



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIAS E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Pedro Rônes Viana Silva

**Análise numérica de um sistema integrado coletor PV/T e
armazenamento térmico por calor latente: efeito da presença de
nanopartículas no material de mudança de fase e no fluido de
transferência de calor**

Recife

2023

Pedro Rônes Viana Silva

Análise numérica de um sistema integrado coletor PV/T e armazenamento térmico por calor latente: efeito da presença de nanopartículas no material de mudança de fase e no fluido de transferência de calor

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em engenharia mecânica.

Orientador: Prof^o Dr. Jorge Recarte Henríquez Guerrero

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Pedro Rônes Viana.

Análise numérica de um sistema integrado coletor PV/T e armazenamento térmico por calor latente: efeito da presença de nanopartículas no material de mudança de fase e no fluido de transferência de calor / Pedro Rônes Viana Silva.
- Recife, 2023.

90 p. : il., tab.

Orientador(a): Jorge Recarte Henríquez Guerrero

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Mecânica - Bacharelado, 2023.

1. Armazenamento de Energia Térmica. 2. Nano-fluido. 3. Energia Solar.
4. Calor Latente. 5. Coletor Híbrido. I. Henríquez Guerrero, Jorge Recarte.
(Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)



Universidade Federal de Pernambuco
Departamento de Engenharia Mecânica Centro de
Tecnologia e Geociências- CTG/EEP



ATA DE SESSÃO DE DEFESA DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO – TCC2

Ao 09º dia do mês de maio do ano de dois mil e vinte e três, às 14:00 horas, de forma virtual através da plataforma google meet, reuniu-se a banca examinadora para a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, intitulado **Análise numérica de um sistema integrado coletor PV/T e armazenamento térmico por calor latente: efeito da presença de nanopartículas no material de mudança de fase e no fluido de transferência de calor**, elaborado pelo aluno **Pedro Rônes Viana Silva**, matrícula 126.707.724/71, composta pelos avaliadores Prof. **Jorge Recarte Henríquez Guerrero** (orientador), Prof. **André Felipe Vieira da Cunha** (avaliador) e Prof. **Flávio Augusto Bueno Figueiredo** (avaliador). Após a exposição oral do trabalho, o candidato foi arguido pelos componentes da banca que em seguida reuniram-se e deliberaram pela sua **Aprovado**, atribuindo-lhe a média **9,5**, julgando-o apto(**X**) / inapto() à conclusão do curso de Engenharia Mecânica. Para constar, redigi a presente ata aprovada por todos os presentes, que vai assinada pelos membros da banca.

Orientador: Prof. Jorge Recarte Henríquez Guerrero Nota: **9,5**

Assinatura



Documento assinado digitalmente

JORGE RECARTE HENRIQUEZ GUERRERO

Data: 09/05/2023 16:49:17-0300

Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Avaliador
Interno:

Prof. Flávio Augusto Bueno Figueiredo

Nota: **9,5**

Assinatura



Documento assinado digitalmente

FLAVIO AUGUSTO BUENO FIGUEIREDO

Data: 12/05/2023 12:55:39-0300

Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Avaliador
Externo:

Prof. André Felipe Vieira da Cunha

Nota: **9,5**

Assinatura



Documento assinado digitalmente

ANDRE FELIPPE VIEIRA DA CUNHA

Data: 12/05/2023 16:06:43-0300

Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Recife, 09 de maio de 2023.

Prof. Marcus Costa de Araújo
Coordenador de Trabalho de Conclusão de curso - TCC
Curso de Graduação em Engenharia Mecânica – CTG/EEP-UFPE

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todo apoio, carinho e compreensão dos meus familiares ao longo desses sete longos anos de curso, que se consumam neste trabalho. Agradeço por finalmente cumprir o sonho de meus avós, Maria da Soledade e Severino Gomes, que não pôde viver para ver este momento, de ter um neto engenheiro. Agradeço a minha tia, Alzira Viana, meu pai Sílvio Rônes e, principalmente, minha mãe, Ana Verônica, que me acompanhou pessoalmente nessa empreitada tão distante de nosso querido lar no interior. Gratidão eterna por todos os momentos bons que desfrutamos e pelos difíceis que superamos juntos.

Agradeço pelos amigos que fiz na graduação e, especialmente, por aqueles que mantive em minha terra natal: Enzo Viana, Francisco Valdeli e Álvaro Viana, com quem dividi, em longas e acaloradas conversas, a distância ou presencialmente, minhas virtudes, minhas mazelas, meus saberes e minha ignorância.

Agradeço a todos os bons professores que tive pelo caminho, dos quais destaco Jorge Recarte, primeiramente por me orientar na iniciação científica que me inseriu nesse campo de estudo, como por me acompanhar e direcionar nesta última etapa do curso.

Agradeço a equipe do setor de infraestrutura física do Hospital das Clínicas da UFPE, especialmente ao meu supervisor, Lélío Celso, pelo estágio que executei paralelamente a este trabalho. Apesar do caráter protocolar, esta experiência me enriqueceu profissionalmente, e como pessoa, além de qualquer expectativa.

Finalmente, agradeço a própria UFPE pela graduação, pelas experiências vividas em sala de aula, laboratórios, nos corredores, em todo o campus, pelas variadas visões de mundo e possibilidades que eu não poderia ter tido conhecimento de outra forma.

*“Vinte e cinco anos
De sonho e de sangue
E de América do Sul.”
(Belchior)*

RESUMO

A busca por fontes renováveis de energia é um dos desafios para o desenvolvimento sustentável, e a radiação solar é uma dessas fontes em potencial. Ela pode ser convertida exclusivamente em energia elétrica ou térmica em dispositivos dedicados, ou em ambas as formas simultaneamente por meio de coletores híbridos. Porém, devido sua natureza estocástica, sua aplicabilidade depende da integração a sistemas de armazenamento de energia. Neste estudo, análises da integração de um coletor solar híbrido a um armazenador térmico por calor latente foram realizadas através de simulação numérica. Um algoritmo de simulação foi desenvolvido e validado com base em uma análise global do sistema, variou-se parâmetros operacionais e se analisou o efeito da inclusão de nanopartículas no material de mudança de fase e no fluido térmico tanto nos dispositivos operando individualmente, como no sistema integrado. Constatou-se que a vazão, tempo de armazenamento e as condições de descarga são determinantes para a viabilidade destes sistemas. Já o uso de nanopartículas de cobre e nanotubos de carbono, sob combinações específicas, se mostrou uma alternativa de aprimoramento interessante para o sistema integrado. Observou-se reduções nos tempos de carregamento e descarga de 0,19% e 3,39%, respectivamente, bem como aumentos de 0,24% na capacidade de armazenamento e de 0,68% na eficiência térmica do coletor solar.

Palavras-chaves: Armazenamento de Energia Térmica, Nano-fluido, Energia Solar, Calor Latente, Coletor Híbrido.

ABSTRACT

The search for renewable energy sources is one of the challenges for sustainable development, and solar radiation is one of these potential sources. It can be converted exclusively into electrical or thermal energy in dedicated devices, or in both forms simultaneously through hybrid collectors. However, given its stochastic nature, your applicability depends on the integration at energy storage systems. In this study, analyzes of the integration of a hybrid solar collector to a latent heat thermal store were performed through numerical simulation. The simulation algorithm was validated based on a global analysis of the system. Operating parameters were varied and the effect of the inclusion of nanoparticles in the phase change material and in the thermal fluid was analyzed both in the devices operating alone and in the integrated system. It was found that the flow, storage time and discharge conditions are crucial for the viability of these systems. The use of copper nanoparticles and carbon nanotubes, in specific combinations, proved to be an interesting improvement alternative for the integrated system. There were reductions in charging and discharging times of 0.19% and 3.39%, respectively, and increases of 0.24% in storage capacity and 0.68% in thermal efficiency of the solar collector.

Key-words: Latent Heat TESS, Nanofluid, Solar Energy, Hybrid Collector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU	14
Figura 2 – Perfis de geração com e sem armazenamento	15
Figura 3 – Espectro eletromagnético e a luz visível	22
Figura 4 – Esboços de coletores solares não concentradores	25
Figura 5 – Esboços de coletores solares concentradores	26
Figura 6 – Diagramas esquemáticos de coletores PV/T planos	28
Figura 7 – Coletor PV/T comercial para aquecimento de água	28
Figura 8 – Ciclo de armazenamento de um TESS	29
Figura 9 – Técnicas de aprimoramento da transferência de calor	32
Figura 10 – Leito poroso de PCM encapsulado	33
Figura 11 – Técnicas para preparação de nano-fluidos	34
Figura 12 – Armazenamento de energia por processos químicos e físicos	34
Figura 13 – Sistema físico simulado	36
Figura 14 – Diagrama em blocos do algoritmo desenvolvido	37
Figura 15 – Fluxograma das etapas de desenvolvimento	38
Figura 16 – Esquema do coletor solar PV/T empregado	39
Figura 17 – Volume de controle no leito poroso	41
Figura 18 – Acumulados de energia segundo a simulação numérica	50
Figura 19 – Tempo de carregamento com cada tipo de correlação	53
Figura 20 – Tempo de descarga com cada tipo de correlação	53
Figura 21 – Eficiência global do armazenador com cada tipo de correlação	54
Figura 22 – Densidade de armazenamento com cada tipo de correlação	54
Figura 23 – Radiações no coletor para os meses representativos	55
Figura 24 – Temperatura ambiente para os meses representativos	56
Figura 25 – Temperaturas de cada camada do coletor	56
Figura 26 – Energia captada e convertida pelo coletor em um dia típico	57
Figura 27 – Eficiências do coletor em um dia típico	57
Figura 28 – Temperaturas do painel, absorvedor e HTF com a vazão	58
Figura 29 – Eficiências do coletor de acordo com a vazão	59
Figura 30 – Energia captada e convertida de acordo com a vazão	59
Figura 31 – Variação percentual da temperatura máxima do HTF	60
Figura 32 – Variação percentual da temperatura máxima do absorvedor	60
Figura 33 – Variação percentual da temperatura máxima do painel	61
Figura 34 – Variação percentual da eficiência térmica máxima do coletor	61
Figura 35 – Temperatura do PCM ao longo do leito durante o ciclo	63
Figura 36 – Fração de líquido ao longo do leito durante o ciclo	63
Figura 37 – Temperatura do HTF ao longo do leito durante o ciclo	64

Figura 38 – Acumulados de energia durante o ciclo de armazenamento	65
Figura 39 – Temperatura do PCM ao longo do leito para os casos 1 e 2	67
Figura 40 – Acumulados de energia para os casos 1 e 2	67
Figura 41 – Temperatura do PCM ao longo do leito para os casos 3 e 4	68
Figura 42 – Acumulados de energia para os casos 3 e 4	68
Figura 43 – Variação do tempo de carregamento para o nano-PCM	69
Figura 44 – Variação do tempo de descarga para o nano-PCM	70
Figura 45 – Variação da eficiência global para o nano-PCM	70
Figura 46 – Variação da densidade de armazenamento para o nano-PCM	71
Figura 47 – Variação do calor latente para o nano-PCM	71
Figura 48 – Variação do calor sensível para o nano-PCM	72
Figura 49 – Variação do tempo de carregamento para o nano-HTF	73
Figura 50 – Variação do tempo de descarga para o nano-HTF	73
Figura 51 – Variação da eficiência global para o nano-HTF	74
Figura 52 – Variação da densidade de armazenamento para o nano-HTF	74
Figura 53 – Temperaturas do coletor no sistema integrado	75
Figura 54 – Temperaturas do coletor no sistema integrado operando em junho	76
Figura 55 – Temperaturas do coletor no sistema integrado para o novo critério	77
Figura 56 – Temperatura do PCM ao longo do leito no sistema integrado	77
Figura 57 – Temperatura do HTF ao longo do leito no sistema integrado	78
Figura 58 – Acumulados de energia no sistema integrado	78
Figura 59 – Eficiências do coletor no sistema integrado	79
Figura 60 – Variação do tempo de carregamento do sistema integrado	80
Figura 61 – Variação do tempo de descarga do sistema integrado	81
Figura 62 – Variação da densidade de armazenamento do sistema integrado	82
Figura 63 – Variação do calor sensível no PCM para o sistema integrado	82
Figura 64 – Variação da eficiência do armazenador para o sistema integrado	83
Figura 65 – Variação da temperatura máxima do painel no sistema integrado	83
Figura 66 – Variação da eficiência térmica do coletor no sistema integrado	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo entre os sistemas de armazenamento	18
Tabela 2 – Maturidade e expectativas dos sistemas de armazenamento	19
Tabela 3 – Resumo das equações do coletor	39
Tabela 4 – Correlações para a condutividade	44
Tabela 5 – Correlações para a viscosidade	45
Tabela 6 – Caracterização do coletor e armazenador	48
Tabela 7 – Parâmetros termo-físicos dos materiais	49
Tabela 8 – Vazões ótimas para coletores solares	49
Tabela 9 – Energia armazenada segundo a análise global	51
Tabela 10 – Indicadores de desempenho base do armazenador	65
Tabela 11 – Parâmetros operacionais que impactam a eficiência global	66
Tabela 12 – Indicadores base do sistema integrado	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CNT	Carbon Nanotube
CSP	Concentrating Solar Power
DWCNT	Double-Walled Carbon Nanotube
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETC	Evacuated Tube Collector
HTF	Heat Transfer Fluid
IRENA	International Renewable Energy Agency
MWCNT	Multi-Walled Carbon Nanotube
ONU	Organização das Nações Unidas
PCM	Phase Change Material
PV/T	Photovoltaic/Thermal
TESS	Thermal Energy Storage System

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área	m^2
C_p	Calor específico	$J/kg \cdot K$
D	Diâmetro	m
E	Energia térmica	J
e	Espessura	m
G	Irradiação solar	W/m^2
ΔH	Entalpia	J/mol ou J/kg
h	Coeficiente convectivo	$W/m^2 \cdot K$
k	Condutividade térmica	$W/m \cdot K$
m	Massa	kg
\dot{m}	Vazão mássica	kg/s
Nu	Número de Nusselt	
Pr	Número de Prandtl	
Q	Potência térmica (calor)	W
R	Resistência térmica	K/W
Re	Número de Reynolds	
T	Temperatura	K ou $^{\circ}C$
ΔT	Diferença de temperatura	K ou $^{\circ}C$
t	Tempo	s
Δt	Passo de tempo	s
\bar{U}	Velocidade média	m/s
V	Volume	m^3

Símbolos gregos

χ	Valor pontual de um parâmetro	
$\delta\chi$	Varição percentual de um parâmetro	%
ϵ	Proporção de espaços vazios	%
η	Eficiência energética	%
μ	Viscosidade dinâmica	$Pa \cdot s$
ϕ	Concentração	%
ρ	Massa específica (densidade)	kg/m^3

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	16
1.1.1	Objetivos específicos	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	STATUS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA	18
2.2	INTEGRAÇÕES A GERAÇÃO TERMO SOLAR	19
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
3.1	RADIAÇÃO SOLAR	22
3.2	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO	23
3.2.1	Geração fotovoltaica	23
3.2.2	Geração termo solar	24
3.2.3	Geração híbrida	27
3.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA	29
3.3.1	Armazenamento por calor sensível	30
3.3.2	Armazenamento por calor latente	31
3.3.3	Armazenamento termoquímico	34
4	METODOLOGIA	36
4.1	MODELAGEM DO COLETOR PV/T	39
4.2	MODELAGEM DO ARMAZENADOR TÉRMICO	40
4.3	PROPRIEDADES TERMO-FÍSICAS DE UM NANO-FLUIDO	43
4.4	INDICADORES DE DESEMPENHO	45
4.5	CARACTERIZAÇÃO E VALIDAÇÃO	48
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	52
5.1	ANÁLISE DAS CORRELAÇÕES	52
5.2	COLETOR PV/T OPERANDO INDIVIDUALMENTE	55
5.2.1	Análise do caso base	55
5.2.2	Impacto da vazão empregada	58
5.2.3	Impacto das nanopartículas	59
5.3	ARMAZENADOR OPERANDO INDIVIDUALMENTE	62
5.3.1	Análise do caso base	62
5.3.2	Análise da eficiência global	66
5.3.3	Impacto das nanopartículas	69

5.4	SISTEMA INTEGRADO	75
5.4.1	Análise do caso base	75
5.4.2	Impacto das nanopartículas	80
6	CONCLUSÕES	85
6.1	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	86
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87

1 INTRODUÇÃO

Entre os objetivos para o desenvolvimento sustentável definidos pela Organização das Nações Unidas em 2015, apresentados na Figura 1, o sétimo diz respeito a provisão de energia limpa e acessível às sociedades. Isto é, o aperfeiçoamento ou busca por fontes renováveis de energia, especialmente aquelas cujos impactos socioambientais sejam os menores possíveis, bem como o desenvolvimento de tecnologias que reduzam desperdícios ou melhorem o aproveitamento desta energia desde a produção até o consumo.

Figura 1 – Objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU.



Fonte: adaptado de GTAgenda2030 (2022).

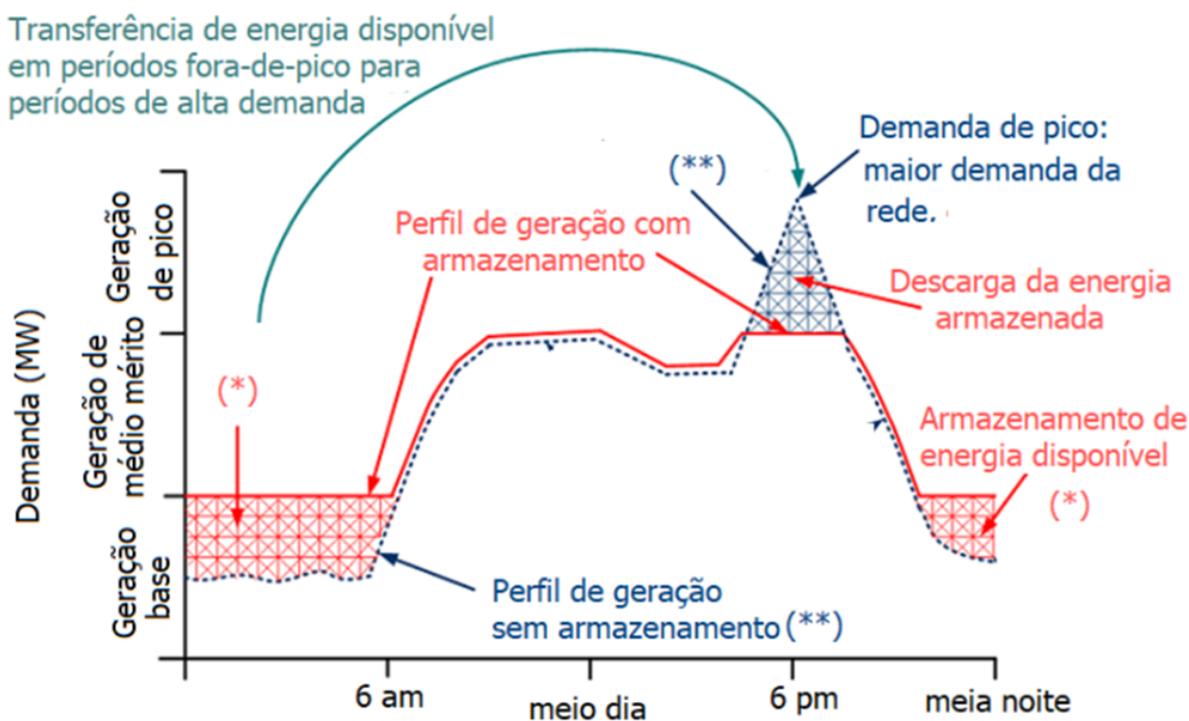
Seja para obter energia térmica ou energia elétrica, a radiação solar é uma das fontes renováveis cotadas para satisfazer tal objetivo. Segundo dados da Agência Internacional de Energia Renovável, a capacidade instalada de geração de energia elétrica solar no mundo aumentou em 1090% entre 2014 e 2018 (IRENA, 2020), enquanto no Brasil, de acordo com o balanço energético nacional, a oferta interna de energia solar teve um crescimento de 338614% entre 2014 e 2021 (EPE, 2022).

É possível converter a radiação solar diretamente em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, o que pode ser chamado de “geração fotovoltaica”. Já a “geração termo solar” enquadra tanto a produção exclusiva de energia térmica a partir da radiação, como o direcionamento desta energia para um ciclo de potência a fim de se obter eletricidade. Cada uma dessas alternativas de geração comumente é explorada em dispositivos ou instalações distintos: os coletores fotovoltaicos correspondiam a 60,8% da oferta total de energia solar em 2021 no Brasil (EPE, 2022), tendo se

difundido até mesmo ao nível residencial, enquanto coletores puramente térmicos são encontrados em aplicações bem mais restritas. Contudo, o desenvolvimento de tecnologias “híbridas” de geração também tem ganhado espaço, como na forma dos coletores térmico/fotovoltaicos, ou PV/T (do inglês *Photovoltaic/Thermal*), dispositivos que produzem simultaneamente energia elétrica e térmica.

Devido a natureza estocástica da radiação solar, característica compartilhada com outras fontes renováveis como os ventos ou marés, a geração de energia nem sempre é capaz de acompanhar a demanda no tempo. Isto cria um obstáculo para a disseminação de tais alternativas em larga escala, como na composição da matriz energética de um país. Uma possível solução para esta problemática reside nos sistemas de armazenamento de energia: como a Figura 2 ajuda a esclarecer para uma fonte convencional de energia elétrica, cujo perfil de geração sem armazenamento é a curva azul e com o armazenamento a curva vermelha, ao armazenar quantitativos momentaneamente disponíveis de energia pode-se estabilizar o fornecimento à demanda e até mesmo cobrir os momentos de pico.

Figura 2 – Perfis de geração de energia elétrica para uma fonte convencional com e sem armazenamento.



Fonte: adaptado de Rohit e Rangnekar (2017).

Tanto é possível armazenar energia elétrica quanto energia térmica, e além da radiação solar e outras fontes renováveis como a geotérmica, há diversas atividades humanas que têm a energia térmica como subproduto. Assim, um sistema de armazenamento de energia térmica (em inglês *Thermal Energy Storage System*, TESS) pode aproveitar os rejeitos de calor de processos do setor residencial, varejista ou industrial (SMITH *et al.*, 2013; MAOURIS *et al.*, 2020; MIRO *et al.*, 2016), bem como melhorar o desempenho ou permitir a viabilidade de plantas do setor energético (ALVA *et al.*, 2018). No último caso, o calor liberado de um ciclo de potência de uma termoelétrica convencional pode ser recuperado por meio da integração a um TESS, enquanto usinas termo solares, também denominadas heliotérmicas, dependem de tais sistemas para garantir a geração noturna de eletricidade.

Em concordância com Cabeza (2012), um sistema de armazenamento de energia térmica se caracteriza como um dispositivo que armazena em um meio físico energia térmica para uma demanda futura de “aquecimento” ou “resfriamento”, operando sob um ciclo reversível. Existem três tipos distintos de sistemas de armazenamento: termoquímicos, por calor sensível e por calor latente. Esses sistemas possuem indicadores de desempenho equiparáveis e características próprias que os tornam mais ou menos viáveis de uma aplicação para outra, com possibilidades de aprimoramento que despertam o interesse da comunidade científica há décadas.

Isto posto, o presente trabalho se propôs a analisar por meio de simulação numérica o desempenho energético e o impacto de uma técnica de aprimoramento a um armazenador térmico por calor latente, cuja fonte de energia é um coletor solar PV/T.

1.1 OBJETIVOS

Avaliar o desempenho energético de um sistema de armazenamento de energia térmica por calor latente integrado a um coletor solar híbrido do tipo PV/T operando em condições dinâmicas de incidência solar. Adicionalmente, analisar o efeito da presença de nanopartículas de alta condutividade no material de mudança de fase (em inglês *Phase Change Material*, PCM) e no fluido de transferência de calor (em inglês *Heat Transfer Fluid*, HTF). Deste modo, pode-se delimitar um conjunto de objetivos específicos.

1.1.1 Objetivos específicos

- A. Adaptar um modelo preexistente de um armazenador por calor latente tipo leito fixo para cobrir todo o ciclo de operação de um sistema de armazenamento e permitir a integração a um coletor solar PV/T.

- B. Adaptar o modelo do armazenador térmico para considerar a inclusão de nanopartículas ao PCM e ao HTF.
- C. Construir um algoritmo de simulação para os sistemas individuais e o integrado com base nos modelos desenvolvidos.
- D. Extrair e comparar indicadores de desempenho do coletor e armazenador operando individualmente, assim como do sistema integrado, em função da presença das nanopartículas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são expostos alguns trabalhos da literatura que elucidam o status de desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia térmica, com enfoque no armazenamento por calor latente e no emprego de nanopartículas. Discute-se a integração de tais sistemas a geração termo solar, inclusive aos coletores solares PV/T. Analisam-se parâmetros, indicadores e considerações relevantes destes sistemas, extraídos de simulações numéricas ou aplicações experimentais conduzidas pelos respectivos estudos.

2.1 STATUS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

Vários autores já promoveram comparativos entre armazenadores por calor sensível, calor latente ou termoquímicos. Fontes como Kalaiselvam e Parameshwaran (2014) apontam um conjunto de vantagens e desvantagens típicas destes sistemas, que são devidamente compiladas na Tabela 1, enquanto a Tabela 2 sintetiza a “maturidade” das tecnologias de armazenamento existentes e as principais expectativas das pesquisas na área.

Tabela 1 – Comparativo entre os sistemas de armazenamento de energia térmica.

Sistema de armazenamento	Calor sensível	Calor latente	Termoquímico
Vantagens	Meio de armazenamento barato e ecologicamente correto (os mais usuais)	Densidade energética maior que os sistemas por calor sensível	Maior densidade energética possível, propiciando sistemas compactos
	Sistemas mais simples e de fácil controle	Entrega energia térmica sob temperaturas constantes	Perdas de calor durante o armazenamento são desprezíveis ou mesmo inexistentes
Desvantagens	As perdas de calor são significativas	Instabilidade do PCM, que pode sofrer cristalização	Baixa transferência de calor e massa em condições de alta densidade de armazenamento
	Custo de construção devido as elevadas exigências dimensionais e geológicas	Frequência de corrosão dos componentes	Incerteza quanto a estabilidade do ciclo de armazenamento
		Custo do PCM	Custo dos compostos químicos

Fonte: adaptado de Kalaiselvam e Parameshwaran (2014).

Quanto aos avanços nos sistemas de armazenamento por calor latente, a literatura pode ser separada entre dois ramos distintos em função da forma como o material de mudança de fase é alocado. Quando o PCM é simplesmente confinado a um reservatório, com trocadores de calor no interior ou ao redor deste, estudos como o de Kothari *et al.* (2021) analisam os efeitos de alterações nas superfícies de troca de calor, como a variação no ângulo das aletas. Por outro lado, trabalhos como os de Ismail e

Henriquez (2000) e Ismail e Henriquez (2002) abordam a possibilidade de encapsular um PCM: no primeiro tem-se um estudo puramente numérico da solidificação de um PCM em cápsulas esféricas macroscópicas, enquanto o segundo apresenta análises numéricas e experimentais de um armazenador com leito poroso formado por tais encapsulamentos.

Tabela 2 – Maturidade e expectativas dos sistemas de armazenamento de energia térmica.

Sistema de armazenamento	Calor sensível	Calor latente	Termoquímico
Maturidade das tecnologias	Plantas de demonstração em larga escala	Caracterização de materiais e protótipos em escala laboratorial/experimental	
Expectativas	Otimização das técnicas de controle para operação com coletores solares	Triagem de PCMs com maior entalpia de mudança de fase	Otimização do tamanho de partícula e estrutura do leito de reação para se obter uma produção constante de calor
	Otimização da temperatura de armazenamento para reduzir as perdas de calor	Otimização do processo de armazenamento	Otimização das temperaturas durante o carregamento e/ou descarga
	Simulação dos principais fatores que afetam os sistemas de armazenamento subterrâneos	Estudos adicionais sobre a termodinâmica e cinética dos ciclos	Seleção de compostos mais adequados e econômicos Estudos adicionais sobre a termodinâmica e cinética dos ciclos

Fonte: adaptado de Kalaiselvam e Parameshwaran (2014).

Ainda neste contexto, Li *et al.* (2018) analisam outro sistema com PCM macro encapsulado dedicado ao armazenamento sob elevadas temperaturas (por volta dos 400°C), enquanto Ji *et al.* (2021) otimizam o desempenho de um sistema que emprega diversos materiais e técnicas para conceber encapsulamentos microscópicos. Já Souza *et al.* (2020) estudaram a solidificação de nano-fluidos em cápsulas esféricas por meio de simulação numérica, tendo observado um impacto na duração do processo de solidificação.

2.2 INTEGRAÇÕES A GERAÇÃO TERMO SOLAR

Os estudos de sistemas integrados que têm a radiação solar como fonte primária da energia térmica podem ser separados quanto a necessidade, ou não, de se utilizar coletores que concentram a radiação incidente, o que está ligado às temperaturas que precisam ser atingidas: ao concentrar a radiação solar é possível atingir temperaturas que viabilizam a operação de um ciclo de potência. A integração de uma usina heliotérmica com ciclo Rankine a um TESS termoquímico é estudada por Pourmoghadam e Mehrpooya (2021), enquanto Ebadi *et al.* (2021) propõem um modelo de receptor solar, um constituinte do coletor propriamente dito, que armazena a energia simultaneamente por calor sensível, latente e por um processo termoquímico, de modo a operar um ciclo

Brayton. Tal proposta foi pensada como uma solução de pequeno porte para alimentar eficazmente áreas rurais ou desconectadas da rede. Já Peng *et al.* (2021) analisam estratégias para o armazenamento termoquímico por meio de reações entre gases e sólidos, apresentando potencial para atingir as elevadas temperaturas demandadas pelas usinas heliotérmicas de próxima geração.

Quanto aos sistemas sem concentração, onde se enquadra a proposta deste trabalho, o estudo de Alptekin e Ezan (2021) analisa um armazenador por calor latente integrado a um coletor solar cuja construção é semelhante a de um PV/T. Dados climáticos de localidades na Turquia foram usados no estabelecimento das condições de contorno, e o PCM macro encapsulado é disposto em um leito poroso. Após um conjunto de análises paramétricas, destacou-se que:

- O aumento da vazão do HTF melhorou todos os indicadores de desempenho do sistema, como a redução no tempo de carregamento;
- O aumento do diâmetro das cápsulas esféricas não apresenta efeito significativo na eficiência energética do sistema integrado;
- O uso de PCMs com maior ponto de fusão diminui a eficiência energética do sistema;
- O emprego de um leito poroso com apenas um único tipo de PCM, no lugar de um leito com materiais com pontos de fusão distintos, que era uma das propostas originais do estudo, demonstrou um desempenho superior.

Por sua vez, Jiang *et al.* (2022) abordam um TESS termoquímico acoplado exatamente a um coletor solar PV/T. O coletor opera com água e o sistema foi projetado para armazenar cargas térmicas de baixa temperatura (próximas aos $50^{\circ}C$), utilizando o par cloreto de amônia + amônia para a reação termoquímica. O carregamento usa exclusivamente a saída térmica do coletor, enquanto o descarregamento ainda emprega um quantitativo de energia térmica e elétrica do coletor para incrementar a temperatura na saída. Modelos matemáticos dinâmicos foram utilizados para simular o comportamento do sistema em condições teóricas e simuladas em duas cidades na Europa e outra na China, extraindo-se que:

- O aumento da temperatura de saída do coletor diminui a massa necessária de um dos pares da reação, assim como a eletricidade consumida no processo de descarregamento;
- O aumento da temperatura de saída do coletor também aumenta a eficiência energética da reação;

Pesquisas recentes também têm analisado a possibilidade de se utilizar nano-fluidos como fluidos de trabalho/HTF em sistemas de aquecimento e resfriamento, incluindo coletores solares. A revisão de Rubbi *et al.* (2021) aponta que os nano-fluidos estabeleceram marcos relevantes de eficiência na conversão da energia solar na última década, incitando às futuras pesquisas a sanar a dificuldade em se definir as variáveis que mais influenciam na produção e uso desses fluidos.

Desde estudos clássicos como os de Garnett (1904), Einstein (1906), Brinkman (1952), Wasp *et al.* (1977) e Pak e Cho (1998) que correlações são propostas para se estimar as propriedades termo-físicas de um nano-fluido, algumas das quais para aplicações distintas das atualmente consideradas. Deste modo, tem se tornado frequente a publicação de revisões, compilados e demais pesquisas que se dedicam em algum nível a analisar a validade ou aplicabilidade dessas expressões para as áreas de transferência de calor e conversão de energia, como é o caso do referido estudo de Rubbi *et al.* (2021) e os de Pordanjani *et al.* (2019) e Coccia *et al.* (2021)

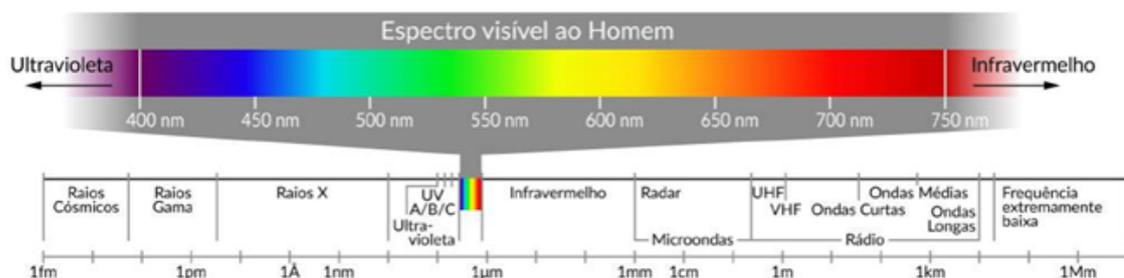
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo aborda as três áreas de estudo, e suas derivações pertinentes, que viabilizaram a elaboração deste trabalho: a natureza da radiação solar, as tecnologias que permitem aproveitar esta fonte de energia e os sistemas de armazenamento térmico existentes.

