

**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

Ingeniería Mecánica, Térmica y de Fluidos

*Máquinas y Motores Térmicos*

---

# **TRABAJO FIN DE GRADO**

---

**Desarrollo en TRNSYS 16 del gemelo digital  
para la simulación del comportamiento de la  
instalación de energía solar térmica para la  
producción de ACS en el Hospital Materno Infantil de  
Málaga**

**Autor:** José María Rubio Palomino

**Tutor:** Juan Manuel Gallardo Salazar

Grado en Ingeniería de la Energía con Mención en Energías Renovables

Málaga, 26 Mayo de 2025



# Agradecimientos

---

*Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a mi familia y amigos, cuyo apoyo incondicional ha sido fundamental a lo largo de todo este proceso. Especial mención al profesor Juan Manuel Gallardo Salazar, por su paciencia, dedicación y orientación a lo largo de estos meses de arduo trabajo.*



# Resumen

---

En la actualidad, una parte considerable de grandes establecimientos como hospitales o polideportivos, tratan de incluir sistemas de producción energética a partir de fuentes renovables. En dichos sistemas están incluidas instalaciones fotovoltaicas, instalaciones solares térmicas, calderas de biomasa, bombas de calor y un largo etcétera que apoyan de manera considerable el proceso de descarbonización global.

A pesar de ello, el dimensionamiento y operación de dichas instalaciones es complejo desde el punto de vista ingenieril. Es por ello por lo que se utilizan numerosas herramientas de simulación que permiten anticipar de manera aproximada el funcionamiento del sistema para unas condiciones y periodos determinados.

En el presente documento se realiza una simulación dinámica de la instalación solar térmica del Hospital Materno-Infantil de Málaga haciendo uso del software TRNSYS 16. Con dicha instalación se pretende suplir la demanda total de agua caliente sanitaria (ACS) del hospital. A través del modelo digital se evalúa el comportamiento energético anual y se analiza su capacidad de respuesta frente a distintas condiciones climáticas.



# Abstract

---

Nowadays, a considerable number of large facilities such as hospitals and sports centers aim to incorporate energy production systems based on renewable sources. These systems include photovoltaic installations, solar thermal systems, biomass boilers, heat pumps, and many others that significantly support the global decarbonization process.

Nevertheless, the sizing and operation of these systems is complex from an engineering standpoint. For this reason, numerous simulation tools are used to approximately predict the system's performance under specific conditions and time periods.

This document presents a dynamic simulation of the solar thermal installation at Hospital Materno-Infantil of Málaga using the TRNSYS 16 software. The goal of this installation is to fully meet the hospital's domestic hot water (DHW) demand. Through the digital model, the annual energy performance is evaluated, and its response capacity under different climatic conditions is analyzed.



# Índice

---

<i>Índice de Figuras</i>	XI
<i>Índice de Tablas</i>	XIII
<b>1 Introducción</b>	<b>3</b>
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivo	4
1.3 Energía Solar Térmica	4
1.3.1 Fundamentos de la Energía Solar Térmica	4
1.3.2 Fortalezas y debilidades	5
1.3.3 Aplicaciones de la tecnología	5
1.3.4 Componentes de una Instalación Solar Térmica	8
<i>Índice de Códigos</i>	1
<b>2 Sistema de Energía Solar para ACS</b>	<b>11</b>
2.1 Clasificación	11
2.1.1 Instalaciones pequeñas	11
2.1.2 Instalaciones medianas y grandes	13
2.2 Captador Solar Plano	13
2.2.1 Principio de funcionamiento	14
2.2.2 Componentes	15
2.2.3 Clasificación de los captadores solares planos	16
2.2.4 Balances de energía en un captador solar plano	17
2.2.5 Rendimiento térmico	17
2.3 Acumulador	18
2.3.1 Características funcionales	19
2.4 Circuito Primario	19
<b>3 Instalación Solar Térmica en el Hospital Materno-Infantil de Málaga</b>	<b>23</b>
3.1 Memoria Justificativa	23
3.1.1 Información previa. Emplazamiento y descripción del lugar	23
3.1.2 Mejora en la producción de ACS	23
Criterios básicos del funcionamiento del sistema propuesto	24

---

<b>4</b>	<b>Modelado de la Instalación Solar Térmica del Hospital Materno-Infantil en TRNSYS 16</b>	<b>25</b>
4.1	Introducción	25
4.2	Entorno TRNSYS 16	26
4.3	Modelado	28
4.4	Cálculos Matemáticos	48
<b>5</b>	<b>Resultados de la Simulación</b>	<b>59</b>
<b>6</b>	<b>Vínculos con la Realidad</b>	<b>87</b>
6.1	Comprobación de las Temperaturas	87
6.1.1	Temperatura de Impulsión Solar	87
6.1.2	Temperatura del fluido en el Interacumulador	88
6.1.3	Temperatura Impulsión Interacumulador	88
6.1.4	Temperatura Intercambiador de Calor Secundario	89
6.1.5	Temperatura del fluido en el Acumulador de Consumo y Temperatura de Impulsión Consumo	90
6.2	Comprobación Energética	91
6.2.1	Contador de Energía Interacumulador-Intercambiador	91
6.2.2	Contador de Energía Intercambiador-Consumo	91
6.2.3	Contador de Energía Auxiliar	92
6.3	Discrepancias operativas	95
6.4	Conclusiones	96
<b>7</b>	<b>Conclusiones y Futuras Líneas de Investigación</b>	<b>97</b>
	<b>Anexos</b>	<b>99</b>

# Índice de Figuras

---

1.1	Esquema General de una Instalación Solar Térmica	8
2.1	Principales características de instalaciones solares térmicas clasificadas por tamaño	11
2.2	Características comparativas de captadores solares	14
2.3	Sección de un captador solar plano	15
2.4	Flujos de calor en Captador Solar Plano	17
4.1	Archivos climáticos de Málaga	28
4.2	Datos Técnicos Vitosol 200-FM	29
4.3	Bomba hidráulica del Primario	31
4.4	Arranque y paradas de la bomba del primario durante el primer arranque de la mañana	33
4.5	Esquema del intercambiador secundario-consumo	41
4.6	Acumuladores de consumo	43
4.7	Perfil de Demanda de ACS en un hospital tipo	47
4.8	Temperatura Media Anual del Interacumulador	53
4.9	Temperatura Media Mensual del Interacumulador	55
4.10	Temperatura Media del Interacumulador en Enero	55
5.1	Forma de la Generación Solar Diaria	70
5.2	Temperatura del Agua de Red en Málaga a lo largo del año	73
5.3	Sistema de apoyo	81
6.1	Sonda de temperatura fluido a la salida de los colectores	88
6.2	Sonda de temperatura fluido en el interacumulador	88
6.3	Sonda de temperatura impulsión interacumulador	89
6.4	Sondas de temperatura intercambiador secundario	89
6.5	Sonda de temperatura fluido en el acumulador de consumo	90
6.6	Sonda de temperatura comercial	90
6.7	Medidor energético del interacumulador al intercambiador	91
6.8	Medidor energético del intercambiador al consumo	92
6.9	Medidor energético inicial del sistema auxiliar	92
6.10	Caudal de agua entrante a las bombas de calor	93
6.11	Medidor energético final del sistema auxiliar	93
6.12	Ubicación del medidor energético neto del sistema auxiliar	94
6.13	Medidor energético del medidor energético comercial	94



# Índice de Tablas

---

4.1	Valores del Type 1b - Colector Solar Plano	30
4.2	Parámetros del Acumulador de Consumo	44
4.3	Parámetros del Type 55 - Integrador Periódico en TRNSYS - Valores Anuales	51
4.4	Parámetros del Type 55 - Integrador Periódico en TRNSYS - Valores Mensuales	54
5.1	Parámetros térmicos característicos de la instalación	61
5.2	Radiación global y directa en los meses de junio y agosto	71



# **MEMORIA**

**Desarrollo en TRNSYS 16 del gemelo digital  
para la simulación del comportamiento de  
la instalación de energía solar térmica  
para la producción de ACS en el  
Hospital Materno Infantil de Málaga**

**Organismo:** Hospital Materno Infantil de Málaga

**Autor:** José María Rubio Palomino



# 1 Introducción

---

## 1.1 Antecedentes

Vivimos en un mundo en el que el consumo de energía aumenta de manera incesante debido a los estándares consumistas establecidos en la sociedad a lo largo de las últimas décadas. Es por esto que tratar de buscar tecnologías alternativas a las convencionales, de modo que se pueda suplir la demanda de la sociedad siendo lo más respetuoso con el medioambiente, es esencial desde el punto de vista económico, social e incluso si se quiere mantener un nivel de salud global aceptable.

A lo largo de los últimos años se ha experimentado una creciente demanda de energía. Esto provoca a su vez la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta nueva vertiente ha provocado un aumento exponencial en el desarrollo de tecnologías renovables para la generación energética. Entre estas tecnologías, la **energía solar térmica** se ha consolidado como una solución eficiente y viable para la producción fundamentalmente de agua caliente sanitaria (ACS) en una gran cantidad de edificios, como en el caso de los hospitales.

A nivel mundial, el 47% de la energía es destinada a la producción de energía térmica, el 27% al transporte y el 16% a la electricidad [1]. La gran cantidad de energía destinada a procesos de calefacción resalta su importancia en la vida moderna.

El **Hospital Materno-Infantil de Málaga** cuenta con una instalación de energía solar térmica diseñada para cubrir parte de la demanda de ACS del centro. Sin embargo, la optimización y mejora de estos sistemas requiere herramientas avanzadas de modelado y simulación que permitan evaluar su rendimiento bajo diferentes condiciones de operación.

En este contexto, la metodología de los **gemelos digitales** ha cobrado relevancia en el ámbito de la ingeniería energética. Un *gemelo digital* no es más que la réplica virtual de un sistema físico que permite analizar su comportamiento dinámico en un entorno de simulación. Para el caso del Hospital Materno-Infantil de Málaga, se empleará el software **TRNSYS** (Transient System Simulation Tool), herramienta utilizada en la simulación de sistemas energéticos en su globalidad.

Tal y como se expresa en el estudio de Saleem (2015) [1], la aplicación de TRNSYS se ha proclamado como una solución digital eficaz en términos de simulación del comportamiento térmico en sistemas transitorios, considerando aspectos como la radiación solar, el patrón climático local y el consumo de ACS. Además, la simulación facilita el tratamiento de diferentes métodos de control y operación, contribuyendo al incremento del rendimiento energético y la disminución de la demanda de combustibles convencionales.

Este estudio refleja la tendencia actual hacia la digitalización y la optimización de instalaciones energéticas mediante herramientas avanzadas de simulación, proporcionando un enfoque innovador para la gestión y el diseño de sistemas de energía renovable en el sector ingenieril.

## 1.2 Objetivo

El objetivo fundamental de la realización de un gemelo digital en el entorno TRNSYS 16 es tratar de simular de la manera más precisa posible el funcionamiento de una instalación solar térmica previamente dimensionada. No obstante, el interés de este software no solo permanece en el carácter simulatorio, sino que también puede aportar su grano de arena a la hora del diseño. La realización de numerosas simulaciones variando diferentes magnitudes del sistema, como el área de captación, la inclinación de los colectores, el modelo de colector y un largo etcétera, junto con su posterior análisis nos ayuda en la creación de una hoja de ruta para determinar el dimensionamiento más óptimo. Pese a ello, en el presente trabajo únicamente usaremos este software con la finalidad de simular el funcionamiento del Proyecto de Rehabilitación conforme a las exigencias del Plan de Impulsión a la Rehabilitación de Edificios Públicos (PIREP) del **Hospital Materno-Infantil de Málaga**, dependiente del **Hospital Universitario Regional de Málaga** y del **Servicio Andaluz de Salud** realizado por la empresa *Ingho Ingeniería y Facility Management*

## 1.3 Energía Solar Térmica

La **energía solar térmica** consiste en el ámbito de la ingeniería que trata de convertir la radiación solar en energía útil mediante el calentamiento de un fluido, ya sea agua, aire o aceite. Debido a la sencillez en su principio de funcionamiento, es una de las formas de generación energética renovable con mayor historia. Desde hace años, ha ganado importancia, convirtiéndose en una fuente pionera en la transición hacia sistemas de energía renovable.

### 1.3.1 Fundamentos de la Energía Solar Térmica

La transición energética desde la radiación solar hacia el aumento del nivel térmico del fluido se realiza mediante un colector solar. Este colector puede tener diferentes ubicaciones. Gracias a la circulación del fluido por los conductos del colector se permite que el fluido aumente su nivel térmico pudiendo ser utilizado en diferentes aplicaciones.

El proceso básico de generación de energía solar térmica se puede dividir en las siguientes etapas:

- 1. Captura de la Radiación Solar:** La radiación solar llega a la superficie del colector solar. Parte de la radiación penetra a través de la lámina de cristal mientras que otra parte es reflejada. La radiación que es capaz de penetrar el cristal es absorbida por un material que tiene una alta capacidad de absorción, generalmente un panel negro con una alta absorptividad en longitudes de onda corta y baja emisividad en longitudes de onda larga.
- 2. Transferencia de Calor:** El calor absorbido por el colector se transfiere a un fluido térmico (agua en su mayoría) que circula a través de los conductos internos del colector. Este fluido aumenta su nivel térmico y transporta la energía térmica hacia su destino final.
- 3. Almacenamiento (Opcional):** En la mayoría de sistemas solares, el calor absorbido se almacena en un tanques para desacoplar la producción con la demanda (el tanque de almacenamiento tiene la misma función que una batería eléctrica en una instalación fotovoltaica).

**4. Distribución del Calor:** El calor almacenado o directamente producido se utiliza en diversas aplicaciones, como el calentamiento de agua, la calefacción de ambientes, o procesos industriales que requieran calor. Estas aplicaciones se comentarán en apartados posteriores.

### 1.3.2 Fortalezas y debilidades

Algunas fortalezas de la energía solar térmica son:

- Como cualquier fuente de energía renovable es limpia, gratuita e inagotable, representando una alternativa seria a tecnologías convencionales.
- Las instalaciones actuales no generan impactos sobre el medio físico, ni sobre emisiones, ni sobre los suelos. Por otro lado, la generación de ruidos es mínima y brillan por su condición de independencia y descentralización, promoviendo un desarrollo ambientalmente sostenible.
- En términos de ahorro:
  - Con dimensionamientos adecuados, la producción energética se establece en valores cercanos al 70%.
  - Gracias a los sistemas autónomos de control los requerimientos operativos y de mantenimiento son muy reducidos.
  - El marco temporal de uso de estos sistemas se prolonga alrededor de entre 15 a 20 años.

Por el contrario, también existen algunas debilidades:

- La expansión de la tecnología se ve dificultada por el mayor desembolso económico que suponen en comparación con sistemas convencionales de agua caliente sanitaria.
- La economía de escala influye en el ahorro.
- La falta de sensibilidad en el campo de la integración arquitectónica ha provocado un repudio social generalizado.

### 1.3.3 Aplicaciones de la tecnología

La funcionalidad de las instalaciones solares se expande de manera guiada por las aplicaciones y demandas de los usuarios.

#### 1. Producción de agua caliente sanitaria

El agua caliente sanitaria (ACS) junto con la calefacción se han convertido en uno de los mayores consumidores energéticos a nivel doméstico.

Actualmente, la energía solar térmica aporta alternativas perfectamente escalables al ámbito del agua caliente sanitaria, siendo una opción con un carácter consolidado y lucrativo. Su rango de temperaturas (60-65 °C) concuerda a la perfección con los requerimientos térmicos. Es posible suplir el 100% del consumo en verano y valores entre el 40-70% en épocas invernales.

