

Desarrollo de un sistema sostenible de almacenamiento de energía solar térmica en condiciones de alta montaña empleando el cambio de fase de materiales autóctonos

M.Sc. Víctor Alexis Lizcano González

Tesis presentada para Optar por el Título de Doctor en Ingeniería Química

Director

Dr. Sc. Viatcheslav Kafarov

Doctor en Ciencias Técnicas

Codirector

PhD Khamid Mahkamov

Doctor en Ingeniería Mecánica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Doctorado en Ingeniería Química

Bucaramanga

2025

### **Dedicatoria**

A mi esposa Karen Stephanie Núñez y a nuestro hijo Víctor Gael Lizcano Núñez quienes me han apoyado, acompañado e impulsado en esta etapa. Todo mi amor para ellos.

A mis padres quienes desde pequeño me han inculcado la disciplina por la formación profesional. A mi madre por su apoyo constante y a mi padre quien incluso me ayudó con sus conocimientos en algunas etapas de este proyecto.

A mis hermanas, Jenny y Carolina quienes siempre estuvieron con ánimo de colaborar. Especial agradecimiento a Jenny por todo el apoyo.

A doña Celia y don Alirio quienes siempre estuvieron ahí presentes en todo el proceso.

### **Agradecimientos**

En primer lugar, al profesor Dr.Sc. Viatcheslav Kafarov, director de esta Tesis doctoral y mentor en esta etapa tan importante de mi formación profesional. Gracias por la confianza y las enseñanzas.

Al profesor Ph.D. Khamid Mahkamov, profesor adscrito al departamento de ingeniería mecánica y construcción de Northumbria University (Reino Unido) quien con su conocimiento previo contribuyó al desarrollo satisfactorio de esta investigación.

A The Royal Society (UK) por el apoyo financiero mediante el proyecto ICA\R1\191201, lo que permitió la compra de equipos, materiales e insumo, así como mi sostenimiento durante gran parte del período de estudios.

Al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia, MinCiencias, que apoyó económica la etapa final de mi formación doctoral mediante el proyecto CD 82605 CT ICETEX 2022-0644.

Al ingeniero Miguel Ángel Acuña y a todo el equipo de INAL LTDA por su colaboración y aporte en las etapas de construcción y puesta en marcha del sistema.

Al ingeniero Mauricio Sánchez quien diseñó e hizo posible la conexión de todo el hardware requerido para el sistema de medición y control.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	20
2. Objetivos.....	26
2.1 Objetivo General:.....	26
2.2 Objetivos específicos: .....	27
3 Caracterización de la disponibilidad de radiación solar y la demanda de calor en una vivienda ubicada en el Páramo de Santurbán .....	29
3.1 Demanda de calor en un caso de estudio: vivienda ubicada en el páramo de Santurbán .....	29
3.2 Metodología .....	32
3.2.1 Descripción del sitio de estudio .....	32
3.2.2 Caracterización de disponibilidad de radiación solar en el sitio de estudio .....	34
3.2.3 Cálculos de energía requerida para calefacción y agua caliente.....	34
3.3 Resultados.....	35
3.3.1 Caracterización de disponibilidad de radiación solar en el sitio de estudio .....	35
3.3.2Perfiles de temperatura en el sitio de estudio.....	39
3.3.3 Cálculo de la demanda de calor para calefacción considerando el efecto Joule.....	41
3.3.4 Cálculo de la demanda de calor para la producción de agua caliente sanitaria .....	43
3.4 Conclusiones.....	44
4. Dimensionamiento de sistema solar térmico para el suministro de agua caliente y calefacción en condiciones de alta montaña empleando parafina comercial como material de cambio de fase ..	45
4.1 Colectores solares térmicos.....	50
4.2 Metodología .....	52

4.2.1 Estimación de la cantidad de material de cambio de fase requerido .....	52
4.2.2 Estimación del área de captación de los colectores de tubos de vacío .....	53
4.3 Resultados .....	54
4.3.1 Estimación de la cantidad de material de cambio de fase requerido .....	54
4.3.2 Estimación del área de captación de los colectores de tubos de vacío .....	55
4.4 Conclusiones .....	57
5. Selección y síntesis de materiales de cambio de fase a partir de bioproductos autóctonos colombianos mediante hidrogenación, esterificación y mezclas eutécticas .....	58
5.1 Obtención de material de cambio de fase mediante hidrogenación de estearina de palma ....	65
5.1.1 Metodología .....	66
5.1.1.1 Caracterización por ATR-FTIR .....	66
5.1.1.2 Temperaturas y entalpías de fusión y cristalización .....	66
5.1.1.3 Capacidad calorífica.....	67
5.1.1.4 Estabilidad térmica.....	67
5.1.1.5 Determinación de densidad.....	67
5.1.2 Resultados .....	68
5.1.2.1 Espectro FTIR de las muestras .....	68
5.1.2.2 Densidad .....	69
5.1.2.3 Temperaturas y entalpías de fusión y cristalización .....	70
5.2 Producción de ésteres grasos a partir de subproductos del aceite de palma .....	73
5.2.1 Metodología .....	74
5.2.1.1 Síntesis de los ésteres grasos.....	74
5.2.1.2 Caracterización de las muestras por ATR-FTIR y DSC.....	75

5.2.2 Resultados .....	75
5.2.2.1 Síntesis de ésteres grasos .....	75
5.2.2.2 Caracterización de las muestras por ATR-FTIR.....	76
5.2.2.3 Temperaturas y entalpías de fusión y cristalización .....	77
5.2.2.4 Capacidad calorífica específica.....	79
5.3 Elaboración de mezclas eutécticas renovables como PCM .....	80
5.3.1 Metodología.....	80
5.3.1.1 Materiales.....	80
5.3.1.2. Proceso de elaboración .....	81
5.3.1.3 Caracterización de las muestras .....	82
5.3.1.4 Capacidad teórica de almacenamiento de calor .....	82
5.3.2 Resultados .....	83
5.3.2.1 Gráficas eutécticas .....	83
5.3.2.2 Propiedades térmicas .....	85
5.3.2.3 Estudio de estabilidad térmica mediante análisis termogravimétrico (TGA).....	85
5.3.2.4 Capacidad teórica de almacenamiento de calor .....	86
5.4 Conclusiones.....	87
6. Análisis experimental y simulación del proceso de fusión de la estearina de palma hidrogenada en un intercambiador de calor tipo carcasa-serpentin con geometría cuadrada.....	88
6.1 Metodología .....	92
6.1.1 Análisis experimental.....	92
6.1.2 Simulación del proceso .....	94
6.1.2.1 Modelo físico .....	94

6.1.2.2 Sistema de ecuaciones.....	95
6.1.2.3 Condiciones iniciales y de contorno .....	97
6.2 Resultados.....	98
6.2.1 Arreglo experimental .....	98
6.2.2 Simulación del proceso .....	103
6.2.2.1 Elementos de validación .....	105
6.2.2.2 Efecto de la geometría del arreglo carcasa-serpentín en la transferencia de calor .....	106
6.3 Conclusiones.....	107
7. Diseño, construcción y puesta en marcha de sistema para el almacenamiento de energía solar térmica empleando estearina de palma hidrogenada como material de cambio de fase.....	108
7.1 Estimación de la cantidad de calor liberado y absorbido durante la solidificación y la fusión de estearina de palma hidrogenada .....	109
7.2 Estimación del área de captación de los colectores de tubos de vacío .....	111
7.3 Configuración de circuitos hidráulicos y distribución de elementos finales de control .....	121
7.4 Puesta en marcha del sistema para el almacenamiento de energía solar térmica .....	124
7.5 Conclusiones.....	131
8. Diseño e implementación de un sistema de registro de datos y control para el funcionamiento automático de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica.....	133
8.1 Sistema de medición y control.....	134
8.2 Resultados.....	142
8.2.1 Visualización y almacenamiento de los datos .....	142
8.2.2 Funcionamiento del sistema de control.....	143
8.3 Conclusiones.....	144

9. Operación y análisis de datos de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica como fuente de energía renovable para el suministro de calor y agua caliente en condiciones de alta montaña.....	146
9.1 Perfiles de temperatura en condiciones de máxima radiación solar .....	149
9.2 Perfiles de temperatura en condiciones de baja radiación solar .....	157
9.3 Transferencia de energía entre los subsistemas del equipo .....	164
9.4 Conclusiones.....	167
10. Elaboración de recomendaciones para la masificación del uso de los sistemas de almacenamiento de energía solar térmica como fuente de energía renovable.....	168
10.1 Análisis financiero de sistemas de almacenamiento de energía solar térmica de baja temperatura para el suministro de agua caliente y calefacción a hogares rurales colombianos .	168
10.1.1 Introducción.....	169
10.1.2 Dimensionamiento y diseño de STESS .....	170
10.1.3 Cantidad de energía que se suministrará con el sistema de calefacción .....	171
10.1.4 Cantidad de energía que debe almacenar y suministrar el PCM .....	171
10.2 Análisis Financiero .....	173
10.2.1 Costes de inversión del sistema de almacenamiento de energía solar térmica STESS y tecnologías actuales .....	175
10.2.2 Costo variable de operación y mantenimiento.....	175
10.2.3 Costo fijo de operación y mantenimiento .....	176
10.3 Conclusiones.....	178
11. Conclusiones Generales.....	180
12 Referencias Bibliográficas.....	185

### Lista de Tablas

	Pág.
<b>Tabla 1</b> Valores promedios diarios mensuales y anuales de irradiación DNI, DHI y GHI. ....	38
<b>Tabla 2</b> Promedio diario mensual y anual de horas de sol totales y con valores de irradiación superiores a 200, 450 y 600 Wh/m <sup>2</sup> .....	39
<b>Tabla 3</b> Calor necesario para producir 220 litros diarios de agua caliente a 60 °C .....	43
<b>Tabla 4</b> Estudios recientes de diseño de Sistemas Acumuladores Térmicos domésticos basados en energía solar y que integran PCM.....	46
<b>Tabla 5</b> Clasificación de materiales para almacenamiento de energía.....	48
<b>Tabla 6</b> Propiedades térmicas de la parafina Suntech P116.....	49
<b>Tabla 7</b> Algunas especificaciones técnicas del colector solar térmico HSC20 marca Allyce .....	53
<b>Tabla 8</b> Energía almacenada por el PCM en función de la masa y la máxima temperatura alcanzada .....	54
<b>Tabla 9</b> Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 19,4 MJ/m <sup>2</sup> .....	56
<b>Tabla 10</b> Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 15,1 MJ.....	56
<b>Tabla 11</b> Ejemplos de PCM orgánicos de origen animal o vegetal investigados para uso en STES. ....	59
<b>Tabla 12</b> Propiedades térmicas de materiales agroindustriales con miras a su uso como PCM..	61
<b>Tabla 13</b> Cantidad exportada y valor unitario para algunos productos agroindustriales colombianos en el periodo 01/2019 a 01/2020 .....	63

<b>Tabla 14</b> Propiedades térmicas de la estearina de palma hidrogenada (EPH), la cera de abeja (CA) y una parafina comercial.....	71
<b>Tabla 15</b> Calores de fusión y capacidades caloríficas de sólido y de líquido para la estearina de palma hidrogenada, la cera de parafina SunTech P116 y una parafina comercial .....	72
<b>Tabla 16</b> Comparación del calor necesario para elevar la temperatura de un kilogramo de EPH y parafina SunTech116 desde 40 °C hasta 70 °C. ....	72
<b>Tabla 17</b> Propiedades térmicas del éster graso EPH-AC y la cera de abejas.....	78
<b>Tabla 18</b> Valores de la capacidad calorífica sólida y líquida del éster graso EPH-AC y la cera de abejas.....	79
<b>Tabla 19</b> Proporciones empleadas para las mezclas eutécticas.....	82
<b>Tabla 20</b> Propiedades térmicas de las muestras .....	85
<b>Tabla 21</b> Energía teórica almacenada por 1 kg de muestra.....	86
<b>Tabla 22</b> Propiedades termo físicas de la EPH .....	94
<b>Tabla 23</b> Tiempo en el que aparecen los primeros coeficientes de transferencia de calor para las geometrías estudiadas. ....	98
<b>Tabla 24</b> Energía liberada por la EPH durante su solidificación, en función de la masa y la temperatura inicial del proceso de enfriamiento.....	110
<b>Tabla 25</b> Energía absorbida por la EPH durante su solidificación, en función de la masa y la temperatura final del proceso de calentamiento.....	111
<b>Tabla 26</b> Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 19,4 MJ y empleando EPH como PCM. ....	112
<b>Tabla 27</b> Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 15,1 MJ y empleando EPH como PCM. ....	112

<b>Tabla 28</b> Ubicación de los sensores de temperatura al interior del tanque de almacenamiento de calor.....	124
<b>Tabla 29</b> Producción de agua caliente de algunos sistemas LHTES evaluados experimentalmente. .....	148
<b>Tabla 30</b> Transferencia de energía entre los subsistemas del equipo durante el periodo 1. ....	164
<b>Tabla 31</b> Transferencia de energía entre los subsistemas del equipo durante el periodo 2. ....	166
<b>Tabla 32</b> Costos genéricos del proyecto del sistema de almacenamiento de energía solar térmica. .....	172
<b>Tabla 33</b> Costos anuales de la tecnología STESS y convencionales .....	176

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1</b> Ejemplo de un STES para el suministro de agua caliente sanitaria en una vivienda. ...	23
<b>Figura 2</b> Vista panorámica de la parte posterior de la casa de huéspedes especiales del Hotel Refugio Piedra Parada.....	33
<b>Figura 3</b> Fotografía de la Habitación principal de la vivienda. ....	34
<b>Figura 4</b> Ángulo cenital solar mínimo diario durante el año 2023 en el sitio de estudio .....	35
<b>Figura 5</b> Irradiación global horizontal diaria durante el año 2023. ....	36
<b>Figura 6</b> Porcentaje de irradiación solar directa respecto a la radiación global horizontal para el año 2023 en el sitio de estudio.....	37
<b>Figura 7</b> Temperaturas mínimas y máximas diarias en el sitio de estudio para el año 2023.....	40
<b>Figura 8</b> Rango de valores mínimos mensuales en el sitio de estudio, según histórico de temperaturas registradas en la estación Berlín del IDEAM.....	41
<b>Figura 9</b> Calefactor eléctrico empleado en el sitio de estudio y detalle de su etiqueta de servicio .....	42
<b>Figura 10</b> Curvas de rendimiento de diferentes tipos de colectores solares térmicos de baja temperatura. ....	50
<b>Figura 11</b> Colector solar de tubo de vacío instalado a nivel de suelo.....	52
<b>Figura 12</b> Espectro FTIR obtenido para la, estearina de palma (EP), estearina de palma hidrogenada (EPH) y la cera de abejas (CA).....	68
<b>Figura 13</b> Formación de cavidades en las probetas con EPH durante el proceso de cristalización. ....	69

<b>Figura 14</b> Perfil DSC para estearina de palma hidrogenada (EPH) y la estearina de palma (EP)	70
<b>Figura 15</b> Perfil DSC para estearina de palma hidrogenada (EPH) y la cera de abejas (CA).....	71
<b>Figura 16</b> Fotografías de ésteres grasos obtenidos a partir de estearina de palma hidrogenada y a) alcohol etílico (EPH-AE), b) alcohol butílico (EPH-AB) y c) alcohol cetílico (EPH-AC), d) cera de abejas (CA).....	75
<b>Figura 17</b> ATR-FTIR de las muestras preparadas por transesterificación y de la cera de abeja.	76
<b>Figura 18</b> Perfiles obtenidos por calorimetría diferencial de barrido para EPH-AE, EPH-AB, EPH-AC y CA .....	77
<b>Figura 19</b> Fotografías de a. Estearina de palma hidrogenada. b. Cera de abejas. c. Estearina de Palma. d. Cera de parafina. ....	81
<b>Figura 20</b> Diagrama composición-temperatura de fusión-entalpía para el sistema binario SP/BW y SP/PW.....	83
<b>Figura 21</b> Diagrama composición-temperatura de fusión-entalpía del sistema binario EPH/BW y EPH/PW.....	84
<b>Figura 22</b> Curvas termogravimétricas de las mezclas eutécticas.....	86
<b>Figura 23</b> Banco de pruebas y ubicación de las termocuplas. ....	92
<b>Figura 24</b> Imagen del banco de pruebas de fusión sin aislamiento (a), con aislamiento (b), unidad de lectura de datos (c) y baño termoestático con recirculación de agua (d). ....	93
<b>Figura 25</b> Geometría de serpentín cuadrada (derecha) y geometría de serpentín en forma de U (izquierda). ....	93
<b>Figura 26</b> Malla utilizada. a) Malla 2D completa y b) Zona de ampliación.....	98
<b>Figura 27</b> Variación de la temperatura y el coeficiente local de transferencia de calor en distintos puntos de medición para la geometría de serpentín cuadrada.....	99

<b>Figura 28</b> Variación de la temperatura y el coeficiente local de transferencia de calor en distintos puntos de medición para la geometría del serpentín en U. ....	102
<b>Figura 29</b> Distribución de la temperatura en el proceso de fusión para la geometría U (izquierda) y cuadrada (derecha) a $t=5h$ , $t=10h$ , $t=15h$ y $t=20h$ .....	103
<b>Figura 30</b> Fracción de fusión. ....	104
<b>Figura 31</b> Perfiles de la fracción de fusión a a) 0.5 h, b) 1 h y c) 10 h.....	105
<b>Figura 32</b> Elementos de validación: a) temperaturas experimentales y simuladas y b) interfaz sólido-líquido. ....	106
<b>Figura 33</b> Grupo de 7 colectores tipo HSC20 empleados para la captura de la radiación solar. ....	113
<b>Figura 34</b> Esquema de tanque de almacenamiento de PCM modular tipo tubo carcasa con aletas. ....	114
<b>Figura 35</b> Esquema de tanque almacenamiento de calor conformado por 10 módulos. ....	115
<b>Figura 36</b> Configuración tipo carcasa serpentín, propuesta para el tanque de almacenamiento de calor.....	115
<b>Figura 37</b> Vista del corte longitudinal (Izquierda) y vista frontal (Derecha) del tanque de almacenamiento propuesto.....	116
<b>Figura 38</b> Finalización de la construcción del tanque de almacenamiento de calor en la empresa INAL LTDA en la ciudad de Bucaramanga. ....	120
<b>Figura 39</b> Fotografía del tanque de almacenamiento de calor instalado en el sitio de pruebas. ....	120
<b>Figura 40</b> Fotografía de equipo con capa aislante de poliestireno expandido. ....	121
<b>Figura 41</b> Distribución de sensores, componentes principales y circuitos hidráulicos en el STESS ..... .....	122

<b>Figura 42</b> Diagrama del tanque de almacenamiento de calor con la ubicación de los sensores de temperatura dentro del tanque de almacenamiento.....	123
<b>Figura 43</b> Perfil de temperatura y el caudal de agua a la entrada y a la salida de los serpentines. ....	125
<b>Figura 44</b> Temperatura y caudal de agua en el grupo 1 de colectores y el serpentín pequeño..	126
<b>Figura 45</b> Temperatura y caudal de agua en el grupo 2 de colectores y el serpentín grande. ...	126
<b>Figura 46</b> Etapas del proceso de fusión de la estearina hidrogenada de palma durante el cargue inicial.....	127
<b>Figura 47</b> Perfiles de temperatura en sección A del PCM durante una prueba de carga. ....	128
<b>Figura 48</b> Perfiles de temperatura en sección B del PCM durante una prueba de carga. ....	129
<b>Figura 49</b> Perfiles de temperatura en sección C del PCM durante una prueba de carga. ....	130
<b>Figura 50</b> Electrónica necesaria para la adquisición de datos y el funcionamiento del sistema de control del equipo .....	136
<b>Figura 51</b> Algoritmo de control implementado .....	139
<b>Figura 52</b> Ejemplo de uno de los tipos de interfaz gráfica que se pueden crear empleando Node-Red .....	142
<b>Figura 53</b> Ejemplo de la estructura del archivo de datos generado por el sistema. ....	143
<b>Figura 54</b> Ejemplo del funcionamiento del sistema de control .....	144
<b>Figura 55</b> Diagrama de Sankey para los flujos de calor en un sistema solar térmico con almacenamiento simultáneo de calor sensible y calor latente. ....	146
<b>Figura 56</b> Temperatura del agua a la entrada y salida del grupo uno de colectores y del serpentín pequeño para el periodo 1.....	149

<b>Figura 57</b> Temperatura del agua a la entrada y salida del grupo dos de colectores y del serpentín grande para el periodo 1.....	150
<b>Figura 58</b> Temperatura en los radiadores y temperatura ambiente interna y externa para el periodo 1.....	152
<b>Figura 59</b> Irradiación solar y temperatura ambiente para el periodo 1.....	152
<b>Figura 60</b> Perfiles de temperatura en sección A del PCM durante el periodo 1.....	154
<b>Figura 61</b> Perfiles de temperatura en sección B del PCM durante el periodo 1.....	155
<b>Figura 62</b> Perfiles de temperatura en sección C del PCM durante el periodo 1.....	156
<b>Figura 63</b> Temperatura del agua en el grupo uno de colectores y en el serpentín pequeño para el periodo 2. ....	157
<b>Figura 64</b> Temperatura del agua en el grupo dos de colectores y en el serpentín grande para el periodo 2. ....	158
<b>Figura 65</b> Temperatura en los radiadores y temperatura ambiente interna y externa para el periodo 2.....	159
<b>Figura 66</b> Irradiación solar y temperatura ambiente para el periodo 2.....	159
<b>Figura 67</b> Perfiles de temperatura en sección A del PCM durante el periodo 2.....	161
<b>Figura 68</b> Perfiles de temperatura en sección B del PCM durante el periodo 2.....	162
<b>Figura 69</b> Perfiles de temperatura en sección C del PCM durante el periodo 2.....	163
<b>Figura 70</b> Valores presentes netos acumulados de las tecnologías STESS y convencionales. .	177

## Glosario

**Colector solar:** cualquier dispositivo que absorbe la radiación solar y la convierte en calor. Se puede diseñar enfriado por líquido o por gas, dependiendo del fluido empleado para transportar el calor.

**Energía solar térmica:** conversión en calor de la radiación solar proveniente del sol, que puede ser utilizada posteriormente para el calentamiento de agua o calefacción, procesos industriales, generación de electricidad, etc.

**Fluido caloportador:** sustancia que transporta el calor entre un colector solar y el medio de almacenamiento de energía. También puede transportar la energía almacenada desde el sitio de almacenamiento hasta el punto de uso final.

**Irradiancia:** término radiométrico que indica la velocidad a la que la energía radiante del sol es transferida a través de una unidad de área de una superficie. Usualmente se mide en vatio por metro cuadrado.

**Irradiación:** integración de la irradiancia para un periodo de tiempo específico. Usualmente se reporta en joules por metro cuadrado.

**Material de cambio de fase (PCM):** sustancia que presenta un cambio de fase o estado (fusión, solidificación, ebullición o condensación) mientras absorbe o entrega energía térmica, normalmente a una temperatura casi constante.

## Resumen

**Título:** Desarrollo de un sistema sostenible de almacenamiento de energía solar térmica en condiciones de alta montaña empleando el cambio de fase de materiales autóctonos\*

**Autor:** Víctor Alexis Lizcano González\*\*

**Palabras Clave:** Material de cambio de fase, almacenamiento de calor, automatización.

**Descripción:** La generación de calor representa el 50% de la demanda mundial de energía y el 40% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. El uso de la energía solar térmica podría satisfacer esta demanda mediante la aplicación de tecnologías como los sistemas solares térmicos con almacenamiento de calor en materiales de cambio de fase (LHSTES). Este trabajo presenta las etapas para el diseño, construcción y puesta en marcha del primer equipo LHSTES en Colombia que suministra agua caliente y calefacción a una vivienda (hotel) ubicada en una zona de páramo. Las etapas de desarrollo incluyeron análisis de la disponibilidad de radiación solar, síntesis de materiales de cambio de fase (PCM) a partir de productos renovables autóctonos, estudio experimental para la mejora de las propiedades térmicas de los PCM, diseño e implementación de un sistema de medición y control, diseño y construcción de un novedoso intercambiador de calor para el tanque de almacenamiento del PCM, construcción y puesta en marcha del LHSTES, evaluación del desempeño del sistema en condiciones reales y elaboración de recomendaciones para la implementación de esta tecnología en Colombia. Los principales resultados incluyen el uso de estearina de palma hidrogenada como PCM con un elevado calor latente de fusión, la mejora en la conductividad térmica de este PCM mediante el uso de aditivos y matrices de soporte, el adecuado desempeño de un intercambiador de calor tipo carcasa-serpentin con sección transversal cuadrada, un algoritmo de control que elimina la necesidad de intervención humana para la operación del sistema, la capacidad del sistema de suministrar calefacción durante la noche y finalmente la posibilidad de integrar esta tecnología, en diversos sectores de la industria, el comercio y el sector residencial colombiano.

---

\* Tesis Doctoral

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Doctorado en Ingeniería Química. Director: Viatcheslav Kafarov. Doctor en Ciencias Técnicas. Codirector: Khamid Mahkamov. Doctor en Ingeniería Mecánica.

### Abstract

**Title:** Development of a sustainable solar thermal energy storage system for high mountain conditions using the phase change of local materials\*

**Author:** Víctor Alexis Lizcano González\*\*

**Key Words:** Phase change material, heat storage, automation.

**Description:** Heat generation accounts for 50% of the world's energy demand and 40% of CO<sub>2</sub> emissions. About 50% of this heat is consumed in industrial processes and about 46% is used for heating and hot water. The use of solar thermal energy could meet this demand through the application of technologies such as solar thermal systems with heat storage in phase change materials (LHSTES). This work presents the stages for the design, construction and commissioning of the first LHSTES equipment in Colombia that supplies hot water and heating to a house (hotel) located in a high mountain area. The development stages included the analysis of solar radiation availability, the synthesis of phase change materials (PCM) from Colombian indigenous renewable products, the experimental study for the improvement of the thermal properties of PCM, the design and implementation of a measurement and control system, the design and construction of a novel heat exchanger for the PCM storage tank, the construction and commissioning of the LHSTES, the evaluation of the system performance under real conditions, and the elaboration of recommendations for the implementation of this technology in Colombia. The main results include the use of hydrogenated palm stearin as PCM with a high latent heat of fusion, the improvement in the thermal conductivity of this PCM through the use of additives and support matrices, the adequate performance of a shell-coil type heat exchanger with square cross section, the design of a control loop that eliminates the need for human intervention for the operation of the system, the ability of the system to provide heating during the night and finally the possibility of integrating this technology in various sectors of industry, commerce and the Colombian residential sector.

---

\* Doctoral thesis

\*\* Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Chemical Engineering. PhD in Chemical Engineering. Director: Viatcheslav Kafarov. PhD in Technical Sciences. Co-director: Khamid Mahkamov. PhD in Mechanical Engineering.

## Introducción

La producción de calor representa cerca de la mitad del consumo mundial de energía, por delante de la electricidad (20%) y el transporte (30%), y es responsable de más del 40% de las emisiones mundiales de dióxido de carbono relacionadas con el sector energético. Los edificios (residenciales y comerciales) y los sectores industriales representan aproximadamente el 95% de la demanda mundial de calor (1).

En el caso del sector industrial, las demandas de calor representan dos tercios de la demanda energética y casi una quinta parte del consumo mundial de energía. También, la generación de calor es el mayor contribuyente del CO<sub>2</sub> industrial directo emitido cada año, ya que la inmensa mayoría de este procede de la quema de combustibles fósiles (2). Respecto a las aplicaciones residenciales y comerciales, la calefacción y el agua caliente representan casi la mitad del consumo mundial de energía en los edificios (3). A pesar de la elevada contribución a la demanda de energía y a las emisiones de CO<sub>2</sub>, las políticas y avances en esta área son menos desarrolladas en comparación con la generación de electricidad (4).

En el caso colombiano, las industrias consumen un 24% del total de la oferta energética nacional, siendo un 80% de este consumo, dirigido para la generación de calor. Hasta un 54% de esta demanda de energía para calor es suplida mediante el uso de gas natural y/o carbón (5). En el sector residencial, si bien no hay datos precisos del consumo de energía para la generación de calor relacionada con la producción de agua caliente, calefacción o cocción, se prevé que su valor es relativamente alto ya que hasta un 70% de la población vive en zonas por encima de los 1000 m.s.n.m. (6), de los cuales, una parte importante habita en zonas de páramo, contándose actualmente con 32 áreas pobladas y 400 municipios ubicados total o parcialmente en estas áreas (7).

Considerando que el sol es, por mucho, la mayor fuente de energía renovable con un potencial de suministrar hasta 2860 veces las necesidades energéticas mundiales (8) y que su radiación puede usarse para la generación directa de calor, es necesario incluir las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar térmica en cualquier programa que busque una transición energética justa y democrática (9). Actualmente, la mayor parte del calor residencial se destina al suministro de agua caliente y a la adecuación del ambiente para el confort térmico (10). Esta alta demanda de calor residencial puede ser suplida mediante energías renovables (Gestión térmica activa) o reducida mediante adecuaciones arquitectónicas (Gestión térmica pasiva) (11). En los peores escenarios previstos se espera que para 2050 la demanda mundial de energía para calefacción doméstica y calentamiento de agua duplique el valor alcanzado en 2010 (12), mientras que, al considerarse los mejores escenarios de gestión térmica pasiva, la demanda de calor para calefacción podría ser aún entre un 20 % y 30 % de la demanda actual (13). Para la región suramericana se estima que para 2050 la demanda anual de calor para calefacción sea 431 TWh y la demanda para agua caliente sea de 178 TWh, representando un 60% de la demanda total de calor (14).

En zonas de alta montaña, las bajas temperaturas y diferentes factores socioeconómicos dan lugar a que muchos hogares empleen actualmente madera o diésel como combustible para calentamiento de agua, cocción o calefacción, a pesar de los problemas ambientales y de salud que esto trae consigo (15). Aunque no hay datos específicos para sistemas de calefacción, se estima que en Colombia aproximadamente 1.690.757 hogares emplean leña o combustibles ineficientes o altamente contaminantes. Alrededor de 520.000 hogares se ubican los departamentos de Cauca, Nariño, Santander, Norte de Santander y Boyacá, teniendo estos departamentos con amplias zonas de alta montaña (16). Aunque el uso de tecnologías basadas en electricidad o gas natural puedan

presentarse como las primeras alternativas, a largo plazo el impacto del cambio climático sobre la producción de electricidad por hidroeléctricas (17) o la incertidumbre sobre el mercado de combustibles fósiles (18), entre otros factores proyectan la diversificación energética como la mejor solución (19).

Esta diversificación de tecnologías debe a su vez enmarcarse en las actividades y metas definidas en el marco de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) con el fin de lograr impactos positivos en aspectos sociales, ambientales y económicos. Teniendo presente los ODS planteados, la satisfacción de las necesidades de agua caliente y calefacción de espacios mediante tecnologías de energías renovables, impacta directamente objetivos como el de salud y bienestar, energía asequible y no contaminante, ciudades y comunidades sostenibles y acción por el clima (20). Así mismo, las decisiones en esta materia tendrán efecto sobre la meta de reducción en un 20% de emisiones de CO<sub>2</sub> para 2030, en comparación con el escenario Business As Usual (BAU), planteada por Colombia tras la conferencia para el cambio climático celebrada en París en 2015 (21).

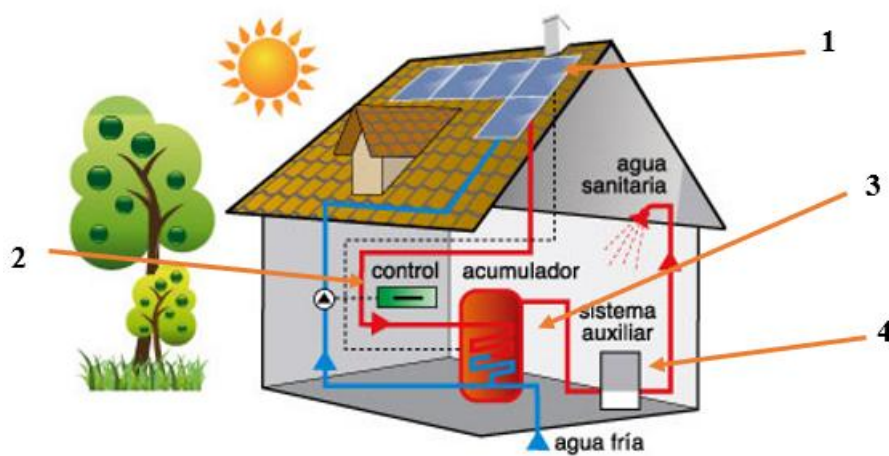
Una característica particular de Colombia es la presencia de zonas de páramo en grandes áreas de su territorio, cuya altitud y ubicación en zona tropical, crea un clima de bajas temperaturas y alta radiación solar (22). Colombia cuenta con tres cordilleras montañosas las cuáles poseen 34 páramos. El páramo más cercano a la ciudad de Bucaramanga y por ende el de mayor importancia regional es el complejo Santurbán – Jurisdicciones - Berlín. Este complejo de páramos es el principal proveedor de agua de la capital santandereana y tiene unas características físicas que hacen que los valores medios mínimos multianuales de la temperatura se encuentren entre 0,3 °C y 4,6 °C (23). Por lo tanto, una alternativa para el suministro de calor es el aprovechamiento de la radiación solar mediante sistemas acumuladores solares térmicos de baja temperatura STES (Solar

Thermal Energy Storage), los cuales acumulan energía térmica, liberándola controladamente durante el día e incluso en la noche (24).

En la **Figura 1** se presenta un ejemplo de un STES para el suministro de agua caliente sanitaria en una vivienda.

### Figura 1

Ejemplo de un STES para el suministro de agua caliente sanitaria en una vivienda.



**Nota:** se muestran los componentes principales de un sistema de captación de energía solar térmica para uso residencial. Tomado de *Acumuladores térmicos domésticos más pequeños usando parafinas* (p. 1). (25).

En esta configuración particular se emplean (1) colectores de energía solar térmica, (2) instrumentos de control, (3) un tanque de almacenamiento de energía y (4) un sistema auxiliar para el suministro de calor (25). Los colectores reciben la radiación solar y la transforman en calor. Ese calor se transmite por conducción a una tubería por donde fluye agua, la cual incrementa su temperatura. Esta agua caliente es conducida a un serpentín dentro de un tanque de almacenamiento de calor, transfiriendo la energía a un material de almacenamiento de calor. El calor almacenado es posteriormente utilizado para el suministro de agua caliente o calefacción. En

caso de que no se haya almacenado suficiente calor, se emplea un sistema auxiliar a gas o electricidad para suplir la demanda de calor. En los STES se prefiere el almacenamiento de calor latente sobre el calor sensible, empleándose materiales conocidos como materiales de cambio de fase (PCM por sus siglas en inglés), los cuales deben contar con algunas características deseables como: alto valor de entalpía de fusión y calor específico por unidad de volumen y peso, punto de fusión adecuado con la aplicación, baja volatilidad a la temperatura de trabajo, no corrosividad, estabilidad química; peligrosidad baja o nula, baja inflamabilidad, baja toxicidad, solidificación sin degradación, bajo grado de sobre enfriamiento, bajo coeficiente de expansión térmica durante la solidificación, alto valor de conductividad térmica y ser abundante y de bajo costo (26). Muchas de las características mencionadas anteriormente están presentes en materiales agroindustriales, por lo que en los últimos años se ha investigado el desarrollo de PCM de origen animal o vegetal, como sustitutos de las ceras de parafina tradicionalmente empleadas. Se perfilan con un alto potencial los ácidos grasos, mezclas de ácidos grasos, ésteres grasos, polímeros, polialcoholes, azúcares y diversos residuos y subproductos (27). El uso de materiales orgánicos de origen animal o vegetal preferiblemente autóctonos permite, entre otras cosas: disminución de costos, menor riesgo de contaminación ambiental y aumento de la cadena de valor de diversos productos agroindustriales (28).

Adicionalmente, esta tendencia se presenta como una oportunidad para el aprovechamiento del potencial agroindustrial colombiano, ya que, actualmente Colombia es reconocido como el segundo país más biodiverso del mundo, el segundo en diversidad de plantas y el tercero en biodiversidad de palmas (29). Este aprovechamiento a su vez se alinea con la política de desarrollo productivo del país ya que, si bien Colombia es un país agrícola, la baja innovación y

diversificación de cadenas productivas ha limitado su desarrollo agroindustrial a sólo ciertas áreas (30).

A pesar de las ventajas mencionadas de los PCM orgánicos de origen vegetal o animal, estos presentan desventajas técnicas para su aplicación, siendo las más relevantes: variabilidad en las composiciones y baja conductividad térmica (31). Con el objetivo de mitigar los efectos adversos relacionados con la composición, se han empleado procesos de transformación química como la hidrogenación y esterificación, y procesos físicos como las mezclas eutécticas (32,33). Por otra parte, diversas mejoras de diseño en los equipos, así como el uso de PCM con agregados y en matrices han sido propuestas como alternativas para el incremento en la conductividad térmica en el proceso (34,35). Los resultados de estas estrategias de mejora implementadas se suelen analizar tanto de forma experimental como con el uso de simulaciones computacionales (36).

Las desventajas técnicas de los PCM orgánicos, la poca información disponible; especialmente para materiales autóctonos y las diferentes alternativas de modificación de propiedades, conllevan la necesidad de caracterización fisicoquímica, térmica y de estabilidad y la evaluación de procesos de modificación, entre otros estudios. Por lo anterior, la evaluación del uso de materiales para aplicaciones como PCM, incluyendo aspectos técnicos y económicos corresponden a un avance importante en la materia (37).

A pesar de que los STES han sido implementados en diversos escenarios, acumulando basto conocimiento sobre geometrías y eficiencias, existen aún campos de mejora especialmente en lo concerniente a disminución de costos de construcción del sistema de almacenamiento de calor y el sistema de control (34). Se han propuesto diversas geometrías para el tanque de almacenamiento de calor, predominando la configuración tubo-carcasa, la cual, aunque es efectiva desde el punto de vista técnico puede llevar un alto costo de construcción (38). Por otra parte, la

complejidad y alto costo de los sistemas de automatización y control han sido identificados como unos de los principales obstáculos para la implementación de estas tecnologías en los países en desarrollo, predominando actualmente el uso de sistemas básicos de calentamiento en donde un tanque con agua se instala directamente en la parte superior del colector solar térmico. Esto ha generado que por ejemplo en Colombia aún no se identifiquen proyectos importantes en el campo de la energía solar térmica, según el reporte anual Solar Heat Worldwide elaborado por la agencia internacional de energía (39).

Considerando lo anterior, por medio de esta Tesis Doctoral se buscó desarrollar e implementar tecnología necesaria para la construcción de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica, formulando la siguiente hipótesis:

La disponibilidad de radiación solar, el potencial colombiano en biomateriales autóctonos, la presencia de una industria metalmecánica suficientemente desarrollada, la existencia de personal especializado en ingeniería de software e ingeniería electrónica y los conocimientos existentes en tecnologías de captación y uso de energía solar permiten desarrollar un sistema sostenible de almacenamiento de energía solar térmica en condiciones de alta montaña empleando biomateriales autóctonos de cambio de fase, que satisfaga las necesidades de calor para el suministro de agua caliente y calefacción en una vivienda.

Para la comprobación de la hipótesis se plantearon los siguientes objetivos:

## **2. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General:**

Desarrollar un sistema sostenible de almacenamiento de energía solar térmica en condiciones de alta montaña empleando el cambio de fase de materiales autóctonos

## 2.2 Objetivos específicos:

1. Estimar un rango para los valores de los parámetros de diseño de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica con base en datos secundarios de desempeño y datos de la demanda de calor y la oferta de energía solar térmica en una vivienda típica ubicada en zona de páramo.
2. Seleccionar biomateriales autóctonos con potencial de aplicación como materiales de cambio de fase con base en propiedades fisicoquímicas, térmicas, valor comercial y disponibilidad en el mercado.
3. Modificar mediante hidrogenación, esterificación y adición de grafito expandido la temperatura de fusión, entalpía de fusión y conductividad térmica de biomateriales autóctonos con el fin de desarrollar materiales de cambio de fase adecuados para su uso en sistemas de almacenamiento de energía solar térmica.
4. Construir sistema piloto de investigación para el almacenamiento de energía solar térmica basado en diseños propios y simulación de desempeño bajo condiciones específicas de alta montaña y las propiedades de un material de cambio de fase desarrollado.
5. Evaluar el desempeño del sistema piloto de investigación bajo condiciones de alta montaña, registrando valores de temperaturas y flujos alcanzados.
6. Elaborar recomendaciones para la implementación de sistemas acumuladores solares térmicos empleando biomateriales locales en diferentes campos de aplicación, que incluyan retroalimentación de *stakeholders*, obtenidas mediante actividades de divulgación científica.

El presente documento se divide en ocho capítulos los cuales abordan los siguientes temas:

Capítulo 1: Caracterización de la disponibilidad de radiación solar y la demanda de calor en una vivienda ubicada en el Páramo de Santurbán.

Capítulo 2: Dimensionamiento de sistema solar térmico para el suministro de agua caliente y calefacción en condiciones de alta montaña empleando parafina como material de cambio de fase.

Capítulo 3: Selección y síntesis de materiales de cambio de fase a partir de bioproductos autóctonos colombianos mediante hidrogenación, esterificación y mezclas eutécticas.

Capítulo 4: Análisis experimental y simulación del proceso de fusión de la estearina de palma hidrogenada en un intercambiador de calor tipo carcasa-serpentín con geometría cuadrada.

Capítulo 5: Diseño, construcción y puesta en marcha de sistema para el almacenamiento de energía solar térmica empleando estearina de palma hidrogenada como material de cambio de fase.

Capítulo 6: Diseño e implementación de un sistema de registro de datos y control para el funcionamiento automático de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica.

Capítulo 7: Operación y análisis de datos de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica como fuente de energía renovable para el suministro de calor y agua caliente en condiciones de alta montaña.

Capítulo 8: Elaboración de recomendaciones para la masificación del uso de los sistemas de almacenamiento de energía solar térmica como fuente de energía renovable.

### **3 Caracterización de la disponibilidad de radiación solar y la demanda de calor en una vivienda ubicada en el Páramo de Santurbán**

#### **3.1 Demanda de calor en un caso de estudio: vivienda ubicada en el páramo de Santurbán**

La consideración del uso de radiación solar como fuente de energía renovable para el suministro de agua caliente o calefacción mediante sistemas solares térmicos debe tener presente los aspectos de localización y meteorológicos del sitio de estudio. La convergencia de estos dos parámetros define las condiciones climáticas propias de cada lugar, que para interés en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía solar térmica (STESS) las dos variables más relevantes son los niveles de radiación solar y la temperatura ambiente. La radiación solar llega a la tierra en forma de ondas electromagnéticas que experimentan fenómenos de reflexión, difusión y absorción a medida que atraviesan la atmósfera. Esto provoca que, aunque la constante solar sea de  $1367 \text{ W/m}^2$ , la radiación que recibe la superficie terrestre tenga una menor intensidad (40). Estos mismos fenómenos a su vez generan que cada sitio sobre la superficie terrestre reciba tres tipos de radiación: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada. La radiación directa la componen aquellos rayos solares que no fueron desviados, siendo especialmente pequeña en días nublados. La radiación difusa es aquella que ha experimentado diferentes cambios de dirección a medida que atraviesa la atmósfera. Finalmente, la radiación reflejada es aquella porción de radiación que ha rebotado en objetos cercanos al punto de medición. Adicionalmente, la cantidad de radiación solar directa recibida dependerá del ángulo formado entre la dirección de los rayos solares y el plano perpendicular a la superficie de estudio. Para definir completamente la posición del sol se emplean el azimut y la altura solares. El azimut es el ángulo de giro del sol respecto al sur global y varía a lo largo del día desde la salida hasta la puesta del sol. El medio día solar se da cuando el sol se encuentra alineado con el sur del sitio de estudio. La altura del sol por otra parte

es la elevación del sol respecto al horizonte. La altura promedio diaria alcanzada por el sol dependerá de la época del año y de la latitud del sitio de estudio y se suele reportar como ángulo cenital, el cual es el ángulo formado entre la posición del sol y una línea normal al plano horizontal del sitio. Para muchas aplicaciones solares, es necesario trabajar en términos la radiación la radiación solar global, la cual es la suma de la radiación solar directa y la radiación solar difusa (41). Se han definido dos parámetros para denotar la potencia y la energía de la radiación solar. La Irradiancia ( $I$ ) es la potencia solar incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en  $W/m^2$ . La Irradiación ( $E$ ) es la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se expresa en  $MJ/m^2$  o  $kWh/m^2$  (42).

Actualmente existe una amplia variedad de bases de datos disponibles en línea que permiten acceder a mediciones o estimaciones de los diferentes tipos de radiación solar incidente en diferentes localizaciones geográficas. Dentro de las tres más importantes se destacan: NASA, Solcast, and PVGIS. **NASA/POWER CERES/MERRA2**: Este conjunto de datos, proporcionado por la NASA, cubre el período comprendido entre el 1 de enero de 1981 y el 31 de diciembre de 2020 y contiene 40 años de datos meteorológicos típicos (TMY). Los datos tienen una resolución temporal de 30 min y están disponibles con una resolución espacial de  $10\text{ km} \times 10\text{ km}$ , con cobertura global. El conjunto de datos incluye datos de Irradiancia horizontal difusa (DHI), Irradiancia Horizontal Global (GHI), Irradiancia Normal Directa (DNI) y de temperatura ambiente, todos ellos accesibles en formato CSV sin coste alguno. **Solcast**: El conjunto de datos proporcionado por Solcast cubre el período comprendido entre el 1 de enero de 2007 y el 26 de noviembre de 2021 y proporciona datos meteorológicos cada media hora a escala global con una resolución espacial de 1 a 2 km. El conjunto de datos incluye DHI, GHI, DNI y temperatura

ambiente. Está disponible de forma gratuita en formato CSV. **PVGIS-CMSAF**: Un conjunto de datos procedente de PVGIS, que abarca el período comprendido entre el 2 de enero de 2007 y el 1 de enero de 2017. Ofrece datos por hora para Europa, África, Asia y partes de América del Sur, con una resolución espacial de 2,5 km. El conjunto de datos abarca DHI, GHI y temperatura ambiente, y está disponible en formato CSV sin costo (43).

Respecto a la estimación de las demandas de calor en una vivienda, esta se da principalmente para cocción, calefacción y agua caliente sanitaria. Considerando que la demanda de energía para calefacción representa aproximadamente un 50% del consumo total de energía en una vivienda, especialmente una ubicada en clima frío, y que la producción de agua caliente se ubica en el segundo lugar (44), el dimensionamiento de un sistema solar térmico se puede realizar con base en estos dos ítems. La estimación de la demanda de calor para la producción de agua caliente sanitaria se puede establecer a partir de consumos promedios, dependiendo del sector. Así mientras para una vivienda unifamiliar se requieren aproximadamente 50 litros de agua a 60 °C por persona por día, para un hotel 3 estrellas se pueden requerir hasta 55 litros de agua a 60 °C por cama por día (45). Respecto a la demanda de calor para calefacción, existen diferentes modelos y software que permiten establecer las cargas de calor ya sea para refrigeración o calefacción en una construcción. Estas metodologías implican la construcción del modelo virtual detallado de la edificación, la consideración de las propiedades de los materiales, las condiciones climáticas, los periodos de uso e implican en muchos casos la adquisición de software pago (46). Una alternativa es la estimación de la demanda de calor con base en la energía de los sistemas convencionales que estén en uso y que se quieren reemplazar total o parcialmente por un sistema de energía solar. Para un sistema de calefacción eléctrica, el calor producido por la resistencia puede calcularse de acuerdo con la ecuación (1) como:

$$Q_{producido} = W_{electrica} * \Delta t \quad (1)$$

En donde  $W_{electrica}$  es la potencia eléctrica del dispositivo y  $\Delta t$  es el tiempo de operación de este. Esta ecuación de calor producida se deriva de la presencia del efecto Joule en los conductores eléctricos, en donde parte de la energía de los electrones se disipa en forma de calor a medida que pasan por un material conductor (47).

En este capítulo se presenta entonces la caracterización de la radiación solar incidente en el sitio de estudio seleccionado y la estimación de la demanda de calor para proporcionar agua caliente sanitaria y la calefacción.

## 3.2 Metodología

### 3.2.1 Descripción del sitio de estudio

El sitio de estudio escogido para la instalación del sistema solar térmico es una vivienda ubicada en zona de páramo que a su vez funciona como la casa de huéspedes especiales del Hotel Refugio Piedra Parada. Para la selección del sitio de estudio se tuvo en cuenta datos meteorológicos reportados en la literatura, ubicación en sitio de fácil acceso y el tipo de personería jurídica del propietario del inmueble, dándose prioridad a la personería jurídica para temas legales. La **Figura 2** muestra una toma panorámica de la parte posterior de la vivienda, en donde se puede apreciar también el espacio disponible para la instalación del STESS.

La vivienda se ubica en las coordenadas N 7° 8' 57.1164, E -72° 54' 25.8264 en jurisdicción del municipio de Tona, Santander. A su vez hace parte del territorio del Páramo de Berlín según quedó establecido en la resolución 2090 del 19 de diciembre de 2014 expedida por el ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (48). La vivienda está construida en ladrillo hueco y se destaca el uso de grandes ventanales en las habitaciones, los cuales pueden generar pérdidas importantes de calor al exterior.

**Figura 2**

Vista panorámica de la parte posterior de la casa de huéspedes especiales del Hotel Refugio Piedra Parada.



**Nota:** Se observa también el sistema solar térmico instalado en el sitio, apreciándose los 7 colectores solares térmicos y el tanque de almacenamiento de calor.

La **Figura 3** muestra la disposición de dos camas con camarote en la habitación principal de la vivienda. Esta habitación, que cuenta con baño privado es la primera opción para el alojamiento de los huéspedes especiales del hotel y será el espacio sobre el cual se estimará la demanda de calor. La capacidad de la habitación es de hasta 8 personas, aunque el número habitual es 4. Se puede observar en medio de las dos camas, de color negro, el calefactor eléctrico empleado actualmente para satisfacer las demandas de calor.

### ***3.2.2 Caracterización de disponibilidad de radiación solar en el sitio de estudio***

Con las coordenadas del sitio de estudio se compiló la información disponible sobre DNI, DHI, Ángulo cenital y temperatura ambiente en la base de datos POWER/NASA, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023, con una frecuencia horaria. Se calculó el valor de  $GHI = DHI + DNI \cos(\theta)$ . Posteriormente se calculó la irradiación diaria recibida y se realizó el cálculo de los promedios diarios mensuales y diarios anuales para las variables.

### **Figura 3**

Fotografía de la Habitación principal de la vivienda.



### ***3.2.3 Cálculos de energía requerida para calefacción y agua caliente***

Se analizó los valores máximos y mínimos diarios de temperatura proyectados para la zona con el fin de identificar los periodos con mayores necesidades de calefacción. La carga de energía para calefacción se calculó a partir de la potencia y tiempo de uso del calefactor eléctrico disponible en el sitio de estudio, de acuerdo con la ecuación (1). La demanda de calor para agua

caliente se estimó a partir de la cantidad promedio diaria requerida por persona para un hotel de 3 estrellas.

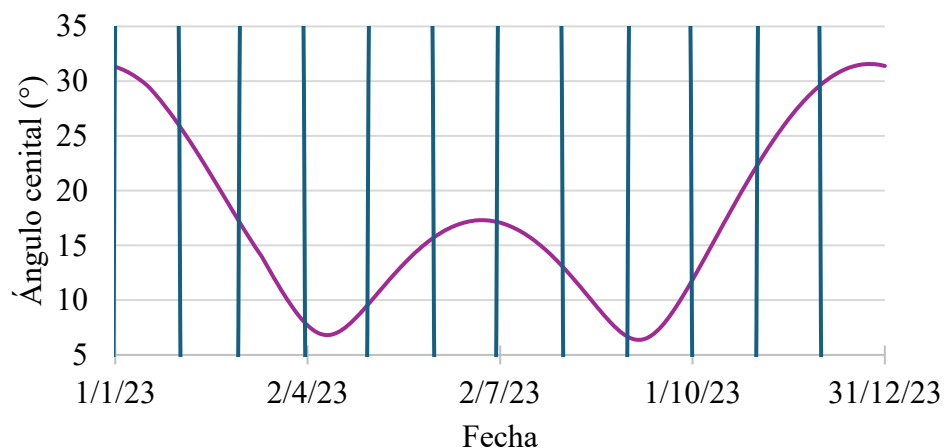
### 3.3 Resultados

#### 3.3.1 Caracterización de disponibilidad de radiación solar en el sitio de estudio

La **Figura 4** presenta el ángulo cenital mínimo diario durante el año 2023 en el sitio de estudio. El 13 de abril y el 10 de septiembre se presentan los dos valores mínimos, indicando que alrededor de estas épocas, el sol alcanza su máxima altura, encontrándose al mediodía en línea con la recta normal al plano horizontal del sitio de estudio. A finales del mes de julio se presenta un máximo local del ángulo cenital mínimo diario y durante el mes de diciembre se tiene el máximo valor de ángulo cenital, es decir es la temporada del año en donde el sol alcanza su menor altura.

