo, J., Huai, X., Cheng, K. The comparative analysis on thermal storage systems for solar power with direct steam generation. **Renewable Energy**, v.115, p.217-225, 2018.

Güven, H.M., Bannerot, R.B. Determination of error tolerances for the optical design of parabolic troughs for developing countries. **Solar Energy**, v.36, p.535-550, 1986.

Hafez, A.Z., Attia, A. M., Eltwab, H.S., ElKousy, A.O., Afifi, A.A., Abdelhamid, A.G., Abdelqader, A.N., Fateen, S-E.K., El-Metwally, K.A., Soliman, A., Ismail, I.M. Design analysis of solar parabolic trough thermal collectors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, p.1215-1260, 2018a.

Hafez, A.Z., Soliman, A., El-Metwally, K.A., Ismail, I.M. Tilt and azimuth angles in solar energy applications – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.77, p.147-168, 2017.

Hafez, A.Z., Yousef, A.M., Harag, N.M. Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.91, p.754-782, 2018b.

Halimi, M., Outana, I., El Amrani, A., Diouri, J., Messaoudi, C. Prediction of captured solar energy for different orientations and tracking modes of a PTC system: Technical feasibility study (Case study: South eastern of MOROCCO). **Energy Conversion and Management**, v.167, p.21-36, 2018.

Harmim, A., Boukar, M., Amar, M., Haida, A. Simulation and experimentation of an integrated collector storage solar water heater designed for integration into building façade. **Energy**, v.166, p.59-71, 2019.

Hassanzadeh, A., Jiang, L., Winston, R. Coupled optical-thermal modeling, design and experimental testing of a novel medium-temperature solar thermal collector with pentagon absorber. **Solar Energy**, v.173, p.1248-1261, 2018.

He, Y.-L., Wang, K., Qiu, Y., Du, B.-C., Liang, Q., Du, S. Review of the solar flux distribution in concentrated solar power: Non-uniform features, challenges, and solutions. **Applied Thermal Engineering**, v.149, p.448-474, 2019.

Henderson, D., Junaidi, H., Munir, T., Grassie, T., Currie, J. Experimental and CFD investigation of an ICSSWH at various inclinations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.11, p.1087-1116, 2007.

Hijazi, H., Mokhiamar, O., Elsamni, O. Mechanical design of a low cost parabolic solar dish concentrator. **Alexandria Engineering Journal**, v.55, p.1-11, 2016.

Hosseini, A., Banakar, A., Gorjian, S. Development and performance evaluation of an active solar distillation system integrated with a vacuum-type heat exchanger. **Desalination**, v.435, p.45-59, 2018.

IEA - International Energy Agency. **Global Energy & CO₂ Status Report 2017**. Paris: OECD/IEA, 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>>. Acesso em: 15 jan., 2019.

IEA - International Energy Agency. **Table 2.1: “World Energy Outlook 2016 – Electricity Access Database”**. 2016. Disponível em: <<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2015/WEO2016Electricity.xls>>. Acesso em: 20 jan., 2019.

INMET – Instituto nacional de meteorologia. Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática, Viçosa-MG, 2019. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas>>. Acesso em: 10, fev., 2019.

Iparraguirre, I., Huidobro, A., Fernández-García, A., Valenzuela, L., Horta, P., Sallaberry, F., Osório, T., Sanz, A. Solar Thermal Collectors for Medium Temperature Applications: A Comprehensive Review and Updated Database. **Energy Procedia**, v.91, p.64-71, 2016.

Jaramillo, O.A., Venegas-Reyes, E., Aguilar, J.O., Castrejón-García, R., Sosa-Montemayor, F. Parabolic trough concentrators for low enthalpy processes. **Renewable Energy**, v.60, p.529-539, 2013.

Jebasingh, V.K., Herbert, G.M.J. A review of solar parabolic trough collector. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.54, p.1085-1091, 2016.

Jenniches, S. Assessing the regional economic impacts of renewable energy sources - A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.93, p.35-51, 2018.

Jeter, S.M., Jarrar, D.I., Moustafa, S.A. Geometrical effects on the performance of trough collectors. **Solar Energy**, v.30, p.109-113, 1983.

Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A.A., Kim, K.-H. Solar energy: Potential and future prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, p.894-900, 2018.

Kahwaji, S., Johnson, M.B., Kheirabadi, A.C., Groulx, D., White, M.A. A comprehensive study of properties of paraffin phase change materials for solar thermal energy storage and thermal management applications. **Energy**, v.162, p.1169-1182, 2018.

Kalogirou, S. Solar thermal collectors and applications. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.30, p.231-295, 2004.

Kalogirou, S. The potential of solar industrial process heat applications. **Applied Energy**, v.76, p.337-361, 2003.

Kalogirou, S.A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. Amsterdam: Academic Press, 2nd ed. 2014, 815p.

Kalogirou, S.A., Lloyd, S., Ward, J., Eleftheriou, P. Design and performance characteristics of a parabolic-trough solar-collector system. **Applied Energy**, v.47, p.341-354, 1994.

Kannan, N., Vakeesan, D. Solar energy for future world: - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.62, p.1092-1105, 2016.

Karunathilake, H., Hewage, K., Mérida, W., Sadiq, R. Renewable energy selection for net-zero energy communities: Life cycle based decision making under uncertainty. **Renewable Energy**, v.130, p.558-573, 2019.

Kasaeian, A., Nouri, G., Ranjbaran, P., Wen, S. Solar collectors and photovoltaics as combined heat and power systems: A critical review. **Energy Conversion and Management**, v.156, p.688-705, 2018a.

Kasaeian, A., Sameti, M., Daneshazarian, R., Noori, Z., Adamian, A., Ming, T. Heat transfer network for a parabolic trough collector as a heat collecting element using nanofluid. **Renewable Energy**, v.123, p.439-449, 2018b.

Khakrah, H., Shamloo, A., Kazemzadeh Hannani, S. Exergy analysis of parabolic trough solar collectors using Al₂O₃ synthetic oil nanofluid. **Solar Energy**, v.173, p.1236-1247, 2018.

Khan, M.S., Abid, M., Ali, H.M., Amber, K.P., Bashir, M.A., Javed, S. Comparative performance assessment of solar dish assisted s-CO₂ Brayton cycle using nanofluids. **Applied Thermal Engineering**, v.148, p.295-306, 2019.

Khosravi, A., Malekan, M., Assad, M.E.H. Numerical analysis of magnetic field effects on the heat transfer enhancement in ferrofluids for a parabolic trough solar collector. **Renewable Energy**, v.134, p.54-63, 2019.

Kim, Y.S., Balkoski, K., Jiang, L., Winston, R. Efficient stationary solar thermal collector systems operating at a medium-temperature range. **Applied Energy**, v.111, p.1071-1079, 2013.

Kincaid, N., Mungas, G., Kramer, N., Wagner, M., Zhu, G. An optical performance comparison of three concentrating solar power collector designs in linear Fresnel, parabolic trough, and central receiver. **Applied Energy**, v.231, 1109-1121, 2018.

Koeppen, W. **Climatologia**: com um estúdio de los climas de la tierra. Pánuco: Fondo de cultura econômica, 1st ed. 1948, 496p.

La Rovere, E.L., Grottera, C., Wills, W. Overcoming the financial barrier to a low emission development strategy in Brazil. **International Economics**, v.155, p.61-68, 2018.

Lamidi, R.O., Jiang, L., Pathare, P.B., Wang, Y.D., Roskilly, A.P. Recent advances in sustainable drying of agricultural produce: A review. **Applied Energy**, v.233-234, p.367-385, 2019.

Le Roux, W.G. Optimum tilt and azimuth angles for fixed solar collectors in South Africa using measured data. **Renewable Energy**, v.96, p.603-612, 2016.

Li, J., Gao, G., Kutlu, C., Liu, K., Pei, G., Su, Y., Ji, J., Riffat, S. A novel approach to thermal storage of direct steam generation solar power systems through two-step heat discharge. **Applied Energy**, v.236, p.81-100, 2019.

Lin, Y., Alva, G., Fang, G. Review on thermal performances and applications of thermal energy storage systems with inorganic phase change materials. **Energy**, v.165, p.685-708, 2018.