El alto nivel de madurez de esta tecnología ha expandido su uso en viviendas unifamiliares, hospitales, hoteles o incluso oficinas.

#### 2. Calentamiento del agua de piscinas

El uso de sistemas solares para el calentamiento del agua de piscinas ha crecido a la par que la tecnología. En definitiva, en otro tipo de sistemas, la instalación necesita mayores temperaturas de producción y un marco normativo más estricto, cosa que no ocurre en este tipo de casos.

Las temperaturas de producción rondan los 30°C de modo que la planta trabaja con una mayor

holgura, lo que reduce el coste económico y la complejidad operativa. Se ha establecido como una solución económica, fiable y simple.

### **3. Calefacción**

Gracias al ahorro energético obtenido en parte del centro y norte europeo, con valores superiores al 25 %, resulta habitual el uso de estos sistemas para satisfacer parte de la demanda de calefacción. Por otro lado, dichos equipos suelen tener compatibilidad con la producción de agua caliente sanitaria. los sistemas de control dan paso a suplir la demanda de calefacción una vez que se han cubierto las necesidades de ACS.

El uso de un sistema de calefacción con el marco de características que se viene exponiendo tiene una principal debilidad, la temperatura de consigna. A diferencia de los sistemas de calefacción tradicionales cuyos requerimientos de producción térmica ascienden a temperaturas comprendidas entre los 70-80 °C, los captadores solares planos rara vez llegan a temperaturas de producción con dichas características en condiciones normales, por lo que su producción únicamente sería útil para agua caliente sanitaria. Con el objetivo de alcanzar mayores niveles térmicos se hace uso de sistemas auxiliares. Dichos sistemas tienen una tipología muy variable. Sin embargo, gracias a la evolución en aspectos de transición energética, los sistemas solares térmicos actualmente están siendo hibridados con bombas de calor o instalaciones fotovoltaicas para alcanzar las temperaturas requeridas por las instalaciones de calefacción.

Con todo, la mejora de la operatividad y funcionalidad de sistemas solares se encuentra en el uso de suelos radiantes.

Las temperaturas de trabajo en estos casos rondan los 30-50°C, puntos de operación óptimos en el caso de colectores convencionales. Se reduce el coste y el control al no requerir sistemas de apoyo, lo que lo hace una solución altamente efectiva.

### **4. Refrigeración**

En las economías avanzadas, debido a la crisis energética que se está sufriendo en los últimos años, la preocupación por la refrigeración de hogares, institutos , universidades u hospitales y su coste asociado no ha dejado de crecer. Por esto, han surgidos varias opciones fundadas en los principios básicos de la energía solar.

De las numerosas hipótesis apoyadas en la utilización de energía solar para la climatización de estancias, la más destacada consiste en la tecnología de refrigeración por absorción térmica, utilizada en más de la mitad de los casos. El principio técnico de esta tecnología consiste en la capacidad de absorción de algunas sustancias para absorber un fluido refrigerante. Como absorbentes más utilizados se tiene al amoníaco y al bromuro de litio, acompañados de agua a modo de refrigerante estelar.

### **5. Usos industriales**

#### **A. Industrias Cárnicas**

El aporte solar únicamente trata aquellos procedimientos con demandas menores de 100°C:

- a. Sistemas de calefacción.
- b. Secaderos.
- c. Agua caliente (para no consumo humano).
- d. Eliminación de bacterias en diferentes enseres.

**B. Industrias Lácteas**

Existen dos vertientes, aquellos procedimientos con demandas menores de 100°C y para la generación de frío:

- a. Sistemas de calefacción.
- b. Agua caliente (para no consumo humano).
- c. Eliminación de bacterias.
- d. Tratamiento térmico para la eliminación de microorganismos (pasteurización).
- e. Procesos fermentativos (yogur).

**C. Panadería y Pastelería**

Existen dos vertientes, aquellos procedimientos con demandas menores de 100°C y para la generación de frío (climatización):

- a. Agua caliente (para no uso humano).
- b. Fermentación.
- c. Reposo.

**D. Industria de la Madera y el Corcho**

El aporte solar únicamente trata aquellos procedimientos con demandas menores de 130°C:

- a. Calefacción de naves y oficinas.
- b. Secado.
- c. Impregnación.
- d. Recubrimiento.
- e. Baños calientes a baja temperatura.
- f. Baños calientes a alta temperatura.

**E. Productos Farmacéuticos**

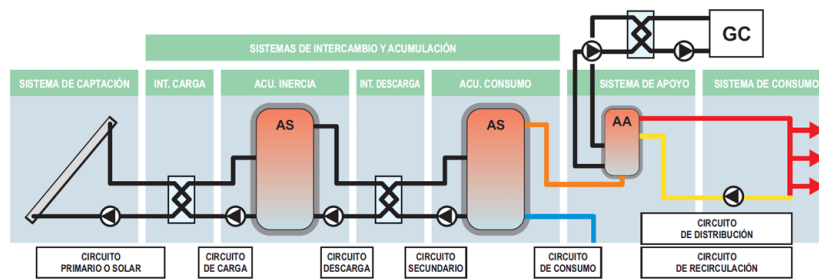
El aporte solar únicamente trata aquellos procedimientos con demandas menores de 110°C:

- a. Calentamiento de naves y oficinas.
- b. Fabricación de benzodiazepinas.
- c. Obtención de penicilina.
- d. Proceso de concentración.
- e. Esterilización previa (calentamiento inicial).

En casos particulares, sin restricción de superficie, es posible también cubrir adicionalmente parte de las demandas de calor a temperaturas superiores.

### 1.3.4 Componentes de una Instalación Solar Térmica

Una instalación solar térmica está compuesta normalmente por 7 sistemas básicos y 2 sistemas de interconexión según la información aportada por [2]. Los sistemas básicos están compuestos de: Módulo captador, un par de intercambiadores junto con sus respectivos tanques de almacenamiento, módulo auxiliar y de demanda. Las conexiones se realizan a partir del módulo hidráulico o de tuberías. Los algoritmos de control aportan la conexión funcional. Toda la información se profundiza en los siguientes párrafos.



**Figura 1.1** Esquema General de una Instalación Solar Térmica.

El módulo captador es el encargado de la transformación de la radiación solar incidente en aumentar el nivel térmico del fluido circulante por el circuito hidráulico.

Los intercambiadores de calor a su vez realizan la transferencia entre los diferentes segmentos. Esta transferencia se puede efectuar siguiendo dos procedimientos: desde el módulo captador al agua de consumo, o bien a través de dos sistemas de intercambio entre los cuales se inserta un acumulador de inercia intermedio, desacoplando los procesos de producción y demanda. Los tipos de intercambiadores que se observan en las instalaciones vienen descritos a continuación:

- **Intercambiador de carga:** Transfiere la energía de la captación al secundario. El secundario puede incluir un sistema de acumulación intermedio o bien únicamente el tanque de consumo.
- **Intercambiador de descarga:** Transfiere el calor del acumulador de inercia al agua de consumo. En caso de no existir acumulación intermedia la instalación contará únicamente con un intercambiador, el de descarga.

Con cualquiera de las dos opciones, en función de la ubicación del módulo intercambiador, existen dos tipos:

- **Interno:** En caso de estar incorporado dentro de un acumulador, dando lugar a lo que se conoce como un interacumulador.
- **Externo:** En caso de no estar incorporado.

Los sistemas de acumulación son los encargados de almacenar la energía hasta que es requerida por la demanda. El acumulador normalmente almacena agua. Existen dos tipos de sistemas que pueden ser:

- **Acumulación de inercia:** Consiste en un circuito cerrado cuyo líquido interno no se consume directamente. Relaja la normativa aplicada y normalmente se utiliza agua debido a la calidad en sus propiedades térmicas y operativas.
- **Acumulación de consumo:** Contiene el agua para el consumo humano, con los requerimientos normativos correspondientes.

El bloque correspondiente al módulo auxiliar complementa al aporte solar suministrando la energía adicional necesaria para cubrir la demanda en su totalidad.

Por otro lado, el módulo de consumo es el encargado de generar la demanda en la instalación. Suele estar constituido por la grifería y aparatos sanitarios que requieran agua caliente.

Por otro lado, el componente hidráulico se representa mediante los circuitos constituidos por tuberías, accesorios, bombas, válvulas etc. Dicho circuito permite la interconexión de numerosos módulos que, gracias a la circulación del agua, son realizados los diferentes intercambios térmicos. Los numerosos circuitos vienen descritos a continuación:

- **Primario o solar:** Captura la energía directamente en el módulo captador.
- **De carga:** Incrementa el nivel térmico del acumulador de inercia.
- **De descarga:** Extrae la energía almacenada en el depósito intermedio.
- **Secundario:** Circuito de agua destinado al consumo doméstico que se encarga del calentamiento dentro del sistema de almacenamiento para consumo.
- **De consumo:** Incluye desde la entrada del agua fría hasta la salida del agua caliente en el sistema auxiliar.
- **De distribución:** Comprende el circuito cuyo inicio corresponde con la impulsión del agua de consumo y cuyo fin corresponde con los puntos de utilización finales.
- **De recirculación:** Transporte desde el módulo auxiliar hasta los puntos de distribución.

El módulo controlador establece estrategias funcionales y protectoras con el objetivo de asegurar un correcto funcionamiento del sistema. Indica el arranque y parada de bombas, regula las válvulas de tres vías y cualquier otra actuación electromecánica requerida.



## 2 Sistema de Energía Solar para ACS

En este nuevo capítulo se pretende expresar una visión más concreta de los tipos de instalaciones solares que existen, así como los distintos componentes que constituyen estas instalaciones. Serán tratados los diferentes componentes como pueden ser captadores solares, tanques de almacenamiento, intercambiadores de calor, bombas hidráulicas y en definitiva, cualquier componente de la instalación, de acuerdo con la información recogida en la Guía de Energía Solar Térmica del IDAE [2] y cumpliendo con los requisitos regulados por el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) [16]

### 2.1 Clasificación

Una clasificación de los sistemas según su tamaño se puede encontrar en la siguiente tabla:

Tamaños de instalación	Pequeñas	Medianas	Grandes
Superficie captación (A en m <sup>2</sup> )	$A \leq 10$	$10 \leq A < 100$	$A \geq 100$
Potencia solar (Ps) en kW ( $P_s = A * 0,7 \text{ kW/m}^2$ )	$P_s < 7$	$7 \leq P_s < 70$	$P_s \geq 70$
Volumen acumulación aproximado V en litros	$V < 1.000$	$1.000 \leq V < 10.000$	$V \geq 10.000$
Denominación	Sistemas SST	Instalaciones IST	
Según normas	Prefabricados	A medida	
Circulación	Natural	Forzada	
Intercambio	Interno	Interno o externo	Externo
Bombas	-	Simple	Simple o Doble

Figura 2.1 Principales características de instalaciones solares térmicas clasificadas por tamaño .

#### 2.1.1 Instalaciones pequeñas

Las instalaciones pequeñas se clasifican y diferencian a su vez en torno a 5 criterios:

##### 1. Principio de circulación

Hace referencia al mecanismo físico por el cuál circula el fluido por el circuito.

- Circulación natural o también conocida como termosifón: el fluido se mueve por diferencia de densidades.
- Circulación forzada: el sistema cuenta con una bomba hidráulica, produciendo un movimiento forzado del fluido.

## **2. Sistema de intercambio**

- Sistemas directos: la transmisión térmica es inmediata dado que el agua del módulo de captación es la de consumo.
- Sistemas indirectos: la introducción de un intercambiador permite trabajar con fluidos independientes entre el módulo captador y el de consumo.

En caso de hacer uso de un intercambiador de calor, supondría aumentar la temperatura en el circuito primario para tratar de compensar las pérdidas de efectividad asociadas a la propia naturaleza del dispositivo. Si el aumento de las temperaturas fuese demasiado elevado, se podrían sufrir pérdidas en el rendimiento de los captadores. Sin embargo, dicho efecto carece de importancia si el dimensionado de la instalación es el correcto.

Por otro lado, la utilización del intercambiador se justifica con el hecho de que reduce los problemas que surgen en los sistemas sin intercambio por incrustaciones calcáreas, fluctuaciones en las temperaturas y en las presiones aumentando considerablemente la vida útil. En definitiva, en la mayoría de instalaciones de ACS se utilizan sistemas indirectos.

## **3. Sistema de expansión** Las fluctuaciones constantes en los valores de temperatura de los fluidos de una instalación solar térmica tiene como consecuencia la fluctuación del volumen del fluido interior. Para mitigar dicho efecto se hace uso de sistemas de expansión.

- Expansión abierta: se denomina sistema de expansión abierta en caso de que el circuito interactúe con la atmósfera de manera continua.
- Expansión cerrada: no existe interacción entre el fluido y el ambiente.

El principal problema de los sistemas abiertos es que el contacto entre el fluido y la atmósfera produce que parte del fluido se evapore, siendo necesaria una reposición continua, lo que tiene como consecuencia la entrada de oxígeno y sales que aumentan la corrosión del sistema y disminuye la vida útil del mismo. En la práctica únicamente se utilizan sistemas de expansión cerrada.

## **4. Contenido del líquido** En lo que respecta al contenido del líquido del circuito primario de la instalación, se pueden encontrar dos tipologías:

- Circuito lleno: en caso de que el circuito permanezca constantemente lleno de fluido, con una purga adecuada.
- Circuito con drenaje: con el objetivo de prevenir condiciones de estancamiento el circuito contiene a la vez fluido y aire.

## **5. Acoplamiento** El acoplamiento entre captadores y acumuladores en instalaciones de reducido tamaño se puede clasificar en tres diferentes tipos:

- Sistema compacto: captadores y acumuladores están montados en una única unidad preparada para la instalación. Pueden estar unidos o separados físicamente.

- Sistema integrado: los procesos de captación y acumulación respectivos se realizan en el mismo conjunto. A diferencia de los sistemas compactos, no pueden estar separados físicamente.
- Sistema partido: al contrario que en el sistema integrado, el módulo captador y de acumulación tienen separación física. La principal ventaja consiste en la facilidad para integrar los distintos módulos en el entorno del edificio.

### 2.1.2 Instalaciones medianas y grandes

Atendiendo a los criterios anteriormente expuestos para el caso de instalaciones pequeñas, se puede observar las siguientes características adicionales para el caso de instalaciones medianas y grandes. Los principios de dichas instalaciones tienen una mayor importancia en el contexto del proyecto.

- 1. Principio de circulación** A modo de regla general, aquellos sistemas suficientemente complejos por su tamaño deberán tener como principio de circulación fundamental el uso de bombas hidráulicas, generando flujo forzado.  
Los condicionantes que aportan los sistemas de termosifón en cuanto a ubicación de los elementos con el fin de evitar problemas de estancamiento, complican de manera exponencial la ejecución de la instalación. Esto se produce debido a que el diferencial de niveles térmicos requerido para vencer las pérdidas de carga aumenta de manera directamente proporcional al tamaño del grupo, generando temperaturas de trabajo mayores y a su vez la disminución del rendimiento.
- 2. Sistema de intercambio** Si en las instalaciones pequeñas es recomendable el uso de intercambiadores de calor en este tipo de instalaciones lo es aún más. Las dos principales desventajas derivadas de la utilización de sistemas directos vienen a partir de la congelación del fluido del módulo captador junto con el aumento de los deposiciones calcáreas producto de la dureza y niveles térmicos del agua.
- 3. Contenido del líquido** Cualquier sistema (circuito lleno o drenaje) puede ser utilizado en las instalaciones medianas o grandes.
- 4. Forma de acoplamiento** Tal y como se ha indicado en el apartado de sistema de intercambio, al introducir intercambiadores de calor el acoplamiento debe ser siempre del tipo sistema partido.