3.1 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é uma fonte inesgotável de energia do ponto de vista dos seres vivos da Terra, o que justifica sua classificação como renovável. De acordo com Pereira *et al.* (2017), ela é quem possibilita a maioria dos processos térmicos, dinâmicos e químicos que ocorrem na superfície do planeta, como o ciclo hidrológico, a produção de biomassa pela fotossíntese, bem como a formação dos ventos e das ondas. Tal radiação compreende uma ampla faixa do espectro eletromagnético, principalmente nos comprimentos de onda entre o ultravioleta, passando pela luz visível aos humanos, até o infravermelho, como demonstra a Figura 3. Porém, a radiação que de fato chega a superfície do planeta depende de uma série de fatores astronômicos, bem como da interação com a atmosfera.

Figura 3 – Espectro eletromagnético e detalhe da faixa visível aos humanos.



Fonte: adaptado de Pereira *et al.* (2017).

Em concordância com Pereira *et al.* (2017), a medida que a Terra realiza sua órbita ao redor do sol, a distância entre os dois corpos muda ligeiramente, provocando uma variação no fluxo da radiação solar, cujo valor médio denomina-se “constante solar”. Contudo, a radiação que de fato pode incidir em um dado local no planeta varia temporalmente em ciclos anuais e diários. O ciclo anual deve-se a inclinação do eixo da Terra em relação ao plano de sua órbita de translação: latitudes diferentes recebem mais ou menos radiação ao longo do ano, no decorrer das estações, já que a duração do dia nesses locais necessariamente varia. Já o ciclo diário deve-se a rotação do planeta no seu próprio eixo, fazendo com que o ângulo de incidência da radiação a uma certa latitude mude ao longo do dia.

Ainda ao penetrar na atmosfera, os gases, aerossóis e particulados que a compõem acabam por absorver ou espalhar a radiação solar. O nitrogênio, que corresponde a quase 80% da porção seca da atmosfera, junto as nuvens e os particulados, são responsáveis pelo espalhamento desta radiação. Os distintos comprimentos de onda são dispersos em várias direções, inclusive de volta ao espaço, enquanto outros gases absorvem comprimentos bem específicos, impedindo sua chegada na superfície. O ozônio na estratosfera filtra os raios ultravioleta de alta energia, enquanto o metano, o gás carbônico e o vapor de água são os principais causadores do efeito estufa, o processo que eleva a temperatura da Terra devido a retenção do espectro infravermelho (PEREIRA *et al.*, 2017).

Deste modo, Pereira *et al.* (2017) definem que a radiação solar que realmente incide sobre uma área na superfície do planeta, sendo assim aproveitável para a geração de energia, é composta por uma parcela “direta” e outra “difusa”. A irradiação direta é aquela que conseguiu seguir uma linha imaginária entre um ponto em questão e o sol, não sofrendo absorção ou espalhamento na atmosfera, enquanto a parcela difusa compreende a radiação oriunda de todas as demais direções possíveis, devido ao espalhamento ou à reflexão em superfícies próximas.

3.2 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO

Como já discutido, a radiação solar pode ser convertida diretamente em energia elétrica na geração fotovoltaica, enquanto a geração termo solar produz energia térmica para uso final, ou para operar ciclos Rankine ou Brayton de uma central termoeletrica. Já a “geração híbrida” compreende dispositivos ou instalações que produzem tanto energia elétrica quanto térmica. Deste modo, cada tecnologia de geração, especificamente os tipos de coletores que se enquadram em cada uma delas, requerem uma análise aprofundada.

3.2.1 Geração fotovoltaica

De acordo com Tyagi *et al.* (2012), um coletor, painel ou módulo fotovoltaico consiste em células fotovoltaicas, também denominadas células solares, acopladas a componentes auxiliares ou estruturais. Tais dispositivos foram possibilitados pelo avanço na tecnologia dos materiais semicondutores: ao receber a radiação solar, os fótons da luz arrancam os elétrons dos átomos do semicondutor, criando uma tensão elétrica entre os terminais das células, bastando associa-las de forma a obter a tensão e corrente necessárias. A busca pelo aumento da eficiência de conversão, que atualmente varia entre 15 e 20%, assim como a redução dos custos e dos impactos ambientais de sua fabricação norteiam o desenvolvimento destes dispositivos na atualidade.

Muitos semicondutores já foram usados para compor células fotovoltaicas, cada um apresentando vantagens, desvantagens e grau de aceitação distintos. Tyagi *et al.* (2012) citam três grupos de células em função do material e método de fabricação empregado:

- As que utilizam o silício como principal semicondutor, seja em uma estrutura monocristalina, policristalina ou mesmo amorfa;
- As do “grupo III-V”, que usam compostos de arsênio e gálio ou fósforo e índio;
- As células de películas finas, nas quais camadas delgadas de sulfeto de cobre, índio ou telureto de cádmio são depositados em um suporte de baixo custo, como vidro, metal ou plástico.

Tyagi *et al.* (2012) ainda apontam os principais requisitos para escolha de um material para compor uma célula solar:

- Um intervalo de energia compatível ao espectro solar, isto é, a quantidade de energia necessária para que os elétrons se libertem (entre 1,1 e 1,7 eV);
- Apresentar uma técnica de deposição facilmente reproduzível, adequada para produção em áreas extensas;
- Não toxicidade;
- Boa eficiência de conversão;
- Estabilidade a longo prazo.

3.2.2 Geração termo solar

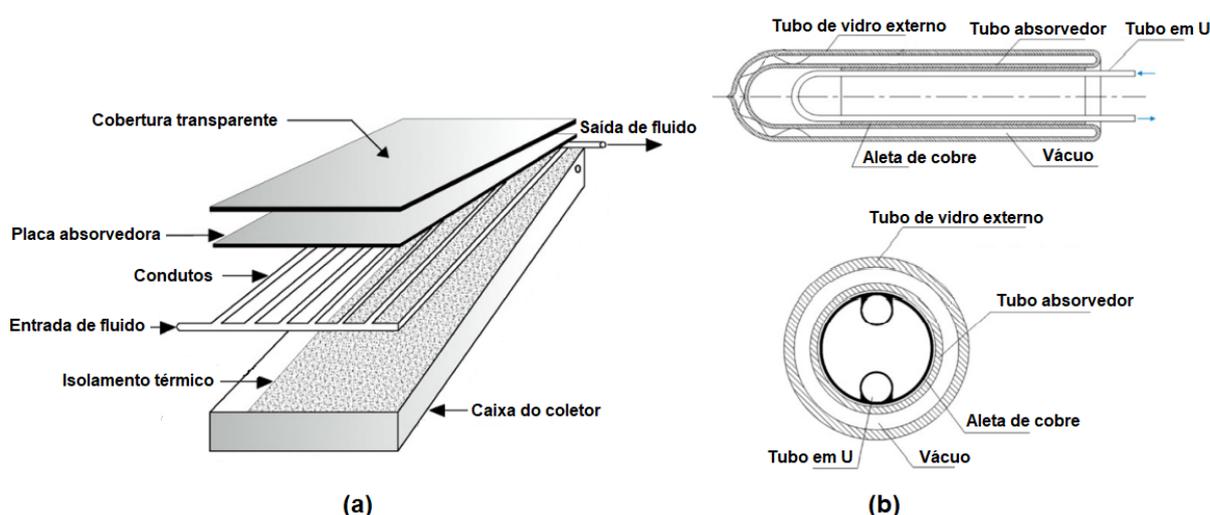
De forma ampla, um coletor solar térmico consiste em um tipo especial de trocador de calor que absorve a radiação solar para aumentar a temperatura de um fluido térmico (o HTF) que escoa no seu interior. Isto posto, Tyagi *et al.* (2012) separam tais dispositivos em duas categorias em função da concentração da radiação solar. Os dispositivos não concentradores são majoritariamente estacionários e a área de captação intercepta e absorve a radiação incidente, enquanto os dispositivos concentradores usam superfícies reflexivas ou concavas para focar a radiação interceptada em uma área reduzida. Esta energia solar térmica concentrada (em inglês *Concentrating Solar Power*, CSP) permite atingir elevadas temperaturas em um ciclo de potência, viabilizando as supracitadas usinas heliotérmicas/CSP.

No que diz respeito aos coletores não concentradores, destinados a obtenção exclusiva de energia térmica, a Figura 4.a apresenta uma isométrica de um típico

coletor de placa plana, enquanto a Figura 4.b contém uma vista lateral e um corte frontal de um coletor com tubo de vácuo (em inglês *Evacuated Tube Collector*, ETC). O primeiro trata-se da solução mais interessante para aplicações que demandam temperaturas inferiores aos 100°C , devido sua simplicidade construtiva: o dispositivo consiste em uma placa absorvedora, uma placa plana metálica enegrecida que aquece sob a radiação solar, que faz contato com condutos por onde escoa o HTF. Esses componentes são então colocados juntos a um isolamento térmico no interior de uma caixa que protege das intempéries, selada por uma cobertura transparente em vidro ou plástico que permite a passagem da irradiação, mas reduz as perdas de calor por convecção.

Já os coletores ETC, como aponta Tyagi *et al.* (2012), apresentam uma alta eficiência de extração de calor, especialmente em aplicações acima dos 80°C . Nesses coletores, utiliza-se um fluido que tende a mudar de fase ao longo do dispositivo, entrando líquido em um ou mais condutos e saindo para a aplicação em estado gasoso. Esses condutos são inseridos no interior de uma aleta de alta condutividade, geralmente em metal, confinada em um tubo absorvedor enegrecido, que por sua vez se encontra no interior de um tubo transparente. Diferente do que se tem em um coletor de placa plana, entre a estrutura externa transparente e a interna absorvedora é estabelecido um vácuo, reduzindo drasticamente a transferência de calor por convecção com o ar.

Figura 4 – Esboços de coletores solares não concentradores: (a) coletor de placa plana e (b) coletor ETC.

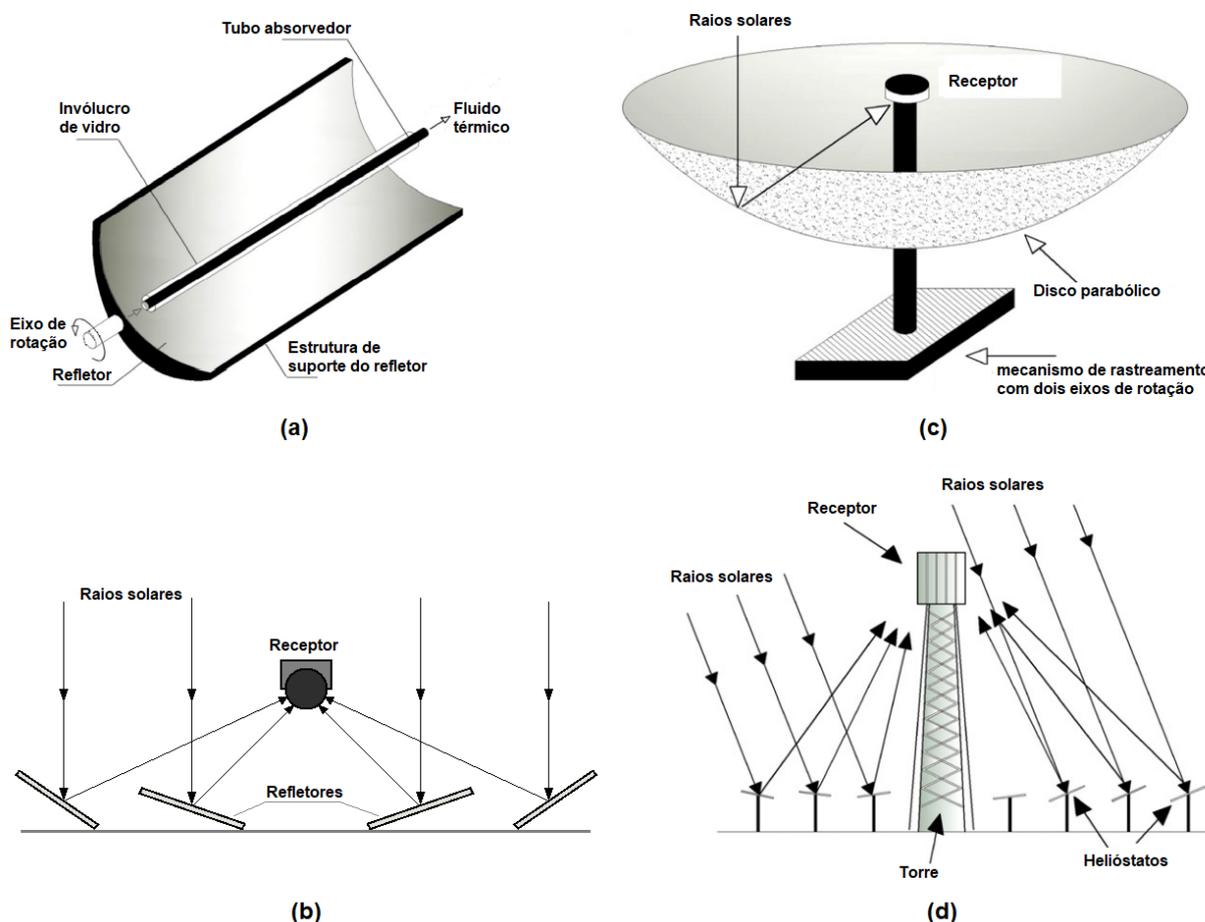


Fonte: adaptado de Tyagi *et al.* (2012).

Por sua vez, os coletores concentradores se destacam por atingir temperaturas superiores à de que qualquer coletor de placa plana ou ETC, devido ao direcionamento da radiação solar para um absorvedor de pequena área. A radiação pode ser refletida ou refratada por meio de lentes ou espelhos com diferentes geometrias e disposições, sendo ainda possível colocá-los em estruturas moveis, a fim de se acompanhar a posição do sol ao longo do dia. Como demonstrado na Figura 5, Tyagi *et al.* (2012) separam estes coletores em quatro categorias mais usuais:

- Coletores de calha parabólica;
- Coletores com refletor Fresnel linear;
- Coletores com disco parabólico;
- Coletores com receptor central.

Figura 5 – Esboços de coletores solares concentradores: (a) coletor de calha parabólica, (b) coletor com refletor Fresnel linear, (c) coletor de disco parabólico e (d) coletor com receptor central.



Fonte: adaptado de Tyagi *et al.* (2012).

Um coletor de calha parabólica é visível na Figura 5.a, tal dispositivo tem o potencial para aquecer o HTF a temperaturas de até 250°C . Por sua vez, os coletores com refletor Fresnel, Figura 5.b, usam vários espelhos planos dispostos em fileiras com ângulos específicos no lugar de um extenso refletor côncavo. Ambos podem ser instalados em estruturas moveis que rastreiam o sol. Já a Figura 5.c mostra um coletor com disco parabólico, onde a radiação solar é concentrada em um receptor localizado no ponto focal do refletor côncavo. Já a Figura 5.d contém um sistema com receptor central, no qual vários helióstatos, dispositivos móveis com espelhos geralmente planos, direcionam a luz para um único receptor no topo de uma torre. Estas duas últimas categorias são as mais comuns em usinas heliotérmicas/CSP devido seu potencial de atingir 1000°C e até acima, viabilizando inclusive ciclos Brayton (TYAGI *et al.*, 2012).

3.2.3 Geração híbrida

Com o propósito de suprir demandas elétricas e térmicas, os coletores PV/T dispõem painéis fotovoltaicos em uma estrutura similar a dos coletores térmicos. As células solares aproveitam sua parcela da radiação incidente, enquanto o restante é absorvida pelas próprias células, seu substrato, ou outros componentes absorvedores, na forma de calor. Tal concepção, como aponta Tyagi *et al.* (2012), acaba por gerar dois problemas correlacionados:

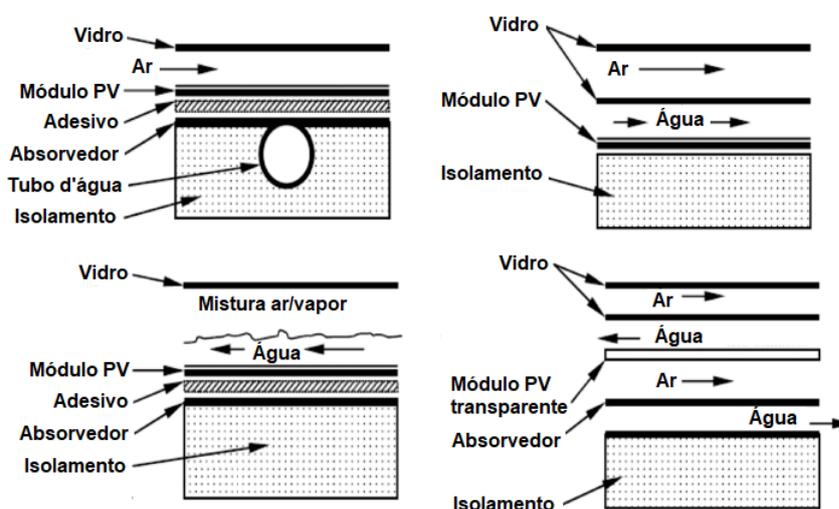
- As células passam a operar em temperaturas superiores àquelas atingidas em coletores puramente fotovoltaicos, diminuindo assim a sua eficiência de conversão;
- Como elevadas temperaturas degradariam os semicondutores das células, as estruturas comuns aos coletores puramente térmicos não podem ser otimizadas para se atingir maiores temperaturas de operação, diminuindo assim a quantidade de energia térmica que poderia ser produzida naquela área.

O último problema também ajuda a explicar porque concentrar a radiação nestes dispositivos não é usual, apesar de ser possível. Entretanto, Tyagi *et al.* (2012) também indicam um conjunto de atrativos que esses coletores possuem:

- A eficiência combinada, ou de cogeração, que consiste na soma das eficiências térmica e elétrica do dispositivo, é sempre superior às dos coletores dedicados;
- A praticidade, sendo facilmente adaptados aos mais variados locais de instalação;
- Baixo tempo de retorno do investimento;
- Ampla faixa de aplicação devido a dupla finalidade.

Tais coletores podem usar uma série de líquidos, ou até mesmo o ar, como HTF, e seu escoamento pode ocorrer naturalmente através do efeito de termossifão, ou ser induzido por bombas. A concepção mais comum de um coletor PV/T se assemelha a dos citados coletores não concentradores de placa plana: como a Figura 6 demonstra, os painéis fotovoltaicos, placas absorvedoras, condutos para o fluido térmico e coberturas transparentes podem ser dispostos de várias maneiras para compor o dispositivo. Por sua vez, a Figura 7 apresenta uma foto de um coletor PV/T comercial acoplado a um tanque de água para aquecimento.

Figura 6 – Diagramas esquemáticos de coletores PV/T planos.



Fonte: adaptado de Tyagi *et al.* (2012).

Figura 7 – Coletor PV/T comercial para aquecimento de água.

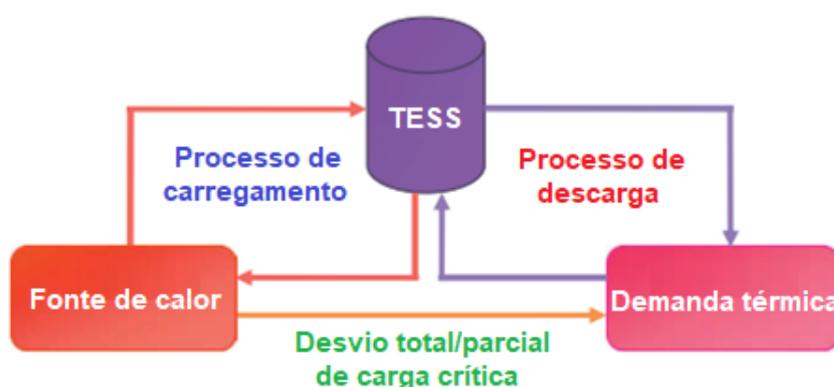


Fonte: Gurudev Industries (2023).

3.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TÉRMICA

Como a Figura 8 ajuda a esclarecer, um TESS viável opera segundo um “ciclo de armazenamento” reversível, que se divide em três processos básicos: carregamento térmico, o armazenamento propriamente dito e a descarga, ou descarregamento.

Figura 8 – Ciclo de armazenamento de um TESS.



Fonte: adaptado de Kalaiselvam e Parameshwaran (2014).

Segundo Cabeza (2012), durante o carregamento a energia térmica de uma fonte é transferida para um meio físico, que se denomina “meio de armazenamento”, o qual consegue armazená-la por um certo tempo. Já no descarregamento a energia é entregue à demanda. Assim, a transferência de calor que viabiliza o carregamento ou a descarga pode ser feita de três maneiras básicas:

- Através das superfícies do próprio meio de armazenamento (quando este é um sólido), ou do reservatório que o contém (se for um líquido);
- Escoando um HTF pelas superfícies ou interior do meio, sem que estes se misturem, buscando sempre maximizar a área de troca de calor;
- Movendo o próprio meio de armazenamento para um local onde a transferência de calor é favorecida, o que somente é viável quando o meio se trata de um fluido.

Entre as principais características ou indicadores de desempenho de um TESS, Kalaiselvam e Parameshwaran (2014) ressaltam a densidade de armazenamento de energia, isto é, o quanto de energia térmica um dado volume ou massa do meio consegue armazenar, bem como a duração deste armazenamento, o tempo que este meio retém uma parcela útil da energia recebida. Cabeza (2012) ainda aponta os seguintes parâmetros como relevantes:

- A reversibilidade do ciclo de armazenamento, ou seja, a quantidade de ciclos que podem ocorrer na vida útil do sistema;

- A magnitude das perdas de calor durante o ciclo;
- A estabilidade físico-química do meio de armazenamento;
- A compatibilidade físico-química do HTF, quando presente, com as estruturas de troca de calor e o meio de armazenamento;
- A qualidade da transferência de calor entre os componentes do sistema.

Por sua vez, o armazenamento de energia térmica só é possível através de três métodos fundamentais:

- Estabelecendo um gradiente de temperatura em um sólido ou líquido, armazenando assim energia na forma de calor sensível;
- Promovendo a mudança do estado físico do meio em questão, o que caracteriza o armazenamento por calor latente;
- Utilizando reações reversíveis entre substâncias específicas para absorver e liberar calor, o denominado armazenamento termoquímico.

3.3.1 Armazenamento por calor sensível

Neste método de armazenamento, o meio físico absorve energia por meio da variação de sua temperatura, sem, no entanto, mudar de fase. A Equação 3.1 quantifica essa relação: a quantidade de energia armazenada (E) é diretamente proporcional a variação de temperatura ΔT do meio e a sua capacidade térmica mC_p .

$$E = mC_p\Delta T \quad (3.1)$$

Em concordância com Cabeza (2012), um armazenador por calor sensível segue duas concepções possíveis: se o meio de armazenamento é um leito poroso de materiais sólidos ou um fluido, este precisa ser contido em um recipiente ou reservatório, se for um sólido maciço, basta delimitar um “volume útil” de material. Na primeira concepção podem ser enquadradas até mesmo as “piscinas solares” (KARAKILCIK; DINCER, 2008), enquanto as estruturas de concreto estudadas por Laing *et al.* (2006) se encaixam perfeitamente na segunda. Os supracitados reservatórios são projetados de modo a minimizar as perdas de calor para o ambiente, e dispositivos de troca de calor eventualmente são necessários em ambas as concepções para possibilitar o carregamento e descarregamento. Tais dispositivos podem ser sistemas abertos de ventilação forçada ou mesmo intrincados trocadores de calor.

Quanto a escolha do meio de armazenamento, além da faixa de temperatura envolvida e da capacidade térmica do material, Kalaiselvam e Parameshwaran (2014) ainda apontam a importância dos seguintes parâmetros:

- A condutividade térmica do material, que interfere diretamente na duração do carregamento e descarga do sistema, bem como nas perdas para o ambiente;
- A confiabilidade a longo prazo do meio de armazenamento, isto é, suas propriedades térmicas não podem variar muito mesmo após milhares de ciclos;
- A estabilidade físico-química do material, para que ele não sofra decomposição ou reaja indevidamente com o reservatório ou os dispositivos de troca de calor;
- Baixo coeficiente de expansão térmica;
- Ótima relação custo-benefício.

3.3.2 Armazenamento por calor latente

Nos armazenadores por calor latente, o meio de armazenamento sofre uma mudança de fase durante a operação, absorvendo ou liberando energia térmica para que este processo ocorra. Assim, o PCM pode sofrer fusão-solidificação, ou menos usualmente, vaporização-condensação, já que a expressiva expansão volumétrica de muitas substâncias durante esse processo dificulta o confinamento em um tanque.

A rigor, a fusão ou solidificação de um material, a uma certa pressão, ocorre sob uma temperatura constante T_m , mas vale ressaltar que há fenômenos que eventualmente alteram a temperatura em que um PCM muda de fase. Deste modo, considerando que o processo de carregamento ou descarga se dá entre uma temperatura máxima T_{max} e uma mínima T_{min} , com T_m compreendida nesse intervalo, a Equação 3.2 expressa a quantidade absoluta de energia armazenada ou descarregada (E).

$$E = m[C_{p, liq}(T_{max} - T_m) + \Delta H_m + C_{p, sol}(T_m - T_{min})] \quad (3.2)$$

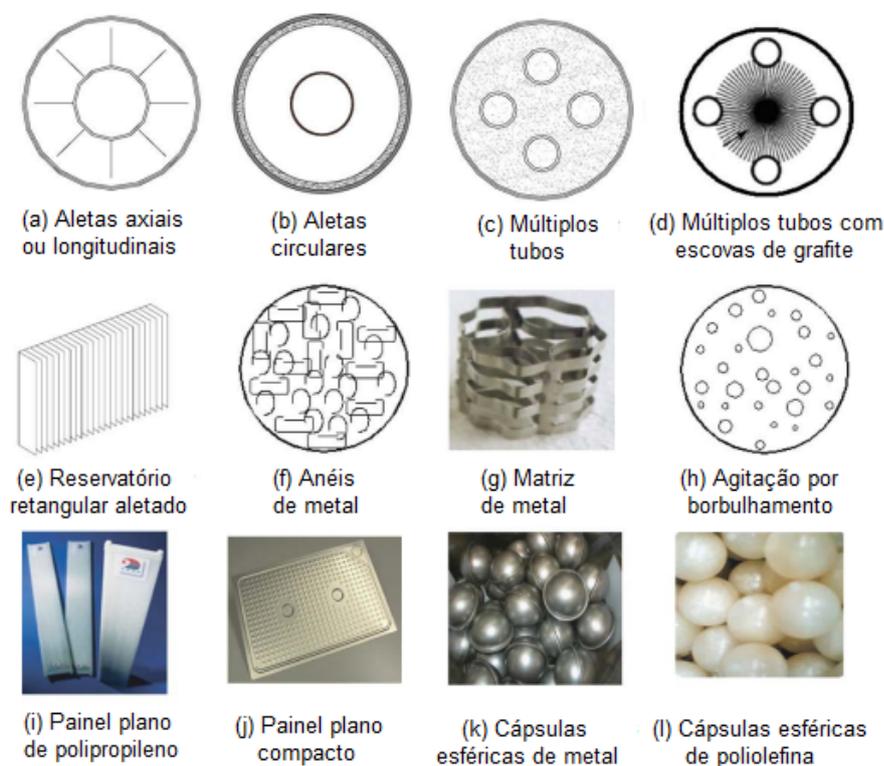
Da equação, $C_{p, liq}$ é o calor específico do PCM no estado em que a temperatura máxima é alcançada (estado líquido, pois a temperatura seria superior a de fusão), enquanto $C_{p, sol}$ é o calor específico do PCM sólido. Já ΔH_m é a entalpia de fusão/solidificação do material, também conhecida como calor latente, e m é a massa de PCM utilizada no sistema. Assim, fica claro que parte da energia acumulada por este método também é armazenada na forma de calor sensível. Porém, a magnitude de ΔH_m dos materiais, no geral, é expressivamente maior que a parcela proporcional a $C_p \Delta T$. Além da magnitude do calor latente e da capacidade térmica das fases, Agyenim *et al.* (2010) salientam outros parâmetros importantes para a escolha de um PCM:

- A condutividade térmica de cada fase;
- Baixo coeficiente de expansão térmica, para se assegurar a integridade mecânica do reservatório e simplificar sua geometria;

- A estabilidade físico-química do PCM;
- A estabilidade do ciclo, isto é, o material deve ser capaz de mudar de fase sucessivas vezes sem variar consideravelmente sua T_m ;

Sobre os aspectos construtivos, como em algum instante do ciclo de armazenamento o PCM é um sólido, não há maneira de movê-lo para locais onde a transferência de calor fosse favorecida, logo, dispositivos de troca de calor circulando algum HTF precisam ser incorporados ao sistema. Entretanto, como Agyenim *et al.* (2010) enfatizam, a maioria dos materiais empregados como PCM possuem condutividades térmicas extremamente baixas, requerendo assim técnicas de aprimoramento da transferência de calor. Se o material de mudança de fase é confinado a um reservatório com trocadores de calor inseridos dentro, tais técnicas envolvem o uso de múltiplos tubos ou aletas de variadas geometrias (Figuras 9.a, 9.b, 9.c, 9.d e 9.e), a inserção de matrizes ou outras estruturas metálicas no interior do PCM (Figuras 9.f e 9.g), ou mesmo a agitação por borbulhamento (Figura 9.h). Por outro lado, como visto nas figuras 9.i, 9.j, 9.k e 9.l, o PCM ainda pode ser encapsulado em invólucros ou cápsulas de variadas geometrias e tamanhos, que são então dispostos em tanques por onde escoam algum HTF.

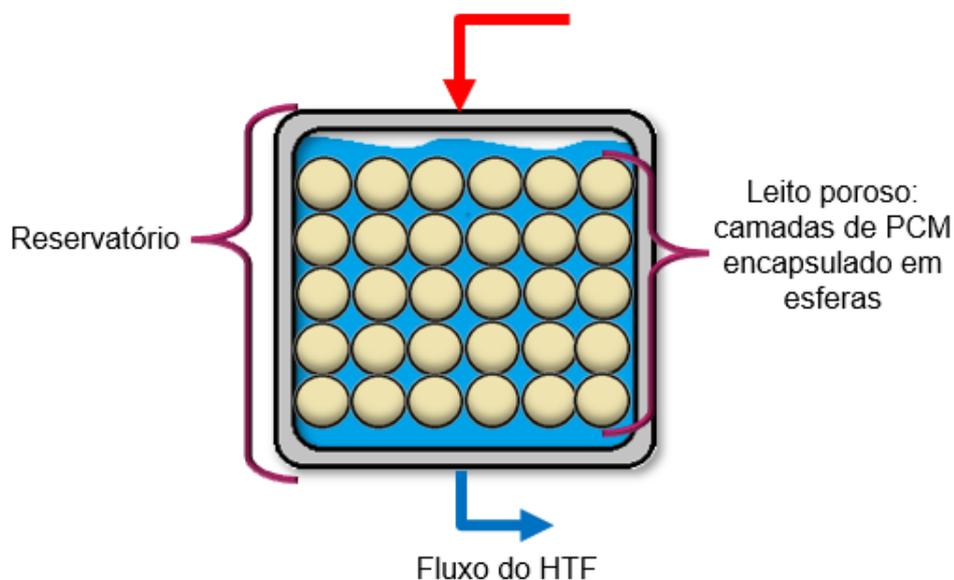
Figura 9 – Técnicas de aprimoramento da transferência de calor.



Fonte: adaptado de Agyenim *et al.* (2010).

Para geometrias mais simples ou compactas, como cápsulas esféricas, é comum empacotá-las em um leito poroso fixo no interior do tanque, como mostra a Figura 10.

Figura 10 – Leito poroso de PCM encapsulado.

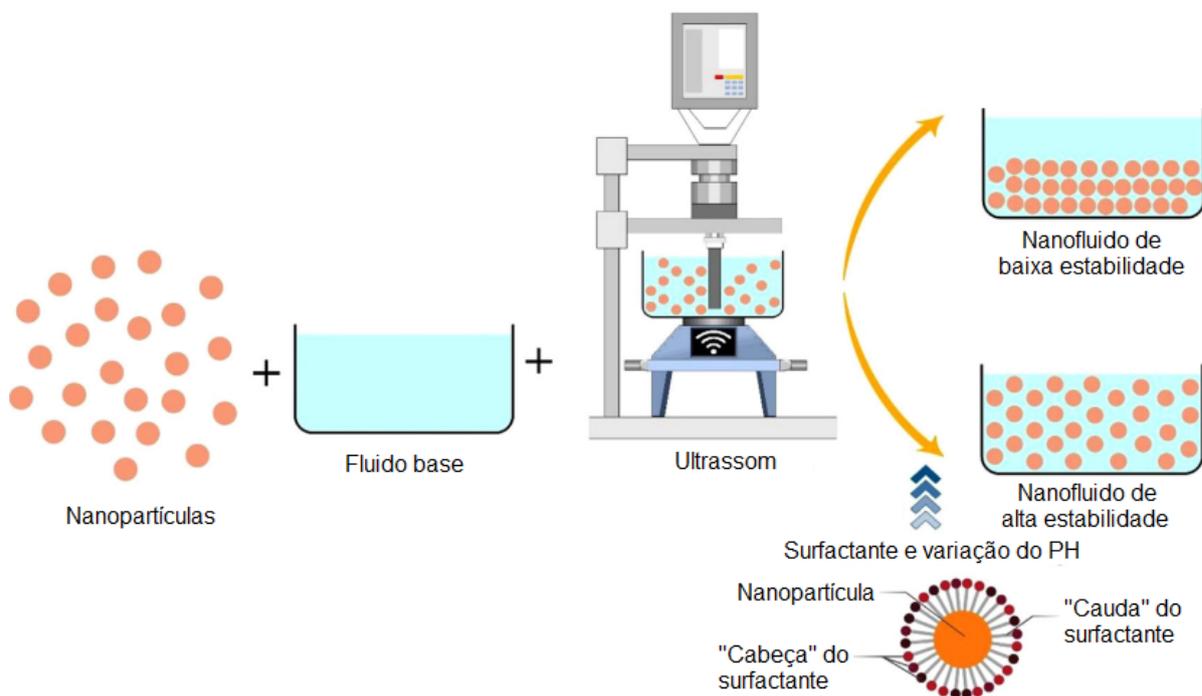


Fonte: o autor (2023).