Liu, T., Liu, Q., Xu, D., Sui, J. Performance investigation of a new distributed energy system integrated a solar thermochemical process with chemical recuperation. **Applied Thermal Engineering**, v.119, p.387-395, 2017.

Liu, Z., Tao, G., Lu, L., Wang, Q. A novel all-glass evacuated tubular solar steam generator with simplified CPC. **Energy Conversion and Management**, v.86, p.175-185, 2014.

Ludin, N.A., Mustafa, N.I., Hanafiah, M.M., Ibrahim, M.A., Asri Mat Teridi, M., Sepeai, S., Zaharim, A., Sopian, K. Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.96, p.11-28, 2018.

Luiz, E.W., Martins, F.R., Gonçalves, A.R., Pereira, E.B. Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones. **Solar Energy**, v.167, p.210-219, 2018.

Lv, Y., Si, P., Rong, X., Yan, J., Feng, Y., Zhu, X. Determination of optimum tilt angle and orientation for solar collectors based on effective solar heat collection. **Applied Energy**, v.219, p.11-19, 2018.

Ma, M., Zhao, L., Deng, S., Lin, S., Zhang, Y., Ni, J., Xu, W., Su, W. Methodology for determining the design radiation for a PTC heating system based on non-guaranteed days. **Solar Energy**, v.174, p.97-107, 2018.

Ma, Z., Yang, W.-W., Li, M.-J., He, Y.-L. High efficient solar parabolic trough receiver reactors combined with phase change material for thermochemical reactions. **Applied Energy**, v.230, p.769-783, 2018.

Maatallah, T., Houcine, A., El Alimi, S., Ben Nasrallah, S. A novel solar concentrating system based on a fixed cylindrical reflector and tracking receiver. **Renewable Energy**, v.117, p.85-107, 2018.

Manikandan, G.K., Iniyar, S., Goic, R. Enhancing the optical and thermal efficiency of a parabolic trough collector – A review. **Applied Energy**, v.235, p.1524-1540, 2019.

Mansour, K., Boudries, R., Dizene, R. Optical, 2D thermal modeling and exergy analysis applied for performance prediction of a solar PTC. **Solar Energy**, v.174, p.1169-1184, 2018.

Mehrpooya, M., Tosang, E., Dadak, A. Investigation of a combined cycle power plant coupled with a parabolic trough solar field and high temperature energy storage system. **Energy Conversion and Management**, v.171, 1 p.1662-1674, 2018.

Mekhilef, S., Saidur, R., Safari, A. A review on solar energy use in industries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.1777-1790, 2011.

Moudakkar, T., El Hallaoui, Z., Vaudreuil, S., Bounahmidi, T. Modeling and performance analysis of a PTC for industrial phosphate flash drying. **Energy**, v.166, p.1134-1148, 2019.

Myers, P.D., Goswami, D.Y. Thermal energy storage using chloride salts and their eutectics. **Applied Thermal Engineering**, v.109, p.889-900, 2016.

Naik, H., Baredar, P., Kumar, A. Medium temperature application of concentrated solar thermal technology: Indian perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.76, p.369-378, 2017.

Navarrete, N., Mondragón, R., Wen, D., Navarro, M.E., Ding, Y., Juliá, J.E. Thermal energy storage of molten salt –based nanofluid containing nano-encapsulated metal alloy phase change materials. **Energy**, v.167, p.912-920, 2019.

Nsengiyumva, W., Chen, S.G., Hu, L., Chen, X. Recent advancements and challenges in Solar Tracking Systems (STS): A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p.250-279, 2018.

Oliveira, A.P., Escobedo, J.F., Machado, A.J. A new shadow-ring device for measuring diffuse solar radiation at surface. **Journal of Atmospheric and Oceanic Technology**, v.19, p.698-708, 2002.

Osorio, J.D., Rivera-Alvarez, A. Performance analysis of Parabolic Trough Collectors with Double Glass Envelope. **Renewable Energy**, v.130, p.1092-1107, 2019.

Osório, T., Horta, P., Collares-Pereira, M. Method for customized design of a quasi-stationary CPC-type solar collector to minimize the energy cost. **Renewable Energy**, v.133, p.1086-1098, 2019.

Pelay, U., Luo, L., Fan, Y., Stitou, D., Rood, M. Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.79, p.82-100, 2017.