## 2.2 Captador Solar Plano

Un captador solar es un dispositivo que convierte la radiación solar en energía térmica mediante la absorción y transferencia de calor a un fluido de trabajo, utilizado en aplicaciones como agua caliente sanitaria, calefacción y procesos industriales. Existen distintos tipos, como los planos, de tubos de vacío y concentradores, cada uno con características y eficiencias específicas. Su uso es clave en la transición energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y mejorando la sostenibilidad del sistema energético. Además de la producción de calor de manera eficiente, el captador debe tener una estructura tal que le permita soportar la continua exposición a condiciones exteriores. En la siguiente tabla se exponen las características comparativas de los dos tipos de captadores solares que existen (captadores solares planos y de vacío).

	Planos		Tubos de vacío
	No selectivo	Selectivo	Heat-pipe y en U
Rendimiento: Factor de ganancia	≈ 0.9	≈ 0.8	≈ 0.6
Rendimiento: Factor de pérdidas (W/m <sup>2</sup> .K)	6,0 - 8,0	3,0 - 5,0	2,0 - 3,1
Temperatura de estancamiento (°C)	120-160	180-220	200-239
Relación de superficie apertura/bruta	> 0,9		< 0,6
Espesor de la cubierta de vidrio	2 a 4		1,6 a 2,1
Resistencia de la cubierta de vidrio	Mayor		Menor
Durabilidad: principal problema	Entrada de agua al interior		Pérdida del vacío
Resistencia al viento	Elevada		Menor

Figura 2.2 Características comparativas de captadores solares.

En nuestro caso nos centraremos en el uso del captador solar plano. De manera general se ha potenciado el uso del mismo a pesar de que los captadores de tubo de vacío reducen las pérdidas convectivas. A pesar de ello, su costo es mucho mayor y si a esto se le añade que las temperaturas de funcionamiento de las instalaciones de ACS genéricas se alcanzan con los captadores solares planos se obtiene como resultado la imposición de este tipo de modelos en la industria energética actual.

### 2.2.1 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de los captadores mantiene los siguientes pasos:

- 1. Absorción de radiación solar:** El captador consta de una superficie absorbente (generalmente negra) que captura la radiación solar. Esta superficie está cubierta por una caja aislante con una cubierta transparente en su mayoría de vidrio aunque pudiera ser de plástico, la cuál permite el paso de la radiación solar reduciendo las pérdidas de calor por convección. Esta cubierta es la que produce el denominado "efecto invernadero". Una parte de la energía incidente, de longitud de onda corta, es reflejada pero la mayor parte atraviesa e incide sobre la superficie absorbidora. El absorbedor, tal y como se expone en el siguiente punto, al calentarse emite radiación en longitudes de onda larga que no pueden salir a exterior debido a la opacidad del vidrio frente a esa radiación.
- 2. Conversión de energía en calor:** La radiación solar incidente sobre la superficie absorbente se convierte en energía térmica debido a su alta capacidad de absorción en longitudes de onda específicas. Este calor se transfiere al fluido de trabajo que circula a través de conductos o tubos de cobre situados en el interior del captador.
- 3. Transferencia de calor al fluido de trabajo:** El fluido de trabajo (generalmente agua o una mezcla de agua y anticongelante) circula a través de los tubos de cobre, que están en contacto con la superficie absorbente. A medida que el fluido circula por el captador, absorbe el calor de la superficie absorbente, elevando su temperatura.
- 4. Salida del fluido caliente:** El fluido caliente se extrae del captador y se utiliza para aplicaciones como el calentamiento de agua, la calefacción de edificios o en procesos industriales.
- 5. Pérdidas de calor:** Las pérdidas básicas son:
  - Pérdidas convectivas hacia el aire de la cámara.

- Pérdidas conductivas por los laterales, juntas e incluso por el propio aislamiento (en función de la calidad del mismo).
- Pérdidas radiantes por la reflectividad del cristal semitransparente.

### 2.2.2 Componentes

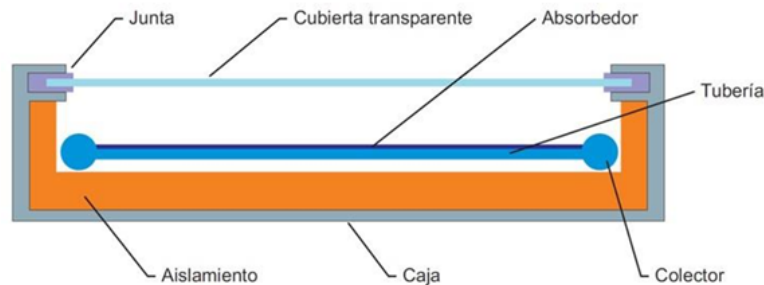


Figura 2.3 Sección de un captador solar plano.

- La **cubierta transparente**, generalmente fabricada en vidrio, cumple una doble función: por un lado, minimiza las pérdidas de calor radiantes y convectivas, y por otro, contribuye a la hermeticidad del captador, protegiendo los componentes de los factores climáticos, de golpes ...
- El **absorbedor** está constituido por una placa metálica que aumenta su nivel térmico al recibir la radiación transmitida a través de la cubierta. La eficiencia del captador está fuertemente influenciada por el revestimiento exterior, ya que este es el elemento que define la capacidad de absorción de la radiación, conocida como (*absortancia*) y su tendencia a emitir energía térmica una vez calentado (*emisividad*). Los tratamientos superficiales pueden clasificarse en **selectivos** y **no selectivos**. Los tratamientos selectivos presentan emisividades reducidas (valores entre 0,05 y 0,45), lo que disminuye las pérdidas por radiación, mientras que los tratamientos no selectivos poseen unas emisividades superiores, generalmente con valores mínimos de 0,75.
- El **circuito hidráulico**, a través del cual circula el fluido calorportador debe estar diseñado para un contacto directo y por lo tanto eficiente con la placa absorbedora. La temperatura del fluido debe de ser lo más alta posible de modo que nos aseguremos de que hay una evacuación energética de la placa absorbedora.  
Para mejorar la transferencia térmica es fundamental asegurar un buen contacto entre la superficie del absorbedor y las tuberías del circuito. Existen distintos tipos de receptores, siendo los más comunes aquellos que incorporan circuitos de tubos de cobre dispuestos en configuración de parrilla o serpentín.
- El **aislamiento térmico** instalado en la parte exterior del captador tiene como objetivo la reducción de las pérdidas térmicas generales del colector. Para ello, se emplean materiales como lana de vidrio, lana mineral o, en algunos casos, poliuretano rígido. No obstante, debido a las elevadas temperaturas que pueden alcanzarse en el interior del captador durante su funcionamiento, en ocasiones se opta por intercalar una lámina de aislante entre el absorbedor y el poliuretano con el fin de mejorar su resistencia térmica.
- La **carcasa** es la estructura que alberga y protege todos los componentes del captador, además de proporcionar rigidez mecánica al conjunto. Para su fabricación, se requieren materiales

con alta resistencia mecánica, buena durabilidad frente a la corrosión y estabilidad ante variaciones de temperatura. Es habitual el uso de acero galvanizado, acero lacado o materiales plásticos reforzados con fibra de vidrio.

### **2.2.3 Clasificación de los captadores solares planos**

Al margen de los numerosos tipos de captadores solares que existe, se pueden encontrar subdivisiones en cada tipo. En el caso de los captadores solares planos se han encontrado los siguientes grupos:

#### **1. Número de cubiertas**

- Sin cubierta.
- 1 cubierta.
- 2 o más cubiertas.

#### **2. Según el material de la cubierta**

- Vidrio.
- Plástico.

#### **3. Según el material de la superficie absorbente**

- Cobre.
- Acero inoxidable.
- Aluminio.
- Caucho.

#### **4. Según el tratamiento superficial del absorbente**

- Superficie selectiva.
- Superficie negra.

#### **5. Según la configuración de la superficie absorbente**

- Serpentin.
- Parrilla.
- Placa mojada.

2.2.4 Balances de energía en un captador solar plano

Flujos de calor relevantes para la operación de un captador solar plano determinados a partir de la información aportada por la siguiente bibliografía [3] y [4]:

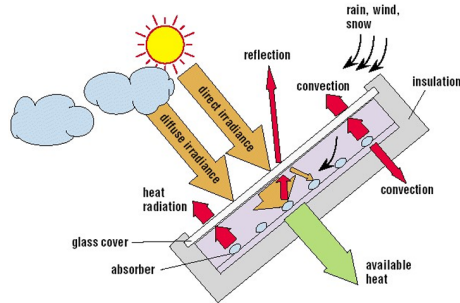


Figura 2.4 Flujos de calor en Captador Solar Plano.

Para un captador plano, suponiendo que está a una temperatura media  $T_{pm}$  el balance de energía es el siguiente:

Energía útil = Radiación absorbida - Pérdidas térmicas.

$$Q_u = AG_T(\tau\alpha)_0 - AU_L(T_{pm} - T_{amb}) \tag{2.1}$$

$$Q_u = mc_p(T_{fo} - T_{fi}) \tag{2.2}$$

- Término de radiación absorbida = área del captador ( $A, m^2$ ) x radiación total incidente sobre el captador ( $G_T, W/m^2$ ) x fracción que absorbe la placa ( $\tau\alpha$ ) (0 a 1).
- Pérdidas = área del captador ( $A, m^2$ ) x coeficiente global de pérdidas ( $U_L, W/m^2K$ ) x diferencia de temperatura placa-ambiente (K).

2.2.5 Rendimiento térmico

El rendimiento o eficiencia de un captador se define:

$$\eta = \frac{\text{Potencia útil cedida al fluido}}{\text{Radiación total incidente}} = \frac{\dot{Q}_u}{A_T G_T} \tag{2.3}$$

El término  $Q_u$  puede desarrollarse utilizando la ecuación 2.1.

$$\eta = \frac{F_R(\tau\alpha)_0 G_T A - F_R U_L A (T_{fi} - T_{amb})}{AG_T} \tag{2.4}$$

$$\eta = F_R(\tau\alpha)_0 - F_R U_L \frac{T_{fi} - T_{amb}}{G_T} = \eta_0 - a_1 \frac{T_{fi} - T_{amb}}{G_T} \tag{2.5}$$

En general:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{T_x - T_{amb}}{G_T} \quad (2.6)$$

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{T_x - T_{amb}}{G_T} - a_2 G_T \left( \frac{T_x - T_{amb}}{G_T} \right)^2 \quad (2.7)$$

Donde  $x = fi$  o  $fm$ . ( $fi \rightarrow$  entrada fluido)/( $fm \rightarrow$  media fluido).

## 2.3 Acumulador

La energía de los captadores solares es irregular en magnitud y distribución temporal, por lo que la producción y consumo no tienen por qué ser instantáneos, lo que nos lleva a hacer uso de sistemas de acumulación. Irradiación y demanda varían en función del periodo provocando que sus distribuciones esporádicamente coincidan. Con el objetivo de producir una sincronización, se instala una batería térmica adaptando la distribución captadora a la consumidora. Si no se introduce un depósito, sólo existirá aporte solar en los momentos en los que al mismo tiempo coexistan consumo y producción, acotando el perfil de uso al solar. Las funciones principales del acumulador son las siguientes:

- Bajo coste, seguridad y facilidad de mantenimiento.
- Elevada capacidad de almacenamiento por unidad de volumen.
- Baja destrucción de exergía, que se logra manteniendo una buena estratificación vertical en temperaturas.
- Baja destrucción de energía, que se logra minimizando las pérdidas de calor.
- Durabilidad, higiene, posibilidad de carga/descarga simultánea, y otros requisitos operacionales.
- Capacidad para acumular una cantidad de energía equivalente a la demanda de uno o dos días.

Atendiendo a los requisitos con los que se fabrica el material del tanque, los acumuladores pueden ser de inercia o de agua caliente sanitaria (ACS). Los acumuladores de ACS deben cumplir las normas de higiene de cada país (UNE EN 12897) [5], norma especificada a través del Real Decreto 614/2024 [11] (complementario al RD 487/2022 [12]), y ser resistentes a la corrosión, que es intensa debido a la abundancia de oxígeno en el agua de consumo. Los materiales de fabricación pueden ser según la información aportada por la Guía de ASIT (ASIT, 2010) [6] y el Plan Inicial de Energías Renovables 2005-2010 (IDAE, 2009) [7]:

- Acero vitrificado; tanque de acero con un esmalte fundido sobre la cara en contacto con el agua.
- Acero con tratamiento de protección interior mediante resinas epoxi o equivalente.
- Acero inoxidable, de calidad ASIS 316L o equivalente.
- Cobre.
- Materiales no metálicos (plásticos, etc.), que deberán ser capaces de soportar las condiciones extremas de temperatura y presión del circuito, así como estar autorizados por la Administración Competente.

Los acumuladores de inercia contienen agua, pero no agua de consumo. Disfrutan de la ventaja de trabajar en circuito cerrado y se utilizan en grandes instalaciones y en instalaciones con servicio combinado de ACS y calefacción. En una gran instalación conviene separar el medio de acumulación del agua de consumo, ya que de esta manera se rebajan los requisitos de higiene del acumulador, se evita el tratamiento anti-legionella (del volumen de inercia), se reduce el nivel de corrosión, y puede elevarse la temperatura de acumulación por encima de 60°C sin que se formen incrustaciones de cal en el depósito. En pequeñas instalaciones combinadas, conviene utilizar como medio de almacenamiento el agua del sistema de calefacción, calentando separadamente el ACS que se vaya a consumir. En ambos casos, la utilización de acumuladores de inercia reduce el coste de la instalación. Los acumuladores de inercia pueden ser de (ASIT, 2010) [6]:

- Acero negro, con o sin protección interior
- Acero inoxidable (pero no de calidad alimentaria)
- Materiales no metálicos
- Hormigón (requiere proyecto realizado por un técnico competente).

### 2.3.1 Características funcionales

#### Estratificación

En un acumulador, el calentamiento del agua provoca una disminución de su densidad, lo que la hace ascender, mientras que el agua fría, más densa, tiende a descender. Este fenómeno genera una estratificación térmica dentro del depósito. Para optimizar el aprovechamiento de la energía térmica, el diseño del acumulador debe favorecer un gradiente de temperatura ascendente, minimizando la mezcla entre capas de distinta temperatura. Como resultado, el agua más caliente se concentra en la parte superior del acumulador.

Para preservar la estratificación, es fundamental implementar medidas como:

- Diseñar el acumulador en disposición vertical con una adecuada relación altura/anchura, favoreciendo el movimiento natural del agua.
- Introducir el agua fría de consumo por la parte inferior y reducir su velocidad de entrada mediante deflectores o difusores para evitar turbulencias.
- Ubicar la tubería de salida del agua caliente en la parte superior del depósito, donde se alcanza la mayor temperatura.

#### Características térmicas

Las pérdidas térmicas del acumulador deben evaluarse tanto para cumplir la normativa vigente como para optimizar su integración en la instalación solar térmica, dado su impacto en el rendimiento energético global. Es esencial aislar toda la superficie externa del acumulador, incluidas las bocas de expansión y tuberías. Si el depósito está ubicado en el exterior, el aislamiento debe contar con una envolvente protectora para poder asegurar la integridad del elemento y evitar por consiguiente pérdidas de rendimiento a medio plazo.