#### Figura 4

Ángulo cenital solar mínimo diario durante el año 2023 en el sitio de estudio



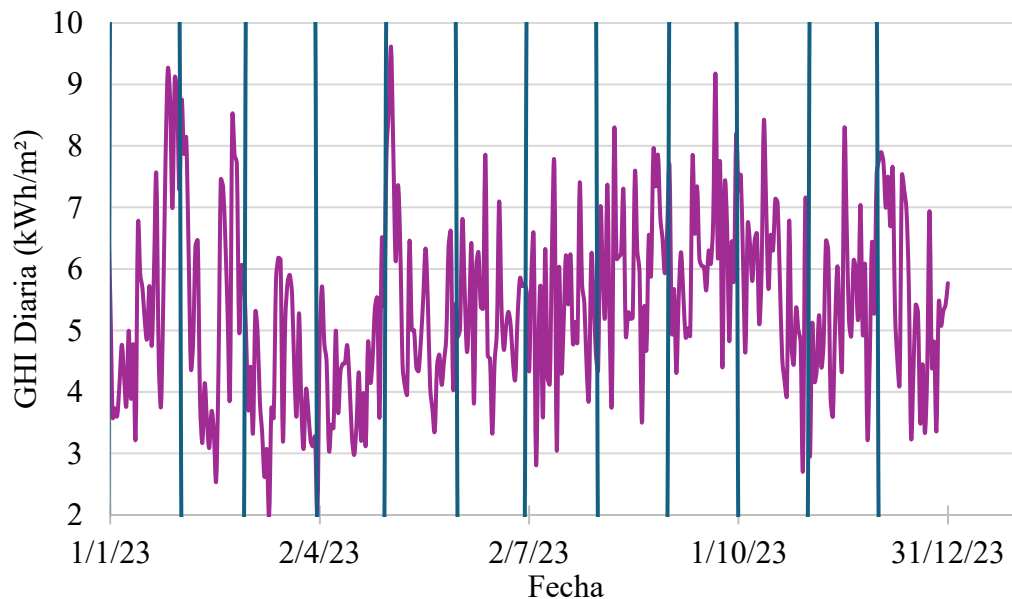
**Nota:** Elaboración propia con base en datos reportados en la plataforma NASA/POWER.

La **Figura 5** presenta la energía recibida diariamente durante el año 2023 calculada a partir de la irradiancia global horizontal, con base en los datos reportados la plataforma NASA/POWER (49).

Se puede observar que la energía recibida diariamente durante el año oscila entre los  $2 \text{ kWh/m}^2$  y los  $9,5 \text{ kWh/m}^2$ , presentándose los días más soleados a finales del mes de enero, inicios del mes de mayo y en el mes de septiembre con valores superiores a  $9,5 \text{ kWh/m}^2$  en un día. Por el contrario, los días menos soleados se presentan en los meses de febrero, marzo, julio y octubre. Es de destacar que, aunque durante el mes de enero la altura del sol es cercana a su mínimo anual, para este periodo se tienen altos niveles de radiación solar, lo que indican que se tienen condiciones meteorológicas favorables, con cielos despejados. Un comportamiento contrario se presenta en el mes de octubre en donde a pesar de que el sol está en su máxima altura, los niveles de radiación recibidos son relativamente bajos.

### Figura 5

Irradiación global horizontal diaria durante el año 2023.



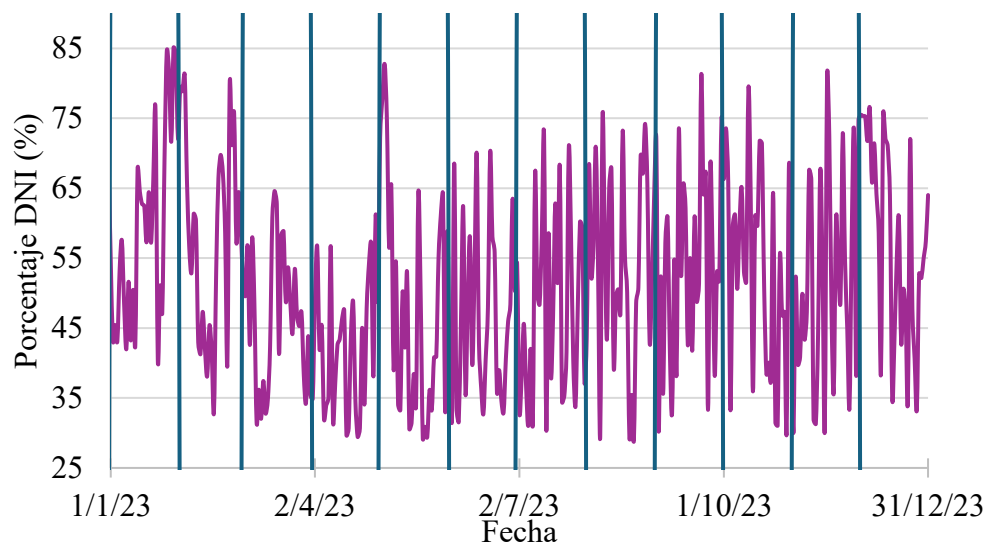
**Nota:** Elaboración propia con base en datos reportados en la plataforma NASA/POWER.

Otro parámetro importante es el porcentaje de aporte de la DNI sobre el GHI. Este factor puede ser tomado como un indicador de la nubosidad en la zona y que permitiría explicar comportamientos como el explicado en el párrafo anterior. La **Figura 6** muestra una correlación

que los días en los que la radiación solar fue máxima, se tuvo las mayores contribuciones de la radiación normal directa, con más del 80%. La **Tabla 1** presenta los promedios diarios mensuales de DNI, DHI y GHI para el sitio de estudio. Se tiene una irradiación global horizontal promedio diario mensual que oscila entre los 4,2 kWh/m<sup>2</sup> y los 6,2 kWh/m<sup>2</sup>, teniéndose una irradiación GHI promedio diario anual de 5,4 kWh/m<sup>2</sup>, equivalentes a 19,4 MJ/m<sup>2</sup>. Este último valor corresponde a un promedio diario anual medio alto según los promedios para Colombia que reportó la Unidad de Planeación Minero Energética en su informe Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia. Se estableció que un promedio diario anual por debajo de 3,5 kWh/m<sup>2</sup> se considera un valor bajo, mientras que valores superiores a 5,5 kWh/m<sup>2</sup> se considera un valor alto (50).

### Figura 6

Porcentaje de irradiación solar directa respecto a la radiación global horizontal para el año 2023 en el sitio de estudio.



**Nota:** Elaboración propia con base en datos reportados en la plataforma NASA/POWER.

**Tabla 1**

Valores promedios diarios mensuales y anuales de irradiación DNI, DHI y GHI.

Mes	DNI (kWh/m <sup>2</sup> )	DHI (kWh/m <sup>2</sup> )	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )
<b>Enero</b>	3,6	2,1	4.3
<b>Febrero</b>	3,5	2,1	4.5
<b>Marzo</b>	2,0	2,2	3.6
<b>Abril</b>	1,9	2,4	3.8
<b>Mayo</b>	2,9	2,6	4.7
<b>Junio</b>	2,5	2,7	4.6
<b>Julio</b>	2,6	2,6	4.5
<b>Agosto</b>	3,4	2,6	5.2
<b>Septiembre</b>	3,4	2,6	5.3
<b>Octubre</b>	3,3	2,5	4.9
<b>Noviembre</b>	2,8	2,3	4.3
<b>Diciembre</b>	3,4	2,2	4.3
<b>Anual</b>	2,9	2,4	4.5

**Nota:** Elaboración propia con base en datos reportados en la plataforma NASA/POWER.

Otro factor importante es el análisis de las horas de brillo solar la cual se puede estimar al analizar las horas del día en las que la irradiancia solar estuvo por encima de determinados valores. Esto permitirá conocer el lapso estimado para el cual el sistema podrá almacenar energía solar térmica. La **Tabla 2** presenta el promedio diario mensual y anual de horas de sol totales y con valores de irradiación superiores a 200, 450 y 600 Wh/m<sup>2</sup>. Tomando el promedio diario anual de 6,1 horas de irradiación como las horas de brillo solar, este corresponde al punto medio para el departamento de Santander en donde se reportaron valores de entre 5 y 7 horas diarias promedio anual de brillo solar. Estas 6,1 horas de brillo solar representan un 50% de las horas totales de sol, lo que permitiría aproximar que, de la energía diaria recibida en el sitio, sólo la mitad de esta puede ser aprovechada por colectores solares térmicos.

**Tabla 2**

Promedio diario mensual y anual de horas de sol totales y con valores de irradiación superiores a 200, 450 y 600 Wh/m<sup>2</sup>

Mes	Horas de sol (h)	GHI mayor a 200 Wh/m <sup>2</sup>	GHI mayor a 450 Wh/m <sup>2</sup>	GHI mayor a 600 Wh/m <sup>2</sup>
<b>Enero</b>	12,0	8,8	5,0	3,4
<b>Febrero</b>	12,0	8,4	4,9	3,7
<b>Marzo</b>	12,0	7,2	3,3	1,5
<b>Abril</b>	12,4	7,2	4,0	1,3
<b>Mayo</b>	13,0	8,5	5,9	3,3
<b>Junio</b>	13,0	8,8	5,8	3,2
<b>Julio</b>	12,3	8,3	5,8	3,3
<b>Agosto</b>	12,0	9,0	6,7	5,1
<b>Septiembre</b>	12,4	9,4	7,1	5,3
<b>Octubre</b>	13,0	9,0	6,3	4,8
<b>Noviembre</b>	12,3	8,4	5,9	3,5
<b>Diciembre</b>	12,0	8,7	6,2	3,7
<b>Anual</b>	12,4	8,5	5,7	3,5

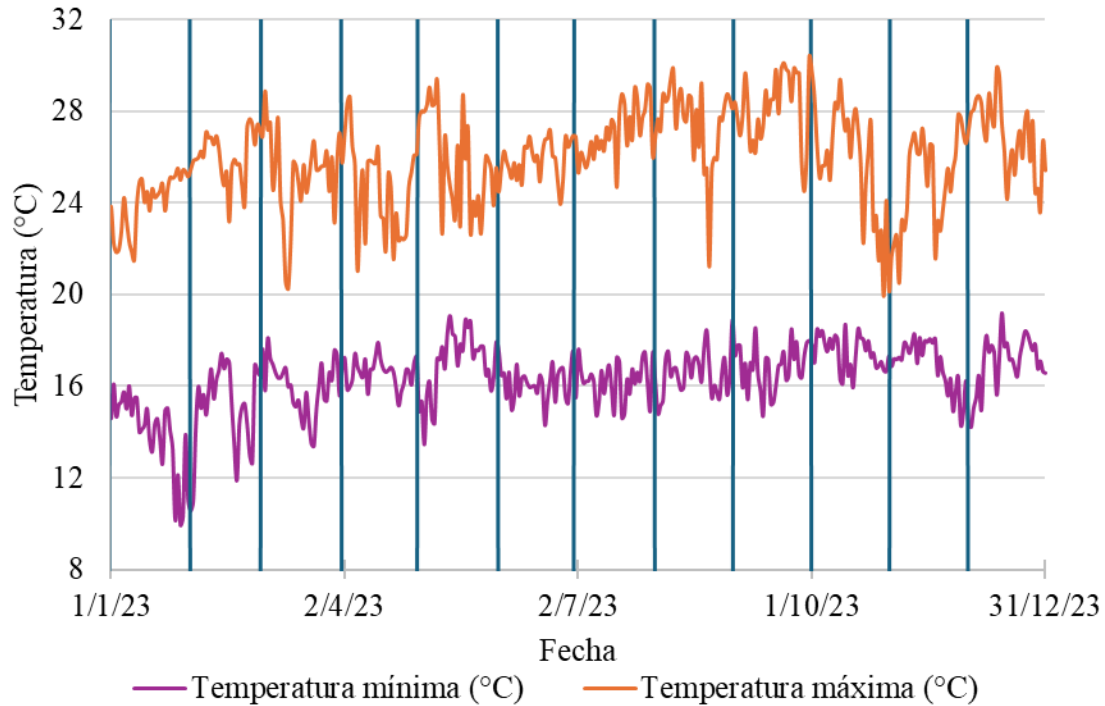
**Nota:** Elaboración propia con base en datos reportados en la plataforma NASA/POWER.

### ***3.3.2 Perfiles de temperatura en el sitio de estudio***

Es importante conocer la temperatura ambiente diaria con el fin de determinar aquellos meses con mayores necesidades de calefacción. En la **Figura 7** se presentan las temperaturas mínimas y máximas diarias reportadas por la base de datos NASA/POWER

**Figura 7**

Temperaturas mínimas y máximas diarias en el sitio de estudio para el año 2023

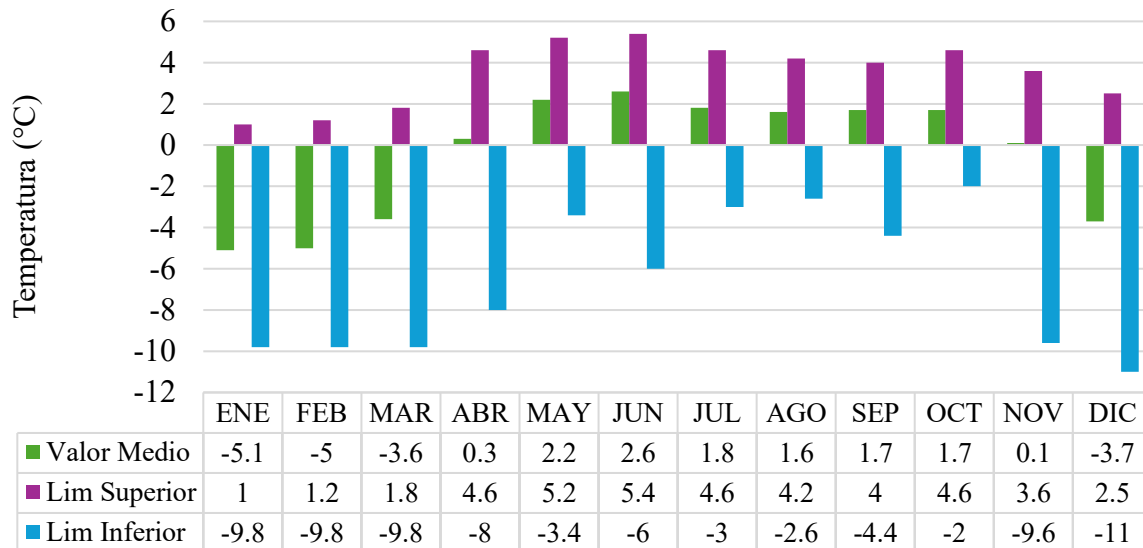


**Nota:** Elaboración propia con base en datos reportados en la plataforma NASA/POWER.

Aunque la tendencia de los perfiles de temperatura se ajusta con el histórico del Páramo de Berlín, los valores no corresponden con aquellos registrados diariamente en el sitio, sino que guardan correlación con los promedios diarios mensuales. Si bien las menores temperaturas se presentan a finales del mes de enero, los valores mínimos registrados alcanzan temperaturas bajo cero generando un periodo conocido como heladas. De acuerdo con datos históricos de temperatura registrados en la estación meteorológica Berlín, que hace parte de la red de estaciones del IDEAM, los valores mínimos de temperatura abarcan los rangos mostrados en la **Figura 8**.

**Figura 8**

Rango de valores mínimos mensuales en el sitio de estudio, según histórico de temperaturas registradas en la estación Berlín del IDEAM



**Nota:** Adaptado de (51).

Entre los meses de noviembre y enero se han registrados las temperaturas más bajas alcanzándose valores de hasta  $-11^{\circ}\text{C}$ . En cuanto al valor medio de la temperatura mínima se tiene que este presenta valores negativos para los meses de diciembre a marzo, mientras que para el periodo abril a noviembre presenta valores positivos.

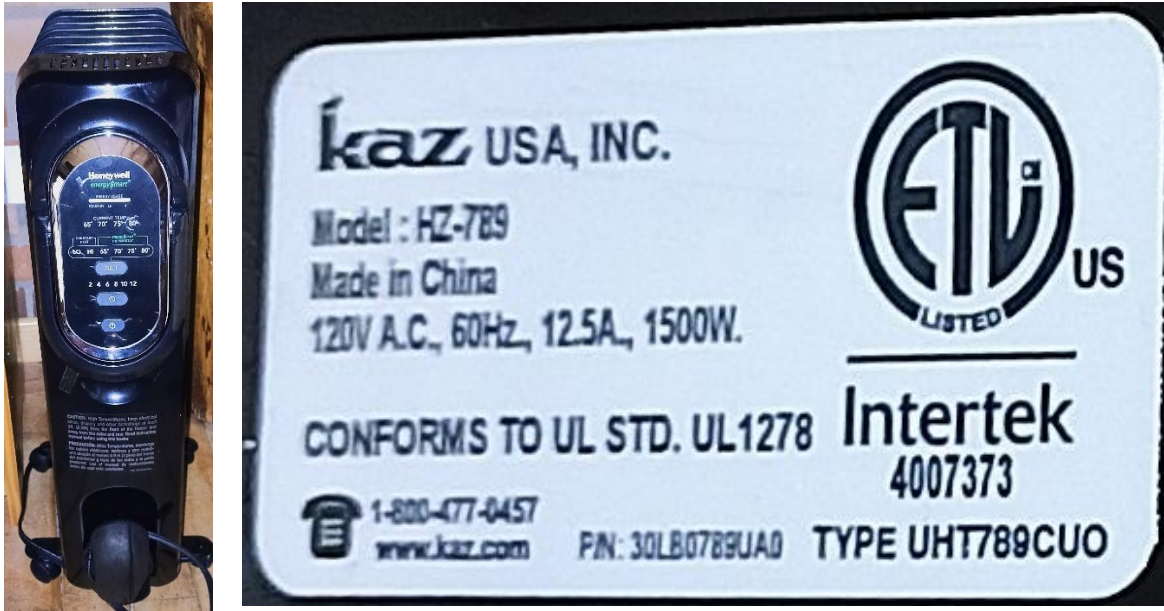
Es claro entonces que las mayores necesidades de calor para calefacción y para producción de agua caliente sanitaria se tendrán en el periodo de diciembre a marzo.

### 3.3.3 Cálculo de la demanda de calor para calefacción considerando el efecto Joule

En la habitación principal de la casa de huéspedes especiales de hotel se cuenta con un calefactor eléctrico de 1500W de potencia, el cual se muestra en la **Figura 9**.

**Figura 9**

Calefactor eléctrico empleado en el sitio de estudio y detalle de su etiqueta de servicio



Para estimar el tiempo de operación del calefactor se recurrió a los registros guardados por la administración del hotel quienes estimaron que en promedio el calefactor opera durante 8 horas en la noche. Esto considerando las actividades nocturnas que ofrece el hotel a sus huéspedes y que el concepto de hotel en clima de páramo implica vivir la experiencia de las bajas temperaturas. Considerando lo anterior y aplicando la ecuación (1) el calor generado por el calefactor durante una noche es de 12 kWh, equivalentes a 43,2 MJ.

Si bien no se dispone de una caracterización de la demanda de calor para una vivienda ubicada en esta zona de páramo, este valor será similar al reportado para viviendas ubicadas en zonas con climas similares. Por ejemplo, para una vivienda ubicada en Riga, Letonia, una ciudad cuya temperatura entre los meses de marzo y diciembre oscila entre los  $-0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$  y los  $20,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ , las necesidades de energía para calefacción alcanzan valores de hasta  $123,8\text{ kWh/m}^2$  anuales (52), que corresponde en promedio a  $5,5\text{ kWh día}$  para una habitación de  $16\text{ m}^2$ . En general se estima que

para temperaturas ambientes entre los  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$  la demanda de calor para calefacción de una vivienda oscila entre los 350 kW y 100 kW, calculado a partir del 125 hogares ubicados en reino unido (53). Lo anterior muestra que existe posibilidad de mejor en cuánto al uso de energía de los sistemas de calefacción en el sitio de estudio puesto que la tecnología de calefactor eléctrico requiere una alta potencia eléctrica.

### 3.3.4 Cálculo de la demanda de calor para la producción de agua caliente sanitaria

Para estimar el valor de esta demanda se consideró que en promedio la cantidad de personas que se hospedan en la habitación es cuatro y por la categoría del hotel se puede asignar un consumo de 55 litros de agua a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  por persona. Esto representa que diariamente se deben producir 220 litros de agua que deben ser calentadas desde su temperatura ambiente hasta  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Debido a que toda la red de suministro de agua en el hotel se encuentra enterrada, la temperatura mínima del agua es cercana a la temperatura del suelo, la cual para la zona de estudio oscila en promedio entre los  $4\text{ }^{\circ}\text{C}$  y los  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$  (54). El calor necesario para elevar la temperatura del agua hasta los  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  puede estimarse aproximadamente como:

$$Q_{necesario} = m * C_p * \Delta T \quad (2)$$

Al considerar la densidad del agua a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  se tiene una masa de  $m = 216,3\text{ kg}$ , mientras que la capacidad calorífica promedio entre  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$  puede aproximarse a  $C_p = 4,182\text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ , en la ecuación (2) se obtienen los calores mostrados en la **Tabla 3**.

**Tabla 3**

Calor necesario para producir 220 litros diarios de agua caliente a  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$

	Temperatura inicial ( $^{\circ}\text{C}$ )				
	4	5	6	7	8
Calor (MJ)	50,7	49,8	48,8	47,9	47,0

De acuerdo con los resultados, la máxima demanda de calor para agua caliente sería de 50,7 MJ diarios. Este valor es similar al reportado para una vivienda en la ciudad de Cantón Cuenca, Ecuador, la cual está ubicada a una altura de 2560 m.s.n.m., con una demanda anual de calor de 5562 kWh, de la cual, equivalente a 20.023 MJ anuales o 54,8 MJ diarios (55).

### 3.4 Conclusiones

1. La información secundaria sobre disponibilidad de radiación solar (después confirmada mediante medición *in situ* durante más de un año) demostró la viabilidad de la implementación de sistemas solares térmicos en el Páramo de Santurbán.
2. El potencial de radiación solar para el caso de estudio seleccionado fue estimado en 19,4 MJ/m<sup>2</sup> (5,4 kWh/m<sup>2</sup>) diarios según el promedio anual de la zona y con base en datos secundarios disponibles. Este valor se ubica en un rango medio-alto según el promedio nacional.
3. La demanda máxima diaria de calor para una vivienda típica de esta zona de alta montaña se estimó en 98 MJ para asegurar calefacción interior en horas de la noche y suministro de agua caliente; cantidad que es posible suministrar mediante un sistema solar térmico.

#### **4. Dimensionamiento de sistema solar térmico para el suministro de agua caliente y calefacción en condiciones de alta montaña empleando parafina comercial como material de cambio de fase**

Existen diferentes configuraciones de sistemas solares térmicos los cuales surgen de la combinación de 3 componentes principales: el sistema de captación de calor, el sistema para el almacenamiento de calor y el sistema para el uso del calor almacenado (56). Los sistemas para el suministro de agua caliente sanitaria, que acumulan agua caliente para su posterior uso han sido ampliamente estudiados, contándose con varias guías térmicas sobre su dimensionamiento e instalación e incluso correlaciones entre la cantidad de agua a almacenar y el área de colectores requerida (57). Respecto a los sistemas para el suministro de agua caliente sanitaria o calefacción doméstica que emplean materiales de cambio de fase para el almacenamiento de calor o de frío (58), si bien existe gran variedad de literatura científica, especialmente libros (24,59) y artículos científicos, no existe todavía una guía sobre el procedimiento para diseñar este tipo de sistemas. En general, el almacenamiento de energía como calor latente presenta diversas ventajas, resaltándose una mayor densidad de energía al emplearse diferentes PCM (35,60).

La **Tabla 4** resume algunos de los trabajos reportados en literatura sobre la construcción de sistemas solares térmicos con almacenamiento de calor en material de cambio de fase para diversos fines. Entre las diferentes aplicaciones reportadas en la literatura, existen diferencias importantes en la configuración de los dispositivos y la eficiencia del desempeño. Para la desalinización de agua de mar, se empleó un alambique solar constituido de una caja de vidrio, cuyo fondo, de color negro hacía las veces de colector y de tanque de almacenamiento del PCM, en este caso cera de parafina. Dicha configuración, probada bajo condiciones del desierto egipcio sobre el mar

mediterráneo permitió la producción de hasta 3,8 kg de agua por metro cuadrado de área de colector (61).

**Tabla 4**

Estudios recientes de diseño de Sistemas Acumuladores Térmicos domésticos basados en energía solar y que integran PCM.

<b>País</b>	<b>Finalidad</b>	<b>Tipo de Sustancia</b>	<b>Temperatura de Fusión (°C)</b>	<b>Ref.</b>
<b>Egipto</b>	Desalinización	Cera de Parafina	56 - 58	(61)
<b>Grecia</b>	Agua caliente	Alcohol Graso	58	(62)
<b>USA</b>	Agua caliente	Ácidos Grasos	55,1 – 59,5	(63)
<b>China</b>	Agua caliente	Acetato de Sodio	57,9	(64)
<b>Pakistán</b>	Calefacción	Sales Hidratadas	116 - 118	(65)
<b>U.K.</b>	Agua caliente	Cera de Parafina	42,1 – 43,3	(66)
<b>Colombia</b>	Secado de Alimentos	Cera de Parafina	55	(67)

**Nota:** la tabla presenta trabajos que incluyen una validación experimental del sistema propuesto.

Se ha reportado también la comparación del desempeño de un intercambiador de calor para el suministro de agua caliente sanitaria, empleando cera parafina o una mezcla de alcoholes grasos. El intercambiador construido con una configuración de disipador de calor con tubería de cobre y bafles conductores de calor estaba sumergido en 94 kg de PCM y fue capaz de calentar 164 litros de agua desde 5 °C hasta más de 40 °C a una tasa de 8 l/min (62).

Se reportó también la construcción de un sistema móvil para el suministro de agua caliente, empleando 2,5 kg de material de cambio de fase. Se empleó un colector de tubos al vacío con un área total de 0,29 m<sup>2</sup> para cargar el PCM. Bajo las condiciones de la ciudad de Mesa, Arizona, USA, esta configuración fue capaz de almacenar hasta 1,21 MJ de energía durante un ciclo de carga de 8 horas, cuando se empleó ácido esteárico y ácido palmítico como PCM (63).

Otros investigadores evaluaron el desempeño de una placa colectora solar que integraba 1628 g de una mezcla de acetato de sodio y grafito expandido como material de cambio de fase. El área total de captación fue de 814 cm<sup>2</sup> y fue probado bajo condiciones reales de la ciudad de Zhuhai, China, ubicada en la costa sur del país. Bajo estas condiciones, el PCM alcanzó temperaturas superiores a los 70 °C para ciclos de carga de 5 horas pudiendo elevar la temperatura de 10 L de agua desde los 25° C hasta los 38,2° C durante el ciclo de descarga (64).

Respecto a la integración de PCM a sistemas convencionales se investigó el proceso de carga y descarga de cloruro de magnesio hexahidratado, empleando un sistema de 3 tubos conectado a un quemador de gas. Aunque la finalidad de la investigación era optimizar el desempeño de calentadores de agua, mostró que se requerirían alrededor de 42 kg de PCM para almacenar 20 MJ de energía, necesarios para mejorar el desempeño de un calentador de agua doméstico típico (65).

Para la producción de agua caliente sanitaria se evaluó el desempeño de un tanque de almacenamiento de calor consistente en un tanque de 300 L de policarbonato, 80 kg de cera de parafina y 21 metros de tubería de cobre. Los estudios de carga del sistema demostraron que un incremento de 20° C en la temperatura de entrada, pasando de 60° C a 80° C disminuyó el tiempo del proceso desde los 550 minutos hasta los 200 minutos. Así mismo, durante el proceso de descarga a flujo constante de 1,6 l/min el PCM entregó un total de 5,5 kWh elevando la temperatura del agua desde 22° C hasta los 45° C por hasta 300 minutos (66).

La **Tabla 5** muestra ejemplos de materiales de cambio de fase según clasificación por la transición de fase que realizan.

**Tabla 5**

Clasificación de materiales para almacenamiento de energía

<b>Transición de fase</b>	<b>División por peso molecular</b>		<b>Naturaleza Química</b>	<b>Ejemplo</b>
<b>Gas-Líquido</b>	Bajo molecular	peso	Inorgánico	Agua
<b>Sólido-Líquido</b>	Bajo molecular	peso	Orgánicos	Parafinas, alcoholes, ácidos grasos, ésteres, otros
			Inorgánicos	Sales, sales hidratadas, hidróxidos, aleaciones.
<b>Sólido-Sólido</b>	Alto Molecular	peso	Orgánicos	Polietilenglicol
	Bajo Molecular	peso	Orgánicos	Polialcoholes
	Alto Molecular	peso	Orgánicos	Polietileno entrecruzado, poliuretanos, polibutadieno, Polietilenglicol modificado

**Nota:** se presentan ejemplos de materiales de cambio de fase clasificados según la transición que presentan. Adaptado de (68)

Los PCM se clasifican en función de la transición de fase que realizan y la naturaleza química de la sustancia. Esta transición puede ser Gas-Líquido, Sólido-Gas, Sólido-Líquido y Sólido-Sólido, aunque por consideraciones técnicas y de seguridad, la mayoría de las aplicaciones se centran en transición Sólido-Líquido (68) en donde se almacena energía durante el proceso de fusión y liberarla durante el proceso de solidificación (69).

La cera de parafina es el PCM más empleado en la actualidad para aplicaciones de baja temperatura, las cuales incluyen el suministro de agua caliente y calefacción. Existen diversas parafinas comerciales con variedad en la temperatura de fusión. En la **Tabla 6** se reportan las propiedades de la cera de parafina Suntech P116, la cual por su temperatura de fusión es un material adecuado para su integración en STESS para el suministro de agua caliente y calefacción.

**Tabla 6**

Propiedades térmicas de la parafina Suntech P116

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Rango de Fusión (°C)</b>	42,85 – 55,85
<b>Entalpía de Fusión (kJ/kg)</b>	226
<b>Capacidad calorífica de líquido (kJ/kg K)</b>	2,51
<b>Capacidad calorífica de sólido (kJ/kg K)</b>	2,95
<b>Conductividad térmica de líquido (W/m K)</b>	0,24
<b>Conductividad térmica de sólido (W/m K)</b>	0,24
<b>Densidad de líquido (kg/m<sup>3</sup>)</b>	760
<b>Densidad de sólido (kg/m<sup>3</sup>)</b>	818
<b>Viscosidad de líquido (kg/m s)</b>	1,90
<b>Peso molecular (g/mol)</b>	332

**Nota:** Tabla modificada de su versión original en inglés (70).

El calor necesario para elevar la temperatura de la cera de parafina en un rango dado de temperatura puede estimarse como:

$$Q = m \left[ \int_1^{Tm_0} Cp_s dT + L + \int_{Tm_f}^2 Cp_l dT \right] \quad (3)$$

$Q$  es el calor necesario para generar el cambio de temperatura o el calor liberado durante el proceso de solidificación, 1 y 2 las temperaturas inicial y final del proceso de calentamiento,  $Tm_0$  es la temperatura a la que inicia el proceso de fusión,  $Tm_f$  la temperatura a la que termina el proceso de fusión,  $Cp_s$  es la capacidad calorífica de sólido,  $L$  la entalpía de fusión y  $Cp_l$  la capacidad calorífica de líquido. La ecuación (3) incluye el calor necesario para elevar la temperatura de la parafina en estado sólido, generar la transición de fase de sólido a líquido y finalmente calentar la parafina fundida hasta una temperatura final. Puede ser empleada también para calcular el calor liberado durante un proceso de enfriamiento de la parafina. En un sistema de almacenamiento de energía solar térmica, el calor liberado por la parafina Suntech P116 deberá ser igual o mayor a las demandas de calor estimadas en el capítulo 1, mientras que el calor

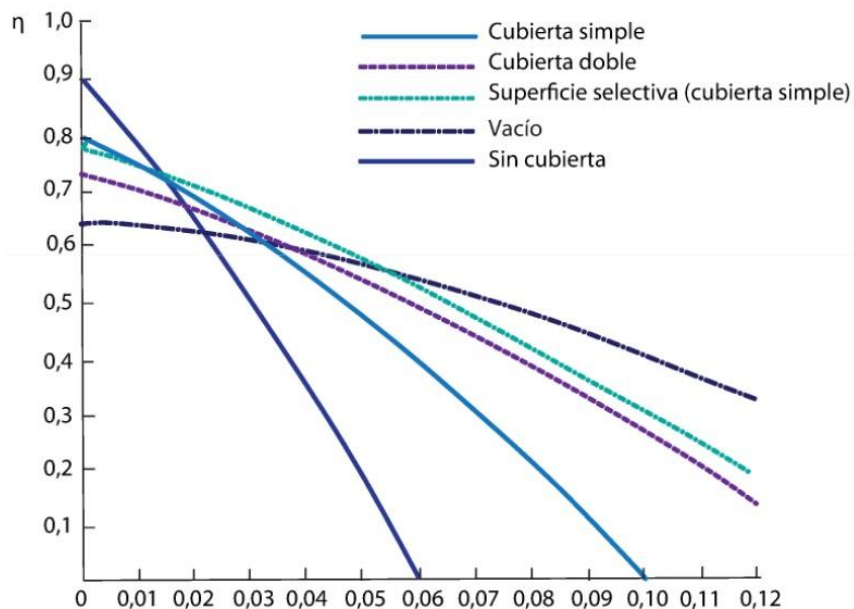
necesario para elevar la temperatura será suministrado por los colectores solares térmicos a emplear.

#### 4.1 Colectores solares térmicos

La captación solar térmica se define como el procedimiento de transformación de la energía radiante del sol en calor o energía térmica. Dependiendo de la temperatura de trabajo del sistema se pueden dividir las tecnologías en baja, media y alta temperatura. Para las aplicaciones de baja temperatura como la calefacción por suelo radiante, agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, etc., se destaca el uso de colectores solares planos y de colectores solares de tubo de vacío (71). La **Figura 10** presenta las curvas de rendimiento de varios tipos de colectores solares térmicos para aplicaciones de baja temperatura.

#### Figura 10

Curvas de rendimiento de diferentes tipos de colectores solares térmicos de baja temperatura.



**Nota:** Tomado de (72)

La gráfica presenta la eficiencia de captación de calor como función de la temperatura ambiente  $T_a$ , la temperatura media en el colector  $T_m$  y la radiación incidente  $I$  según la ecuación (4).

$$x = \frac{T_m - T_a}{I} \quad (4)$$

De acuerdo con la **Figura 10** los colectores de tubo de vacío presentan eficiencias más estables para valores altos de temperatura media y radiaciones bajas. Para los otros tipos de colectores, su eficiencia decrece rápidamente a medida que estos dos parámetros aumentan. Por lo tanto, los colectores de tubos de vacío serían la opción más adecuada desde el punto de vista técnico para aplicaciones en donde se requiere que el fluido caloportador tenga una temperatura cercana a los 100 °C.

Los colectores solares de tubo de vacío pertenecen al grupo de colectores sin seguimiento solar (73) y presentan algunas ventajas sobre los otros tipos de colectores, especialmente un mejor aprovechamiento de radiaciones bajas, con desempeños aceptables en condiciones de 300 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, menor superficie de instalación y peso y fácil mantenimiento al poder realizar cambios de tubos averiados sin sacar de funcionamiento el colector (71). Adicionalmente, algunas investigaciones han concluido que este tipo de colector es el más adecuado para aplicaciones de baja temperatura en condiciones de clima frío (74).

Por lo tanto, en el presente capítulo se presentan los cálculos para el dimensionamiento de un sistema solar térmico para el suministro de agua caliente y calefacción, considerando el uso de colectores solares tipo tubo de vacío para la captación de la radiación solar, el uso de parafina Suntech P116 para el almacenamiento de calor y con base en los datos de radiación solar en el sitio de estudio que fueron presentados en el capítulo 0.

**Figura 11**

Colector solar de tubo de vacío instalado a nivel de suelo.

**4.2 Metodología****4.2.1 Estimación de la cantidad de material de cambio de fase requerido**

El cálculo de la cantidad de material de cambio de fase requerido se realizó bajo la consideración que durante el proceso de cristalización se debería liberar una cantidad de calor igual o superior a 97,9 MJ que corresponde a la demanda de calor identificada en el capítulo 0. Para esto se aplicó la ecuación (3) sin considerar histéresis en el proceso, es decir, para un mismo rango de temperatura, la energía necesaria para elevar la temperatura será la misma que se libere durante el enfriamiento del material. Se analizó la influencia de la cantidad de PCM y la temperatura máxima alcanzada, sobre la cantidad de calor almacenado. Para esto se tomó como temperatura mínima en el PCM el valor de 40 °C y se varió la temperatura máxima desde 60 °C hasta 95 °C. La masa de PCM se varió desde 100 kg hasta 600 kg. Entre 42,85 °C y 55,85 °C se da el proceso de fusión del PCM, por lo que se definió el rango entre 40 °C y 60 °C como la mínima variación de temperatura en el PCM con el fin de garantizar fusión y solidificación completa. Se definió la temperatura

máxima del agua en 95 °C para evitar la vaporización de esta debido a la baja presión atmosférica presentada en el sitio de estudio.

#### **4.2.2 Estimación del área de captación de los colectores de tubos de vacío**

Diariamente el sistema pasa por ciclos de carga y descarga de energía, en donde el calor aprovechado para calefacción y agua caliente debe ser repuesto. Con el fin de estimar el área de colectores requerida se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La energía liberada por el PCM debe ser igual a la energía absorbida por este.
- La radiación solar se transforma en calor en los colectores los cuales la transfieren al fluido caloportador que en este caso será agua.
- El transporte de calor desde los colectores hasta el tanque con el PCM tendrá una pérdida de 5%.
- Se tendrán dos escenarios, el primero considerando una irradiación GHI de 5,4 kWh/m<sup>2</sup> (19,4 MJ/m<sup>2</sup>) correspondiente al promedio anual y el segundo considerando una irradiación GHI de 4,2 kWh/m<sup>2</sup> (15,1 MJ/m<sup>2</sup>) correspondiente al mínimo promedio mensual.
- Las especificaciones técnicas del colector se presentan en la **Tabla 7**.

**Tabla 7**

Algunas especificaciones técnicas del colector solar térmico HSC20 marca Allyce

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Cantidad de tubos</b>	20
<b>Área de absorción (m<sup>2</sup>)</b>	1,6
<b>Área de absorción por tubo (m<sup>2</sup>)</b>	0,08
<b>Factor de conversión</b>	0,7

**Nota:** La ficha técnica del colector fue proporcionada por la empresa IngeSolar, con sede en Bogotá, Colombia.

### 4.3 Resultados

#### 4.3.1 Estimación de la cantidad de material de cambio de fase requerido

La **Tabla 8** presenta los valores de energía que podría almacenar el material de cambio de fase en función de la masa de material y de la temperatura máxima alcanzada. Este valor de energía tomó como temperatura de referencia 40 °C, es decir, los valores reportados en la tabla corresponden a la energía que liberaría el material al enfriarse desde una temperatura máxima hasta 40 °C.

**Tabla 8**

Energía almacenada por el PCM en función de la masa y la máxima temperatura alcanzada

Masa de PCM (kg)	Temperatura alcanzada por el PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
100	24.5	25.7	27	28.2	29.5	30.8	32	33.3
150	36.7	38.6	40.5	42.4	44.3	46.1	48	49.9
200	49	51.5	54	56.5	59	61.5	64	66.5
250	61.2	64.3	67.5	70.6	73.8	76.9	80	83.2
300	73.4	77.2	81	84.7	88.5	92.3	96	99.8
350	85.7	90.1	94.5	98.9	103.3	107.7	112	116.4
400	97.9	102.9	108	113	118	123	128	133.1
450	110.2	115.8	121.5	127.1	132.8	138.4	144.1	149.7
500	122.4	128.7	135	141.2	147.5	153.8	160.1	166.3
550	134.7	141.6	148.5	155.4	162.3	169.2	176.1	183
600	146.9	154.4	162	169.5	177	184.5	192.1	199.6

**Nota:** Los valores de energía están dados en MJ. Los datos en color azul indican condiciones que no permiten alcanzar el almacenamiento requerido. Los datos en color rojo representan las configuraciones que están justo por encima del valor mínimo. Los datos en verde muestran combinaciones que permiten almacenar hasta un 50% más de la energía requerida y los datos en color naranja aquellas configuraciones que permiten almacenar más de un 50% de exceso de energía.

De la **Tabla 8** se deduce que se requiere un mínimo de 300 kg de PCM a una temperatura de 95 °C para lograr acumular el mínimo de energía necesario, sin embargo, se debe tener importante tener en cuenta que en todo el volumen del PCM se tendrán diferencias de temperatura

(75), que se presentan pérdidas de energía en forma de calor disipado al ambiente (76) y que debido a que la temperatura máxima del fluido caloportador es de 95 °C, es inviable que todo el volumen del PCM alcance esta temperatura. El siguiente valor de interés es el de 400 kg de PCM ya que para cualquier temperatura por encima de 60 °C se tendrá un valor de energía almacenada, por encima del mínimo requerido. Sin embargo, con un incremento del 50% en la cantidad de PCM se tendría para cualquier temperatura un excedente de más del 50% de energía requerida. Por lo tanto, un sobredimensionamiento del sistema de almacenamiento con valores de alrededor de 600 kg de PCM garantizaría la acumulación de energía suficiente diariamente.

#### ***4.3.2 Estimación del área de captación de los colectores de tubos de vacío***

Diariamente el sistema pasa por ciclos de carga y descarga de energía, en donde el calor aprovechado para calefacción y agua caliente debe ser repuesto. Para esto, el área requerida para la captación de la radiación solar se calculó considerando el siguiente procedimiento, tomando como ejemplo el uso de 400 kg de PCM con temperatura final de 60 °C:

1. Para una cantidad de calor liberado de 97,9 MJ, la energía a transferir al PCM será de 97,9 MJ.
2. Considerando una pérdida de 5% en la transferencia de calor desde los colectores al PCM, la energía a absorber por el agua es de 102.8 MJ.
3. Los colectores tienen una eficiencia de captación de 0,7 por lo que la energía diaria que deberá incidir sobre los colectores es de 146,9 MJ.
4. La irradiación GHI tiene un valor de 19,4 MJ/m<sup>2</sup> por lo que se requieren 7,6 m<sup>2</sup> de área de captación.
5. Cada tubo tiene un área efectiva de captación de 0,08 m<sup>2</sup> por lo que se requieren 95 tubos.
6. Cada colector está constituido de 20 tubos, por lo que se requerirán 5 colectores solares modelo HSC20 marca Allyce.

El procedimiento anterior se repite para cada combinación de cantidad de PCM y temperatura, considerando los dos escenarios de irradiancia GHI, obteniéndose los valores mostrados en la **Tabla 9** y en la **Tabla 10**.

**Tabla 9**

Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 19,4 MJ/m<sup>2</sup>

Masa de PCM (kg)	Temperatura alcanzada por el PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
400	5	5	6	6	6	6	7	7
450	6	6	6	7	7	7	7	8
500	6	7	7	7	8	8	8	9
550	7	7	8	8	8	9	9	9
600	8	8	8	9	9	9	10	10

**Nota:** La cantidad de colectores es una variable discreta por lo que para cada combinación se tiene una mayor cantidad de tubos que los requeridos.

**Tabla 10**

Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 15,1 MJ

Masa de PCM (kg)	Temperatura alcanzada por el PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
400	7	7	7	8	8	8	8	9
450	7	8	8	8	9	9	9	10
500	8	8	9	9	10	10	10	11
550	9	9	10	10	11	11	11	12
600	10	10	11	11	11	12	12	13

Del análisis de la cantidad de tubos requeridos se concluye que está comprendida en el rango entre 5 y 13 colectores, dependiendo del sobredimensionamiento que se quiera del sistema. El escenario de GHI = 15,1 MJ incrementa en promedio en dos unidades la cantidad de colectores

requerida para el suministro de calor, respecto al escenario de  $GHI = 19,4$ . Considerando la GHI diaria promedio anual se recomienda entonces el uso de 7 o más colectores de tipo tubo evacuado lo que permitiría tener excesos de energía almacenada superiores a un 50%.

#### 4.4 Conclusiones

1. Basado en los datos de disponibilidad de radiación solar y la demanda máxima diaria de calor para una vivienda típica de la zona, fue demostrada la prefactibilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica empleando parafina de alta calidad como material de cambio de fase y colectores tipo tubo de vacío.
2. Según cálculos preliminares, para cubrir las necesidades de agua caliente y calefacción del lugar de estudio se necesitan entre  $11,2 \text{ m}^2$  y  $20,8 \text{ m}^2$  de colectores solares térmicos de tipo tubo de vacío y 600 kg de cera de parafina petroquímica de alta calidad, siendo esto un punto de partida para la búsqueda materiales de cambio de fase más eficientes y renovables y el desarrollo de un sistema solar térmico adecuado para las condiciones de la zona.

## **5. Selección y síntesis de materiales de cambio de fase a partir de bioproductos autóctonos colombianos mediante hidrogenación, esterificación y mezclas eutécticas**

Los diferentes sistemas de almacenamiento de energía solar térmica (STES) reportados en la literatura científica se centran en el suministro de agua caliente y la reducción o eliminación de los sistemas de calefacción, evaluando diferentes materiales de cambio de fase (PCM), para mejorar el almacenamiento y la transferencia de calor (34,65,66,77–80).

Algunas características deseables de los materiales empleados para almacenar calor son (26,81):

- Un valor elevado de calor de fusión y calor específico por unidad de volumen y peso.
- Un punto de fusión adecuado a la aplicación.
- Una presión de vapor baja ( $< 1$  bar) a la temperatura de funcionamiento.
- Estabilidad química y no corrosividad.
- Un PCM no debe ser peligroso, altamente inflamable o venenoso.
- Un PCM debe tener una cristalización reproducible sin degradación.
- Un PCM debe tener un pequeño grado de sobre enfriamiento y una alta tasa de crecimiento de cristales.
- Un PCM debe tener una pequeña variación de volumen durante la solidificación.
- Una conductividad térmica elevada.
- Un PCM debe ser abundante y de bajo costo.

Los PCM ofrecen la ventaja de una alta proporción de almacenamiento de energía respecto a la masa y un proceso de operación cuasi isotérmico (31). Aunque la cantidad de energía almacenada depende del material utilizado, la velocidad de transferencia con el medio que lo rodea depende también de las condiciones de operación y del diseño del sistema (63).

Respecto a las aplicaciones de los trabajos de investigación reportados en la literatura, predominan aquellos para suministro de agua caliente en los cuales el rango de temperaturas de fusión de los PCM va desde 42,1 °C hasta 118 °C. Así mismo, en pocos casos se emplean PCM orgánicos de origen animal o vegetal, aunque si se reportan investigaciones encaminadas a evaluar el desempeño de este tipo de PCM en STES. En la **Tabla 11** se presenta ejemplos de PCM orgánicos de origen animal o vegetal, evaluados con miras a su implementación en STES de baja temperatura. Se destaca el uso de aceites vegetales o sus derivados, especialmente el uso de destilados de ácidos grasos, los cuales son subproductos de las industrias de refinación de aceites. Se destaca que la mayoría de los estudios de materiales de cambio de fase orgánicos para almacenamiento de calor reportan temperaturas de fusión en el intervalo de 53 °C y 95 °C.

**Tabla 11**

Ejemplos de PCM orgánicos de origen animal o vegetal investigados para uso en STES.

Tipo de PCM	Ejemplo	T. Fusión (°C)	Calor de Fusión (kJ/kg)	Referencia
<b>Ácidos Grasos (AG)</b>	Ácidos palmítico y esteárico.	52,9 – 66,1	189,7 – 213,1	(82)
<b>Mezclas de AG</b>	95% Ácido esteárico 5% Ácido palmítico	68	209	(81)
<b>Polioles</b>	Xilitol	94,95	267	(83)
<b>Ceras naturales</b>	De abejas y carnauba.	60,6 - 88	153,2 - 168,3	(84)
<b>Ceras artificiales</b>	PFAD* – alcohol oleílico	17,55	-	(85)

**Nota:** \*Destilado de ácidos grasos subproductos de la refinación de aceite de palma.

La selección de un material de cambio de fase incluye el análisis de sus propiedades térmicas, físicas y factores como costo y disponibilidad (24). La temperatura de fusión es el primer parámetro por analizar (26), ya que se desea un valor adecuado para la aplicación y se debe identificar la presencia o no de histéresis en el material (31). El calor de fusión y el calor específico

son la base para la estimación de la cantidad de calor que se puede almacenar. Aunque el primero es un valor único, el calor específico depende de la temperatura de la sustancia (86). La densidad, puede ser significativamente diferente en una fase respecto a la otra, presentándose procesos de expansión o contracción cuando una sustancia cambia de estado, pudiendo ocasionar problemas de seguridad y fallas en los equipos (87).

Finalmente, la conductividad térmica de los materiales varía fuertemente en función del estado de la sustancia, por lo que debe estimarse la conductividad térmica de sólido y de líquido para un correcto modelamiento del desempeño del material durante el proceso de carga y descarga de calor (31). Actualmente, la cera de parafina se considera el material de cambio de fase de referencia debido entre otras cosas a su relativo bajo costo, abundancia y propiedades térmicas y fisicoquímicas adecuadas para las aplicaciones de baja temperatura. La **Tabla 12** muestra algunas propiedades térmicas para materiales agroindustriales con miras a su uso como PCM e incluye las propiedades de la cera de parafina de origen petroquímico como material de referencia. Cabe destacar que la cera de parafina es un conjunto de sustancias con temperaturas y entalpías de fusión que pueden variar ampliamente.

Se aprecia un rango amplio de temperaturas de fusión, que va desde 45,06 °C hasta 96,5 °C con valores de calor de fusión desde 68,9 kJ kg<sup>-1</sup> hasta 269,3 kJ kg<sup>-1</sup>. Por otra parte, aunque no se presentan los datos completos, se encuentra disparidad en el valor de los datos reportados, para una misma sustancia o mezclas. Esta variabilidad es más relevante en productos de origen biológico como las ceras en donde, por ejemplo, para la manteca de cacao se conocen 6 estructuras cristalinas, las cuales presentan temperaturas de fusión de 17,3 °C, 23,3 °C, 25,5 °C, 27,3 °C, 33,8 °C y 36,3 °C (88).

**Tabla 12**

Propiedades térmicas de materiales agroindustriales con miras a su uso como PCM.

<b>Material</b>	<b>P.F.</b>	<b>C<sub>ps</sub></b>	<b>C<sub>pl</sub></b>	<b>C.F.</b>	<b>C.T.</b>	<b>D.</b>	<b>Referencia</b>
<b>Aceite de palma hidrogenado</b>	54	-	-	-	-	-	(89)
<b>Aceite de soya hidrogenado</b>	60	-	-	-	-	-	(90)
<b>Ácido araquidónico</b>	75,4	-	-	215,2	-	0,884	(91,92)
<b>Ácido esteárico</b>	61	2,83	2,38	186,5	< 1	0,941	(93,94)
<b>Ácido mirístico</b>	58,5	-	-	182,6	0,072	0,862	(95,96)
<b>Ácido palmítico</b>	61,8	2,2	2,48	203,4	0,28	0,853	(97,98)
<b>Cera de abejas</b>	60,6	-	-	153,2	0,25	-	(84)
<b>Cera de arroz</b>	72	-	-	-	-	-	(99)
<b>Cera de candelilla</b>	79	-	-	-	-	0,8	(100)
<b>Cera de caña de azúcar</b>	70	-	-	68,9	-	0,93	(101)
<b>Cera de Carnauba</b>	80	1,45	-	168,3	0,340	0,998	(102)
<b>Cera de ricino</b>	88	-	-	-	-	-	(89)
<b>Cera de soya</b>	45,1	4,96	-	100,9	-	-	(103)
<b>Estearina de palma</b>	50	-	-	-	-	-	(90)
<b>Glicol distearato</b>	79	-	-	-	-	0,858	(91)
<b>Iditol</b>	80	-	-	-	-	1,596	(91,104)
<b>Parafina</b>	63,7	-	-	140,2	0,18	-	(105)
<b>Octadecanol</b>	59,5	-	-	269,3	-	0,812	(91,106)
<b>Ribitol</b>	96,5	1,46	2,8	255,5	-	1,525	(91,107)
<b>Sorbitol</b>	93,3	1,62	2,86	166,6	-	1,489	(107)
<b>Triacontanol</b>	82	-	-	-	-	-	(108)

**Nota:** P.F.: punto de fusión (°C), C<sub>ps</sub>: Capacidad calorífica de sólido (kJ kg<sup>-1</sup>·°C<sup>-1</sup>), C<sub>pl</sub>: Capacidad calorífica de líquido (kJ kg<sup>-1</sup>·°C<sup>-1</sup>), C.F.: Calor de Fusión (kJ kg<sup>-1</sup>), C.T.: Conductividad térmica (W·m<sup>-1</sup>·K<sup>-1</sup>), D: Densidad (g cm<sup>-3</sup>).

Esta y otras variables técnicas llevaron a concluir a algunos investigadores que, con respecto a la información disponible para materiales de cambio de fase: no esté claro en qué medida se investigaron las propiedades térmicas de los PCM y qué tan confiables son los datos, no se tiene claridad si los datos de PCM comerciales son verificados por instituciones independientes utilizando métodos de prueba clásicos establecidos, no hay criterios comúnmente aceptados sobre la conductividad térmica de los PCM disponibles para decidir si pudieran usarse para aplicaciones

solares, no está claro si las investigaciones de procesos de transferencia de calor y masa se realizaron para un PCM disponible en el mercado, de modo que los resultados obtenidos pudieran usarse en el diseño del dispositivo de energía solar y en general es difícil determinar si es factible utilizar un determinado PCM para una aplicación de energía solar, incluso si hay información sobre su costo (81).

Considerando que no sólo los aspectos técnicos influyen en el desarrollo de un PCM, sino que esta actividad se debe acompañar con un análisis económico y logístico, el precio de los PCM o la materia prima, así como la disponibilidad en el mercado deben ser tenidas en cuenta. En los últimos años se ha investigado el desarrollo de PCMs de origen animal o vegetal, emergiendo como de alto potencial los ácidos grasos, mezclas de ácidos grasos, ésteres de ácidos grasos, polímeros, residuos y subproductos de procesos, polioles y otros azúcares (27). El uso de materiales orgánicos de origen animal o vegetal, preferentemente autóctonos, permite, entre otras ventajas, la reducción de costos al poder utilizar residuos, menor impacto ambiental, la mejora de la cadena de valor de diversos productos agroindustriales, el uso de materiales renovables, la baja corrosividad y la buena estabilidad química (24,28). Sin embargo, estos presentan desventajas técnicas para su aplicación, siendo las más relevantes: baja conductividad térmica, polimorfismo y variabilidad en composiciones y grados de saturación especialmente en grasas, aceites y ceras (88,89,109). En la **Tabla 13** se presenta un listado de precios y cantidad exportada en Colombia para algunos productos agroindustriales con posibilidad técnica de uso como PCM debido a su naturaleza de grasa o aceite de origen animal o vegetal.