Por sua vez, uma técnica pioneira de aprimoramento que vale ser citada é aplicável tanto ao PCM, esteja ele encapsulado ou não, quanto ao próprio fluido térmico: a inclusão de nanopartículas de alta condutividade no meio, criando assim um “nano-HTF” ou “nano-PCM”. Segundo Souza *et al.* (2020), um nano-PCM na fase líquida resfria ou aquece mais rápido, reduzindo a duração do carregamento ou descarga do sistema. Além disso, a dispersão das nanopartículas, especialmente se mais de um tipo delas, favoreceu a nucleação da fase sólida, o que reduz a ocorrência do super resfriamento: fenômeno em que o material atinge uma temperatura inferior a de mudança de fase sem, no entanto, solidificar. Porém, à medida que a concentração de nanopartículas aumenta, a quantidade de energia armazenada por calor latente tende a diminuir. Ao empregar nano-fluidos como HTF, Pordanjani *et al.* (2019) ainda apontam uma melhoria significativa na transferência de calor em trocadores, possibilitando assim a redução do volume e do consumo de fluido, o que é especialmente relevante quanto a demanda industrial da água.

As nanopartículas podem ser de alumínio, prata, cobre, titânio, zinco ou magnésio metálico, ou seus óxidos e bases, grafeno ou nanotubos de carbono, ou até mesmo óxido de silício extraído de grãos de arroz. Para todos os casos, de acordo com Souza *et al.* (2020) e Pordanjani *et al.* (2019), uma característica importante é a estabilidade do composto obtido: devido as forças de Van der Waals e a gravidade, as nanopartículas tendem a se agrupar e sedimentar no líquido, comprometendo assim as propriedades do todo. Para mantê-las em suspensão, como demonstrado na Figura 11, pode-se utilizar vibrações ultrassônicas, variação do pH, adição de tensoativos/surfactantes, ou tudo isso em conjunto.

Figura 11 – Técnicas para preparação de nano-fluidos.



Fonte: adaptado de Pordanjani *et al.* (2019).

3.3.3 Armazenamento termoquímico

O terceiro método para o armazenamento de energia térmica envolve processos químicos reversíveis. Kalaiselvam e Parameshwaran (2014) distinguem os processos conhecidos entre aqueles que envolvem ou não a chamada sorção química, como a Figura 12 ajuda a elucidar.

Figura 12 – Armazenamento de energia por processos químicos e físicos.



Fonte: adaptado de Kalaiselvam e Parameshwaran (2014).

Para ambos os casos, de acordo com a Equação 3.3, duas ou mais substâncias A e B se associam reversivelmente em um composto AB , causando uma variação de entalpia (ΔH_r). O processo direto é, portanto, exotérmico, liberando energia útil, enquanto o processo inverso é endotérmico, demandando energia para ocorrer.

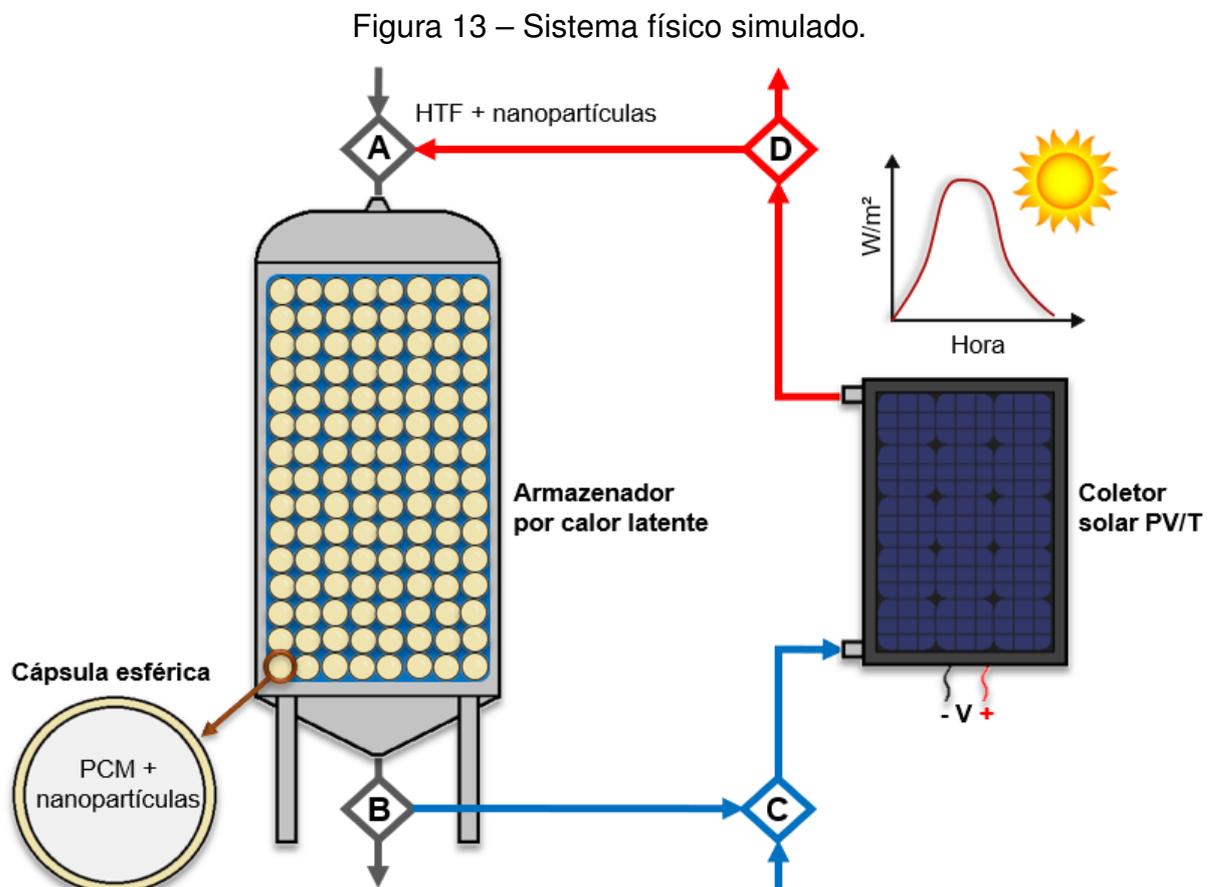


Segundo Kalaiselvam e Parameshwaran (2014), nos processos sem sorção, uma reação entre A e B gera uma nova substância química AB . Já nos processos de sorção, um fluido, que recebe o nome de “sorbato”, adere nas superfícies internas de um material líquido ou sólido. Na denominada “absorção química”, o fluido adere a um líquido, que passa a ser chamado “absorvente”, enquanto na “adsorção química”, ou quimissorção, o sorbato adere a um material sólido, o “adsorvente”.

Portanto, o carregamento térmico ocorre na dissociação de AB , o processo endotérmico, enquanto o processo exotérmico entre os compostos originais corresponde a descarga do ciclo. Deste modo, um importante aspecto construtivo a ser considerado é a necessidade de um reservatório, geralmente um reator, que mantenha AB distantes de fontes de calor que comprometam suas propriedades antes da descarga. Por sua vez, para garantir o período de armazenamento, basta manter A e B separados. Este fato faz com que perdas de energia durante esse momento do ciclo sejam praticamente inexistentes, caracterizando uma das maiores vantagens dos sistemas de armazenamento termoquímico.

4 METODOLOGIA

Utilizando a plataforma Octave, um software livre para cálculo numérico com linguagem equivalente a utilizada no Matlab (GNU, 2023), pôde-se desenvolver um algoritmo de simulação para o ciclo de armazenamento de um TESS por calor latente, que eventualmente pode ser acoplado a um coletor solar PV/T. Este algoritmo simula o coletor operando sob a irradiação de certas cidades brasileiras, e permite analisar a inclusão de nanopartículas ao HTF e/ou PCM macro encapsulado. O sistema descrito é mostrado na Figura 13.



Fonte: o autor (2023).

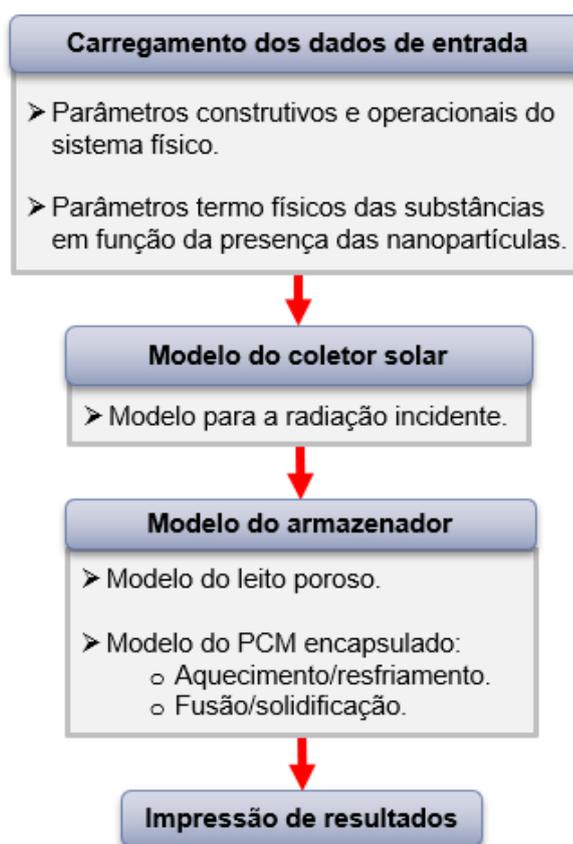
O coletor tem formato retangular, com largura fixa e um comprimento que permite atingir a faixa de temperatura desejada, enquanto o armazenador térmico consiste em um reservatório cilíndrico revestido por um material isolante. A altura do reservatório é função do número de “camadas” de cápsulas no leito poroso presente em seu interior. Características físicas dos dispositivos, bem como seus regimes de operação, são devidamente fixadas e discutidas no capítulo 4.5 e ao longo dos Resultados.

É possível simular o armazenador individualmente, apenas o coletor, ou o sistema integrado, ao comutar entre três possíveis “rotas”: se um fluido térmico, a uma determi-

nada vazão e perfil de temperatura, entra por “A” e sai por “B” na Figura 13, ignora-se o coletor e o armazenador é então carregado ou descarregado. Por sua vez, se um fluido passa somente de “C” para “D”, este é aquecido pelo coletor e pode ser destinado a uma aplicação qualquer. O armazenador somente é carregado pelo coletor solar quando o HTF faz o percurso fechado ABCD, enquanto a descarga depende que um fluido “frio” entre por A e siga para aplicação a partir de B.

Como o diagrama da Figura 14 demonstra, o algoritmo pode ser separado em “blocos” funcionais distintos, que consistem, basicamente, de algoritmos menores provenientes das modelagens específicas para cada componente do sistema físico.

Figura 14 – Diagrama em blocos do algoritmo desenvolvido.



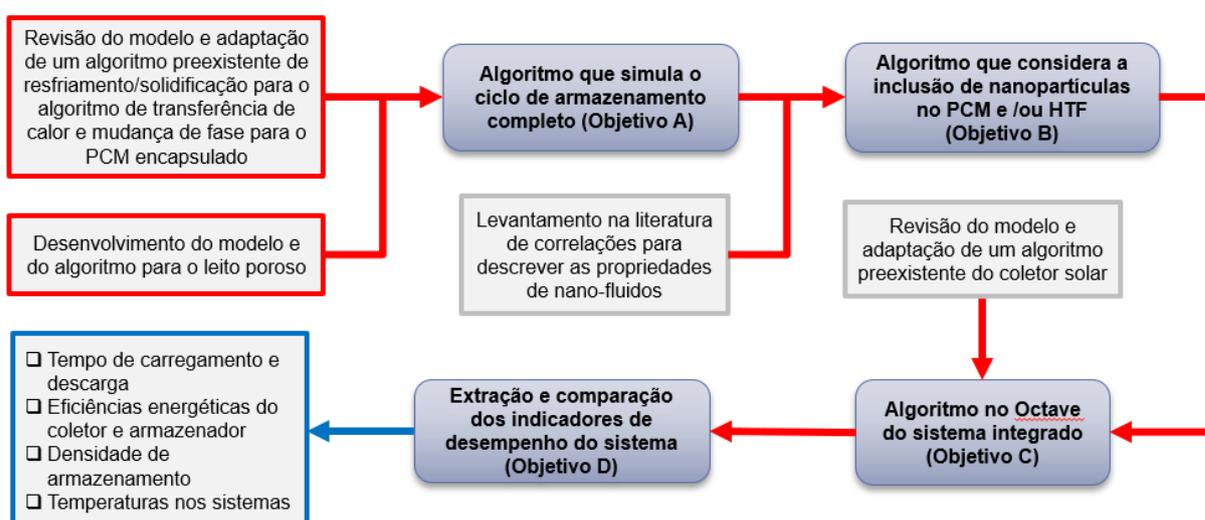
Fonte: o autor (2023).

O grupo de pesquisa do orientador desenvolveu um algoritmo para o coletor solar operando em condições variáveis de radiação no ambiente Matlab, com base na modelagem teórica-numérica de Ospina (2016), que foi revisada e adaptada para operar no Octave no presente trabalho. A partir de um algoritmo em Matlab para o problema de resfriamento e solidificação de um PCM em cápsulas esféricas, fundamentado pelo estudo de Ismail e Henriquez (2000), desenvolveu-se um algoritmo para resfriamento e aquecimento, assim como a mudança de fase do PCM encapsulado, no novo ambiente computacional. Por sua vez, os trabalhos de Ismail e Henriquez (2002) e Alptekin e

Ezan (2021) permitiram elaborar um modelo, seguido por um algoritmo, para o leito poroso do armazenador, que opera em conjunto ao modelo das cápsulas esféricas. Já o impacto das nanopartículas nos parâmetros termo-físicos dos materiais utilizados por este algoritmo foi levantado dos estudos de Pordanjani *et al.* (2019), Souza *et al.* (2020), Rubbi *et al.* (2021) e Coccia *et al.* (2021). Os detalhes da modelagem de cada subsistema e do tratamento das propriedades do nano-fluido e do nano-PCM são apresentadas nos capítulos 4.1, 4.2 e 4.3.

Por sua vez, o trabalho foi desenvolvido seguindo um conjunto de etapas conforme exemplificado no fluxograma da Figura 15.

Figura 15 – Fluxograma das etapas de desenvolvimento do trabalho.



Fonte: o autor (2023).

Já as análises paramétricas com os sistemas individuais e o integrado foram realizadas levando em consideração as seguintes métricas, extraídas dos resultados das simulações:

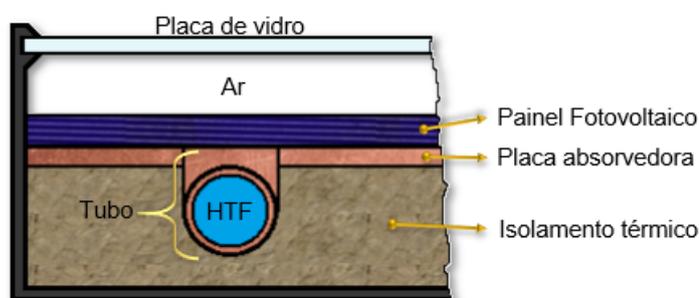
- A duração dos processos de carregamento e descarga em função da presença das nanopartículas;
- Quantitativos de energia armazenada e a densidade de armazenamento volumétrico de energia em função das nanopartículas;
- A eficiência energética do armazenador, bem como as eficiências térmica, elétrica e de cogeração do coletor, em função das nanopartículas;
- As temperaturas no sistema e outros comportamentos dinâmicos, que dependem das nanopartículas ou parâmetros operacionais dos sistemas;

As eficiências do armazenador e do coletor, a densidade de armazenamento e os tempos de carregamento e descarga são devidamente definidos no capítulo 4.4.

4.1 MODELAGEM DO COLETOR PV/T

A Figura 16 contém um esquema simplificado (um corte transversal) do coletor solar PV/T considerado para este trabalho. A modelagem original de Ospina (2016) resolve as equações do balanço de energia, Tabela 3, pelo método das diferenças finitas nas seguintes “camadas” do coletor: uma placa plana de vidro, que absorve uma parcela Q_{vid} da radiação total incidente, afastada por um volume de ar de um painel fotovoltaico que aproveita a parcela restante da radiação (Q_{pv}). O painel é sobreposto a uma placa absorvedora metálica onde tubos para o escoamento do HTF se encontram fixados, separados do ambiente externo por um isolante. Os processos de transferência de calor se dão por convecção, condução e radiação entre essas camadas e o exterior.

Figura 16 – Esquema do coletor solar PV/T empregado.



Fonte: o autor (2023).

Tabela 3 – Resumo das equações do coletor.

Camada	Balanço de energia
Vidro	$(mC_p \frac{dT}{dt})_{vid} = Q_{vid} + Q_{conv,vid-ar} + Q_{rad,vid-ar} + Q_{conv,vid-pv}$
Painel fotovoltaico	$(mC_p \frac{dT}{dt})_{pv} = Q_{pv} + Q_{rad,pv-vid} + Q_{conv,pv-vid} + Q_{cond,pv-abs} + Q_{cond,pv-tubo}$
Placa absorvedora	$(mC_p \frac{dT}{dt})_{abs} = Q_{cond,abs-pv} + Q_{cond,abs-tubo} + Q_{cond,abs-iso}$
Tubo	$(mC_p \frac{dT}{dt})_{tubo} = Q_{cond,tubo-abs} + Q_{cond,tubo-pv} + Q_{cond,tubo-iso} + Q_{conv,tubo-htf}$
Isolamento térmico	$(mC_p \frac{dT}{dt})_{iso} = Q_{cond,iso-abs} + Q_{cond,iso-tubo} + Q_{conv,iso-ar}$
HTF	$(mC_p \frac{dT}{dt})_{htf} = Q_{htf} + Q_{conv,htf-tubo}$

Fonte: adaptado de Ospina (2016).

Por sua vez, os perfis de irradiação e temperatura ambiente que viabilizam a simulação do coletor, como os das Figuras 23 e 24, provém de uma modelagem a parte também fundamentada pelo estudo de Ospina (2016). Para utilizar este modelo, basta definir certos dados geográficos e climáticos do local em que se deseja simular a operação do coletor.

4.2 MODELAGEM DO ARMAZENADOR TÉRMICO

Tendo um PCM restrito a uma geometria esférica e empacotado em um leito poroso cilíndrico, supor que:

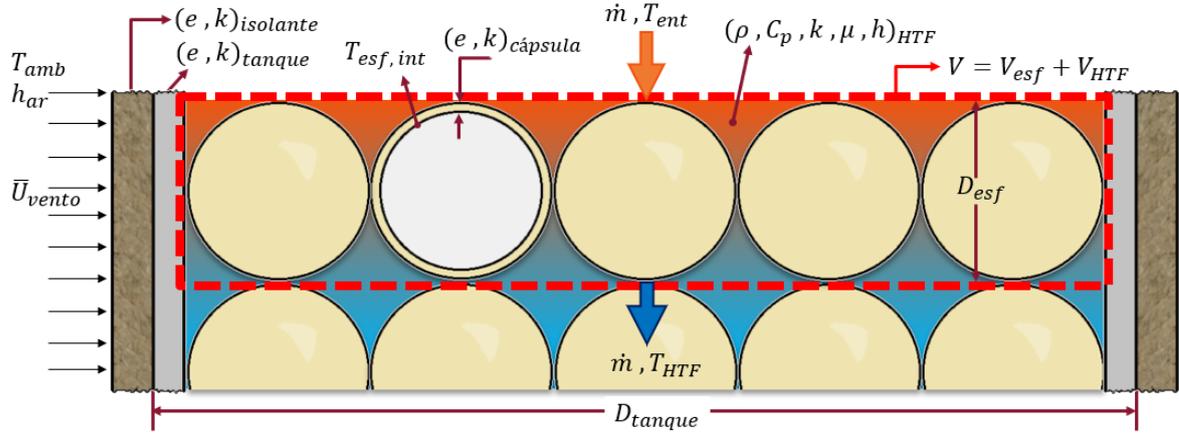
- A transferência de calor no PCM ocorre em regime transiente e é unidimensional (decorre apenas na direção radial);
- A transferência de calor por radiação é desprezível;
- As superfícies superior e inferior do tanque/reservatório são adiabáticas, mas as laterais não, havendo assim transferência de calor com o ambiente externo;
- Os espaços vazios (os “poros” do leito) são uniformemente distribuídos;
- A vazão do HTF é radialmente uniforme, com sua temperatura variando apenas com a altura do leito;

Permitiu separar esse problema em dois modelos mais simples, já citados: um modelo para transferência de calor e mudança de fase do PCM encapsulado, e outro para o balanço de energia em um dado volume de controle, uma camada, do leito poroso. Assim, o leito torna-se uma composição de várias camadas sobrepostas, que contém diversas cápsulas esféricas cujo comportamento é idêntico para cada camada, que são atravessadas pelo fluxo do fluido térmico.

O modelo do PCM encapsulado derivou diretamente dos estudos de Ismail e Henriquez (2000) e Ismail e Henriquez (2002), que ao considerar transferência de calor por condução pura no material de mudança de fase, discretizam as equações diferenciais para pontos de malhas móveis na direção radial das cápsulas. Essas malhas são definidas para cada domínio existente no momento, sólido e/ou líquido, e permitem resolver as equações de forma implícita.

Por sua vez, ao modelar uma camada do leito poroso com base no volume de controle mostrado na Figura 17, foi possível extrair a Equação 4.1, que exprime o balanço de energia na camada ao considerar que n_{esf} cápsulas esféricas estão contidas nela, trocando uma quantidade Q_{esf} de calor com o HTF. Além desta, uma parcela de calor ainda é perdida para o ambiente (Q_{amb}), devido ao fato das paredes do tanque não serem adiabáticas.

Figura 17 – Volume de controle no leito poroso.



Fonte: o autor (2023).

$$\rho V C_p \frac{\partial T_{HTF}(t)}{\partial t} = \dot{m} C_p [T_{ent}(t) - T_{HTF}(t)] - n_{esf} Q_{esf}(t) - Q_{amb}(t) \quad (4.1)$$

O número de cápsulas na camada depende dos volumes da própria cápsula e da camada, bem como da fração de vazios (ϵ). Alptekin e Ezan (2021) estimam esta fração pela Equação 4.2 utilizando o diâmetro D_{esf} dos encapsulamentos, o diâmetro interno D_{tanque} e a espessura da parede e_{tanque} do tanque que compõe o armazenador.

$$\epsilon = 0,368 \left[1 + 2 \frac{D_{esf}}{(D_{tanque} - 2e_{tanque})} \left(\frac{0,476}{0,368} - 1 \right) \right] \quad (4.2)$$

Similar a correlação proposta por Ismail e Henriquez (2002), o calor trocado entre PCM encapsulado e HTF pode ser expresso pela Equação 4.3, sendo função da diferença de temperatura entre o fluido e a superfície interna da cápsula e de uma resistência térmica (R_{esf}). Como definido na Equação 4.4, esta grandeza engloba a resistência à transferência de calor por condução ao longo de uma cápsula esférica de espessura $e_{capsula}$ e condutividade térmica $k_{capsula}$, assim como a convecção forçada no exterior da cápsula, que depende do coeficiente convectivo h_{HTF} .

$$Q_{esf}(t) = \frac{[T_{HTF}(t) - T_{esf,int}(t)]}{R_{esf}} \quad (4.3)$$

$$R_{esf} = \frac{e_{capsula}}{\pi k_{capsula} (D_{esf}^2 - 2D_{esf} e_{capsula})} + \frac{1}{\pi h_{HTF} D_{esf}^2} \quad (4.4)$$

Tal coeficiente pode ser obtido através da Equação 4.5, dependendo dos números de Nusselt (Nu_{leito}) e Reynolds (Re_{leito}) para o escoamento em um leito poroso. Para determinar estes adimensionais nesta condição, Ismail e Henriquez (2002) propõem, respectivamente, a Equação 4.6, que depende do número de Prandtl para o fluido térmico (Pr_{HTF}), e a Equação 4.7.

$$h_{HTF} = \frac{k_{HTF} Nu_{leito}}{D_{esf}} \quad (4.5)$$

$$Nu_{leito} = 3,22Re_{leito}^{1/3}Pr_{HTF}^{1/3} + 0,117Re_{leito}^{4/5}Pr_{HTF}^{4/5} \quad (4.6)$$

$$Re_{leito} = \frac{\dot{m}D_{esf}}{\epsilon\mu_{ar}A_{tanque}} \quad (4.7)$$

Para determinar o termo Q_{amb} da Equação 4.1 é assumido que a temperatura interna das paredes é aproximadamente a temperatura do HTF na respectiva camada, sendo expresso pela Equação 4.8. Da equação, a resistência térmica R_{tanque} engloba tanto a condução de calor pelo “cilindro” que forma o tanque e pela camada de material isolante, quanto pela convecção com o ar, sendo expressa pela Equação 4.9.

$$Q_{amb}(t) = \frac{[T_{HTF}(t) - T_{amb}(t)]}{R_{tanque}} \quad (4.8)$$

$$R_{tanque} = \frac{\ln\left(\frac{D_{tanque}}{D_{tanque} - 2e_{tanque}}\right)}{2\pi D_{esf}k_{tanque}} + \frac{\ln\left(\frac{D_{tanque} + 2e_{isolante}}{D_{tanque}}\right)}{2\pi D_{esf}k_{isolante}} + \frac{1}{\pi D_{esf}(D_{tanque} + 2e_{isolante})h_{ar}} \quad (4.9)$$

Foi assumido que o escoamento forçado devido ao vento no local é a condição que maximiza a transferência de calor por convecção entre o tanque e o ar. Considerando que o tanque é instalado na posição vertical, perpendicular ao fluxo de ar com velocidade média \bar{U}_{vento} , este problema pode ser modelado como um cilindro em escoamento cruzado. Assim, segundo Bergman *et al.* (2014), o coeficiente convectivo h_{ar} pode ser expresso pela Equação 4.10, que depende dos números de Nusselt (Nu_D) e Reynolds (Re_D) para este escoamento, expressos pelas correlações 4.11 e 4.12, que ainda dependem do número de Prandtl para o ar (Pr_{ar}).

$$h_{ar} = \frac{k_{ar}Nu_D}{(D_{tanque} + 2e_{isolante})} \quad (4.10)$$

$$Nu_D = 0,989Re_D^{0,33}Pr_{ar}^{1/3} \quad (4.11)$$

$$Re_D = \frac{\bar{U}_{vento}(D_{tanque} + 2e_{isolante})}{\nu_{ar}} \quad (4.12)$$

Assim, ao aplicar as expressões 4.3 e 4.8 na 4.1, utilizar o método das diferenças finitas permite obter a Equação 4.13.

$$\rho V C_p \frac{[T_{HTF}(t + \Delta t) - T_{HTF}(t)]}{\Delta t} = \dot{m} C_p [T_{ent}(t + \Delta t) - T_{HTF}(t + \Delta t)] - \frac{n_{esf}}{R_{esf}} [T_{HTF}(t + \Delta t) - T_{esf,int}(t + \Delta t)] - \frac{[T_{HTF}(t + \Delta t) - T_{amb}(t + \Delta t)]}{R_{tanque}} \quad (4.13)$$

$$\text{Por conveniência, ao fazer: } \begin{cases} A = \dot{m}\Delta t/\rho V \\ B = n_{esf}\Delta t/\rho V C_p R_{esf} \\ C = \Delta t/\rho V C_p R_{tanque} \end{cases}$$

Manipula-se a Equação 4.13 para se obter a Equação 4.14, que é então aplicada para cada camada do leito. Resta somente esclarecer que a vazão mássica (\dot{m}) nem sempre é constante, podendo variar do carregamento para a descarga, e sendo nula durante todo o período de armazenamento.

$$T_{HTF}(t + \Delta t) = \frac{AT_{ent}(t + \Delta t) + BT_{esf,int}(t + \Delta t) + CT_{amb}(t + \Delta t) + T_{HTF}(t)}{(1 + A + B + C)} \quad (4.14)$$

4.3 PROPRIEDADES TERMO-FÍSICAS DE UM NANO-FLUIDO

Em concordância com a literatura especializada, a presença de nanopartículas em um fluido altera os parâmetros termo-físicos deste, como a densidade, calor específico, condutividade e viscosidade. Tais alterações, por sua vez, se mostram dependentes da concentração das nanopartículas. Isto posto, várias correlações teóricas ou puramente empíricas já foram desenvolvidas para expressar as propriedades de um nano-fluido.

Para estimar a densidade de um nano-fluido (ρ_{nf}), a Equação 4.15 (PORDANJANI *et al.*, 2019 apud WASP *et al.*, 1977) pode ser usada caso a concentração das nanopartículas for expressa em termos da fração de massa (ϕ_m). Já Pordanjani *et al.* (2019 apud PAK; CHO, 1998) indicam a Equação 4.16 quando a concentração está em fração de volume (ϕ_V). É notável que ambas dependem da densidade do fluido base (ρ_{fb}), e da substância que compõe as nanopartículas (ρ_{np}).

$$\frac{1}{\rho_{nf}} = \frac{\phi_m}{\rho_{np}} + \frac{(1 - \phi_m)}{\rho_{fb}} \quad (4.15)$$

$$\rho_{nf} = \phi_V \rho_{np} + (1 - \phi_V) \rho_{fb} \quad (4.16)$$

Devido a essas duas possibilidades, deve-se enfatizar a seguinte distinção: assim como abordado por Souza *et al.* (2020), o presente trabalho optou pela concentração de nanopartículas em fração de massa para o cálculo das propriedades do nano-PCM, enquanto as propriedades do nano-HTF foram estimadas com base em valores de concentração volumétrica, pois trata-se da abordagem mais comum na literatura especializada sobre fluidos de transferência de calor.

Quanto ao calor específico, apesar de expressões empíricas serem continuamente propostas, estudos como os de Rubbi *et al.* (2021), Pordanjani *et al.* (2019) e Souza *et al.* (2020) indicam ou utilizam a Equação 4.17. Trata-se de uma correlação “genérica”, isto é, sem restrições ao tipo de fluido base, nanopartícula ou mesmo faixa de concentração, que pode ser volumétrica ou mássica, sendo por isso expressa apenas com ϕ .

$$C_{p,nf} = \frac{\phi(\rho C_p)_{np} + (1 - \phi)(\rho C_p)_{fb}}{\rho_{nf}} \quad (4.17)$$

Já a condutividade e a viscosidade, especialmente por não possuírem correlação direta com a massa das substâncias, possuem uma série de expressões “específicas”, ou particulares, propostas em função das nanopartículas usadas. Elas variam entre os parâmetros considerados e eventualmente levam a resultados divergentes. Considerando que o sistema de interesse deste trabalho tem a água como fluido térmico, impossibilitando que as temperaturas de operação superem os $100^\circ C$, as correlações das Tabelas 4 e 5 são aplicáveis, criando a necessidade de estabelecer um critério de escolha. Optando pela mesma abordagem de Souza *et al.* (2020), a condutividade do nano-PCM foi estimada pela Equação 4.18, enquanto para o HTF verificou-se duas possibilidades: usar exclusivamente as expressões genéricas das Tabelas 4 e 5, o que possibilitaria comparar o impacto das diferentes nanopartículas sob as mesmas concentrações, ou utilizar as correlações específicas, que tem um uso mais restrito.

Tabela 4 – Correlações para a condutividade de um nano-fluido.

Correlações		Fonte
$\frac{k_{nf}}{k_{fb}} = \frac{k_{np} + 2k_{fb} + 2\phi(k_{np} - k_{fb})}{k_{np} + 2k_{fb} - \phi(k_{np} - k_{fb})} \quad (4.18)$		Coccia <i>et al.</i> (2021 apud GARNETT, 1904)
$\frac{k_{np}}{k_{fb}} = (1 + 3\phi) \quad (4.19)$		Coccia <i>et al.</i> (2021 apud TIMOFEEVA <i>et al.</i> , 2007)
$\frac{k_{nf}}{k_{fb}} = 1 + 4,4134\phi_V (1 - e^{-0,025d_{np}}) \quad (4.20)$ <p>Al_2O_3 $\phi_V : 2 - 4\%$ $d_{np} : 8 - 282 \text{ nm}$ $T : 25^\circ C$</p>		Rubbi <i>et al.</i> (2021 apud BECK <i>et al.</i> , 2009)
$\frac{k_{nf}}{k_{fb}} = 1,0026 + \frac{\phi_V}{0,17981 - 0,0003692(T - 273)} \quad (4.21)$ <p>DWCNT $\phi_V : 0,01 - 0,4\%$ $d_{np} : 2 - 4 \text{ nm}$ $T : 27 - 67^\circ C$</p>		Pordanjani <i>et al.</i> (2019 apud ESFE <i>et al.</i> , 2014)

Fonte: o autor (2023).

Percebe-se que a eficiência das células no painel é função de uma eficiência nominal, ou de referência (η_{ref}), que é o valor de eficiência comumente apresentado nos catálogos dos painéis. Em concordância com o que já foi discutido, constata-se pela expressão que a medida que a temperatura do painel (T_{pv}) aumenta, sua eficiência tende a cair proporcionalmente a um coeficiente de temperatura β_{ref} .