## 2.4 Circuito Primario

El circuito primario es el corazón de la instalación de modo que captura la energía de la radiación solar y la transfiere al fluido. Este fluido circula a través de los colectores solares y el intercambiador de calor, permitiendo la transferencia de energía. El circuito primario consta de los siguientes elementos:

- **Colectores solares:** Dispositivos encargados de la captación de la radiación solar y la posterior transferencia energética al fluido.
- **Bomba de circulación:** Mantiene el movimiento constante del fluido.
- **Intercambiador de calor:** Permite el intercambio térmico entre la captación y el depósito de agua caliente sanitaria.
- **Vaso de expansión:** Compensa las contracciones y expansiones volumétricas del fluido causadas por fluctuaciones en la temperatura, evitando un aumento descontrolado de la presión.
- **Válvulas de seguridad:** Protegen el sistema contra sobrepresiones.
- **Tuberías y aislamientos térmicos:** Transportan el fluido minimizando las pérdidas térmicas.
- **Purgadores y válvulas de vaciado:** Eliminan el aire del circuito y permiten su mantenimiento.
- **Controlador diferencial de temperatura:** Regula la activación de la bomba en función de la diferencia de temperatura entre colector y tanque.

Los elementos individualmente deben:

- Ajustarse a la legislación vigente, incluyendo la certificación correspondiente.
- Las condiciones de máxima operación de la instalación (en términos de presión y temperatura) deben de estar incluidas en las condiciones de trabajo de los dispositivos.
- Los elementos deben ser compatibles con el fluido o los fluidos de trabajo utilizados.

### 1. Tuberías y aislamientos

Las condiciones ambientales a las que se enfrentan las tuberías son extremas por lo que los materiales más utilizados deben ser lo más resistentes posible: acero negro, acero inoxidable o cobre. Debido a las altas temperaturas que soportan este tipo de instalaciones especialmente en los meses más veraniegos, no se recomienda el uso de tuberías de plástico.

Para proteger el sistema frente a la corrosión se debe tener un sistema lo más hermético posible para evitar poner en contacto el fluido con el oxígeno del exterior. Para ello hay que asegurarse de que las tuberías no tengan grietas, los empalmes deben encajar a la perfección etc.

Para la mejora de la efectividad del circuito se debe analizar el tipo de aislamiento a usar así como su espesor etc.

**2. Bomba de circulación** Tal y como se ha comentado anteriormente, es de vital importancia que la bomba mantenga una compatibilidad aceptable con la mezcla glicolada utilizada en el primario. Existen dos tipos de bombas usadas en el primario, de rotor seco o húmedo. Para la selección de la bomba se debe tener en cuenta el caudal, la altura de impulsión y el fluido usado.

**3. Intercambiador de calor** El propósito del intercambio es transferir la energía absorbida por el módulo captador al tanque para almacenar la energía. Existen dos tipos, intercambiadores incorporados al acumulador e intercambiadores externos.

- Intercambiadores incorporados al acumulador: recomendables en pequeñas instalaciones debido a la elevada pérdida de carga que tienen. Normalmente son de serpiente o de doble envolvente.

- Intercambiadores externos: se utilizan en instalaciones medianas y grandes. Ambos fluidos de intercambio están en movimiento. Las circulaciones pueden ser en paralelo o a contracorriente, siendo más efectivos los segundos.
- 4. Vaso de expansión** El vaso de expansión es un dispositivo fundamental en una instalación solar térmica que permite compensar los cambios de volumen del fluido calorportador debido a las numerosas variaciones en la temperatura. Su función principal es evitar sobrepresiones en el primario y proteger los componentes del sistema. Existen dos tipos de vasos principalmente, abiertos o cerrados. Se recomienda el uso de los segundos para evitar el contacto directo entre el fluido y el aire lo que aumentaría exponencialmente la corrosión.
  - 5. Purgador de aire y válvulas** El purgador de aire es el dispositivo encargado de eliminar el aire dentro del circuito hidráulico de la instalación. Su función es fundamental para garantizar un flujo eficiente del líquido, evitando la formación de bolsas de aire que podrían afectar el rendimiento y la seguridad del sistema. Por otro lado, las válvulas de vaciado nos permiten como su propio nombre indica vaciar el circuito para evitar la formación de gas e incluso condiciones de estancamiento. Son esenciales en los circuitos primarios.
  - 6. Válvulas de seguridad** Las válvula de seguridad son aquellas válvulas que tratan de mantener la presión dentro del circuito en valores seguros para evitar que se pueda dañar los componentes o poner en riesgo la integridad del sistema. Su función principal es liberar el exceso de presión en el circuito primario expulsando fluido al exterior.
  - 7. Controlador diferencial de temperatura** El módulo de control, cuyo objetivo consiste en maximizar la contribución solar junto con la eficiencia, a la par que establecer algoritmos de seguridad con el fin de evitar fallos tales como estancamiento, congelación o pérdidas de presión. Para lograr esto, el control mide diversos indicadores, el nivel térmico, la presión o el flujo, a través de sondas que le permitan actuar sobre los diferentes componentes del sistema, como bombas y válvulas entre otros.

En el circuito captador, el control utilizado suele ser de tipo diferencial con histéresis, es decir, opera según la diferencia térmica entre la salida del conjunto de captación y el tanque de inercia o consumo. Esto asegura, de manera general, un aporte energético adecuado.



# 3 Instalación Solar Térmica en el Hospital Materno-Infantil de Málaga

---

## 3.1 Memoria Justificativa

### 3.1.1 Información previa. Emplazamiento y descripción del lugar

El presente proyecto corresponde a las intervenciones necesarias de las obras de rehabilitación del Hospital Materno Infantil de Málaga. Dicho hospital, como su propio nombre indica, se encuentra en el núcleo urbano de Málaga. Se trata de un complejo construido en el año 1983, con una superficie construida de 53.166 m<sup>2</sup>, y una superficie gráfica de 27.256 m<sup>2</sup>, según viene definido en la ficha catastral. Está formado por dos edificios exentos, con acceso rodado desde la Avenida del Arroyo. Cuenta con un aparcamiento de gran superficie y acceso peatonal para su llegada hasta el Hospital.

Es recibido a través del promotor el objetivo de redactar el proyecto básico correspondiente a las medidas de ahorro y eficiencia energética dentro del plan de impulsión a la rehabilitación de edificios públicos (PIREP). Dicho proyecto abarca numerosas acciones con el fin de impulsar parámetros del edificio como la eficiencia energética, entre las que destacan la sustitución de climatizadores del edificio y sustitución de ventanas, así como otras iniciativas enfocadas a la mejora de la accesibilidad del edificio y del ahorro energético con la colocación de placas solares fotovoltaicas.

### 3.1.2 Mejora en la producción de ACS

En relación con la producción de agua caliente sanitaria, se ha previsto la hibridación de la instalación solar térmica con dos equipos de tipo bomba de calor (tal y como se estudia en [8]) a cuatro tubos de 192 kW de capacidad térmica cada uno de ellos, lo que supone una capacidad térmica conjunta de 384 kW. Estos equipos permiten producir agua caliente en el lazo de demanda hasta una temperatura de 80º, pasando a ser los equipos prioritarios para la producción de ACS. Las calderas actuales quedarán como un elemento de reserva para la producción térmica tanto de calefacción como de agua caliente sanitaria. Por otro lado, indicar que la propuesta para la producción de ACS se basa en el empleo de varias tecnologías de forma simultánea:

1. Energía solar térmica mediante la instalación de paneles de alto rendimiento situados sobre la cubierta de cocinas.
2. Instalación de bombas de calor de tipo booster con doble lazo de agua para la producción de agua por encima de 70 °C. Estas dos bombas de calor de alta temperatura podrán recibir agua en el rango de temperaturas entre 10°C y 50°C en el lazo de evaporación (también llamado lazo

fuelle), mientras que en el lazo de condensación (lazo usuario) son capaces de producir agua caliente hasta 80°C. Por tanto, estos dos equipos serán los prioritarios para la producción de agua caliente sanitaria, con consigna de producción de 75 °C modificable. Las calderas, igual que en el caso de calefacción quedarán con una reserva para el caso de fallo o mantenimiento.

De esta manera, las energías renovables (solar) y residuales (recuperación de calor de bombas de calor) permitirá un aprovechamiento térmico inicial del sistema a baja temperatura.

#### **Criterios básicos del funcionamiento del sistema propuesto**

1. El aporte de energía solar térmica será prioritario.
2. En caso de que la temperatura no sea suficiente en los depósitos de acumulación solar, las bombas de calor polivalentes darán servicio a las bombas de calor hidrotérmicas, para que estas sean las que se encarguen de dar servicio a la producción de ACS.
3. En caso de que el conjunto anterior de calentamiento no sea suficiente por avería o mantenimiento, entrarán en funcionamiento las calderas actuales.

Las actuaciones necesarias son;

- Montaje de subestructura para el soporte de las placas solares térmicas.
- Instalación de 65 paneles solares con área de apertura de 2,33m<sup>2</sup> y sistema de control de temperatura, evitando disipadores térmicos.
- Instalación de la red de tuberías y accesorios de primario solar, ejecutada en cobre con aislamiento térmico de 50mm para exterior con protección UV.
- Instalación en el interior de la central térmica de: 2 interacumuladores solares de 6 m<sup>3</sup> cada uno, de las bombas de primario, secundario, así como de los intercambiadores de calor.
- Instalación terciaria desde los depósitos de acumulación solar, hasta los intercambiadores para aporte de la energía calorífica acumulada sobre los depósitos de consumo de ACS.
- Instalación de dos bombas de calor agua-agua de 192 kW de potencia en calor a 78 °C.
- Instalación hidráulica de las bombas de calor compuesta por dos bombas en redundancia para el lado de calor y otras dos similares en el lado de frío. Accesorios hidráulicos.
- Instalación eléctrica de bombas de primario, secundario, y nuevas bombas de descarga solar. Instalación eléctrica de bombas de calor y sus dos circuitos de bombeo.
- Instalación de control de todo el sistema.

# 4 Modelado de la Instalación Solar Térmica del Hospital Materno-Infantil en TRNSYS 16

---

## 4.1 Introducción

En el presente capítulo se expone el desarrollo del gemelo digital de la instalación solar térmica del Hospital Materno-Infantil de Málaga, utilizando el software de simulación TRNSYS 16. Dicho software, ampliamente conocido en el campo de la ingeniería, permite modelar y analizar el comportamiento dinámico de sistemas energéticos, replicando el funcionamiento de la instalación con un alto nivel de aproximación.

Por otro lado comentar que el esquema general de la instalación y de TRNSYS se encuentran en el apartado de "Anexos" de esta misma memoria.

La creación de un gemelo digital ofrece extensas ventajas en términos de gestión y optimización de sistemas energéticos. Permite evaluar el rendimiento bajo distintas condiciones operativas y climáticas, prever el impacto de modificaciones en el diseño o configuración, y realizar análisis detallados de eficiencia energética. Esto resulta especialmente valioso en instalaciones solares térmicas, donde factores como la radiación solar, la temperatura ambiente y la demanda energética varían constantemente.

Mediante la simulación realizada con TRNSYS 16, es posible estudiar el comportamiento del sistema en distintos escenarios específicos, identificar posibles puntos críticos y validar estrategias de optimización energética previo al desarrollo del sistema definitivo.

Este capítulo expone paso a paso el proceso de modelado que se ha llevado a cabo para la construcción definitiva del prototipo. Se profundizará en la elección de los componentes y métodos utilizados, así como los resultados obtenidos y su interpretación. Se analizarán también las limitaciones y el potencial de mejora del gemelo digital.

## 4.2 Entorno TRNSYS 16

De acuerdo con la información proporcionada en [9], TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulator) es una herramienta de simulación dinámica desarrollada por el Solar Energy Laboratory de la Universidad de Wisconsin-Madison (EE.UU.), incluidos edificios multizona. Es utilizado por una amplia variedad de profesionales, incluyendo científicos e ingenieros de diversas zonas, con el objetivo de realizar el estudio de nuevas hipótesis en el ámbito térmico. Se simulan desde equipos individuales hasta edificios, con los respectivos módulos de control, perfiles de ocupación, etc.

Con el objetivo de exponer uno de los elementos esenciales por los que este software está teniendo tanto éxito, consiste en su organización flexible y segmentada en módulos. El usuario final puede disfrutar del código fuente, teniendo un análisis mucho más profundo y ampliando los elementos vigentes para adaptarlos a sus propios requisitos.

La base de programación del software acepta componentes externos, usando lenguajes como (C++,PASCAL o el propio FORTRAN). Además, el sistema, gracias a los "Types" incluidos en la librería de "Outputs" puede conectarse con otras plataformas alternativas (ejemplos pueden ser Excel o Matlab).

### Implementación de TRNSYS

- Instalaciones solares, incluyendo la fotovoltaica.
- Edificios incluyendo calefacción, ventilación y refrigeración.
- Productores de energía renovable, incluyendo aerogeneradores o aerotermia.
- Productores combinando calor, frío y electricidad (cogeneración y trigeneración).

El entorno de desarrollo de TRNSYS 16 se compone principalmente de dos elementos fundamentales:

1. **Kernel o Motor de Simulación:** Este núcleo computacional se encarga de gestionar el flujo de información y resolver iterativamente el sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas que describen el comportamiento dinámico del sistema modelado. El Kernel determina la convergencia del sistema en cada paso temporal y calcula de manera precisa las variables de estado y salida, proporcionando resultados transitorios y estacionarios.
2. **Librerías de Componentes (TYPES):** Estas librerías incluyen un extenso conjunto de modelos predefinidos que representan dispositivos energéticos típicos como colectores solares, intercambiadores de calor, acumuladores térmicos y sistemas de control. Cada TYPE se define mediante un modelo matemático detallado que relaciona sus variables de entrada y salida en función del tiempo. La flexibilidad del software permite a los usuarios personalizar o desarrollar nuevos componentes mediante programación en Fortran, adaptando el modelo a tecnologías específicas no contempladas originalmente.

La interfaz gráfica Simulation Studio de TRNSYS 16 permite la creación de proyectos mediante una representación esquemática en la que se conectan visualmente los TYPES para formar un diagrama de flujo. Este enfoque simplifica enormemente la operatividad del software.


El motor de simulación de TRNSYS está programado en Fortran. Dicho núcleo es el responsable de interpretar toda la información contenida en el archivo de entrada, el cual define los componentes

y sus conexiones. Además, el motor puede abrir archivos de entradas adicionales, como datos meteorológicos, y generar los archivos de salida correspondientes.

La ejecución de la simulación se realiza mediante el programa TRNExe.exe, el cual también incorpora una herramienta de visualización llamada *online plotter*. Dicha herramienta resulta particularmente útil, debido a que permite al usuario observar, en tiempo simulado, múltiples variables de salida, facilitando el análisis dinámico del comportamiento del sistema modelado.

### 4.3 Modelado

Una vez expuesto en su totalidad el contexto de nuestra instalación se procede con la explicación en profundidad de la misma. Para una mayor claridad se pretende exponer cada "TYPE" acompañado de un breve resumen junto con alguna explicación en profundidad.

<p><b>TYPE 15-3: Weather Data Reader</b></p> <p>El TYPE 15-3 es un componente de TRNSYS que lee archivos meteorológicos en formato TMY2, proporcionando datos como temperatura, radiación solar, humedad, viento, entre otros. Su uso nos permite simular las condiciones ambientales a lo largo del año.</p> <p>Usos principales:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lectura de datos climáticos reales (formato TMY2).</li> <li>• Alimenta modelos como colectores solares o incluso acumuladores.</li> <li>• No requiere entradas dinámicas; solo configuración del archivo.</li> </ul> <p>Salidas típicas: Temperatura ambiente, radiación global y directa, viento, humedad.</p>	
---	---

Una de las mayores ventajas del **TYPE 15-3** es que nos permite incluir como "External File" un archivo climático real. Para descargar el archivo climático se ha seguido el siguiente procedimiento: [climate.onebuilding.org](http://climate.onebuilding.org) y en el apartado de Europa descargar el archivo climático más actualizado:

<a href="#">ESP_AN_Malaga.AP.084820_TMYx.2007-2021.zip</a>
<a href="#">ESP_AN_Malaga.AP.084820_TMYx.2009-2023.zip</a>
<a href="#">ESP_AN_Malaga.AP.084820_TMYx.zip</a>

**Figura 4.1** Archivos climáticos de Málaga.

**TYPE 1b: Flat-Plate Collector with Input Efficiency Parameters**

Con este Type se permite modelar el comportamiento térmico de un colector solar plano usando parámetros de eficiencia introducidos por el propio usuario.