**Tabla 13**

Cantidad exportada y valor unitario para algunos productos agroindustriales colombianos en el periodo 01/2019 a 01/2020

<b>Material</b>	<b>Código Tarifario</b>	<b>Descripción de Código Tarifario</b>	<b>Cantidad (kg)</b>	<b>Precio (USD/kg)</b>
<b>Aceite de Palma Hidrogenado</b>	1516200000	Grasas y aceites, vegetales y sus fracciones, parcial o totalmente hidrogenados, interesterificados, reesterificados o elaidinizados, incluso refinados, pero sin preparar de otro modo.	1538275	1,19
<b>Aceite de Soya Hidrogenado</b>	1516200001	Grasas y aceites, vegetales y sus fracciones, parcial o totalmente hidrogenados, interesterificados, reesterificados o elaidinizados, incluso refinados, pero sin preparar de otro modo.	1538275	1,19
<b>Ácido araquidónico</b>	2915909000	Los demás derivados monocarboxílicos, acíclicos saturados (derivados del ácido propiónico).	3420	18,18
<b>Ácido Mirístico</b>	29159020	Ácido Mirístico	3420	18,18
<b>Ácido Palmítico</b>	2915701000	Ácido palmítico, sus sales y sus ésteres.	1656400	0,66
<b>Adonitol</b>	2905490000	Los otros polioles.	47113	15,62
<b>Cera de abejas</b>	1521901000	Cera de abejas o de otros insectos incluso refinada o coloreada	50	3,62
<b>Cera de Arroz</b>	2302200000	Salvados, moyuelos y demás residuos del cernido, de la molienda o de otros tratamientos de arroz, incluso en "pellets".	-	-
<b>Cera de Caña de Azúcar</b>	1302199000	Otros extractos vegetales	-	336
<b>Cera de Candelilla</b>	1521102000	Cera de candelilla incluso refinada o coloreada.	650	11,52
<b>Cera de Carnauba</b>	1521101000	Cera de carnauba incluso refinada o coloreada.	450	5,56
<b>Cera de Ricino</b>	1516200000	Grasas y aceites, vegetales y sus fracciones, parcial o totalmente hidrogenados, interesterificados, reesterificados o elaidinizados,	1538275	1,19

		incluso refinados, pero sin preparar de otro modo.		
<b>Cera de Soya</b>	1521109000	Las demás ceras vegetales (excepto los triglicéridos incluso refinada o coloreada incluso refinada o coloreada).	19457	15,16
<b>Estearina de Palma</b>	1511900000	Los demás aceites de palma y sus fracciones, incluso refinados, pero sin modificar químicamente.	19787494	1,1
<b>Glicol distearato</b>	3404200000	Ceras de poli(oxietileno) (polietilenglicol).	1027	7,32
<b>Octadecanol</b>	2905170000	Dodecan-1-ol (alcohol laurico), hexadecan-1-ol (alcohol cetílico) y octadecan-1-ol (alcohol esteárico).	2076	10,83
<b>Sorbitol</b>	2905440000	D-glucitol (sorbitol).	38070	4,98
<b>Triacantanol</b>	3808939000	Los demás herbicidas, inhibidores de germinación y reguladores del crecimiento de las plantas.	-	260

**Nota:** se seleccionó el periodo 01/2019 a 01/2020 para evitar fluctuaciones atípicas debido a la pandemia COVID-19. Adaptado de Sistema de Inteligencia Comercial por Legis S.A., disponible en LegisComex.com.

De acuerdo con los datos mostrados en la **Tabla 13** y como es de esperarse, los precios más bajos corresponden a aquellas sustancias o familias de sustancias con las mayores cantidades exportadas. Es necesario aclarar que los datos de producción reportados corresponden al código arancelario y pueden incluir otros materiales. Aun así, permite analizar la solidez del sector en el país. Se identificaron tres grupos de precios:

- Materiales con precio por kilogramo inferior a USD 1,2.
- Materiales con un costo intermedio con precio por kilogramos entre USD 3,62 y USD 18,18.
- Materiales de alto costo con precio por kilogramo por encima de USD 260.

El grupo de materiales de bajo costo corresponde a los aceites y grasas vegetales: Ácido palmítico, Estearina de palma, Cera de ricino, Aceite de palma hidrogenado y Aceite de soja hidrogenado. De estos materiales se destaca la estearina de palma, el cuál es un material susceptible a la modificación de sus propiedades térmicas mediante hidrogenación y a la vez servir como materia prima para para la obtención de otros PCM. Por lo tanto, a lo largo de este capítulo se explorará la obtención de materiales de cambio de fase derivados de la estearina de palma, mediante técnicas de hidrogenación, transesterificación y mezclas eutécticas.

### **5.1 Obtención de material de cambio de fase mediante hidrogenación de estearina de palma**

La estearina de palma (EP) se obtiene durante el proceso de refinado del aceite de palma crudo, concretamente durante la eliminación de la materia sólida (Winterización). En muchos casos, el contenido de EP representa hasta el 30 % en peso del aceite, presentando un perfil de ácidos grasos rico en ácido palmítico (68,3 %) y ácido oleico (20,6 %) (110). Para aumentar el contenido de ácidos grasos saturados, especialmente de ácido esteárico, se puede llevar a cabo una hidrogenación completa de la estearina de palma con una variación de las propiedades térmicas de este material (111). Teniendo presente la necesidad de producción de alrededor de 600 kg de material de cambio de fase, como se estableció en el capítulo 0, la actividad de hidrogenación se realizó preliminarmente en laboratorio, realizándose caracterizaciones de muestras comerciales de estearina de palma proporcionadas por empresas colombianas. Se pudo establecer un trabajo colaborativo con la empresa Protécnica Ingeniería quienes realizaron la producción de un lote de 600 kg de estearina de palma hidrogenada (EPH) bajo condiciones especiales solicitadas. Los resultados y caracterizaciones de EPH que se muestran en este capítulo y en los posteriores se obtuvieron empleando el lote producido por la empresa Protécnica Ingeniería. Como objetivo

principal se tuvo el establecer el efecto de la hidrogenación de la estearina de palma sobre las propiedades térmicas y de composición del PCM obtenido. Para esto se realizaron análisis de caracterización de la estearina de palma hidrogenada por ATR-FTIR, así como los perfiles obtenidos por DSC. La cera de abejas fue seleccionada como referencia agroindustrial siendo uno de los productos disponibles en el mercado colombiano con características adecuadas para su uso como PCM. Se comparó también con datos reportados en la literatura para las propiedades de una cera de parafina de alta calidad con aplicación en energía solar térmica y una parafina comercial de producción nacional, debido a que la cera de parafina es el PCM más empleado en la actualidad, aunque de origen petroquímico (70).

### **5.1.1 Metodología**

#### **5.1.1.1 Caracterización por ATR-FTIR**

Se utilizó un espectrofotómetro Shimadzu IRTracer-100 equipado con una célula ATR. El análisis se realizó para una longitud de onda de  $400\text{ cm}^{-1}$  a  $4000\text{ cm}^{-1}$ . Se utilizó una resolución de  $4\text{ cm}^{-1}$ . Para cada espectro, la muestra se escaneó 25 veces con una relación señal-ruido de 60.000:1.

#### **5.1.1.2 Temperaturas y entalpías de fusión y cristalización**

La determinación de las temperaturas de fusión y cristalización, así como la estimación de la entalpía de fusión y solidificación, se llevaron a cabo mediante calorimetría diferencial de barrido (DSC). Se utilizó un calorímetro Q10 (TA Instruments). El equipo permite un rango operativo de  $-180\text{ °C}$  a  $725\text{ °C}$  con una precisión calorimétrica del 1% y una sensibilidad de  $1\text{ }\mu\text{W}$ . Se siguió el procedimiento descrito en la norma ASTM E793-06. Brevemente, las muestras se calentaron rápidamente desde la temperatura ambiente hasta  $150\text{ °C}$ . Posteriormente se enfrió hasta

-50 °C a una velocidad de cambio de 5 °C/min. La muestra se calentó de nuevo de -50 °C a 150 °C/min a una velocidad de cambio de 10 °C/min (112).

#### **5.1.1.3 Capacidad calorífica**

La capacidad calorífica de los materiales se calculó de acuerdo con la norma ASTM E1269 - 11 Método estándar para la determinación de capacidad de calor específico por DSC. Se utilizó un calorímetro Q10 (TA Instruments). Se utilizó un patrón de zafiro con una masa de 26,1 mg y una velocidad de calentamiento de 5 °C/min (113).

#### **5.1.1.4 Estabilidad térmica**

Se utilizó un equipo Discovery 5500 (TA Instruments). Para el análisis, las muestras se calentaron desde temperatura ambiente hasta 800 °C a una velocidad de 5 °C/min. Se utilizó atmósfera de nitrógeno y un porta muestras de platino.

#### **5.1.1.5 Determinación de densidad**

En el caso de la EPH, la densidad del líquido se determinó en función de la relación masa-volumen. Para ello, se fundieron 10 gramos de material a 70 °C y, a continuación, se vertieron 5 ml en una probeta graduada. La masa de la muestra se determinó por la diferencia de peso con respecto a la probeta vacía. Para la determinación de la densidad sólida, se prepararon probetas del material, se pesaron y se determinó su volumen por desplazamiento de agua. Para la preparación de las probetas, se fundió el material y se solidificó en moldes a una temperatura de 0 °C. Se llevó a cabo un enfriamiento lento para evitar la formación de cavidades en las probetas.

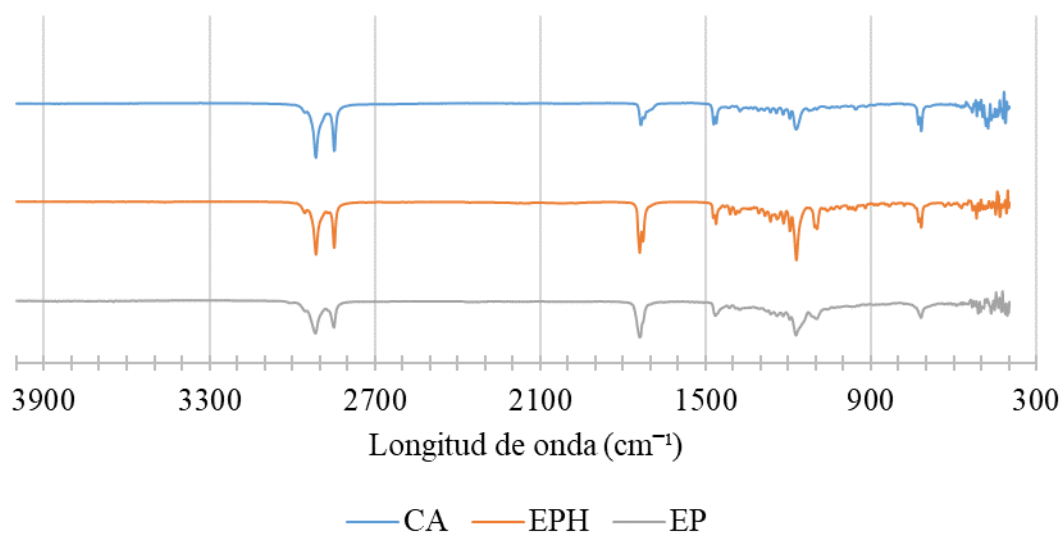
## 5.1.2 Resultados

### 5.1.2.1 Espectro FTIR de las muestras

La **Figura 12** muestra el espectro obtenido para la estearina de palma (EP), estearina de palma hidrogenada (EPH) y el espectro de una muestra de referencia de cera de abejas (CA).

#### Figura 12

Espectro FTIR obtenido para la, estearina de palma (EP), estearina de palma hidrogenada (EPH) y la cera de abejas (CA).



Se observa una similitud entre los espectros para la cera de abejas y la estearina de palma hidrogenada, las cuales a su vez se diferencian de la estearina de palma por la menor intensidad que tiene en esta última, la señal con longitud de onda de 720 cm<sup>-1</sup>, la cual está relacionada con la presencia de grupos CH<sub>2</sub> en alcanos. El aumento de esta señal en la EPH con relación a la EP es resultado del incremento del nivel de saturación en la primera. Es importante resaltar que la hidrogenación no afectó la presencia del grupo éster, lo cual se confirma por la intensidad de las señales en las longitudes de onda de 1732 cm<sup>-1</sup> y 1180 cm<sup>-1</sup>. Los picos a longitudes de onda de

1463  $\text{cm}^{-1}$  ( $\text{CH}_2$ ), 2914  $\text{cm}^{-1}$  y 2848  $\text{cm}^{-1}$  ( $\text{CH}$ ) refuerzan conclusión de la presencia de alcanos. La presencia de ésteres permite deducir que la muestra de EPH tiene un contenido relevante de mono, di- y triglicéridos.

### 5.1.2.2 Densidad

La densidad del sólido y del líquido para la EPH se calculó en 978  $\text{kg/m}^3$  y 875  $\text{kg/m}^3$ . Este resultado muestra un cambio de volumen de aproximadamente un 11% a medida que el material experimenta el cambio de fase. En el caso de la cera de abejas también se han registrado cambios de densidad entre sólido y líquido, aunque en menor medida. La cera de abejas tiene una densidad sólida de 819  $\text{kg/m}^3$  y una densidad líquida de 789  $\text{kg/m}^3$  (114). También cabe destacar que el EPH tiene una densidad en estado sólido muy similar a la de la cera de carnauba, que es de 998  $\text{kg/m}^3$ , y es otro material agroindustrial que ha sido investigado como PCM (115).

La **Figura 13** muestra la formación de cavidades en la parte superior de las probetas en donde se solidificó la EPH en las pruebas para determinación de densidad. Los casos como el mostrado en la figura se descartaron y no se tuvieron en cuenta para el cálculo de la densidad. Sólo se utilizaron probetas sin cavidades, sin embargo, son un indicio del fuerte cambio de volumen en el material al cambiar de fase.

### Figura 13

Formación de cavidades en las probetas con EPH durante el proceso de cristalización.

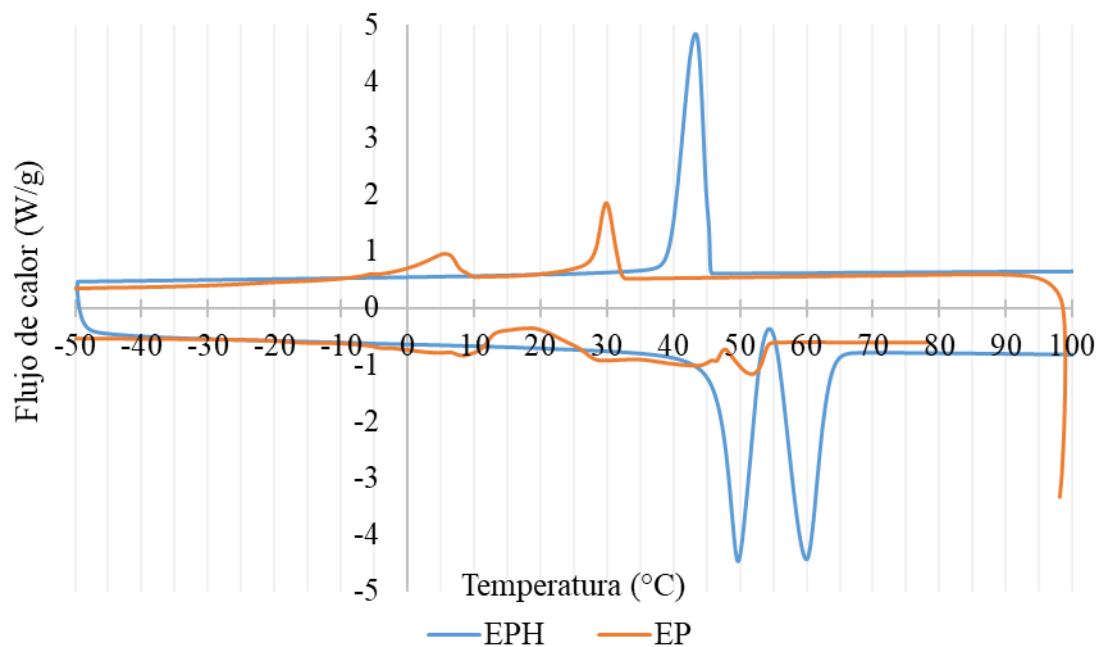


### 5.1.2.3 Temperaturas y entalpías de fusión y cristalización

La **Figura 14** muestra el flujo de calor durante un ciclo de enfriamiento y calentamiento tanto para la EP como para la EPH.

#### Figura 14

Perfil DSC para estearina de palma hidrogenada (EPH) y la estearina de palma (EP)

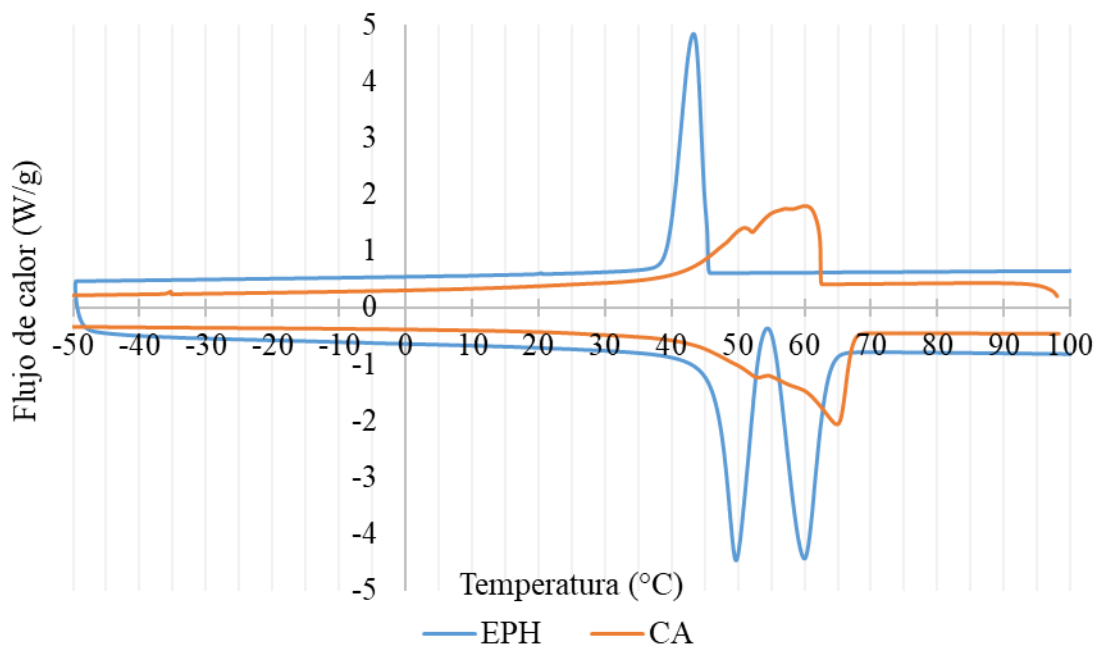


Se puede apreciar un cambio en las temperaturas y entalpías de fusión, producto del proceso de hidrogenación. Las señales negativas indican el proceso de fusión mientras que las positivas indican procesos de solidificación. En la EP se presentaron señales débiles de fusión en los 10 °C, 45 °C y 52 °C, mientras que en la EPH se presentaron dos señales fuertes en 50 °C y 60 °C. Respecto a la cristalización, en la EP se presentaron dos señales en 5 °C y 30 °C mientras que para la EPH se presentó una señal fuerte en 44 °C. Aunque se presentaron incrementos de temperatura importantes, los mayores cambios se dieron en los calores de fusión. Mientras que para la EP el calor de fusión se estimó en 85,5 kJ/kg para la EPH este aumentó a 227,5 kJ/kg.

La **Figura 15** presenta el perfil de DSC para la EPH y la CA en ciclos de fusión y solidificación. Se observa que la cera de abejas tiene temperaturas de fusión y cristalización superiores a la EPH, sin embargo, como se observa en la **Tabla 14**, los calores de fusión y solidificación son similares.

**Figura 15**

Perfil DSC para estearina de palma hidrogenada (EPH) y la cera de abejas (CA)



**Tabla 14**

Propiedades térmicas de la estearina de palma hidrogenada (EPH), la cera de abeja (CA) y una parafina comercial.

Propiedad	EPH	Cera de Abejas	Parafina comercial
Temperatura de fusión (°C)	49,7 – 59,9	46,2 – 66,7	49,8 – 62,1
Temperatura de solidificación (°C)	46,6 – 38,3	62,4 – 42,3	56,23 – 41,7
Calor de fusión (kJ/kg)	228 (Total)	233,8	172,0
Calor de solidificación (kJ/kg)	188,6	238,7	193,0

No obstante, se observa que las temperaturas de fusión son aproximadamente 13 °C inferiores a las de los ácidos grasos puros (97,116). Además, existe un proceso de histéresis para las dos muestras, ya que las temperaturas de cristalización del EPH y la cera de abejas son 9 °C y 5 °C inferiores a las temperaturas de fusión, respectivamente.

También se estimó la capacidad calorífica en estado sólido y en estado líquido de la EPH mediante análisis de DSC, lo que permite comparar la capacidad teórica de almacenamiento de calor de esta con respecto a la cera de parafina comercial (Ver **Tabla 15**), aplicando la ecuación (3).

**Tabla 15**

Calores de fusión y capacidades caloríficas de sólido y de líquido para la estearina de palma hidrogenada, la cera de parafina SunTech P116 y una parafina comercial

Material	Calor de Fusión (kJ/kg)	Capacidad calorífica de sólido (kJ/kg K)	Capacidad calorífica de líquido (kJ/kg K)
EPH	228	1,98	1,98
Parafina SunTech P116	226	2,95	2,51
Parafina comercial	172	2,04	1,14

**Nota:** Las capacidades caloríficas de sólido y de líquido para la EPH se calcularon a 40 °C y 70 °C respectivamente.

Se estima entonces que para elevar la temperatura de un kilogramo estos materiales desde 40 °C hasta 70 °C el calor requerido es:

**Tabla 16**

Comparación del calor necesario para elevar la temperatura de un kilogramo de EPH y parafina SunTech116 desde 40 °C hasta 70 °C.

Material	Calor sensible de sólido(kJ)	Calor de fusión (kJ)	Calor sensible de líquido (kJ)	Calor Total (kJ)
EPH	19.2	228	20.0	267.2
Parafina SunTech P116	8.4	226	35.5	269.9
Parafina comercial	20.0	170	9.0	201.0

Como se observa en la Tabla 16, la estearina de palma hidrogenada tiene casi la misma capacidad teórica para el almacenamiento de energía térmica que la Parafina SunTech P116, con diferencia de que esta última es un material de origen petroquímico, no renovable. La diferencia entre la cantidad de calor sensible de sólido y calor sensible de líquido para la parafina SunTech P116 y la estearina de palma hidrogenada y la parafina comercial se debe a los rangos de temperatura de fusión de los materiales. La relación de bajo valor de calor sensible de sólido y alto valor de calor sensible de líquido para la Parafina SunTech P116 se debe a que esta tiene una temperatura de fusión de entre 42,85 °C y 55,85 °C, cercana al límite inferior del rango de temperatura evaluado, que es entre 40 °C y 70 °C. Para la EPH y parafina comercial los rangos de temperatura de fusión son: 49,7 – 59,9 °C y 49,8 – 62,1 °C respectivamente. Así mismo, la capacidad de almacenamiento de calor de la EPH es un 25% superior en comparación con una parafina comercial. Considerando un costo de la EPH de 2,5 USD/kg, el costo de almacenamiento de energía en empleando este material es de aproximadamente 33,7 USD/kWh, lo cual cae en el rango de precio para el almacenamiento con materiales de cambio de fase que se estima entre 12 USD/kWh y 57,3 USD/kWh (117). Se debe sin embargo realizar esfuerzos para lograr una producción continua y estable de la EPH procurando una disminución en el costo de producción, considerando que el costo comercial de la estearina de palma es de alrededor de 1 USD/kg.

## **5.2 Producción de ésteres grasos a partir de subproductos del aceite de palma**

Otra estrategia para la obtención de materiales de cambio de fase es empleando los ácidos grasos contenidos en grasas o aceites vegetales para la síntesis de ésteres lineales de alto peso molecular (32). Lo anterior se logra mediante la aplicación de la reacción de transesterificación, en donde se llevan a reacción triglicéridos junto con un alcohol y en presencia de un catalizador

para obtener ésteres y glicerina. Usualmente se emplean catalizadores básicos gracias a su alta reactividad y menores requerimientos de temperatura (118). Sin embargo, el uso de estos catalizadores favorece la presencia de reacciones paralelas, especialmente la formación de jabones, por lo que en muchos casos se opta por emplear una catálisis ácida (119). A continuación, se presenta entonces la evaluación del potencial de la estearina de palma hidrogenada (EPH) como materia prima para la producción de ésteres grasos. Se buscó obtener materiales de cambio de fase a partir de EPH y tres alcoholes diferentes. Además, se compararon las propiedades térmicas del material sintetizado que presentó el mayor valor de calor de fusión con las propiedades de la cera de abejas como PCM alternativo de origen agroindustrial. La síntesis de los ésteres grasos y su caracterización térmica se llevaron a cabo como se describe a continuación.

### ***5.2.1 Metodología***

#### **5.2.1.1 Síntesis de los ésteres grasos**

Se utilizaron cantidades equimolares de ácidos grasos y alcoholes para todas las reacciones, evitando el exceso de cualquiera de los reactivos. Se emplearon alcohol etílico (AE), alcohol butílico (AB) y alcohol cetílico (AC). El peso molecular de la estearina de palma hidrogenada se calculó de acuerdo con su composición química (120). Se usaron 5 g de reactivos para todos los experimentos. Las reacciones se llevaron a cabo durante 1 h a 96 °C con agitación constante. Se utilizó H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> como catalizador para la reacción. Se utilizaron condensadores de reflujo para evitar pérdidas de reactivos. Una vez transcurrido el tiempo de reacción, los productos de reacción se lavaron con agua, que posteriormente se eliminó por decantación. El producto obtenido se secó en estufa durante 2 h a 105 °C (121).

### 5.2.1.2 Caracterización de las muestras por ATR-FTIR y DSC

La determinación del espectro de absorbancia de energía, las temperaturas y calores de fusión y solidificación, así como las capacidades caloríficas se determinaron de acuerdo con los procedimientos detallados en la sección 0.

## 5.2.2 Resultados

### 5.2.2.1 Síntesis de ésteres grasos

La **Figura 16** muestra imágenes de los ésteres grasos obtenidos y de la cera de abejas.

#### Figura 16

Fotografías de ésteres grasos obtenidos a partir de estearina de palma hidrogenada y a) alcohol etílico (EPH-AE), b) alcohol butílico (EPH-AB) y c) alcohol cetílico (EPH-AC), d) cera de abejas (CA).



**Nota:** Se observó diferencia en la consistencia de los productos obtenidos siendo el más blando el obtenido a partir de alcohol etílico y el de mayor dureza el obtenido a partir de alcohol cetílico.

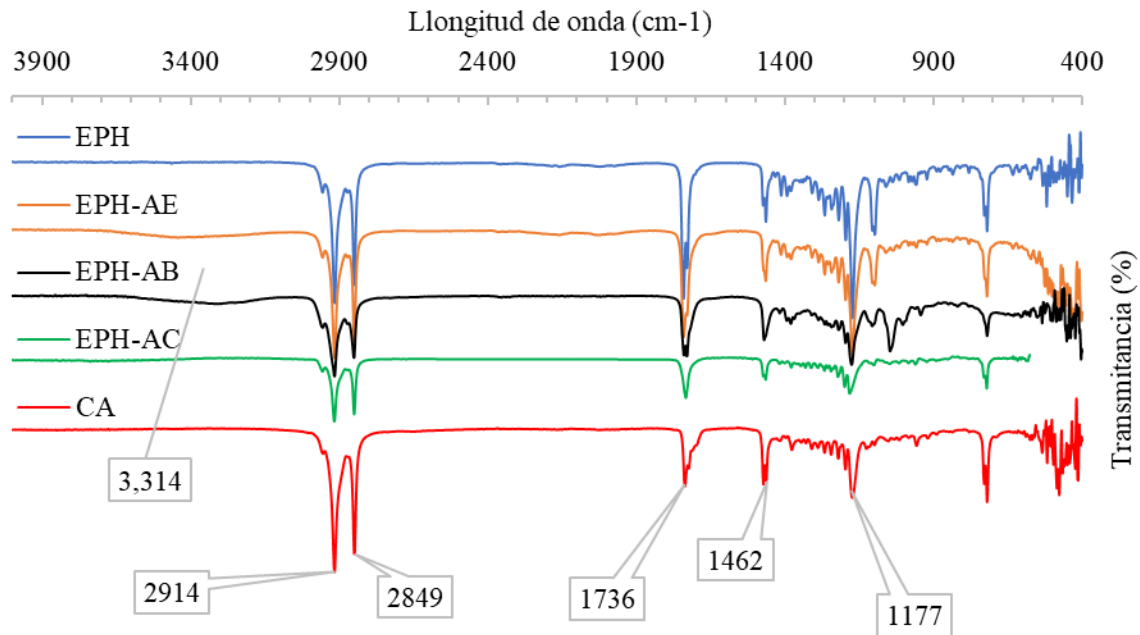
Según su aspecto físico, el éster obtenido a partir de estearina de palma y alcohol cetílico tiene una mayor dureza, siendo incluso más rígido que la cera de abejas. Los ésteres obtenidos a partir de alcohol butílico y etílico tienen una consistencia blanda. El color blanco observado en las muestras es casi idéntico al tono que presenta la estearina de palma.

### 5.2.2.2 Caracterización de las muestras por ATR-FTIR

La **Figura 17** muestra los espectros obtenidos de las muestras mediante ATR-FTIR.

**Figura 17**

ATR-FTIR de las muestras preparadas por transesterificación y de la cera de abeja.



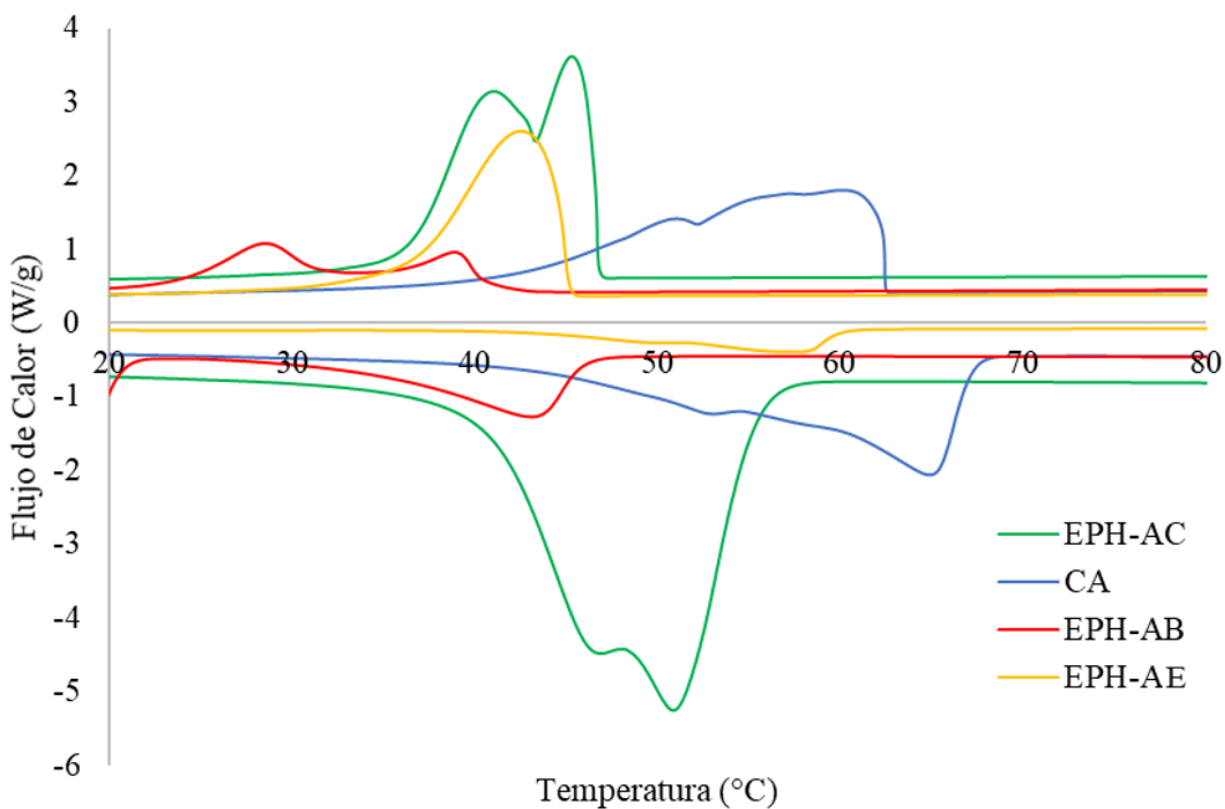
La presencia del grupo éster se confirma por los picos en las longitudes de onda de  $1.736\text{ cm}^{-1}$  y  $1.177\text{ cm}^{-1}$ . La mayor intensidad de esta señal para la estearina de palma hidrogenada se debe a la presencia de triglicéridos, que son ésteres de ácidos grasos y glicerol. Los picos amplios entre  $3.600\text{--}3.100\text{ cm}^{-1}$  y  $3.000\text{--}2.300\text{ cm}^{-1}$  proceden del estiramiento O-H de alcoholes y ácidos carboxílicos y el pico a  $1.177\text{ cm}^{-1}$  del estiramiento C-O-C en ésteres. Llama la atención la similitud del espectro obtenido para la cera de abeja y para el éster EPH-AC, lo que indica que a medida que avanza la reacción de transesterificación cabe esperar una disminución de las señales a  $1.736\text{ cm}^{-1}$  y  $1.177\text{ cm}^{-1}$ .

### 5.2.2.3 Temperaturas y entalpías de fusión y cristalización

La **Figura 18** muestra los perfiles obtenidos por calorimetría diferencial de barrido para todas las muestras.

#### Figura 18

Perfiles obtenidos por calorimetría diferencial de barrido para EPH-AE, EPH-AB, EPH-AC y CA



El éster EPH-AC presenta el valor más elevado de entalpía de fusión, alcanzando 257,26 kJ/kg con una temperatura de fusión de 55,9 °C. La cera de abejas tiene una entalpía de fusión de 233,8 kJ/kg y una temperatura de fusión de 64,9 °C. Existen varias diferencias entre las curvas. Sin embargo, la ausencia de picos únicos definidos indica la presencia de sustancias diferentes en todas las muestras. La cera de abejas presenta dos picos bajos y amplios. Esto indica que existe un proceso de fusión y solidificación en un amplio intervalo de temperaturas. Para la

muestra EPH-AE hay dos picos bien definidos, tanto para el proceso de fusión como de cristalización. Sin embargo, la señal obtenida durante la cristalización tiene un área mayor que la señal durante el proceso de fusión. Para la muestra EPH-AB observamos dos picos distintos para el proceso de cristalización y sólo uno para el proceso de fusión. Por último, identificamos la señal más alta para la muestra EPH-CA. Este resultado era de esperar debido al mayor peso molecular y punto de fusión del alcohol utilizado. Aunque la muestra EPH-CA parece tener dos picos de señal, pueden tratarse como uno solo. La **Tabla 17** presenta una comparación de los parámetros térmicos de la muestra EPH-AC y la cera de abejas. La muestra EPH-AC tiene la entalpía de fusión más alta de los ésteres grasos preparados. Esta característica hace que la muestra EPH-AC sea más adecuada para el almacenamiento de energía térmica.

**Tabla 17**

Propiedades térmicas del éster graso EPH-AC y la cera de abejas.

<b>Propiedad</b>	<b>EPH-AC</b>	<b>CA</b>
<b>Temperatura de fusión (°C)</b>	55.9	64.9
<b>Temperatura de cristalización (°C)</b>	45.6	60.3
<b>Entalpía de fusión (kJ/kg)</b>	257.26	233.8
<b>Entalpía de cristalización (kJ/kg)</b>	248.13	238.7

La muestra de EPH-AC tiene un valor de entalpía de fusión un 10% superior y una temperatura de fusión 9 °C inferior en comparación con la muestra de CA. La temperatura de fusión del EPH-AC es 9 °C inferior a la de la cera de abejas, pero su entalpía de cristalización es 23,5 kJ/kg superior. Además, en ambos materiales se pone de manifiesto un fenómeno de histéresis, ya que las temperaturas de cristalización son inferiores a las de fusión. En el caso de la cera de abejas esta diferencia es de 5 °C mientras que para el EPH-AC la diferencia es de 10 °C. Asimismo, cabe destacar la mayor capacidad de almacenamiento de energía calorífica latente del

éster EPH-AC en comparación con la cera refinada A53, que presenta una entalpía de fusión de 237,5 kJ/kg para una temperatura de fusión de 53 °C (62). El valor de entalpía de fusión obtenido para la muestra EPH-AC es significativamente superior a los 177,1 kJ/kg reportados para el palmitato de cetilo (122). Lo anterior, sumado a que en el presente trabajo se utiliza EPH con un costo aproximado de 2,5 USD/kg y obtenido de un subproducto agroindustrial, muestra las diferentes ventajas de este nuevo PCM.

#### 5.2.2.4 Capacidad calorífica específica

La **Tabla 18** presenta los valores de capacidad calorífica sólida y líquida del éster graso EPH-CA y de la cera de abejas.

**Tabla 18**

Valores de la capacidad calorífica sólida y líquida del éster graso EPH-AC y la cera de abejas.

Temperatura (°C)	Flujo de calor específico (W/g)				Capacidad calorífica específica (kJ / kg K)		
	EPH-AC	CA	Cápsula vacía	Zafiro	Zafiro	EPH-AC	CA
<b>26,85</b>	-0,232	-0,2214	-0,03296	-0,09079	0,7792	2.682	2.539
<b>36,85</b>	-0,2778	-0,2408	-0,03995	-0,09974	0,7999	3.182	2.687
<b>76,85</b>	-0,3072	-0,3265	-0,04081	-0,1132	0,8721	3.209	3.442
<b>86,85</b>	-0,3123	-0,3303	-0,03958	-0,1157	0,8878	3.181	3.391

Se seleccionaron dos valores de temperatura por debajo y por encima de los puntos de fusión de las muestras para estimar la capacidad calorífica tanto del sólido como del líquido. En el caso de la cera de abejas, se observan valores de capacidad calorífica más elevados para el líquido que para el sólido. Esta tendencia no se da en la muestra EPH-AC. Se observa un aumento significativo de los valores de capacidad calorífica en la muestra EPH-AC en comparación con la muestra de EPH.

### **5.3 Elaboración de mezclas eutécticas renovables como PCM**

Las mezclas eutécticas son aquellas elaboradas a partir de mezclas de diferentes materiales. Se obtienen calentando dos o más sólidos en una proporción establecida que experimentan un cambio de fase sólido-líquido a una temperatura determinada. Los componentes de la mezcla influyen en su punto eutéctico (123). Algunos estudios concluyen que este punto se produce en proporciones 50:50 como la mezcla Polietilenglicol 6000 (PEG600)/Ácido Mirístico (AM) (124) mientras que para otros este punto se encuentra con la mayoría de uno de los componentes como la mezcla Ácido Esteárico (SA)/Hexanamida (HA) (125). Entre las principales aplicaciones se encuentran el almacenamiento de energía solar térmica, alternativa sostenible a los disolventes convencionales en química orgánica, calentamiento de agua en hogares, unidades residenciales, hoteles, piscinas, calefacción doméstica, entre otros (126).

#### **5.3.1 Metodología**

##### **5.3.1.1 Materiales**

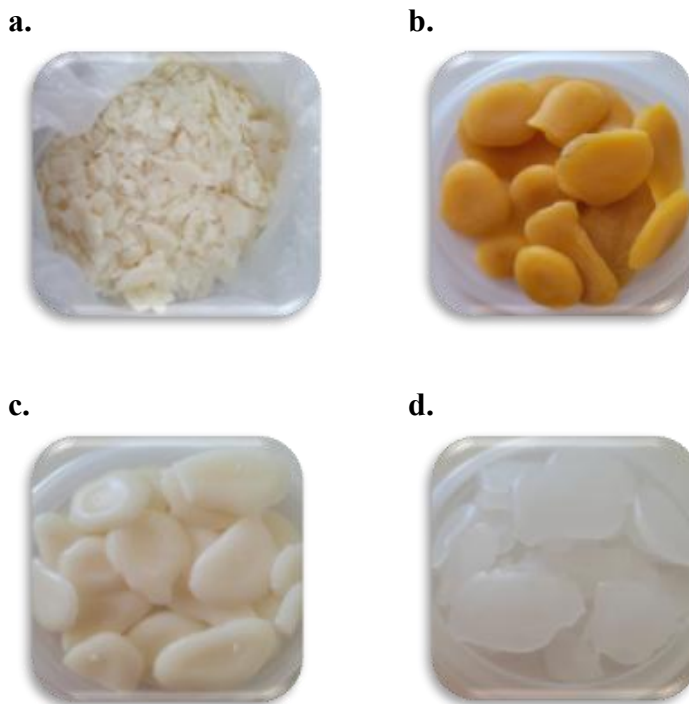
Se seleccionaron cuatro materiales: estearina de palma hidrogenada (EPH), cera de abejas (BW, por sus siglas en inglés), estearina de palma (PS, por sus siglas en inglés) y parafina (PW, por sus siglas en inglés). Para cada tipo de estearina se realizaron dos mezclas, la primera con cera de abejas para obtener un producto totalmente agroindustrial y la segunda con parafina. Las combinaciones realizadas fueron: estearina de palma (PS)/cera de abeja (BW), estearina de palma hidrogenada (EPH)/cera de abeja (BW), estearina de palma (PS)/parafina (PW) y estearina de palma hidrogenada (EPH)/parafina (PW).

### 5.3.1.2. Proceso de elaboración

Se prepararon cinco proporciones de mezcla para cada combinación binaria: 20:80, 35:65, 50:50, 65:35 y 80:20. Se estudiaron la estearina de palma (PS) y la estearina de palma hidrogenada (EPH) como materiales principales, debido a su composición, bajo costo y características fisicoquímicas. La **Figura 19** muestra imágenes de las materias primas empleadas, mientras que la Tabla 19 resume las proporciones de mezcla elegidas.

#### Figura 19

Fotografías de a. Estearina de palma hidrogenada. b. Cera de abejas. c. Estearina de Palma. d. Cera de parafina.



Las mezclas respectivas se hicieron en las proporciones mencionadas anteriormente, para un total de 2 gramos por mezcla y se transfirieron a un tubo de ensayo para someterlas a 50 ciclos de fusión y solidificación. Durante los ciclos de fusión, las muestras se calentaron y enfriaron en un intervalo de temperaturas comprendido entre 283 K y 373 K. Por último, la muestra fundida se depositó en un tubo Eppendorf.

**Tabla 19**

Proporciones empleadas para las mezclas eutécticas

Componentes de la mezcla	20:80	35:65	50:50	65:35	80:20
Estearina de Palma/Parafina	PS/PW (1)	PS/PW (2)	PS/PW (3)	PS/PW (4)	PS/PW (5)
Estearina de Palma/Cera de abeja	PS/BW (1)	PS/BW (2)	PS/BW (3)	PS/BW (4)	PS/BW (5)
Estearina de Palma	EPH/PW (1)	EPH/PW (2)	EPH/PW (3)	EPH/PW (4)	EPH/PW (5)
Hidrogenada/Parafina	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Estearina de Palma Hidrogenada	EPH/BW (1)	EPH/BW (2)	EPH/BW (3)	EPH/BW (4)	EPH/BW (5)
/Cera de abeja	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

Nota: Relación de mezcla eutéctica (% en peso).

Para conseguir una mezcla más homogénea, los tubos Eppendorf se llevaron de nuevo al horno para su fusión y agitación.

### 5.3.1.3 Caracterización de las muestras

La determinación de las temperaturas y calores de fusión y solidificación, así como las capacidades caloríficas de las muestras sometidas a los ciclos de fusión y solidificación se realizó de acuerdo con los procedimientos detallados en la sección 0.

### 5.3.1.4 Capacidad teórica de almacenamiento de calor

Se calculó la capacidad teórica de almacenamiento de calor para cada una de las mezclas preparadas, de acuerdo con la ecuación (3). Por último, la cantidad de energía almacenada y liberada se calculó sobre la base de un rango de temperatura de trabajo de 30 °C a 85 °C, teniendo en cuenta que este rango se considera adecuado en la mayoría de los estudios de PCM orgánico, para aplicaciones de calefacción y agua caliente sanitaria, como los sistemas solares térmicos (127).

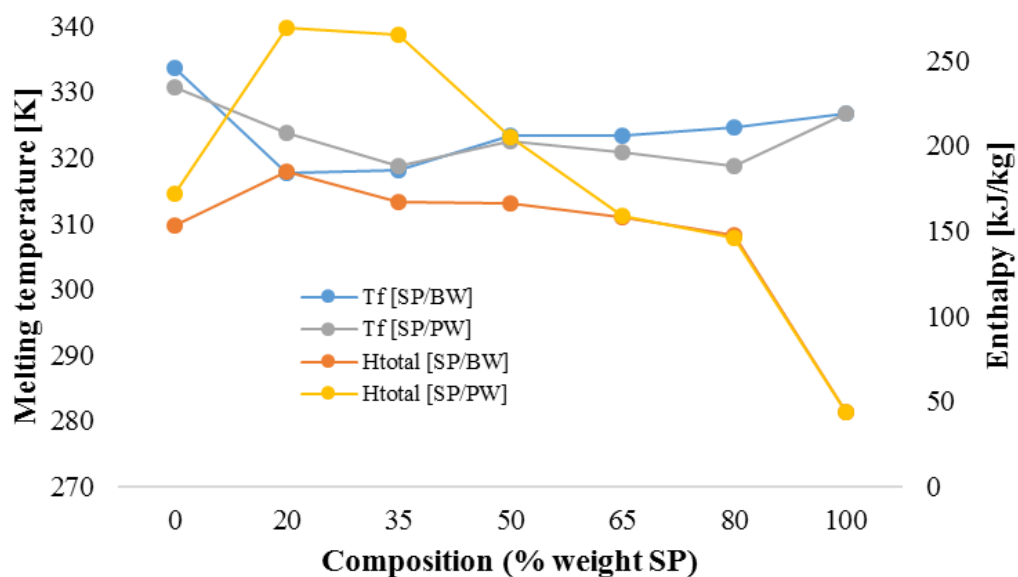
### 5.3.2 Resultados

#### 5.3.2.1 Gráficas eutécticas

Los efectos de las proporciones de mezcla sobre la temperatura y la entalpía de fusión de las mezclas eutécticas binarias se muestran en la **Figura 20** para SP/BW y SP/PW y en la **Figura 21** para EPH/BW y EPH /PW. Las temperaturas de fusión de las mezclas eutécticas SP/BW y SP/PW no superaron la temperatura de fusión de las sustancias puras. La relación de mezcla eutéctica que obtuvo la temperatura de fusión más baja es la de 20% SP y 80% BW con un valor de 317,70 K. Además, se puede evidenciar que la entalpía más elevada pertenece a la mezcla eutéctica binaria 20% SP y 80% PW. La entalpía de fusión más elevada de las mezclas eutécticas binarias EPH/BW y EPH/PW, se observa en la relación de mezcla 20:80 con un valor de 257,103 kJ/kg y 275,59 kJ/kg, respectivamente. Además, las temperaturas de fusión se mantienen de nuevo dentro del intervalo de temperaturas de las sustancias puras.

**Figura 20**

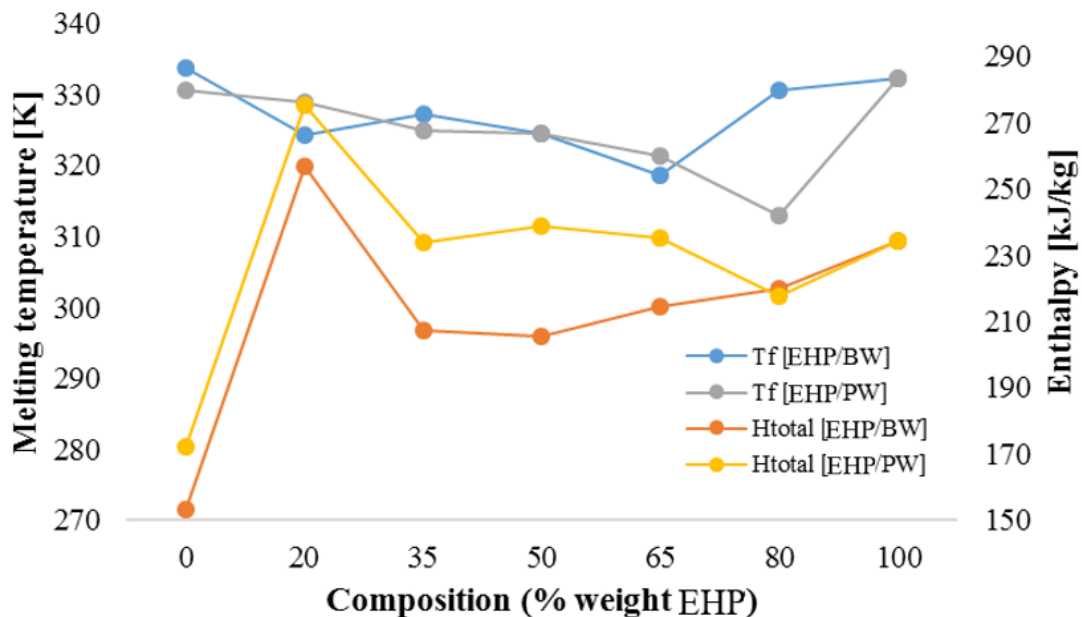
Diagrama composición-temperatura de fusión-entalpía para el sistema binario SP/BW y SP/PW.



De acuerdo con la tendencia mostrada en la **Figura 20**, la mezcla de estearina de palma y cera de parafina presenta un mínimo de temperatura de fusión en dos puntos, 35:65 y 80:20, mientras que presenta un máximo de calor de fusión para la mezcla 20:80.

**Figura 21**

Diagrama composición-temperatura de fusión-entalpía del sistema binario EPH/BW y EPH/PW.



Para las mezclas de estearina de palma hidrogenada con cera de abejas y cera de parafina se presentaron los mínimos de temperatura para las mezclas 65:35 y 80:20. Se destaca que la adición de un 20% de estearina hidrogenada de palma a una cera de parafina comercial permite obtener un calor de fusión mayor que el de la cera de parafina y la estearina hidrogenada de palma. Basándose en los datos anteriores, se concluye que todas las mezclas son prometedoras para su uso como material de cambio de fase. Sin embargo, destacan las mezclas en las que la proporción de SP y EPH es del 20% y el 80% corresponde al otro material, BW o PW.

### 5.3.2.2 Propiedades térmicas

Tras la caracterización de las mezclas anteriormente mencionadas, se obtuvieron mejores propiedades térmicas y valores energéticos en la proporción 20:80 para cada tipo de mezcla: (SP/PW 1), (SP/BW 1), (EPH/PW 1) y (EPH/BW 1) para su uso como materiales de cambio de fase.

La **Tabla 20** muestra las propiedades térmicas: temperaturas y entalpías de fusión y cristalización y las capacidades caloríficas sólida y líquida de las cuatro mezclas con las mejores características. Los datos de temperatura mostrados se obtuvieron mediante análisis de Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC - HCH), donde se observó la temperatura más alta de fusión y cristalización del pico más representativo.

**Tabla 20**

Propiedades térmicas de las muestras

Muestra	T <sub>f</sub> [K]	T <sub>c</sub> [K]	C <sub>f</sub> [kJ/kg]	C <sub>c</sub> [kJ/kg]	C <sub>p</sub> sólido [kJ/kg·K]	C <sub>p</sub> líquido [kJ/kg·K]
EPH/BW-1	324.3	331.28	257.103	198.92	0.620*	0.723***
SP/BW-1	317.7	331.61	184.60	170.28	0.639**	0.678***
EPH/PW-1	328.9	324.96	275.59	186.32	0.631**	0.667***
SP/PW-1	324.4	323.76	265.16	181.19	0.622*	0.662***

**Nota:** \*Calculado a 300 K. \*\* Calculado a 290 K. \*\*\* Capacidad calorífica calculada a 360 K

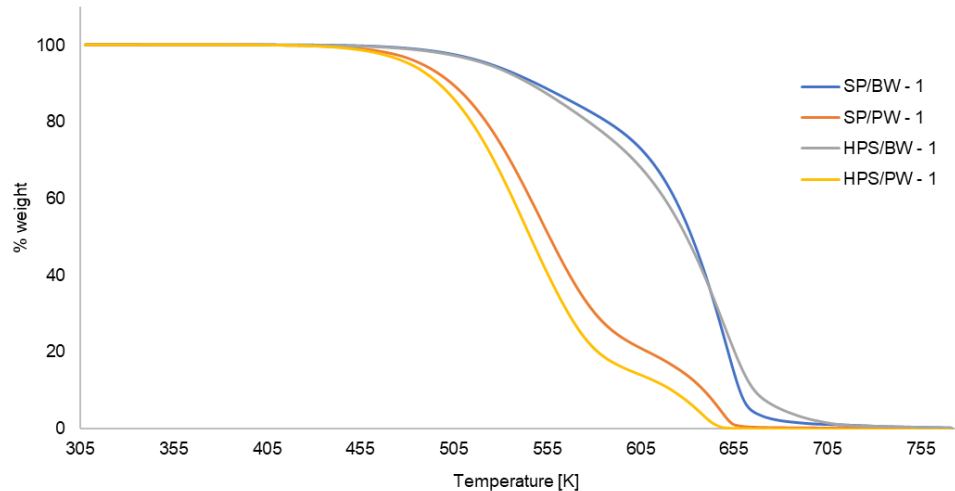
Se observa que la diferencia entre las temperaturas de fusión de la mezcla realizada con estearina de palma hidrogenada y con estearina de palma no es significativa, por lo que la mezcla completamente agroindustrial es una opción válida como mezcla eutéctica.