Já a eficiência térmica pode ser estimada pela Equação 4.27 como uma razão entre o acumulado da energia entregue ao fluido, que é proporcional a sua variação de temperatura (ΔT), pelo acumulado da irradiação G captada na área do coletor ($A_{coletor}$).

$$\eta_{term}(t) = \frac{\sum_{t_0}^t [\dot{m}C_p\Delta T(t)]_{HTF}}{\sum_{t_0}^t G(t)A_{coletor}} \quad (4.27)$$

Deste modo, a eficiência de cogeração do coletor pode ser expressa simplesmente como a soma das duas eficiências já definidas, Equação 4.28.

$$\eta_{cog}(t) = \eta_{term}(t) + \eta_{elet}(t) \quad (4.28)$$

Por sua vez, ao avaliar sistemas de armazenamento, o tempo de carregamento e de descarga, a eficiência energética e a densidade de armazenamento são parâmetros, ou indicadores de desempenho, que podem ser levantados tanto para sistemas térmicos quanto para baterias e outros meios de armazenamento de energia elétrica, divergindo apenas na forma como devem ser definidos de uma tecnologia para outra.

O tempo de carregamento corresponde ao período para armazenar uma dada quantidade de energia, ou até o processo de carregamento se tornar fisicamente impossível de continuar. Para um TESS, esse período geralmente consiste no tempo para se atingir uma dada temperatura em todo, ou em parte, do meio de armazenamento. Contudo, em sistemas por calor latente, esse critério não assegura que todo o PCM mude de fase, possibilitando que um quantitativo significativo de energia não seja armazenado. Assim, sabendo que o modelo do PCM macro encapsulado empregado neste trabalho não resolve o problema de fusão/solidificação incompleta, definiu-se que o tempo de carregamento t_{carga} se completa quando a correlação 4.29 é satisfeita.

$$|T_{ent}(t_{carga}) - T_{PCM}^N(t_{carga})| \leq \Delta T_{sig} \quad (4.29)$$

Quando a temperatura do PCM no centro de uma cápsula na última camada do leito (T_{PCM}^N), difere da temperatura do HTF na entrada do armazenador (T_{ent}), por um gradiente significativo de temperatura (ΔT_{sig}), o carregamento pode ser dado como completo desde que o material na cápsula tenha integralmente mudado de fase. Para o algoritmo desenvolvido, este gradiente foi fixado em $1^\circ C$.

Analogamente, o tempo de descarga consiste no período para retirar uma certa quantidade de energia útil do sistema, ou até quando o processo de descarga se torna impossível. Novamente, o critério de fusão/solidificação completa se faz necessário, e o resultado é uma expressão idêntica a 4.29, trocando apenas t_{carga} por $t_{descarga}$.

Já a eficiência energética de um sistema de armazenamento, em concordância com Dinçer e Rosen (2021), pode ser definida sob duas óticas: para cada processo, isto é, uma eficiência para o carregamento, armazenamento e descarga, ou uma eficiência global para todo o ciclo de armazenamento. A primeira demanda definições específicas para cada processo, e o produto delas corresponde a eficiência global. Já esta última permite uma relação direta entre o que se extraiu do sistema na descarga, com o que foi disponibilizado durante o carregamento, como expresso pela Equação 4.30.

$$\eta_{global} = \frac{E_{retira}(t_{descarga})}{E_{disp}(t_{carga})} \quad (4.30)$$

Da Equação 4.30, a energia disponibilizada ou retirada (E_i), consiste em um acumulado da energia que o HTF entregou ou retirou do leito durante o respectivo processo, como se infere da Equação 4.31.

$$E_i = \sum_t^{t_i} \dot{m}C_p |T_{ent}(t) - T_{HTF}^N(t)| \Delta t \quad (4.31)$$

Por ser uma opção mais simples, mas que ainda permite avaliar quais fatores ou parâmetros impactam o armazenamento e a recuperação de energia desses sistemas, optou-se por extrair apenas essa eficiência das simulações realizadas.

O último indicador de interesse consiste na densidade de armazenamento volumétrico de energia, que para este tipo de sistema é mais simples de definir do que uma densidade em termos de massa. Como expresso pela Equação 4.32, a densidade de armazenamento máxima ($\rho_{energia}$) trata-se do acumulado da energia armazenada no PCM encapsulado como calor sensível e calor latente ($Q_{esf} \Delta t$) e no HTF como calor sensível ($\rho V C_p \Delta T$), até o final do carregamento ($t = t_{carga}$), ao longo de todas as N camadas do leito, dividido pelo volume interno do armazenador, que é o volume do próprio leito fixo. Este volume é calculado como a área transversal interna do tanque cilíndrico multiplicada pela altura do leito, que é o produto do número de camadas pelo diâmetro das cápsulas esféricas (ND_{esf}).

$$\rho_{energia} = \frac{\sum_{i=1}^N \left\{ \rho V C_p [T_{HTF}^i(t_{carga}) - T_{HTF}^i(t_0)] + \sum_{t_0}^{t_{carga}} n_{esf} Q_{esf}^i(t) \Delta t \right\}}{\pi \left(\frac{D_{tanque}}{2} - e_{tanque} \right)^2 ND_{esf}} \quad (4.32)$$

Em suma, como discutido no capítulo 3.3.2, incluir nanopartículas ao PCM ou HTF visa aprimorar a transferência de calor no sistema, conseqüentemente reduzindo os

tempos de carregamento e descarga. Porém, isso reduz a quantidade de material de mudança de fase nas cápsulas, diminuindo a quantidade de energia armazenada por calor latente, o que pode reduzir a densidade de armazenamento. Além disso, não é desejável diminuição da eficiência global do armazenador. Portanto, avaliar os “impactos” da presença das nanopartículas é o que norteia as análises realizadas neste trabalho: para analisar o impacto sobre qualquer indicador de desempenho, seu valor χ_0 é extraído em um “caso base”, caso em que o sistema é simulado sem as nanopartículas, e se calcula sua variação percentual $\delta\chi$ em relação ao valor obtido em simulações com as nanopartículas (χ_{np}). Tal variação é expressa pela Equação 4.33.

$$\delta\chi = \left(\frac{\chi_{np} - \chi_0}{\chi_0} \right) \cdot 100\% \quad (4.33)$$

4.5 CARACTERIZAÇÃO E VALIDAÇÃO

Definido os sistemas físicos e os seus indicadores de desempenho, tornou-se necessário caracterizá-los, isto é, definir suas dimensões, materiais de que são compostos e o regime operacional. Para todas as simulações deste trabalho, as dimensões do coletor solar PV/T, do armazenador por calor latente e das cápsulas com PCM são constantes. O tanque que compõe o armazenador consiste em um tubo metálico resistente a corrosão, revestido por um material isolante específico para processos à quente. Já as cápsulas esféricas são feitas em material polimérico, contendo um PCM registrado a base de água salgada. Tais características são detalhadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Caracterização do coletor e armazenador.

Coletor solar PV/T		
Largura	1,2 m	Área
Comprimento	2,3 m	2,76 m ²
Armazenador por calor latente		
Tanque cilíndrico	Tubo de 10" sch 10	
	Material	Aço inoxidável (AISI 302)
	N	15
	V_{leito}	20,96 l
Isolamento térmico	$e_{isolante}$	25,4 mm (1")
	Material	Lã de vidro
Cápsulas esféricas	D_{esf}	25,4 mm (1")
	e_{esf}	1 mm
	Material	Acrílico
PCM base	Rubitherm® SP58	
HTF base	Água	

Fonte: o autor (2023).

Já os parâmetros termo-físicos dos referidos materiais são apresentados na Tabela 7, junto as propriedades “base” das nanopartículas consideradas para este trabalho: nanopartículas de alumina, Al_2O_3 , de dióxido de titânio, TiO_2 , de um cobre comercial (com 10% de alumínio) e os nanotubos de carbono (em inglês *Carbon Nanotube*, CNT).

Tabela 7 – Parâmetros termo-físicos dos materiais empregados.

	ρ (kg/m^3)	C_p ($J/kg\ K$)	k ($W/m\ K$)	μ ($Pa\ s$)	Fonte
Alumina	3970	765	46	–	Bergman <i>et al.</i> (2014)
Cobre	8800	420	52	–	Bergman <i>et al.</i> (2014)
CNT	1600	720	3500	–	Souza <i>et al.</i> (2020)
TiO_2	4157	710	8,4	–	Bergman <i>et al.</i> (2014)
Água	999,8	4210	0,56	0,001002	Souza <i>et al.</i> (2020)
Aço inox (AISI 302)	–	–	15,1	–	Bergman <i>et al.</i> (2014)
Lã de vidro	–	–	0,04	–	Bergman <i>et al.</i> (2014)
Acrílico	–	–	0,35	–	Souza <i>et al.</i> (2020)
Rubitherm® SP58 (RUBITHERM, 2023)				T_m ($^{\circ}C$)	ΔH_m (J/kg)
Líquido	1200	2000	0,6	54 – 59	≈ 222
Sólido	1300				

Fonte: o autor (2023).

Em um armazenador térmico, a vazão usada para o HTF durante o carregamento depende da fonte primária de energia considerada, enquanto na descarga a dependência é com a demanda energética da aplicação acoplada. Por outro lado, a literatura especializada fornece uma série de “valores ótimos” para a vazão de coletores puramente térmicos, geralmente em razão da área do coletor. Isto posto, a Tabela 8 apresenta algumas dessas vazões de referência, além de convertê-las com base na área do coletor recém caracterizado.

Tabela 8 – Vazões ótimas para coletores solares.

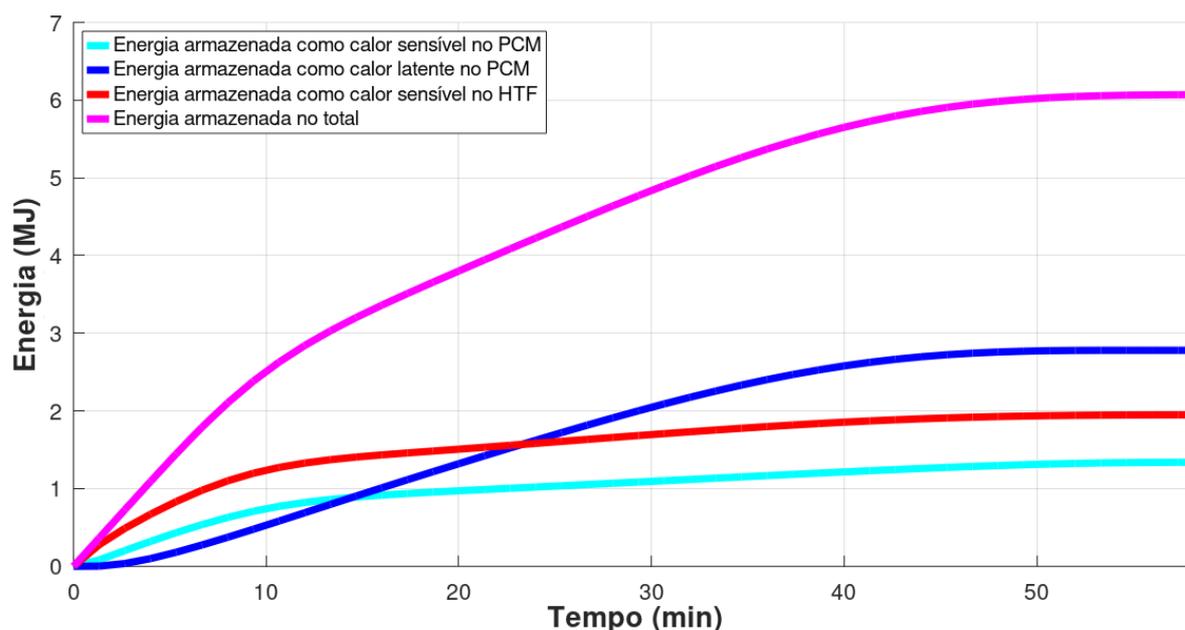
Vazões ótimas por área ($kg/h\ m^2$)	Vazões para o coletor usado neste trabalho (kg/s)	Fonte
7 – 25	0,005 – 0,019	Lima (2010 apud DUFFIE; BECKMAN, 1991)
7,2 – 14,4	0,006 – 0,011	Lima (2010 apud ABDEL-DAYEM; MOHAMAD, 2001)
20 – 40	0,015 – 0,031	Lima (2010 apud HOBBI; SIDDIQUI, 2009)

Fonte: o autor (2023).

Neste ponto, se mostra possível apresentar uma breve “validação” do algoritmo do armazenador por calor latente ao comparar os quantitativos de energia armazenada estimados pela simulação numérica, com os que podem ser obtidos através de uma análise global/integral do sistema, onde interessa apenas as condições inicial e final em regime permanente. Realizando esta análise apenas para o processo de carregamento, o principal parâmetro de operação a ser definido é o perfil de temperatura na entrada: considerando que 80°C é uma temperatura ideal para este sistema, suficientemente abaixo da de ebulição da água, mas acima da de mudança de fase do PCM, a proposição mais simples que pode ser feita impõe que o HTF entra sempre à 80°C no armazenador. Já a temperatura inicial para todo o sistema foi arbitrada em 23°C , consistindo na temperatura ambiente ao início do processo. Tal temperatura ambiente se mantém inalterada durante todo o carregamento.

Por não estimar a energia perdida para o ambiente, que depende da dinâmica temporal do sistema, nenhum outro parâmetro de operação é necessário para a análise global, mas para a simulação numérica precisa-se definir a vazão do HTF. Considerando a subsequente integração entre coletor e armazenador, optou-se pela vazão de $0,019\text{ kg/s}$, o valor intermediário entre as máximas dos intervalos da Tabela 8. Deste modo, a Figura 18 apresenta a progressão das energias armazenadas no PCM, HTF e no total ao longo do carregamento do sistema, obtidas pela simulação numérica.

Figura 18 – Acumulados de energia durante o carregamento segundo a simulação numérica.



Fonte: o autor (2023).

De forma precisa, a energia armazenada como calor sensível no PCM, considerando todas as cápsulas, foi da ordem de $1,34 MJ$, no HTF totalizou $1,95 MJ$, enquanto o calor latente atingiu $2,78 MJ$. No total, o armazenador acumulou $6,07 MJ$. Por sua vez, utilizando uma planilha do Excel carregada com as características físicas do armazenador, a Tabela 9 compila os resultados dos respectivos quantitativos de energia segundo a análise global, que aplica diretamente as Equações 3.1 e 3.2.

Tabela 9 – Energia armazenada durante o carregamento segundo a análise global.

Armazenador por calor latente			Condições de temperatura		
D_{esf}	0,0254	m	$T(t_0)$	23	°C
e_{esf}	0,001		T_m	57	
V_{esfera}	8,58E-06	m ³	$T(t_{carga})$	80	
$V_{PCM, esfera}$	6,71E-06		Energia armazenada		
N	15		Calor latente	2,780	MJ
h_{tanque}	0,381	m	Calor sensível (PCM sólido)	0,852	
D_{tanque}	0,27305		Calor sensível (PCM líquido)	0,576	
e_{tanque}	0,00419		Calor sensível total no PCM	1,428	
V_{leito}	0,0210	m ³	Calor sensível no HTF	1,955	
ϵ	0,3887		Total armazenado	6,163	
$n_{esf, total}$	1493,3				
V_{PCM}	0,0100	m ³			
V_{HTF}	0,0081				

Fonte: o autor (2023).

Os valores estimados para o calor latente de um método para o outro são idênticos, indicando que o algoritmo computa corretamente a fusão completa do PCM. Porém, o calor sensível no PCM na simulação numérica é 6,1% menor que o calculado na análise global, enquanto o calor sensível no HTF é 0,3% menor. Considerando agora o armazenamento total, o sistema na simulação numérica acumulou 1,5% menos energia.

Em suma, apenas a variação do calor sensível no material de mudança de fase é realmente significativa. Contudo, deve-se ressaltar que, diferente do que acontece na análise global, o PCM encapsulado ao longo do leito ainda possui um gradiente de temperatura ao término do carregamento. Ou seja, enquanto na análise global todo o material de mudança de fase estaria a exatos $80^\circ C$ nesse momento, na simulação numérica a temperatura nas porções mais externas do PCM é maior que aquela no centro. Portanto, era esperado que o calor sensível pela análise global fosse em alguma magnitude maior.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, inicialmente é analisado o impacto global do uso de correlações genéricas ou específicas para determinar as propriedades termo-físicas de um nano-fluido, com o propósito de uniformizar as simulações subsequentes.

Por sua vez, para o coletor solar e o armazenador térmico caracterizados pelas tabelas 6 e 7, o presente capítulo também apresenta os resultados das simulações dos sistemas operando individualmente e de forma integrada. Discute-se o comportamento dinâmico dos sistemas, a importância de certos parâmetros operacionais e, principalmente, os impactos da inclusão das nanopartículas.

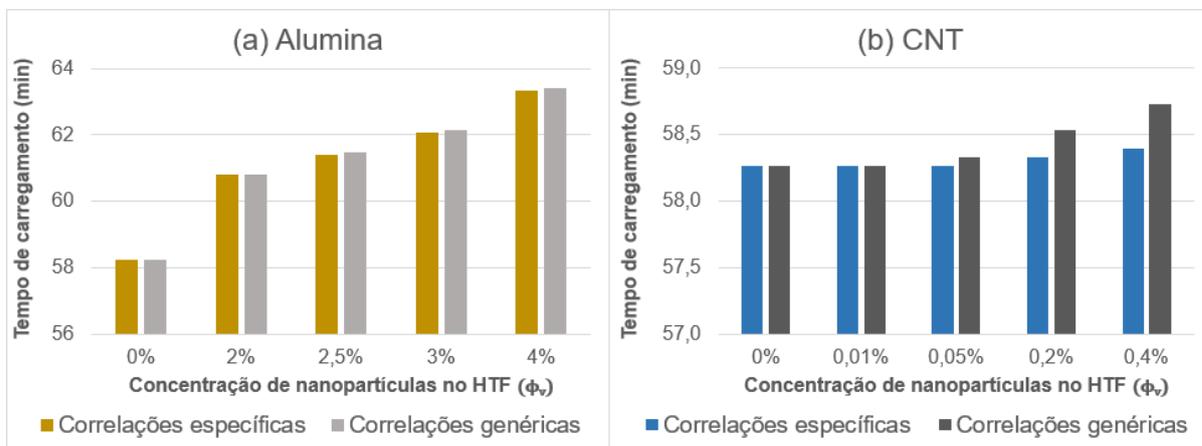
5.1 ANÁLISE DAS CORRELAÇÕES

Procurando obter o impacto mais expressivo possível do uso de um dos conjuntos de correlações em detrimento do outro, optou-se por realizar esta análise comparativa para o armazenador térmico operando individualmente com o nano-HTF. Se nenhum efeito fosse constatado, dificilmente haveria impactos no sistema integrado.

Para simular o armazenador operando individualmente, foi considerada a mesma temperatura de carregamento da validação: o fluido térmico entra a exatos $80^{\circ}C$ no leito. Já na descarga, o sistema retorna à temperatura ambiente inicial, $23^{\circ}C$, que por simplicidade, é tida como constante ao longo de todo o ciclo. A mesma vazão mássica da validação, $0,019 \text{ kg/s}$, foi utilizada tanto no carregamento quanto na descarga, e o tempo de armazenamento foi arbitrado em duas horas. Devido às correlações utilizadas, variou-se apenas as concentrações das nanopartículas de alumina ou dos nanotubos de carbono, segundo dois grupos de simulações: o primeiro grupo usou as correlações específicas para a condutividade (Equações 4.20 e 4.21) e viscosidade (Equações 4.24 e 4.25) dos nano-fluidos, enquanto o outro utilizou as expressões genéricas 4.18 e 4.23. Dos dois grupos se extraiu os tempos de carregamento e descarga, a densidade de armazenamento e a eficiência global.

Assim, a Figura 19.a compila os tempos de carregamento segundo as correlações específicas e genéricas para quatro concentrações de nanopartículas de alumina, além do caso sem nanopartículas, enquanto a Figura 19.b apresenta o mesmo indicador para as concentrações de nanotubos de carbono. Como esperado, sem as nanopartículas não há diferença entre os tempos de carregamento usando um conjunto de correlações ou outro. Porém, considerando as nanopartículas, também não há variação significativa deste indicador: o tempo de carregamento varia com a concentração das nanopartículas, o que é abordado no capítulo 5.3.3, mas a maior variação percentual entre as correlações foi de $0,11\%$ para a alumina e $0,57\%$ para os nanotubos.

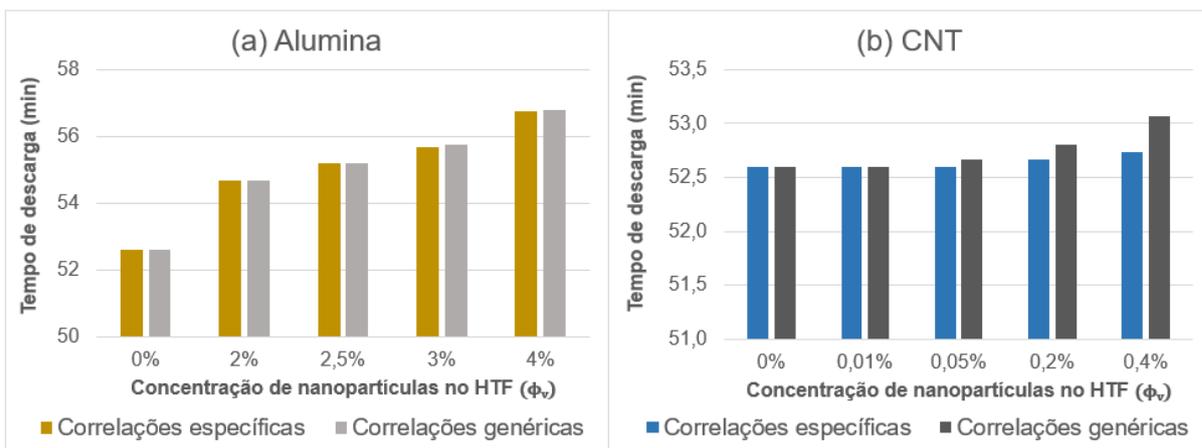
Figura 19 – Tempo de carregamento com cada tipo de correlação para: (a) nanopartículas de alumina e (b) nanotubos de carbono.



Fonte: o autor (2023).

Já a Figura 20.a expõe os tempos de descarga para as correlações específicas e genéricas em função da concentração de alumina, enquanto a Figura 20.b apresenta os tempos para as concentrações de nanotubos de carbono. Mais uma vez não há variação no caso sem nanopartículas, mas mesmo considerando-as, o indicador não varia pelo uso de um conjunto ou outro de correlações: a variação máxima para a alumina foi 0,12% das correlações específicas para as genéricas, enquanto para os nanotubos essa variação não supera 0,63%.

Figura 20 – Tempo de descarga com cada tipo de correlação para: (a) nanopartículas de alumina e (b) nanotubos de carbono.

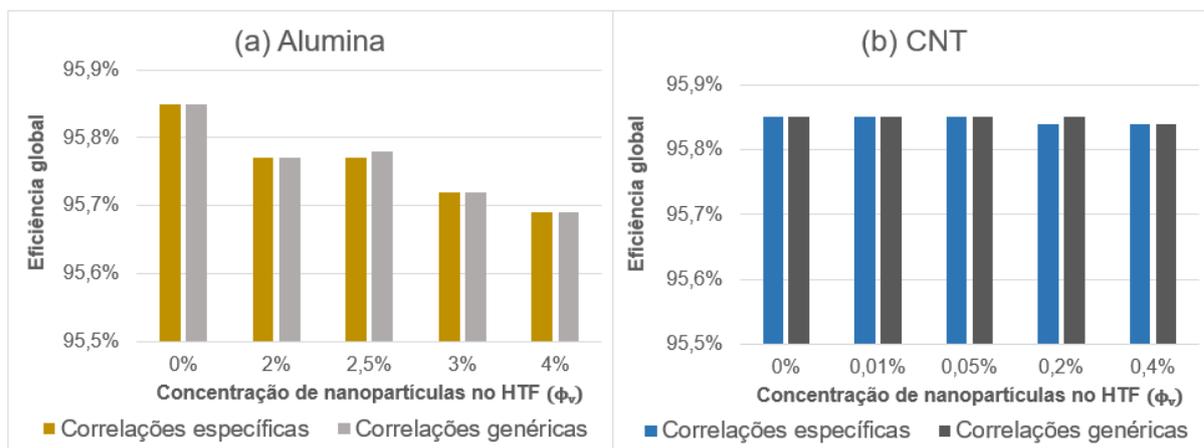


Fonte: o autor (2023).

Quanto a eficiência global, a Figura 21.a apresenta seu valor para as correlações específicas e genéricas em função da concentração das nanopartículas de alumina, enquanto a Figura 21.b compila para as concentrações de nanotubos de carbono. Também não há variação entre as correlações na ausência das nanopartículas, e as

variações quando as nanopartículas são consideradas não ultrapassam 0,01%, seja para a alumina ou os nanotubos de carbono. Já a notável variação da eficiência com a concentração nas nanopartículas é analisada somente no capítulo 5.3.3.

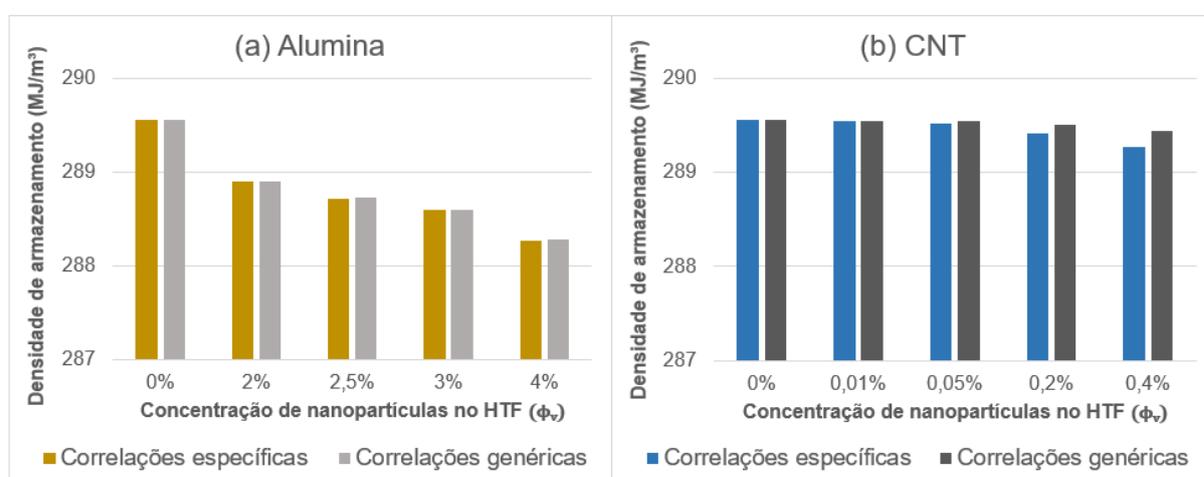
Figura 21 – Eficiência global do armazenador com cada tipo de correlação para: (a) nanopartículas de alumina e (b) nanotubos de carbono.



Fonte: o autor (2023).

Finalizando esta análise, a Figura 22.a expõe a densidade de armazenamento calculada segundo as correlações específicas e genéricas em função da concentração das nanopartículas de alumina, enquanto a Figura 22.b compila para as concentrações de nanotubos de carbono. A variação entre as correlações para os nanotubos não supera 0,06%, enquanto para as nanopartículas de alumina a variação é inferior a 0,01%.

Figura 22 – Densidade de armazenamento com cada tipo de correlação para: (a) nanopartículas de alumina e (b) nanotubos de carbono.



Fonte: o autor (2023).

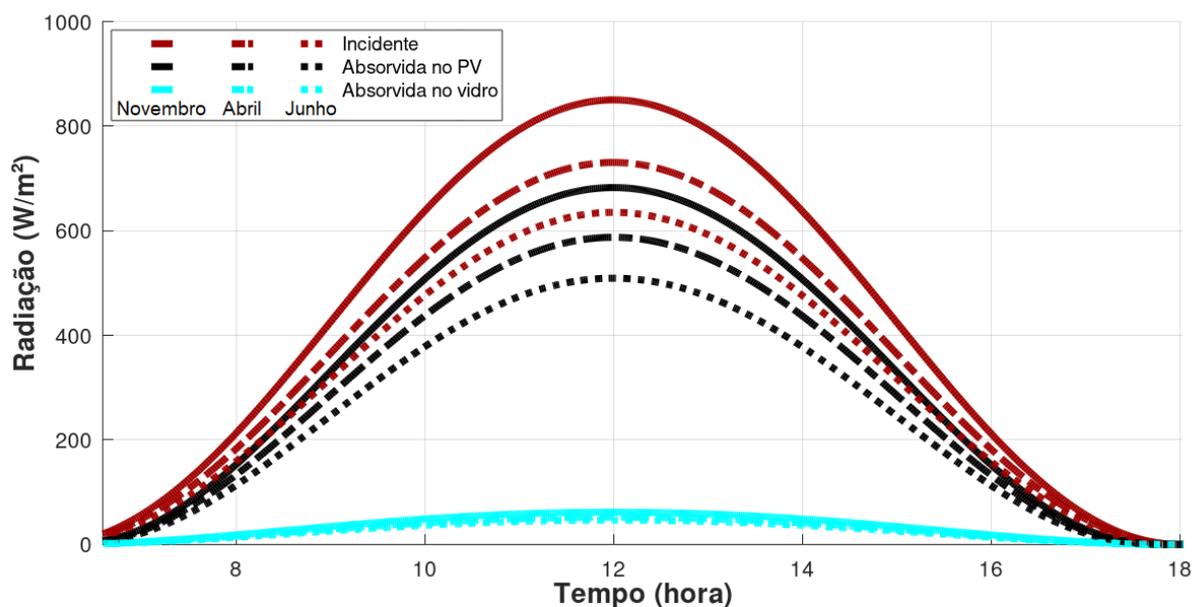
Deste modo, constatou-se que o uso de um conjunto ou outro de correlações não provoca variações significativas nos indicadores de desempenho do armazenador térmico, o que implica em dizer que o comportamento do sistema como um todo não é afetado por essa escolha. Logo, as subseqüentes simulações para o coletor, armazenador e o sistema integrado foram feitas considerando apenas as correlações genéricas para a condutividade térmica e a viscosidade do nano-HTF.

5.2 COLETOR PV/T OPERANDO INDIVIDUALMENTE

5.2.1 Análise do caso base

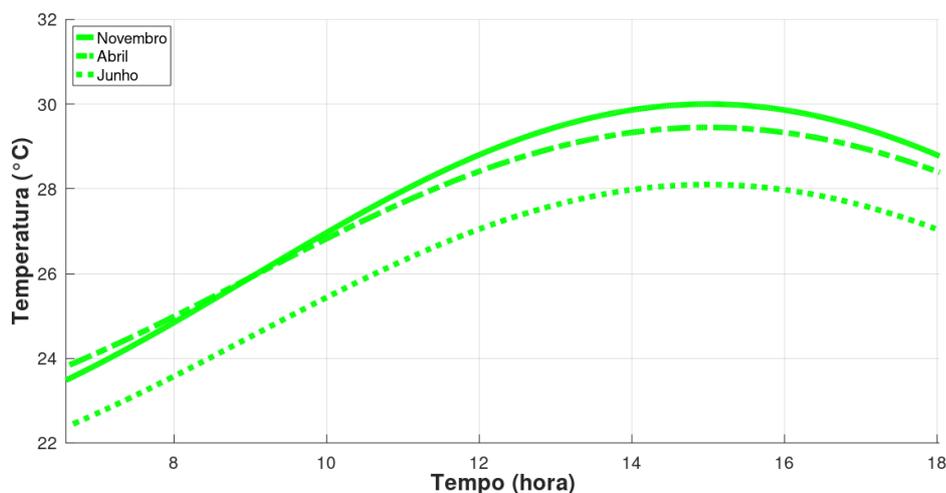
Ao situar o coletor solar em Recife e utilizar dados climáticos locais, o algoritmo foi capaz de estimar a incidência solar para um dia “típico” de um mês qualquer, bem como a temperatura ambiente no respectivo período. Segundo Rubio *et al.* (2018), a maior irradiação diária média ocorre em novembro, em junho tem-se a menor, enquanto abril ou agosto apresentam valores intermediários. Isto posto, perfis de irradiação incidente e absorvida em partes do coletor, especificamente no vidro e no painel fotovoltaico, para os meses de novembro, abril e junho foram compiladas na Figura 23, estando em concordância com a tendência supracitada. Já a Figura 24 apresenta as curvas de temperatura ambiente para um dia típico dos referidos meses.

Figura 23 – Radiações no coletor para os meses representativos.



Fonte: o autor (2023).

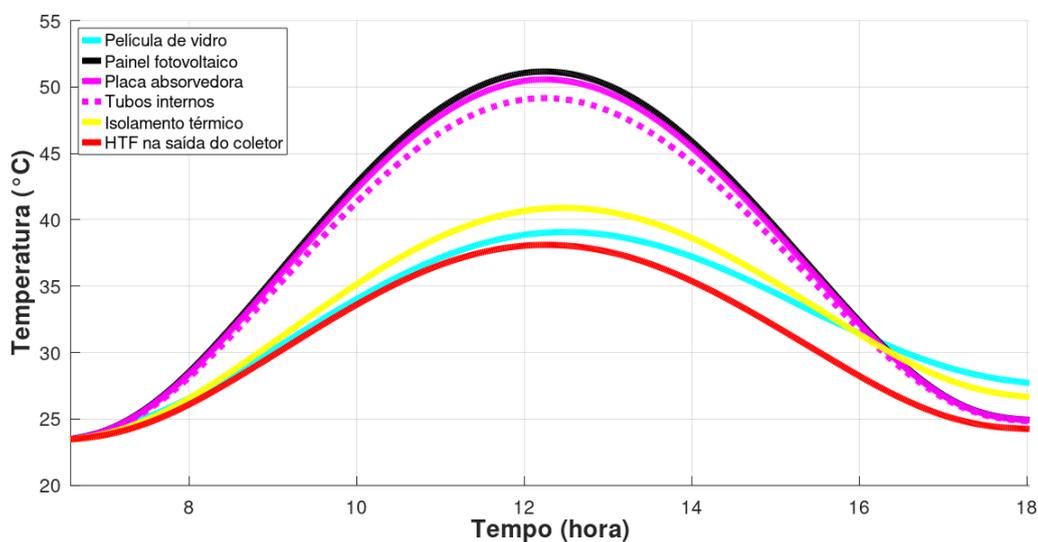
Figura 24 – Temperatura ambiente para os meses representativos.