Usos principales:

- Simulación del comportamiento del conjunto de colectores solares.

Salidas típicas:

Temperatura, flujo saliente y ganancia térmica útil



En una instalación solar térmica el corazón de la instalación viene determinado por la batería de colectores solares. Dicho Type tiene numerosos parámetros de entrada los cuáles se han cumplimentado haciendo uso de la ficha técnica del colector solar de la marca **Viessmann** el modelo **Vitosol 200-FM**.

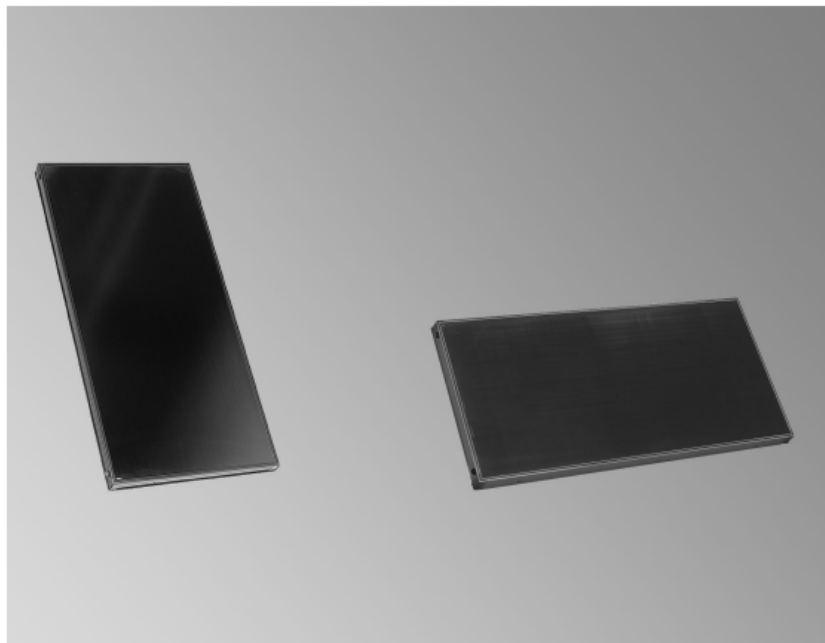
**VIESSMANN**

**VITOSOL 200-FM**

Colectores planos para el aprovechamiento de la energía solar

**Datos técnicos**

N.º de pedido y precios: consultar lista de precios



**VITOSOL 200-FM** Modelo SV2F/SH2F

Colector plano para montaje vertical u horizontal,  
para montaje sobre cubiertas planas e inclinadas, así como  
para montaje sobre estructura de apoyo.  
Modelo SH también en fachadas

**Figura 4.2** Datos Técnicos Vitosol 200-FM.

A continuación se representa una tabla resumen con todos los parámetros utilizados:

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
$A_c$	151,45
$a_0$	0,823
$a_1$	4,421
$a_2$	0,022
$b_0$	0,09
$c_p$	4,19
$m_{test}$	4000 kg/h
Slope	45°

**Tabla 4.1** Valores del Type 1b - Colector Solar Plano.

Aunque parezca anómalo, gracias al increíble poder de cálculo del software TRNSYS 16 se nos permite simular el comportamiento del colector solar plano con apenas 8 datos característicos del mismo.

**TYPE 114: Constant Speed Pump**

Con este elemento se trata de modelar una bomba hidráulica de caudal constante. Dicha bomba es la encargada de mover el fluido a través de los conductos hidráulicos. Su uso es esencial a la vez que obligatorio.

Usos principales:

- Permite mover el fluido a través de los conductos. Sin este elemento los procesos de carga y descarga de los acumuladores no se llevarían a cabo.
- Estimar el efecto eléctrico y térmico de la bomba.

Salidas típicas:

Caudal volumétrico, temperatura del fluido a la salida, potencia eléctrica, estado de la bomba, pérdidas al ambiente etc



En lo que se refiere al uso de bombas hidráulicas en el sistema se debe responder 2 preguntas:

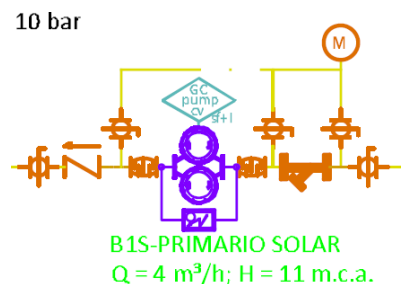
**1. ¿Por qué usar una bomba de caudal constante?**

Una bomba de velocidad constante se utiliza en instalaciones solares térmicas por su simplicidad, bajo costo y fiabilidad. Este tipo de bombas se simulan con el Type 114 en TRNSYS y solo requieren un control ON/OFF, lo que reduce drásticamente la complejidad del sistema y facilita su mantenimiento. Es especialmente adecuada para sistemas pequeños o medianos donde el caudal puede mantenerse casi constante y no se necesita una regulación precisa. Además, se integra fácilmente con controles por temperatura diferencial, siendo una solución eficiente y robusta cuando no se busca una optimización avanzada del rendimiento.

No obstante, acudiendo al esquema (ver Esquema) en el dimensionamiento real se optó por bombas hidráulicas de velocidad variable. Dichas bombas tienen un funcionamiento mucho más preciso y con mayor rendimiento a la hora de realizar procesos de carga y descarga. Sin embargo, en nuestro modelo se pretende estudiar el aporte energético en términos globales por lo que simplificar el gemelo con bombas de caudal constante nos permite utilizar un sistema de control más sencillo y con poca interferencia en el cómputo global energético.

**2. ¿Con una única bomba es suficiente para suplir al sistema?**

La respuesta es no, dado que se tiene que usar una bomba para cada parte del sistema, encontrándonos 3 en nuestro caso (primario, secundario y consumo).



**Figura 4.3** Bomba hidráulica del Primario.

**TYPE 2b: Differential Controller with Hysteresis**

Con este Type se permite realizar el control sobre las bombas hidráulicas descritas en el apartado anterior. Este control es fundamental puesto que permite ahorrar energía al activar la bomba solo cuando hay una diferencia de temperatura suficientemente elevada, mejora el confort térmico dado que mantiene las condiciones lo más estables posible a lo largo del tiempo, prolonga la vida útil de los sistemas pues consigue evitar ciclos de encendido/apagado demasiado frecuentes, optimiza el uso del calor reduciendo pérdidas, y disminuye el impacto ambiental. El Type 2b de TRNSYS cumple este rol al poder controlar la bomba mediante una lógica de diferencia de temperaturas con histéresis, asegurando un funcionamiento inteligente y estable.

Usos principales:

- Encendido/apagado de bombas hidráulicas de manera secuencial.

Salidas típicas:

Señal de control a la salida (esta señal es binaria)

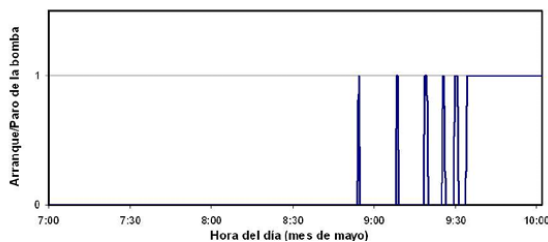


La energía de los captadores solares es irregular en magnitud, distribución y tiempo, por lo que suele suministrarse directamente a los usuarios. En aquellos casos en los que se pretende el aprovechamiento máximo, exprimiendo las prestaciones de la instalación tratando de mejorar el ahorro del cliente y el aprovechamiento de los recursos se debe recurrir a un sistema de control. Cualquier bomba o electroválvula de la instalación se encuentra comandada por el sistema de control, que decide en cada instante qué bombas deben funcionar y la posición de cada una de las válvulas. Actuando sobre estos elementos, el sistema de control regula los flujos de energía entre el campo de captadores, la acumulación y el consumo, y protege a los elementos de la instalación contra sobrecalentamientos, heladas, etc. En las instalaciones solares de ACS pueden diferenciarse dos bucles de control:

- Control del circuito de captación y carga del acumulador.
- Control del circuito de descarga, necesario cuando se utilizan acumuladores de inercia.

**Control de carga del acumulador** Antes de que salga el Sol, a las 8:00 horas, las bombas están paradas y el fluido de los captadores y de las tuberías del circuito primario está a una temperatura próxima a la temperatura ambiente (15 °C en el ejemplo). La temperatura en el fondo del acumulador es de 40°C, de manera que el diferencial de temperatura es negativo (15-40 = -25°C).

A medida que el Sol calienta los captadores, el fluido caliente va ascendiendo y la temperatura de estancamiento de captadores ( $T_c$ ) aumenta. El diferencial de conexión es de 7 °C. La condición de arranque se verifica a las 9:30, cuando la temperatura en captadores alcanza los 47 °C. El esquema central de la figura 4.87 representa el estado de la instalación justo antes de este primer arranque. Es importante observar que el Sol ha calentado el captador, pero no el fluido contenido en las tuberías. El arranque de las bombas hace que el fluido frío que se encuentra en las tuberías entre en el captador, reduciendo la lectura de la sonda de captadores ( $T^a$ ) hasta provocar la desconexión de las bombas a los pocos segundos de haber arrancado. Posteriormente, el Sol seguirá calentando el captador y, en algún momento, se producirá un nuevo arranque seguido por otra parada. Este proceso cíclico de arranques y paradas se repite varias veces hasta que una radiación más intensa y el calentamiento acumulado del primario permiten alcanzar un estado estable.



**Figura 4.4** Arranque y paradas de la bomba del primario durante el primer arranque de la mañana.

Para no acortar la vida útil de la bomba ni la de los conmutadores eléctricos, es recomendable limitar el número de arranques y paradas sucesivos a un máximo de 6 en un periodo de entre 10 y 15 minutos. Este problema se vuelve más crítico en instalaciones de gran tamaño, donde el volumen de fluido en las tuberías es considerable.

Para reducir estas oscilaciones de arranque y parada, una estrategia de diseño eficaz consiste en **aumentar el diferencial de temperatura necesario para el arranque**, representado por:

$$\Delta T_{on}$$

Cuanto mayor sea el valor de  $\Delta T_{on}$ , más tarde se producirá el primer encendido de la bomba, lo que permitirá acumular más energía térmica antes del arranque. Sin embargo, no se recomienda superar los 10 °C, ya que un valor excesivo puede retrasar demasiado el encendido y provocar una pérdida de parte de la energía útil capturada por el sistema y lista para usarse.

Llegados a este punto, se comprenden mejor los factores que determinan los valores óptimos de los diferenciales de conexión ( $\Delta T_{on}$ ) y desconexión ( $\Delta T_{off}$ ).

**El valor óptimo de  $\Delta T_{on}$**  se sitúa entre **6 y 10 °C**. Valores por debajo de 6 °C aumentan excesivamente el número de ciclos de arranque y parada, mientras que valores por encima de 10 °C reducen la energía captada porque retrasan demasiado el instante de conexión de las bombas.

**El valor óptimo de  $\Delta T_{off}$**  se sitúa entre **2 y 4 °C**. Valores inferiores a 2 °C pueden llevar a que la energía captada sea inferior a la energía eléctrica consumida por las bombas ( $COP < 1$ ), y tampoco tienen mucho sentido porque se solapan con la banda de incertidumbre de los sensores de temperatura. Valores superiores a 4 °C adelantan demasiado el instante de desconexión de la instalación, reduciendo el periodo de captación y la energía útil almacenada.

**TYPE 60g: Stratified Fluid Storage Tank with Internal Heat Exchangers**

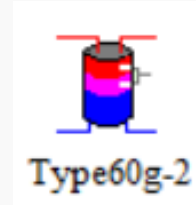
Este componente modela un tanque de almacenamiento con estratificación, sistema de apoyo interno e intercambiador de calor. Este es el modelo de interacumulador más detallado que se puede encontrar en la biblioteca estándar de TRNSYS. En nuestro sistema se utilizará concretamente el "Type 60g" el cuál hace referencia a este tipo de tanques de almacenamiento pero teniendo en cuenta que únicamente se tendrán 2 entradas y 1 salida.

Usos principales:

- Desacoplamiento de la producción con la demanda.
- Cálculo de numerosos parámetros como pueden ser la energía suplida por el campo de colectores o por el sistema de apoyo, las pérdidas térmicas e incluso las temperaturas de entrada y salida de los fluidos.

Salidas típicas:

Temperaturas de los nodos, temperatura de entrada y salida, Ganancias/pérdidas térmicas



Como ya se ha expresado con anterioridad, el uso de un acumulador de inercia ya sea acumulador o interacumulador resulta muy relevante en el proceso de desacoplamiento de la producción con la demanda. Este desacople posibilita el almacenamiento del excedente térmico producido durante periodos de baja demanda, para su posterior aprovechamiento en momentos de mayor demanda, manteniendo un funcionamiento constante del sistema. Esta estrategia contribuye significativamente a la estabilidad, reduciendo los ciclos de encendido y apagado de los equipos. Asimismo, el interacumulador actúa como un amortiguador térmico, atenuando las fluctuaciones bruscas de carga, lo cual cobra especial importancia en productores energéticos dependientes de condiciones climáticas.

El uso de un interacumulador como depósito de inercia en lugar de un acumulador con intercambiador de calor exterior presenta numerosas ventajas. A diferencia del esquema con intercambiador externo, el interacumulador integra internamente los circuitos de carga y descarga térmica, lo que permite una transferencia de calor más directa y eficiente, reduciendo las pérdidas térmicas asociadas a una doble conversión compuesto por 2 pasos: fluido primario al intercambiador e intercambiador al fluido secundario. Esta configuración minimiza además la caída de presión y simplifica el control hidráulico del sistema, ya que se reduce el número de componentes y puntos críticos en el circuito.

Desde un punto de vista operativo, el interacumulador permite una estratificación térmica más efectiva, favoreciendo un aprovechamiento óptimo de las diferentes temperaturas dentro del depósito y, por lo tanto, mejorando la eficiencia global del sistema. También facilita una integración más compacta y menos costosa en cuanto a instalación y mantenimiento al eliminar la necesidad de válvulas, bombas adicionales o sistemas de control específicos para el intercambiador externo.