Potenza, M., Milanese, M., Colangelo, G., de Risi, A. Experimental investigation of transparent parabolic trough collector based on gas-phase nanofluid. **Applied Energy**, v.203, p.560-570, 2017.

Pulido-Iparraguirre, D., Valenzuela, L., Serrano-Aguilera, J.-J., Fernández-García, A. Optimized design of a Linear Fresnel reflector for solar process heat applications. **Renewable Energy**, v.131, p.1089-1106, 2019.

REN21 – Renewable Energy Policy Network For The 21st Century. **Renewable Energy global status report**, 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2017/05/GSR_2018_Full_Report_lowres>. Acesso em: 15, jan., 2019.

Romaní, J., Gasia, J., Solé, A., Takasu, H., Kato, Y., Cabeza, L.F. Evaluation of energy density as performance indicator for thermal energy storage at material and system levels. **Applied Energy**, v.235, p.954-962, 2019.

Romero, M., Robla, J.I., Padilla, I., García-Hierro, J., López-Delgado, A. Eco-efficient melting of glass frits by concentrated solar energy. **Solar Energy**, v.174, p.321-327, 2018.

Rosado Hau, N., Escalante Soberanis, A. Efficiency of a parabolic trough collector as a water heater system in Yucatán, Mexico. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v.3, p.01-08, 2011.

Rossi, T.J., Escobedo, J.F., dos Santos, C.M., Rossi, L.R., da Silva, M.B.P., Dal Pai, E. Global, diffuse and direct solar radiation of the infrared spectrum in Botucatu / SP / Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, p.448-459, 2018.

Sampaio, P.G.V., González, M.O.A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.74, p.590-601, 2017.

Sansaniwal, S. K., Sharma, V., Mathur, J. Energy and exergy analyses of various typical solar energy applications: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.82, n.2, p. 1576-1601, 2018.

Santos, M.J., Ferreira, P., Araújo, M., Portugal-Pereira, J., Lucena, A.F.P., Schaeffer, R. Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi-criteria assessment. **Journal of Cleaner Production**, v.167, p.938-950, 2018.

Sharma, A.K., Sharma, C., Mullick, S.C., Kandpal, T.C. Solar industrial process heating: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.78, p.124-137, 2017.

Silva, R.C., Marchi Neto, I., Seifert, S.S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.59, p.328-341, 2016.

Simoglou, C.K., Bakirtzis, E.A., Biskas, P.N., Bakirtzis, A.G. Optimal operation of insular electricity grids under high RES penetration. **Renewable Energy**, v.86, p.1308-1316, 2016.

Singh, R., Lazarus, I.J., Souliotis, M. Recent developments in integrated collector storage (ICS) solar water heaters: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.54, p.270-298, 2016.

Soltani, S., Bonyadi, M., Avargani, V.M. A novel optical-thermal modeling of a parabolic dish collector with a helically baffled cylindrical cavity receiver. **Energy**, v.168, p.88-98, 2019.

Soulayman, S., Hammoud, M. Optimum tilt angle of solar collectors for building applications in mid-latitude zone. **Energy Conversion and Management**, v.124, p.20-28, 2016.

Souliotis, M., Papaefthimiou, S., Caouris, Y.G., Zacharopoulos, A., Quinlan, P., Smyth, M. Integrated collector storage solar water heater under partial vacuum. **Energy**, v.139, p.991-1002, 2017.

Subramani, J., Nagarajan, P.K., Mahian, O., Sathyamurthy, R. Efficiency and heat transfer improvements in a parabolic trough solar collector using TiO₂ nanofluids under turbulent flow regime. **Renewable Energy**, v.119, p.19-37, 2018.

Suresh, N.S., Rao, B.S. Solar energy for process heating: A case study of select Indian industries. **Journal of Cleaner production**, v.151, p.439-451, 2017.

Swiatek, M., Fraisse, G., Pailha, M. Stratification enhancement for an integrated collector storage solar water heater (ICSSWH). **Energy and Buildings**, v.106, p.35-43, 2015.

Tafarroj, M.M., Daneshzarian, R., Kasaeian, A. CFD modeling and predicting the performance of direct absorption of nanofluids in trough collector. **Applied Thermal Engineering**, v.148, p.256-269, 2019.