### 5.3.2.3 Estudio de estabilidad térmica mediante análisis termogravimétrico (TGA)

La **Figura 22** muestra las curvas termogravimétricas TG de las muestras PS/BW-1, EPH/BW-1, PS/PW-1 y EPH/PW-1.

**Figura 22**

Curvas termogravimétricas de las mezclas eutécticas



Se observa que no hay degradación térmica antes de 446,15 K, lo que indica que las mezclas eutécticas comienzan a evaporarse lentamente a partir de esa temperatura. Además, se observa que la mezcla SP/BW-1 muestra una tendencia de mayor estabilidad térmica. Aunque todas las mezclas tienen una estabilidad térmica adecuada para la aplicación, se observa que las mezclas PS/BW y EPH/BW tienen una estabilidad significativamente mayor que las que utilizan cera de parafina.

#### 5.3.2.4 Capacidad teórica de almacenamiento de calor

En la **Tabla 21** se presentan los valores obtenidos del cálculo de la energía almacenada por un kilogramo de cada muestra.

**Tabla 21**

Energía teórica almacenada por 1 kg de muestra

Muestra	$E_s$ [kJ/kg]
EPH/BW-1	277.52
PS/BW-1	197.83
EPH/PW-1	292.42
PS/PW-1	282.13

Las cuatro muestras con proporción (20:80) presentaron altas capacidades de almacenamiento de calor. La mezcla PS/PW-1, a pesar de emplear un material no renovable, podría ser una alternativa económica para sistemas solares térmicos. Por otra parte, considerando la naturaleza 100% renovable de la mezcla EPH/BW-1 esta se plantea como la mejor alternativa desde el punto de vista técnico, cuando se quiera dar prioridad al carácter eco amigable del sistema.

#### **5.4 Conclusiones**

1. Fue establecido que Colombia tiene un gran potencial para el desarrollo de materiales de cambio de fase a partir de productos autóctonos agroindustriales. Teniendo en cuenta propiedades térmicas, aspectos económicos y disponibilidad en el mercado los productos más viables en este momento son los derivados de la industria de la palma de aceite, en particular estearina de palma.
2. Modificando químicamente la estearina de palma fueron sintetizados nuevos materiales de cambio de fase mediante reacciones de hidrogenación, esterificación y la aplicación de mezclas eutécticas. Estos PCM muestran alta capacidad de almacenamiento de calor y estabilidad térmica, superando a una cera de parafina petroquímica comercial.
3. Fue demostrado que la estearina de palma hidrogenada es un nuevo material de cambio de fase orgánico, renovable con propiedades fisicoquímicos apropiadas, económico, local, biodegradable, químicamente neutro y con un amplio rango de temperaturas en operación que tiene una capacidad de almacenamiento de calor un 50% superior a una cera de parafina comercial. Adicionalmente, el costo monetario por kJ de calor almacenado es un 50% menor en la estearina de palma hidrogenada, respecto a la parafina comercial.

## **6. Análisis experimental y simulación del proceso de fusión de la estearina de palma hidrogenada en un intercambiador de calor tipo carcasa-serpentín con geometría cuadrada**

Existen tres alternativas principales para la mejora de la transferencia de calor en los materiales de cambio de fase (PCM), como son el uso de aditivos, matrices de soporte y diseños mejorados de los intercambiadores de calor. Las dos primeras alternativas implican incurrir en costos adicionales de material, así como una disminución de la capacidad específica de almacenamiento de calor al utilizar componentes que permanecen sólidos durante el proceso. El diseño de estos intercambiadores de calor debe buscar maximizar la tasa de transferencia de energía por lo que se evalúa la influencia de la configuración geométrica sobre parámetros como energía almacenada, velocidad de transferencia, entre otros (128). En cuanto al sistema de almacenamiento de calor latente, se han propuesto diferentes configuraciones geométricas para los soportes de PCM: soportes esféricos, soportes rectangulares altos y tubos cilíndricos (129). Las variantes geométricas más estudiadas son el intercambiador de calor de carcasa tubular con o sin aletas.

Se han reportado mejoras en el tiempo de fusión del ácido láurico para su uso como PCM utilizando un sistema de almacenamiento de energía térmica por calor latente (LHTES) de carcasa-tubo con cuatro disposiciones diferentes. En los intercambiadores de calor, el mecanismo de transferencia de calor más común es la convección natural, caracterizada por el movimiento del fluido debido a las diferencias de flotabilidad inducidas por las variaciones de temperatura (130).

La convección natural desempeñó un papel importante en la fusión del ácido láurico, acelerando el proceso y reduciendo el tiempo de fusión en aproximadamente un 70% en las configuraciones en las que los tubos estaban situados en la parte inferior de la carcasa (75).

También se ha estudiado el rendimiento del ácido palmítico como PCM en un sistema de tubos circulares dispuestos vertical y horizontalmente. Se llegó a la conclusión de que el tiempo de fusión se reducía considerablemente cuando el tubo con el PCM estaba en posición horizontal. Esta mejora se debía a que, en esta orientación, el frente de fusión tenía que cubrir una distancia radial más corta en la parte superior del tubo, lo que facilitaba la convección natural (131).

Por otro lado, se realizó una investigación numérica para analizar el impacto de la convección natural en la parafina dentro de una unidad de Almacenamiento Térmico de Energía por Calor Latente (LHTES), considerando variaciones en la temperatura del fluido térmico (HTF). El estudio reveló que tanto la convección natural como las condiciones de entrada del HTF influyen significativamente en el comportamiento dinámico del fluido térmico en la unidad LHTES (129).

En otro estudio, se investigaron las características de transferencia de calor de un sistema prototipo (LHTES). Este sistema presentaba una configuración consistente en una carcasa cilíndrica vertical, un serpentín helicoidal e insertos metálicos (MI) que contenían galio metálico (Ga) líquido como material de cambio de fase (PCM). Los resultados indicaron que la geometría específica y la presencia de insertos metálicos promovían la convección natural del PCM, permitiendo procesos rápidos de carga y descarga (132).

Se realizó un estudio para investigar y comparar el comportamiento térmico de un sistema de almacenamiento de energía de carcasa tubular con conjuntos de tubos dispuestos vertical y horizontalmente. Los resultados indicaron que, durante el proceso de carga en la orientación horizontal, la transferencia de calor por convección influyó significativamente en la fusión de la mitad superior del PCM. Sin embargo, su impacto era menos significativo en la mitad inferior. Este fenómeno puede atribuirse a los cambios de densidad que se producen a medida que se funde

el PCM, creando fuerzas de flotación que conducen al movimiento ascendente del PCM fundido, es decir, a la convección natural, que afecta principalmente a la mitad superior de la unidad de almacenamiento. En cambio, la orientación vertical no mostró un comportamiento térmico satisfactorio durante el proceso de carga (133).

En otro estudio, se realizaron investigaciones tanto experimentales como teóricas para evaluar el coeficiente de transferencia de calor por convección natural ( $h$ ) en un sistema de almacenamiento de tubos con aletas. Los resultados experimentales revelaron que la transferencia de calor por convección también se produce desde la superficie de los tubos. Además, se observó que, en determinados lugares, las corrientes convectivas procedentes de las superficies vertical y horizontal se refuerzan sinérgicamente entre sí, lo que limita la formación de corrientes de convección en dirección vertical (134).

Sólo unos pocos estudios reportan el uso de la configuración carcasa-serpentin. Dicha configuración presenta una ventaja en términos de costos de construcción debido a su simplicidad, menor número de componentes y menor tiempo de montaje. En uno de los estudios reportados se llevó a cabo un montaje experimental sobre un sistema de almacenamiento de frío en PCM con una configuración carcasa-serpentin. El estudio demostró que el uso de serpentines en los diseños de unidades de almacenamiento es eficaz para transferir calor sobre grandes superficies (135).

Otros autores reportaron un estudio experimental del rendimiento de un sistema de almacenamiento de energía con xilitol como PCM en un intercambiador de calor con un serpentin en espiral. El PCM almacenó 450 kJ de calor en 35 minutos durante la carga y 345 kJ en 50 minutos para el proceso de descarga. Se observó que, al fundirse el PCM, el PCM líquido de menor densidad creaba fuerzas de flotación que daban lugar a una convección natural. Por otro lado, el proceso de descarga se regía principalmente por la conducción (136).

Paralelamente, para el diseño de los LHTES deben considerarse tanto las propiedades del material de cambio de fase como la temperatura y las entalpías de fusión y cristalización, así como aspectos del intercambiador de calor, como los materiales, la configuración y la superficie, entre otros (59). Sin embargo, analizar cada aspecto del sistema para determinar qué parámetros mejoran el rendimiento del sistema requiere costos adicionales, por lo que los modelos matemáticos son una solución óptima para el diseño (137). Como parte de un estudio del efecto de la convección natural en los perfiles de fusión del tetracosano contenido en un cubo y con una fuente de calor en la pared inferior, se identificó que, debido a la convección natural, el proceso de fusión se divide en (i) régimen conductivo, (ii) régimen de crecimiento estable, (iii) régimen de engrosamiento y (iv) régimen turbulento (138). Así mismo, se ha demostrado mediante una correlación adimensional entre la fracción líquida del PCM, el número de Rayleigh y un tiempo adimensional, que la transferencia de calor por convección natural depende fuertemente de la altura del sistema, observando que a bajas alturas el perfil de la interfase sólido/líquido (zona blanda) sólo está influenciado por la conducción (139).

En el presente capítulo se muestra el estudio experimental del efecto del uso de un intercambiador de calor carcasa-serpentin con sección cuadrada sobre la convección natural durante el proceso de fusión de estearina de palma hidrogenada EPH. Para esto se diseñó y construyó un banco de pruebas de fusión a escala laboratorio, lo que permitió además el planteamiento y validación de un modelo fenomenológico del proceso de fusión de estearina de palma hidrogenada. Con esto se buscó cuantificar el efecto de la convección natural, obteniéndose parámetros importantes para el diseño del tanque de almacenamiento del sistema solar térmico.

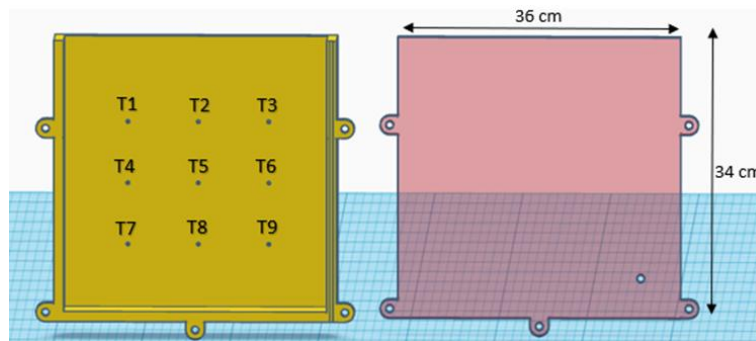
## 6.1 Metodología

### 6.1.1 Análisis experimental

El sistema experimental de estudio consistió en un banco de pruebas de material plexiglás diseñado específicamente para evaluar los procesos de fusión del PCM. El banco de pruebas se equipó con un total de nueve sensores del tipo DS18B20, colocados para medir la temperatura del PCM. La disposición espacial de estos sensores dentro del banco de pruebas se muestra en la **Figura 23**. Se utilizaron un caudalímetro de efecto Hall y dos sensores de temperatura adicionales para medir las condiciones del fluido caloportador (HTF). Para mantener una temperatura constante del HTF entre 74-75 °C con un caudal de  $2,5 \pm 0,5 \text{ L min}^{-1}$ , se empleó un baño térmico con un sistema de recirculación de agua.

### Figura 23

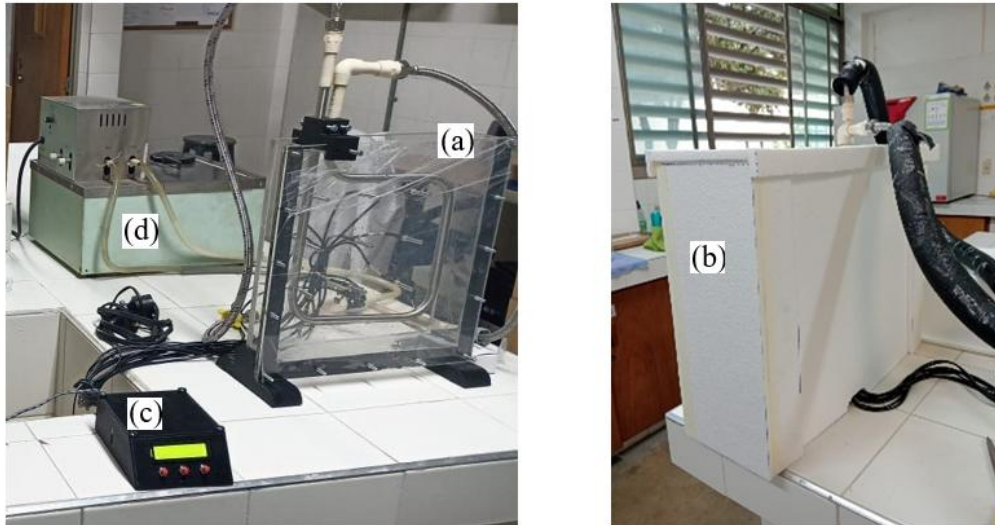
Banco de pruebas y ubicación de las termocuplas.



La **Figura 24** presenta una fotografía del banco de pruebas de fusión observándose el sistema de recirculación de agua caliente y el sistema de lectura de datos.

**Figura 24**

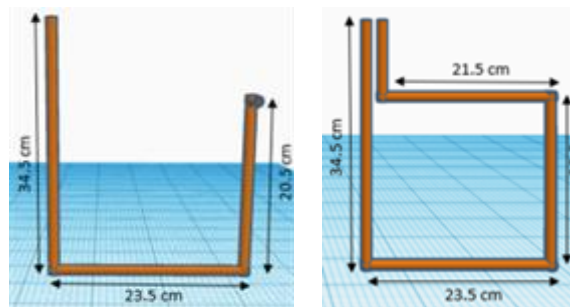
Imagen del banco de pruebas de fusión sin aislamiento (a), con aislamiento (b), unidad de lectura de datos (c) y baño termostático con recirculación de agua (d).



Las pruebas experimentales consistieron en someter a la estearina de palma hidrogenada a procesos de fusión, utilizando serpentines de cobre con dos configuraciones geométricas diferentes: una en forma cuadrada y otra en forma de U (ver **Figura 25**).

**Figura 25**

Geometría de serpentín cuadrada (derecha) y geometría de serpentín en forma de U (izquierda).



El sistema se aisló con poliestireno expandido de 1,5 cm de espesor. Adicionalmente, el montaje se instaló dentro de una cámara cerrada para evitar la presencia de corrientes de aire. Los datos se procesaron mediante un algoritmo programado en MATLAB (MathWorks, Inc.).

El calor transferido del fluido caloportador al PCM se calculó mediante la fórmula:

$$Q = \dot{m} \cdot C_{pT} \cdot \Delta T \quad (5)$$

Donde  $\dot{m}$  representa el caudal másico,  $C_{pT}$  la capacidad calorífica y  $\Delta T$  la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del fluido. El coeficiente local de transferencia de calor  $h$  se calculó como sigue (134):

$$h = \frac{Q}{A_{PCM} \cdot (T_{HX} - T_{PCM})} \quad (6)$$

Donde  $Q$  denota el calor transferido durante el proceso,  $A_{PCM}$  corresponde al área de transferencia de calor,  $T_{PCM}$  la temperatura del sensor y  $T_{HX}$  representa la media de las temperaturas de entrada y salida del fluido. La evaluación de este coeficiente aportó información esencial sobre cómo afecta la geometría del sistema a la transferencia de calor, proporcionando así una visión clave de las características específicas del proceso experimental estudiado.

### 6.1.2 Simulación del proceso

#### 6.1.2.1 Modelo físico

Se construyó la geometría del banco de pruebas con las dimensiones y características descritas en la sección anterior. El PCM utilizado fue estearina de palma hidrogenada con las propiedades termo físicas que se indican en la **Tabla 22**.

**Tabla 22**

Propiedades termo físicas de la EPH

Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Punto de fusión [ $T_M$ (°C)]	53.5	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	
Calor latente [ $L_h$ (kJ·kg <sup>-1</sup> )]	234	Sólido [ $\rho_s$ ]	1026
Viscosidad dinámica [ $\mu$ (kg·m <sup>-1</sup> ·s <sup>-1</sup> )]	0.00689	Líquido [ $\rho_l$ ]	820
Conductividad térmica (W·m <sup>-1</sup> ·°C <sup>-1</sup> )		Capacidad calorífica (J·kg <sup>-1</sup> ·°C <sup>-1</sup> )	
Sólido [ $k_s$ ]	0.40	Sólido [ $C_{p,s}$ ]	1850
Líquido [ $k_l$ ]	0.40	Líquido [ $C_{p,l}$ ]	2384

### 6.1.2.2 Sistema de ecuaciones

Para modelar el comportamiento de fusión del PCM se emplea el método de la capacidad calorífica aparente (AHC). Se emplean los siguientes supuestos: El PCM es isotrópico, pero no homogéneo en sus fases; el PCM líquido se simula como un fluido newtoniano incompresible; el HTF y el PCM se consideran en flujo laminar; la pérdida de calor en el límite de la cubierta y la variación de temperatura en la dirección  $z$  del PCM y del fluido son despreciables (geometría 2D).

Las ecuaciones utilizadas para el HTF son las ecuaciones de Navier-Stokes y las ecuaciones de energía incluyendo la transferencia de calor por convección y conducción, mientras que para el PCM el análisis numérico (140) se puede expresar con la ecuación de continuidad, ecuación (7), ecuación de momento  $x$ , ecuación (8) y ecuación de momento  $y$  y ecuación (9):

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial y} = 0 \quad (7)$$

$$\rho \cdot \frac{\partial u}{\partial t} + \rho \cdot u \cdot \frac{\partial u}{\partial x} + \rho \cdot v \cdot \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \cdot \left[ \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right] - A(T) \cdot u \quad (8)$$

$$\rho \frac{\partial v}{\partial t} + \rho \cdot u \cdot \frac{\partial v}{\partial x} + \rho \cdot v \cdot \frac{\partial v}{\partial y} = -\frac{\partial p}{\partial y} + \mu \cdot \left[ \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right] - A(T) \cdot v + F_b \quad (9)$$

Donde  $\rho$  es la densidad,  $u$  es la velocidad en el componente  $x$ ,  $v$  es la velocidad en el componente  $y$ ,  $p$  es la presión,  $\mu$  es la viscosidad dinámica,  $A(T)$  es un término introducido para suprimir la velocidad en la fase sólida del PCM, expresado como la ecuación de Carman-Kozeny para el flujo en un medio poroso (141):

$$A(T) = C \cdot \frac{(1 - \alpha(T))^2}{\alpha(T)^3 + \varepsilon} \quad (10)$$

Donde  $C$  es la constante de Carman-Kozeny (también llamada constante de la zona blanda) que depende del medio estudiado y es arbitrariamente alta, en general entre 103 a 1010, tomando para este estudio el valor de 105,  $\varepsilon$  es un número utilizado para evitar la división por cero, comúnmente 0,001 (140) y  $\alpha(T)$  es la fracción líquida del PCM, definida a continuación:

$$\alpha(T) = \begin{cases} 0 & T_m - \frac{\Delta T}{2} \leq T \\ \frac{T - \left(T_m - \frac{\Delta T}{2}\right)}{\Delta T} & T_m - \frac{\Delta T}{2} < T < T_m + \frac{\Delta T}{2} \\ 1 & T \leq T_m + \frac{\Delta T}{2} \end{cases} \quad (11)$$

La viscosidad dinámica se expresa en términos de  $A(T)$  para aproximar la velocidad a cero en la fase sólida y en la región cercana a la zona blanda, ecuación (12); mientras que la fuerza de flotación ( $F_b$ ) se expresa en términos de la aproximación de Boussinesq ecuación (13):

$$\mu = \mu_l \cdot (1 + A(T)) \quad (12)$$

$$F_b = \rho \cdot \beta \cdot g \cdot (T - T_{ref}) \quad (13)$$

Donde  $\beta$  es el coeficiente de dilatación térmica,  $\rho$  es la densidad en la fase líquida,  $g$  es la aceleración gravitatoria,  $T$  es la temperatura y  $T_{ref}$  es la temperatura de referencia ( $T_{ref} = T_m$ ).

La ecuación de la energía se formuló de la siguiente manera:

$$\rho \cdot c_p \cdot \left( \frac{\partial T}{\partial t} + u \cdot \frac{\partial T}{\partial x} + v \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right) = k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) \quad (14)$$

Donde  $c_p$  es la capacidad calorífica y  $k$  es la conductividad térmica. Se definieron las propiedades termo físicas del PCM durante el cambio de fase así:

$$\rho_{PCM} = (1 - \alpha) \cdot \rho_s + \alpha \cdot \rho_l \quad (15)$$

$$k_{PCM} = (1 - \alpha) \cdot k_s + \alpha \cdot k_l \quad (16)$$

$$C_{p,PCM} = (1 - \alpha) \cdot C_{p,s} + \alpha \cdot C_{p,l} + L_h \cdot D(T) \quad (17)$$

Donde los subíndices s y l, son la fase sólida y líquida respectivamente.  $L_h$  es el calor latente de fusión y  $D(T)$  es una función gaussiana en el intervalo entre  $T_m - \Delta T$  y  $T_m + \Delta T$ , utilizada para distribuir el calor latente equitativamente alrededor del punto de fusión (140), expresado como:

$$D(T) = \frac{e^{-\frac{(T-T_m)^2}{(\Delta T/4)^2}}}{\sqrt{\pi \left(\frac{\Delta T}{4}\right)^2}} \quad (18)$$

### 6.1.2.3 Condiciones iniciales y de contorno

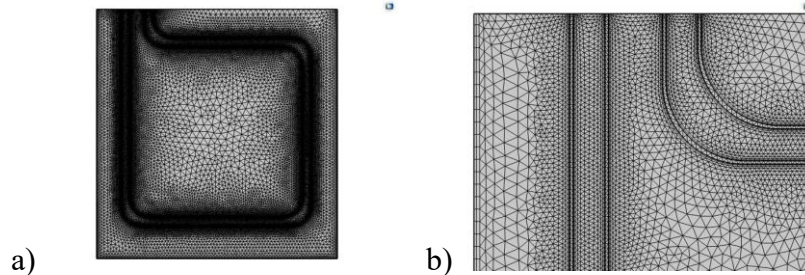
Las condiciones iniciales y de contorno aplicadas son:

- El PCM es inicialmente sólido ( $v_{t=0} = 0$ ) a temperatura ambiente ( $T_{t=0} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ).
- Caudal de 3 L/min y una temperatura de entrada de 75 °C del HTF.
- Condición de no deslizamiento en las paredes y laterales del PCM del HTF ( $v = 0$ ).
- Pérdida de calor en las paredes externas del sistema.
- Superficie libre en la pared superior del PCM (efecto Marangoni).

El modelo matemático se resolvió en COMSOL Multiphysics® con el método de elementos finitos, empleando una malla controlada con un tamaño más fino (**Figura 26**), con un total de 44804 elementos y constó de 39286 elementos triangulares y 5518 elementos cuadriláteros, con una calidad media de elemento de 0,8347. La simulación se resolvió en un procesador Intel core™ i7-8700 a 3,20 GHz y 64 GB de RAM. La solución numérica depende en gran medida del tamaño de la malla. Las mallas de tamaño superior al normal no convergen porque las distancias entre nodos superan la anchura de la interfaz sólido-líquido. Además, los resultados no varían significativamente con mallas más pequeñas que el tamaño más fino.

**Figura 26**

Malla utilizada. a) Malla 2D completa y b) Zona de ampliación



## 6.2 Resultados

### 6.2.1 Arreglo experimental

En la **Tabla 23** se observa el momento en que aparecen los primeros coeficientes de transferencia de calor ( $h$ ) para las dos configuraciones estudiadas y para una geometría de tubo y aleta encontrada en la bibliografía.

**Tabla 23**

Tiempo en el que aparecen los primeros coeficientes de transferencia de calor para las geometrías estudiadas.

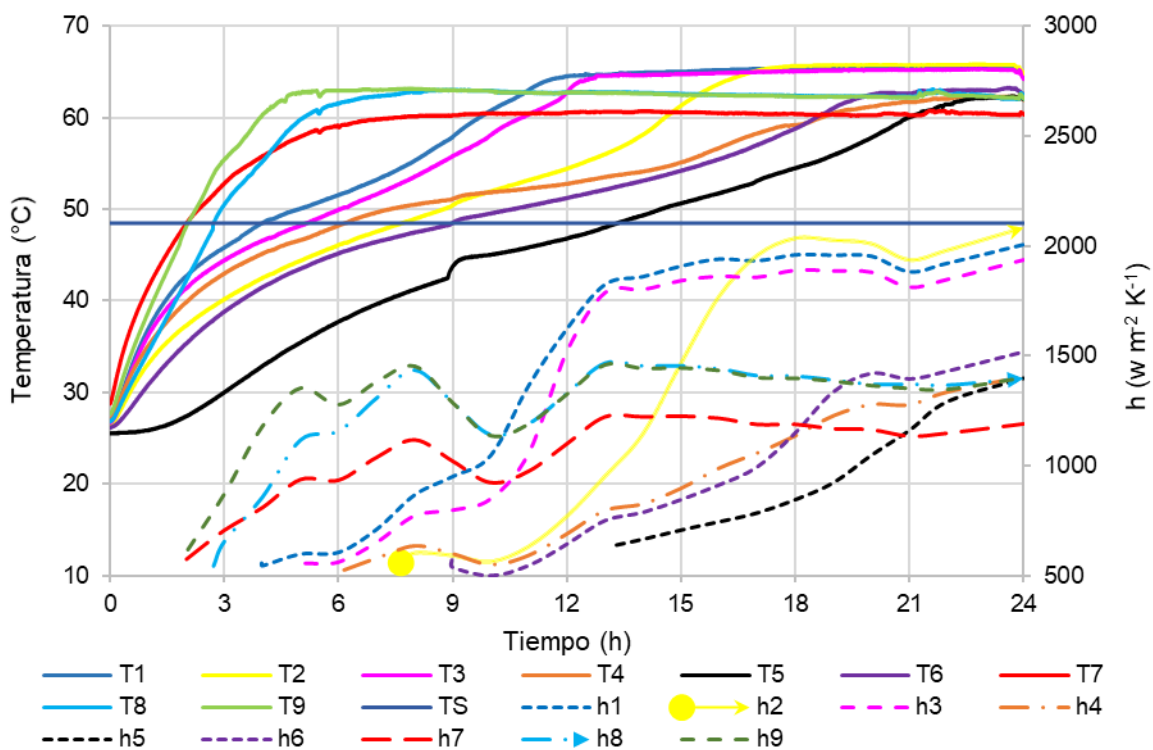
Geometría	$h$ ( $\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ )	Tiempo (min)	Ref.
<b>Carcasa de serpentín cuadrada</b>	578	120	Autor
<b>Serpentín en U</b>	533	120	Autor
<b>Aleta y tubo</b>	50	8	(134)

El coeficiente de transferencia de calor es aplicable a cualquier geometría, dependiendo de las propiedades físicas del PCM, de la configuración de la superficie de transferencia de calor y de las condiciones del flujo circundante. En la geometría de aletas y tubos, los primeros coeficientes de transferencia de calor ( $h$ ) aparecieron a los 8 minutos del ensayo, con una media de  $50$  ( $\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$ ).

En la geometría de carcasa de serpentín cuadrado, los primeros coeficientes de transferencia de calor ( $h$ ) se observaron al cabo de 120 minutos, con un valor medio de  $578 \text{ (W m}^{-2} \text{ K}^{-1})$ . Por último, en la geometría de serpentín carcasa en forma de U, los coeficientes de transferencia de calor ( $h$ ) mostraron un valor medio de  $533 \text{ (W m}^{-2} \text{ K}^{-1})$ , después de 120 min. La **Figura 27** muestra los valores de tiempo y temperatura registrados durante las 24 horas de ensayo en los nueve puntos de medición para la geometría de cobre cuadrada.

**Figura 27**

Variación de la temperatura y el coeficiente local de transferencia de calor en distintos puntos de medición para la geometría de serpentín cuadrada.



Los coeficientes de transferencia de calor por convección ( $h$ ) se calcularon una vez que el sensor registró una temperatura superior a  $48,5 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $T_F$ ), temperatura a la que se funde el PCM. Según los datos registrados, los tiempos para alcanzar la temperatura de fusión ( $T_F$ ) en los sensores fueron: T7 y T9, 2 horas; T8, tres horas; T1 y T4, 4 horas; T3, 5 horas; T6, 6 horas; T2, 9 horas;

T5, 13 horas. Cabe señalar que el sensor que tardó más tiempo en alcanzar la  $T_F$  es el situado justo en el centro del banco de pruebas, estando alejado de todas las secciones de tubería. La rápida respuesta de los sensores  $T_7$  y  $T_9$  puede atribuirse a la ubicación cerca de las esquinas inferiores de la bobina. Se deduce que al estar situados cerca de dos secciones del serpentín y tener un flujo de calor ascendente, la transferencia de calor es mayor en comparación con otros sensores. Hubo calentamiento desde la parte inferior del PCM maximizando la convección natural y consecuentemente la transferencia de calor (131). En el caso del  $T_8$ , también se produce un calentamiento desde la parte inferior del sensor.

En cuanto a los valores de  $h$ , éstos se analizaron por intervalos de tiempo, correspondientes a la hora 0 a 12 y de la hora 12 a 24. Se evidenció que  $h_7$ ,  $h_8$  y  $h_9$  presentaron un crecimiento acelerado después de las primeras 2 horas debido a la sección de tubería orientada horizontalmente que se encontraba justo debajo de los sensores y promovía la fusión del material. El rápido aumento cesó en la hora 8 al estabilizarse las temperaturas. De la hora 12 a la 24 mantuvieron valores superiores a  $1000 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  con pequeñas fluctuaciones. Este comportamiento se explica por la ubicación de los sensores cerca de una sección de tubería colocada debajo de ellos.

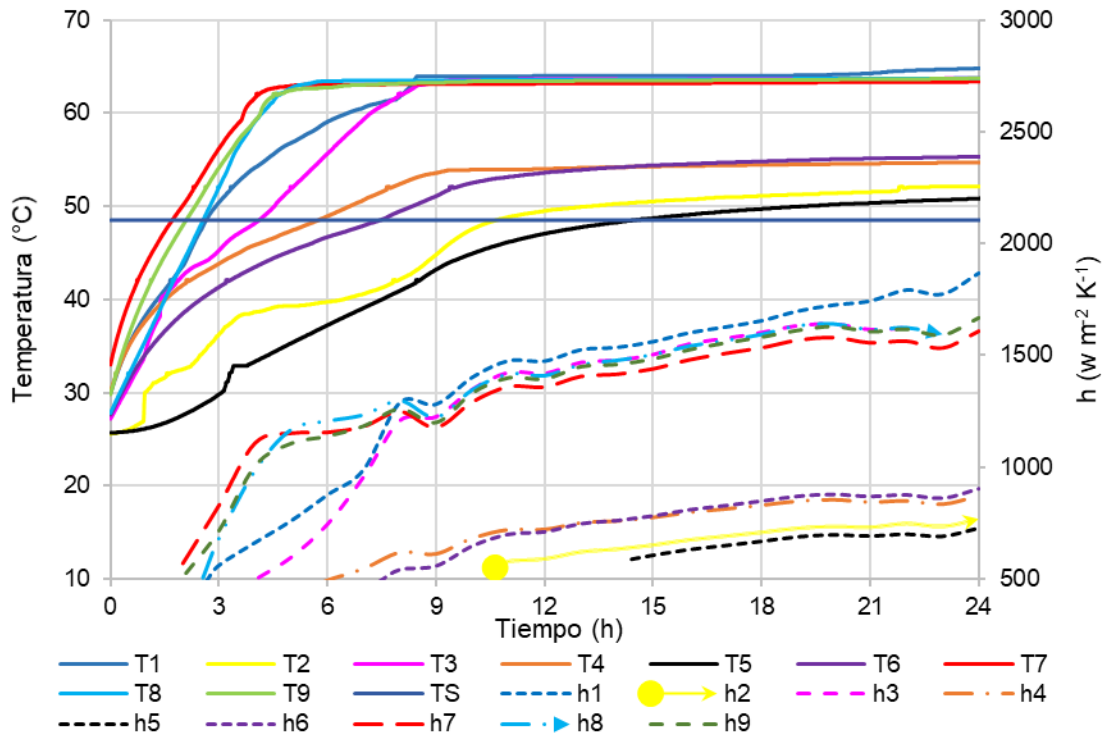
Por el contrario,  $h_1$  y  $h_3$  en el intervalo de la primera hora presentaron un crecimiento lento debido a la baja convección por la ubicación de la entrada del fluido caloportador. Sin embargo, ambos coeficientes experimentaron un aumento durante el segundo intervalo de tiempo. Cabe señalar que, al final del segundo intervalo de tiempo, se calcularon los valores más altos de  $h$  con respecto a todos los puntos de medición. Estos altos valores de  $h$  se explican principalmente por el PCM menos denso que crea fuerzas de flotación que generan un movimiento ascendente favoreciendo la convección natural que afecta a la parte superior de la unidad del banco de pruebas (133). En cuanto a  $h_2$ , en la primera parte del ensayo crece lentamente en comparación con los

sensores circundantes. Sin embargo, en el segundo tramo de tiempo presenta los valores de  $h$  más altos de todo el ensayo, esto se explica porque se encontraba en medio de dos zonas que presentaban gran cantidad de material fundido. Durante las primeras 12 horas de prueba,  $h_4$  y  $h_6$  crecieron lentamente. Pero, en el segundo periodo presentaron valores superiores a  $500 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$ . El coeficiente  $h_5$  presentó valores sólo en el segundo intervalo de tiempo, que fueron los más bajos en comparación con todos los valores de  $h$  calculados. Es relevante destacar que, para este tramo ( $h_4$ ,  $h_5$ ,  $h_6$ ) la ubicación no favoreció la convección debido a la orientación de la tubería cercana, como se mencionó anteriormente. En consecuencia, el PCM permaneció en estado sólido durante una gran cantidad de tiempo y en ese estado de agregación no conducía el calor adecuadamente. El calentamiento desde la parte inferior del PCM maximizó la convección natural, lo que se tradujo en una mayor transferencia de calor (142). Asimismo, en el caso de T8, también se observó calentamiento desde la parte inferior del sensor.

La **Figura 28** presenta los valores de tiempo y temperatura registrados durante el período de prueba de 24 horas en los nueve puntos de medición para la geometría en forma de U de cobre. Los coeficientes de transferencia de calor por convección ( $h$ ) se calcularon cuando el sensor registró una temperatura superior a  $48,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , la temperatura de fusión del PCM. En cuanto a los valores  $h$  (coeficientes de transferencia de calor por convección), se analizaron en dos intervalos de tiempo: de la hora 0 a la 12 y de la hora 12 a la 24. Se observó que  $h_7$ ,  $h_8$  y  $h_9$  mostraron un crecimiento acelerado después de las 2 primeras horas debido a la sección del tubo orientada horizontalmente y situada justo debajo de los sensores, lo que favoreció la fusión del material. El aumento de los valores de  $h$  se estabilizó en torno a la hora 4, cuando las temperaturas alcanzaron el equilibrio.

**Figura 28**

Variación de la temperatura y el coeficiente local de transferencia de calor en distintos puntos de medición para la geometría del serpentín en U.



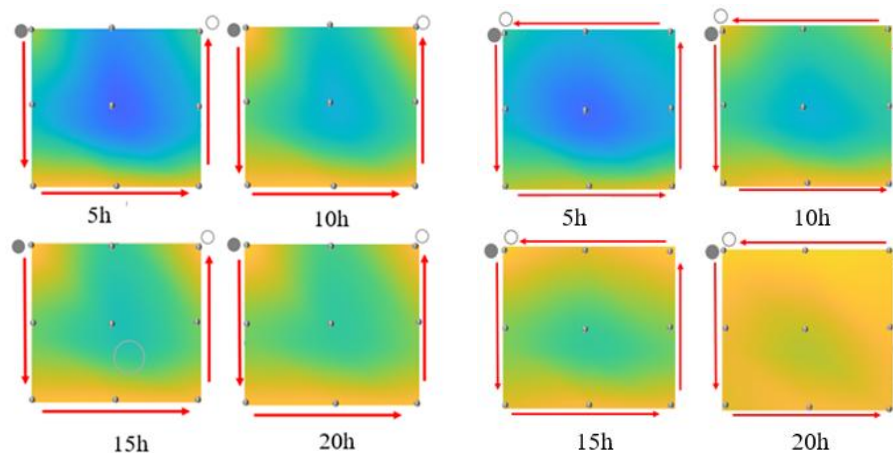
De la hora 12 a la 24, los valores de  $h$  se mantuvieron por encima de  $1000 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  con ligeras fluctuaciones. Este comportamiento se explica por la ubicación específica de los sensores, tal y como han informado previamente otros autores (136). Por otro lado,  $h1$  y  $h3$  mostraron un crecimiento lento durante el primer intervalo de tiempo. Al igual que los coeficientes  $h$  mencionados en el párrafo anterior, se produjo una ligera disminución de sus valores que coincidió con la estabilización de las temperaturas.

Sin embargo, ambos coeficientes aumentaron notablemente durante el segundo intervalo de tiempo. Es importante destacar que, al final del segundo intervalo de tiempo, se calcularon los valores más altos de  $h$  en comparación con todos los demás puntos de medición (128). En cuanto a  $h2$ , mostró un crecimiento más lento durante la fase inicial de la prueba en comparación con los

sensores circundantes. Además, en el segundo intervalo de tiempo, mostró los valores de  $h$  más bajos entre todos los puntos de medición a lo largo de toda la prueba. Esto puede explicarse por el hecho de que  $h_2$  no tenía ninguna tubería cercana y, a pesar de estar situado entre dos zonas con una actividad de fusión significativa, no fue suficiente para que el PCM se fundiera en ese punto. En términos generales, se concluye que la transferencia de calor se produce a mayor velocidad en la dirección vertical ascendente (Véase la **Figura 29**).

### Figura 29

Distribución de la temperatura en el proceso de fusión para la geometría U (izquierda) y cuadrada (derecha) a  $t=5h$ ,  $t=10h$ ,  $t=15h$  y  $t=20h$ .



**Nota:** Los mapas de color de las temperaturas se obtuvieron mediante procesamiento de los datos experimentales recolectados en el banco de pruebas de fusión. Se empleó el software Matlab (MathWorks Inc).

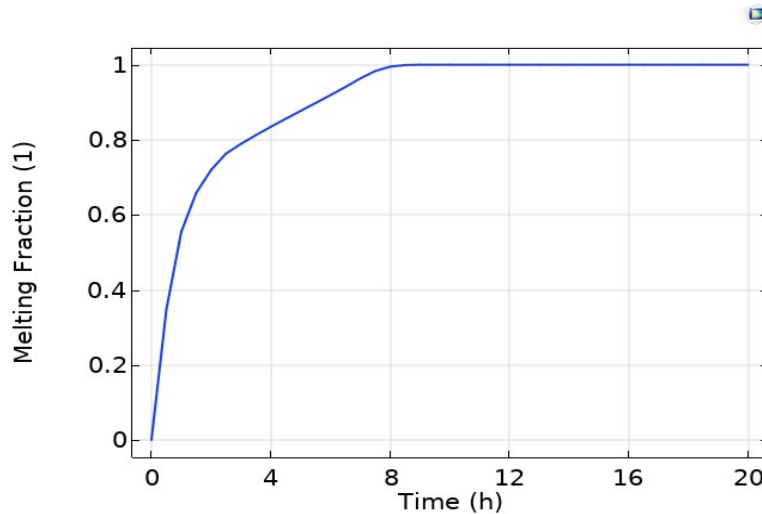
#### 6.2.2 Simulación del proceso

La **Figura 30** presenta la fracción de fusión, donde 0 es fase sólida y 1 es fase líquida. La fracción de fusión se determina mediante una integración de superficie así:

$$MF = \frac{\iint \text{Área de PCM en fase líquida } dx dy}{\text{Área total}} \quad (19)$$

**Figura 30**

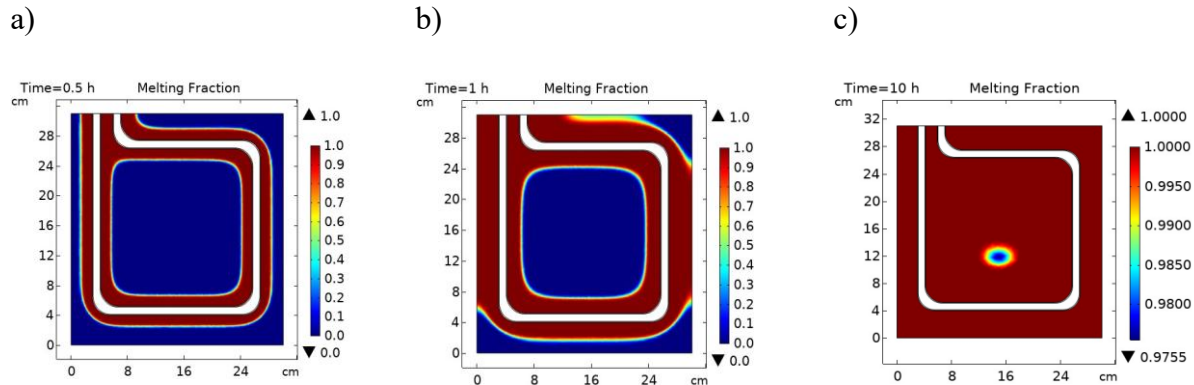
Fracción de fusión.



Se puede observar que durante las primeras 3 h se funde aproximadamente el 70% del PCM, siendo éstas las zonas más favorecidas por la convección natural. Entre las 3 y las 10 h se observa un comportamiento lineal de la fusión, caracterizado porque la convección natural deja de ser predominante y adquiere mayor relevancia la transferencia de calor por conducción. El proceso de fusión se completa aproximadamente a las 10 h, pero según los perfiles de temperatura (**Figura 31**), el PCM se funde en su totalidad aproximadamente a las 11,5 h. Esto se debe a que, tras 10 h de experimento, el porcentaje de PCM líquido es inferior al 0,1 % y debido a la baja conductividad térmica del PCM y a que la fracción líquida restante se encuentra en la zona más alejada de la fuente de calor, esta fracción tarda aproximadamente 1,5 h en fundirse.

**Figura 31**

Perfiles de la fracción de fusión a a) 0.5 h, b) 1 h y c) 10 h



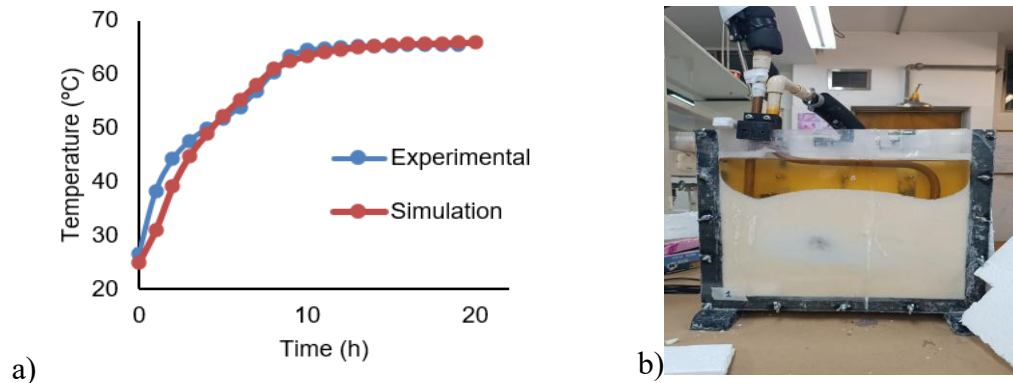
### 6.2.2.1 Elementos de validación

La validación se basa en la comparación de la temperatura simulada y la registrada en el sensor central superior del montaje experimental (**Figura 32**). Se observa que la simulación concuerda bien con los resultados experimentales. Sin embargo, en las primeras 4 h de la prueba las temperaturas presentan un error debido a un aumento significativo de la temperatura ambiente, que redujo las pérdidas de calor de la prueba experimental. El PCM aumenta su temperatura exponencialmente, incluso cuando esta temperatura está por encima del cambio de fase. La temperatura permanece constante a 65 °C debido a las pérdidas de calor al ambiente.

Otro método de validación consistió en comparar la posición de la zona blanda o interfaz sólido-líquido simulada y la real. Basándonos en la experimentación (**Figura 32(b)**), la última zona en fundirse es la inferior debido a la baja conductividad térmica de la fase sólida del PCM y a que la transferencia de calor no favoreció la fusión de este.

**Figura 32**

Elementos de validación: a) temperaturas experimentales y simuladas y b) interfaz sólido-líquido.



### 6.2.2.2 Efecto de la geometría del arreglo carcasa-serpentin en la transferencia de calor

A partir de los perfiles de temperatura y los tiempos de fusión, la utilización de un serpentín cuadrado de una sola vuelta fundió la estearina de palma de forma más uniforme, favoreciendo los efectos de la convección natural. Sin embargo, es necesario establecer una distancia óptima entre las paredes y el centro, para mejorar la velocidad de fusión en el centro y la zona inferior del sistema, considerando que esas zonas son las más críticas. En comparación con los sistemas con un tubo recto (143), la velocidad de fusión es más rápida, porque hay una mayor superficie del HTF en contacto con el PCM sólido. Se espera que, en un escalado, el uso de serpentines permite una mayor transferencia de calor entre el HTF y el PCM, logrando temperaturas de salida del HTF óptimas para aplicaciones domésticas. La forma final alcanzada por el PCM fundido y la correspondencia de los resultados de la simulación con los datos experimentales muestran la fuerte influencia de la convección natural en secciones verticales del PCM, comportamiento reportado en la literatura incluso para otras configuraciones de intercambiadores (144).

### 6.3 Conclusiones

1. Mediante análisis de los fenómenos de transferencia de calor y cantidad de movimiento, fue desarrollado un modelo fenomenológico, que permitió modelar el comportamiento térmico del proceso de fusión de la estearina de palma hidrogenada en un intercambiador de tipo carcasa-serpentin rectangular, presentando errores no superiores de 8% en temperaturas.
2. El modelo fenomenológico desarrollado tiene la capacidad de describir el fenómeno de convección natural observado experimentalmente, lo que permite emplearlo para el diseño de futuros intercambiadores tipo carcasa serpentín con geometría cuadrada.
3. El modelo fenomenológico de la transferencia de calor desarrollado puede ser adaptado para la simulación de intercambiadores con materiales de cambio de fase orgánicos en diferentes aplicaciones de almacenamiento de calor.
4. La simulación computacional permitió determinar los perfiles de temperatura al interior del PCM, calculando de forma precisa la cantidad de calor intercambiada. Como resultado de esto, se estimó la capacidad de almacenamiento de calor de la estearina de palma hidrogenada en 303 kJ/kg.

## **7. Diseño, construcción y puesta en marcha de sistema para el almacenamiento de energía solar térmica empleando estearina de palma hidrogenada como material de cambio de fase**

Como se ha dicho en secciones anteriores, los Sistemas de Almacenamiento de Energía Solar Térmica (STESS) de baja y media temperatura son equipos utilizados para suministrar agua caliente y/o calefacción o vapor. Estos sistemas se componen generalmente de colectores de energía solar térmica, un sistema de control e instrumentos, un tanque de almacenamiento de energía y un sistema auxiliar para el suministro de calor (145). En los tanques de almacenamiento de calor se utilizan materiales que acumulan energía como calor sensible o calor latente. En general, se prefiere el almacenamiento de energía como calor latente porque proporciona una mayor densidad de energía, utilizando diferentes materiales de cambio de fase (PCM). Los PCM se utilizan para almacenar energía durante el proceso de fusión y liberarla durante el proceso de cristalización (68)

En el presente capítulo se presenta el dimensionamiento de un sistema solar térmico para el suministro de agua caliente y calefacción a una habitación de la casa de huéspedes del hotel Refugio Piedra Parada, de acuerdo con las demandas de energía identificadas en el capítulo 0. Para este dimensionamiento se siguieron los procedimientos descritos en el capítulo 0 de este libro, con la diferencia que el almacenamiento de calor se realizó empleando estearina de palma hidrogenada como material de cambio de fase. Las propiedades de la estearina de palma hidrogenada se presentaron en el capítulo 0 del presente documento.

También se presenta en este capítulo el cálculo de los principales parámetros para el diseño del tanque de almacenamiento de calor, para el cual se propuso el uso de una configuración carcasa-serpentin implementando dos serpentines de geometría cuadrada, ya que como se estableció en el capítulo 0, esta geometría favorece la convección natural en el PCM fundido y por

ende la transferencia de calor. Finalmente, se presenta la configuración propuesta para el sistema hidráulico del equipo y se mencionan los aspectos generales del sistema de control y del funcionamiento de un ciclo de carga en el marco de las pruebas de puesta en marcha, aunque en el siguiente capítulo se dará un mayor detalle de estos últimos aspectos.

### **7.1 Estimación de la cantidad de calor liberado y absorbido durante la solidificación y la fusión de estearina de palma hidrogenada**

En el capítulo 1 se definió que la demanda máxima de calor para la vivienda en estudio asciende hasta 98 MJ diarios. Esta energía permitiría suministrar tanto agua caliente sanitaria como calefacción a la habitación principal de la casa de huéspedes. En el capítulo 0 se detalló el procedimiento para dimensionar el tanque de almacenamiento de calor y estimar la cantidad de colectores solares térmicos requeridos, empleando una parafina comercial de alta calidad. Sin embargo, existe una diferencia importante entre las propiedades térmicas de la parafina Suntech P116 (Ver **Tabla 6**) empleada anteriormente y las de la estearina de palma hidrogenada (Ver **Tabla 14**) y es que esta última presenta una fuerte histéresis en cuanto a sus temperaturas de fusión y de solidificación. La EPH funde entre los 49,7 °C y los 59,9 °C, mientras que su solidificación se da entre los 46,6 °C y los 38,3 °C. Esto conlleva a que es necesario calcular de forma independiente la cantidad de energía requerida para incrementar la temperatura del material en un rango específico y la cantidad de energía liberada durante el enfriamiento del material para este mismo rango de temperatura (146). Se deberá entonces aplicar la Ecuación (3) para estimar tanto la cantidad de energía liberada durante el enfriamiento del material como la cantidad de energía requerida para el calentamiento del material.

La **Tabla 24** presenta los valores teóricos de energía liberada por la estearina de palma hidrogenada durante un proceso de enfriamiento. Los valores se presentan en MJ y consideran diferentes cantidades de PCM y distintas temperaturas al inicio del proceso de enfriamiento. Se tomó como temperatura mínima de la EHP el valor de 38,3 °C, lo cual representa que esta alcanza el estado sólido.

**Tabla 24**

Energía liberada por la EPH durante su solidificación, en función de la masa y la temperatura inicial del proceso de enfriamiento.

Masa de PCM (kg)	Temperatura inicial del PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
100	21.5	22.5	23.5	24.5	25.5	26.5	27.5	28.4
150	32.3	33.8	35.2	36.7	38.2	39.7	41.2	42.7
200	43	45	47	49	50.9	52.9	54.9	56.9
250	53.8	56.3	58.7	61.2	63.7	66.2	68.6	71.1
300	64.5	67.5	70.5	73.4	76.4	79.4	82.4	85.3
350	75.3	78.8	82.2	85.7	89.2	92.6	96.1	99.6
400	86.1	90	94	97.9	101.9	105.9	109.8	113.8
450	96.8	101.3	105.7	110.2	114.6	119.1	123.5	128
500	107.6	112.5	117.5	122.4	127.4	132.3	137.3	142.2
550	118.3	123.8	129.2	134.7	140.1	145.5	151	156.4
600	129.1	135	141	146.9	152.8	158.8	164.7	170.7
650	139.8	146.3	152.7	159.1	165.6	172	178.4	184.9
700	150.6	157.5	164.5	171.4	178.3	185.2	192.2	199.1

**Nota:** Los valores de energía están dados en MJ. Los datos en color azul indican condiciones que no permiten entregar la energía diaria requerida. Los datos en color rojo representan las configuraciones que están justo por encima del valor de demanda de calor. Los datos en verde muestran combinaciones que permiten entregar hasta un 50% más de la energía requerida y los datos en color naranja aquellas configuraciones que permiten entregar más de un 50% de exceso de energía.

Se observa un comportamiento similar al obtenido con la parafina Suntech 116, con la diferencia que a partir de los 350 kg sería posible satisfacer las demandas de calor. Sin embargo, es a partir de los 500 kg que cualquier combinación permitiría entregar la energía mínima requerida

en la vivienda. La **Tabla 25** muestra la energía necesaria (MJ) para fundir la EPH y llevarla nuevamente a la temperatura inicial del proceso de enfriamiento. Al comprar los resultados de la **Tabla 24** y **Tabla 25** se evidencia que se requiere más energía para incrementar la temperatura de la EPH en un rango de temperatura, que el que libera este material durante el proceso de enfriamiento, para el mismo rango.

**Tabla 25**

Energía absorbida por la EPH durante su solidificación, en función de la masa y la temperatura final del proceso de calentamiento.