El modelado del interacumulador en TRNSYS seguirá los siguientes datos:

## Parámetros del tanque

Parámetro	Valor	Unidad
Volumen del tanque	12	m <sup>3</sup>
Altura del tanque	3.25	m
Densidad del fluido	1000.0	kg/m <sup>3</sup>
Calor específico del fluido	4.180	kJ/kg·K
Conductividad térmica del fluido	0.5358	W/m·K
Coefficiente de pérdida del tanque	U_tank	(cadena)
Conductividad de desestratificación	0.0	kJ/hr·m·K
Temperatura de ebullición	500	°C

## Entradas y salidas

Parámetro	Valor	Unidad
Número de entradas especificadas por el usuario	2	-
Altura de entrada 1	3.25	m
Altura de entrada 2	0.5	m
Altura de salida 1	3.25	m

## Elementos calefactores y termostatos

Parámetro	Valor	Unidad
Modo de calefacción auxiliar	2	-
Altura del 1er calefactor	3.15	m
Altura del 2do calefactor	3.25	m
Altura del 1er termostato	3.25	m
Altura del 2do termostato	3.25	m
Temperatura de consigna elemento 1	70	°C
Temperatura de consigna elemento 2	70	°C
Deadband elemento 1	1	delta°C
Deadband elemento 2	1	delta°C
Tasa máx. calefacción elemento 1	0	kW
Tasa máx. calefacción elemento 2	0	kW

## Intercambiador de calor

Parámetro	Valor	Unidad
Diámetro interior	0.04	m
Diámetro exterior / aletas	0.045	m
Longitud del intercambiador	1.5	m
Área total de superficie	8	m <sup>2</sup>
Aletas por metro	100	-
Conductividad térmica de pared	15	W/m·K
Conductividad material intercambiador	15	kJ/hr·m·K
Altura entrada intercambiador	1.625	m
Coefficiente de pérdida por chimenea	0.0	kJ/hr·K
Temperatura de los gases de combustión	20.0	°C

- Pérdidas térmicas:  $P = 280 \text{ W}$
- Diámetro:  $D = 1.9 \text{ m} \Rightarrow r = \frac{D}{2} = 0.95 \text{ m}$
- Altura:  $H = 3.21 \text{ m}$
- Temperatura de operación:  $T_{\text{op}} = 70^\circ\text{C}$
- Temperatura ambiente:  $T_{\text{amb}} = 20^\circ\text{C}$

## Cálculo del coeficiente de pérdidas térmicas

Dado que la ficha técnica del interacumulador no dispone del coeficiente de pérdidas térmicas, se deberá calcular en base a los datos proporcionados en la misma. En la ficha técnica se observa que las pérdidas estáticas del acumulador ascienden a un valor de **280 W**, calculadas de acuerdo con la norma **UNE-EN 12897:2017+A1** [5].

### UNE-EN 12897:2017+A1

Las pérdidas térmicas en estado estacionario (también conocidas como pérdidas estáticas) representan la cantidad de calor que el calentador pierde al ambiente cuando no hay extracción de agua caliente. La norma UNE-EN 12897:2017+A1:2020 establece un método estandarizado para medir estas pérdidas, garantizando así la comparabilidad entre diferentes productos.

## ANEXO B. Generalidades

En dicha norma, se especifican las directrices para los calentadores de agua de acumulación por calentamiento indirecto sin ventilación (cerrados). El Anexo B aborda el estudio de la medición de las pérdidas de calor estáticas en los calentadores de agua de acumulación fabricados.

En este anexo, se detallan los requisitos para medir la pérdida de calor en los calentadores de agua caliente de almacenamiento calentados indirectamente. Para los ensayos de tipo, se utiliza un calentador especial de agua de almacenamiento que es idéntico al calentador indirecto de almacenamiento de agua, salvo que se puede omitir el calentador primario.

Para llevar a cabo los ensayos, el calentador de agua de almacenamiento debe estar equipado con un elemento eléctrico o un calentador de inmersión en el punto más bajo posible. Al menos el 85 % del contenido en volumen del calentador debe estar por encima de este calentador.

Si el calentador de agua de almacenamiento ya cuenta con un calentador de inmersión de apoyo que cumple esta condición y calienta al menos el 85 % del contenido del calentador, se puede utilizar para el ensayo. En caso de omitir el calentador principal, las conexiones del intercambiador de calor primario deben permanecer intactas.

El calentador de agua de almacenamiento debe ser probado con los dispositivos de seguridad instalados de fábrica, tales como válvulas de alivio de temperatura. Dichas válvulas pueden aislarse si esta es la práctica recomendada por el fabricante para la instalación.

El calentador de inmersión utilizado para los ensayos debe calibrarse a una potencia de 3 kW. Sin embargo, para calentadores de agua de almacenamiento con una capacidad superior a 250 litros, se puede utilizar una potencia mayor, siempre que así lo indique el fabricante por motivos de seguridad. Durante el período de medición, se permite reducir la potencia nominal del elemento calentador para obtener una mayor precisión en los resultados.

La diferencia de temperatura es:

$$\Delta T = T_{\text{op}} - T_{\text{amb}} = 70^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C} = 50^{\circ}\text{C}$$

Se aproxima el área superficial del tanque considerando un cilindro con tapas

$$A = 2\pi rH + 2\pi r^2$$

$$A_{\text{lateral}} = 2\pi(0,95)(3,21) \approx 19,16 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{tapas}} = 2\pi(0,95)^2 \approx 5,67 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{total}} = A_{\text{lateral}} + A_{\text{tapas}} \approx 19,16 + 5,67 = 24,83 \text{ m}^2$$

El coeficiente de pérdidas térmicas superficial en  $\text{W}/(\text{m}^2\text{C})$  es:

$$U_{\text{superficie}} = \frac{P}{A \cdot \Delta T} = \frac{280}{24,83 \cdot 50} \approx 0,2254 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$$

Para expresar el coeficiente en  $\text{kJ}/(\text{hm}^2^{\circ}\text{C})$ , se realizan las siguientes conversiones:

$$0,2254 \frac{\text{J}}{\text{s} \cdot \text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}} \times 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 811,44 \frac{\text{J}}{\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}} = 0,8114 \frac{\text{kJ}}{\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}}$$

Por lo tanto, el coeficiente de pérdidas térmicas es:

$$U_{\text{interacumulador}} \approx \boxed{0,811 \text{ kJ}/(\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})}$$

## Parámetros del tanque, entradas y salidas e intercambiador de calor

Los datos observados en las tablas de estos apartados se han hecho en base a la ficha técnica. Aquí tienes el enlace al documento técnico del depósito: [Especificación técnica de depósito Lapesa](#).

## Elementos calefactores y termostatos

En esta tabla se ven reflejados las entradas de los elementos calefactores y termostatos del depósito. Dichas entradas tienen poca validez en el modelo dado que se han eliminado los elementos calefactores del acumulador de inercia dejando únicamente los sistemas de apoyo disponibles en el acumulador de consumo. Eso se hace así para reducir al máximo las pérdidas térmicas.

En el caso de incluir un sistema de apoyo en el acumulador el agua trataría de conseguir la temperatura de consigna, 70°C en este caso. El agua en dicho acumulador alcanzaría la temperatura de consigna independientemente de la producción lo que reduciría considerablemente la contribución solar de la instalación. Además, al disponer de agua a una mayor temperatura, las pérdidas estáticas aumentarían y por lo tanto las pérdidas a través de los conductos entre el interacumulador y el intercambiador de calor de consumo aumentarían.

Por todo lo descrito anteriormente se ha optado por la opción de limitar el sistema de apoyo a la parte de consumo, limitando así al máximo las pérdidas y simplificando considerablemente la instalación.

Independientemente de todo esto, sí que se pretenden aclarar algunos conceptos acerca de la importancia de la temperatura de consigna en caso de disponer de un sistema de apoyo en el acumulador de inercia:

En el caso de requerir una temperatura de consigna se deben tener en cuenta varios factores:

- La T° de consigna del depósito de inercia debe de ser superior a la del depósito de consumo.
- Como consecuencia del punto uno, la temperatura de consigna del interacumulador debe ser superior a 60°C. Además dicha superioridad debe de manejar un rango lo suficientemente amplio como para que se pueda asegurar que el agua en el depósito de consumo sea superior a 60°C cumpliendo de esta manera el **Real Decreto 487/2022 de 21 de Junio**. [12]
- No obstante, en cualquier caso la temperatura de consigna no debe de ser superior a 70°C dado que se estaría aumentando de manera drástica las pérdidas tanto en el acumulador como en los conductos. Al aumentar las pérdidas, se estaría reduciendo de manera considerable el rendimiento del sistema y una parte de la energía producida a partir de una caldera, resistencia eléctrica o incluso bomba de calor se estaría desperdiciando al ambiente.

En sistemas de climatización o producción de ACS con acumulador de inercia y sistema de apoyo, la temperatura de consigna no debe superar los 70°C por motivos de seguridad, eficiencia y durabilidad de los componentes. Superar este umbral incrementa significativamente el riesgo de quemaduras en los puntos de consumo, lo que obliga a instalar válvulas mezcladoras adicionales. Además, a mayor temperatura, mayores son las pérdidas térmicas por conducción

y radiación en el acumulador y la red de distribución, reduciendo el rendimiento global del sistema. Por otro lado, algunos elementos del circuito hidráulico tales como bombas, válvulas o incluso intercambiadores están diseñados para operar de forma segura por debajo de algunos umbrales. En definitiva, limitar la temperatura de producción a 70°C es una buena práctica en términos de fiabilidad y seguridad.

**TYPE 91: Heat Exchanger with Constant Effectiveness**

Este componente modela un intercambiador de calor de flujo a contracorriente manteniendo la efectividad constante.

Usos principales:

- Desacoplamiento de la producción con la demanda.
- Desacoplamiento de los fluidos del primario y del secundario (secundario y consumo en nuestro caso particular).

Salidas típicas:

Temperaturas de entrada y salida, transferencia de calor y efectividad



La práctica totalidad de las instalaciones solares incorporan un intercambiador de calor para **independizar el circuito de captación del resto de la instalación**. La **motivación** para utilizar un circuito de captación cerrado es **controlar la calidad y las propiedades del fluido** que circula por los captadores. Concretamente se busca:

- Añadir **propilenglicol** al fluido primario, para proteger a los captadores contra daños por congelación. Se utilizan mezclas agua-propilenglicol en concentraciones entre el 15% y el 50%, según la temperatura ambiente mínima registrada en la localidad.
- Utilizar **agua destilada**, libre de sales disueltas y sólidos en suspensión, para proteger a los captadores de daños por incrustaciones. La cal empieza a precipitar a partir de unos 60°C, temperatura que los captadores alcanzan con facilidad. Si se hiciera circular agua de consumo por los captadores, se tendría un aporte continuo de sales que terminaría por bloquear los pequeños tubos que recorren la placa, especialmente en localidades con aguas duras.
- Limitar la **corrosión** en circuitos cerrados, ya que al no renovarse el agua del primario se limita la cantidad de oxígeno disuelto en la misma.
- Añadir agentes **biocidas**, necesarios cuando el primario está abierto a la atmósfera.

Las instalaciones con acumuladores de inercia incorporan dos intercambiadores, uno de carga (primario) y otro de descarga (consumo). El intercambiador de primario se utiliza para limitar el volumen de propilenglicol en la instalación. El precio del propilenglicol es elevado, por lo que se evita rellenar todo el volumen de inercia con una mezcla glicolada. Por otro lado, el intercambiador de descarga separa el fluido de acumulación del agua de consumo.

Gracias al clima estable y veraniego del que disfruta la ubicación a lo largo del año no será necesario añadir propilenglicol en el primario puesto que no existe riesgo de congelación del fluido. Como consecuencia se llega a la conclusión de que no sería estrictamente necesario separar primario y secundario. No obstante, apoyándonos de los puntos 2 y 3 descritos anteriormente junto con la idea de incrementar la capacidad de control del sistema, sí que se ha introducido un interacumulador quedando separadas ambas partes.

En definitiva, la introducción de intercambiadores de calor para separar la instalación **relaja las normas de higiene aplicables**:

- Se pueden utilizar acumuladores de acero negro y similares, más económicos que los acumuladores de agua de consumo.

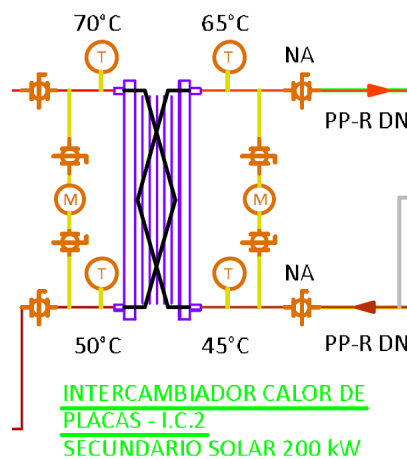
- Se evita el tratamiento antilegionella del volumen de inercia.
- Puede elevarse la temperatura de acumulación sin que aparezcan incrustaciones calcáreas, hasta unos 90°C aproximadamente. Mayores temperaturas no deben permitirse para no dañar los acumuladores y prevenir la formación de vapor. Aumentar la temperatura hasta rangos tan elevados no debe ser una práctica habitual, como se comentó en apartados anteriores, sin embargo, puede ser interesante en algunos casos, como por ejemplo en la eliminación de bacterias.
- Se reduce la corrosión, al suprimir el aporte adicional de oxígeno que transporta el agua de consumo.

La utilización de intercambiadores también presenta **inconvenientes**:

- El primero es el **coste** añadido y la necesidad de instalar bombas y válvulas adicionales.
- El segundo es la **merma** que experimenta el **rendimiento del sistema**. Al ser finitas las superficies de intercambio, los intercambiadores introducen saltos de temperatura desfavorables. Por ejemplo, en el caso del intercambiador del circuito de captación, la temperatura de retorno a captadores será mayor que la del fondo del acumulador, y la de impulsión al acumulador menor que la de salida de captadores.

Una vez que se ha explicado con suficiente nivel de detalle el funcionamiento de los intercambiadores de calor en instalaciones solares térmicas se pretende recalcar que en TRNSYS únicamente se ha utilizado un intercambiador exterior de este tipo (carga del acumulador de consumo o descarga del acumulador de inercia). En el caso del intercambiador del primario se ha optado por introducirlo dentro del acumulador (mejorando las prestaciones energéticas).

Como parámetros de entrada únicamente se ha tenido que hacer uso de los caudales del secundario, consumo, calores específicos correspondientes y de la eficiencia del intercambiador. Los datos correspondientes para el cálculo de la eficiencia ha sido los siguientes:



**Figura 4.5** Esquema del intercambiador secundario-consumo.

Uno de los parámetros fundamentales de los intercambiadores de calor es la eficiencia del mismo.

La eficiencia de un intercambiador se define como el calor real intercambiado entre ambos fluidos dividido entre el calor que se intercambiaría si la superficie de intercambio fuese infinitamente grande. Atendiendo a la Figura anterior el calor real intercambiado se expresa como:

$$Q_{real} = m_{dot} * c_p * \Delta T = 8000/3600 * 4,180 * 20 = 185,78kW \quad (4.1)$$

$$\eta = \frac{Q_{real}}{Q_{max}} = 185,78/200 = 0,9289 \quad (4.2)$$

**TYPE 4a: Stratified Storage Tank**

Este componente modela un tanque estratificado de almacenamiento de agua, permitiendo la representación precisa de los distintos nodos de temperatura dentro del tanque.

Usos principales:

- Almacenamiento de energía térmica en aplicaciones solares térmicas o sistemas de calefacción.
- Mejora de la eficiencia de los sistemas mediante la conservación de la estratificación térmica.
- Gestión dinámica de carga térmica en sistemas de producción y consumo de energía.