Fonte: o autor (2023).

Ao optar pela incidência do mês de novembro e o respectivo perfil de temperatura ambiente, pôde-se simular o coletor de forma individual. A Figura 25 expõe a progressão das temperaturas ambiente e das camadas que compõem o coletor para uma condição operacional bem particular: o fluido térmico entra nos tubos do coletor a uma temperatura constante, que se trata da temperatura ambiente ao início do dia.

Figura 25 – Temperaturas de cada camada do coletor.

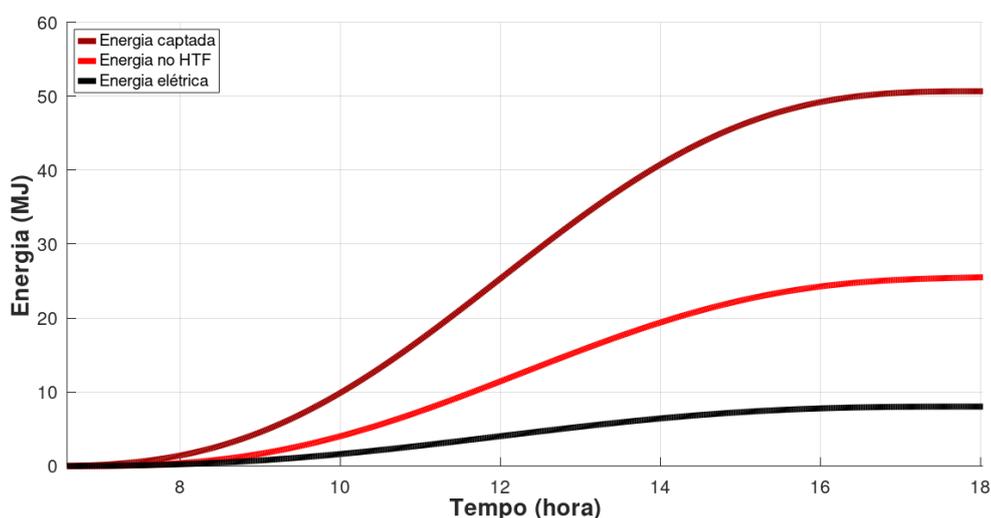


Fonte: o autor (2023).

Percebe-se que a temperatura do painel fotovoltaico é próxima da temperatura da placa absorvedora, superando os 50°C no pico de irradiação, o que é insuficiente para degradar as células solares e aponta uma boa condução de calor entre as duas camadas em contato direto. Já os tubos alcançam uma temperatura apenas ligeiramente inferior a da placa, enquanto o HTF na saída do coletor atinge um pico de 38°C , pouco abaixo da temperatura máxima no vidro e no isolamento térmico.

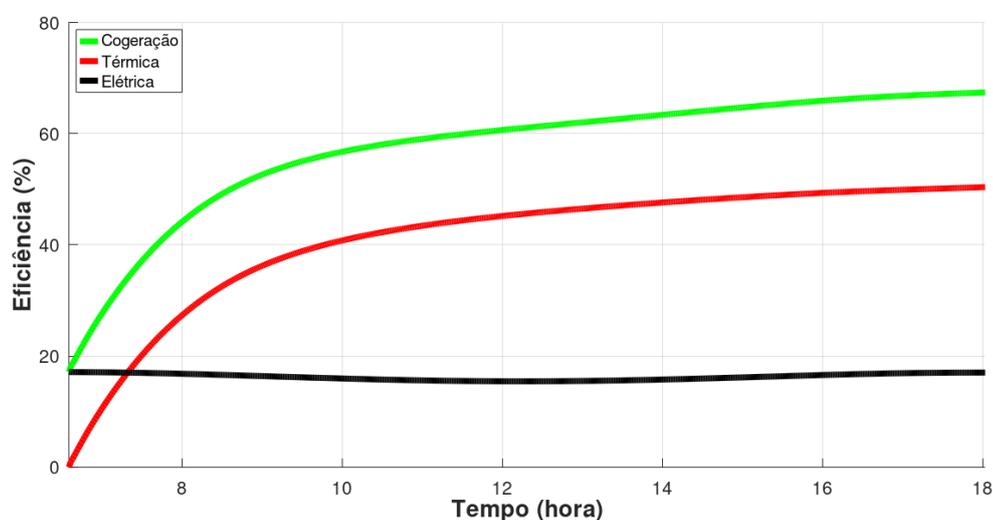
Sabendo as temperaturas nas camadas e a radiação incidente, pode-se então contabilizar a energia captada e convertida pelo coletor ao longo de um dia: a Figura 26 apresenta as curvas da energia captada e as parcelas convertidas em calor e eletricidade no referido período. Nela se observa que aproximadamente 50% da energia captada é convertida em um gradiente de temperatura no HTF, enquanto menos de 20% é transformada em energia elétrica. Tais valores, por sua vez, são condizentes com as eficiências térmica e elétrica máximas observadas na Figura 27, a qual também apresenta a eficiência de cogeração do coletor no tempo, que se situa entre 60 e 70%. Uma pequena concavidade no gráfico da eficiência elétrica é perceptível durante o pico de radiação, o que indica que, apesar de não ser prejudicial às células fotovoltaicas, a temperatura atingida pelo painel ainda é capaz de reduzir sua capacidade de conversão.

Figura 26 – Energia captada e convertida pelo coletor em um dia típico.



Fonte: o autor (2023).

Figura 27 – Eficiências do coletor em um dia típico.

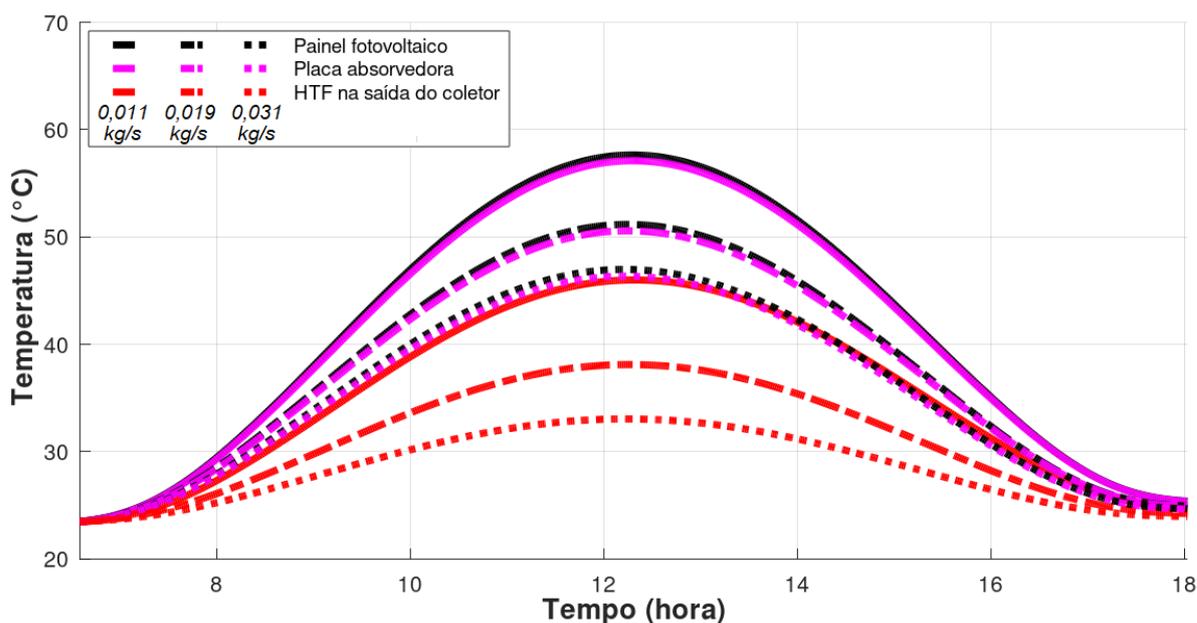


Fonte: o autor (2023).

5.2.2 Impacto da vazão empregada

O caso base foi simulado com uma vazão de HTF constante de $0,019 \text{ kg/s}$, assim como na validação do armazenador no capítulo 4.5. Porém, a performance de um coletor solar pode variar significativamente com este parâmetro. Utilizando vazões de $0,011$, $0,019$ e $0,031 \text{ kg/s}$, que correspondem aos limites superiores dos três intervalos da Tabela 8, a Figura 28 compila as temperaturas do painel fotovoltaico, da placa absorvedora e do fluido térmico na saída do coletor para as respectivas vazões.

Figura 28 – Temperaturas do painel, absorvedor e HTF de acordo com a vazão.

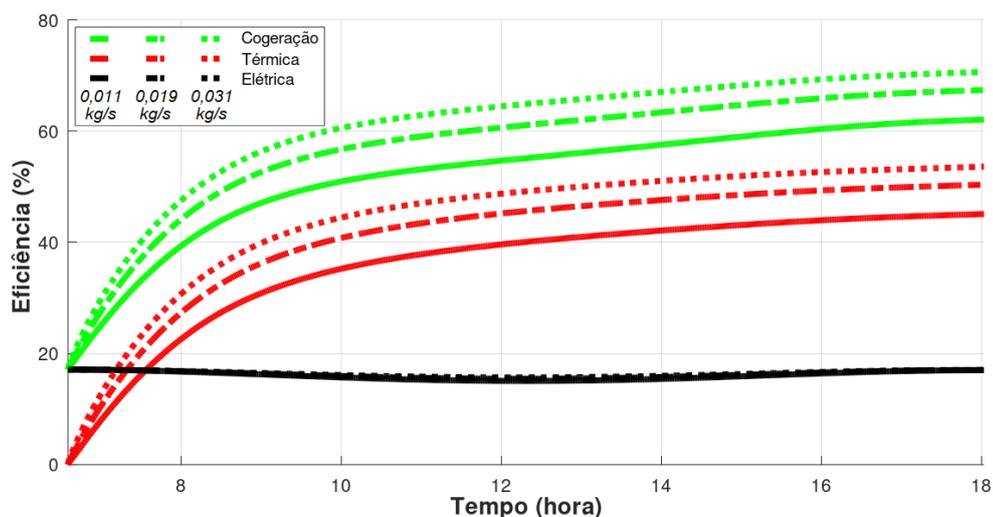


Fonte: o autor (2023).

Com o aumento da vazão uma quantidade maior de fluido escoava pelos tubos do coletor em um mesmo intervalo de tempo, logo, como a energia captada no respectivo período não se altera, as temperaturas do HTF e do sistema tendem a cair. Esta é a tendência observada na Figura 28: sob a vazão de $0,031 \text{ kg/s}$ o HTF sai a apenas 33°C do coletor, com o painel fotovoltaico e a placa absorvedora superando os 46°C . Já na menor vazão, de $0,011 \text{ kg/s}$, o fluido atinge os 46°C e o painel e a placa se aproximam de 58°C . Esta temperatura também não é prejudicial às células solares, mas continua impactando na eficiência elétrica do painel, como a Figura 29 atesta.

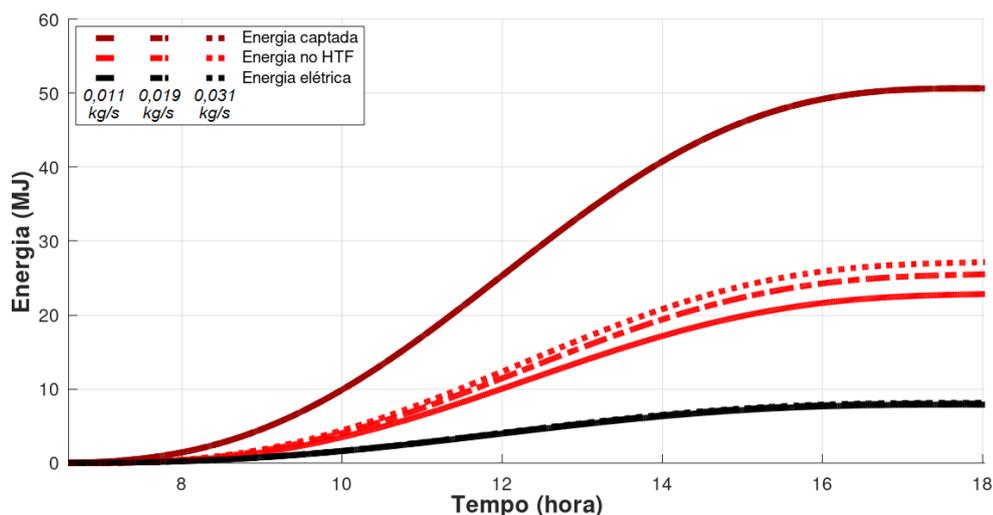
De forma geral, a curva da eficiência elétrica pouco varia com o aumento da vazão, diferente do que acontece com a eficiência térmica, que aumenta de 45,1 para 53,6%. Isso pode ser explicado através da Figura 30, onde se observa que a parcela da radiação convertida em energia térmica aumenta com a vazão, mesmo que a tendência da temperatura do fluido seja diminuir. Como a energia captada não se altera, o esperado é que a eficiência térmica de fato aumente.

Figura 29 – Eficiências do coletor de acordo com a vazão.



Fonte: o autor (2023).

Figura 30 – Energia captada e convertida pelo coletor de acordo com a vazão.

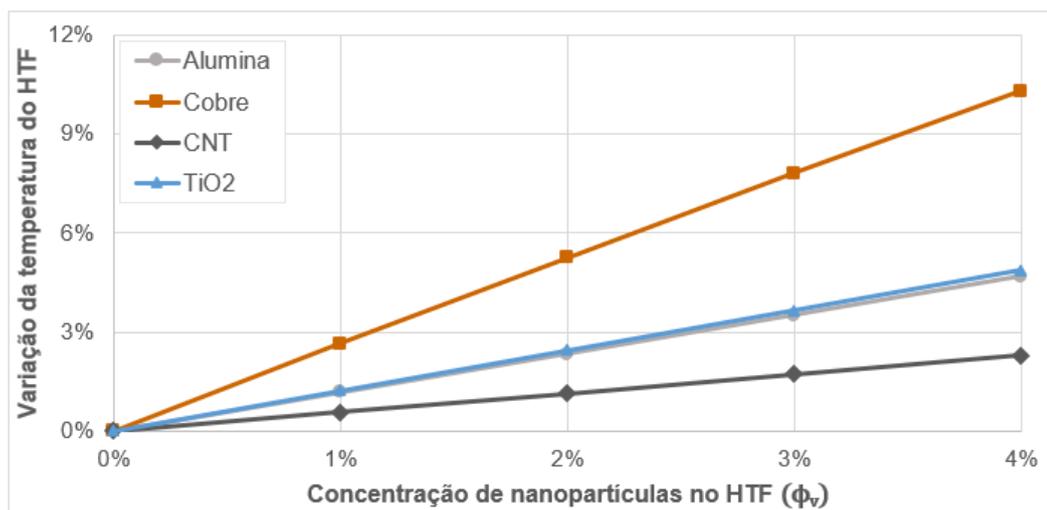


Fonte: o autor (2023).

5.2.3 Impacto das nanopartículas

Com base no comparativo das correlações, a simulação do coletor com as nanopartículas utilizou apenas as expressões genéricas para estimar as propriedades termo-físicas do nano-HTF. Assim, pôde-se utilizar as quatro nanopartículas definidas na Tabela 7 sob o mesmo intervalo de concentrações: entre 1 e 4% em volume. Para uma vazão de $0,019 \text{ kg/s}$, que entra sempre à temperatura ambiente inicial de um dia típico de novembro, cerca de 23°C , as primeiras comparações têm como foco as temperaturas no coletor: a Figura 31 compila a variação percentual da temperatura máxima do HTF na saída do coletor em relação ao caso base, calculadas segundo a Equação 4.33, em função da concentração das nanopartículas consideradas.

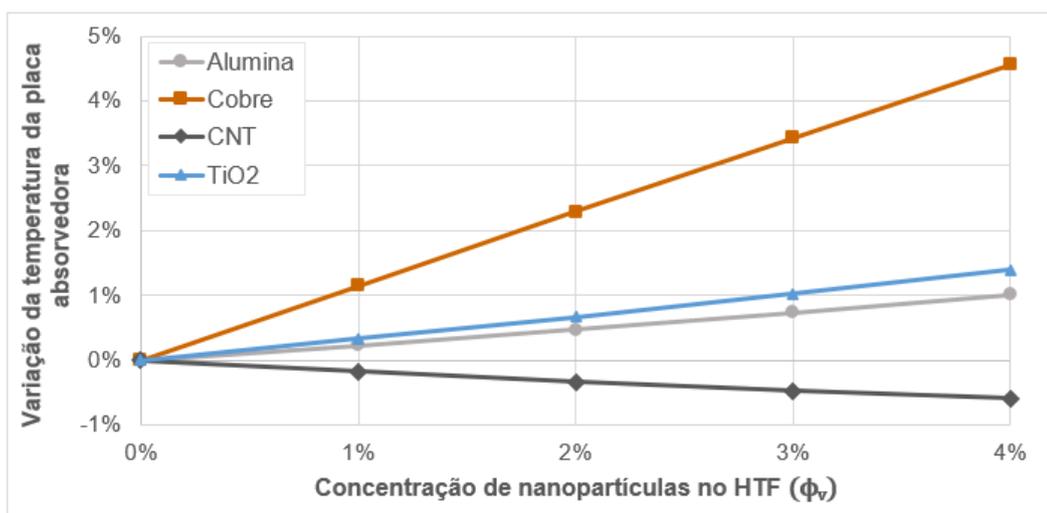
Figura 31 – Variação percentual da temperatura máxima do HTF em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Percebe-se que o cobre provoca o maior incremento na temperatura do HTF: com apenas 2% de nanopartículas, a temperatura atingida é maior que com as demais na concentração de 4%, o que corresponde a cerca de $40,1^\circ\text{C}$. Já a Figura 32 expõe a variação da temperatura máxima da placa absorvedora sob as mesmas condições.

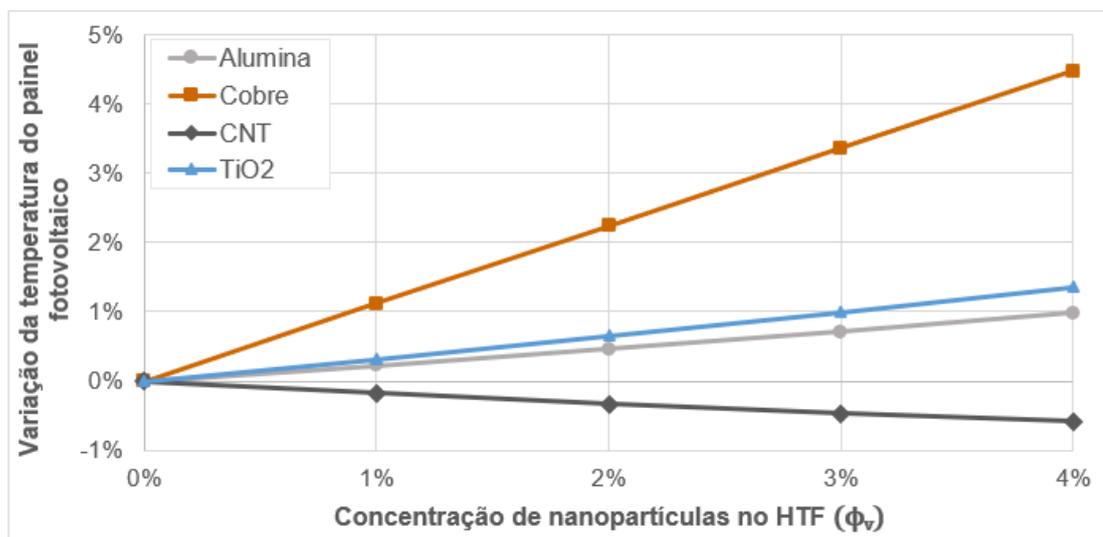
Figura 32 – Variação percentual da temperatura máxima da placa absorvedora em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

As nanopartículas também provocam um aumento da temperatura da placa, com exceção dos nanotubos de carbono, que impõem uma redução de 0,6%. Observa-se mais uma vez que uma concentração de apenas 2% de nanopartículas de cobre já provoca o maior incremento de temperatura. Por sua vez, as variações da temperatura máxima do painel fotovoltaico são mostradas na Figura 33.

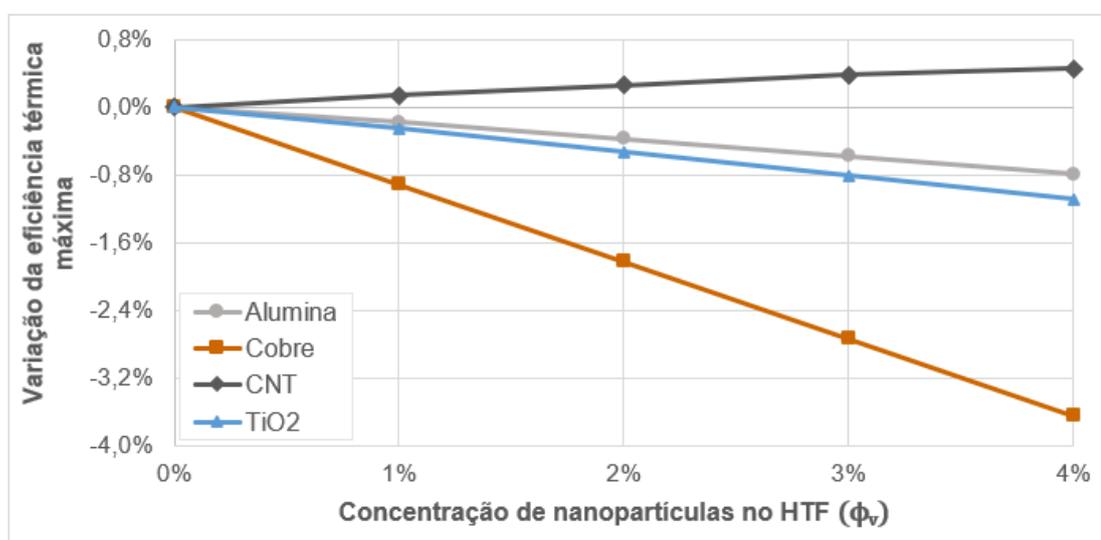
Figura 33 – Variação percentual da temperatura máxima do painel fotovoltaico em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Como esperado, dada a boa condução de calor entre o painel fotovoltaico e a placa absorvedora, os percentuais observados para a placa se reproduzem no painel. Mesmo com a maior variação possível, quando há 4% de cobre no HTF, a temperatura máxima nas células solares não ultrapassa $53,4^{\circ}\text{C}$, não oferecendo risco de degradação. Por fim, a Figura 34 compila a variação da eficiência térmica máxima do coletor para as mesmas concentrações consideradas até aqui.

Figura 34 – Variação percentual da eficiência térmica máxima do coletor em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Semelhante ao observado na análise do impacto da vazão, nas situações em que houve um incremento da temperatura do HTF, a eficiência térmica também decresceu. Para as nanopartículas de cobre, que causaram os maiores aumentos de temperatura, a queda na eficiência energética máxima foi de 3,65%. Há, no entanto, uma exceção: os nanotubos de carbono provocaram um aumento máximo de apenas 2,3% na temperatura do HTF, porém, na placa absorvedora e no painel fotovoltaico as temperaturas caíram, ocasionando um discreto aumento de 0,46% na eficiência do coletor. Por fim, como as variações na própria eficiência térmica já são pequenas, e os possíveis aumentos na temperatura do painel fotovoltaico também, nenhuma variação significativa foi observada na eficiência elétrica em função das nanopartículas.

Constatou-se que as nanopartículas de cobre e os nanotubos de carbono são as opções mais promissoras para compor um nano-HTF do coletor solar: o cobre causou o maior incremento na temperatura de saída do fluido térmico, enquanto os nanotubos de carbono reduzem a temperatura no painel e incrementam, além da temperatura de saída, a eficiência térmica máxima. Assim, tornou-se interessante analisar se essa tendência se mantém quando acoplado ao armazenador por calor latente.

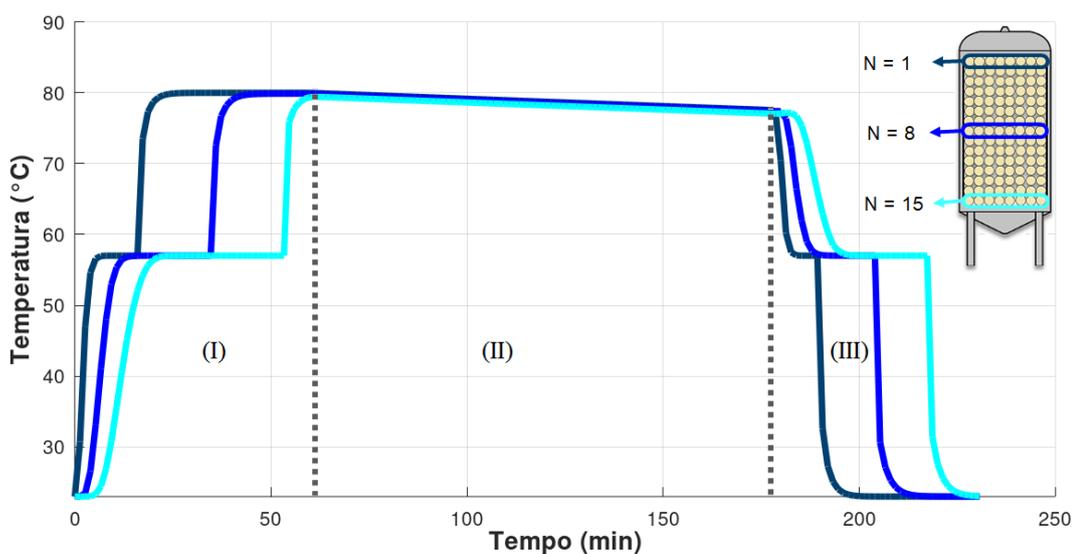
5.3 ARMAZENADOR OPERANDO INDIVIDUALMENTE

5.3.1 Análise do caso base

O caso base de simulação do armazenador operando individualmente considera o mesmo regime operacional da análise das correlações: carregamento com o HTF entrando à 80°C e descarga à 23°C , vazão de $0,019\text{ kg/s}$ nos dois processos e tempo de armazenamento de duas horas. Durante toda a simulação, a temperatura ambiente é constante e igual a 23°C . Porém, neste caso, não há nanopartículas no sistema.

Para tais condições, a Figura 35 compila as temperaturas do PCM nos centros das cápsulas esféricas em três camadas do leito poroso, a primeira, a intermediária e a última, ao longo de todo o ciclo de armazenamento: na região (I) tem-se o carregamento térmico, a região (II) delimita o processo de armazenamento, e o processo de descarga corresponde a região (III). Durante o carregamento é perceptível o aquecimento gradual do PCM até se estabilizar nos 57°C , a temperatura de mudança de fase. A temperatura só volta a subir, e de forma bem abrupta, quando o próprio centro do material funde, aumentando em seguida até se equilibrar com a temperatura de entrada. Já no armazenamento, uma queda perceptível na temperatura acontece devido as perdas de energia para o ambiente, que está a uma temperatura menor. Nota-se que o comportamento da descarga é semelhante ao do carregamento. Porém, por iniciar na temperatura ao final do armazenamento, que é inferior à atingida no término do carregamento, a descarga ocorre em menos tempo.

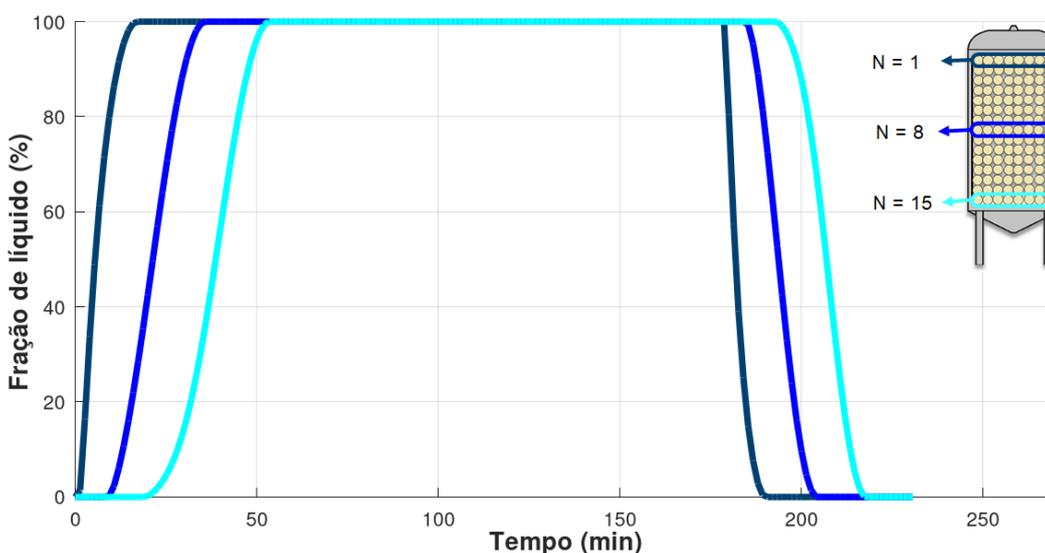
Figura 35 – Temperatura do PCM no centro das cápsulas, ao longo do leito, durante o carregamento (I), armazenamento (II) e a descarga (III).



Fonte: o autor (2023).

Com as temperaturas da Figura 35 é possível determinar o término da mudança de fase nas camadas, tanto no carregamento quanto na descarga, pelo final das isoterms. Porém, através da Figura 36, pode-se extrair o término e também o início exato da mudança de fase, pois ela compila a fração de líquido nas cápsulas ao longo de todo o ciclo de armazenamento. Utilizando a curva para uma cápsula da primeira camada como exemplo, percebe-se que a fusão do PCM começa praticamente com o início do carregamento, enquanto a temperatura, segundo a Figura 35, só atinge a de mudança de fase 16 minutos depois.

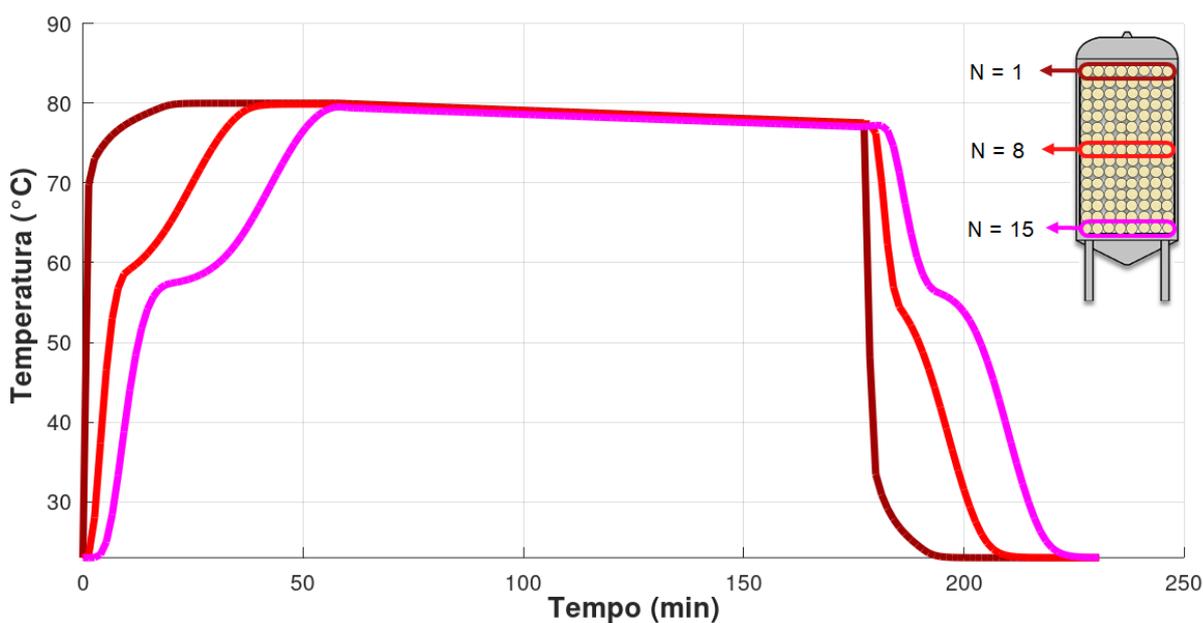
Figura 36 – Fração de PCM líquido, ao longo do leito, durante o ciclo de armazenamento.



Fonte: o autor (2023).

Também interessa acompanhar as temperaturas do HTF durante o ciclo, o que é feito na Figura 37. Percebe-se que a temperatura na primeira camada, seja no carregamento ou na descarga, atinge rapidamente a própria temperatura de entrada, enquanto nas demais camadas observa-se uma progressiva redução em seu gradiente durante a mudança de fase. Como esperado, somente quando a temperatura do HTF supera a temperatura de mudança de fase, ou fica abaixo desta durante a descarga, que o PCM na respectiva camada começa a fundir ou solidificar: na primeira camada a fusão se inicia de imediato pois a temperatura do HTF supera os 57°C rapidamente, enquanto na camada intermediária a mesma temperatura só é atingida após 8 minutos de carregamento, com uma fração de líquido sendo detectada logo em seguida através da Figura 36. Por sua vez, a temperatura do HTF na última camada consiste, aproximadamente, na própria temperatura de saída do armazenador: o fluido a esta temperatura retorna para a fonte de energia durante o carregamento, ou é direcionado para a aplicação final durante a descarga.