Masa de PCM (kg)	Temperatura alcanzada por el PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
100	25.1	26.1	27.1	28	29	30	31	32
150	37.6	39.1	40.6	42.1	43.6	45	46.5	48
200	50.2	52.1	54.1	56.1	58.1	60.1	62	64
250	62.7	65.2	67.6	70.1	72.6	75.1	77.5	80
300	75.2	78.2	81.2	84.1	87.1	90.1	93.1	96
350	87.8	91.2	94.7	98.2	101.6	105.1	108.6	112
400	100.3	104.3	108.2	112.2	116.1	120.1	124.1	128
450	112.8	117.3	121.8	126.2	130.7	135.1	139.6	144
500	125.4	130.3	135.3	140.2	145.2	150.1	155.1	160
550	137.9	143.4	148.8	154.3	159.7	165.1	170.6	176
600	150.5	156.4	162.3	168.3	174.2	180.2	186.1	192
650	163	169.4	175.9	182.3	188.7	195.2	201.6	208
700	175.5	182.5	189.4	196.3	203.3	210.2	217.1	224

## 7.2 Estimación del área de captación de los colectores de tubos de vacío

El cálculo de colectores solares requeridos se realizó bajo los mismos supuestos considerados en el capítulo 0, empleando el mismo tipo de colector de tubo de vacío (Ver **Tabla 7**) y considerando los requerimientos de energía presentados en la **Tabla 25**.

La **Tabla 26** y **Tabla 27** presentan la cantidad de colectores solares térmicos tipo HSC20 requeridos para suministrar calor a la estearina de palma hidrogenada, en función del promedio de

irradiación solar global horizontal diaria, de la cantidad de PCM y de la temperatura final que se alcanzaría.

**Tabla 26**

Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 19,4 MJ y empleando EPH como PCM.

Masa de PCM (kg)	Temperatura alcanzada por el PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
350	5	5	5	5	5	6	6	6
400	5	6	6	6	6	6	6	7
450	6	6	6	7	7	7	7	7
500	7	7	7	7	8	8	8	8
550	7	7	8	8	8	8	9	9
600	8	8	8	9	9	9	9	10
650	8	9	9	9	10	10	10	11
700	9	9	10	10	10	11	11	11

**Tabla 27**

Cantidad de colectores solares térmicos HSC20 requeridos bajo un escenario de GHI diaria de 15,1 MJ y empleando EPH como PCM.

Masa de PCM (kg)	Temperatura alcanzada por el PCM (°C)							
	60	65	70	75	80	85	90	95
350	6	6	6	7	7	7	7	7
400	7	7	7	7	8	8	8	8
450	8	8	8	8	9	9	9	9
500	8	9	9	9	10	10	10	10
550	9	9	10	10	10	11	11	11
600	10	10	11	11	11	12	12	12
650	11	11	11	12	12	13	13	13
700	11	12	12	13	13	14	14	14

Para el escenario con GHI= 19,4 MJ, el rango de colectores HSC20 a emplear es de 6 o 7 unidades, mientras que para el escenario de GHI= 15,1 MJ el rango es de 7 u 8 unidades.

Considerando los resultados obtenidos tanto para los calores intercambiados por la EPH, como la

cantidad de colectores, para efecto de este trabajo se decidió trabajar con 550 kg de estearina de palma hidrogenada y 7 colectores tipo HSC20 (Ver **Figura 33**), esto debido a que bajo el escenario de  $GHI=19,4$  MJ, que corresponde al promedio diario anual, se garantizaría la entrega de la demanda de calor estimada. Durante las pruebas de operación del sistema se evaluará el efecto de irradiaciones diarias menores, sobre el desempeño del equipo desarrollado.

### **Figura 33**

Grupo de 7 colectores tipo HSC20 empleados para la captura de la radiación solar.

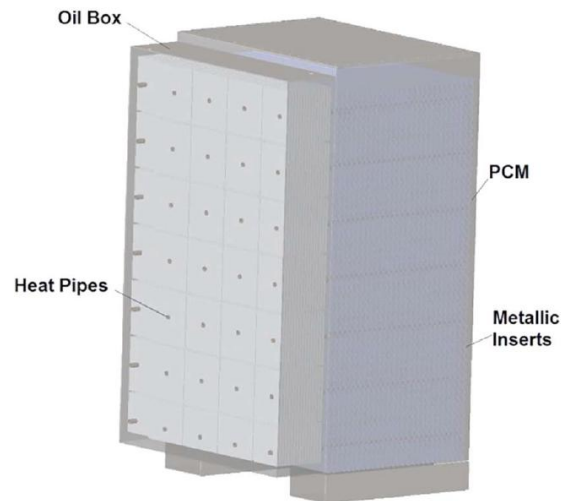


### **Configuración y especificaciones técnicas del tanque de almacenamiento de calor**

Con el fin de favorecer la futura masificación de este tipo de tecnologías, es imperativo aplicar criterios financieros, técnicos y de economía de escala tanto en el diseño del sistema como en la selección de materiales. Un componente fundamental para la viabilidad técnica y financiera de estas tecnologías es el tanque de almacenamiento de calor. Diversos autores reportan el uso de intercambiadores de calor tipo tubo carcasa como la mejor alternativa desde el punto de vista técnico para la transferencia de calor entre el fluido caloportador y el material de cambio de fase (Ver **Figura 34**).

**Figura 34**

Esquema de tanque de almacenamiento de PCM modular tipo tubo carcasa con aletas.



**Nota:** Tomado de (147).

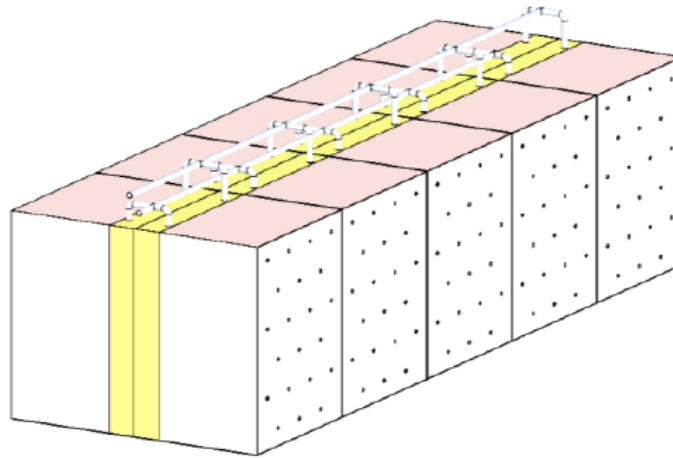
La **Figura 34** presenta un diseño modular de intercambiador tipo tubo carcasa con aletas que maximiza el área de transferencia de calor. En esta configuración, el fluido caloportador tiene entrada y salida por la cámara de aceite (Oil Box) y desde allí fluye por una serie de tubos hacia el interior de la cámara que contiene el PCM (147). Este diseño tiene además la posibilidad de multiplicarse para incrementar la capacidad de almacenamiento de energía (148), como se muestra en la **Figura 35**.

A pesar de las ventajas técnicas del diseño tipo tubo carcasa con aletas, este presenta una gran complejidad en su elaboración, especialmente por los requerimientos de soldadura la cual en muchas ocasiones es soldadura de acero inoxidable – acero inoxidable o acero inoxidable – cobre, lo que incrementa la mano de obra a aplicar y los costes de construcción. De acuerdo con los resultados mostrados en el capítulo 0, en donde se demostró que una configuración tipo carcasa serpentín; con este último manteniendo un perfil cuadrado, presenta altas tasas de transferencia de

calor debido a que promueve la convección natural del PCM fundido, para este sistema se propuso la configuración mostrada en **Figura 36** y **Figura 37**

### Figura 35

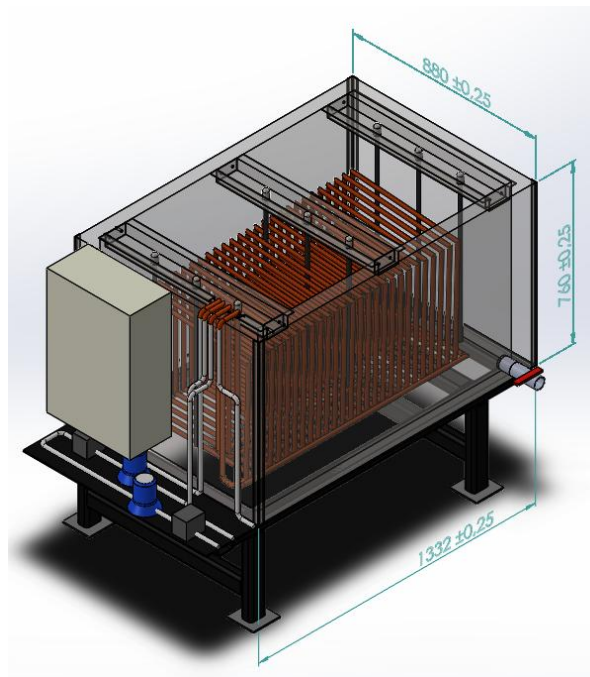
Esquema de tanque almacenamiento de calor conformado por 10 módulos.



**Nota:** Tomado de (148).

### Figura 36

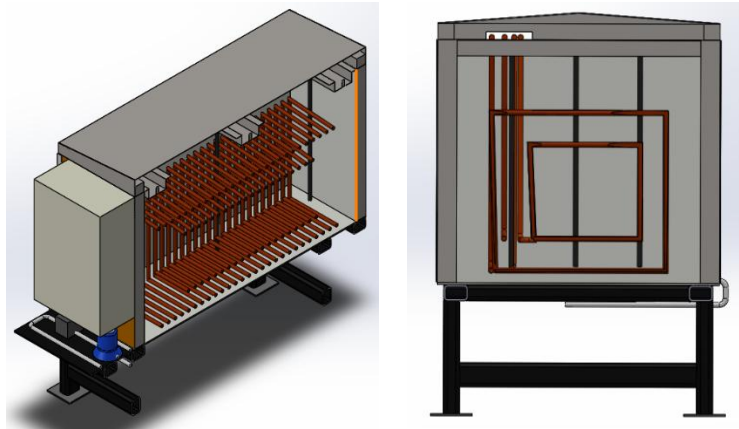
Configuración tipo carcasa serpentín, propuesta para el tanque de almacenamiento de calor.



**Nota:** La configuración propuesta consta de un tanque de acero inoxidable dentro del cual se ubican dos serpentines de cobre de perfil o sección transversal.

**Figura 37**

Vista del corte longitudinal (Izquierda) y vista frontal (Derecha) del tanque de almacenamiento propuesto.



El cálculo de las dimensiones del intercambiador de calor se realizó con base en el volumen de PCM a contener. Se propone la siguiente metodología iterativa que permite considerar parámetros como volumen del PCM y volumen de los serpentines, altura del PCM y una distribución simétrica al interior del tanque de almacenamiento, para dos serpentines concéntricos:

1. Se calcula el volumen que ocupará el PCM tanto en estado sólido como líquido:

<b>Cantidad de PCM (kg)</b>	550
<b>Densidad del PCM</b>	
<b>Sólido (kg/m<sup>3</sup>)</b>	978
<b>Líquido (kg/m<sup>3</sup>)</b>	875
<b>Volumen de PCM</b>	
<b>Sólido (m<sup>3</sup>)</b>	0,562
<b>Líquido (m<sup>3</sup>)</b>	0,629

2. Se define un grado de sobredimensionamiento respecto al máximo volumen ocupado por el PCM, que para este caso se tomó en 5%. También se debe definir una proporción del largo del tanque respecto al ancho, la cual se fijó en 1,5. Es decir, el tanque tendrá igual ancho que alto y su profundidad será 1,5 veces este valor.

<b>Proporción Largo/Ancho</b>	1.5
<b>Sobredimensionamiento</b>	5%
<b>Volumen interno del tanque (m<sup>3</sup>)</b>	0,66
<b>Dimensiones del Tanque</b>	
<b>Largo (m)</b>	1,14
<b>Ancho (m)</b>	0,76
<b>Alto (m)</b>	0,76

3. Con la primera estimación de las dimensiones internas, se procede a estimar las dimensiones de los serpentines. Para esto se estima la altura mínima del PCM dentro del tanque ya que se debe asegurar que el serpentín de mayor dimensión esté siempre inmerso. Así mismo, como se identificó en el capítulo 4, la zona con mayor dificultad de fusión es la base del tanque, por lo que el serpentín grande deberá estar ubicado cerca del fondo. Se definió una separación de 3 cm entre el fondo del tanque y el serpentín grande.

<b>Altura del PCM</b>	
<b>Sólido (m)</b>	0,65
<b>Líquido (m)</b>	0,72
<b>Dimensiones Serpentín Grande</b>	
<b>Separación del fondo (m)</b>	0,03
<b>Lado (m)</b>	0,6

Estas dimensiones implican que el serpentín grande estará aproximadamente dos centímetros por debajo de la superficie del PCM cuando este se encuentre en estado sólido y estará a 8 cm de las paredes laterales del tanque de almacenamiento de calor.

4. Para calcular la longitud total de cada serpentín se define la longitud total de los serpentines y el paso de vuelta. Se decidió emplear tubería de cobre con diámetro 5/8 de pulgada por disponibilidad en el mercado, alta conductividad térmica del material y facilidad para la conformación de serpentines. Se definió el paso de vuelta como 2,5 veces el diámetro de tubería. También se definió la longitud máxima del serpentín grande como 1 m y para el serpentín pequeño se estableció en 0,7 m.

<b>Serpentín Grande</b>	
<b>Separación del fondo (m)</b>	0,03
<b>Lado (m)</b>	0,6
<b>Longitud (m)</b>	1
<b>Paso de vuelta (m)</b>	0,040
<b>Número de vueltas</b>	25
<b>Serpentín pequeño</b>	
<b>Lado (m)</b>	0,44
<b>Longitud (m)</b>	0,7
<b>Paso de vuelta (m)</b>	0,040
<b>Número de vueltas</b>	18

Con estas dimensiones de serpentín pequeño, la separación entre el serpentín pequeño y el serpentín grande es la misma que la separación entre el serpentín grande y las paredes laterales del tanque de almacenamiento de calor.

5. Conocido el número de vueltas, medida lateral de cada serpentín y diámetro de tubería, se procede a estimar el volumen ocupado por los serpentines con el fin de precisar las dimensiones que ocupará la estearina hidrogenada de palma:

<b>Volumen de serpentines</b>	
<b>Grande</b>	
<b>Área transversal (m<sup>2</sup>)</b>	0,000792
<b>Longitud (m)</b>	60,00
<b>Volumen (m<sup>3</sup>)</b>	0,047504
<b>Pequeño</b>	
<b>Área transversal (m<sup>2</sup>)</b>	0,000792
<b>Longitud (m)</b>	31,64
<b>Volumen (m<sup>3</sup>)</b>	0,025049
<b>Volumen EPH + Serpentines</b>	
<b>EPH Sólida (m<sup>3</sup>)</b>	0,635
<b>EPH Líquida (m<sup>3</sup>)</b>	0,701

La corrección del volumen ocupado por el PCM al considerar el espacio ocupado por los serpentines representó un aumento de volumen de hasta un 12,9 %.

6. Conocido el volumen que ocupa el PCM al incluir el espacio ocupado por los serpentines se procede a repetir el procedimiento desde el paso 2. Debido a que comercialmente es posible conseguir lámina de acero inoxidable 1030 con ancho de 0,76 cm, se decidió mantener el alto y el

ancho del tanque y modificar la profundidad de este, con el fin de evitar trabajos adicionales de soldadura.

<b>Sobredimensionamiento</b>	5%
<b>Volumen interno del tanque (m<sup>3</sup>)</b>	0,736
<b>Largo (m)</b>	1,275
<b>Ancho (m)</b>	0,76
<b>Alto (m)</b>	0,76

Nótese que la longitud del tanque de almacenamiento pasó de 1,14 m a 1,275 m. Con este espacio adicional en el largo del tanque se decidió adicionar dos vueltas más a cada serpentín, resultando en 27 vueltas para el serpentín grande y 20 vueltas para el serpentín pequeño. Esto significa una longitud total de 1,07 m para el serpentín grande y 0,8 m para el serpentín pequeño. A su vez, los serpentines tendrán una longitud de tubería de 64,8 m para el serpentín grande y 35,5 m para el serpentín pequeño. El anterior procedimiento puede realizarse las veces que se considere necesario hasta lograr una tolerancia deseada. Finalmente, por su ubicación a la interperie, el sistema cuenta con 3 capas de aislamiento térmico compuestas por 10 cm de lana mineral, una lámina hueca de PCV de 5 mm de espesor y 20 cm de poliestireno expandido como capa más externa. El tanque se cubre con una lona impermeable para protegerlo de las condiciones ambientales. La **Figura 38** muestra una fotografía conmemorativa de la finalización de la construcción del tanque de almacenamiento de calor. Las **Figura 39** y **Figura 40** muestran el tanque de almacenamiento de calor en su sitio final de instalación. En la **Figura 39** se puede apreciar la base de soporte y la capa de lámina hueca de PVC. En la **Figura 40** se aprecia la capa aislante de poliestireno expandido.

**Figura 38**

Finalización de la construcción del tanque de almacenamiento de calor en la empresa INAL LTDA en la ciudad de Bucaramanga.



**Nota:** De izquierda a derecha Ing. Electrónico M.En. Mauricio Sánchez, encargado de la instalación del hardware de control del equipo, Ing. Qco M.Sc. Víctor Alexis Lizcano González, Ing. Ángel Acuña Llanes fundador y gerente general de INAL LTDA, profesor PhD Khamid Mahkamov, profesor D.Sc. Viatcheslav Kafarov e Ing. Miguel Ángel Acuña, subgerente de INAL LTDA.

**Figura 39**

Fotografía del tanque de almacenamiento de calor instalado en el sitio de pruebas.



**Figura 40**

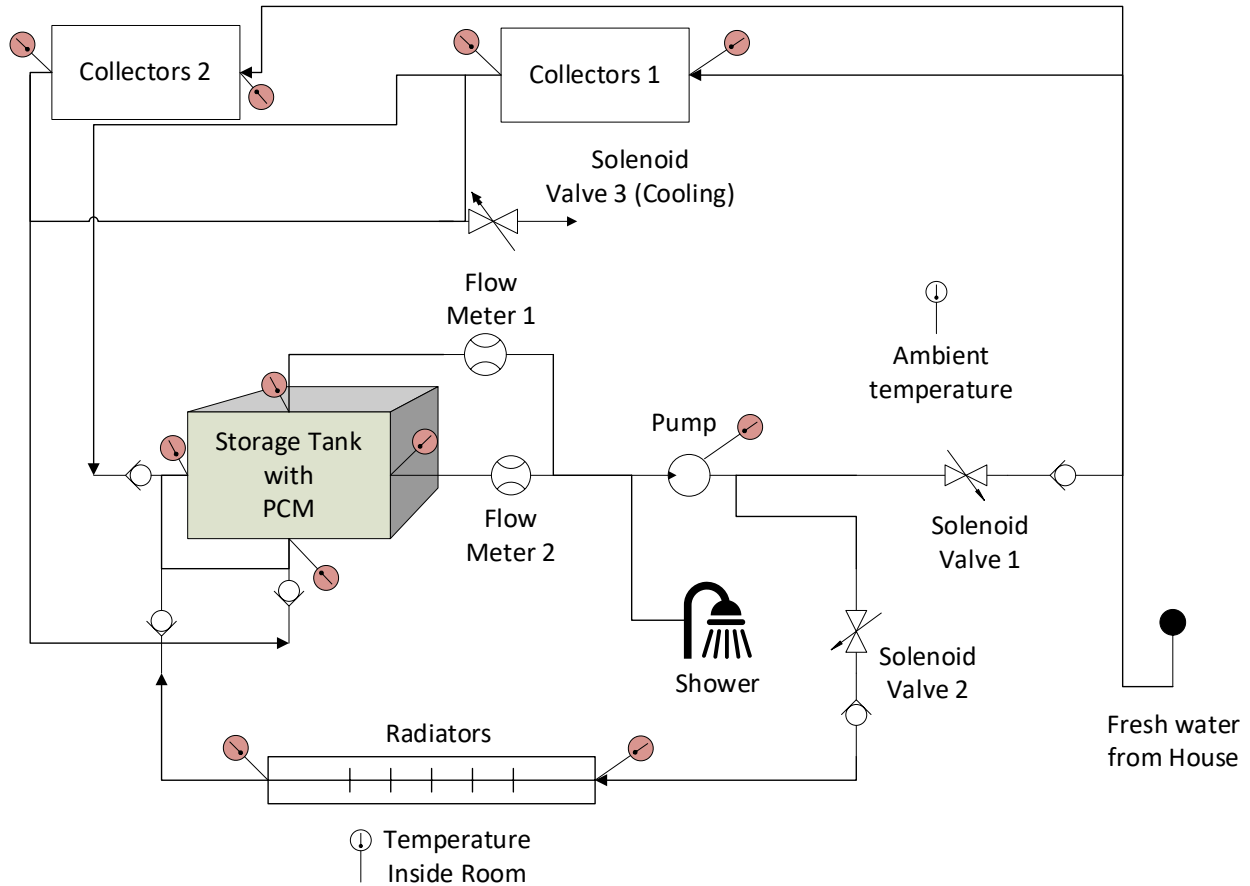
Fotografía de equipo con capa aislante de poliestireno expandido.

**7.3 Configuración de circuitos hidráulicos y distribución de elementos finales de control**

La **Figura 41** muestra la distribución de componentes como el tanque de almacenamiento de calor, colectores solares térmicos, bomba, válvulas y sensores de temperatura. Se decidió dividir los colectores solares térmicos en dos grupos: el grupo 1, conformado por 60 tubos de vacío está conectado hidráulicamente al serpentín pequeño, mientras que el grupo 2, conformado por 80 tubos está conectado al serpentín grande. Se emplea agua como fluido caloportador. Cuando la radiación solar es lo suficientemente alta como para almacenar calor, las electroválvulas 2 y 3 se cierran, por lo que el agua se recircula entre los colectores solares térmicos y el tanque de almacenamiento. Durante la noche, cuando se requiere calefacción dentro de la habitación, la válvula 2 se abre, mientras que las válvulas 1 y 3 están cerradas, por lo que el agua se recircula entre el tanque de almacenamiento de calor y los radiadores, transportando el calor almacenado a la habitación.

**Figura 41**

Distribución de sensores, componentes principales y circuitos hidráulicos en el STESS



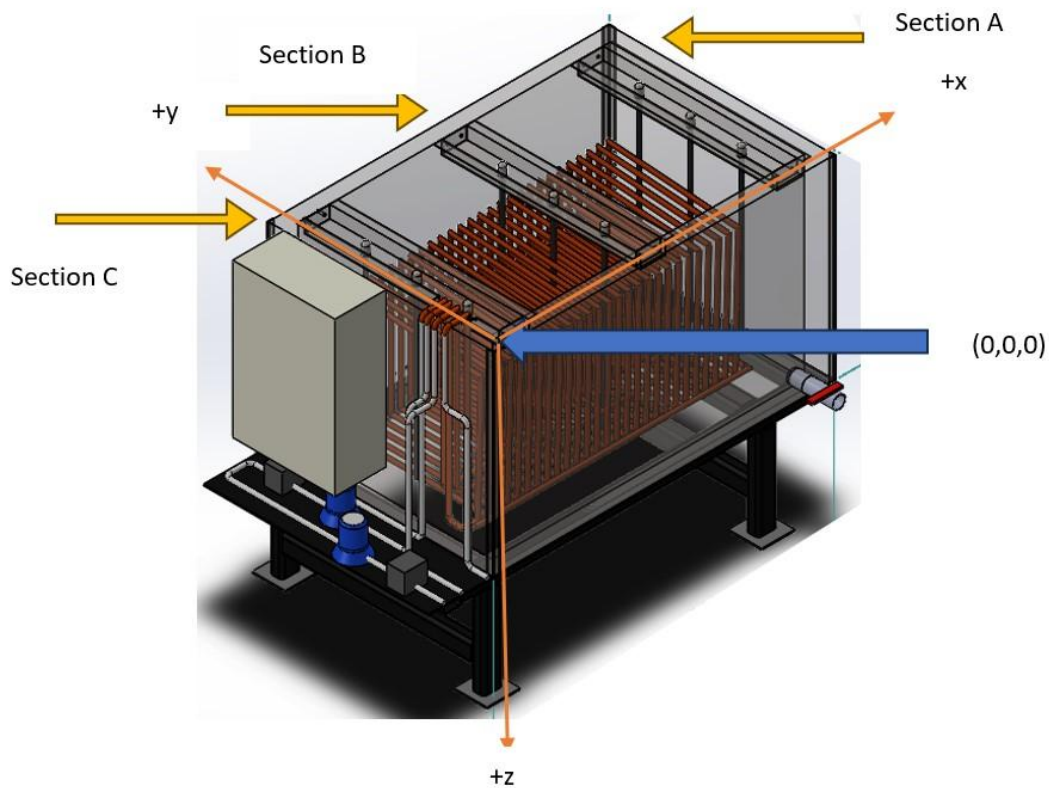
Para la recirculación de agua caliente se empleó una bomba AQUA PACK Loop 3V, la cual tiene una potencia de trabajo de 70, 100 y 140 W según la velocidad que se configure. Se emplearon electroválvulas genéricas modelo 2W-200-20 para tubería de 3/4" con temperatura máxima de operación de 80 °C. Para las conexiones hidráulicas se empleó tubería y accesorios en acero inoxidable y tubería flexible en politetrafluoroetileno (PTFE) con recubrimiento en malla en acero inoxidable.

En la **Figura 41** también se muestra la ubicación de los sensores de temperatura en diferentes puntos de los circuitos hidráulicos, un total de 11. Dos sensores de flujo ultrasónicos

registran los caudales de agua durante el funcionamiento del equipo, lo que permite realizar cálculos posteriores de la energía capturada, almacenada y entregada. Además, se registra la temperatura ambiente fuera de la casa y la temperatura dentro de la habitación y hay 27 sensores de medición de temperatura dentro del PCM en el tanque de almacenamiento. La **Figura 42** presenta la división imaginaria del tanque de almacenamiento en tres planos, en cada uno de los cuales se ubican 9 sensores de temperatura. Se toma como punto de referencia la esquina superior derecha del tanque, siendo esta la coordenada  $(0,0,0)$ . La **Tabla 28** presenta las coordenadas de la ubicación de los sensores.

### Figura 42

Diagrama del tanque de almacenamiento de calor con la ubicación de los sensores de temperatura dentro del tanque de almacenamiento.



**Nota:** Se diseñó un sistema de 3 puentes denominados A, B y C, con 3 guías verticales ubicadas en cada uno de ellos. En cada guía vertical se ubican 3 sensores de temperatura.

**Tabla 28**

Ubicación de los sensores de temperatura al interior del tanque de almacenamiento de calor

Sección	Sensor	Coordenadas	Sección	Sensor	Coordenadas
A	T1	(114,71, -14)	B	T15	(61,38, -14)
A	T2	(114,71, -44)	B	T16	(61,5, -74)
A	T3	(114,71, -74)	B	T17	(61,5, -44)
A	T4	(114,38, -14)	B	T18	(61,5, -14)
A	T5	(114,38, -44)	C	T19	(8,71, -74)
A	T6	(114,38, -74)	C	T20	(8,71, -44)
A	T7	(114,5, -14)	C	T21	(8,71, -14)
A	T8	(114,5, -44)	C	T22	(8,38, -74)
A	T9	(114,5, -74)	C	T23	(8,38, -44)
B	T10	(61,71, -74)	C	T24	(8,38, -14)
B	T11	(61,71, -44)	C	T25	(8,5, -74)
B	T12	(61,71, -14)	C	T26	(8,5, -44)
B	T13	(61,38, -74)	C	T27	(8,5, -14)
B	T14	(61,38, -44)			

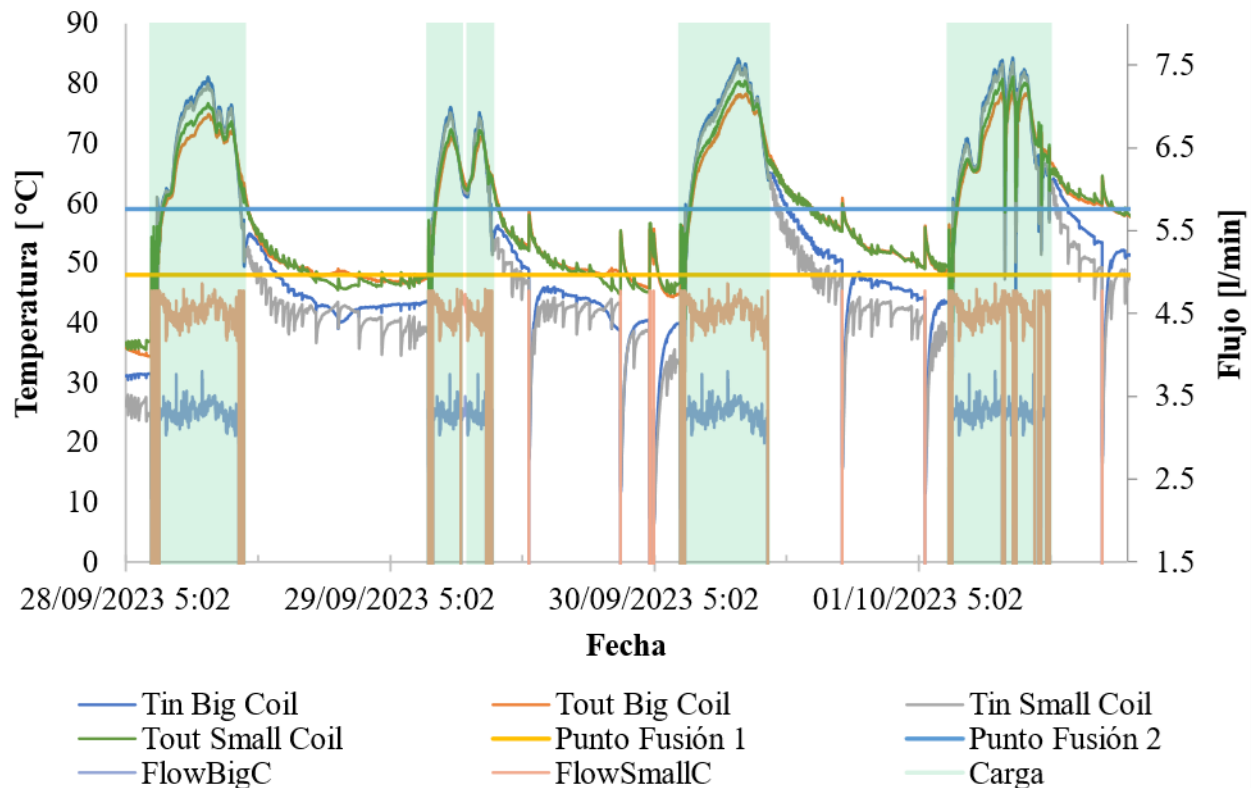
#### 7.4 Puesta en marcha del sistema para el almacenamiento de energía solar térmica

Se realizaron diferentes pruebas con el fin de evaluar el desempeño de los componentes individuales del sistema. Una vez comprobado el funcionamiento independiente se corrieron pruebas de carga de calor en donde el sistema operó almacenando energía durante el día, sin hacer uso de la calefacción en horas de la noche. A continuación, se discuten los resultados de un ciclo de carga con duración de cuatro días. La **Figura 43** presenta las temperaturas del agua en las salidas y de entradas de los serpentines en el tanque de almacenamiento de calor. Las líneas amarilla y azul muestran los dos picos de fusión identificados para la estearina de palma hidrogenada mientras que las zonas sombreadas en verde muestran el funcionamiento del sistema para almacenar energía. El resto del tiempo el sistema estuvo apagado a excepción de cortos periodos de tiempo en donde se recirculó agua entre el tanque de almacenamiento y los colectores, para evitar congelación de agua en las tuberías. Se tuvo periodos de carga de entre 6 y 7 horas de

duración durante los cuales la temperatura del agua a la entrada de los serpentines estuvo entre los 60 °C y los 82 °C.

**Figura 43**

Perfil de temperatura y el caudal de agua a la entrada y a la salida de los serpentines.

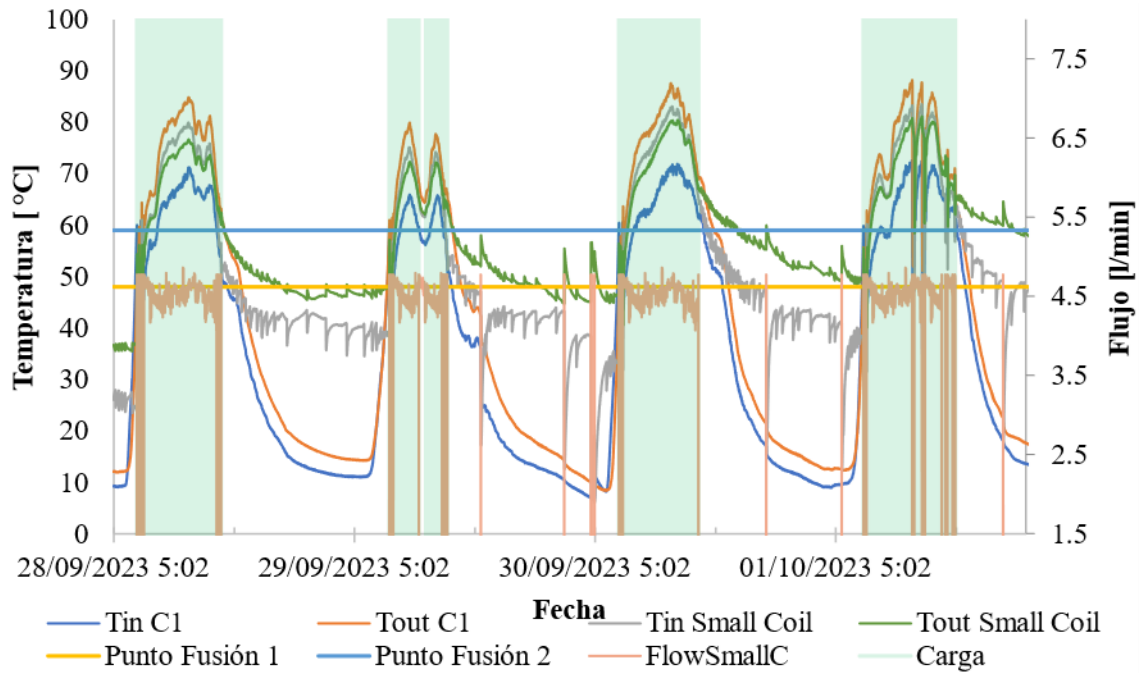


Respecto a los caudales de agua, para el circuito del grupo 1 de colectores y el serpentín pequeño se tuvo un valor promedio de 4,5 l/min, mientras que para el circuito grupo 2 de colectores y serpentín grande el promedio fue de 3,5 l/min. Esta diferencia en los caudales era de esperarse por las distintas longitudes de los dos circuitos y a que el agua es impulsada por la misma bomba.

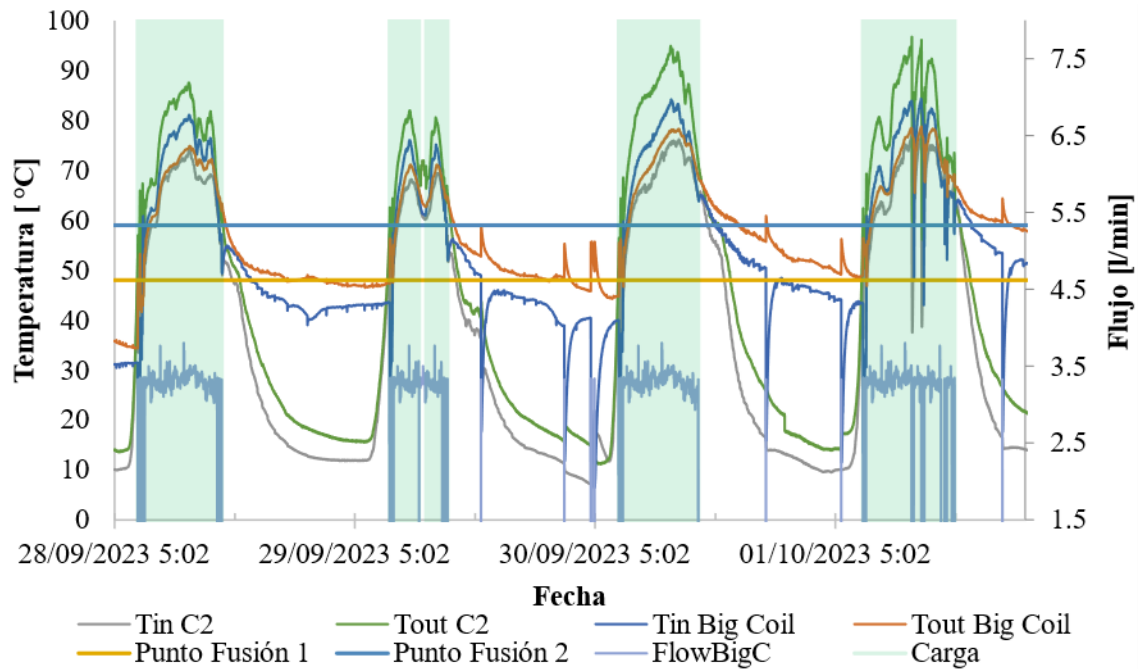
La **Figura 44** y **Figura 45** presentan las temperaturas en los grupos de colectores y el respectivo serpentín al que están conectados.

**Figura 44**

Temperatura y caudal de agua en el grupo 1 de colectores y el serpentín pequeño.

**Figura 45**

Temperatura y caudal de agua en el grupo 2 de colectores y el serpentín grande.



Se observa que durante las pruebas de carga la temperatura del agua a la salida de los colectores llegó a superar los 90 °C, requiriéndose incluso la activación del sistema de enfriamiento en el día cuatro de la prueba. Se evidencia también la caída significativa en la temperatura en los colectores en horas de la noche, la cual descendió a menos de 10 °C, siendo necesario en el día tres de la prueba la activación del sistema anti congelamiento. En la siguiente sección se explicará en detalle el funcionamiento del enfriamiento de los colectores y anti congelamiento de agua en las tuberías.

### Figura 46

Etapas del proceso de fusión de la estearina hidrogenada de palma durante el cargue inicial.

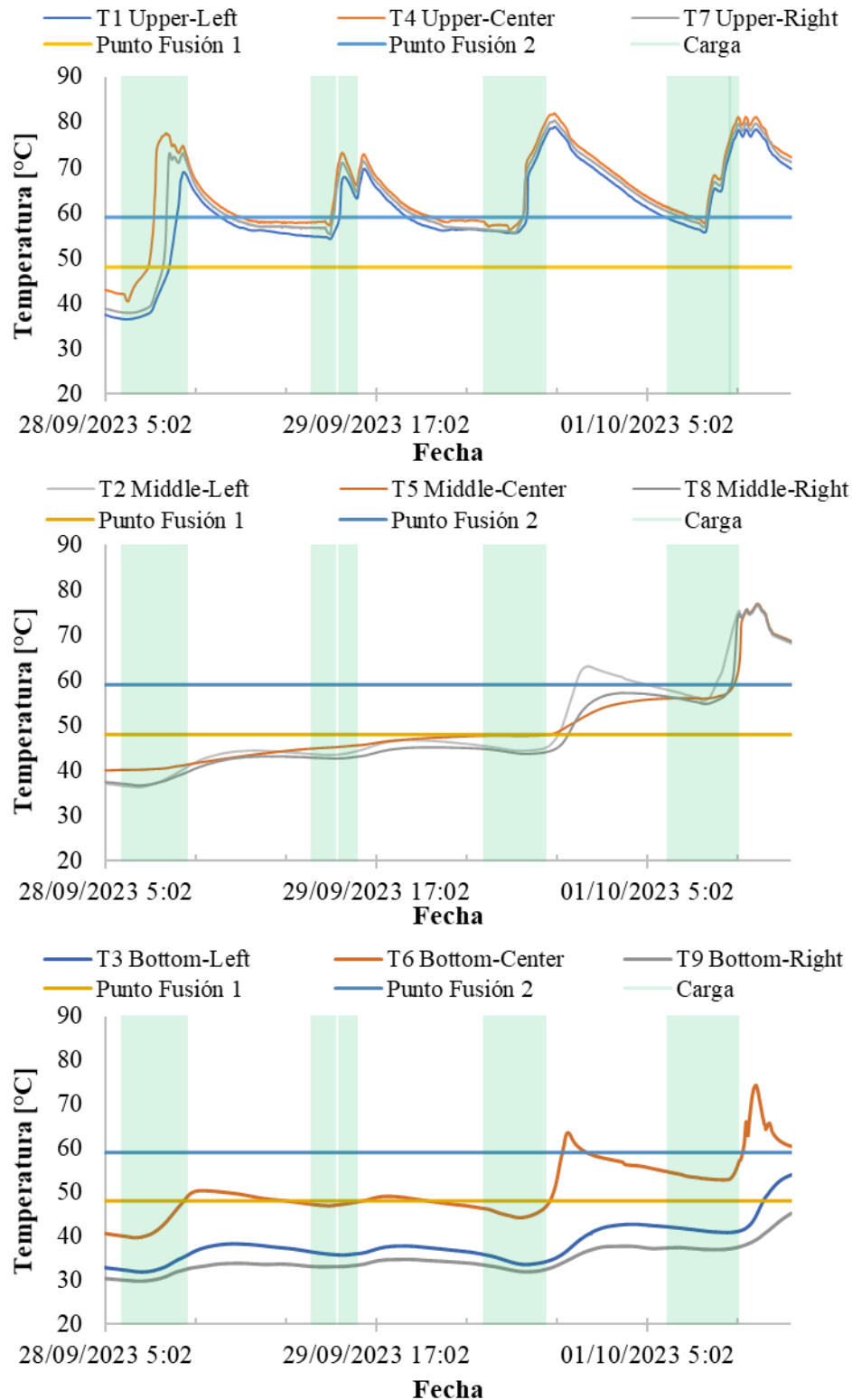


**Nota:** cargue del PCM en escamas (superior izquierda), fusión parcial del PCM (superior derecha), PCM fundido (inferior izquierda) y PCM en proceso de fusión con carga de material casi completa (inferior derecha).

La Figura 47, Figura 48 y Figura 49 presentan los perfiles de temperatura registrados por los sensores al interior del PCM para las secciones A, B y C, según lo mostrado en la **Figura 42** y las coordenadas de la **Tabla 28**.

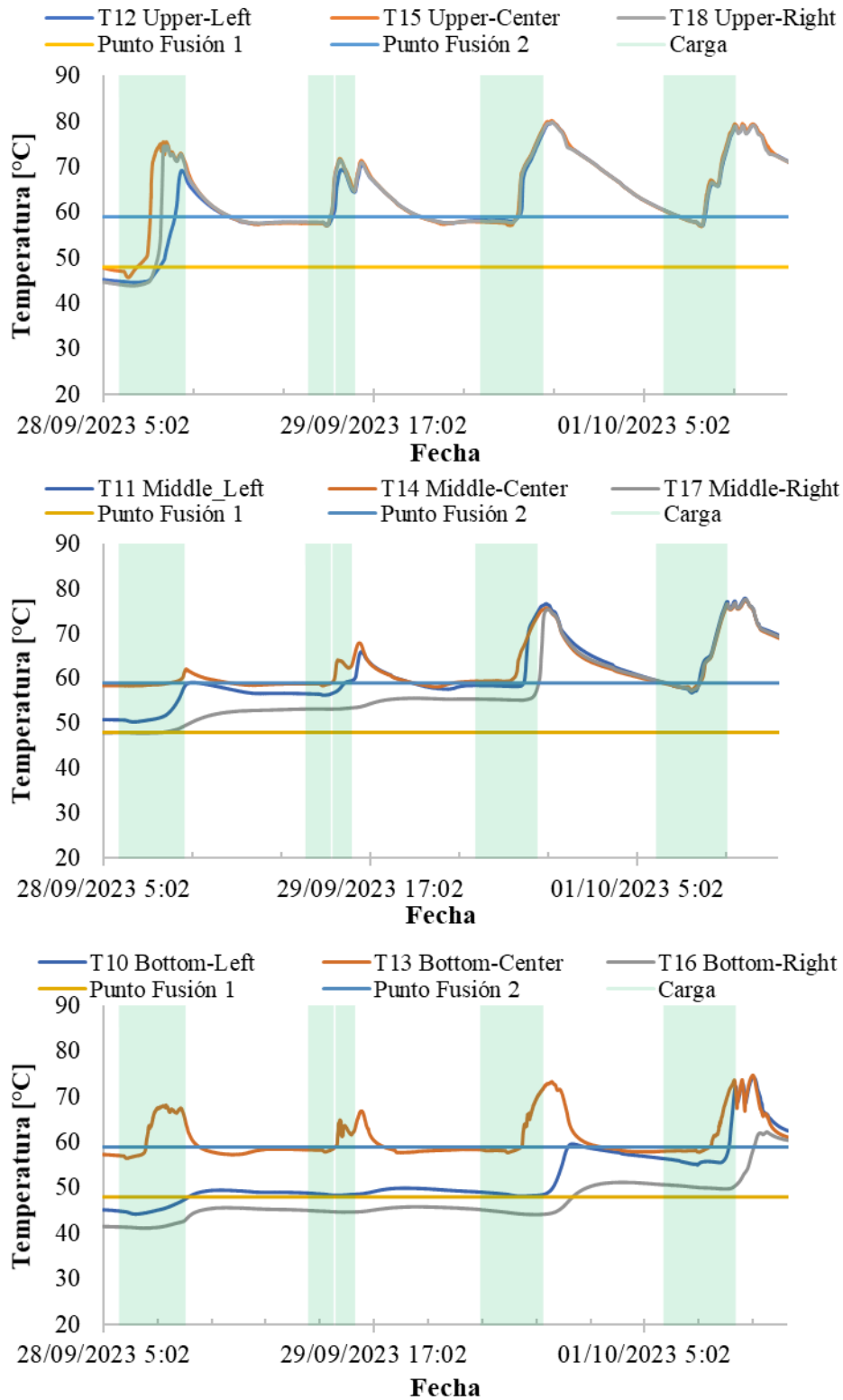
**Figura 47**

Perfiles de temperatura en sección A del PCM durante una prueba de carga.



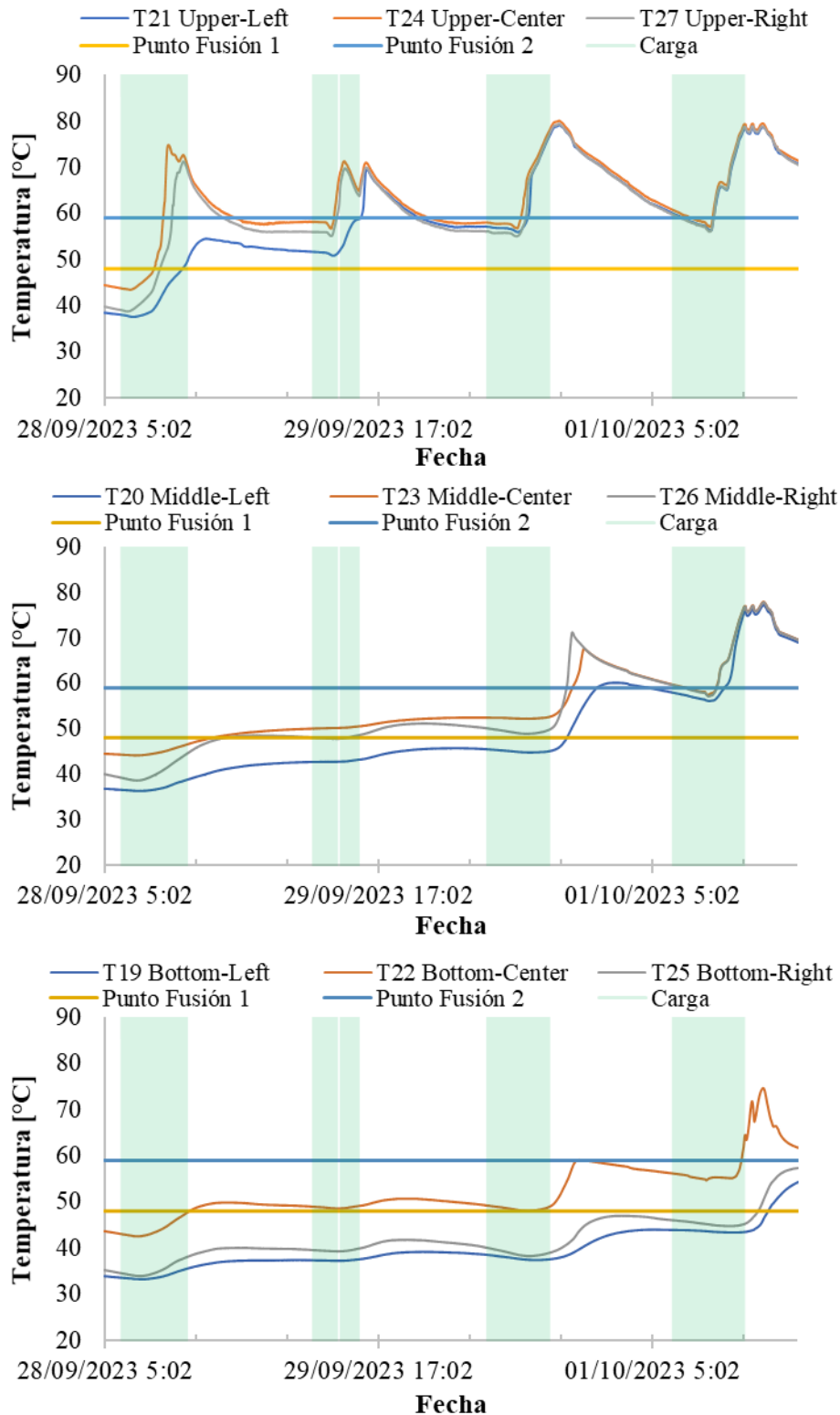
**Figura 48**

Perfiles de temperatura en sección B del PCM durante una prueba de carga.



**Figura 49**

Perfiles de temperatura en sección C del PCM durante una prueba de carga.



Del análisis de las temperaturas en las secciones A, B y C en el PCM al interior del tanque de almacenamiento se identifican algunas tendencias. Para todas las secciones se alcanzan mayores temperaturas en la parte superior del PCM, comportamiento esperado debido al efecto de la convección natural. Estas son también las zonas con las mayores variaciones de temperatura entre un ciclo de almacenamiento de energía y otro. Se registraron temperaturas de hasta 80 °C en el PCM y se destaca que durante el proceso de enfriamiento la temperatura del material se estabilizaba en su segundo pico de fusión, es decir en una temperatura de aproximadamente 60 °C. Las zonas media e inferior son las de menor tasa de calentamiento, alcanzándose la fusión completa después de cuatro ciclos de carga. También se observa una simetría en los comportamientos para las secciones A y C, en las cuales la transferencia de calor se da debido principalmente al serpentín grande y diferenciándose de la sección B en donde intercambian calor los dos serpentines.

## 7.5 Conclusiones

1. Basado en aplicación de un modelo fenomenológico desarrollado, se realizó el diseño de un sistema para el almacenamiento de energía solar térmica, en condiciones de alta montaña y que emplea estearina de palma hidrogenada como material de cambio de fase.
2. Basado en el diseño elaborado fue seleccionada una empresa metalmecánica local INAL encargada de construcción, ensamblaje bajo supervisión del grupo CIDES-UIS.
3. Se realizó exitosamente la puesta en marcha de un sistema para el almacenamiento de energía solar térmica en zona de alta montaña (Hotel Piedra Parada, Corregimiento de Berlín)

4. Se demostró la posibilidad de la fabricación en Colombia los sistemas para el almacenamiento de energía solar térmica que empleen materiales de cambio de fase renovables y producidos en el país y empleando mano de obra local para la construcción y ensamblaje de los componentes.
5. Durante las pruebas de carga de energía solar de energía solar térmica se pudo determinar que el sistema tarda tres días en llevar la temperatura del PCM desde temperatura ambiente, aproximadamente 20 °C hasta una fusión completa, sin embargo, una vez alcanzado este punto es posible tener ciclos diarios de carga y descarga brindando calefacción diaria a la vivienda.
6. La metodología empleada para el dimensionamiento, basada en la cantidad de calor que intercambia el PCM permitió establecer con un alto grado de certeza la cantidad de colectores requeridos, así como el volumen requerido del material de cambio de fase.

## **8. Diseño e implementación de un sistema de registro de datos y control para el funcionamiento automático de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica**

En un sentido más amplio, una instalación solar térmica está constituida por seis subsistemas: el sistema de captación, el sistema de intercambio, el sistema de acumulación, el sistema de apoyo, el circuito hidráulico y el sistema de control. Dependiendo del principio de circulación del fluido caloportador entre el sistema de captación de la radiación solar y el sistema de almacenamiento de calor, un sistema solar térmico puede clasificarse como de circulación natural (o por termosifón) o circulación forzada. Los sistemas de circulación natural son significativamente más compactos y simples desde el punto de vista tecnológico al evitar el uso de bombas de recirculación de agua que implican como mínimo la instalación de un control electrónico de encendido y apagado (149). Los sistemas de termosifones dominan el mercado de sistemas solares térmicos en Asia (excluyendo China), América Latina, África subsahariana y la región mediterránea debido principalmente a los altos costos relacionados con los sistemas de automatización y control (39). Sin embargo, para el desarrollo de sistemas solares térmicos con almacenamiento centralizado del calor es necesario la implementación de tecnologías que funcionen mediante circulación forzada requiriendo a su vez un sistema de control. Aunque desde hace ya varios años es posible encontrar en el mercado controladores para sistemas solares térmicos con aplicaciones domésticas, estos tienen un precio relativamente alto para las economías de países en desarrollo, y generalmente contemplan únicamente la producción y almacenamiento de agua caliente (150).

Los sistemas de control más sencillos operan en modalidad on-off de la bomba de recirculación, es decir, encienden o apagan la circulación de agua entre los colectores y el tanque

de almacenamiento dependiendo de los valores medidos para ciertos parámetros del proceso. Esta modalidad de control permite incluso establecer relaciones entre los parámetros de los sistemas y las condiciones de operación de estos (151). Sistemas de control más avanzados incluyen no sólo el uso de elementos finales de control regulables como por ejemplo bombas de recirculación con variación automática de la velocidad, sino que además pueden integrar algoritmos de control basados en por ejemplo lógica difusa (152). Esta tecnología permite no sólo mantener los sistemas dentro de las condiciones seguras de operación, sino desarrollar unidades de control que permitan la producción simultánea de calor y electricidad, mejoren significativamente la eficiencia de operación del sistema y contrarresten los efectos negativos de la fluctuación de los niveles de irradiación solar (153). Se ha llegado incluso a proponer la integración de algoritmos de aprendizaje para la optimización de los parámetros de control de sistemas para el aprovechamiento de energía solar térmica con aplicaciones domésticas (154).