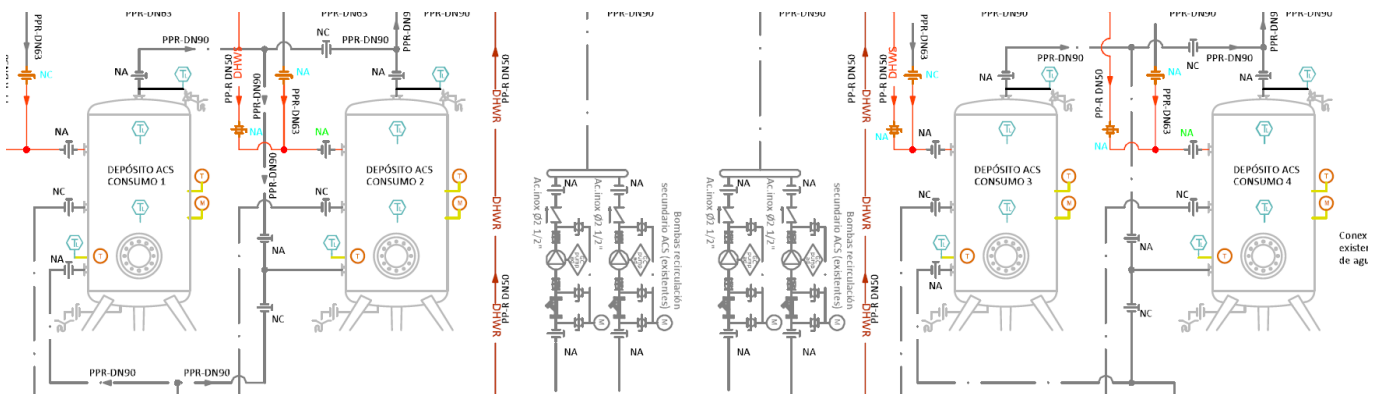


Salidas típicas:

Temperaturas en distintos nodos del tanque, flujo de calor entrante y saliente, estado de estratificación y energía almacenada

El **Type 4a** se utiliza para representar tanques de almacenamiento estratificados con entradas constantes a lo largo del tiempo. Esto es útil porque permite representar de manera precisa la dinámica real de carga y descarga del sistema, donde las condiciones de entrada (como el caudal y la temperatura del fluido) están determinadas por los equipos de producción (colectores solares, bombas de apoyo) y las condiciones de consumo por la demanda del hospital.

En la siguiente imagen se puede observar qué representa el Type 4a en la instalación real:



**Figura 4.6** Acumuladores de consumo.

Los datos de entrada en TRNSYS 16 han sido los siguientes:

#	Parámetro	Valor	Unidad
1	Volumen del tanque	vol_tank_acs	string
2	Calor específico del fluido	cp_ter	string
3	Densidad del fluido	1000.0	kg/m <sup>3</sup>
4	Coefficiente de pérdidas del tanque	U_tank_acs	string
5	Altura del nodo	H_node_acs	string
6	Modo del calentador auxiliar	1	-
7	Nodo con el elemento calefactor 1	1	-
8	Nodo con el termostato 1	1	-
9	Temperatura de consigna del elemento 1	62	°C
10	Banda muerta del elemento calefactor 1	2	deltaC
11	Potencia máxima de calefacción del elemento 1	1000	kW
12	Nodo con el elemento calefactor 2	1	-
13	Nodo con el termostato 2	1	-
14	Temperatura de consigna del elemento 2	62	°C
15	Banda muerta del elemento calefactor 2	2	deltaC
16	Potencia máxima de calefacción del elemento 2	0	kW

**Tabla 4.2** Parámetros del Acumulador de Consumo.

- 1. Volumen del tanque:** Para determinar este parámetro se acude a la ficha técnica del acumulador "**Lapesa Master Vitro MVV5000RB**" en la cuál se puede observar como el volumen de un depósito es de 5000 L. Al disponer de 4 depósitos, el volumen total será de 20000 L.
- 2. Calor específico del fluido:** En lo que al calor específico del agua se refiere hemos mantenido a lo largo de todo el proyecto un valor de **4,18 kJ/kg·K**.
- 3. Densidad del agua:** Como se viene mencionando se ha supuesto que el fluido de trabajo es agua, asignándole una densidad constante de 1000 kg/m<sup>3</sup> para simplificar los cálculos y representar adecuadamente las condiciones habituales en aplicaciones térmicas.
- 4. Coeficiente de pérdidas térmicas:** Se desea calcular el coeficiente de pérdidas térmicas superficial del tanque, expresado en kJ/(h · m<sup>2</sup> · K).

La ficha técnica proporciona los siguientes datos:

- Pérdidas térmicas: 266 W
- Diámetro:  $D = 1.91$  m
- Altura (sin conexiones):  $H = 2.71$  m
- Temperatura de operación: 65°C
- Temperatura ambiente (supuesta): 20°C

La diferencia de temperaturas es:

$$\Delta T = 62^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C} = 42^{\circ}\text{C}$$

Se aproxima el área superficial del tanque considerando un cilindro con tapas:

$$A = 2\pi rh + 2\pi r^2$$

donde  $r = \frac{D}{2} = 0,955$  m. Por tanto:

$$A_{\text{lateral}} = 2\pi(0,955)(2,71) \approx 16,26 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{tapas}} = 2\pi(0,955)^2 \approx 5,73 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{total}} = 16,26 + 5,73 = 21,99 \text{ m}^2$$

El coeficiente de pérdidas térmicas superficial en  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$  es:

$$U_{\text{superficie}} = \frac{P}{A\Delta T} = \frac{266}{21,99 \times 42} \approx 0,288 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$$

Para expresar el coeficiente en  $\text{kJ}/(\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ , se realizan las siguientes conversiones:

$$0,288 \frac{\text{J}}{\text{s} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}} \times 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 1036,835 \frac{\text{J}}{\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

$$1036,835 \text{ J} = 1,0368 \text{ kJ}$$

Por lo tanto, el coeficiente de pérdidas térmicas es:

$$U_{\text{superficie}} \approx \boxed{1,0368 \text{ kJ}/(\text{h} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})}$$

5. **Altura del nodo:** El tanque de almacenamiento se divide en distintos nodos o niveles de temperatura. En el caso que estamos viendo, el tanque dispondrá de 2 nodos, uno superior (consumo) y otro inferior (entrada agua fría).
6. **Modo de funcionamiento del sistema de apoyo:** Al indicar el modo de funcionamiento 1 (maestro/esclavo) el elemento calefactor inferior solo se activa cuando el elemento calefactor superior ha alcanzado su punto de consigna. En este modo, solo puede estar encendido un calefactor a la vez. Este diseño es habitual en depósitos de agua caliente eléctricos residenciales.
7. **Nodo que contiene al sistema de apoyo y al termostato 1:** Al solo existir un único nodo, se pone un 1.
8. **Punto de consigna para el elemento 1:** El termostato activará el elemento calefactor cuando la temperatura del fluido en el nodo que contiene el termostato caiga por debajo de:

$$T_{\text{set}} - T_{\text{db}}$$

y continuará calentando el fluido hasta que alcance la temperatura de consigna. Aquí,  $T_{\text{set}}$  corresponde a este parámetro y  $T_{\text{db}}$  corresponde al siguiente parámetro. Se establece el punto de

consigna como un valor de 65°C cumpliendo con el **Real Decreto 487/2022 de 21 de Junio**. [12]

El Real Decreto 487/2022 de 21 de Junio establece que la temperatura de acumulación en el depósito de consumo debe ser uniforme y permanente a un valor de **60°C**. Además, la instalación debe ser capaz de alcanzar periódicamente los 70°C y la temperatura de distribución en el punto más alejado debe de como mínimo de 50°C.

En definitiva, se escoge un punto de consigna de 62°C para que teniendo una banda muerta pequeña (2°C) la temperatura del agua de consumo no disminuya de los 60°C. Se podría escoger otros valores como 65 o 67 °C que también cumplirían con la normativa.

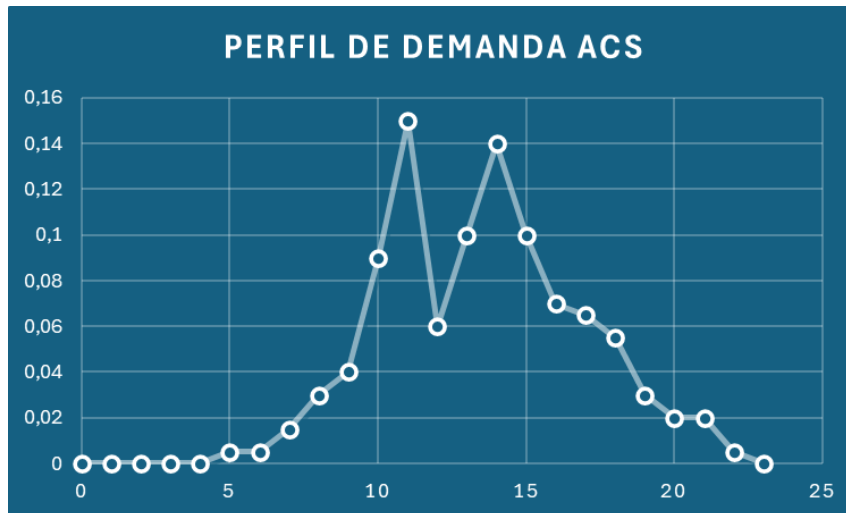
En caso de elevar el punto de consigna a 65 o 67°C ofrece un margen mucho más amplio para garantizar la desinfección térmica continua del agua, especialmente útil en instalaciones con alto riesgo o con distribución extensa. Además, facilita la aplicación de tratamientos térmicos puntuales (hasta 70°C) sin necesidad de alterar significativamente la operación del sistema. Este enfoque, aunque supone un mayor consumo de energía y exige medidas adicionales para evitar escaldaduras (como válvulas mezcladoras termostáticas), es más conservador desde el punto de vista sanitario y asegura un cumplimiento sólido de la normativa vigente.

En conclusión, fijar el punto de consigna en 62°C constituye una elección técnicamente equilibrada que optimiza la relación entre seguridad sanitaria y eficiencia energética. Esta temperatura ofrece un margen de seguridad suficiente para garantizar el cumplimiento del Real Decreto 487/2022, minimizando el riesgo de proliferación de Legionella, y evitando al mismo tiempo el incremento significativo del consumo energético que supondrían consignas superiores. Asimismo, facilita la implementación de procesos de desinfección térmica sin alterar de forma sustancial la operación del sistema. Con un adecuado diseño hidráulico y el uso de válvulas mezcladoras, los 62°C representan una consigna eficaz, fiable y alineada con las mejores prácticas en instalaciones de producción de agua caliente sanitaria.

- 9. Banda muerta del sistema de apoyo 1:** Es el rango de valores en el que el sistema no actúa ni se activa, aunque haya pequeñas variaciones. Se usa para evitar que el sistema esté encendiéndose o apagándose continuamente ante cambios mínimos.

La elección de una banda muerta adecuada y escalada es fundamental dado que ayuda al control del encendido y apagado de las bombas hidráulicas. En primer lugar, en el caso de tener una banda muerta demasiado grande (superior a 5°C) el sistema se apagará de manera prematura desperdiciando grandes cantidades de energía. Por el contrario, en el caso en el que la banda muerta sea inferior a 2°C existirá un funcionamiento intermitente excesivo lo que conlleva a aumentar el desgaste de componentes, reducir la vida útil de bombas, válvulas y controladores y elevar el consumo energético por arranques frecuentes.

- 10. Tasa máxima del sistema de apoyo 1:** Esta tasa se define como la mayor cantidad de calor que el sistema de apoyo pueda generar en un tiempo determinado. Dicho valor se establece a **1000 kW** para poder asegurar que la instalación junto con el sistema de apoyo pueden suplir toda la demanda. Sin embargo, en futuros apartados se estudiará en profundidad dicho valor.
- 11. Perfil de Demanda:** Cualquier propuesta de perfil horario en una instalación determinada tendrá ligeras variaciones con la realidad. No obstante, el modelo que más se asemeja a la realidad es aquel en el que se puede observar una letra "M". Este perfil viene definido por 4 tramos:



**Figura 4.7** Perfil de Demanda de ACS en un hospital tipo.

- Tramo 1: Inicio de la mañana en la que el consumo aumenta de manera paulatina hasta que alrededor de la media mañana el consumo llega a su máximo con el aseo de los pacientes.
- Tramo 2: El consumo se reduce una vez que se ha terminado con el aseo.
- Tramo 3: El consumo vuelve a aumentar debido al uso de cocinas y lavanderías.
- Tramo 4: Terminadas las tareas principales en el edificio se reduce el consumo a lo largo de la tarde.

Además del análisis horario, es importante considerar que el perfil tipo "M" implica un diseño del sistema de generación y acumulación térmica que permita una rápida respuesta durante los picos de consumo, especialmente durante las primeras horas del día. En instalaciones como el Hospital Materno-Infantil de Málaga, donde la carga térmica diaria es elevada y sostenida, es recomendable disponer de sistemas de acumulación bien dimensionados, capaces de almacenar suficiente energía durante las horas de baja demanda y cubrir con solvencia los tramos críticos sin necesidad de activar fuentes de respaldo menos eficientes.

**12. Todos los apartados del sistema de apoyo 2 no son relevantes dado que este sistema tiene una producción de 0 kW (no existe).**

## 4.4 Cálculos Matemáticos

### TYPE 24: Quantity Integrator

Este componente es análogo a un sistema físico que integra una cantidad a lo largo de un período de tiempo; por ejemplo, un medidor de kWh que totaliza continuamente la cantidad de energía eléctrica consumida. El Type 24 puede integrar hasta 250 variables y no hay un límite específico en la cantidad de unidades que se pueden usar en una simulación.

Usos principales:

- Cálculo de energía térmica acumulada en sistemas solares o de calefacción.
- Integración de una variable cualquiera.

Salidas típicas:

Valor acumulado (integrado) de la magnitud de entrada a lo largo del tiempo.



Para la determinación del rendimiento del intercambiador de calor se ha hecho uso del cálculo de las temperaturas medias tanto a la salida del interacumulador como a la entrada del mismo. El periodo de integración se ha supuesto de un año tanto para los parámetros de temperatura como para los energéticos.

Se han integrado las siguientes potencias (kJ/kg):

- $P_{ACS}$  (**kJ/kg**): Al integrar en un año la demanda de potencia que tiene el sistema en cada instante se obtiene la demanda total en términos de kWh. Dicha potencia se ha calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{ACS} = \frac{\dot{m}_{imp} \cdot 4,18 \cdot (T_{load} - T_{red})}{3600} + \frac{\dot{m}_{imp} \cdot 4,18 \cdot 0,2 \cdot (T_{load} - \Delta T - T_{retorno})}{3600} \quad (4.3)$$

Para entender dicha ecuación se debe tener en cuenta el balance de energía al acumulador de consumo.

En este caso, se dispondrá de una única entrada de agua caliente (proveniente del intercambiador de calor). Dicha entrada de agua tendrá siempre la misma cota dado que el acumulador se ha simulado con entradas fijas y pérdidas uniformes.

Por la parte más elevada del acumulador se evacuará el agua caliente (salida). Esto es así debido a uno de los principios físicos fundamentales de mejora de la estratificación. El agua caliente, al tener una menor densidad que el agua fría, tiende a ascender de forma natural dentro del tanque, mientras que el agua con menos temperatura permanece en los estratos inferiores. Esta distribución vertical de temperatura permite que el punto más alto del acumulador contenga siempre el fluido a mayor temperatura disponible. Al ubicar la salida en esta zona, se garantiza que el sistema aproveche el agua con el máximo contenido energético posible, lo cual es esencial para mantener la eficiencia térmica y reducir el trabajo de equipos auxiliares como calderas o bombas de calor.

Además, dicha configuración permite la conservación de la calidad térmica de los estratos

durante los ciclos de carga y descarga del acumulador. Si la salida estuviera en una zona intermedia o inferior, se mezclarían diferentes nodos térmicos, lo que provocaría una pérdida de rendimiento por la homogeneización de la temperatura del fluido en el interior del sistema. Al extraer agua desde la parte superior, el sistema se asegura de que se suministre agua caliente de forma estable y continua, incluso cuando el acumulador aún se encuentra en proceso de carga (régimen transitorio). La arquitectura del acumulador es esencial para maximizar al máximo este tipo de instalaciones, en las que mantener una rigurosa calidad en el almacenamiento debe ser igual o incluso más importante que en el proceso productivo.