Figura 37 – Temperatura do HTF, ao longo do leito, durante o ciclo de armazenamento.

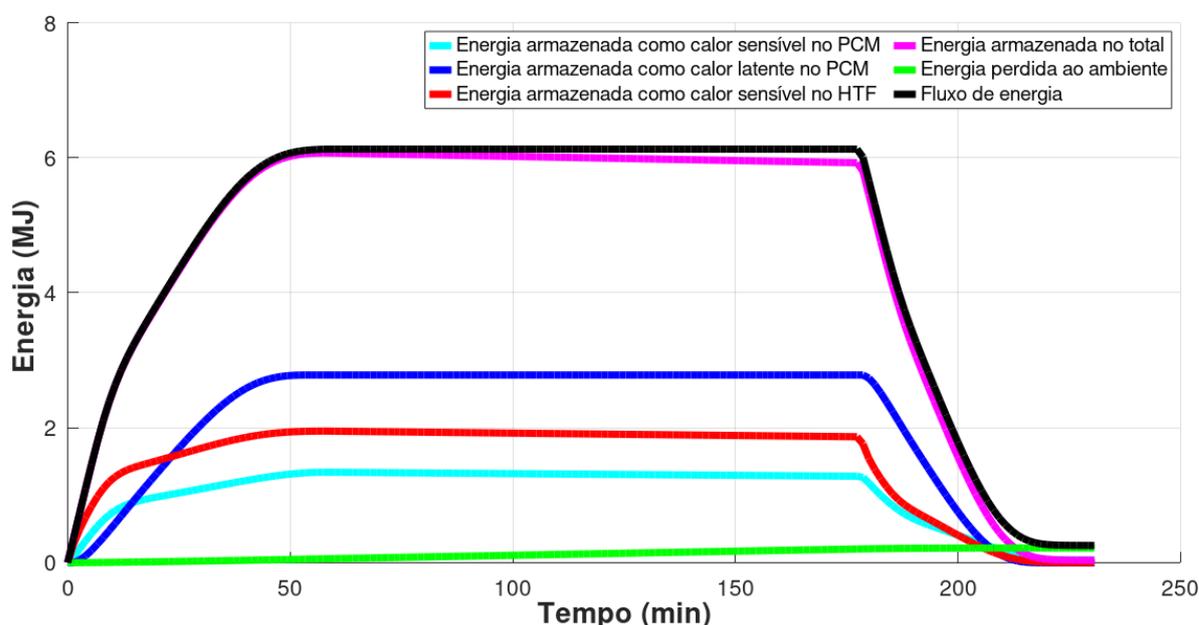


Fonte: o autor (2023).

Já a Figura 38 consiste em uma extensão dos acumulados de energia da Figura 18 para todo o ciclo de armazenamento, considerando também o quantitativo perdido para o ambiente e um acumulado “líquido”, ou “fluxo de energia” do sistema: a quantidade líquida de energia que foi disponibilizada ou retirada do armazenador até então. Nesta métrica, a quantidade restante ao final do ciclo consiste na energia que não pôde ser extraída durante a descarga, relacionando-se diretamente com a eficiência global: a energia que não foi extraída na descarga corresponde aproximadamente às perdas de calor para o ambiente, o que permite estimar a eficiência global deste caso base em 95,85%, através da Equação 4.30. Porém, como abordado no capítulo 5.3.2, há uma

situação em que esta eficiência não expressa necessariamente apenas a magnitude das perdas térmicas. Quanto a energia realmente armazenada no sistema, seu valor ao final do carregamento continua os mesmos $6,07 \text{ MJ}$ da validação. Considerando o volume do leito da Tabela 6, o armazenador atingiu nesse instante uma densidade de armazenamento máxima de $289,56 \text{ MJ}/\text{m}^3$. Em síntese, a Tabela 10 compila os quatro indicadores de desempenho para o armazenador operando no seu caso base individual: tempo de carregamento e descarga, eficiência global e densidade de armazenamento, bem como os quantitativos máximos de energia armazenada como calor sensível e latente nos constituintes do sistema, que também podem ser extraídos da Figura 38.

Figura 38 – Acumulados de energia durante o ciclo de armazenamento.



Fonte: o autor (2023).

Tabela 10 – Indicadores de desempenho para o caso base do armazenador operando individualmente.

t_{carga} (min)	$t_{descarga}$ (min)	η_{global}	Calor sensível no PCM	Calor sensível no HTF	Calor latente	$\rho_{energia}$ (MJ/m^3)
58,3	52,6	95,85%	1,34 MJ	1,95 MJ	2,78 MJ	289,56

Fonte: o autor (2023).

5.3.2 Análise da eficiência global

Na forma como foi definida no capítulo 4.4, a eficiência global é sensível às perdas de calor para o ambiente porque estas reduzem a quantidade absoluta de energia que pode ser retirada durante a descarga. Logo, se os processos de carregamento, descarga e o armazenamento são estendidos, a transferência de calor ocorre por mais tempo, implicando em mais perdas. Contudo, a quantidade de energia que pode ser extraída do sistema também depende da temperatura de entrada do HTF durante a descarga: se o fluido já vem pré-aquecido de uma aplicação anterior ou estava exposto a radiação solar, por exemplo, só é possível retirar energia até o sistema atingir essa temperatura. Nesta situação, a eficiência global pode ser drasticamente reduzida.

Para avaliar o impacto desses fatores na eficiência global foram simulados quatro casos onde se varia: as vazões de carregamento e descarga, buscando alterar os tempos de duração dos respectivos processos, o tempo de armazenamento e a temperatura de descarga. Isto posto, a Tabela 11 confronta os valores considerados para cada caso com o caso base do capítulo anterior.

Tabela 11 – Parâmetros operacionais dos casos que impactam a eficiência global.

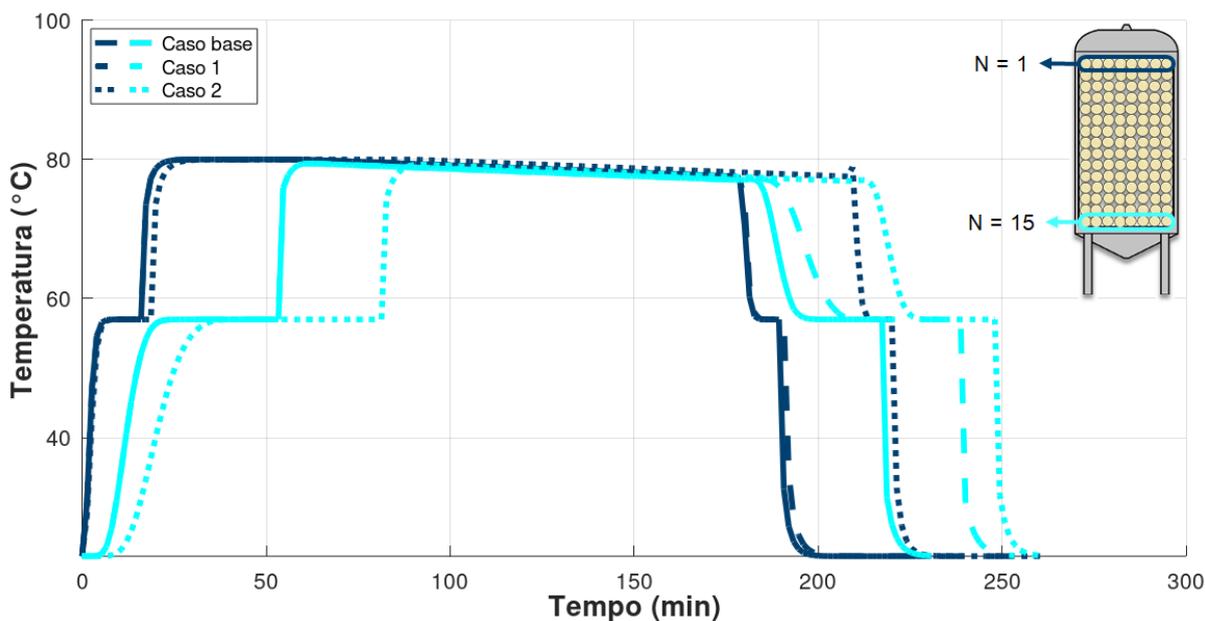
Casos	Vazão no carregamento (kg/s)	Vazão na descarga (kg/s)	tempo de armazenamento (horas)	Temperatura de descarga (°C)
Caso base	0,019	0,019	2	23
Caso 1	0,019	0,011	2	23
Caso 2	0,011	0,019	2	23
Caso 3	0,019	0,019	3	23
Caso 4	0,019	0,019	2	40

Fonte: o autor (2023).

Deste modo, a Figura 39 apresenta as temperaturas do PCM para os dois primeiros casos, comparando-os ao caso base. Como esperado devido a diminuição da vazão, o tempo para completar a descarga aumentou no caso 1, e o mesmo acontece para o tempo de carregamento, como indicam as curvas do caso 2. Porém, o gráfico que permite o cálculo da eficiência global para esses dois casos é mostrado na Figura 40.

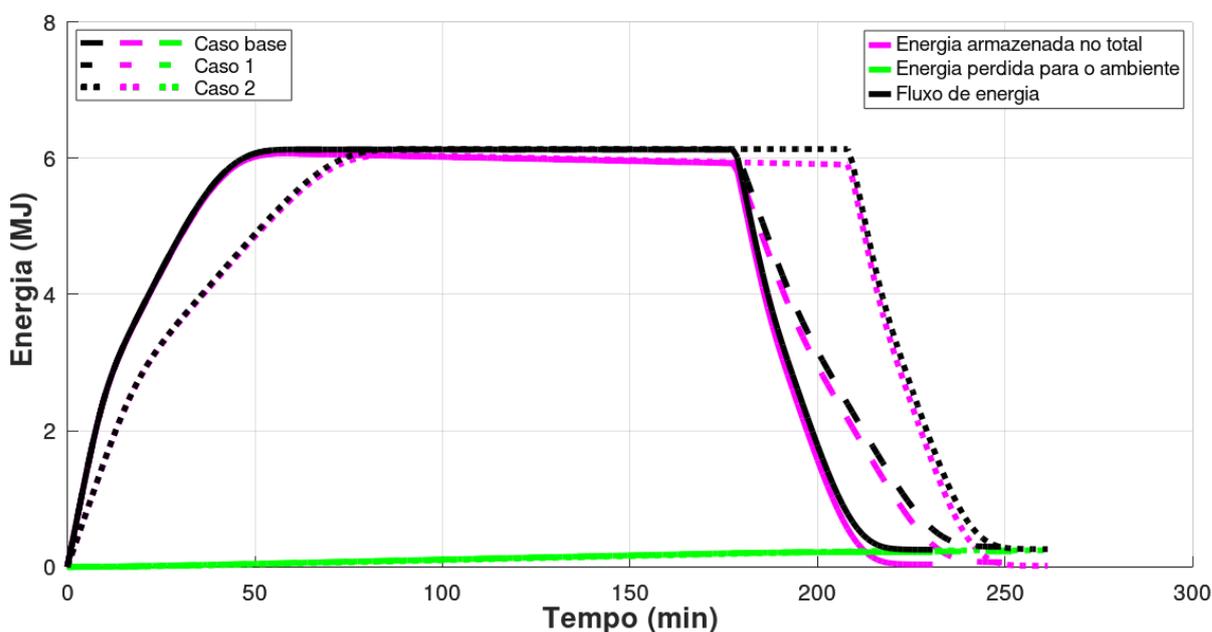
Seja pelo aumento do tempo de carregamento ou o de descarga, os acumulados de energia nos dois casos se estendem por mais tempo, o que inclui o acumulado das perdas para o ambiente. Assim, a eficiência global calculada para o caso 1 foi de 95,17%, e 95,74% para o caso 2. À parte de serem valores próximos, a vazão duante a descarga se mostrou ligeiramente mais determinante. Contudo, mesmo a variação da vazão sendo superior a 40%, as reduções observadas na eficiência são inferiores a 1% em relação ao caso base.

Figura 39 – Temperatura do PCM no centro das cápsulas, ao longo do leito, para os casos base, 1 e 2.



Fonte: o autor (2023).

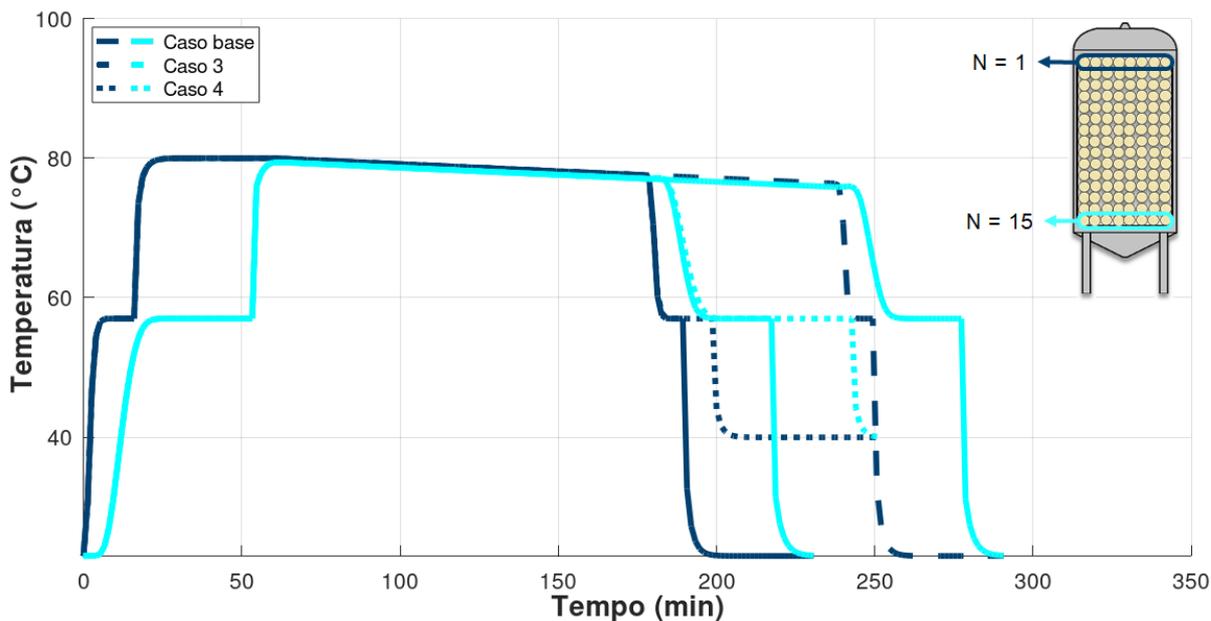
Figura 40 – Acumulados de energia durante o ciclo para os casos base, 1 e 2.



Fonte: o autor (2023).

Por sua vez, as curvas de temperatura para os últimos dois casos são expostas na Figura 41. Nota-se que o tempo de carregamento não se altera, e que o sistema de fato se estabiliza em $40^{\circ}C$ ao final da descarga para o caso 4, tendo assegurado a solidificação completa do PCM. Ademais, como o gradiente de temperatura entre o leito e o fluido são menores neste caso se comparado aos outros, a descarga se tornou mais lenta.

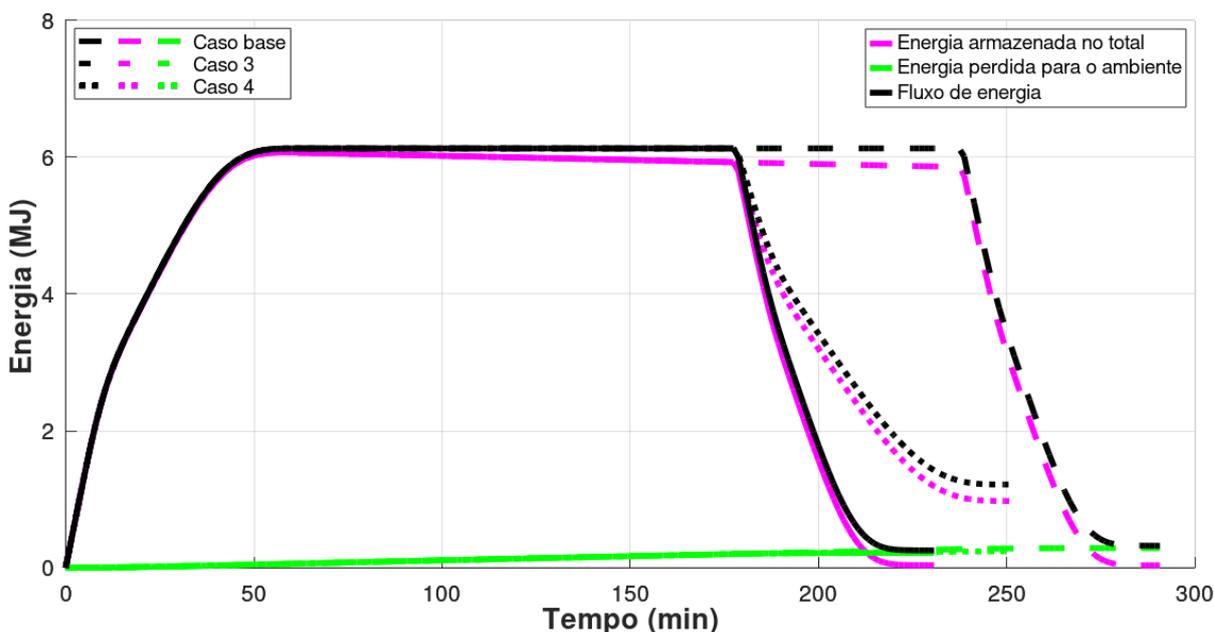
Figura 41 – Temperatura do PCM no centro das cápsulas, ao longo do leito, para os casos base, 3 e 4.



Fonte: o autor (2023).

Enfim, a Figura 42 confirma que um maior tempo de armazenamento implica em mais perdas de energia para o ambiente, reduzindo a eficiência global. Devido ao incremento de 50% nesse tempo, a eficiência no caso 3 reduziu em pouco mais de 1%, caindo para 94,74%. Se o tempo de armazenamento fosse suficientemente longo, seria esperado que o sistema se deteriorasse por completo.

Figura 42 – Acumulados de energia durante o ciclo para os casos base, 3 e 4.



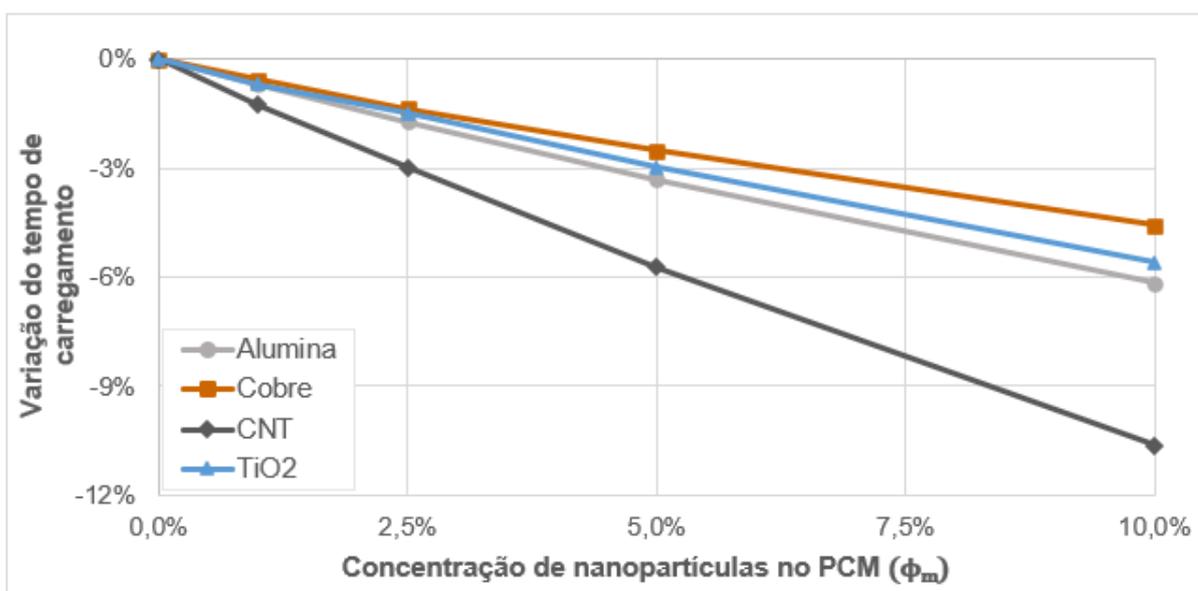
Fonte: o autor (2023).

Contudo, nenhuma das reduções apresentadas até aqui sequer se comparam àquela causada pelo aumento da temperatura de descarga: para o HTF entrando pré-aquecido no armazenador, apenas 80,13% de toda energia disponibilizada para o sistema pôde ser recuperada. Logo, fica claro a necessidade de se definir adequadamente o regime de operação de um armazenador térmico, evitando tempos excessivos de armazenamento e condições inapropriadas de descarga.

5.3.3 Impacto das nanopartículas

Para as simulações do armazenador com o nano-PCM, todas as nanopartículas da Tabela 7 foram novamente consideradas. As concentrações mássicas variam de 1 a 10% e as condições operacionais são as mesmas do caso base. Deste modo, a Figura 43 expõe a variação percentual do tempo de carregamento do sistema em função dos tipos e concentrações de nanopartículas no PCM, também calculada por meio da Equação 4.33.

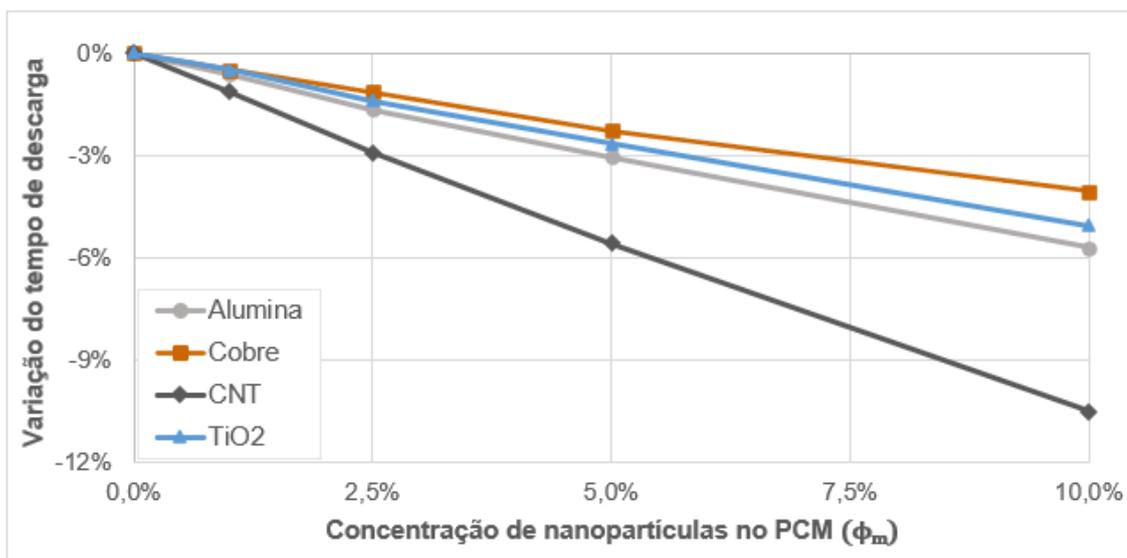
Figura 43 – Variação percentual do tempo de carregamento em função das nanopartículas no PCM.



Fonte: o autor (2023).

Como esperado, a inclusão das nanopartículas reduziu o tempo de carregamento em todos cenários, com destaque para os nanotubos de carbono, que promoveram uma queda percentual de quase 10,64%. Já a alumina teve um efeito semelhante ao do dióxido de titânio mesmo possuindo uma condutividade térmica significativamente maior. Por sua vez, a Figura 44 apresenta as curvas de variação percentual, sob as mesmas condições, para o tempo de descarga.

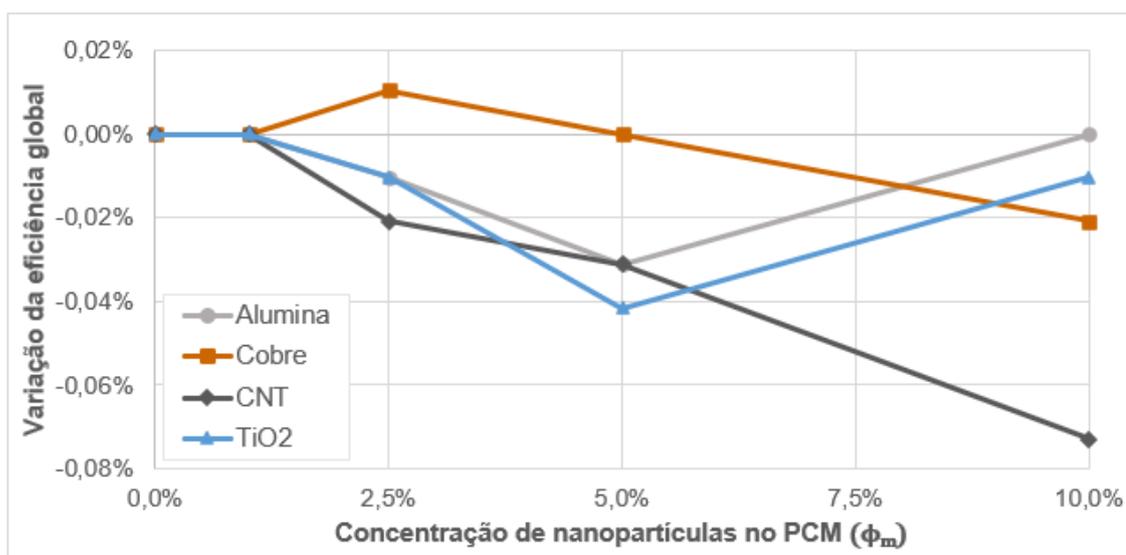
Figura 44 – Variação percentual do tempo de descarga em função das nanopartículas no PCM.



Fonte: o autor (2023).

O impacto das nanopartículas no tempo de descarga é equivalente ao visto no tempo de carregamento, o que é esperado já que as modelagens consideradas neste trabalho não levam em conta fenômenos dinâmicos mais complexos como o sub-resfriamento e nucleação. Os nanotubos de carbono mais uma vez se destacam frente as demais nanopartículas, que promovem uma queda percentual entre 4,06 e 5,7%. Já as variações da eficiência global do sistema, compiladas na Figura 45, foram irrisórias: os percentuais são nulos para as concentrações mais baixas, e o valor de pico, que ocorre com os nanotubos de carbono, é uma redução de apenas 0,07%.

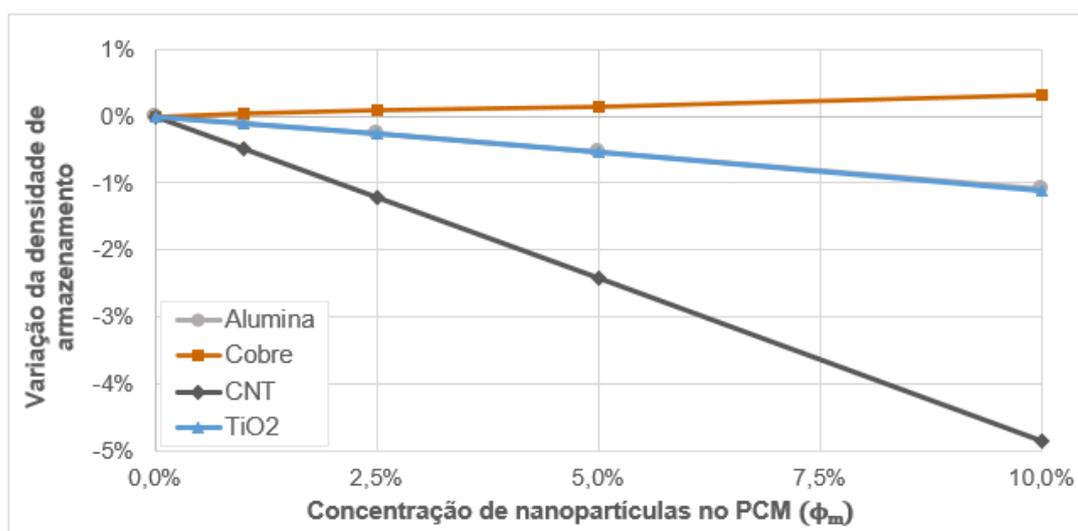
Figura 45 – Variação percentual da eficiência global em função das nanopartículas no PCM.



Fonte: o autor (2023).

Resta avaliar se a substituição do PCM pelas nanopartículas diminui a capacidade de armazenamento do sistema: a Figura 46 expõe as variações da densidade de armazenamento com as nanopartículas, de onde se nota que, ao contrário da tendência com as demais partículas, as de cobre provocam um ligeiro aumento deste indicador.

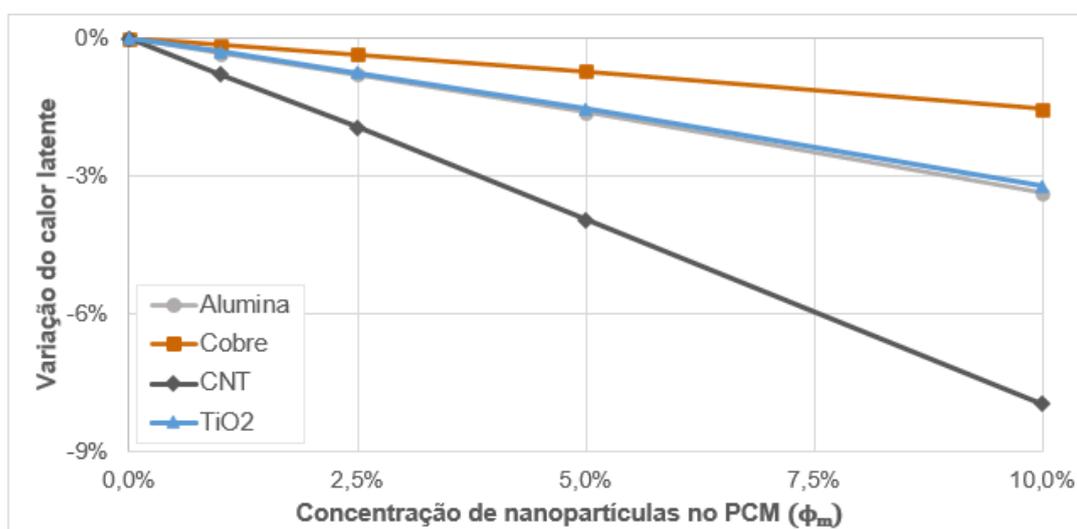
Figura 46 – Variação percentual da densidade de armazenamento em função das nanopartículas no PCM.



Fonte: o autor (2023).

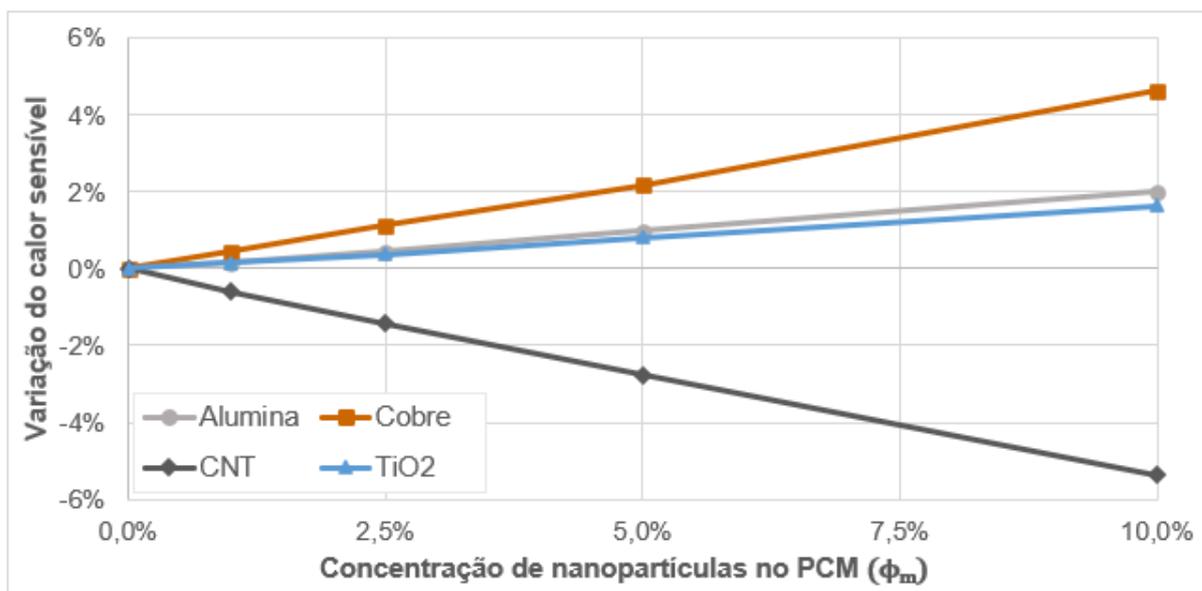
Como pode ser visto na Figura 47, todas as nanopartículas provocam uma redução no quantitativo de energia armazenada como calor latente. Porém, a diminuição ocasionada pelo cobre é a menor de todas, cerca de 1,55%, enquanto o calor sensível, compilado na Figura 48, aumenta em mais de 4%.

Figura 47 – Variação percentual do calor latente em função das nanopartículas no PCM.



Fonte: o autor (2023).

Figura 48 – Variação percentual do calor sensível em função das nanopartículas no PCM.