Para el desarrollo la unidad de control del sistema sostenible de almacenamiento de energía solar térmica en condiciones de alta montaña empleando el cambio de fase de materiales autóctonos se buscó establecer un equilibrio entre confiabilidad y costo de este subsistema, empleando software y hardware libre, e implementando un algoritmo que permita la operación automática del equipo priorizando las condiciones de seguridad.

### **8.1 Sistema de medición y control**

El Sistema de Medición fue diseñado y construido con base en los siguientes componentes básicos:

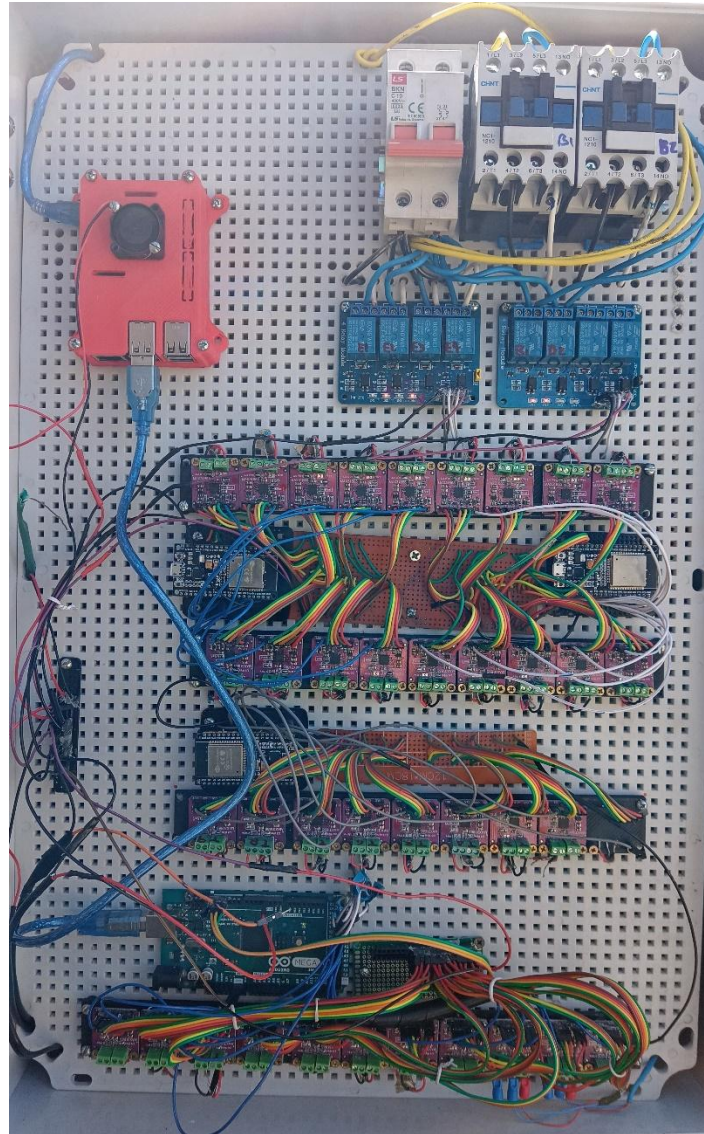
- Sensores de temperatura tipo PT-100.
- Placas Arduino para sistema de control y recopilación de información.
- Sistema basado en plataforma Raspberry para visualización y almacenamiento de datos.

- Sensores de caudal ultrasónicos para la medición volumétrica del caudal de agua.
- Electroválvulas automáticas de apertura y cierre de circuitos hidráulicos.
- Bomba de recirculación de agua caliente para impulsar el fluido de transferencia de calor.

La **Figura 50** presenta la electrónica necesaria para la adquisición de datos y el funcionamiento del sistema de control del equipo. Para optimizar los flujos de datos, se decidió dividir los sensores que registran la temperatura dentro del PCM en tres grupos de 9 sensores cada uno. En la imagen, cada módulo morado es un convertidor Max31865 para acondicionar la señal proveniente de los sensores PT-100. Cada uno de estos grupos estaba conectado a un chip ESP32 (Tres en total en gris), que se encarga de procesar la información y transferirla a una placa Raspberry Pi4 (Rojo en la parte superior izquierda de la imagen), que almacena la información. Esto reduce el número de sensores conectados a la placa Arduino Mega 2560 (verde, en la parte inferior de la imagen) utilizados para controlar el sistema. Se empleó el software Node Red para la creación de un servidor en la Raspberry Pi4, permitiendo almacenar los datos como archivo de texto y crear una interfaz gráfica para monitoreo en tiempo real.

**Figura 50**

Electrónica necesaria para la adquisición de datos y el funcionamiento del sistema de control del equipo



**Nota:** En la imagen se puede observar los siguientes componentes: En la parte superior derecha se encuentran los interruptores análogos que dan potencia a la bomba de recirculación de agua y a las válvulas solenoides. Debajo de estos interruptores se ubican los interruptores digitales que transmiten la señal desde la placa de control hacia los interruptores análogos. En la parte superior izquierda en rojo se encuentra un minicomputador Raspberry Pi4 que almacena los datos registrados por los sensores. Se observan de color morado los convertidores de señal de los sensores de temperatura tipo PT-100 que se conectan a la placa Arduino Mega 2560 de color verde en la parte inferior y a los tres chips ESP32 que se observan en color gris.

La placa Arduino Mega 2560 lee la información de los siguientes sensores:

1. Tin C1: Temperatura del agua en la entrada del Grupo 1 de colectores.
2. Tout C1: Temperatura del agua a la salida del Grupo 1 de colectores.
3. Tin C2: Temperatura del agua en la entrada del Grupo 2 de colectores.
4. Tout C2: Temperatura del agua a la salida del Grupo 2 de colectores.
5. Tin Big Coil: Temperatura del agua en la entrada del serpentín grande.
6. Tin Small Coil: Temperatura del agua a la entrada del pequeño serpentín.
7. Tout Big Coil: Temperatura del agua a la salida de la bobina grande.
8. Tout Small Coil: Temperatura del agua a la salida de la pequeña bobina
9. Tamb In: Temperatura ambiente dentro de la habitación.
10. Tin Radiators: Temperatura del agua a la entrada de los radiadores.
11. Tout Radiators: Temperatura del agua a la salida de los radiadores.
12. T pump: Temperatura de la bomba de recirculación.
13. Tamb Out: Temperatura ambiente fuera de la casa.

Se decidió separar el registro de datos de los sensores de flujo ultrasónicos, por lo que se conectaron, cada uno a un chip ESP32, que transmite la información a una placa Raspberry Pi3 donde se almacena. A continuación, se programó el sistema de control utilizando los valores de temperatura registrados por los sensores conectados directamente a la placa Arduino Mega 2560.

Se tuvieron en cuenta los siguientes principios:

1. Priorizar la seguridad en la operación del sistema.
2. Proteger los elementos finales de control, evitando condiciones de operación que generen desgaste o fallo.
3. Minimizar la necesidad de intervención humana.
4. Promover la eficiencia en la operación del sistema.

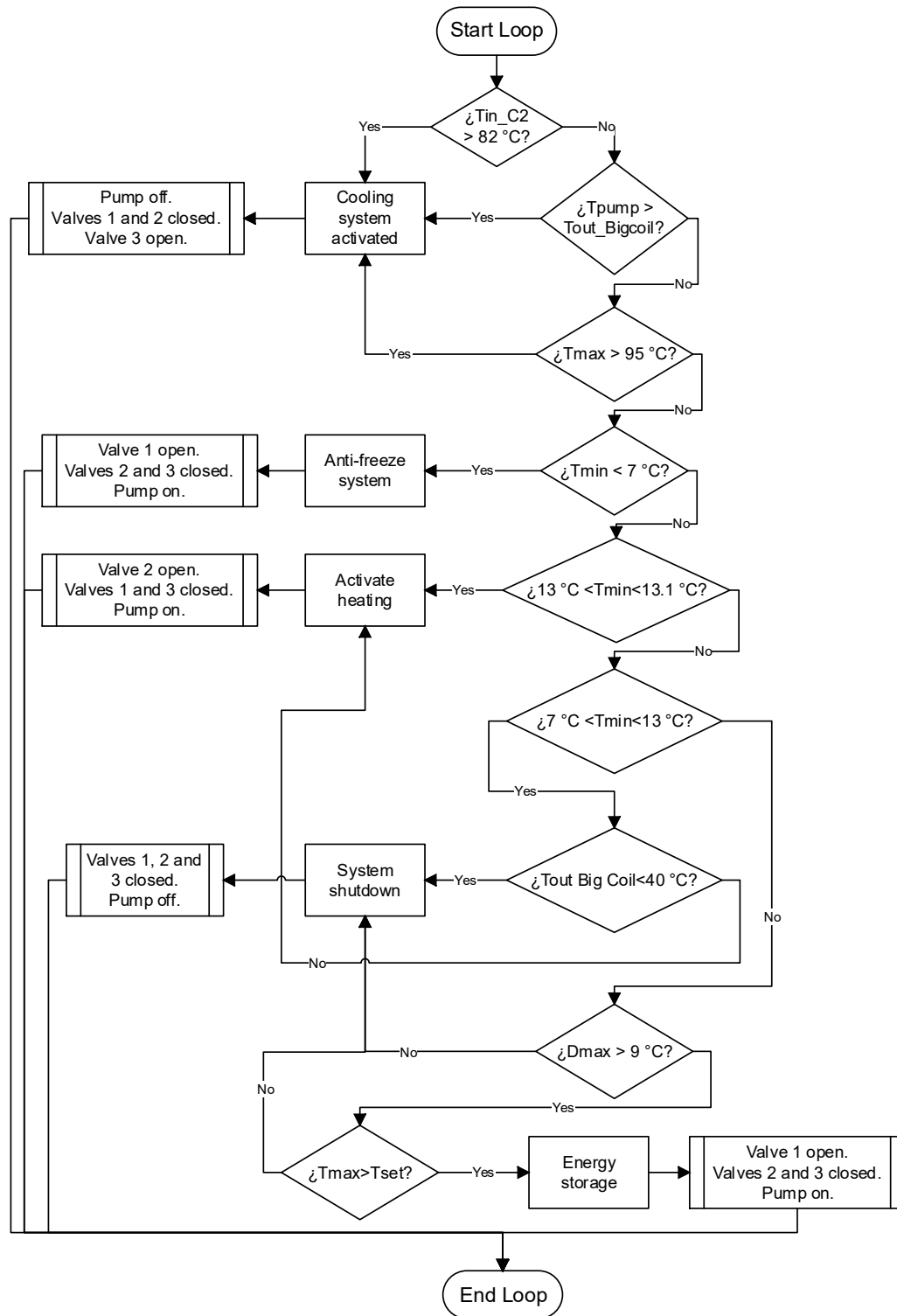
El principal criterio de seguridad para el funcionamiento del equipo es evitar la vaporización del agua que circula por las tuberías. Para ello, se definió que la temperatura máxima posible en cualquier punto del sistema será de 97 °C. En cuanto a las condiciones de operación que pueden

causar daños en el equipo, se consideraron tres escenarios: posible congelación del agua en las tuberías, vaciado del agua de las tuberías que hace que la bomba funcione en seco y el cierre de todas las válvulas cuando la bomba está encendida. Como tercer aspecto, se minimizó la necesidad de intervención humana, configurando el sistema de tal forma que sea autónomo para iniciar y finalizar ciclos de almacenamiento de calor según la disponibilidad de radiación solar, encender o apagar el sistema de calefacción según se requiera y según la disponibilidad de energía en el tanque de almacenamiento y permitir automáticamente la disponibilidad de agua caliente sanitaria.

En la **Figura 51** se presenta el algoritmo de control implementado. La placa Arduino Mega 2560 lee los valores de temperatura cada 20 segundos y a partir de esa información decide uno de los 9 posibles estados de funcionamiento del sistema. El primer criterio de decisión se basa en la temperatura del agua a la entrada de los colectores del grupo dos. Si este valor es superior a 82 °C, indica una alta posibilidad de que la temperatura del agua a la salida de este grupo de colectores esté cerca de superar los 97 °C. Se seleccionó como valor de control el punto de medición de la temperatura del agua a la entrada de los colectores del grupo dos, ya que es el primer sitio donde llega el agua de refrigeración, minimizando el sobreenfriamiento de los colectores. Si la temperatura en este punto es superior a 82 °C, se activa el sistema de refrigeración. Luego se da la instrucción de apagar la bomba y tres segundos después se cierran las válvulas 1 y 2 y se abre la válvula 3. Estos tres segundos son necesarios para permitir que el agua se ralentice dentro de las tuberías, evitando un efecto de golpe de ariete al cerrar las válvulas.

Figura 51

Algoritmo de control implementado



Si no se cumple la condición anterior, se evalúa si la temperatura de la bomba es más alta que la temperatura del agua a la salida del serpentín grande. Debido a su proximidad, la temperatura de la bomba debe ser similar a la temperatura registrada a la salida de los serpentines. En caso de ausencia de agua en las tuberías, la bomba funcionaría en seco, lo que generaría un aumento de su temperatura, generando daños en la misma. La condición de ausencia de agua en las tuberías puede ocurrir debido a la activación del sistema de enfriamiento del equipo en momentos en que hay corte de agua en el sitio de instalación. En caso de que la segunda condición sea negativa, se evalúa si en algún punto del sistema la temperatura es superior a 95 °C. Esta tercera condición además de evitar la vaporización dentro de las tuberías también evita que la bomba quede expuesta a trabajos en seco en días en los que el sistema no tiene suministro de agua.

La cuarta condición busca evitar la formación de hielo dentro de las tuberías del sistema. Se observó que durante las noches en que la temperatura descendía por debajo de 0 °C, cuando la temperatura ambiente se acercaba a este valor, la temperatura mínima registrada en los colectores fue de 7 °C. Se definió entonces que, si se registraba una temperatura inferior a 7 °C en los colectores, se hacía recircular agua entre ellos y el tanque de almacenamiento de calor. De esta manera, se aprovecha el calor almacenado para evitar que el agua se congele en las tuberías. Para evitar el sobreesfuerzo de la bomba, se ordena que la válvula 1 esté abierta y tres segundos después se ordena que las válvulas 2 y 3 estén cerradas y la bomba encendida. En general, se estipuló que siempre se debe cumplir que, primero se deben abrir las válvulas y apagar la bomba y tres segundos después se dan instrucciones para cerrar las válvulas o encender la bomba, según sea necesario.

El encendido o apagado de la calefacción en el interior de la vivienda se programó en función de la temperatura mínima registrada en los colectores. Con la inclusión de medidas anticongelantes, se estableció una temperatura mínima de 7 °C en los colectores. Se definió que el

sistema de calefacción se activará cuando la temperatura mínima registrada en los colectores esté entre 7 °C y 13 °C. El límite superior se puede modificar según la comodidad deseada. La quinta condición se estableció debido a que la medición de la temperatura del agua a la salida de los serpentines se realiza en puntos ubicados fuera del tanque de almacenamiento, por lo que, en ausencia de flujo de agua, la temperatura registrada aquí es menor que la temperatura del agua dentro del tanque. La bomba se activa momentáneamente para que la temperatura registrada a la salida de los serpentines refleje la temperatura del agua dentro del tanque de almacenamiento. Una vez que la temperatura mínima registrada en los colectores es inferior a 13 °C, se evalúan las condiciones 6 y 7. En estas condiciones, el objetivo es hacer funcionar la calefacción cuando la temperatura mínima en los colectores esté entre 7 °C y 13 °C, pero también cuando la temperatura del agua a la salida del tanque de almacenamiento sea superior a 40 °C. Este valor mínimo se estableció para funcionar solo cuando hay suficiente calor almacenado. También evita solidificar completamente el PCM, lo que dificultará el proceso de almacenamiento de calor al día siguiente debido a la muy baja conductividad térmica del PCM de estado sólido.

Por último, si no se cumple ninguna de las condiciones establecidas anteriormente, se evalúan las condiciones 8 y 9. Se evalúa si existen condiciones suficientes para iniciar el proceso de almacenamiento de calor. La variable  $D_{max}$  se definió como la diferencia de temperatura entre la salida de cada grupo de colectores y su correspondiente serpentín. Esto asegura que haya una diferencia de temperatura mínima que indique la disponibilidad de calor en los colectores y que se pueda almacenar en el PCM. También se definió un límite inferior para la temperatura mínima registrada en los colectores solares térmicos 8 ( $T_{set}$ ), con el fin de reducir el número de veces que se enciende y apaga la bomba mientras el equipo alcanza un estado estable de operación en un ciclo de almacenamiento.

La programación del sistema de control se realizó sobre la placa Arduino Mega 2560 y empleando el lenguaje Arduino.

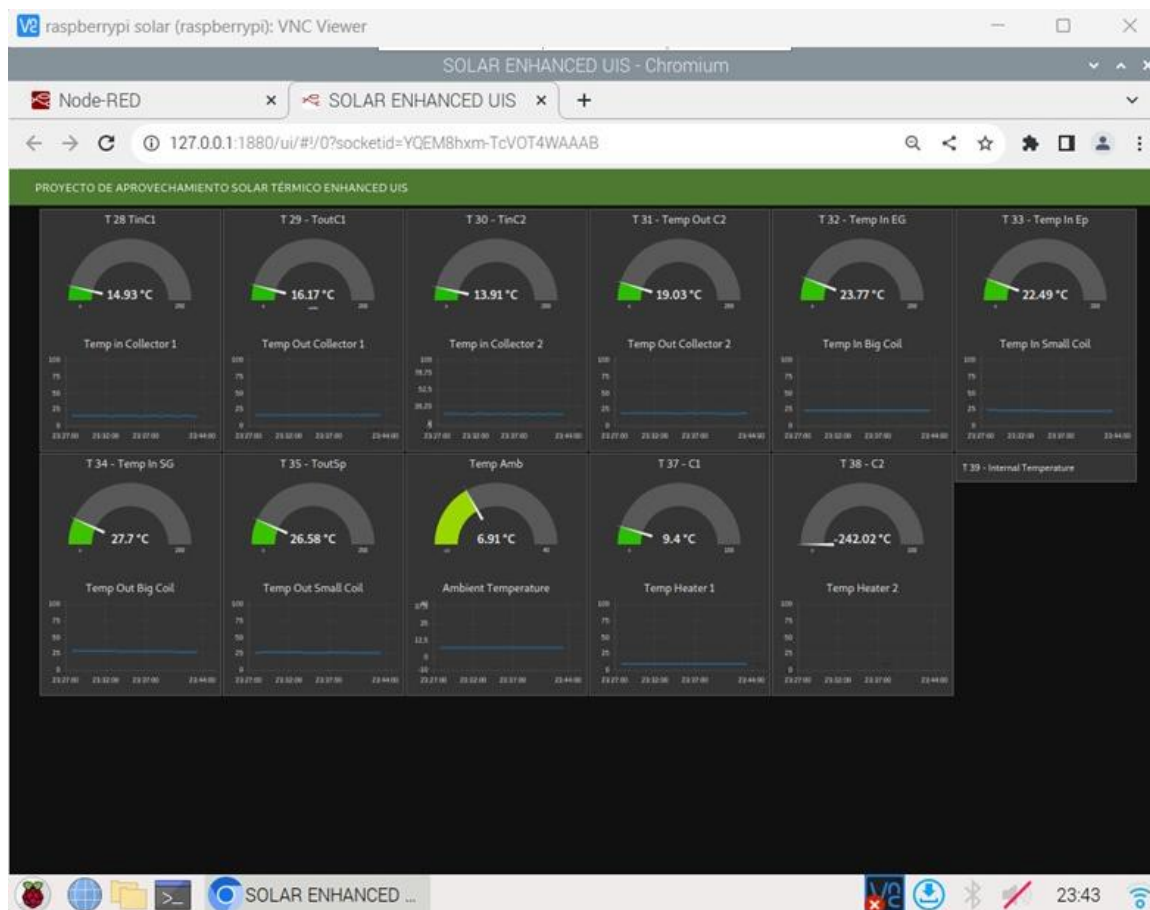
## 8.2 Resultados

### 8.2.1 Visualización y almacenamiento de los datos

La **Figura 52** presenta un ejemplo de interfaz gráfica que se puede crear empleando el software Node-Red. Adicionalmente, el servidor crea archivos de texto con el histórico de los datos para su posterior procesamiento.

**Figura 52**

Ejemplo de uno de los tipos de interfaz gráfica que se pueden crear empleando Node-Red



**Nota:** Ejemplo de interfaz gráfica empleando relojes para los sensores de temperatura.

La **Figura 53** presenta un ejemplo de la estructura del archivo de datos almacenado. En este ejemplo en particular se reportan las temperaturas de los sensores conectados a la placa Arduino Mega 2560. El software Node-Red agrega la primera columna con el contenido de la fecha y la hora.

### **Figura 53**

Ejemplo de la estructura del archivo de datos generado por el sistema.

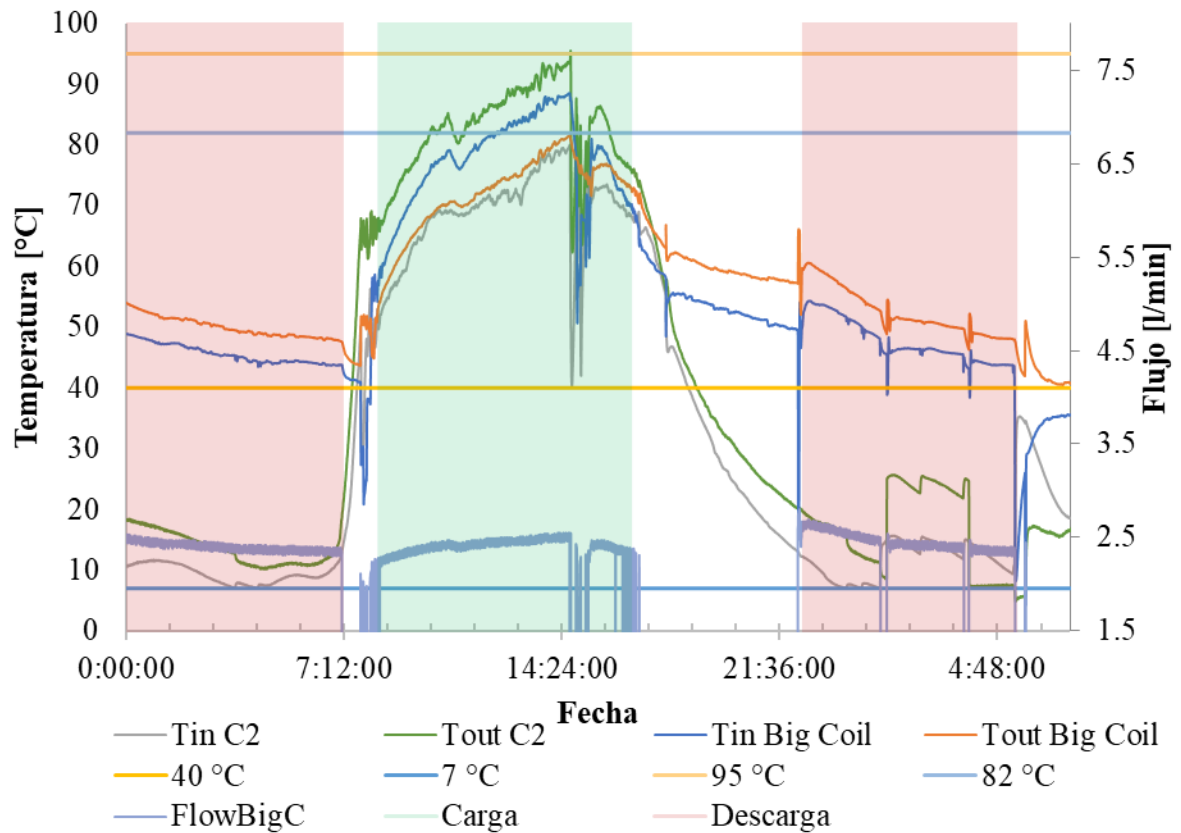
```
2024-05-06T09:06:25.108Z,48.72,59.02,46.03,57.02,40.28,41.74,51.99,50.73,14.01,13.71,10.51,40.94,11.94,60,8,  
2024-05-06T09:06:41.356Z,48.68,58.92,44.91,55.82,40.48,42.39,52.40,51.04,14.01,14.82,10.51,40.81,12.00,60,8,  
2024-05-06T09:06:57.604Z,47.83,58.71,45.76,57.36,40.48,42.80,52.64,51.14,14.08,14.79,10.51,40.75,12.00,60,8,
```

### **8.2.2 Funcionamiento del sistema de control**

La **Figura 54** muestra un ejemplo del funcionamiento del sistema de control con la activación y apagado de ciclos de carga y descarga, así como la activación del sistema de enfriamiento y de la recirculación de agua para evitar la formación de hielo en las tuberías. A las 7:12 am del primer día finalizó el ciclo de descarga, es decir el suministro de calefacción a la vivienda. En este momento la temperatura mínima registrada en los colectores superó los 13 °C, por lo que el sistema procedió a apagar la calefacción. Aproximadamente una hora después, la temperatura en los colectores alcanzó un valor suficiente para iniciar un ciclo de carga de calor. El ciclo de carga se dio ininterrumpidamente hasta las 2:30 pm, momento en el cual se activó el enfriamiento debido a que la temperatura a la salida del grupo dos de colectores superó los 95 °C. El ciclo de carga finalizó a las 4:00 pm. A las 10:24 pm se registró una temperatura menor a 13,1 °C en los colectores por lo que se activó la bomba con el fin de que pasara agua caliente por los sensores a la salida del tanque de almacenamiento.

**Figura 54**

Ejemplo del funcionamiento del sistema de control



Durante la noche del segundo día el sistema anticongelamiento fue activado 8 veces, en donde para 6 de ellas el periodo de activación fue de 20 segundos. Para las otras dos veces restantes, ya cerca del amanecer el periodo de activación fue de hasta dos minutos. En total se tuvo un periodo de entrega de calefacción de siete horas y media.

### 8.3 Conclusiones

1. Se implementó un sistema de medición, control y almacenamiento de datos, basado en software y hardware libre capaz de gestionar el funcionamiento automático del sistema de

almacenamiento de energía solar térmica a la vez que registra los datos de funcionamiento a una tasa de 43 datos cada 20 segundos, aproximadamente 185.760 valores diarios.

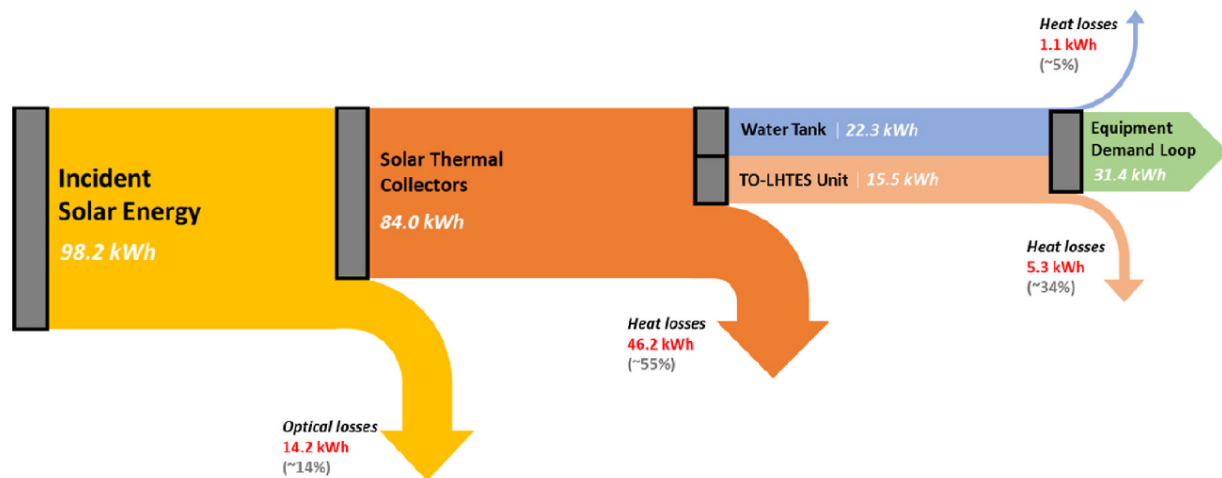
2. Fue necesario definir 9 estados posibles de operación del sistema con el fin de prevenir picos de altas temperaturas, congelación del agua en las tuberías, trabajo en seco de la bomba de recirculación de agua, así como la activación de la calefacción o la disponibilidad de agua caliente sanitaria.
3. Los sistemas de control basados en la plataforma desarrollada con base en placas Arduino, termocuplas tipo PT-100 y minicomputadores Raspberry pueden ser una alternativa viable para contribuir en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía solar térmica en países en desarrollo ya que como han identificado diversos autores, la poca penetración de esta tecnología en dichos países se debe en gran parte a los altos costos de los sistemas de automatización y control.

## 9. Operación y análisis de datos de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica como fuente de energía renovable para el suministro de calor y agua caliente en condiciones de alta montaña

La eficacia de un sistema para el aprovechamiento de la energía solar térmica puede establecerse en términos de la satisfacción de la demanda de calor que busca suplir (155) o en términos de la cantidad de energía que entrega (156). Para el presente estudio se tomará el segundo enfoque debido a que este es más adecuado para las evaluaciones iniciales de los sistemas en desarrollo. La **Figura 55** muestra la cantidad de energía que fluye a través de los componentes de un sistema solar térmico, iniciando desde la radiación solar incidente y finalizando en el uso final del calor.

### Figura 55

Diagrama de Sankey para los flujos de calor en un sistema solar térmico con almacenamiento simultáneo de calor sensible y calor latente.



Nota: Tomado de (156)

Como se observa en la **Figura 55**, es de esperarse una disminución en la cantidad de energía transferida entre los diferentes subsistemas de un equipo para el aprovechamiento de energía solar

térmica. Para este caso, los colectores solares tienen una eficiencia del 86% con relación entre la radiación solar incidente y la energía transferida al fluido caloportador. La mayor pérdida de energía se presenta entre el calor absorbido por el fluido caloportador en los colectores y el calor transferido a los sistemas de almacenamiento, siendo esta pérdida de hasta un 55%. Finalmente, los sistemas de almacenamiento presentan una pérdida de energía de 39% por lo que el porcentaje de energía aprovechada, con relación a la energía incidente para este sistema es de 32%.

Otra forma de visualizar el desempeño de un sistema de aprovechamiento de energía solar térmica es por la cantidad de agua caliente que puede producir. Si bien el sistema desarrollado en este trabajo tiene como finalidad tanto el suministro de agua caliente sanitaria como el de proporcionar calefacción, esta última aplicación se basa también en el aprovechamiento de agua caliente. Modi *et al*, 2023 establecieron una comparación entre diferentes sistemas solares térmicos para el suministro de agua caliente y que emplean PCM para el almacenamiento de la energía (157). En la **Tabla 29** se presentan la producción de agua caliente reportada para algunos sistemas de almacenamiento de calor mediante calor latente que fueron evaluados experimentalmente. Aunque los autores de la revisión no estandarizan la producción de agua caliente respecto a parámetros de los equipos, esta recopilación de información sigue siendo útil para dimensionar la variabilidad en el desempeño de diferentes sistemas, la cual va desde la producción de sólo un litro de agua caliente hasta producciones de 106 L de agua o incluso, suministro permanente de agua caliente. Para este último caso el tanque de almacenamiento de calor empleado tenía dimensiones de 0,4 m x 0,65 m x 0,7 m. Cabe resaltar que ninguno de los trabajos reportados emplea PCM de naturaleza renovable, optando por el uso de parafinas comerciales.

**Tabla 29**

Producción de agua caliente de algunos sistemas LHTES evaluados experimentalmente.

<b>Sistema examinado/Objetivo del estudio</b>	<b>Observaciones</b>
Un intercambiador de calor tubo carcasa como sistema LHTES independiente.	Con el caudal más bajo (0,033 L/min), la temperatura del agua de salida se mantuvo por encima de 40 °C durante sólo 30 minutos.
Un sistema LHTES separado de tipo intercambiador de calor con aletas en espiral.	El sistema ha proporcionado agua caliente de 40 C con un caudal de 0,5 L/min durante sólo 0,55 h.
Un sistema LHTES separado de tipo tubo en tanque.	El sistema ha sido capaz de suministrar agua caliente a 40 °C con un caudal de 0,6 L/min durante sólo 19,3 min.
Un intercambiador de calor de aletas escalonadas como sistema LHTES independiente.	El sistema fue capaz de producir 106 L de agua caliente instantáneamente a una temperatura superior a 40 °C durante la descarga.
Intercambiador de calor de carcasa rectangular y aletas tipo banco de tubos como sistema LHTES independiente.	La configuración fue capaz de suministrar agua caliente a una temperatura constante de entre 50 y 60,4 °C durante 24 h.

Nota: Traducido de (157)

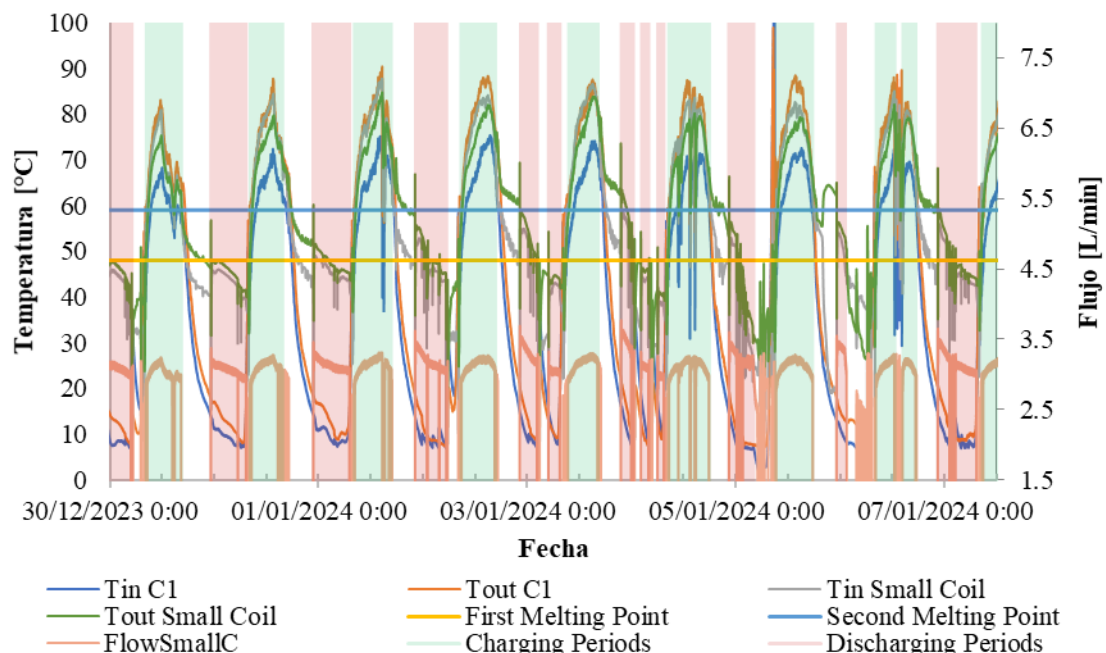
En este capítulo se analiza entonces el desempeño del sistema relacionado mediante descripciones de los perfiles de temperatura en diferentes puntos del STESS, incluyendo las mediciones realizadas al interior del PCM. Para este análisis se tomó como periodo de tiempo la primera semana del mes de enero de 2024 y la tercera semana del mes de julio de 2024 con el fin de analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones de máxima radiación solar y moderada radiación solar, respectivamente. Posteriormente se analiza el intercambio de calor a lo largo de los diferentes componentes del sistema con el fin de estimar la eficiencia en el aprovechamiento de la radiación solar para cada uno de los periodos. Este análisis se complementa con una comparación en la cantidad de agua caliente generada diariamente para calefacción en los dos periodos de tiempo en estudio.

### 9.1 Perfiles de temperatura en condiciones de máxima radiación solar

El periodo de máxima radiación solar analizado fue el comprendido entre el 30 de diciembre de 2023 y el 7 de enero de 2024. Como se observa en la **Figura 59**, para cada uno de los ocho días analizados se tuvo potencias de radiación solar superiores a  $1000 \text{ W/m}^2$  y como se analizará más adelante, la energía recibida diariamente fue en promedio  $7,2 \text{ kWh/m}^2$ . Vale la pena mencionar que durante este periodo en específico se presentó en Colombia un fuerte fenómeno del niño lo que permitió mayor incidencia de la radiación solar sobre la superficie terrestre. La **Figura 56** y **Figura 57** presentan los perfiles de temperatura en los grupos de colectores, el serpentín respectivo al que se encuentra conectado cada grupo y el flujo de agua.

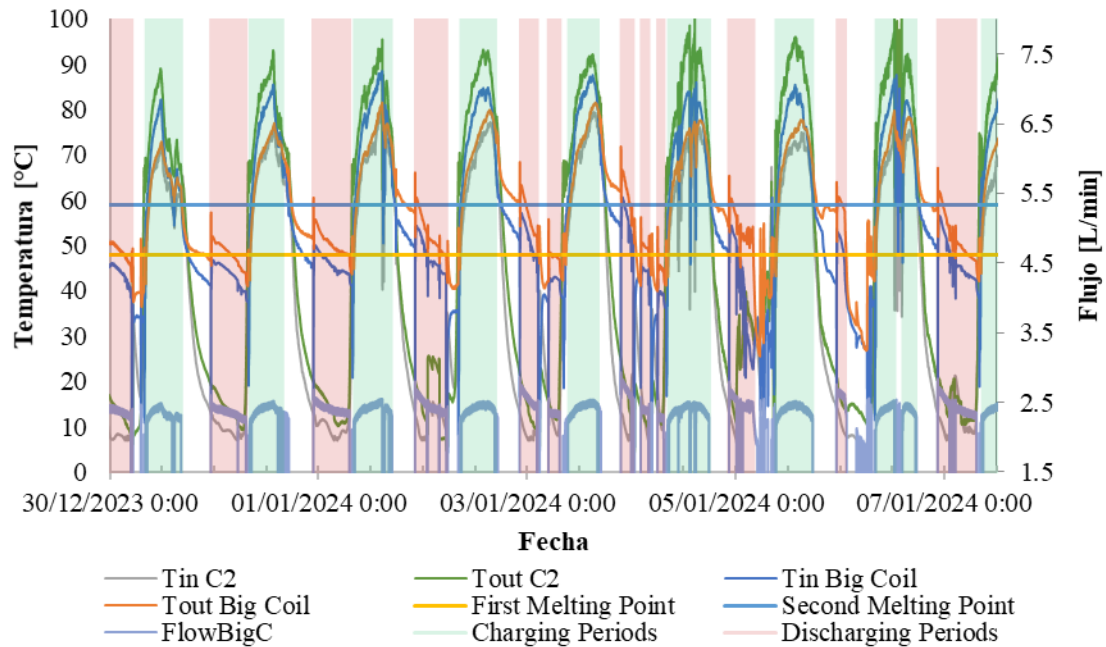
#### Figura 56

Temperatura del agua a la entrada y salida del grupo uno de colectores y del serpentín pequeño para el periodo 1.



**Figura 57**

Temperatura del agua a la entrada y salida del grupo dos de colectores y del serpentín grande para el periodo 1.



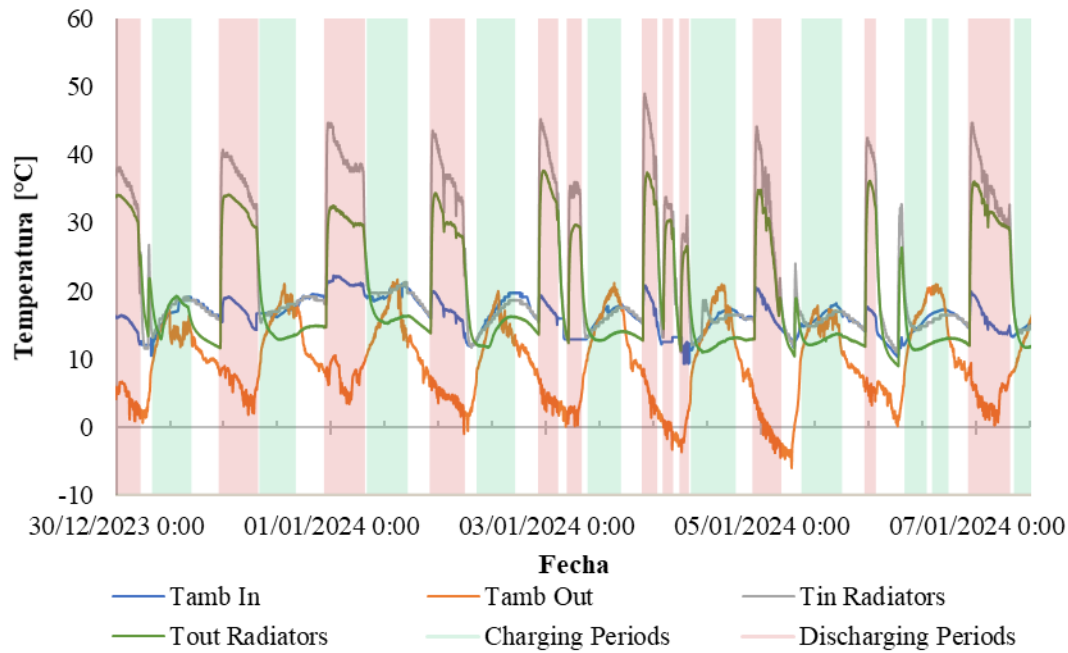
Lo primero que se resalta es la duración de los ciclos de carga, que en promedio fueron de 7,7 h diarias, es decir, durante este tiempo el sistema estuvo almacenando calor en el PCM. El 4 de enero se tuvo un ciclo de carga de 9,2 h siendo el más largo registrado, mientras que el 3 y 6 de enero se presentaron los ciclos más cortos con 6,9 h de duración en cada uno de esos días. Durante estos ciclos, la temperatura del agua a la entrada de los serpentines presentó máximos de hasta 80 °C para el serpentín grande y 85°C para el serpentín pequeño. El hecho de que el serpentín grande recibiera agua a menor temperatura que el serpentín pequeño evidencia importantes pérdidas de calor entre la salida del grupo dos de colectores y el tanque de almacenamiento de calor, ya que este grupo de colectores registró temperaturas de entre 90 °C y 95 °C en su punto de salida. Es necesario reducir la distancia entre estos dos puntos del sistema, que, debido a

restricciones en el sitio de estudio, actualmente es de 18 m y mejorar el aislamiento térmico de la tubería en ese tramo.

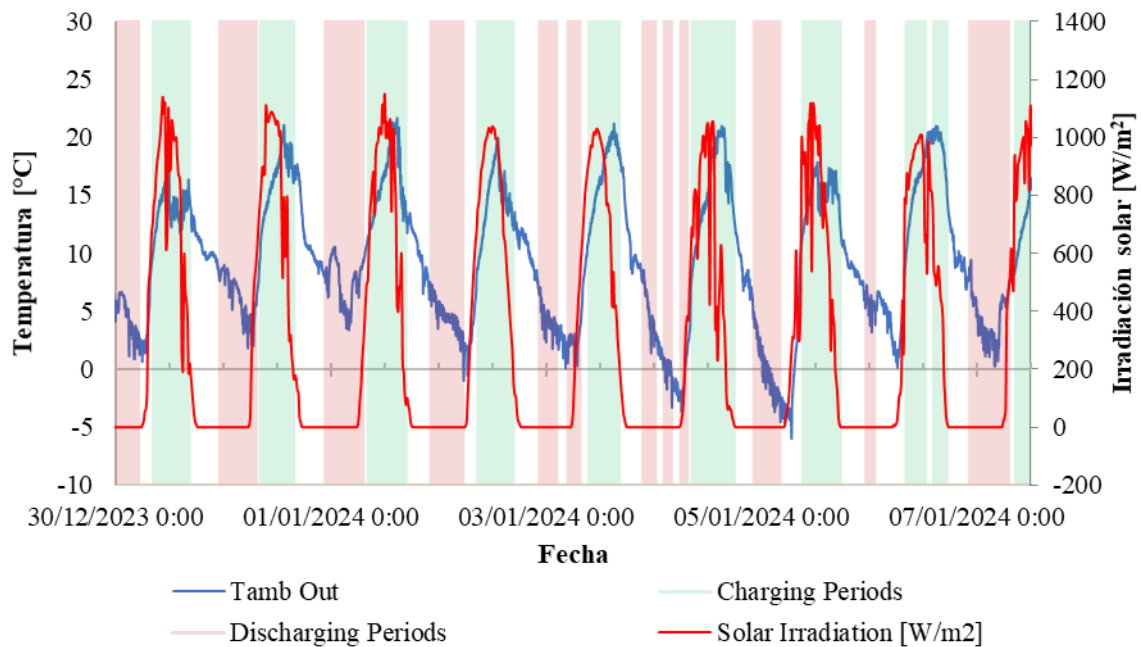
La **Figura 58** presenta los perfiles de temperatura ambiente dentro y fuera de la habitación, así como la temperatura a la entrada y salida de los radiadores. Lo primero que se destaca es que una vez que se enciende la calefacción (ciclos de descarga), la temperatura al interior de la habitación muestra una tendencia similar a la de los perfiles de temperatura de los radiadores, mientras que cuando la calefacción está apagada la temperatura al interior de la habitación sigue una tendencia similar a la temperatura ambiente externa. Es decir, hay una modificación de la temperatura al interior de la habitación debido a los radiadores. Respecto a la producción de agua caliente en horas de la noche, la **Figura 56** y **Figura 57** muestran que la temperatura del agua a la salida de los serpentines para los periodos de uso de calefacción fue en promedio entre 50 °C y 60 °C para el serpentín grande y entre 40 °C y 50 °C para el serpentín pequeño. En la entrada de los radiadores, la temperatura del agua fue significativamente menor, ubicándose entre 35 °C y 40 °C. Esta diferencia se debe tanto a pérdidas de calor al ambiente como al intercambio de calor de los tubos que transportan el agua desde el tanque de almacenamiento de calor hasta los radiadores y viceversa, debido a que se tuvo la necesidad de instalarlos uno al lado del otro con un mínimo de aislamiento térmico entre sí. Otro aspecto importante es que durante este periodo de tiempo el sistema logró mantener la temperatura al interior de la habitación en horas de la noche entre 10 °C y 18 °C por encima de la temperatura externa, aún cuando esta última registró valores de hasta -5 °C. Finalmente, se pueden observar algunas paradas intermedias en los ciclos de calefacción, debidas a que el sistema operó para evitar congelación de agua en las tuberías.

**Figura 58**

Temperatura en los radiadores y temperatura ambiente interna y externa para el periodo 1.

**Figura 59**

Irradiación solar y temperatura ambiente para el periodo 1.

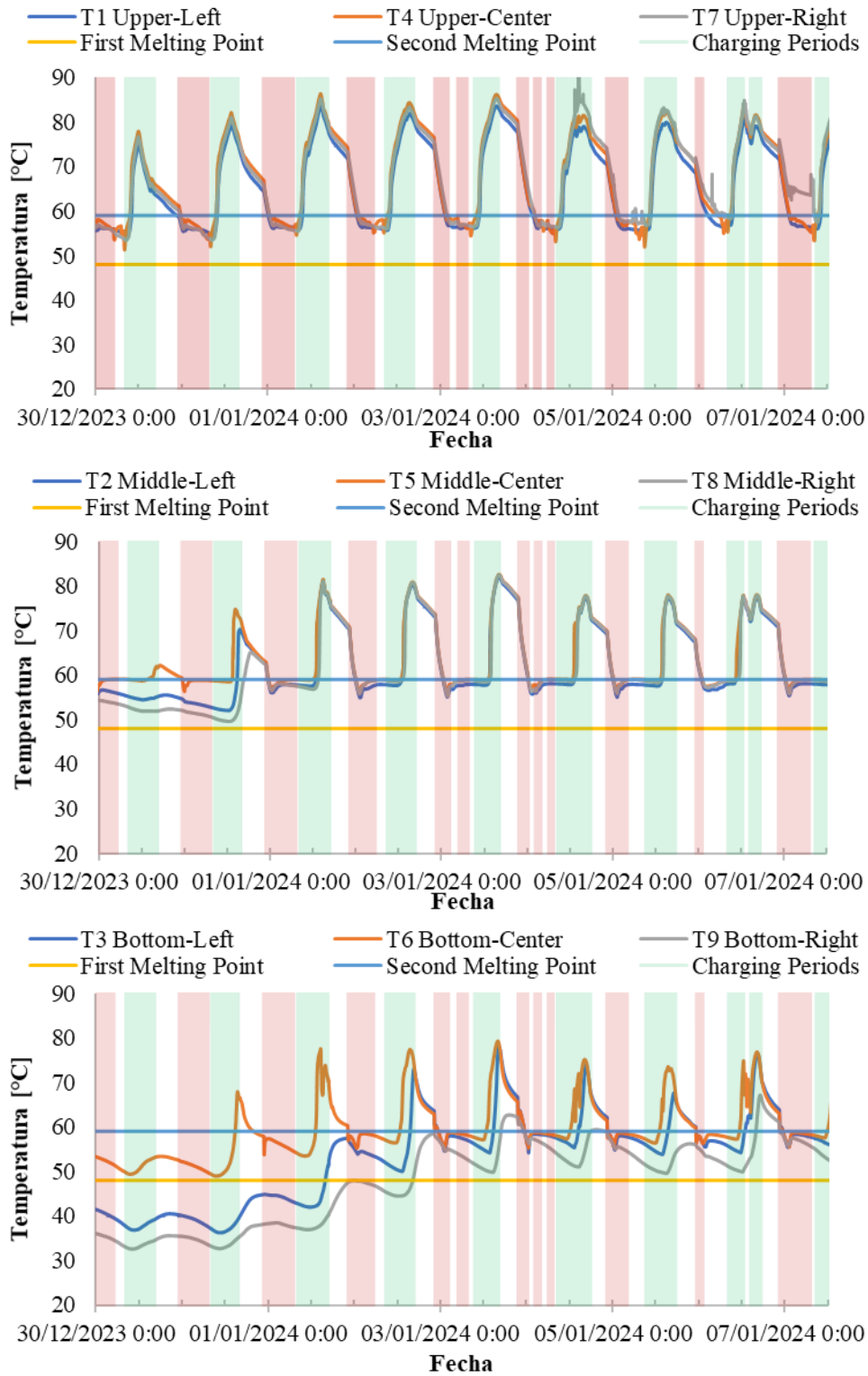


Con relación al comportamiento de las temperaturas al interior del PCM, la **Figura 60**, **Figura 61** y **Figura 62** muestran los perfiles de temperatura registrados para los 27 sensores ubicados al interior del tanque de almacenamiento de calor. Se observan diferentes tendencias como por ejemplo que, para las 3 secciones, A, B y C, la zona de más fácil fusión es la parte superior. Lo anterior se había evidenciado ya con base en el análisis de los resultados presentados en el capítulo 0 que muestran que el uso de una configuración carcasa serpentín, teniendo estos un perfil cuadrado, promueve la convección natural del PCM fundido generándose un desplazamiento del líquido de mayor temperatura hacia la parte superior del volumen de PCM. Así mismo, en línea con el fenómeno de convección natural, la zona con la mayor dificultad de fusión es la zona inferior del tanque de almacenamiento de calor.

La segunda tendencia importante es la presentada entre ciclos seguidos de carga y descarga. Se observa que el sistema alcanza un estado estable en donde al finalizar un ciclo de carga el PCM alcanza temperaturas superiores a los 80 °C en los puntos más calientes. En los puntos más fríos la temperatura apenas por encima de los 60 °C, mostrando, sin embargo, que la totalidad del PCM se ha fundido. Al finalizar el ciclo de carga se observa un descenso de temperatura con tendencia lineal y relativamente moderado, el cual se explica por las pérdidas de energía en la forma de calor disipado al ambiente. Finalmente, una vez se a inicio a los ciclos de descarga, es decir, se enciende la calefacción, se observa un descenso abrupto en la temperatura para todos los puntos de medición, llegándose a una temperatura estable de alrededor de 59 °C, lo que coincide con el segundo punto de fusión registrado para la estearina de palma hidrogenada. Esta estabilización funciona además como un regulador del flujo de calor entregado al agua, permitiendo una entrega de calor a mayor temperatura por un mayor periodo de tiempo.