Tagle-Salazar, P.D., Nigam, K.D.P., Rivera-Solorio, C.I. Heat transfer model for thermal performance analysis of parabolic trough solar collectors using nanofluids. **Renewable Energy**, v.125, p.334-343, 2018.

Teles, M.D.P.R., Ismail, K.A.R., Arabkoohsar, A. A new version of a low concentration evacuated tube solar collector: Optical and thermal investigation. **Solar Energy**, v.180, p.324-339, 2019.

Trabelsi, S.E., Qoaider, L., Guizani, A. Investigation of using molten salt as heat transfer fluid for dry cooled solar parabolic trough power plants under desert conditions. **Energy Conversion and Management**, v.156, p.253-263, 2018.

Tripanagnostopoulos, Y., Souliotis, M. ICS solar systems with horizontal (E–W) and vertical (N–S) cylindrical water storage tank. **Renewable Energy**, v.29, p.73-96, 2014.

Ullah, F., Kang, M. Impact of air flow rate on drying of apples and performance assessment of parabolic trough solar collector. **Applied Thermal Engineering**, v.127, p.275-280, 2017.

Uzair, M., Anderson, T.N., Nates, R.J. Modeling of convective heat loss from a cavity receiver coupled to a dish concentrator. **Solar Energy**, v.176, p.496-505, 2018.

Valenzuela, C., Felbol, C., Quiñones, G., Valenzuela, L., Moya, S.L., Escobar, R.A. Modeling of a small parabolic trough plant based in direct steam generation for cogeneration in the Chilean industrial sector. **Energy Conversion and Management**, v.174, p.88-100, 2018.

Valenzuela, L., López-Martín, R., Zarza, E. Optical and thermal performance of large-size parabolic-trough solar collectors from outdoor experiments: A test method and a case study. **Energy**, v.70, p.456-464, 2014.

Venegas-Reyes, E., Jaramillo, O.A., Castrejón-García, R., Aguilar, J.O., Sosa-Montemayor, F. Design, construction, and testing of a parabolic trough solar concentrator for hot water and low enthalpy steam generation. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v.4, p.01-18, 2012.

Wadekar, V.V. Ionic liquids as heat transfer fluids – An assessment using industrial exchanger geometries. **Applied Thermal Engineering**, v.111, 1581-1587, 2017.

Wagner, M.J., Hamilton, W.T., Newman, A., Dent, J., Diep, C., Braun, R. Optimizing dispatch for a concentrated solar power tower. **Solar Energy**, v.174, p.1198-1211, 2018.

Wagner, M.J., Wendelin, T. SolarPILOT: A power tower solar field layout and characterization tool. **Solar Energy**, v.171, p.185-196, 2018.

Wei, G., Wang, G., Xu, C., Ju, X., Xing, L., Du, X., Yang, Y. Selection principles and thermophysical properties of high temperature phase change materials for thermal energy storage: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.81, p.1771-1786, 2018.

Widyolar, B., Jiang, L., Ferry, J., Winston, R. Non-tracking East-West XCPC solar thermal collector for 200 celsius applications. **Applied Energy**, v.216, p.521-533, 2018.

Yilmaz, İ.H., Mwesigye, A. Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review. **Applied Energy**, v.225, p.135-174, 2018.

Zelzouli, K., Guizani, A., Kerkeni, C. Numerical and experimental investigation of thermosyphon solar water heater. **Energy Conversion and Management**, v.78, p.913-922, 2014.

Zhou, R., Ling, X., Peng, H., Yang, L. Thermal characteristics of the combined flat plate heat receiver in solar power tower plant. **Energy**, v.165, p.275-289, 2018.

Zou, B., Yang, H., Yao, Y., Jiang, Y. A detailed study on the effects of sunshape and incident angle on the optical performance of parabolic trough solar collectors. **Applied Thermal Engineering**, v.126, p.81-91, 2017.

Zurita, A., Mata-Torres, C., Valenzuela, C., Felbol, C., Cardemil, J.M., Guzmán, A.M., Escobar, R.A. Techno-economic evaluation of a hybrid CSP + PV plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation. **Solar Energy**, v.173, p.1262-1277, 2018.