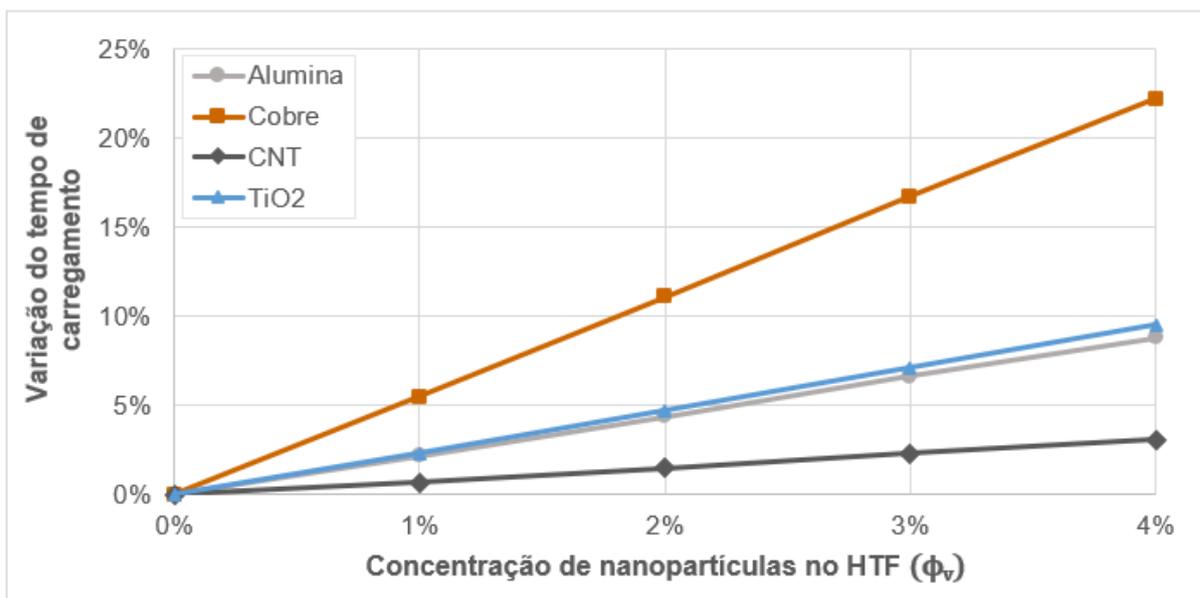
Fonte: o autor (2023).

Também é notável que apesar de provocar a maior redução nos tempos de carregamento e descarga, os nanotubos de carbono causam a maior redução na capacidade de armazenamento. Deste modo, mesmo apresentando o menor impacto nos tempos, o cobre se mostrou a nanopartícula ideal para ser usada junto ao PCM.

Os comparativos subsequentes abordam o emprego de nanopartículas no fluido de transferência de calor: semelhante as simulações com o coletor solar, as quatro nanopartículas consideradas até aqui foram usadas em concentrações volumétricas de 1 a 4% para o armazenador operando sob as condições do caso base. Isto posto, a Figura 49 expõe a variação percentual do tempo de carregamento em função da concentração das nanopartículas no fluido térmico. De forma oposta ao que foi visto com o material de mudança de fase, todas as nanopartículas causaram aumentos expressivos no tempo de carregamento quando adicionadas ao HTF. As variações foram de 3,09% na maior concentração dos nanotubos de carbono e de 22,2% com o cobre. Essa tendência também foi observada com o tempo de descarga, Figura 50, cujas variações atingiram percentuais similares.

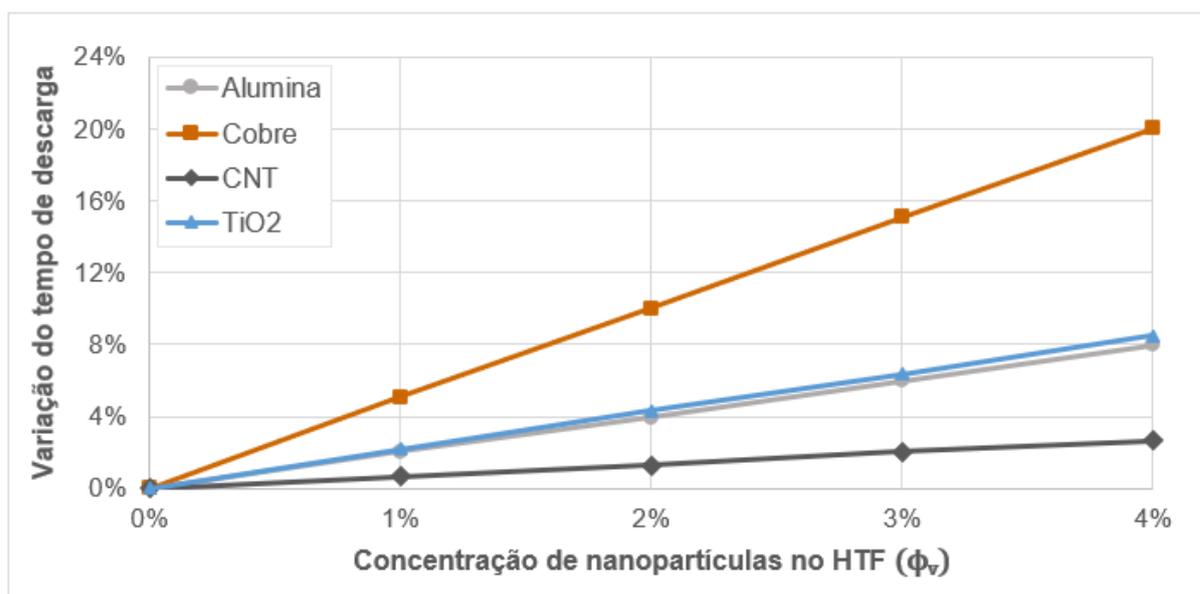
Por sua vez, avaliando as variações na eficiência global compiladas na Figura 51, percebe-se que o impacto das nanopartículas nesse indicador ainda é pouco significativo, apesar de variações maiores terem sido registradas: para as nanopartículas de cobre na concentração máxima, a eficiência global apresentou uma redução de 0,42%.

Figura 49 – Variação percentual do tempo de carregamento em função das nanopartículas no HTF.



Fonte: o autor (2023).

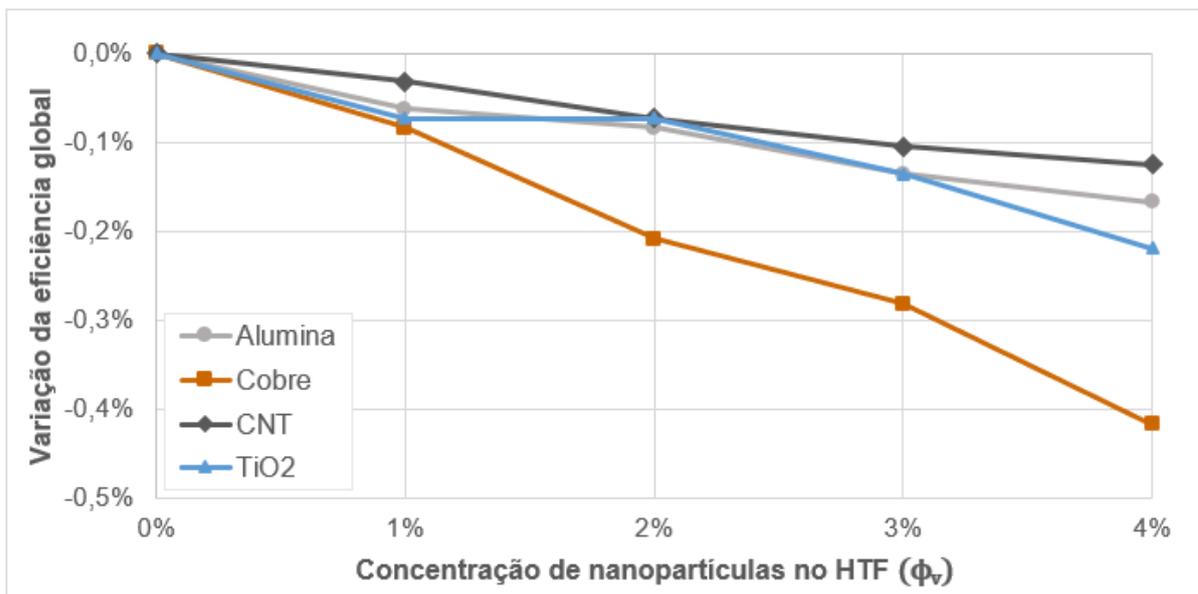
Figura 50 – Variação percentual do tempo de descarga em função das nanopartículas no HTF.



Fonte: o autor (2023).

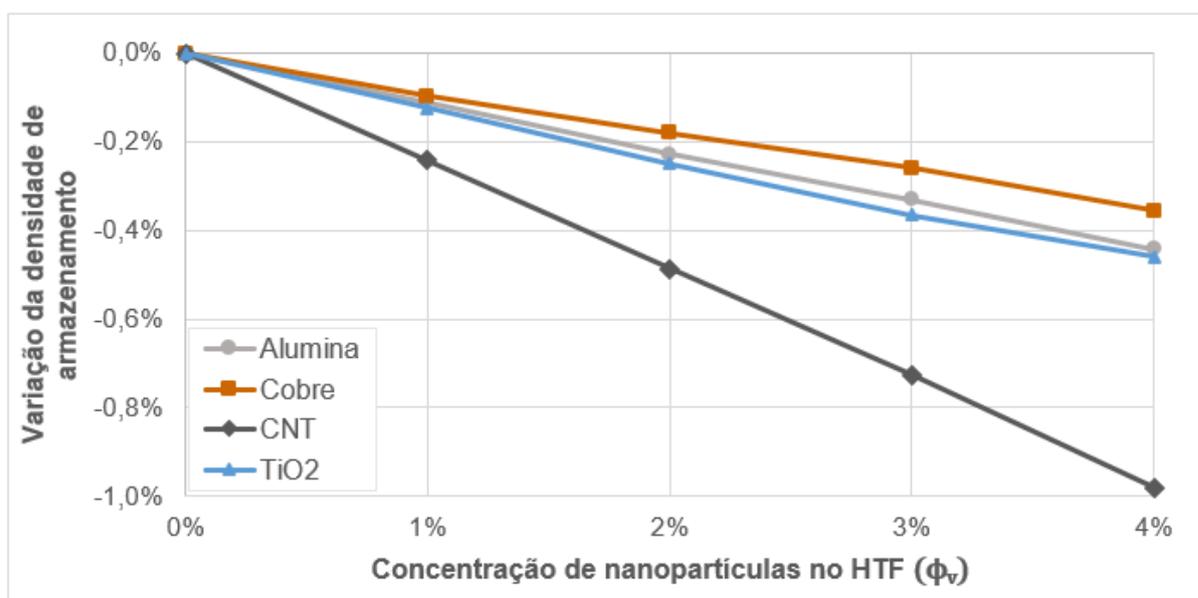
Enfim, com base na Figura 52, é possível concluir que todas as nanopartículas diminuem a capacidade de armazenamento do sistema, já que as densidades de armazenamento apresentam apenas reduções percentuais. Entretanto, tais variações não são tão expressivas quanto às vistas na análise do nano-PCM, porque não há alteração no calor latente armazenado: com as nanopartículas no HTF, somente as parcelas do calor sensível no material de mudança de fase e no fluido térmico diminuem.

Figura 51 – Variação percentual da eficiência global em função das nanopartículas no HTF.



Fonte: o autor (2023).

Figura 52 – Variação percentual da densidade de armazenamento em função das nanopartículas no HTF.



Fonte: o autor (2023).

Em suma, não houve ganhos perceptíveis ao adicionar nanopartículas no HTF de um armazenador por calor latente, havendo potencial para deteriorar o desempenho do sistema. Deste modo, como foram observadas vantagens para o coletor solar operando individualmente, analisar a integração dos sistemas se tornou ainda mais relevante.

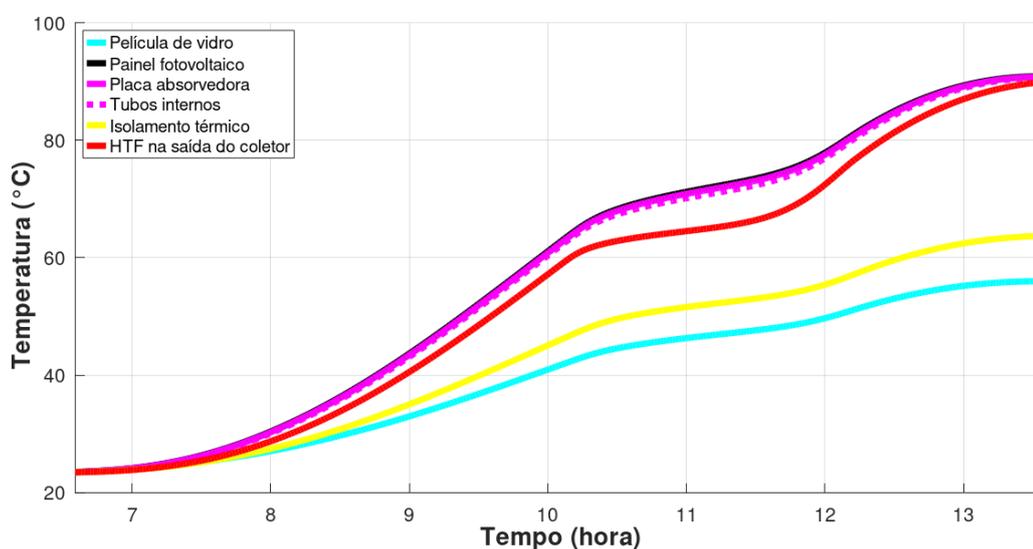
5.4 SISTEMA INTEGRADO

5.4.1 Análise do caso base

A priori, as condições de operação do sistema integrado foram definidas como uma mescla daquelas consideradas nos casos base do coletor e armazenador: o sistema é situado em Recife, captando a radiação solar de um dia típico do mês de novembro, vazão mássica de $0,019 \text{ kg/s}$ no carregamento e na descarga e um tempo de armazenamento de duas horas. Há também um parâmetro exclusivo do sistema integrado que precisou ser definido: o momento de início do carregamento. Apesar da possibilidade de simular o sistema apenas no período com maior incidência solar, o que potencialmente reduziria o tempo de carregamento, optou-se por iniciar o processo ao alvorecer, aproveitando a radiação de menor intensidade das primeiras horas do dia.

O fluido térmico que sai do coletor solar segue diretamente para o armazenador sem que nenhuma perda de energia seja considerada no percurso, troca calor com o leito e então retorna para o coletor. Com o carregamento térmico do leito, a temperatura de retorno do fluido progressivamente aumenta, elevando assim as temperaturas de todas as camadas do coletor, como a Figura 53 confirma.

Figura 53 – Temperatura de cada camada do coletor no sistema integrado durante o carregamento no mês de novembro.

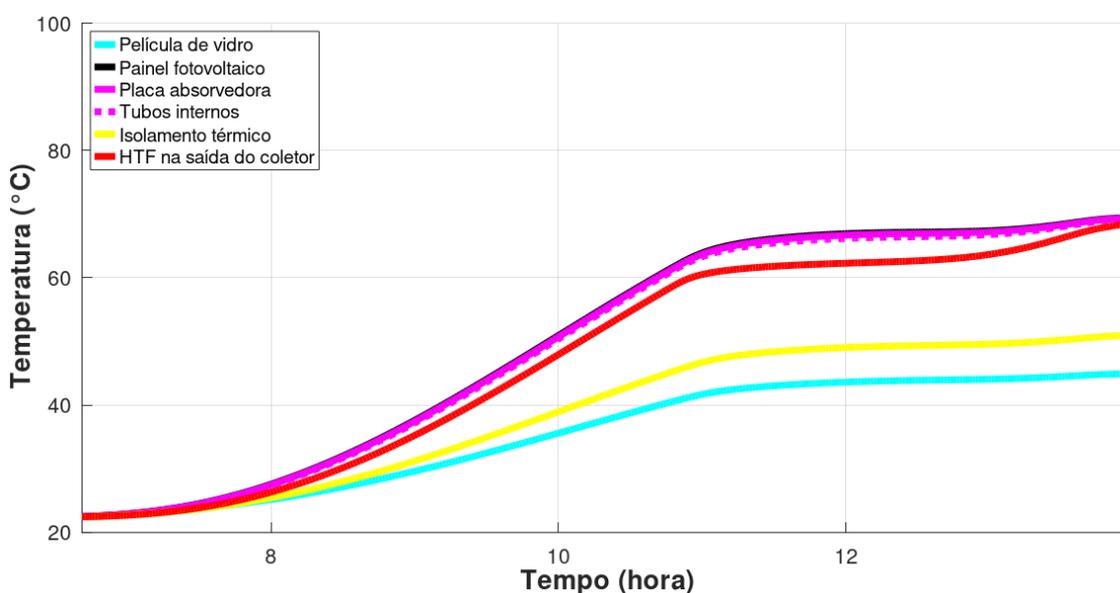


Fonte: o autor (2023).

O HTF atingiu uma temperatura de 90°C ao final do carregamento, praticamente idêntica às temperaturas da placa absorvedora e painel fotovoltaico. Tal valor é consideravelmente alto para um sistema a base de água e próximo das temperaturas de degradação dos semicondutores das células solares. Além disso, para o tipo específico de PCM utilizado nesse estudo, a própria fabricante informa que sua temperatura máxima de operação é de 85°C (RUBITHERM, 2023).

Assim, uma possível alternativa para contornar o problema estabelecido seria aumentar o armazenador: com um leito maior a energia disponível seria distribuída entre mais material, reduzindo as temperaturas de forma generalizada. Porém, essa opção causaria um outro problema prático: o dimensionamento atual do sistema já está próximo do seu limite de aplicabilidade considerando os períodos de menor irradiação anual. Como exposto na Figura 54, o fluido térmico na saída do coletor mal atinge os 68°C ao final do carregamento para um dia típico do mês de junho, quando se tem a menor incidência solar em Recife. Se o armazenador acoplado fosse ligeiramente maior, poderia não haver energia disponível para viabilizar a fusão completa do PCM, inviabilizando a simulação.

Figura 54 – Temperatura de cada camada do coletor no sistema integrado durante o carregamento no mês de junho.

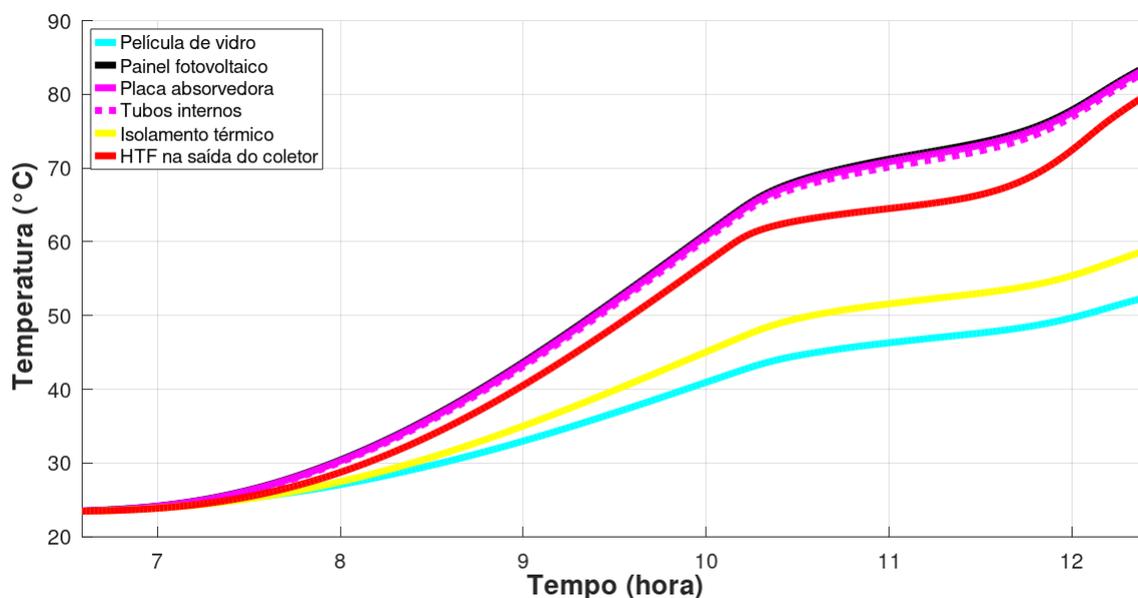


Fonte: o autor (2023).

Deste modo, a escolha foi alterar o critério de término do carregamento: em vez do equilíbrio térmico entre o HTF na entrada do leito fixo e o PCM na última camada, como definido através da Equação 4.29, o processo se encerra para este caso base quando a temperatura do HTF na primeira camada supera os 80°C . Esta temperatura também corresponde àquela na saída do coletor, pois não se considerou perdas de calor entre os dois dispositivos.

Com este novo critério, a Figura 55 apresenta novamente as curvas de temperatura no coletor para o mês de novembro. Percebe-se desta vez um “afastamento” da temperatura do fluido em relação a dos tubos, placa absorvedora e painel fotovoltaico ao término do carregamento.

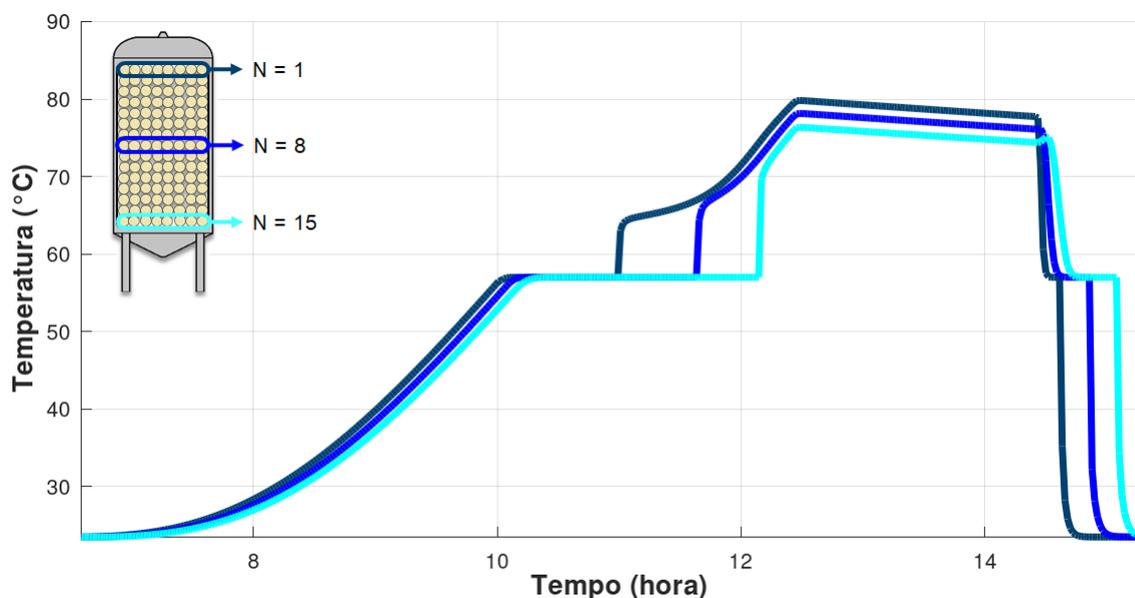
Figura 55 – Temperatura de cada camada do coletor no sistema integrado, operando em novembro, segundo o novo critério de término do carregamento.



Fonte: o autor (2023).

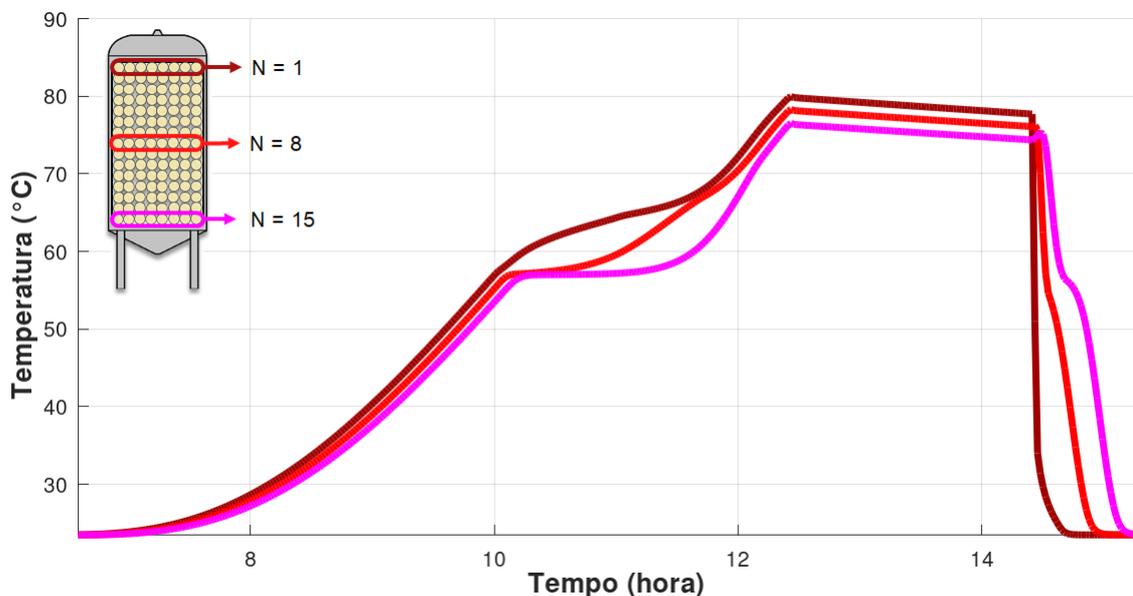
Já as Figuras 56 e 57 expõem as temperaturas ao longo do leito para, respectivamente, o PCM no centro das cápsulas e o HTF. Percebe-se que ambas as curvas remetem ao perfil de aquecimento do fluido à saída do coletor, e que a mudança brusca de gradiente observada na Figura 55 se deve justamente ao processo de mudança de fase. O tempo de carregamento é estendido, mas o de descarga se mantém praticamente o mesmo da simulação do armazenador sozinho.

Figura 56 – Temperatura do PCM no centro das cápsulas, ao longo do leito, durante o ciclo de armazenamento no sistema integrado.



Fonte: o autor (2023).

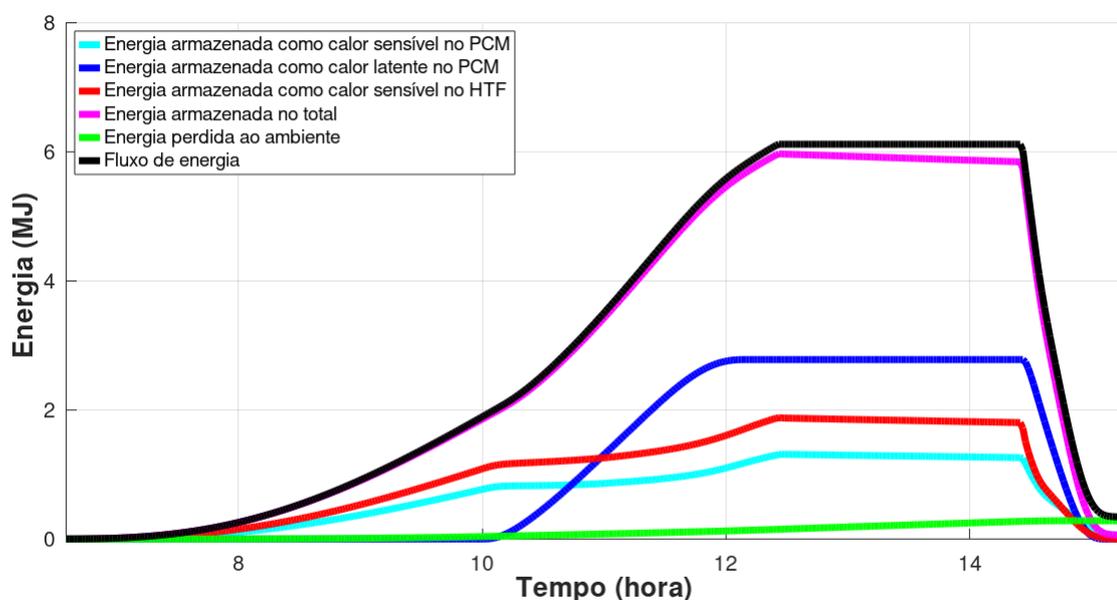
Figura 57 – Temperatura do HTF, ao longo do leito, durante o ciclo de armazenamento no sistema integrado.



Fonte: o autor (2023).

Também é notável a “estratificação térmica” do leito ao final do carregamento: devido ao novo critério, o equilíbrio térmico entre as camadas não é atingido, gerando assim um gradiente de temperatura significativo entre a entrada e a saída do leito. Devido a essa estratificação, menos energia é armazenada por calor sensível no sistema, enquanto a parcela do calor latente se mantém inalterada, como a Figura 58 confirma.

Figura 58 – Acumulados de energia durante o ciclo de armazenamento no sistema integrado.

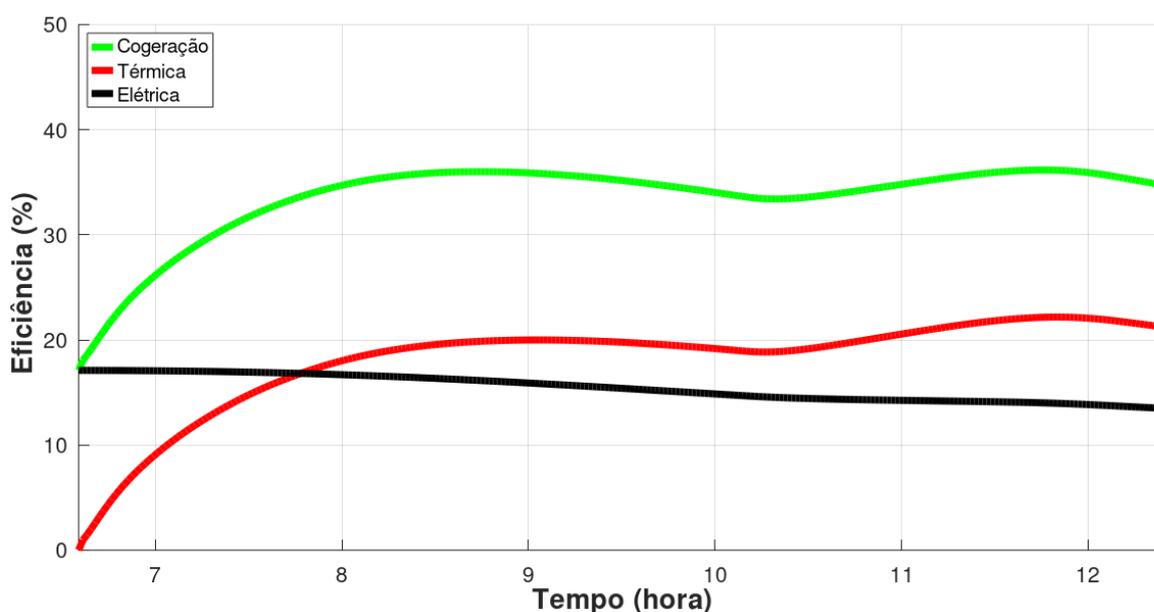


Fonte: o autor (2023).

A energia armazenada no total foi inferior a do caso base do armazenador sozinho, ficando abaixo dos $6 MJ$, o que resulta em uma densidade de armazenamento de aproximadamente $284,73 MJ/m^3$. Já a eficiência global, calculada com base na curva do “fluxo de energia”, foi de $94,44\%$ ao final do ciclo.

Por sua vez, a Figura 59 compila as eficiências do coletor acoplado ao armazenamento térmico. Percebe-se que o rendimento elétrico decresce continuamente, já que a temperatura do painel fotovoltaico é crescente durante o carregamento, assim como uma expressiva redução da eficiência térmica em um momento imediatamente anterior ao início da mudança de fase. Também é notável como a eficiência térmica é significativamente menor para este sistema onde o fluido recircula e progressivamente aquece, atingindo um pico de apenas $22,18\%$.

Figura 59 – Eficiências do coletor durante o carregamento do sistema integrado.



Fonte: o autor (2023).

Por fim, a Tabela 12 compila os principais indicadores extraídos da simulação base deste sistema integrado.

Tabela 12 – Indicadores para o caso base do sistema integrado.

t_{carga} (horas)	$t_{descarga}$ (min)	η_{global}	Calor sensível no PCM	Calor sensível no HTF	Calor latente	$\rho_{energia}$ (MJ/m^3)
5,8	55	94,44%	1,31 MJ	1,88 MJ	2,78 MJ	284,73
			$\eta_{term, max}$	$T_{pv, max}$		
			22,18%	84,1°C		

Fonte: o autor (2023).