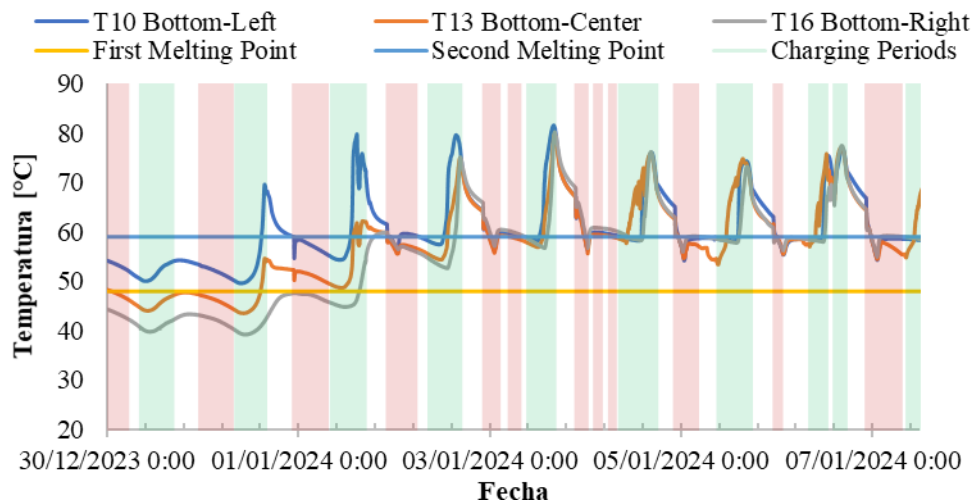
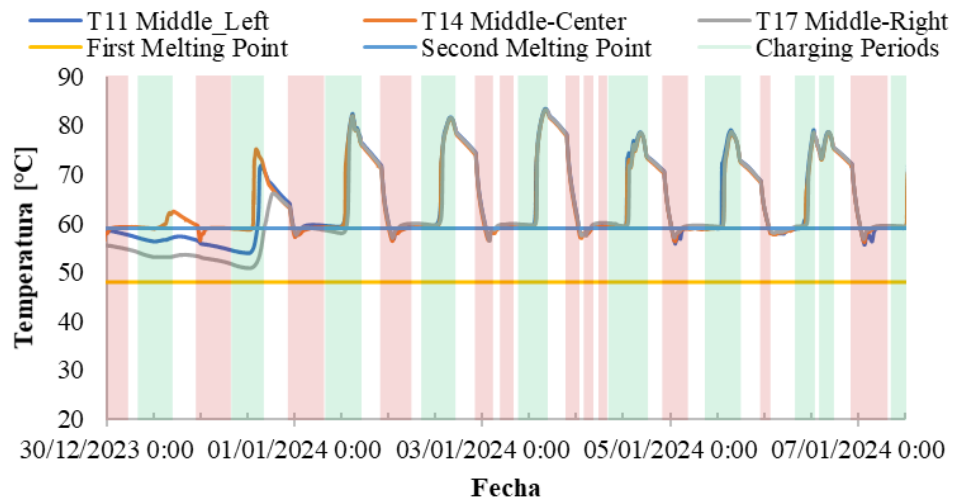
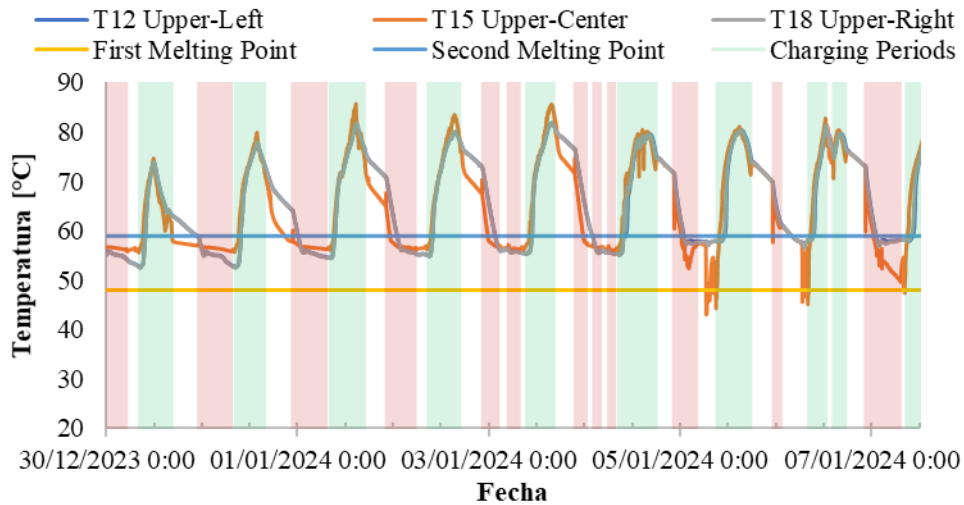
**Figura 60**

Perfiles de temperatura en sección A del PCM durante el periodo 1.



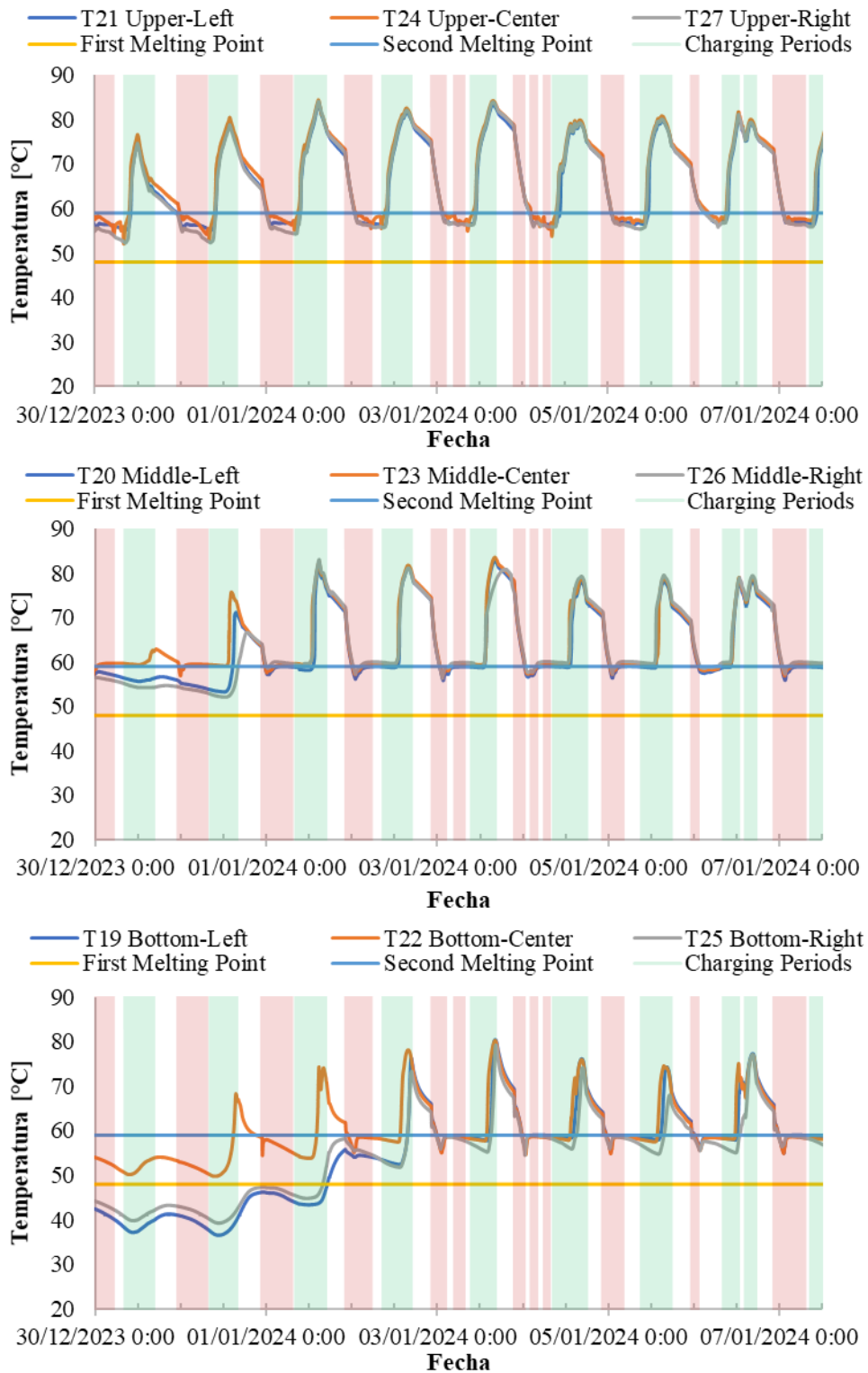
**Figura 61**

Perfiles de temperatura en sección B del PCM durante el periodo 1.



**Figura 62**

Perfiles de temperatura en sección C del PCM durante el periodo 1.

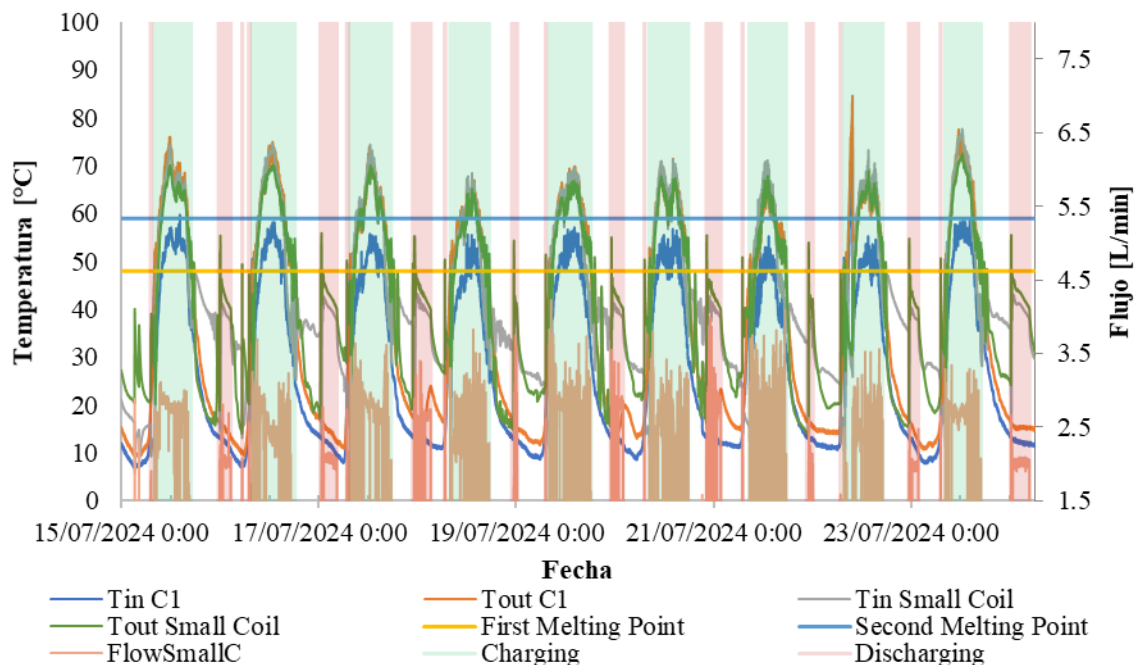


## 9.2 Perfiles de temperatura en condiciones de baja radiación solar

Para el segundo periodo de tiempo, el cual comprende desde el 15 de julio de 2024 hasta el 23 de julio de 2024 la energía diaria promedio recibida fue de 5,66 kWh/m<sup>2</sup> con un valor mínimo de 4,28 kWh/m<sup>2</sup> y un valor máximo de 6,51 kWh/m<sup>2</sup>. A pesar de que en la **Figura 66** se evidencian potencias de radiación mayores que las registradas para el periodo 1, estos valores se presentaron por periodos muy cortos de tiempo debido a la nubosidad propia de la temporada, por lo que la energía total recibida durante el día fue mucho menor. La **Figura 63** y **Figura 64** presentan los perfiles de temperatura en los grupos de colectores, el serpentín respectivo al que se encuentra conectado cada grupo y el flujo de agua.

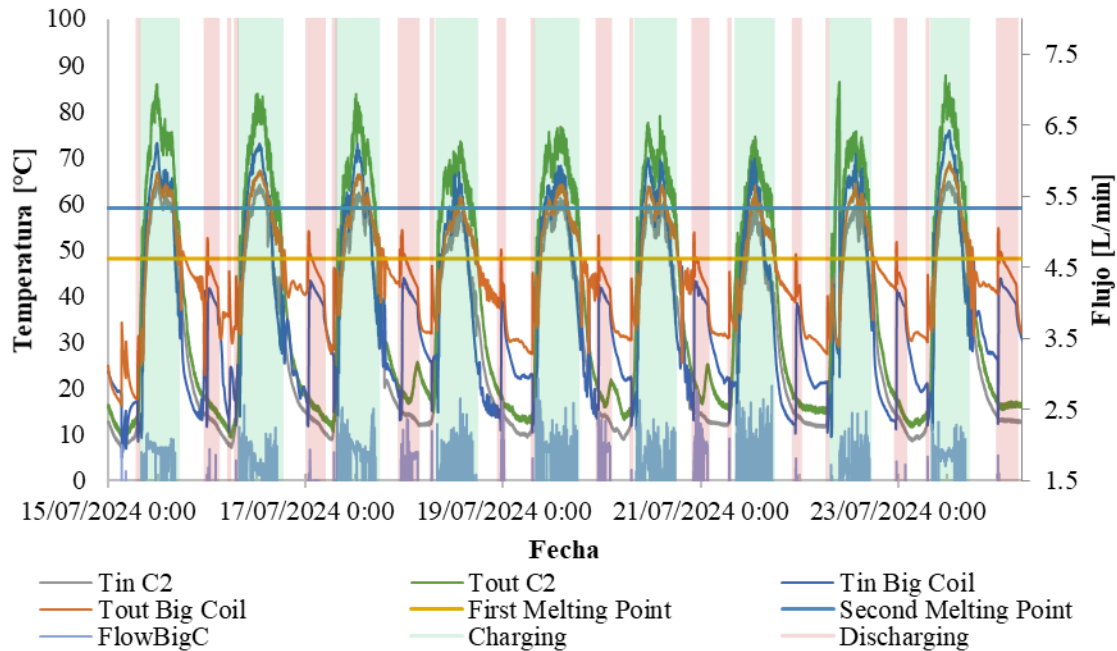
**Figura 63**

Temperatura del agua en el grupo uno de colectores y en el serpentín pequeño para el periodo 2.



**Figura 64**

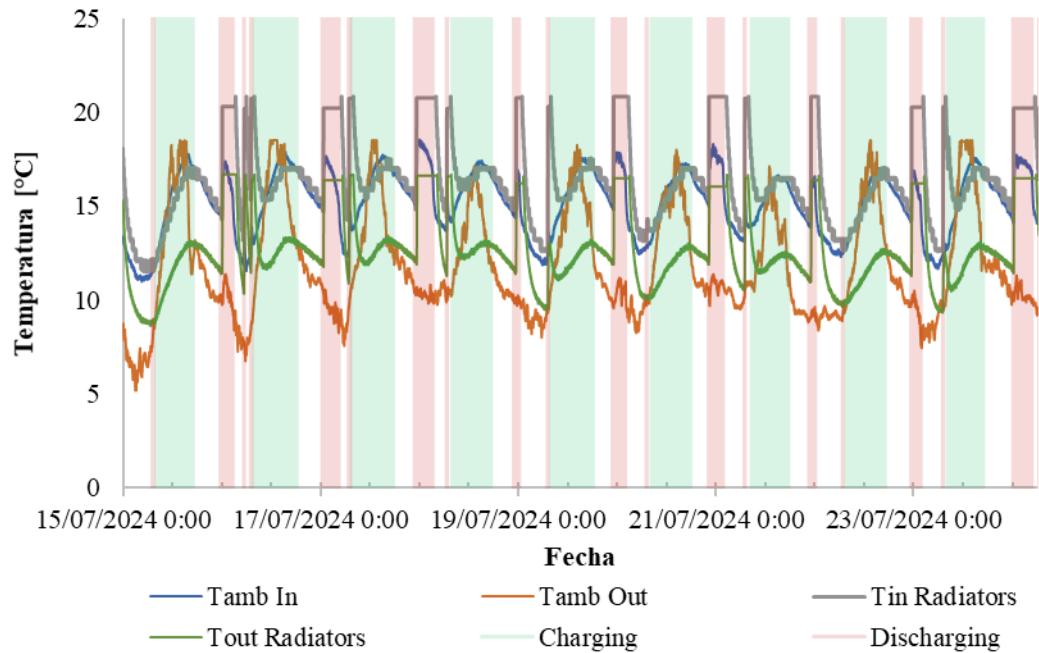
Temperatura del agua en el grupo dos de colectores y en el serpentín grande para el periodo 2.



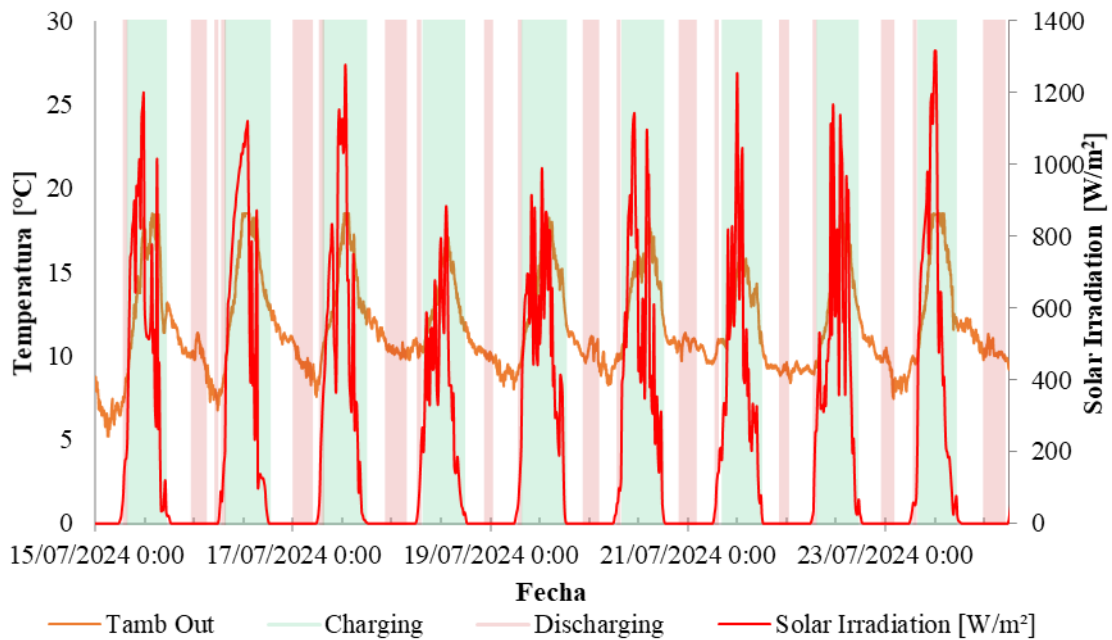
A diferencia del periodo anterior, la temperatura de entrada del agua a los serpentines estuvo apenas por encima de la temperatura de fusión del PCM durante los ciclos de carga. Así mismo, la duración de los ciclos de carga fue significativamente menor, ubicándose en promedio en 5,9 h, siendo el ciclo de mayor duración el del día 17 de julio con nueve horas, mientras que el 21 de julio el ciclo de carga duró 3,7 h. Respecto a la temperatura ambiente dentro y fuera de la habitación, como se observa en la **Figura 65** para este periodo de tiempo la temperatura ambiente mínima estuvo alrededor de los 5 °C, mientras que durante el día se registraron temperaturas de hasta 17 °C. Al igual que en el periodo anterior, se observa una relación entre la temperatura ambiente al interior y al exterior de la habitación para los periodos con la calefacción apagada. En esta ocasión, sin embargo, debido a problemas técnicos de los sensores en los radiadores, no fue posible visualizar la relación entre la temperatura del agua y la temperatura ambiente al interior de la habitación. Este error se debió a interferencias en las líneas de transmisión de datos.

**Figura 65**

Temperatura en los radiadores y temperatura ambiente interna y externa para el periodo 2.

**Figura 66**

Irradiación solar y temperatura ambiente para el periodo 2.



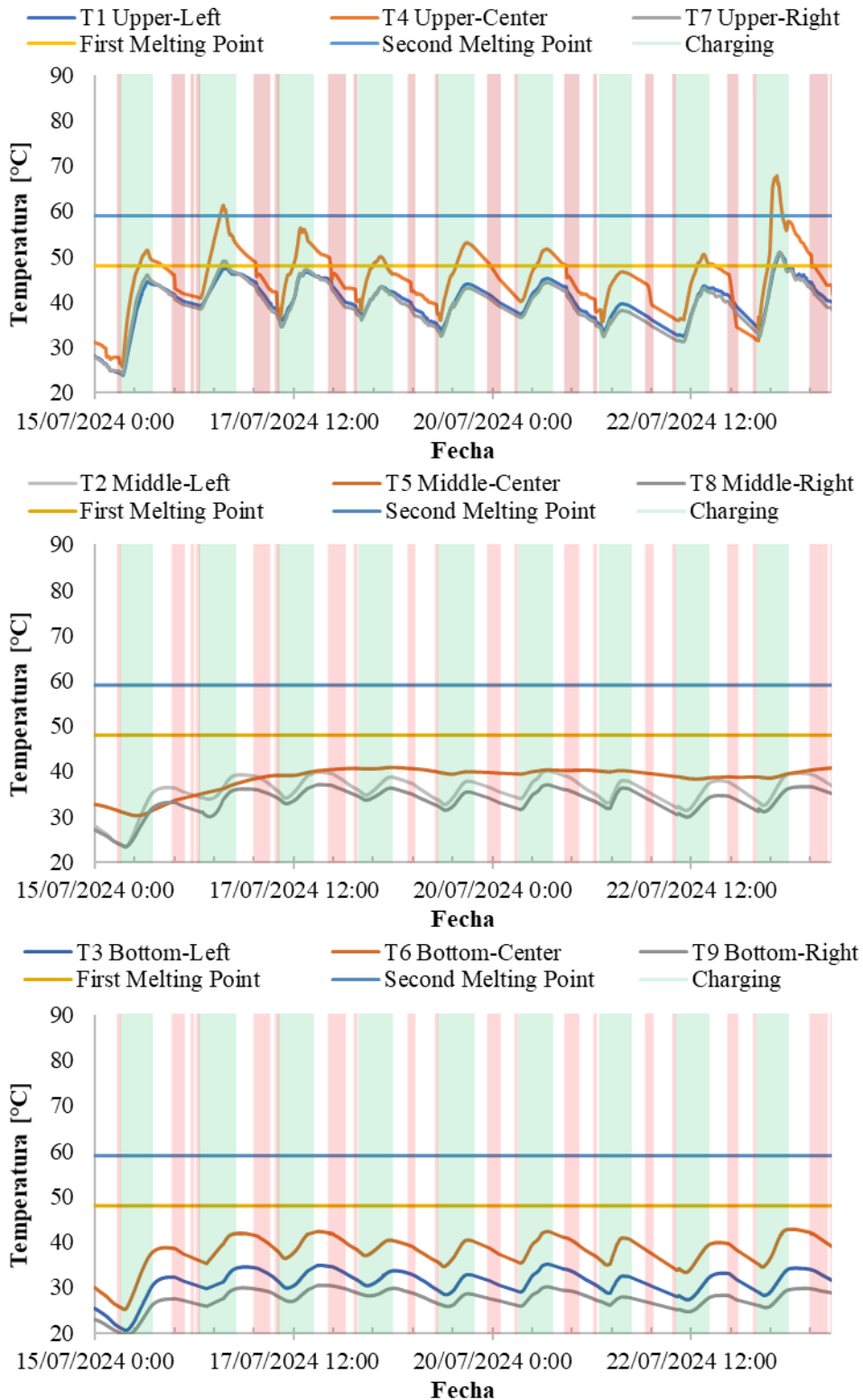
Sin embargo, aún es posible visualizar en la **Figura 65** que, al momento de activarse el sistema de calefacción, se detiene la disminución de la temperatura ambiente al interior de la habitación y se revierte esta tendencia lográndose incrementos rápidos de hasta 5 °C.

La **Figura 67**, **Figura 68** y **Figura 69** muestran los perfiles de temperatura registrados para los 27 sensores ubicados al interior del tanque de almacenamiento de calor para el periodo dos. La principal diferencia en el comportamiento de las temperaturas al interior del PCM entre el periodo uno y dos es que para este último no se logró la fusión completa de la estearina de palma hidrogenada. Se evidencia que se sigue manteniendo la tendencia en donde las mayores temperaturas se registran en la parte superior del PCM y las menores temperaturas, en el fondo del tanque de almacenamiento. Se puede observar también que la ganancia de temperatura en el PCM durante los ciclos de carga es menor respecto al periodo 1; debido a que al presentarse solidificación del PCM por debajo de su primer punto de fusión, su conductividad térmica es significativamente menor. Esto resultó en periodos de descarga más cortos los cuales en promedio fueron de 2,6 horas, siendo menos de la mitad de la duración promedio para el periodo 1 en donde los ciclos de descarga duraron en promedio 6 horas.

A pesar de no lograrse la función completa del PCM, el material fundido permitió suministrar algunas horas de calefacción a la vivienda. Es importante resaltar que este periodo de baja radiación solar coincide con temperaturas ambientes relativamente altas por lo que, a pesar de la corta duración de los periodos de descarga, la temperatura ambiente en la habitación se mantuvo en promedio en 15 °C en horas de la noche.

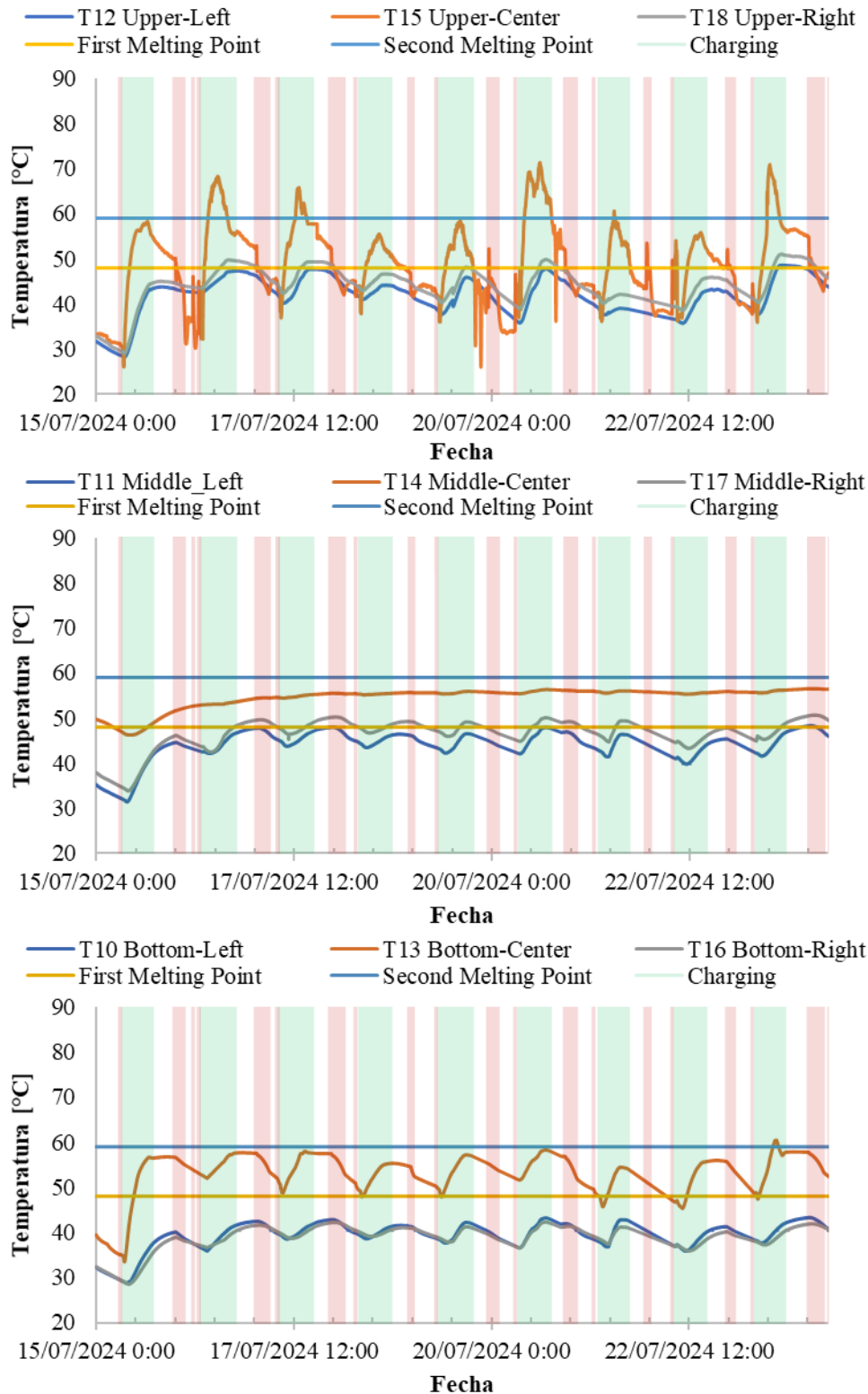
**Figura 67**

Perfiles de temperatura en sección A del PCM durante el periodo 2.



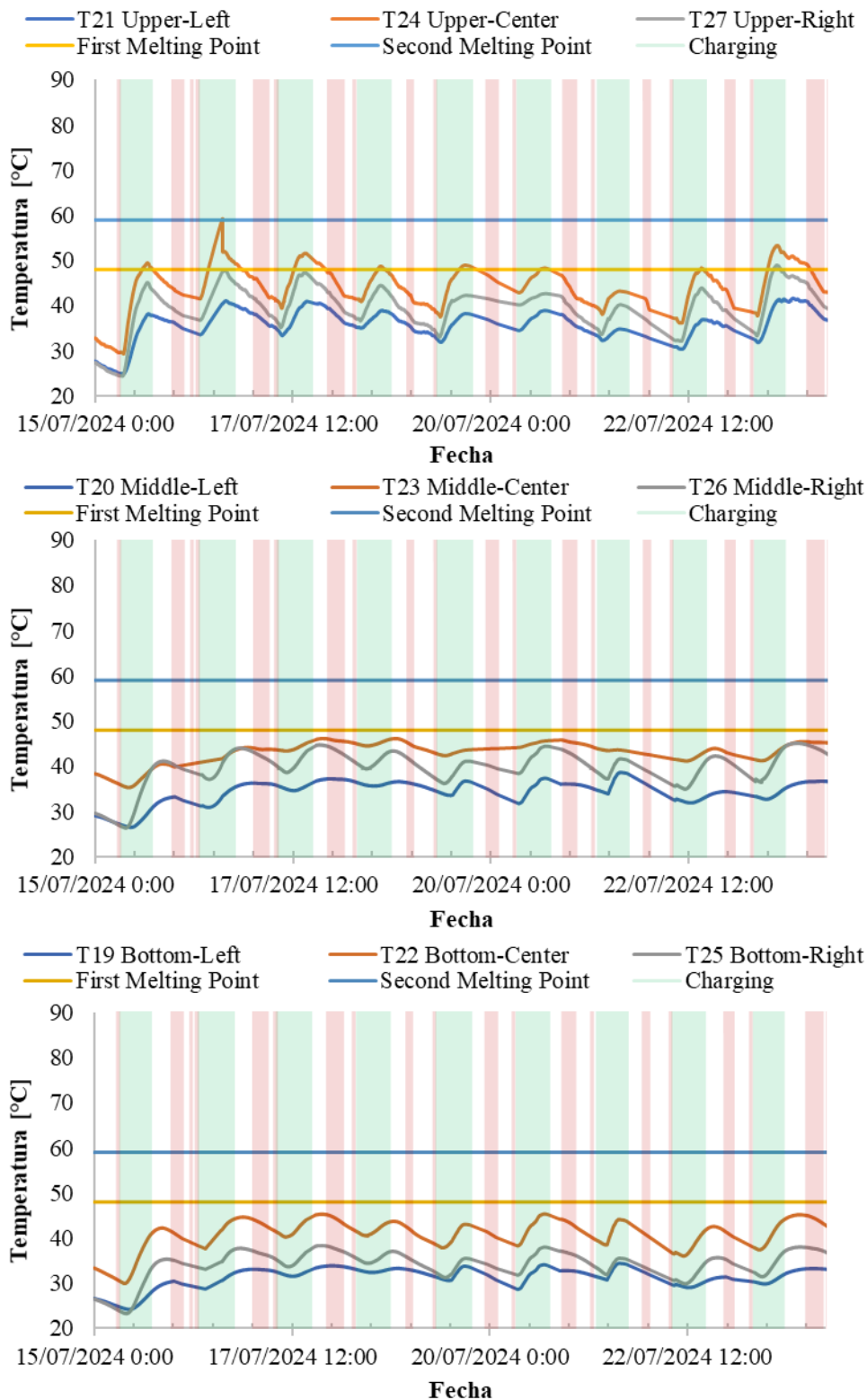
**Figura 68**

Perfiles de temperatura en sección B del PCM durante el periodo 2.



**Figura 69**

Perfiles de temperatura en sección C del PCM durante el periodo 2.



### 9.3 Transferencia de energía entre los subsistemas del equipo

La **Tabla 30** y **Tabla 31** muestran las cantidades de energía que circularon por los subsistemas del STESS para cada uno de los días en los periodos de estudio. La **Tabla 30** presenta los valores de radiación solar diaria incidente sobre la superficie de absorción efectiva de los colectores. Según las especificaciones técnicas de este tipo de colector, mostradas en la **Tabla 7**, cada colector solar térmico tiene un área efectiva de captura de 1,6 m<sup>2</sup>.

**Tabla 30**

Transferencia de energía entre los subsistemas del equipo durante el periodo 1.

Fecha	Radiación solar (MJ)	Energía absorbida por los colectores (MJ)	Energía almacenada en el PCM (MJ)	Energía extraída del PCM (MJ)
30/12/2023	300	119	29	27
31/12/2023	299	122	44	32
1/01/2024	295	142	45	38
2/01/2024	304	151	45	32
3/01/2024	299	121	48	30
4/01/2024	257	177	36	30
5/01/2024	289	176	38	67
6/01/2024	288	143	30	14
7/01/2024	300	154	39	38

El promedio de radiación incidente para el periodo 1 fue de  $292 \pm 14,3$  MJ por día, de los cuales en promedio  $145 \pm 22,1$  MJ fueron absorbidos por el fluido caloportador en los colectores. De la energía absorbida en los colectores,  $39 \pm 6,8$  MJ fueron almacenados en el PCM para posteriormente obtenerse un aprovechamiento promedio diario de  $34 \pm 14,2$  MJ. Estos datos permiten estimar una eficiencia diaria promedio de absorción de energía en los colectores de  $50 \pm 9,8$  %, mientras que la eficiencia promedio en la transferencia de calor del fluido caloportador al PCM fue de  $28 \pm 7,1$ %. En contraste, la eficiencia en la extracción de la energía almacenada se situó en un  $87 \pm 36,6$ % en promedio. Este valor muestra la alta eficiencia del sistema de

almacenamiento en cuando a la capacidad de utilizar un alto porcentaje del calor almacenado diariamente. Este resultado se explica por factores como el aislamiento empleado en el tanque de almacenamiento, la corta distancia y por ende pocas pérdidas de calor entre el tanque de almacenamiento y los radiadores de calefacción y por último al efecto regulador que tiene el material de cambio de fase al solidificarse. Finalmente, estos datos representan una eficiencia global del sistema, es decir, de la relación de energía aprovechada respecto a la radiación incidente, de  $12 \pm 4,8\%$ .

A pesar de que la eficiencia es menor que otras alcanzadas por tecnologías similares, las cuales se sitúan alrededor de un 32% (156), vale la pena resaltar que durante este periodo 1 el sistema pudo proveer calefacción durante varias horas empleando únicamente calor almacenado, a la vez que evitaba la formación de hielo en las tuberías exteriores. Estos resultados permiten además identificar los aspectos susceptibles de mejora como lo son: reducir las pérdidas de calor durante el transporte de fluido caloportador desde los colectores hasta el tanque de almacenamiento ya sea reduciendo la distancia o mejorando el aislamiento térmico, implementar sistemas de almacenamiento modulares ya que las altas temperaturas alcanzadas en el PCM muestran que es posible, con el mismo número de colectores, fundir una mayor cantidad de material, lo que a su vez reduciría las pérdidas de calor al ambiente ya que la temperatura máxima alcanzada por el PCM sería menor. Así mismo, un sistema modular permitiría activar o desactivar módulos de almacenamiento de acuerdo con la disponibilidad de radiación solar en cada época del año.

El análisis de la transferencia de calor para el período 2 muestra que el promedio de radiación incidente fue de  $228 \pm 26,9$  MJ por día, de los cuales en promedio  $85 \pm 25,8$  MJ fueron absorbidos por el fluido caloportador en los colectores.

**Tabla 31**

Transferencia de energía entre los subsistemas del equipo durante el periodo 2.

Fecha	Radiación solar (MJ)	Energía absorbida por los colectores (MJ)	Energía almacenada en el PCM (MJ)	Energía extraída del PCM (MJ)
15/07/2024	234	117	22	10
16/07/2024	262	107	22	11
17/07/2024	246	105	18	13
18/07/2024	172	71	9	2
19/07/2024	240	87	13	9
20/07/2024	238	71	16	12
21/07/2024	200	40	11	2
22/07/2024	225	61	13	9
23/07/2024	237	105	26	13

A pesar de que la disminución en la energía recibida disminuyó en promedio sólo un 22% respecto al periodo 1, la energía absorbida por el fluido caloportador en los colectores disminuyó un 41%. Esto muestra que la intermitencia de la radiación solar afecta considerablemente el desempeño de los colectores, especialmente por las pérdidas de calor al ambiente. De la energía absorbida en los colectores,  $17 \pm 5,7$  MJ fueron almacenados en el PCM para posteriormente obtenerse un aprovechamiento promedio diario de  $9 \pm 4,2$  MJ. Estos datos permiten estimar una eficiencia diaria promedio de absorción de energía en los colectores de  $37 \pm 9,5$  %, mientras que la eficiencia promedio en la transferencia de calor del fluido caloportador al PCM fue de  $20 \pm 4,8$ %. La eficiencia en la extracción de la energía almacenada se situó en un  $52 \pm 21,3$ % en promedio. Estos datos representan una eficiencia global del sistema de  $4 \pm 1,6$ %. Se debe resaltar nuevamente entonces la necesidad de implementar mejoras como la reducción de las distancias de transporte del fluido caloportador en los diferentes circuitos hidráulicos, la mejora en los sistemas de aislamiento térmico, contemplar la posibilidad de emplear módulos independientes para

almacenamiento de calor e implementar las modificaciones necesarias para los siete colectores puedan alternar su operación en serie y paralelo según las condiciones de radiación solar.

#### 9.4 Conclusiones

1. Se logró el funcionamiento del equipo en periodos de operación en estado estacionario, cuyas condiciones dependen de la época del año variando entre la fusión completa o parcial del PCM. Sin embargo, en aquellos periodos en donde el ciclo de carga lograba sólo una fusión parcial del PCM también se pudo proporcionar calefacción en la vivienda de la habitación.
2. Se evidenció que, para el sitio de estudio, los periodos de tiempo con las mayores demandas de calor son también aquellos con la mayor disponibilidad de radiación solar, evidenciándose una respuesta acorde en el desempeño del sistema.
3. La configuración propuesta del sistema de calefacción el cual se basa en radiadores tipo tubo aleteado ubicados debajo de las camas demostró ser eficiente debido a que a pesar de que la energía extraída del PCM para calefacción fue en promedio un 20% menor a la liberada por la tecnología de calefactor eléctrico, se logró mantener la temperatura de la habitación hasta 15 °C por encima de la temperatura ambiente aun cuándo estas últimas estaban por debajo de los 0 °C.
4. El sistema ha demostrado confiabilidad en su funcionamiento para la mayoría de los componentes electrónicos, los equipos de alta potencia y en tuberías y accesorios. Se debe ahora entrar en una etapa de ajuste al diseño con el fin de implementar aspectos que faciliten su masificación en el mercado.

## **10. Elaboración de recomendaciones para la masificación del uso de los sistemas de almacenamiento de energía solar térmica como fuente de energía renovable**

En capítulos anteriores se realizó la discusión de aspectos técnicos relacionados con el desarrollo de sistemas solares térmicos para el suministro de agua caliente y calefacción. En este capítulo se pretende ahora abordar aspectos financieros relacionados con los costos de construcción y operación de estas tecnologías. Con esto se pretende identificar barreras y oportunidades para la implementación masiva de este tipo de tecnologías en Colombia.

### **10.1 Análisis financiero de sistemas de almacenamiento de energía solar térmica de baja temperatura para el suministro de agua caliente y calefacción a hogares rurales colombianos**

En esta sección se evalúa el desempeño del STESS desarrollado desde el punto de vista financiero, analizando los costos de capital y operacionales asociados. También se compara con las tecnologías alternativas disponibles en la zona basadas en calentadores eléctricos y calentadores de gas propano. El análisis de costos operativos concluye que el desempeño del STESS permite ahorros de costos variables de operación de hasta un 90 % en comparación con los sistemas basados en energía eléctrica. Estos resultados cobran aún más relevancia si se tiene en cuenta que muchas de estas zonas no están conectadas a la red eléctrica nacional y casi ninguna de ellas cuenta con un suministro fiable de gas propano. En cuanto a los costos de capital, si bien STESS requiere una inversión inicial de hasta 20 veces el valor de los sistemas alternativos, su larga vida útil, bajos costos de operación y confiabilidad lo convierten en una alternativa atractiva en este escenario.

### ***10.1.1 Introducción***

Muchos centros poblados de la región andina sudamericana se encuentran en zonas de alta montaña con bajas temperaturas durante todo el año a pesar de la alta disponibilidad de radiación solar. En el caso de Colombia, se destaca la alta concentración de páramos y el alto número de centros poblados ubicados en ellos (23). Además de la necesidad de satisfacer las demandas de calor de los habitantes de estas zonas, ha habido un creciente interés por el turismo sostenible en estos sitios (158). Es por ello por lo que es de interés el desarrollo, evaluación y análisis financiero de sistemas de almacenamiento de energía solar térmica para el suministro de agua caliente y calefacción. Si bien se sabe que la calefacción urbana puede lograr una mayor eficiencia con el uso de distritos térmicos (159), es necesario evaluar sistemas de menor capacidad al ser una tecnología que apenas se aplica en el país, sobre todo en configuraciones que permiten el almacenamiento de calor. Los sistemas de almacenamiento de energía solar térmica, que emplean materiales de cambio de fase, y suministran calor incluso durante las horas nocturnas puede ser una alternativa atractiva para los habitantes de las regiones de alta montaña, así como para los desarrollos turísticos, especialmente aquellos con enfoque en la sostenibilidad (86). El análisis de este tipo de sistemas implica diferentes aspectos además del financiero, tales como: reducción de emisiones, energía y análisis de exergía. Estos aspectos, si bien son relevantes durante el desarrollo de la tecnología, son de mayor interés una vez que la tecnología se establece en el mercado (160). Un ejemplo de ello es el análisis financiero y energético de un sistema solar para calefacción interior, que permite una reducción de hasta un 67% en el consumo eléctrico. Este trabajo también informa el análisis de diferentes configuraciones, incluidas variaciones en el área de los colectores y la cantidad de PCM empleada (161). Como variantes de esta tecnología, algunos trabajos informan del uso combinado de la energía solar térmica y la quema de biomasa para el suministro

de agua caliente. Algunos de estos sistemas permiten un mayor aprovechamiento de los recursos renovables, aunque la complejidad de diseño y operación se incrementa considerablemente (162). Se evalúa entonces en esta sección la factibilidad financiera de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica para suministrar calefacción y agua caliente a dos habitaciones y dos duchas en una casa ubicada en el Páramo de Santurbán, Colombia. Se tomó como base un cálculo teórico de la demanda de calor, de PCM requerido y de disponibilidad de radiación solar, de forma similar a los empleados para el dimensionamiento del sistema. A lo anterior se sumaron suposiciones sobre el cambio de materiales para la construcción de sistema, el uso únicamente de aquellos sensores estrictamente necesarios para el funcionamiento del equipo y un escalamiento lineal con el fin de suministrar calor a dos habitaciones en el hotel.

### ***10.1.2 Dimensionamiento y diseño de STESS***

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía solar térmica se realizó con base en 3 aspectos principales: Cantidad de energía a entregar con el sistema de calefacción, cantidad de energía a almacenar en el material de cambio de fase y cantidad de energía solar a capturar en los colectores. Además, las especificaciones técnicas y algunos parámetros de diseño se basan en un es STESS construido e instalado en el sitio de estudio del caso. Con el fin de obtener una versión de STESS más cercana a un producto comercial, solo se consideran los sensores involucrados en el sistema de control y no los utilizados para la generación de datos científicos. Además, se sustituye el uso de un tanque de acero inoxidable para el almacenamiento del PCM por el uso de un depósito de ladrillo, que es más económico en el mercado colombiano.

### ***10.1.3 Cantidad de energía que se suministrará con el sistema de calefacción***

Se tomó como base de cálculo que el STESS debería ser capaz de entregar 2 veces la cantidad de energía entregada por el calentador eléctrico utilizado actualmente. La potencia del calentador utilizado actualmente es de 1.500 W. Considerando el uso de un convector de tipo tubo con aletas lineales con un diámetro de tubería de 3/4", por el que circula agua a 50 °C con un caudal de 3,79 L/min, su tasa de transferencia de energía será de aproximadamente 206,73 W/m. Para alcanzar una potencia de 3.000 W o  $3 \text{ kJ s}^{-1}$  se requiere la instalación de 14,5 m de convector lineal en cada estancia. Se asume el funcionamiento en estado estacionario, por lo que se seleccionó una temperatura media del agua a través del convector y el mínimo caudal de agua posible.

### ***10.1.4 Cantidad de energía que debe almacenar y suministrar el PCM***

La estearina de palma hidrogenada tiene las propiedades térmicas mostradas en la **Tabla 14** y la **Tabla 15**. Bajo determinadas condiciones de funcionamiento, el STESS elevará diariamente la temperatura del PCM de 30 °C a 70 °C, para enfriarse por la noche de 70 °C a 37,19 °C. La cantidad de energía almacenada y liberada, si se emplean 700 kg de PCM serían de 289,6 MJ y 278,5 MJ, respectivamente. Este valor es significativamente superior a la energía necesaria para el funcionamiento de los calefactores eléctricos, que suministran 30 kWh durante 10 h de funcionamiento; sin embargo, debido a las limitaciones de transferencia de calor y a las pérdidas de energía, este sobredimensionamiento es necesario.

### **Requisitos para los colectores solares térmicos**

Bajo este nuevo escenario, se estima el requerimiento de 211 tubos colectores que corresponden a 11 colectores solares térmicos como los empleados en el sistema construido.

La **Tabla 32** presenta detalladamente los componentes del sistema de almacenamiento de energía solar térmica y ofrece una estimación del coste de cada elemento, basada en presupuestos comerciales.

**Tabla 32**

Costos genéricos del proyecto del sistema de almacenamiento de energía solar térmica.

Ítem	Descripción	Precio (USD)
<b>Infraestructura</b>		
Depósito subterráneo	Tanque de almacenamiento de ladrillos para PCM.	1.429
<b>Equipamiento nacional</b>		
Serpentín grande	Tubería de cobre de 5/8" con una longitud total de 100 m	1.190
Serpentín pequeño	Tubería de cobre de 5/8" con una longitud total de 60 m	762
Aislamiento térmico	Capa de poliestireno expandido y sellador.	119
PCM	700 kg de material de cambio de fase	3.333
Tuberías de CPVC	150 m de tubería de CPVC de 1/2 pulgada	136
Accesorios de CPVC	Incluye codos, juntas universales, uniones de tuberías, conexiones en T, etc.	83
Válvulas de retención	5 válvulas antirretorno tipo compuerta con rosca de 3/4"	50
Tubería con aletas	29 metros de tubería con aletas de 3/4" de diámetro.	101
<b>Equipos importados</b>		
UPS	Fuente de alimentación de batería - 1000 W.	71
Caja para conexiones eléctricas	Caja de plástico IP65 con protección UV 544x454x186 mm	119
Módulo PT100	Tarjeta convertidora MAX31865 PT100	43
Sensor PT100	Sensores de temperatura tipo PT-100 de 3 hilos.	86
Arduino Mega 2560	Tarjeta microcontroladora.	48
Relé digital	Módulo relé 1 canal 12v con aislamiento optoacoplador	24
Contactador de bomba	Contactador 1810 18 Amp Bobina 110v o 220v	10
Cable	Cableado de 3 hilos de baja resistencia.	71
Colectores solares	11 colectores solares con 20 tubos de vacío de dimensiones 1.8x0.15 m	11.786
Bomba de agua caliente	Bomba de recirculación de agua caliente.	83
Electroválvulas	Electroválvulas de acero inoxidable de 3/4" pulgadas 110V AC	190
<b>Ingeniería</b>		
Mano de obra e instalación	Gastos de transporte e instalación en el emplazamiento final.	1.071
<b>Total</b>		<b>22.711</b>

Cabe señalar que el 66,5% de los costes de inversión corresponden a sólo dos elementos, los colectores solares y el material de cambio de fase. Cualquier esfuerzo por reducir los costes de estos dos componentes supondrá un gran avance para la implantación de la tecnología. Cabe señalar que el valor del coste de este sistema es inferior al de otros descritos en la bibliografía, donde para un sistema con almacenamiento de calor sensible su coste de construcción en 2016 se estimó en 28,334 EUR (163).

## **10.2 Análisis Financiero**

El análisis financiero de la tecnología ha tenido en cuenta diversos factores económicos. La tasa de inflación es un indicador económico esencial que representa la variación porcentual media del nivel de precios de bienes y servicios en un año con respecto al año anterior. En el análisis de costes se tuvieron en cuenta tanto la inflación energética (electricidad y combustibles fósiles) como la medida convencional de bienes y servicios. Sin embargo, proyectar futuras tasas de inflación en economías abiertas es un reto debido a la naturaleza dinámica de las condiciones geopolíticas, económicas, sociales y medioambientales, que pueden afectar a la precisión de cualquier análisis. Por ejemplo, acontecimientos como la pandemia COVID-19 o la guerra entre Rusia y Ucrania pueden influir significativamente en las proyecciones. Sin embargo, para el caso de estudio, se estableció una tasa de inflación general constante del 7% anual, incorporando proyecciones y promedios de los últimos 30 años.

En cuanto a las tarifas energéticas, Colombia, como muchos otros países en desarrollo, depende en gran medida de los combustibles fósiles para su economía. Aunque el país ha avanzado en la diversificación de su combinación energética, con más de la mitad procedente de fuentes renovables como la energía hidroeléctrica, la fiabilidad energética sigue estando en peligro debido

a factores como El Niño y La Niña. Según el Departamento Nacional de Estadística (DANE), la tasa de inflación de la electricidad en Colombia fue del 22,4 % en 2022. En el análisis, se adoptó un enfoque optimista al fijar una tasa de crecimiento anual del 9 % para los precios de la energía a lo largo del estudio, que también se aplicó para determinar el crecimiento de los precios del gas, específicamente para los calentadores de agua.

Se adoptó un enfoque conservador fijando el precio del kWh en 0,08 USD. Esta tasa representa la tarifa media utilizada en las regiones más pobres de Colombia, incluidas las zonas rurales. Para el gas natural, se consideró un precio de 0,81 USD/m<sup>3</sup>.

La tasa de descuento es una cifra crucial utilizada en el análisis de costes para equiparar los valores futuros a sus equivalentes presentes. Determina el valor actual equivalente de un valor futuro en dólares. Normalmente, el tipo de descuento refleja el coste (o valor) del dinero a largo plazo o el tipo de inversión alternativo. En este análisis se adoptó una tasa del 9% anual, según lo estipulado por El Departamento Nacional de Planeación (DNP) a través de la resolución 1090/22.

En cuanto a la Tasa Representativa del Mercado - TRM, es la tasa de cambio entre el peso colombiano (COP) y el dólar de los Estados Unidos (USD). La TRM representa la cantidad de pesos colombianos necesarios para comprar un dólar estadounidense. Es calculada diariamente por la Superintendencia Financiera de Colombia, con base en las actividades de negociación de los intermediarios financieros en el mercado cambiario colombiano, utilizando las transacciones del día hábil anterior. Esta tasa sirve como referencia para la conversión de divisas en diversas transacciones financieras. Para este análisis se estableció una TRM constante de COP 4.200 por 1 USD, teniendo en cuenta la apreciación de la moneda colombiana frente al dólar estadounidense observada en el último año, y que se mantendrá constante durante todo el período de análisis.

### ***10.2.1 Costes de inversión del sistema de almacenamiento de energía solar térmica STESS y tecnologías actuales***

Como se mostró anteriormente, los costes de inversión de STESS ascienden a 22.711 USD. En cambio, el valor comercial de un calentador de agua a gas capaz de satisfacer las necesidades de agua caliente sanitaria de las dos duchas más los costes de instalación es de 310 USD. Asimismo, dos calentadores eléctricos con una potencia de 1.500 W se venden por 429 USD. En total, los costes de inversión de la tecnología utilizada actualmente en el lugar de estudio ascienden a 738 USD; aproximadamente el 3,3 % del coste de inversión del STESS.

### ***10.2.2 Costo variable de operación y mantenimiento***

En cuanto al STESS, las dos principales contribuciones al consumo de energía se deben al funcionamiento de la bomba y a los componentes electrónicos. La bomba funciona aproximadamente 17 h/día y tiene una potencia de 0,12 kW, con un consumo de 760,6 kWh/año. Los componentes electrónicos funcionan 24 h al día, con una potencia de 30 W, para un consumo anual de 216 kWh. Considerando el precio por kWh de 340 COP, el gasto anual de electricidad en el STESS es de 79 USD.

En comparación con las tecnologías convencionales, cada calefactor eléctrico tiene una potencia de 1.500 W y funciona aproximadamente 10 h/día. Esto supone un consumo energético de 1.800 kWh/año. Por otro lado, el calentador de agua a gas tiene un consumo de 0,83 m<sup>3</sup>/h de gas. Considerando un uso de 1 h/día, se obtiene un consumo de 172 m<sup>3</sup>/año de gas. Teniendo en cuenta los costes por kWh y por m<sup>3</sup> de gas propano, los costes variables de funcionamiento de las tecnologías convencionales ascienden a 1.014 dólares.

### 10.2.3 Costo fijo de operación y mantenimiento

La vida útil de los calentadores eléctricos y de gas se estima en 10 años. Además, requieren un mantenimiento anual, que en 2023 costará 74 USD y se prevé que este valor aumente en función del valor de la inflación. Por otro lado, la vida útil del STESS se estima en 30 años, aunque la bomba de agua deberá cambiarse cada 5 años y el material de cambio de fase cada 15. Además, los costes de mantenimiento en 2023 se estiman en 227 USD y se prevé que aumenten en línea con la inflación. Teniendo en cuenta lo anterior, se prevé una discriminación anual de costes tanto para las tecnologías STESS como para las convencionales, como se muestra en la **Tabla 33**.

**Tabla 33**

Costos anuales de la tecnología STESS y convencionales

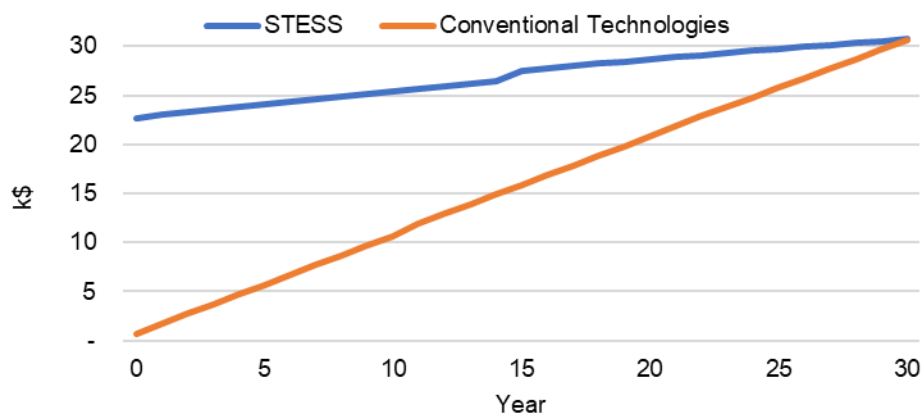
Año	Costos Anuales STESS				Costos Anuales Tecnologías Convencionales						
	Mantenimiento	Repuestos	Electricidad	Total, anual	VPN	Mantenimiento	Repuestos	Gas	Electricidad	Total, anual	VPN
1	227	0	79	306	281	74	0	140,0	874	1.088	998
5	298	0	112	409	266	97,0	0	197,7	1.234	1.529	994
10	418	0	172	589	249	136,0	0	304,1	1.899	2.339	988
15	586	3.300	264	4.150	1.139	190,8	0	467,9	2.922	3.580	983
20	821	0	406	1.228	219	267,6	0	720,0	4.495	5.483	978
25	1.152	0	625	1.777	206	375,4	0	1107,8	6.917	8.400	974
30	1.616	0	962	2.578	194	526,5	0	1704,4	10.642	12.873	970
				<b>Total</b>	<b>8.043</b>					<b>Total</b>	<b>29.901</b>

Teniendo en cuenta los costes de inversión y los costes anuales fijos y variables de las dos tecnologías, el valor actual neto de la inversión en un sistema de almacenamiento de energía solar térmica es de 30.750 USD, considerando los 30 años de vida útil del sistema. Para el mismo periodo, las tecnologías de calefacción eléctrica convencional y calentamiento de agua con propano tienen un valor actual neto de la inversión de 30.639 USD. Estos valores casi iguales demuestran que los sistemas de almacenamiento de energía solar térmica no sólo son viables técnicamente, sino también económicamente a largo plazo. Una limitación importante es el elevado coste de inversión inicial, por lo que este aspecto debería priorizarse en el futuro, de la mano de las industrias locales. Como puede verse en la **Figura 70**, aunque las dos tecnologías

parten de valores de inversión muy diferentes, al proyectar sus costes hacia el futuro se alcanza la igualdad en una ventana de 30 años, debido principalmente a los elevados costes variables de explotación de las tecnologías convencionales. Esto lleva a deducir que, en escenarios con costes del kWh más elevados, en ventanas de previsión superiores a 30 años y en una mejora de la economía de escala del STESS, esta última tecnología tendría un mayor atractivo económico frente a las tecnologías convencionales, especialmente el uso de la calefacción eléctrica.

### Figura 70

Valores presentes netos acumulados de las tecnologías STESS y convencionales.



Los resultados del análisis financiero de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica para suministro de agua caliente y calefacción bajo el escenario elegido muestran que uno de los principales obstáculos a superar para la masificación de esta tecnología son los altos costos de inversión. Es importante destacar que los colectores solares constituyen la mayor proporción de los costes de inversión, por lo que medidas como la producción local, mejores condiciones de importación y en general una reducción de su precio tendrían un importante impacto positivo en la proyección financiera de estos sistemas. Sin embargo, mantenemos una visión optimista en cuanto a la implantación de tecnologías de calefacción solar. Estas tecnologías ofrecerían una

ventaja competitiva tanto en las regiones más vulnerables como en las más ricas de Colombia. Es importante que en el futuro se amplíen los factores considerados en el análisis de las tecnologías, como la reducción de CO<sub>2</sub> y el análisis de exergía. También se recomienda incluir aplicaciones de uso final como distritos de agua caliente para pequeños asentamientos, unidades residenciales multifamiliares y aplicaciones comerciales.

### 10.3 Conclusiones

1. Los resultados del análisis financiero de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica para el suministro de agua caliente y calefacción bajo el escenario elegido muestran que uno de los principales obstáculos a superar para la masificación de esta tecnología son los mayores costos de inversión en comparación con las tecnologías convencionales.
2. Es importante destacar que los colectores solares representan la mayor proporción de los costos de inversión, por lo que medidas como la producción local, mejores condiciones de importación y en general una reducción en su precio tendrían un gran impacto positivo en la proyección financiera de estos sistemas.
3. Sin embargo, se puede tener una visión optimista con respecto a la implementación de tecnologías de calefacción solar puesto que como se demuestra, la larga vida útil de estos sistemas permitiría obtener una recuperación de la inversión inicial, aunque en plazos largos. Así mismo estas tecnologías traen otras ventajas como la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, que permitirían pensar en la emisión de bonos de carbono.
4. Aunque en este trabajo se construyó y evaluó el desempeño de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica para aplicaciones domésticas, los resultados

obtenidos son la base para el diseño y construcción de sistemas similares, dirigidos a aplicaciones industriales.

## 11. Conclusiones Generales

1. La información secundaria sobre disponibilidad de radiación solar (después confirmada mediante medición in situ durante más de un año) demostró la viabilidad de la implementación de sistemas solares térmicos en el Páramo de Santurbán.
2. El potencial de radiación solar para el caso de estudio seleccionado fue estimado en 19,4 MJ/m<sup>2</sup> (5,4 kWh/m<sup>2</sup>) diarios según el promedio anual de la zona y con base en datos secundarios disponibles. Este valor se ubica en un rango medio-alto según el promedio nacional.
3. La demanda máxima diaria de calor para una vivienda típica de esta zona de alta montaña se estimó en 98 MJ para asegurar calefacción interior en horas de la noche y suministro de agua caliente; cantidad que es posible suministrar mediante un sistema solar térmico.
4. Basado en los datos de disponibilidad de radiación solar y la demanda máxima diaria de calor para una vivienda típica de la zona, fue demostrada la prefactibilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica empleando parafina de alta calidad como material de cambio de fase y colectores tipo tubo de vacío.
5. Según cálculos preliminares, para cubrir las necesidades de agua caliente y calefacción del lugar de estudio se necesitan entre 11,2 m<sup>2</sup> y 20,8m<sup>2</sup> de colectores solares térmicos de tipo tubo de vacío y 600 kg de cera de parafina petroquímica de alta calidad, siendo esto un punto de partida para la búsqueda materiales de cambio de fase más eficientes y renovables y el desarrollo de un sistema solar térmico adecuado para las condiciones de la zona.
6. Fue establecido que Colombia tiene un gran potencial para el desarrollo de materiales de cambio de fase a partir de productos autóctonos agroindustriales. Teniendo en cuenta propiedades térmicas, aspectos económicos y disponibilidad en el mercado los productos más viables en este momento son los derivados de la industria de la palma de aceite, en particular estearina de palma.

7. Modificando químicamente la estearina de palma fueron sintetizados nuevos materiales de cambio de fase mediante reacciones de hidrogenación, esterificación y la aplicación de mezclas eutécticas. Estos PCM muestran alta capacidad de almacenamiento de calor y estabilidad térmica, superando a una cera de parafina petroquímica comercial.
8. Fue demostrado que la estearina de palma hidrogenada es un nuevo material de cambio de fase orgánico, renovable con propiedades fisicoquímicas apropiadas, económico, local, biodegradable, químicamente neutro y con un amplio rango de temperaturas en operación que tiene una capacidad de almacenamiento de calor un 50% superior a una cera de parafina comercial. Adicionalmente, el costo monetario por kJ de calor almacenado es un 50% menor en la estearina de palma hidrogenada, respecto a la parafina comercial.
9. Mediante análisis de los fenómenos de transferencia de calor y cantidad de movimiento, fue desarrollado un modelo fenomenológico, que permitió modelar el comportamiento térmico del proceso de fusión de la estearina de palma hidrogenada en un intercambiador de tipo carcasa-serpentín rectangular, presentando errores no superiores de 8% en temperaturas.
10. El modelo fenomenológico desarrollado tiene la capacidad de describir el fenómeno de convección natural observado experimentalmente, lo que permite emplearlo para el diseño de futuros intercambiadores tipo carcasa serpentín con geometría cuadrada.
11. El modelo fenomenológico de la transferencia de calor desarrollado puede ser adaptado para la simulación de intercambiadores con materiales de cambio de fase orgánicos en diferentes aplicaciones de almacenamiento de calor.
12. La simulación computacional permitió determinar los perfiles de temperatura al interior del PCM, calculando de forma precisa la cantidad de calor intercambiada. Como resultado de esto, se

estimó la capacidad de almacenamiento de calor de la estearina de palma hidrogenada en 303 kJ/kg.

13. Basado en aplicación de un modelo fenomenológico desarrollado, se realizó el diseño de un sistema para el almacenamiento de energía solar térmica, en condiciones de alta montaña y que emplea estearina de palma hidrogenada como material de cambio de fase.

14. Basado en el diseño elaborado fue seleccionada una empresa metalmecánica local INAL encargada de construcción, ensamblaje bajo supervisión del grupo CIDES-UIS.

15. Se realizó exitosamente la puesta en marcha de un sistema para el almacenamiento de energía solar térmica en zona de alta montaña (Hotel Piedra Parada, Corregimiento de Berlín)

16. Se demostró la posibilidad de la fabricación en Colombia los sistemas para el almacenamiento de energía solar térmica que empleen materiales de cambio de fase renovables y producidos en el país y empleando mano de obra local para la construcción y ensamblaje de los componentes.

17. Durante las pruebas de carga de energía solar de energía solar térmica se pudo determinar que el sistema tarda tres días en llevar la temperatura del PCM desde temperatura ambiente, aproximadamente 20 °C hasta una fusión completa, sin embargo, una vez alcanzado este punto es posible tener ciclos diarios de carga y descarga brindando calefacción diaria a la vivienda.

18. La metodología empleada para el dimensionamiento, basada en la cantidad de calor que intercambia el PCM permitió establecer con un alto grado de certeza la cantidad de colectores requeridos, así como el volumen requerido del material de cambio de fase.

19. Se implementó un sistema de medición, control y almacenamiento de datos, basado en software y hardware libre capaz de gestionar el funcionamiento automático del sistema de

almacenamiento de energía solar térmica a la vez que registra los datos de funcionamiento a una tasa de 43 datos cada 20 segundos, aproximadamente 185.760 valores diarios.

20. Fue necesario definir 9 estados posibles de operación del sistema con el fin de prevenir picos de altas temperaturas, congelación del agua en las tuberías, trabajo en seco de la bomba de recirculación de agua, así como la activación de la calefacción o la disponibilidad de agua caliente sanitaria.

21. Los sistemas de control basados en la plataforma desarrollada con base en placas Arduino, termocuplas tipo PT-100 y minicomputadores Raspberry pueden ser una alternativa viable para contribuir en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía solar térmica en países en desarrollo ya que como han identificado diversos autores, la poca penetración de esta tecnología en dichos países se debe en gran parte a los altos costos de los sistemas de automatización y control.

22. Se logró el funcionamiento del equipo en periodos de operación en estado estacionario, cuyas condiciones dependen de la época del año variando entre la fusión completa o parcial del PCM. Sin embargo, en aquellos periodos en donde el ciclo de carga lograba sólo una fusión parcial del PCM también se pudo proporcionar calefacción en la vivienda de la habitación.

23. Se evidenció que, para el sitio de estudio, los periodos de tiempo con las mayores demandas de calor son también aquellos con la mayor disponibilidad de radiación solar, evidenciándose una respuesta acorde en el desempeño del sistema.

24. La configuración propuesta del sistema de calefacción el cual se basa en radiadores tipo tubo aleteado ubicados debajo de las camas demostró ser eficiente debido a que a pesar de que la energía extraída del PCM para calefacción fue en promedio un 20% menor a la liberada por la tecnología de calefactor eléctrico, se logró mantener la temperatura de la habitación hasta 15 °C por encima de la temperatura ambiente aun cuando estas últimas estaban por debajo de los 0 °C.

25. El sistema ha demostrado confiabilidad en su funcionamiento para la mayoría de los componentes electrónicos, los equipos de alta potencia y en tuberías y accesorios. Se debe ahora entrar en una etapa de ajuste al diseño con el fin de implementar aspectos que faciliten su masificación en el mercado.

26. Los resultados del análisis financiero de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica para el suministro de agua caliente y calefacción bajo el escenario elegido muestran que uno de los principales obstáculos a superar para la masificación de esta tecnología son los mayores costos de inversión en comparación con las tecnologías convencionales.

27. Es importante destacar que los colectores solares representan la mayor proporción de los costos de inversión, por lo que medidas como la producción local, mejores condiciones de importación y en general una reducción en su precio tendrían un gran impacto positivo en la proyección financiera de estos sistemas.

28. Sin embargo, se puede tener una visión optimista con respecto a la implementación de tecnologías de calefacción solar puesto que como se demuestra, la larga vida útil de estos sistemas permitiría obtener una recuperación de la inversión inicial, aunque en plazos largos. Así mismo estas tecnologías traen otras ventajas como la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, que permitirían pensar en la emisión de bonos de carbono.

29. Aunque en este trabajo se construyó y evaluó el desempeño de un sistema de almacenamiento de energía solar térmica para aplicaciones domésticas, los resultados obtenidos son la base para el diseño y construcción de sistemas similares, dirigidos a aplicaciones industriales.

## 12 Referencias Bibliográficas

1. International Renewable Energy Agency. Power to heat and cooling: Status [Internet]. 2023 [cited 2023 Dec 3]. Available from: <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-heat-and-cooling/Status#:~:text=Heating%20and%20cooling%20accounts%20for,energy%2Drelated%20carbon%20dioxide%20emissions>.
2. International Energy Agency. Clean and efficient heat for industry [Internet]. 2018 [cited 2023 Dec 3]. Available from: <https://www.iea.org/commentaries/clean-and-efficient-heat-for-industry>
3. International Energy Agency. Heating [Internet]. 2023 [cited 2023 Dec 3]. Available from: <https://www.iea.org/energy-system/buildings/heating>
4. Lowes R. Heat and the Energy Transition. In 2022. p. 1–23. Available from: [https://link.springer.com/10.1007/978-3-030-74380-2\\_31-2](https://link.springer.com/10.1007/978-3-030-74380-2_31-2)
5. Más Colombia. Así es la oferta y consumo de energía en Colombia [Internet]. 2021 [cited 2023 Dec 3]. Available from: <https://mascolombia.com/asi-es-la-oferta-y-consumo-de-energia-en-colombia/>
6. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe, 2018. Versión Electrónica. [Internet]. Naciones Unidas, editor. Santiago; 2019. Available from: [https://estadisticas.cepal.org/anuario\\_estadistico/anuario\\_2018/index.asp?anuario=2018&idioma=sp](https://estadisticas.cepal.org/anuario_estadistico/anuario_2018/index.asp?anuario=2018&idioma=sp)
7. Minambiente. Colombia país de montañas. 2015.

8. El Bassam N. Restructuring future energy generation and supply. In: *Distributed Renewable Energies for Off-Grid Communities* [Internet]. Elsevier; 2021. p. 27–37. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128216057000295>
9. Olabi AG, Shehata N, Maghrabie HM, Heikal LA, Abdelkareem MA, Rahman SMA, et al. *Progress in Solar Thermal Systems and Their Role in Achieving the Sustainable Development Goals*. Vol. 15, *Energies*. MDPI; 2022.
10. Meha D, Thakur J, Novosel T, Pukšec T, Duić N. A novel spatial–temporal space heating and hot water demand method for expansion analysis of district heating systems. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2021 Apr 15;234:113986. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S019689042100162X>
11. Mastrucci A, van Ruijven B, Byers E, Poblete-Cazenave M, Pachauri S. Global scenarios of residential heating and cooling energy demand and CO<sub>2</sub> emissions. *Clim Change*. 2021 Oct 1;168(3–4).
12. Gi K, Sano F, Hayashi A, Tomoda T, Akimoto K. A global analysis of residential heating and cooling service demand and cost-effective energy consumption under different climate change scenarios up to 2050. *Mitig Adapt Strateg Glob Chang*. 2018 Jan 1;23(1):51–79.
13. Andrić I, Pina A, Ferrão P, Fournier J, Lacarrière B, Le Corre O. The impact of climate change on building heat demand in different climate types. *Energy Build* [Internet]. 2017 Aug 15;149:225–34. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778816318916>
14. Keiner D, Barbosa LDSNS, Bogdanov D, Aghahosseini A, Gulagi A, Oyewo S, et al. Global-local heat demand development for the energy transition time frame up to 2050. *Energies (Basel)*. 2021 Jul 1;14(13).

15. Smith KR. Health impacts of household fuelwood use in developing countries. *Unasylva* [Internet]. 2006;57(224):41–4. Available from: <http://www.fao.org/3/a0789e/a0789e00.pdf>
16. UPME. Plan Nacional de Sustitución de Leña. Tomo II [Internet]. Bogotá D.C.; 2023 Jun [cited 2025 Mar 31]. Available from: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx>
17. Almeida RM, Fleischmann AS, Brêda JPF, Cardoso DS, Angarita H, Collischonn W, et al. Climate change may impair electricity generation and economic viability of future Amazon hydropower. *Global Environmental Change* [Internet]. 2021 Nov;71:102383. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S095937802100162X>
18. Stulberg AN. Natural gas and the Russia-Ukraine crisis: Strategic restraint and the emerging Europe-Eurasia gas network. *Energy Res Soc Sci*. 2017 Feb 1;24:71–85.
19. Rafique A, Williams AP. Reducing household greenhouse gas emissions from space and water heating through low-carbon technology: Identifying cost-effective approaches. *Energy Build*. 2021 Oct 1;248.
20. Naciones Unidas. Memoria del Secretario General sobre la labor de la Organización [Internet]. Asamblea General. Documentos Oficiales. Nueva York; 2015. Available from: <https://undocs.org/es/A/70/1>
21. García Arbeláez C, Vallejo López G, Higgins M Lou, Escobar EM. El acuerdo de París: Así actuará Colombia frente al cambio climático [Internet]. 1st ed. Dereix CA, editor. Cali: WWF-Colombia; 2016. 52 p. Available from: [https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia\\_hacia\\_la\\_COP21/el\\_acuerdo\\_de\\_paris\\_frente\\_a\\_cambio\\_climatico.pdf](https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/el_acuerdo_de_paris_frente_a_cambio_climatico.pdf)

22. Mena-Vásquez P, Farley KA. Andean Páramo grasslands [Internet]. Salem Press Encyclopedia of Science. Salem Press; 2019. Available from: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=ers&AN=94981212&lang=es&sit e=eds-live>
23. Morales M, Otero J, Van der Hammen T, Torres A, Cadena C, Pedraza C, et al. Atlas de páramos de Colombia [Internet]. Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt., editor. Bogotá, Colombia: Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt.; 2007. 42 p. Available from: <http://repository.humboldt.org.co/handle/20.500.11761/35044>
24. Fleischer AS. Thermal energy storage using phase change materials: Fundamentals and applications. SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology. 2015;(9783319209210):7–35.
25. Tomé López C. Acumuladores térmicos domésticos más pequeños usando parafinas [Internet]. 2014 [cited 2021 May 3]. Available from: <https://culturacientifica.com/2014/10/06/acumuladores-termicos-domesticos-mas-pequenos-usando-parafinas/>
26. Abhat A. Low temperature latent heat thermal energy storage: Heat storage materials. Solar Energy [Internet]. 1983;30(4):313–32. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0038092X8390186X>
27. Peñalosa García MC, Zalba Nonay MB, Lázaro Fernández A. Avances en determinación de propiedades termofísicas de materiales de cambio de fase. Búsqueda y análisis de nuevos materiales PCM-TES de bajo coste [Internet] [Tesis Doctoral]. Universidad de Zaragoza; 2015. Available from: <http://zaguan.unizar.es/record/47420>

28. Ravotti R, Fellmann O, Lardon N, Fischer L, Stamatou A, Worlitschek J. Analysis of Bio-Based Fatty Esters PCM's Thermal Properties and Investigation of Trends in Relation to Chemical Structures. *Applied Sciences* [Internet]. 2019 Jan 10;9(2):225. Available from: <http://www.mdpi.com/2076-3417/9/2/225>
29. CIB Colombia. Biodiversidad en Cifras [Internet]. 2021. Available from: <https://cifras.biodiversidad.co/>
30. Departamento Nacional de Planeación (DNP). Política Nacional de Desarrollo Productivo. Bogotá D.C.; 2016.
31. Kenisarin M, Mahkamov K, Kahwash F, Makhkamova I. Enhancing thermal conductivity of paraffin wax 53–57 °C using expanded graphite. *Solar Energy Materials and Solar Cells* [Internet]. 2019;200:110026. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0927024819303551>
32. Yuan Y, Zhang N, Tao W, Cao X, He Y. Fatty acids as phase change materials: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internet]. 2014;29:482–98. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.107>
33. Shao XF, Yang S, Wang C, Yang YJ, Wang WJ, Zeng Y, et al. Screening of sugar alcohols and their binary eutectic mixtures as phase change materials for low-to-medium temperature thermal energy storage. (II): Isothermal melting and crystallization behaviors. *Energy* [Internet]. 2019 Aug 1 [cited 2020 Mar 2];180:572–83. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219309892?via%3Dihub>
34. Al-Maghalseh M, Mahkamov K. Methods of heat transfer intensification in PCM thermal storage systems: Review paper. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internet].

- 2018 Sep;92:62–94. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032118302971>
35. 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* [Internet]. 2010 Feb;14(2):615–28. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032109002469>
36. Jarimi H, Aydin D, Yanan Z, Ozankaya G, Chen X, Riffat S. Review on the recent progress of thermochemical materials and processes for solar thermal energy storage and industrial waste heat recovery. *International Journal of Low-Carbon Technologies*. 2019;14(1):44–69.
37. Miró L, Barreneche C, Ferrer G, Solé A, Martorell I, Cabeza LF. Health hazard, cycling and thermal stability as key parameters when selecting a suitable phase change material (PCM). *Thermochim Acta* [Internet]. 2016 Mar;627–629:39–47. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0040603116300090>
38. Hosseini MJ, Rahimi M, Bahrampoury R. Experimental and computational evolution of a shell and tube heat exchanger as a PCM thermal storage system. *International Communications in Heat and Mass Transfer* [Internet]. 2014 Jan;50:128–36. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0735193313002194>
39. Weiss W, Spörk-Dür M. *Solar Heat Worldwide 2024* [Internet]. 2024 Jun. Available from: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2024.pdf>
40. Nature of Solar Radiation. In: *Physics of Solar Energy* [Internet]. Wiley; 2011. p. 41–66. Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9781118172841.ch2>

41. Solar Energy Systems. In: Operation and Control of Renewable Energy Systems [Internet]. Wiley; 2017. p. 95–124. Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9781119281733.ch5>
42. Meyer R, Schlecht M, Chhatbar K, Weber S. Solar resources for concentrating solar power systems. In: Concentrating Solar Power Technology [Internet]. Elsevier; 2021. p. 73–98. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128199701000141>
43. AlFaraj J, Popovici E, Leahy P. Solar Irradiance Database Comparison for PV System Design: A Case Study. Sustainability [Internet]. 2024 Jul 27;16(15):6436. Available from: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/15/6436>
44. Blok K, Nieuwlaar E. Introduction to Energy Analysis [Internet]. Third edition. | Abingdon, Oxon; New York, NY: Routledge, 2021.: Routledge; 2020. Available from: <https://www.taylorfrancis.com/books/9781000214352>
45. Bertinat P, Navntoft LC. El aporte solar térmico a la transición energética en Colombia. Quito; 2024 Feb.
46. Santos P. Volume II: Thermal Behaviour, Energy Efficiency in Buildings and Sustainable Construction [Internet]. Santos P, editor. MDPI; 2022. Available from: <https://www.mdpi.com/books/book/6110>
47. Dincer I, Ezan MA. Thermal Energy Storage Applications. In: Heat Storage: A Unique Solution For Energy Systems [Internet]. Springer, Cham; 2018. p. 85–135. Available from: [http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-91893-8\\_4](http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-91893-8_4)
48. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Resolución 2090 del 19 de diciembre de 2014 por medio de la cual se delimita el Páramo Jurisdicciones – Santurbán – Berlin, y se

- adoptan otras determinaciones [Internet]. 2014. Available from: <https://www.minambiente.gov.co/documento-normativa/resolucion-2090-de-2014/>
49. National Aeronautics and Space Administration. NASA POWER I DAV [Internet]. 2024 [cited 2024 Feb 6]. Available from: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
  50. Benavides Ballesteros HO, Simbaqueva Fonseca O, Zapata Lesmes HJ. Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia [Internet]. Bogotá; 2017 [cited 2024 Mar 21]. Available from: <https://www.andi.com.co/Uploads/RADIACION.compressed.pdf>
  51. CDMB. ESTUDIO PARAMO SANTURBAN [Internet]. 2012 [cited 2024 Jan 17]. Available from: [https://santurban.minambiente.gov.co/images/Pdf\\_santurban/antecedentes/4b.-Parte.-COMPONENTE\\_FISICO.pdf](https://santurban.minambiente.gov.co/images/Pdf_santurban/antecedentes/4b.-Parte.-COMPONENTE_FISICO.pdf)
  52. Prozuments A, Staveckis A, Zemitis J, Bajare D. Evaluation of Heating and Cooling Loads for a Well-Insulated Single-Family House under Variable Climate Pattern. *Environmental and Climate Technologies*. 2021 Jan 1;25(1):750–63.
  53. Naik K, Ianakiev A. Heat demand prediction: A real-life data model vs simulated data model comparison. *Energy Reports* [Internet]. 2021 Oct 1;7:380–8. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484721006958>
  54. Castro Méndez CE, Agualimpia Dualiby Y del C, Sánchez Sánchez F. Modelo climático de los páramos de la cordillera Oriental colombiana aplicado a regímenes de temperatura del suelo. *Perspectiva Geográfica*. 2016;21(1):33–63.
  55. Calle Sigüencia J, Tinoco Gómez O. Obtención de ACS con energía solar en el cantón Cuenca y análisis de la contaminación ambiental. *Ingenius* [Internet]. 2018 Jan 1;(19):89–101. Available from: <http://localhost/ojs/index.php/ingenius/article/view/19.2018.09>

56. Cabeza LF. Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications. Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications. Elsevier; 2020. 1–775 p.
57. Idae, ASIT. Guía Técnica de Energía Solar Térmica [Internet]. 2020 [cited 2024 May 12]. Available from: <https://www.idae.es/index.php/publicaciones/guia-tecnica-de-energia-solar-termica>
58. Lin W, Ma Z, McDowell C, Baghi Y, Banfield B. Optimal design of a thermal energy storage system using phase change materials for a net-zero energy Solar Decathlon house. Energy Build. 2020 Feb 1;208.
59. Lucas B. Hyman LEED-AP PE. Types of Thermal Storage Systems. In New York: McGraw-Hill Education; 2011. Available from: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9780071752978/chapter/chapter3>
60. Riffat S, Mempo B, Fang W. Phase change material developments: a review. International Journal of Ambient Energy [Internet]. 2015;36(3):102–15. Available from: <https://doi.org/10.1080/01430750.2013.823106>
61. Yousef MS, Hassan H. Energetic and exergetic performance assessment of the inclusion of phase change materials (PCM) in a solar distillation system. Energy Convers Manag [Internet]. 2019 Jan 1 [cited 2020 Mar 1];179:349–61. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418312068?via%3Dihub>
62. Dogkas G, Konstantaras J, Koukou MK, Stathopoulos VN, Coelho L, Rebola A. Evaluating a prototype compact thermal energy storage tank using paraffin-based phase change material for domestic hot water production. Sayegh MA, Danielewicz J, Jouhara H, Kaźmierczak B, Kutylowska M, Piekarska K, editors. E3S Web of Conferences [Internet].

- 2019 Sep 24;116:00016. Available from: <https://www.e3s-conferences.org/10.1051/e3sconf/201911600016>
63. Prakash J, Roan D, Tauqir W, Nazir H, Ali M, Kannan A. Off-grid solar thermal water heating system using phase-change materials: design, integration and real environment investigation. *Appl Energy* [Internet]. 2019 Apr;240:73–83. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261919303563>
64. Xiao Q, Cao J, Zhang Y, Li L, Xu T, Yuan W. The application of solar-to-thermal conversion phase change material in novel solar water heating system. *Solar Energy* [Internet]. 2020 Mar;199:484–90. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X2030181X>
65. Ahmed F, Waqas A. Experimental Investigation Of Using Latent Thermal Energy Storage System Comprising Of Magnesium Chloride Hexahydrate ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ) With Domestic Gas Heater. In: 2019 3rd International Conference on Energy Conservation and Efficiency (ICECE). 2019. p. 1–6.
66. Fadl M, Eames PC. An experimental investigation of the heat transfer and energy storage characteristics of a compact latent heat thermal energy storage system for domestic hot water applications. *Energy* [Internet]. 2019 Dec 1 [cited 2020 Mar 2];188:116083. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219317785?via%3Dihub>
67. Torres-Gallo R, Miranda-Lugo PJ, Martínez-Padilla KA. Diseño y construcción de un sistema híbrido de calentamiento de aire por combustión de biomasa y radiación solar, utilizando PCM como fuente de almacenamiento térmico, para secado de yuca. *TecnoLógicas* [Internet]. 2017;20(39):71–83. Available from:

[www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0123-77992017000200005&lng=en&tlng=es](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-77992017000200005&lng=en&tlng=es)

68. Pielichowska K, Pielichowski K. Phase change materials for thermal energy storage. *Prog Mater Sci* [Internet]. 2014 Aug;65:67–123. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0079642514000358>
69. Kant K, Shukla A, Sharma A, Biwole PH. Melting and solidification behaviour of phase change materials with cyclic heating and cooling. *J Energy Storage* [Internet]. 2018 Feb 1 [cited 2020 Mar 9];15:274–82. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X17303845>
70. HIMRAN S, SUWONO A, MANSOORI GA. Characterization of Alkanes and Paraffin Waxes for Application as Phase Change Energy Storage Medium. *Energy Sources* [Internet]. 1994 Jan;16(1):117–28. Available from: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00908319408909065>
71. Tobajas MC. *Energía solar térmica para instaladores* [Internet]. Cano Pina; 2017. 238 p. Available from: <https://elibro.net/es/lc/uis/titulos/45042>
72. Cano Pina J. *Energía solar térmica* [Internet]. Cano Pina; 2021. 215 p. Available from: <https://elibro.net/es/lc/uis/titulos/196602>
73. Suman S, Khan MohdK, Pathak M. Performance enhancement of solar collectors—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internet]. 2015 Sep 1;49:192–210. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115003573>
74. Imtiaz Hussain M, Ménézo C, Kim JT. Advances in solar thermal harvesting technology based on surface solar absorption collectors: A review. *Solar Energy Materials and Solar*

- Cells [Internet]. 2018 Dec 1;187:123–39. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0927024818303982>
75. Mahdi MS, Mahood HB, Campbell AN, Khadom AA. Natural convection improvement of PCM melting in partition latent heat energy storage: Numerical study with experimental validation. *International Communications in Heat and Mass Transfer* [Internet]. 2021 Jul 1;126:105463. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0735193321003560>
76. Veeraragavan A, Shum PW. Modeling of Heat Losses from a PCM Storage Tank for Solar Thermophotovoltaic Systems. *Journal of Energy Engineering* [Internet]. 2017 Oct;143(5). Available from: <https://ascelibrary.org/doi/10.1061/%28ASCE%29EY.1943-7897.0000459>
77. Abuşka M, Şevik S, Kayapınar A. Experimental analysis of solar air collector with PCM-honeycomb combination under the natural convection. *Solar Energy Materials and Solar Cells* [Internet]. 2019 Jun 15;195:299–308. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0927024819301060>
78. Fan C, Yuan G, Wang Y, Zhang Y, Wang Z. Thermal storage performance of eutectic sugar alcohols applied to buildings and enhancement of crystallization. *Solar Energy*. 2022 Mar 1;234:231–9.
79. Jamil M, Yaqoob H, Farooq M, Teoh Y, Xu B, Mahkamov K, et al. Experimental Investigations of a Solar Water Treatment System for Remote Desert Areas of Pakistan. *Water (Basel)* [Internet]. 2021 Apr 13;13(8):1070. Available from: <https://www.mdpi.com/2073-4441/13/8/1070>

80. Ma G, Sun J, Zhang Y, Jing Y, Jia Y. Preparation and thermal properties of stearic acid-benzamide eutectic mixture/expanded graphite composites as phase change materials for thermal energy storage. *Powder Technol.* 2019 Jan 15;342:131–40.
81. Kenisarin M, Mahkamov K. Solar energy storage using phase change materials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internet]. 2007;11(9):1913–65. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032106000633?via%3Dihub>
82. Gu X, Liu P, Bian L, He H. Enhanced thermal conductivity of palmitic acid/mullite phase change composite with graphite powder for thermal energy storage. *Renew Energy* [Internet]. 2019 Aug;138:833–41. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S096014811930182X>
83. del Barrio EP, Godin A, Duquesne M, Daranlot J, Jolly J, Alshaer W, et al. Characterization of different sugar alcohols as phase change materials for thermal energy storage applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells* [Internet]. 2017 Jan 1 [cited 2020 Mar 3];159:560–9. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024816304184>
84. Putra N, Rawi S, Amin M, Kusriani E, Kosasih EA, Indra Mahlia TM. Preparation of beeswax/multi-walled carbon nanotubes as novel shape-stable nanocomposite phase-change material for thermal energy storage. *J Energy Storage* [Internet]. 2019 Feb;21:32–9. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X18303396>
85. Aguiéiras ECG, Papadaki A, Mallouchos A, Mandala I, Sousa H, Freire DMG, et al. Enzymatic synthesis of bio-based wax esters from palm and soybean fatty acids using crude lipases produced on agricultural residues. *Ind Crops Prod* [Internet]. 2019;139(October 2018):111499. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2019.111499>

86. Hyman LB. Heating Thermal Storage Systems. In: Sustainable Thermal Storage Systems: Planning, Design, and Operations [Internet]. New York, Chicago, San Francisco, Lisbon, London, Madrid, Mexico City, Milan, New Delhi, San Juan, Seoul, Singapore, Sydney, Toronto: McGraw-Hill Education; 2011. Available from: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9780071752978/chapter/chapter6>
87. Vezina MS K. Density and Specific Gravity [Internet]. Salem Press Encyclopedia of Science. Salem Press; 2019. Available from: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=ers&AN=125599980&lang=es&site=eds-live>
88. Hamm Wolf HRJCG. 1.4.1 Polymorphism, Crystal Structure and Melting Point [Internet]. Edible Oil Processing (2nd Edition). John Wiley & Sons; 2013. p. 20. Available from: <https://app.knovel.com/hotlink/khtml/id:kt011ARPK1/edible-oil-processing/polymorphism-crystal>
89. Patterson HBW. Hydrogenation Methods. In: Hydrogenation of Fats and Oils [Internet]. Elsevier; 2011. p. 189–278. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9781893997936500142>
90. Teles dos Santos M, Viana IS, Ract JNR, Le Roux GAC. Thermal properties of palm stearin, canola oil and fully hydrogenated soybean oil blends: Coupling experiments and modeling. J Food Eng [Internet]. 2016 Sep;185:17–25. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S026087741630111X>
91. American Chemical Society. SciFinder n [Internet]. 2020. Available from: <https://scifinder-n.cas.org>

92. Moreno E, Cordobilla R, Calvet T, Cuevas-Diarte MA, Gbabode G, Negrier P, et al. Polymorphism of even saturated carboxylic acids from n-decanoic to n-eicosanoic acid. *New Journal of Chemistry* [Internet]. 2007;31(6):947. Available from: <http://xlink.rsc.org/?DOI=b700551b>
93. Kaygusuz, Ahmet Sari K. Thermal Energy Storage System Using Some Fatty Acids as Latent Heat Energy Storage Materials. *Energy Sources* [Internet]. 2001 Apr 29;23(3):275–85. Available from: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/00908310151134004>
94. Hailot D, Py X, Goetz V, Benabdelkarim M. Storage composites for the optimisation of solar water heating systems. *Chemical Engineering Research and Design* [Internet]. 2008 Jun;86(6):612–7. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0263876208000245>
95. Sarı A. Eutectic mixtures of some fatty acids for latent heat storage: Thermal properties and thermal reliability with respect to thermal cycling. *Energy Convers Manag* [Internet]. 2006 Jun;47(9–10):1207–21. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890405001858>
96. Yan Q, Liu C, Zhang J. Experimental study on thermal conductivity of composite phase change material of fatty acid and paraffin. *Mater Res Express* [Internet]. 2019 Mar 20;6(6):065507. Available from: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2053-1591/ab0d5e>
97. Wan Y chao, Chen Y, Cui Z xing, Ding H, Gao S feng, Han Z, et al. A promising form-stable phase change material prepared using cost effective pinecone biochar as the matrix of palmitic acid for thermal energy storage. *Sci Rep* [Internet]. 2019 Dec 8;9(1):11535. Available from: <http://www.nature.com/articles/s41598-019-47877-z>

98. Zhang X, Huang Z, Yin Z, Zhang W, Huang Y, Liu Y, et al. Form stable composite phase change materials from palmitic-lauric acid eutectic mixture and carbonized abandoned rice: Preparation, characterization, and thermal conductivity enhancement. *Energy Build* [Internet]. 2017 Nov;154:46–54. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778817318479>
99. Endo M, Shibata M. Oil Gelation Ability of a Rice Bran Wax and Botanical High-Melting-Point Alcohol Mixture. *J Oleo Sci* [Internet]. 2019;68(8):739–45. Available from: [https://www.jstage.jst.go.jp/article/jos/68/8/68\\_ess19058/\\_article](https://www.jstage.jst.go.jp/article/jos/68/8/68_ess19058/_article)
100. Rocha JCB, Lopes JD, Mascarenhas MCN, Arellano DB, Guerreiro LMR, da Cunha RL. Thermal and rheological properties of organogels formed by sugarcane or candelilla wax in soybean oil. *Food Research International* [Internet]. 2013 Jan;50(1):318–23. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0963996912004541>
101. Tangsiriratana E, Skolpap W, Patterson RJ, Sriprapha K. Thermal properties and behavior of microencapsulated sugarcane wax phase change material. *Heliyon* [Internet]. 2019 Aug;5(8):e02184. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S240584401935844X>
102. Xia M, Yuan Y, Zhao X, Cao X, Tang Z. Cold storage condensation heat recovery system with a novel composite phase change material. *Appl Energy* [Internet]. 2016 Aug;175:259–68. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916305839>
103. Jeon J, Park JH, Wi S, Yang S, Ok YS, Kim S. Latent heat storage biocomposites of phase change material-biochar as feasible eco-friendly building materials. *Environ Res* [Internet]. 2019 May;172:637–48. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0013935119300738>

104. Palomo Del Barrio E, Cadoret R, Daranlot J, Achchaq F. New sugar alcohols mixtures for long-term thermal energy storage applications at temperatures between 70 °C and 100 °C. *Solar Energy Materials and Solar Cells* [Internet]. 2016 Oct;155:454–68. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0927024816302215>
105. Manoj Kumar P, Mylsamy K, Alagar K, Sudhakar K. Investigations on an evacuated tube solar water heater using hybrid-nano based organic phase change material. *Int J Green Energy*. 2020 Oct 20;17(13):872–83.
106. Al-Ahmed A, Sari A, Mazumder MAJ, Hekimoğlu G, Al-Sulaiman FA, Inamuddin. Thermal energy storage and thermal conductivity properties of Octadecanol-MWCNT composite PCMs as promising organic heat storage materials. *Sci Rep* [Internet]. 2020 Dec 8;10(1):9168. Available from: <http://www.nature.com/articles/s41598-020-64149-3>
107. Tong B, Tan ZC, Shi Q, Li YS, Wang SX. Thermodynamic investigation of several natural polyols (II). *J Therm Anal Calorim* [Internet]. 2008 Feb 8;91(2):463–9. Available from: <http://link.springer.com/10.1007/s10973-007-8361-8>
108. Knovel Corporation. *Knovel Critical Tables (2nd Edition) - Basic Physical Properties of Chemical Compounds* - Knovel. 2008.
109. COSTA SC, ISMAIL M, KENISARIN M, MAHKAMOV K, MULLEN D, HALIMIC E, et al. COMPARATIVE STUDY OF TWO TYPES OF MEDIUM TEMPERATURE PHASE CHANGE MATERIALS. In: *WIT Transactions on Ecology and the Environment* [Internet]. WITPress; 2019. p. 37–49. Available from: <http://library.witpress.com/viewpaper.asp?pcode=ESUS19-004-1>

110. Zou Y, Jiang Y, Yang T, Hu P, Xu X. Minor Constituents of Palm Oil: Characterization, Processing, and Application. In: Palm Oil [Internet]. Elsevier; 2012. p. 471–526. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780981893693500198>
111. Patterson HBW. The Hydrogenation Reaction. In: Hydrogenation of Fats and Oils [Internet]. Elsevier; 2011. p. 1–32. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9781893997936500075>
112. ASTM International. E793-06(2018) Standard Test Method for Enthalpies of Fusion and Crystallization by Differential Scanning Calorimetry. West Conshohocken, PA: ASTM International; 2018.
113. ASTM International. E1269-11(2018) Standard Test Method for Determining Specific Heat Capacity by Differential Scanning Calorimetry. West Conshohocken, PA: ASTM International; 2018.
114. Putra N, Sandi AF, Ariantara B, Abdullah N, Indra Mahlia TM. Performance of beeswax phase change material (PCM) and heat pipe as passive battery cooling system for electric vehicles. *Case Studies in Thermal Engineering*. 2020 Oct 1;21.
115. Singh RP, Kaushik SC, Rakshit D. Performance evaluation of charging process in a cascade latent heat storage system (C-LHSS) based on heat flux DSC results. *International Journal of Thermal Sciences*. 2020 May;151:106274.
116. Li C, Zhang B, Xie B, Zhao X, Chen J, Chen Z, et al. Stearic acid/expanded graphite as a composite phase change thermal energy storage material for tankless solar water heater. *Sustain Cities Soc* [Internet]. 2019 Jan;44:458–64. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2210670718315890>

117. Elfeky KE, Mohammed AG, Wang Q. Thermo-economic evaluation of PCM layer thickness change on the performance of the hybrid heat storage tank for concentrating solar power plants. *Energy*. 2022 Aug 15;253.
118. Yang L, Takase M, Zhang M, Zhao T, Wu X. Potential non-edible oil feedstock for biodiesel production in Africa: A survey [Internet]. Vol. 38, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd; 2014. p. 461–77. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114004286>
119. Monsalve M, Gaibor D, Bello A. Comparacion catálisis ácida y básica. *CUMBRES*. 2017;3(1):161–6.
120. Andreia Schäfer De Martini Soares F, Claro da Silva R, Caroline Guimarães da Silva K, Bertolossi Lourenço M, Ferreira Soares D, Antonio Gioielli L. Effects of chemical interesterification on physicochemical properties of blends of palm stearin and palm olein. *Food Research International*. 2009 Nov;42(9):1287–94.
121. Ravotti R, Fellmann O, Lardon N, Fischer LJ, Stamatiou A, Worlitschek J. Synthesis and investigation of thermal properties of highly pure carboxylic fatty esters to be used as PCM. *Applied Sciences (Switzerland)*. 2018;8(7):1–18.
122. Wang C, Wang T, Hu Z, Cai Z. Facile synthesis and thermal performance of cety palmitate/nickel foam composite phase change materials for thermal energy storage. *J Energy Storage*. 2020 Apr 1;28.
123. Alonso DA, Baeza A, Chinchilla R, Gómez C, Guillena G, Maset X, et al. Mezclas eutécticas como alternativa sostenible a los disolventes convencionales en Química Orgánica [Internet]. Vol. 114, *An. Quím*. 2018. Available from: [www.rseq.org](http://www.rseq.org)

124. Ansu AK, Singh P, Sharma RK. Development and Testing of Binary Organic Eutectic Mixture for Thermal Energy Storage. In 2021. p. 787–94.
125. Ma G, Sun J, Zhang Y, Jing Y, Jia Y. A novel low-temperature phase change material based on stearic acid and hexanamide eutectic mixture for thermal energy storage. *Chem Phys Lett*. 2019 Jan;714:166–71.
126. Chwieduk DA. Active solar space heating [Internet]. *Advances in Solar Heating and Cooling*. Elsevier Ltd; 2016. 151–202 p. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100301-5.00008-4>
127. Xiao Q, Cao J, Zhang Y, Li L, Xu T, Yuan W. The application of solar-to-thermal conversion phase change material in novel solar water heating system. *Solar Energy*. 2020 Mar;199:484–90.
128. Momeni M, Askar S, Fartaj A. Thermal performance evaluation of a compact two-fluid finned heat exchanger integrated with cold latent heat energy storage. *Appl Therm Eng*. 2023 Jul 25;230.
129. Sciacovelli A, Colella F, Verda V. Melting of PCM in a thermal energy storage unit: Numerical investigation and effect of nanoparticle enhancement. *Int J Energy Res*. 2013 Oct 25;37(13):1610–23.
130. Amoo LM. On a selection of the applications of thermodynamics. In: *Applications of Heat, Mass and Fluid Boundary Layers*. Elsevier; 2020. p. 383–412.
131. Hasan A. Phase change material energy storage system employing palmitic acid. *Solar Energy*. 1994 Feb;52(2):143–54.

132. Salyan S, B P, Singh H, Suresh S, Reddy AS. Liquid Metal Gallium in Metal Inserts for Solar Thermal Energy Storage: A Novel Heat Transfer Enhancement Technique. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2020 May;208:110365.
133. Seddegh S, Wang X, Henderson AD. A comparative study of thermal behaviour of a horizontal and vertical shell-and-tube energy storage using phase change materials. *Appl Therm Eng*. 2016 Jan;93:348–58.
134. Pakalka S, Valančius K, Streckienė G. Experimental and Theoretical Investigation of the Natural Convection Heat Transfer Coefficient in Phase Change Material (PCM) Based Fin-and-Tube Heat Exchanger. *Energies (Basel)* [Internet]. 2021 Jan 30;14(3):716. Available from: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/3/716>
135. Castell A, Belusko M, Bruno F, Cabeza LF. Maximisation of heat transfer in a coil in tank PCM cold storage system. *Appl Energy*. 2011 Nov;88(11):4120–7.
136. Anish R, Mariappan V, Suresh S, Joybari MM, Abdulateef AM. Experimental investigation on the energy storage/discharge performance of xylitol in a compact spiral coil heat exchanger. *International Journal of Thermal Sciences*. 2021 Jan;159:106633.
137. Dutil Y, Rousse DR, Salah N Ben, Lassue S, Zalewski L. A review on phase-change materials: Mathematical modeling and simulations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011 Jan;15(1):112–30.
138. Madruga S, Haruki N, Horibe A. Experimental and numerical study of melting of the phase change material tetracosane. *International Communications in Heat and Mass Transfer*. 2018 Nov;98:163–70.

139. Wang Z, Diao Y, Zhao Y, Chen C, Wang T, Liang L. Visualization experiment and numerical study of latent heat storage unit using micro-heat pipe arrays: Melting process. *Energy*. 2022 May;246:123443.
140. Biwole PH, Eclache P, Kuznik F. Phase-change materials to improve solar panel's performance. *Energy Build*. 2013 Jul;62:59–67.
141. Voller VR, Prakash C. A fixed grid numerical modelling methodology for convection-diffusion mushy region phase-change problems. *Int J Heat Mass Transf*. 1987 Aug;30(8):1709–19.
142. Mahdi MS, Mahood HB, Khadom AA, Campbell AN. Numerical simulations and experimental verification of the thermal performance of phase change materials in a tube-bundle latent heat thermal energy storage system. *Appl Therm Eng*. 2021 Jul;194:117079.
143. Bianco N, Fragnito A, Iasiello M, Mauro GM, Mongibello L. Multi-objective optimization of a phase change material-based shell-and-tube heat exchanger for cold thermal energy storage: experiments and numerical modeling. *Appl Therm Eng*. 2022 Oct;215:119047.
144. Peng B, Sheng W, He Z, Wang H, Su F, Wang S. Systematic investigations on charging/discharging performances improvement of phase change materials by structured network fins. *Energy*. 2022 Mar;242:122963.
145. Lizcano-González VA, Kafarov V, Mahkamov K. Thermal Performance of Hydrogenated Palm Stearin as a Phase Change Material in a Pilot Solar Thermal Energy Storage System. *Chem Eng Trans [Internet]*. 2024;109:2024. Available from: [www.cetjournal.it](http://www.cetjournal.it)
146. Goderis M, Buruzs A, Giordano F, Barz T, Beyne W, De Paepe M. Numerical modelling of thermal hysteresis in melting and solidification of phase change materials. *J Phys Conf*

- Ser [Internet]. 2024 May 1;2766(1):012227. Available from: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/2766/1/012227>
147. Costa SC, Mahkamov K, Kenisarin M, Ismail M, Lynn K, Halimic E, et al. Solar Salt Latent Heat Thermal Storage for a Small Solar Organic Rankine Cycle Plant. *J Energy Resour Technol* [Internet]. 2020 Mar 1;142(3). Available from: <https://asmedigitalcollection.asme.org/energyresources/article/doi/10.1115/1.4044557/958365/Solar-Salt-Latent-Heat-Thermal-Storage-for-a-Small>
148. Mahkamov K, Pili P, Manca R, Leroux A, Mintsa AC, Lynn K, et al. Development of a Small Solar Thermal Power Plant for Heat and Power Supply to Domestic and Small Business Buildings. In: Volume 1: Fuels, Combustion, and Material Handling; Combustion Turbines Combined Cycles; Boilers and Heat Recovery Steam Generators; Virtual Plant and Cyber-Physical Systems; Plant Development and Construction; Renewable Energy Systems. American Society of Mechanical Engineers; 2018.
149. Rufes Martinez P. *Energia Solar Térmica* [Internet]. Barcelona: Marcombo; 2010. Available from: <https://www.digitaliapublishing.com/a/17156>
150. Ayompe LM, Duffy A. Thermal performance analysis of a solar water heating system with heat pipe evacuated tube collector using data from a field trial. *Solar Energy* [Internet]. 2013 Apr;90:17–28. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13000054>
151. Araújo A, Ferreira AC, Oliveira C, Silva R, Pereira V. Optimization of collector area and storage volume in domestic solar water heating systems with on–off control—A thermal energy analysis based on a pre-specified system performance. *Appl Therm Eng* [Internet].

- 2023 Jan 25;219:119630. Available from:  
<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1359431122015605>
152. Tascioni R, Arteconi A, Del Zotto L, Cioccolanti L. Fuzzy Logic Energy Management Strategy of a Multiple Latent Heat Thermal Storage in a Small-Scale Concentrated Solar Power Plant. *Energies (Basel)* [Internet]. 2020 May 29;13(11):2733. Available from:  
<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2733>
153. Cioccolanti L, Tascioni R, Moradi R, Pirro M, Bartolini CM, Makhkamova I, et al. Development of a smart control unit for small-scale concentrated solar combined heat and power systems for residential applications. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*. 2022 Jan 1;2.
154. Bettoni D, Soppelsa A, Fedrizzi R, Matamoros RMDT. Analysis and adaptation of Q-learning algorithm to expert controls of a solar domestic hot water system. *Applied System Innovation*. 2019 Jun 1;2(2):1–25.
155. Agrawal N, Kumar B, Verma B, Mehling H, Arora B. Experimental results of a solar space heating system with PCM: Small-scale setup and real-scale setup. In: *Materials Today: Proceedings*. Elsevier Ltd; 2022. p. 31–8.
156. Ait Laasri I, Charai M, Mghazli MO, Outzourhit A. Energy performance assessment of a novel enhanced solar thermal system with topology optimized latent heat thermal energy storage unit for domestic water heating. *Renew Energy* [Internet]. 2024 Apr 1;224:120189. Available from: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148124002544>
157. Modi N, Wang X, Negnevitsky M. Solar Hot Water Systems Using Latent Heat Thermal Energy Storage: Perspectives and Challenges. *Energies (Basel)*. 2023 Feb 1;16(4).

158. Pérez Forero NA. Ecoturismo de alta montaña: entre la conservación y el turismo. PNN Los Nevados, Sendero Conejeras. Turismo y Sociedad [Internet]. 2019 Nov 25;26:155–71. Available from: <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/tursoc/article/view/6270>
159. Burzynski R, Crane M, Yao R, Becerra VM. Space heating and hot water demand analysis of dwellings connected to district heating scheme in UK. Journal of Central South University of Technology (English Edition). 2012 Jun;19(6):1629–38.
160. Fraisse G, Bai Y, Le Pierrès N, Letz T. Comparative study of various optimization criteria for SDHWS and a suggestion for a new global evaluation. Solar Energy. 2009 Feb;83(2):232–45.
161. Plytaria MT, Bellos E, Tzivanidis C, Antonopoulos KA. Financial and energetic evaluation of solar-assisted heat pump underfloor heating systems with phase change materials. Appl Therm Eng. 2019 Feb 25;149:548–64.
162. Krarouch M, Ruesch F, Hamdi H, Outzourhit A, Haller M. Dynamic simulation and economic analysis of a combined solar thermal and pellet heating system for domestic hot water production in a traditional Hammam. Appl Therm Eng. 2020 Nov 5;180.
163. Colclough S, Griffiths P. Financial analysis of an installed small scale seasonal thermal energy store. Renew Energy. 2016 Feb;86:422–8.