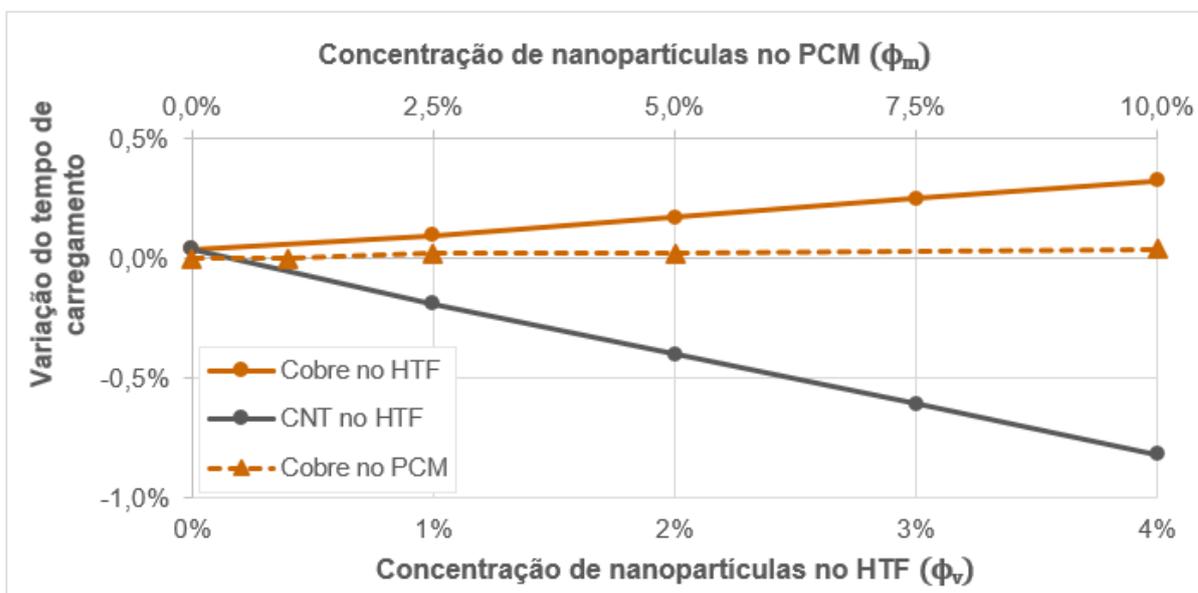
5.4.2 Impacto das nanopartículas

Considerando as condições base do coletor e armazenador térmico, o novo critério de término do carregamento, e os respectivos impactos das nanopartículas nos dispositivos operando individualmente, se analisou a inclusão dos nanotubos de carbono e as nanopartículas de cobre ao sistema integrado. A análise abordou três casos:

- A. Apenas nanopartículas de cobre no PCM, com concentração mássica de até 10%;
- B. 10% em massa de nanopartículas de cobre no PCM, com concentração volumétrica de até 4% de cobre no HTF;
- C. 10% em massa de nanopartículas de cobre no PCM, com concentração volumétrica de até 4% de nanotubos de carbono no HTF.

Dos quais se calculou as variações percentuais nos indicadores do sistema em relação ao caso base sem nanopartículas. Assim, a Figura 60 apresenta as variações percentuais no tempo de carregamento para os três casos de utilização de nanopartículas, também calculadas através da Equação 4.33.

Figura 60 – Variação percentual do tempo de carregamento do sistema integrado em função das nanopartículas.

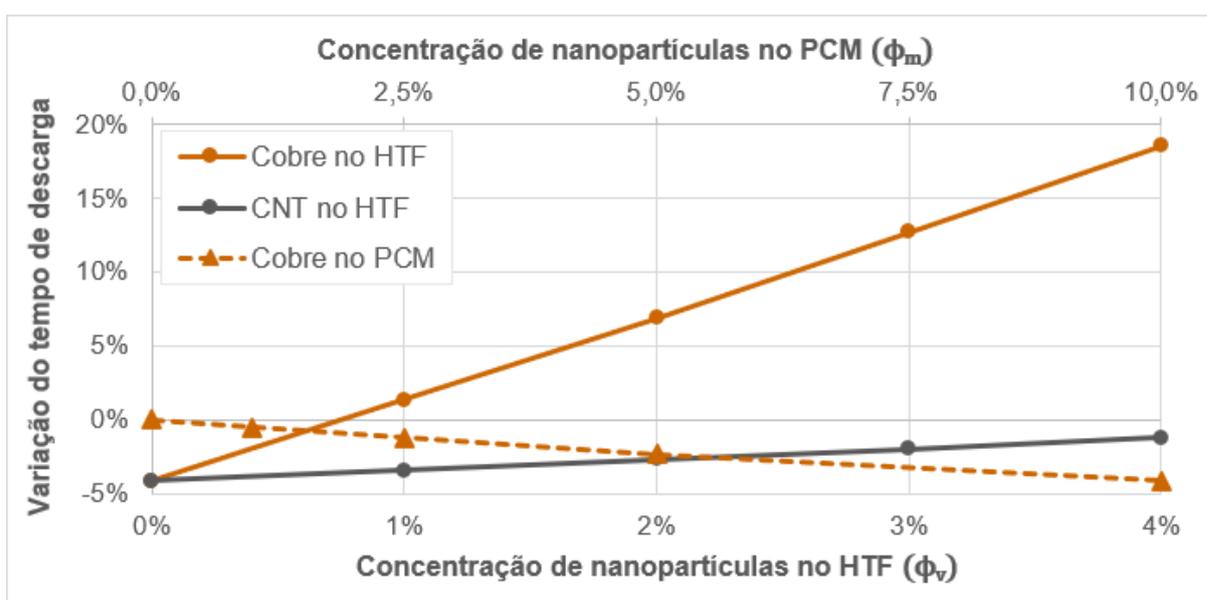


Fonte: o autor (2023).

É necessário esclarecer que as curvas dos casos com nano-HTF, os casos “B” e “C”, se iniciam da última variação registrada para o caso com apenas nanopartículas de cobre no PCM, o caso “A”, pois na ausência de nanopartículas no HTF, $\phi_v = 0$, tem-se apenas nano-PCM com 10% de cobre no sistema. Este fato também é válido para os gráficos subsequentes.

De volta a Figura 60, percebe-se que o único caso em que há redução no tempo de carregamento é o que utiliza os nanotubos de carbono no fluido térmico, porém, esses valores são menos expressivos do que os observados nas curvas para o tempo de descarga da Figura 61. Apesar de provocar um pequeno aumento no tempo de carregamento, adicionar nanopartículas apenas ao PCM é a única opção que reduziu continuamente o tempo de descarga, enquanto a inclusão de nanopartículas ao fluido térmico continua provocando um aumento na duração deste processo, contrabalanceando inclusive a redução que o nano-PCM sozinho proporciona.

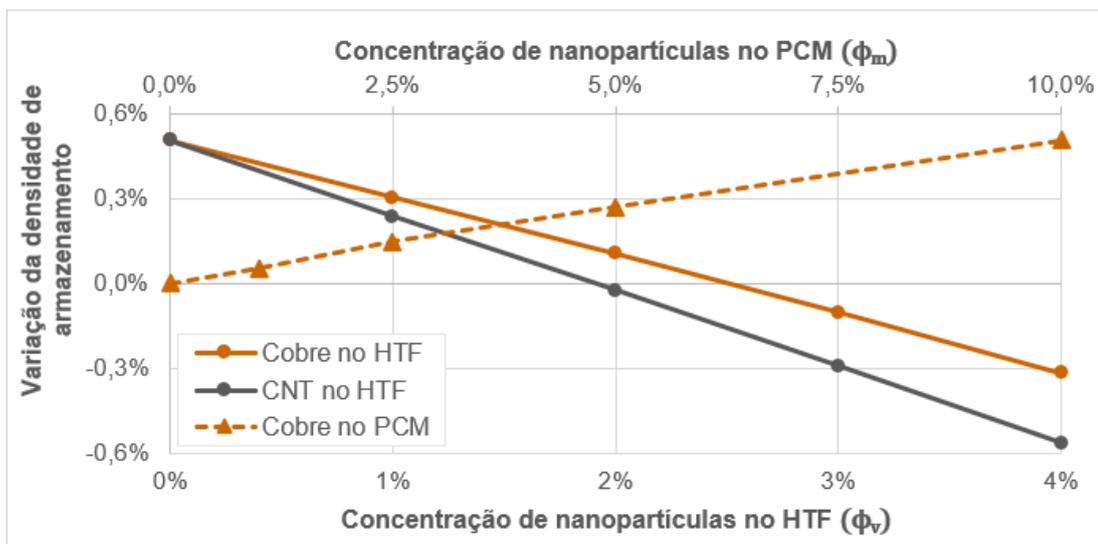
Figura 61 – Variação percentual do tempo de descarga do sistema integrado em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Como a curva de aquecimento imposta pelo coletor solar é lenta, devido a baixa incidência solar do início do dia, favorecer a transferência de calor para o leito não impacta significativamente o tempo de carregamento. Porém, na descarga, onde se tem um fluido entrando com uma diferença de temperatura maior, a presença das nanopartículas provocou variações expressivas. Ademais, a variação positiva do tempo de carregamento no caso A pode se dever ao aumento da capacidade de armazenamento do sistema: como a Figura 62 expõe, a densidade de armazenamento para o sistema integrado com apenas nanopartículas de cobre no PCM também aumenta em função da concentração das partículas. Se o sistema passa a armazenar mais energia, porém aquela que provém do coletor permanece a mesma no respectivo período, o aquecimento de fato tende a ser mais lento.

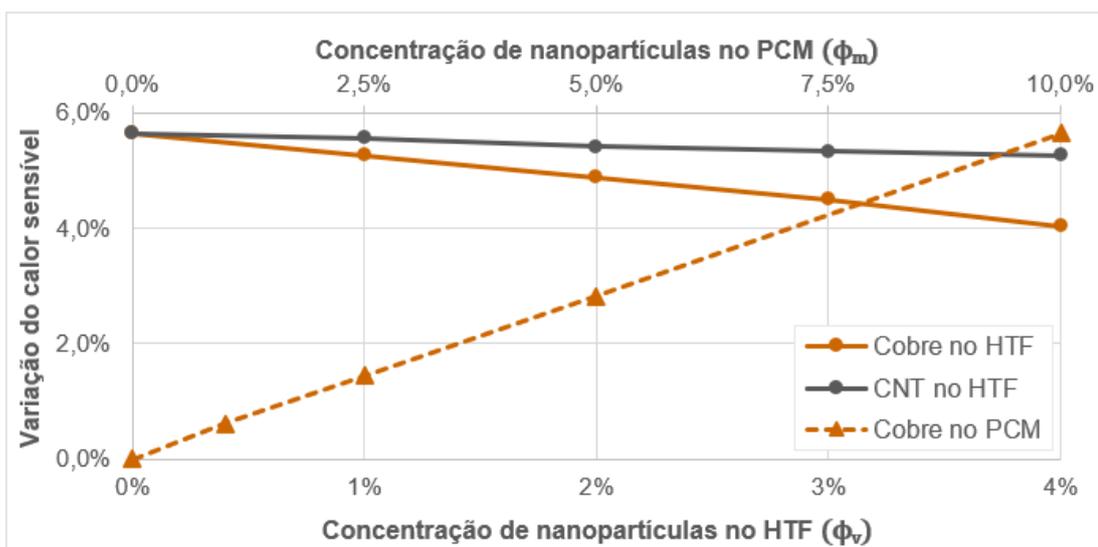
Figura 62 – Variação percentual da densidade de armazenamento do sistema integrado em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Através da Figura 63 se verifica que o incremento observado na densidade de armazenamento se deveu a variação positiva da parcela de energia armazenada como calor sensível no PCM, já que o calor latente necessariamente reduz com o aumento da concentração das nanopartículas.

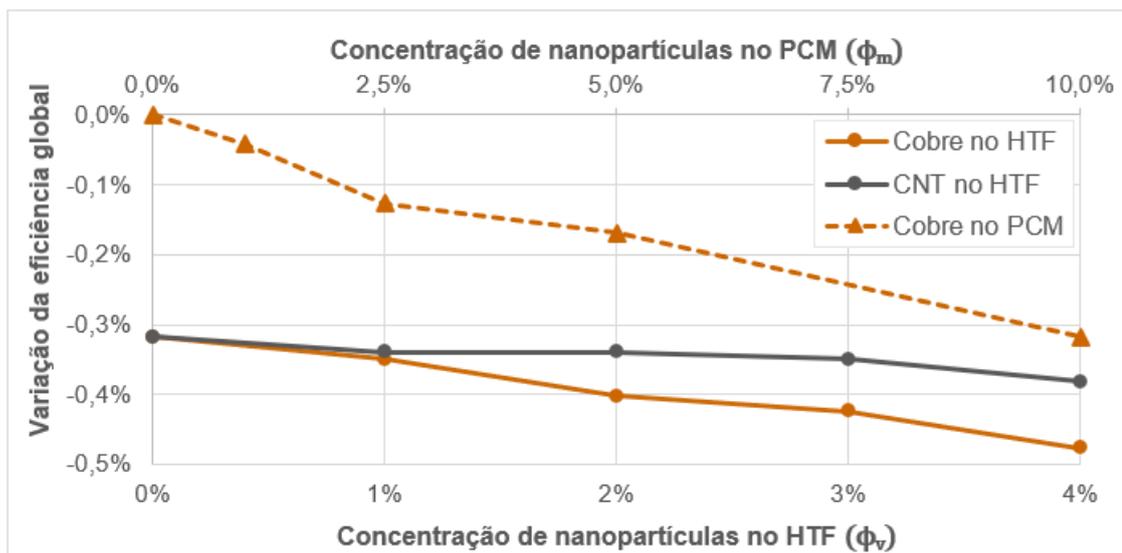
Figura 63 – Variação percentual do calor sensível no PCM, para o sistema integrado, em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Como se pode inferir da Figura 64, a eficiência global do armazenador apresentou a maior variação percentual com o nano-PCM sozinho, que continuou a reduzir com a inclusão das nanopartículas ao HTF. Contudo, a redução máxima foi de 0,48%, mostrando novamente que este indicador é pouco afetado pela presença das nanopartículas.

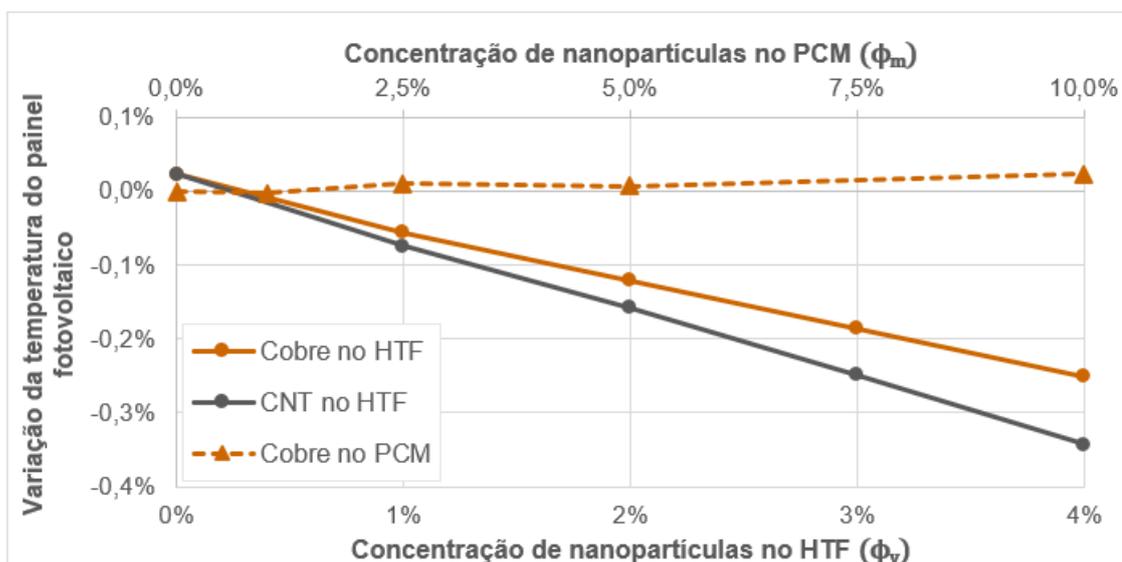
Figura 64 – Variação percentual da eficiência global do armazenador, para o sistema integrado, em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Analisando por último o coletor solar, como a temperatura máxima do fluido é agora o critério de término do carregamento, só interessa analisar as variações no painel fotovoltaico. Percebe-se pela Figura 65 que a presença de nanopartículas no PCM não afeta a temperatura do painel, enquanto os nanotubos de carbono no HTF provocaram uma redução de 0,34%, compatível com a observada para o coletor operando sozinho. Esta variação implicaria em reduzir a temperatura nas células fotovoltaicas para $83,8^\circ C$, uma diferença irrisória em relação ao valor de referência.

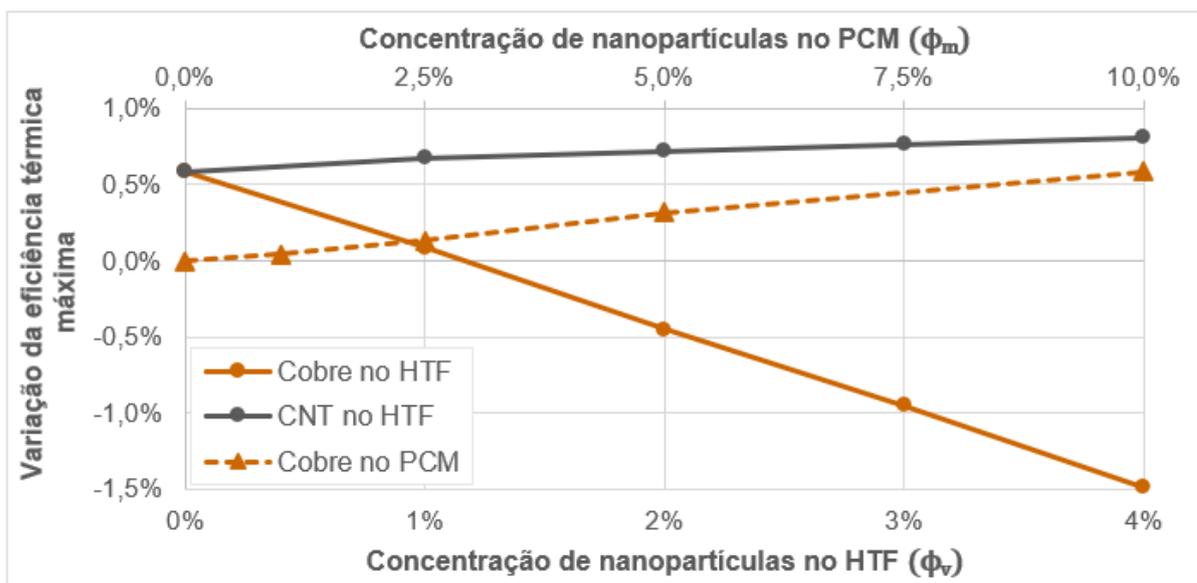
Figura 65 – Variação percentual da temperatura máxima do painel fotovoltaico, para o sistema integrado, em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Já a eficiência térmica máxima, compilada na Figura 66, aumentou em função da concentração de cobre no PCM, como também dos nanotubos de carbono no HTF. Semelhante ao observado para o coletor operando sozinho, esta eficiência apresentou uma queda com a inclusão das nanopartículas de cobre no fluido térmico, porém, dessa vez, ela foi menos expressiva.

Figura 66 – Variação percentual da eficiência térmica máxima do coletor, para o sistema integrado, em função das nanopartículas.



Fonte: o autor (2023).

Assim, incluir até 10% de nanopartículas de cobre apenas à massa de material de mudança de fase já se mostrou um aprimoramento válido para o sistema integrado: o tempo de descarga diminuiu em 4,12%, a densidade de armazenamento aumentou em 0,51% e a eficiência térmica máxima do coletor teve um incremento de 0,59%. Todavia, adicionar nanotubos de carbono também ao fluido térmico, desde que em baixas concentrações, demonstrou benefícios a se considerar: com exatamente 1% de nanotubos de carbono no HTF o tempo de carregamento pôde ser reduzido em 0,19%, em vez de aumentar como ocorreu com apenas nano-PCM no sistema. O tempo de descarga ainda diminuiu em 3,39%, o incremento na densidade de armazenamento foi de 0,24% e a eficiência térmica do coletor continuou a aumentar, atingindo uma variação positiva de 0,68%.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi desenvolvido um algoritmo que permite tanto a simulação do ciclo completo de armazenamento de um sistema integrado armazenador térmico e coletor solar PV/T, como a simulação de cada dispositivo operando individualmente. Este algoritmo se originou de adaptações de modelagens desenvolvidas pelo grupo de pesquisa do orientador e aportes da literatura especializada. Uma breve validação foi realizada comparando os resultados da simulação com os de uma análise global do sistema em regime permanente. Para a simulação numérica, a energia armazenada como calor sensível no material de mudança de fase foi 6,1% menor que na análise global, sendo a única divergência significativa, porém esperada.

Nas simulações foi analisado a proposta de aprimoramento do sistema: a inclusão de nanopartículas ao material de mudança de fase e o fluido de transferência de calor. Constatou-se que o emprego de correlações genéricas ou específicas de uma nanopartícula para estimar os parâmetros termo-físicos do nano-HTF eram abordagens igualmente válidas, resguardando-se o sistema definido neste trabalho e as correlações levantadas. Nenhuma variação nos indicadores de desempenho do sistema foi superior a 0,63% ao permutar de um conjunto de correlações para o outro.

Na análise do coletor solar em operação individual, confirmou-se que a escolha da vazão do HTF é um fator crítico para otimizar a performance do dispositivo, ou mesmo viabilizar sua utilização prática. Por sua vez, as nanopartículas de cobre provocaram o maior incremento percentual na temperatura de saída do fluido térmico, enquanto os nanotubos de carbono foram os únicos que aumentaram conjuntamente a eficiência térmica do coletor e a temperatura do fluido.

Para o armazenador operando individualmente, a eficiência global se mostrou pouco sensível a presença das nanopartículas no fluido térmico, e menos ainda no material de mudança de fase. Apenas o aumento nos tempos dos processos, com destaque para o tempo de armazenamento e, principalmente, as condições impostas na descarga, que afetam de forma significativa este indicador. Por sua vez, o carregamento e a descarga realmente foram impactados pelas nanopartículas: os tempos dos dois processos foram reduzidos com as partículas no PCM, com destaque para as de cobre, que também promoveram um incremento na capacidade de armazenamento do sistema. Já a presença de nanopartículas no HTF provocou um efeito inesperadamente contrário, aumentando os tempos em até 22,2% no caso dos nanotubos de carbono.

Por fim, o sistema integrado da forma como foi caracterizado neste trabalho se mostrou aplicável até no mês com a menor incidência solar em Recife, resguardando-se a diminuição da capacidade de armazenamento devido as menores temperaturas

atingidas. Por sua vez, para o perfil de maior irradiação disponível, adicionar nanopartículas exclusivamente ao material de mudança de fase se mostrou por si só um aprimoramento válido: com as partículas a base de cobre metálico se observou uma redução no tempo de descarga, incremento na capacidade de armazenamento e um discreto aumento da eficiência térmica do coletor solar. Entretanto, identificou-se outra alternativa interessante ao combinar o anterior nano-PCM com uma concentração de até 1% de nanotubos de carbono no fluido térmico: esta combinação foi capaz de reduzir também o tempo de carregamento em 0,19%, sem comprometer em demasia os ganhos nos outros indicadores do armazenador, proporcionando ainda um aumento de 0,68% na eficiência térmica do coletor. Por sua vez, a eficiência global do armazenador continuou pouco sensível à presença das nanopartículas e não se observou variações significativas na temperatura máxima atingida pelo painel fotovoltaico.

6.1 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Durante o desenvolvimento do trabalho várias questões foram levantadas e possíveis análises identificadas, que em conjunto com os resultados obtidos, especialmente os não esperados, podem ser compiladas em propostas para futuras pesquisas:

- Expandir as análises do sistema integrado para outros períodos do ano e para outras localidades com suas respectivas condições climáticas.
- Acoplar uma aplicação real ao sistema integrado a fim de estudar o seu comportamento ou analisar a variação dos parâmetros operacionais em função da demanda. Também pode interessar a essa proposta definir os usos da energia elétrica produzida simultaneamente pelo coletor PV/T.
- Expandir as análises do armazenador para outros materiais de mudança de fase, outros fluidos térmicos e outras nanopartículas de interesse, especialmente se correlações mais específicas para o escoamento em leitos porosos forem levantadas ou propostas.
- Realizar análises de exergia dos componentes e/ou do sistema integrado.
- Elaborar uma modelagem que permita simular a mudança de fase incompleta dentro das cápsulas esféricas.
- Investigar experimentalmente se a inclusão de nanopartículas apenas ao fluido térmico aumenta de fato os tempos de carregamento e descarga.
- Investigar experimentalmente o impacto da inclusão de nanopartículas ao fluido térmico em coletores solares PV/T.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDEL-DAYEM, A. M.; MOHAMAD, M. Potential of solar energy utilization in the textile industry — a case study. *Renewable Energy*, v. 23, n. 3, p. 685–694, 2001.

AGYENIM, F.; HEWITT, N.; EAMES, P.; SMYTH, M. A review of materials, heat transfer and phase change problem formulation for latent heat thermal energy storage systems (LHTESS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 2, p. 615–628, 2010. ISSN 1364-0321.

ALPTEKIN, E.; EZAN, M. A. A systematic assessment on a solar collector integrated packed-bed single/multi-layered latent heat thermal energy storage system. *Journal of Energy Storage*, v. 37, 2021. ISSN 2352-152X.

ALVA, G.; LIN, Y.; FANG, G. An overview of thermal energy storage systems. *Energy*, v. 144, p. 341–378, 2018. ISSN 0360-5442.

AZMI, W. H.; SHARMA, K. V.; MAMAT, R.; ALIAS, A. B. S.; MISNON, I. I. A new determination of molecular dimensions. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, v. 36, 2012.

BECK, M. P.; YUAN, Y.; WARRIER, P.; TEJA, A. S. The effect of particle size on the thermal conductivity of alumina nanofluids. *Journal of Nanoparticle Research*, v. 11(5), p. 1129–1136, 2009.

BERGMAN, T. L.; LAVINE, A. S.; INCROPERA, F. P.; DEWITT, D. P. *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

BRINKMAN, H. C. The Viscosity of Concentrated Suspensions and Solutions. *The Journal of Chemical Physics*, v. 20(4), 1952.

CABEZA, L. F. Thermal energy storage. *Comprehensive Renewable Energy*, v. 3, p. 211–253, 2012.

COCCIA, G.; TOMASSETTI, S.; Di Nicola, G. Thermal conductivity of nanofluids: A review of the existing correlations and a scaled semi-empirical equation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 151, p. 111573, 2021. ISSN 1364-0321.

DINÇER, I.; ROSEN, M. Chapter 4 - Energy and Exergy Analyses. In: *Thermal Energy Storage Systems and Applications*. 3. ed. Ontario: John Wiley & Sons Ltd, 2021. p. 261–382.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley Sons, Nova Iorque, 1991.

EBADI, M.; MEHRPOOYA, M.; KANI, A. H. A novel design of hybrid high-temperature solar receiver and thermochemical energy storage system. *Energy Conversion and Management*, v. 250, 2021. ISSN 0196-8904.

EINSTEIN, A. Correlations for thermal conductivity and viscosity of water based nanofluids. v. 19, p. 289–306, 1906.

EPE. *Balanco Energético Nacional – BEN*. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>, acesso em outubro de 2022.

ESFE, M. H.; SAEDODIN, S.; MAHIAN, O.; WONGWISES, S. Heat transfer characteristics and pressure drop of COOH-functionalized DWCNTs/water nanofluid in turbulent flow at low concentrations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, v. 73, p. 186–194, 2014.

GARNETT, M. J. XII. Colours in metal glasses and in metallic films. *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, v. 203, p. 359–371, 1904.

GNU. *GNU Octave*. 2023. Disponível em: <https://octave.org/>, acesso em maio de 2023.

GTAGENDA2030. *ODS*. 2022. Disponível em: <https://gtagenda2030.org.br/ods/>, acesso em outubro de 2022.

Gurudev Industries. *Hybrid Solar Water Heater*. 2023. Disponível em: <https://www.tradeindia.com/products/hybrid-solar-water-heater-5338403.html>, acesso em maio de 2023.

HOBBI, A.; SIDDIQUI, K. Optimal design of a forced circulation solar water heating system for a residential unit in cold climate using TRNSYS. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 700–714, 2009.

IRENA. *Featured Dashboard – Capacity and Generation*. 2020.

ISMAIL, K. A. R.; HENRIQUEZ, J. R. Solidification of pcm inside a spherical capsule. *Energy Conversion and Management*, v. 41, n. 2, p. 173–187, 2000. ISSN 0196-8904.

ISMAIL, K. A. R.; HENRIQUEZ, J. R. Numerical and experimental study of spherical capsules packed bed latent heat storage system. *Applied Thermal Engineering*, v. 22, n. 15, p. 1705–1716, 2002. ISSN 1359-4311.

JI, W.; CHENG, X.; CHEN, H.; LI, L.; LI, Y.; LIU, Z. Efficient synthesis of regular spherical $GO/SiO_2@Solar\ Salt$ microcapsules to enhance heat-storage capacity and cycle stability. *Energy Conversion and Management*, v. 245, p. 114637, 2021. ISSN 0196-8904.

JIANG, L.; LIU, W.; LIN, Y.; WANG, R.; ZHANG, X.; HU, M. Hybrid thermochemical sorption seasonal storage for ultra-low temperature solar energy utilization. *Energy*, v. 239, 2022. ISSN 0360-5442.

KALAISELVAM, S.; PARAMESHWARAN, R. Chapter 3 - Thermal Energy Storage Technologies. In: KALAISELVAM, S.; PARAMESHWARAN, R. (Ed.). *Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability*. Boston: Academic Press, 2014. p. 57–64. ISBN 978-0-12-417291-3.

KARAKILCIK, M.; DINCER, I. Exergetic performance analysis of a solar pond. *International Journal of Thermal Sciences*, v. 47, n. 1, p. 93–102, 2008. ISSN 1290-0729.

KOTHARI, R.; SAHU, S.; KUNDALWAL, S.; SAHOO, S. Experimental investigation of the effect of inclination angle on the performance of phase change material based finned heat sink. *Journal of Energy Storage*, v. 37, 2021. ISSN 2352-152X.

LAING, D.; STEINMANN, W.-D.; TAMME, R.; RICHTER, C. Solid media thermal storage for parabolic trough power plants. *Solar Energy*, v. 80, n. 10, p. 1283–1289, 2006. ISSN 0038-092X. Solar Power and Chemical Energy Systems (SolarPACES'04).

LI, M.-J.; JIN, B.; MA, Z.; YUAN, F. Experimental and numerical study on the performance of a new high-temperature packed-bed thermal energy storage system with macroencapsulation of molten salt phase change material. *Applied Energy*, v. 221, p. 1–15, 2018. ISSN 0306-2619.

LIMA, T. P. *Utilização de metodologias para a análise térmica de um sistema de aquecimento de água solar industrial*. 123 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife - PE, março 2010.

MAOURIS, G.; ESCRIVA, E. J. S.; ACHA, S.; SHAH, N.; MARKIDES, C. N. CO_2 refrigeration system heat recovery and thermal storage modelling for space heating provision in supermarkets: An integrated approach. *Applied Energy*, v. 264, p. 114722, 2020. ISSN 0306-2619.

MIRO, L.; GASIA, J.; CABEZA, L. F. Thermal energy storage (TES) for industrial waste heat (IWH) recovery: A review. *Applied Energy*, v. 179, p. 284–301, 2016. ISSN 0306-2619.

OSPINA, L. M. R. *Modelagem e análise de um coletor fotovoltaico térmico*. 119 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife - PE, novembro 2016.

PAK, B. C.; CHO, Y. I. Hydrodynamic and heat transfer study of dispersed fluids with submicron metallic oxide particles. *Experimental Heat Transfer*, v. 11, p. 151–170, 1998.

PENG, X.; BAJAJ, I.; YAO, M.; MARAVELIAS, C. T. Solid-gas thermochemical energy storage strategies for concentrating solar power: Optimization and system analysis. *Energy Conversion and Management*, v. 245, 2021. ISSN 0196-8904.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONCALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. *Atlas brasileiro de energia solar*. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p.

PORDANJANI, A. H.; AGHAKHANI, S.; AFRAND, M.; MAHMOUDI, B.; MAHIAN, O.; WONGWISES, S. An updated review on application of nanofluids in heat exchangers for saving energy. *Energy Conversion and Management*, v. 198, 2019. ISSN 0196-8904.

POURMOGHADAM, P.; MEHRPOOYA, M. Dynamic modeling and analysis of transient behavior of an integrated parabolic solar dish collector and thermochemical energy storage power plant. *Journal of Energy Storage*, v. 42, 2021. ISSN 2352-152X.

ROHIT, A. K.; RANGNEKAR, S. An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential. *Journal of Energy Storage*, v. 13, p. 447–456, 2017. ISSN 2352-152X.

RUBBI, F.; DAS, L.; HABIB, K.; ASLFATTAHI, N.; SAIDUR, R.; RAHMAN, M. T. State-of-the-art review on water-based nanofluids for low temperature solar thermal collector application. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 230, 2021. ISSN 0927-0248.

RUBIO, L. M.; FILHO, J. P. de B.; HENRIQUEZ, J. R. Performance of a PV/T Solar Collector in a Tropical Monsoon Climate City in Brazil. *IEEE Latin America Transactions*, v. 16, n. 1, p. 140–147, 2018.

RUBITHERM. *PCM SP-LINE*. 2023. Disponível em: <https://www.rubitherm.eu/en/productcategory/anorganische-pcm-sp>, acesso em abril de 2023.

SMITH, A. D.; MAGO, P. J.; FUMO, N. Benefits of thermal energy storage option combined with CHP system for different commercial building types. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 1, p. 3–12, 2013. ISSN 2213-1388.

SOUZA, J. F. de; HENRIQUEZ, J. R.; JUNIOR, J. C. de L.; FILHO, J. P. de B. Parametric analysis of the solidification of nanofluids in spherical cavities. *Powder Technology*, v. 359, p. 47–58, 2020. ISSN 0032-5910.

TIMOFEEVA, E. V.; GAVRILOV, A. N.; MCCLOSKEY, J. M.; TOLMACHEV, Y. V.; SPRUNT, S.; LOPATINA, L. M.; SELINGER, J. V. Thermal conductivity and particle agglomeration in alumina nanofluids: Experiment and theory. *Physical Review E*, v. 76, 2007.

TYAGI, V.; KAUSHIK, S.; TYAGI, S. Advancement in solar photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid collector technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 3, p. 1383–1398, 2012. ISSN 1364-0321.

WASP, E.; KENNY, J.; GANDHI, R. Solid–liquid flow: slurry pipeline transportation. [Pumps, valves, mechanical equipment, economics]. *Ser. Bulk Mater. Handl.*, v. 1:4, 1977.