Aclarados algunos conceptos acerca del proceso de estratificación de los tanques se pretende aclarar el balance energético descrito en la Ecuación 4.3.

La demanda energética del Hospital Materno-Infantil de la ciudad de Málaga se calcula como el caudal de impulsión en cada espacio de tiempo estudiado a lo largo del año (cada 10 minutos) multiplicada por su calor específico (valor constante) y por la diferencia de temperaturas entre la temperatura que demandan los consumidores y la temperatura de la red. No obstante, también se tiene que tener en cuenta el aporte energético al que contribuye la recirculación del sistema.

La recirculación de una instalación de agua caliente sanitaria (ACS) consiste en un sistema diseñado para garantizar que el agua caliente esté disponible de forma inmediata en todos los puntos de consumo. El objetivo principal es evitar el enfriamiento del agua en las tuberías durante los períodos de inactividad, lo que eliminaría la necesidad de purgar el circuito para obtener agua caliente, reduciendo el desperdicio de agua y los tiempos de espera. En un entorno hospitalario como el Materno-Infantil, el tratamiento del agua caliente es fundamental para poder asegurar una higiene y el cuidado de los pacientes, por lo que la recirculación adquiere un papel con mayor importancia. Para ello, se controla mediante sistemas de regulación automática que ajustan el funcionamiento de las bombas en función de la temperatura del retorno.

De manera general, se supone una recirculación de aproximadamente un 20% del caudal impulsión con una diferencia de temperatura de  $\Delta T = 5C$ . Dichos valores son tomados de manera aproximada pero cumpliendo con el mínimo exigido por el Código Técnico de la Edificación [13] en su apartado [14].

- $P_{aux}$  (kJ/kg): En segundo lugar disponemos del cálculo de la energía que aporta el sistema de apoyo a la instalación. En este punto se debe recordar que el sistema de apoyo únicamente ha participado en el acumulador de consumo.
- $P_{loss}$  (kJ/kg): En lo que concierne a las pérdidas al ambiente tanto del tanque 1 como del tanque 2 se han obtenido a partir de las salidas de los Types de acumuladores (Thermal losses).
- $P_{input}$  (kJ/kg): En el caso de las potencias de entrada a los acumuladores térmicos encontraremos dos casos:
  1. El tanque de acumulación de inercia tendrá una potencia de entrada definida por la potencia capaz de aportar la entrada número 1. Dicho "Output" del Type 60g tiene el nombre de "Energy supplied by inlet 1" o "Energía aportada por la entrada 1".
  2. El tanque de consumo tendrá una potencia entrante definida por la salida del Type 4a bajo el nombre de: "Energy rate from heat source". Dicho en español, esta salida nos

proporcionará el dato de la potencia transferida desde la fuente de calor al tanque de almacenamiento, es decir, la energía introducida al tanque desde el fluido caliente.

$$Q_{in} = \dot{m}_h \cdot c_{p,f} \cdot (T_h - T_N) \quad (4.4)$$

Donde:

- $Q_{in}$ : Energía térmica suministrada al tanque por la fuente de calor (W).
  - $\dot{m}_h$ : Caudal másico del fluido procedente de la fuente de calor (kg/s).
  - $c_{p,f}$ : Calor específico del fluido (J/kg·K).
  - $T_h$ : Temperatura del fluido a la entrada del tanque desde la fuente de calor (°C).
  - $T_N$ : Temperatura del nodo del tanque al que entra el fluido (°C), es decir, temperatura de retorno.
- $P_{solar}$  (**kJ/kg**): Definimos la Potencia Solar como la potencia útil ganada a partir de los colectores solares. Dicho parámetro es una salida predeterminada del Type 1b (Colector Solar Plano).

A partir de la determinación de todas las potencias en kJ/kg realizaremos un factor de conversión para realizar el cambio de unidades a kW y dicha magnitud junto con el Type 24 nos permitirá determinar la **energía total anual**.

**TYPE 55: Periodic Integrator**

Este componente se utiliza para calcular la integral de una variable a lo largo de intervalos de tiempo periódicos definidos por el usuario. A diferencia del Type 24, que acumula continuamente la integración desde el inicio de la simulación, el Type 55 reinicia la integración al final de cada período, lo que lo hace especialmente útil para el análisis energético por intervalos diarios, horarios, mensuales o personalizados. Este comportamiento es análogo al de un medidor de energía que se pone a cero en cada intervalo de facturación o evaluación. Puede ser empleado en múltiples ocasiones dentro de una simulación, sin límite en la cantidad de variables o unidades integradas.

Usos principales:

- Cálculo de energía térmica consumida o generada en intervalos periódicos (por ejemplo, cada día o cada mes).
- Integración periódica de cualquier magnitud para estudios comparativos o de optimización.

Salidas típicas:

Valor acumulado (integrado) de la magnitud de entrada durante cada período definido, reiniciado al comienzo de cada nuevo intervalo.



Esta herramienta se utilizará para calcular la temperatura media mensual y anual del interacumulador de inercia.

## Temperatura Media Anual

En este primer caso se pretende determinar, como se puede ver en el título, la temperatura media anual del depósito. Para ello, los parámetros que tendremos que introducir serán los siguientes:

Nº	Descripción	Valor	Unidad
1	Integrar o sumar la entrada	1	-
2	Hora de inicio relativa para la entrada	1.0	hr
3	Duración de la entrada	8760	hr
4	Tiempo de repetición del ciclo de entrada	8760	hr
5	Tiempo de reinicio de la entrada	8760	hr
6	Hora de inicio absoluta para la entrada	0	hr
7	Hora de parada absoluta para la entrada	8760	hr

**Tabla 4.3** Parámetros del Type 55 - Integrador Periódico en TRNSYS - Valores Anuales.

1. Este parámetro indica al componente *Periodic Integrator* si la entrada correspondiente debe integrarse respecto al tiempo o sumarse durante el período de interés.
  - Si la entrada debe integrarse, se debe establecer este parámetro igual al número de la entrada.
  - Si la entrada debe sumarse, entonces se debe establecer el parámetro como el negativo del número de la entrada.

Por ejemplo, si la primera entrada debe sumarse durante el período y la segunda entrada debe integrarse respecto al tiempo, entonces el parámetro 1 debe tener el valor **-1** y el parámetro 8 debe tener el valor **2**.

2. La hora relativa de inicio del período para la entrada especificada (referida a la medianoche).

Por ejemplo, si la simulación comienza a la hora 1 y este parámetro se establece en 8, el resumen periódico para esta entrada comenzará a las 8:00 a.m., no a las 9:00 a.m.

**Ejemplo:** Si se desea analizar la primera entrada entre las 8:00 y las 10:00 de la mañana cada día, con resultados mensuales correspondientes a marzo y abril, entonces el valor de este parámetro debe ser **8**.

3. Duración del período durante el cual se evaluará la entrada especificada después de alcanzarse la hora relativa de inicio.

Si se especifica un valor de **-1** para este parámetro, el período de resumen se extenderá desde la hora de inicio hasta el final del mes.

**Ejemplo:** Si se desea analizar la primera entrada entre las 8:00 y las 10:00 de la mañana cada día, con resultados correspondientes a los meses de marzo y abril, el valor de este parámetro debe ser **2**.

4. El número de horas entre el inicio de los períodos consecutivos de resumen para la entrada especificada. Especificar un valor de **-1** indica al componente que los ciclos deben repetirse mensualmente.

**Ejemplo:** La primera entrada se evaluará entre las 8 a. m. y las 10 a. m. todos los días, con resultados mensuales esperados para marzo y abril.

**Respuesta:** el valor de este parámetro debe ser 24.

5. El intervalo de tiempo durante el cual se investigará la entrada especificada antes de que los resultados se restablezcan a cero. Especificar un valor de **-1** para este parámetro indica que los resultados se restablecerán al final de cada mes.

**Ejemplo:** Se desea investigar una entrada entre las 8 a. m. y las 10 a. m. todos los días, con resultados esperados para marzo y abril.

**Respuesta:** el valor de este parámetro debe ser **-1** (restablecimiento mensual).

6. La hora de inicio absoluta para el resumen periódico. Esta característica permite que el integrador periódico omita los momentos en los cuales no se desea información para esta entrada.

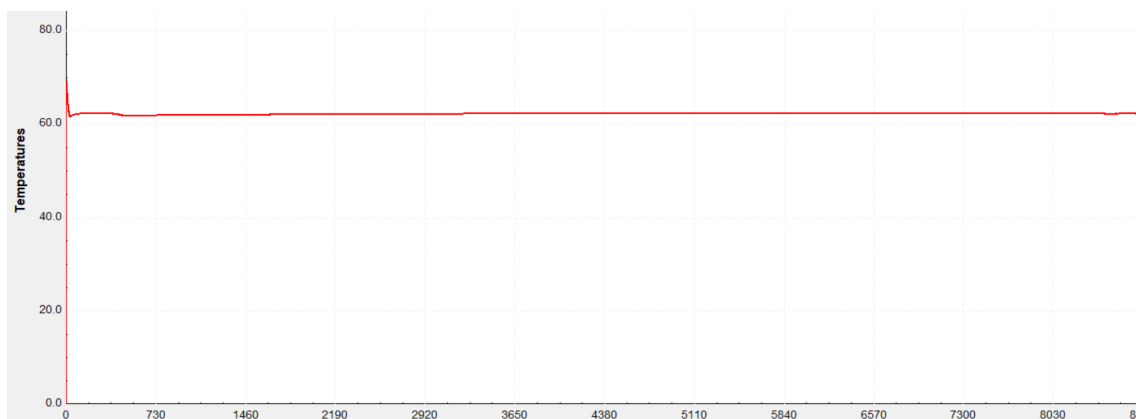
**Ejemplo:** Se desea investigar una entrada solo en diciembre de una simulación anual.

Al configurar este parámetro a la primera hora de diciembre, se ahorra tiempo de cálculo significativo. Tenga cuidado de que la hora de inicio absoluta sea menor que la primera hora del año en la que se debe investigar esta entrada.

7. La hora de detención absoluta para la entrada especificada. Este parámetro permite que la rutina del integrador periódico omita los momentos en los cuales no se desea información de resumen para esta entrada.

**Ejemplo:** Solo se desea información periódica para enero de una simulación anual. Al configurar este parámetro a la última hora de enero, se puede ahorrar tiempo de cálculo significativo. Asegúrese de configurar este parámetro a una hora mayor que la última hora para la cual se desea información de resumen.

Una vez introducidos los datos correspondientes se obtiene como resultado la siguiente gráfica:



**Figura 4.8** Temperatura Media Anual del Interacumulador.

A continuación se pretende exponer una visión esclarecedora de los resultados obtenidos:

- **Control automático de bombas hidráulicas:** El sistema dispone de una estrategia de control eficiente, tanto el funcionamiento de las bombas de carga como de descarga puede adaptarse de una manera dinámica, manteniendo la temperatura prácticamente constante con los mínimos desajustes posibles.
- **Equilibrio entre generación y demanda:** Un sistema bien dimensionado puede lograr un equilibrio entre la energía solar captada y la demanda térmica, lo cual contribuye a mantener la temperatura del acumulador en niveles estables.

En resumen, la estabilidad térmica observada en el interacumulador puede interpretarse tanto como un indicio del control eficaz del sistema o bien como un acoplamiento adecuado entre producción y demanda. Se debe tener en cuenta que al final estamos trabajando con valores aproximados al tratarse de un gemelo digital y en consecuencia los resultados obtenidos a pesar de ser fieles a la realidad, discrepan en algunos puntos de la misma. Esta discrepancia puede deberse a varios factores, se comentarán en profundidad en el apartado correspondiente a "Vínculos con la Realidad":

- Obviar condiciones críticas de la instalación como puede ser demanda punta crítica, eliminación del suministro de luz de las bombas y un largo etcétera en el que se pueden incluir todas

aquellas situaciones que son poco probable que ocurran pero que en algunos casos extremos ocurren.

- Estrategias de control simplificadas en las que no se tienen en cuenta numerosos factores como pueden ser retardos, fallos de sensores, variabilidad en el comportamiento del usuario o interferencias externas que hacen que el sistema responda de forma diferente.
- La discretización temporal y espacial limita la fidelidad del modelo

## Temperatura Media Mensual

Gracias a este Type se podrá observar la variación de la temperatura media en cada mes de un año tipo.

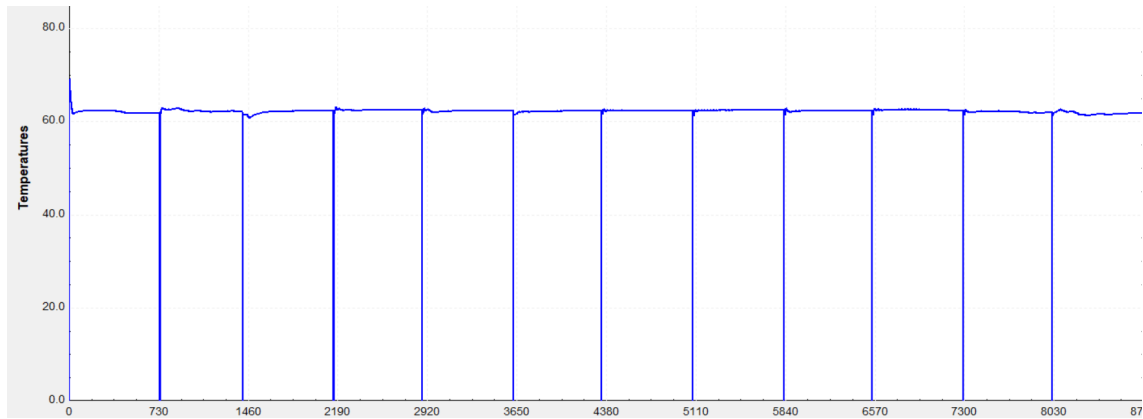
Los datos introducidos en el software TRNSYS 16 han sido los siguientes:

Nº	Descripción	Valor	Unidad
1	Integrar o sumar la entrada	1	-
2	Hora de inicio relativa para la entrada	1.0	hr
3	Duración de la entrada	-1	hr
4	Tiempo de repetición del ciclo de entrada	-1	hr
5	Tiempo de reinicio de la entrada	-1	hr
6	Hora de inicio absoluta para la entrada	0	hr
7	Hora de parada absoluta para la entrada	8760	hr

**Tabla 4.4** Parámetros del Type 55 - Integrador Periódico en TRNSYS - Valores Mensuales.

1. Integrar o sumar entrada: En este apartado añadiremos como parámetro de entrada el valor 1 dado que únicamente existe una entrada (Temperatura media del tanque) y se quiere que este valor sea integrado a lo largo del periodo de tiempo. En el caso de que se quisiera realizar la suma habría que indicar el número de entradas pero en negativo.
2. Hora de inicio relativa para la entrada: Se ha mantenido el valor por defecto.
3. Duración de la entrada: Se indica el lapso de tiempo para el cuál la entrada va a ser evaluada una vez alcanzada la hora de inicio relativa. Al indicar un valor de -1 el periodo estudiado irá desde la hora de inicio al final del mes.
4. Tiempo de repetición del ciclo: Se indica el número de horas para que se repita un ciclo. En el caso de querer una repetición mensual el valor debe de ser un -1.
5. Tiempo de reinicio: Dicho parámetro indica cuánto tiempo debe acumular un dato antes de que se reinicie a cero. Al indicar un -1 los datos se reiniciarán al final de cada mes.
6. Hora de inicio/fin absoluta: Con estos parámetros se indica que el lapso de tiempo total objeto de estudio es de un año a pesar de estar parametrizado de manera mensual.

A continuación se podrá observar la gráfica resultante:

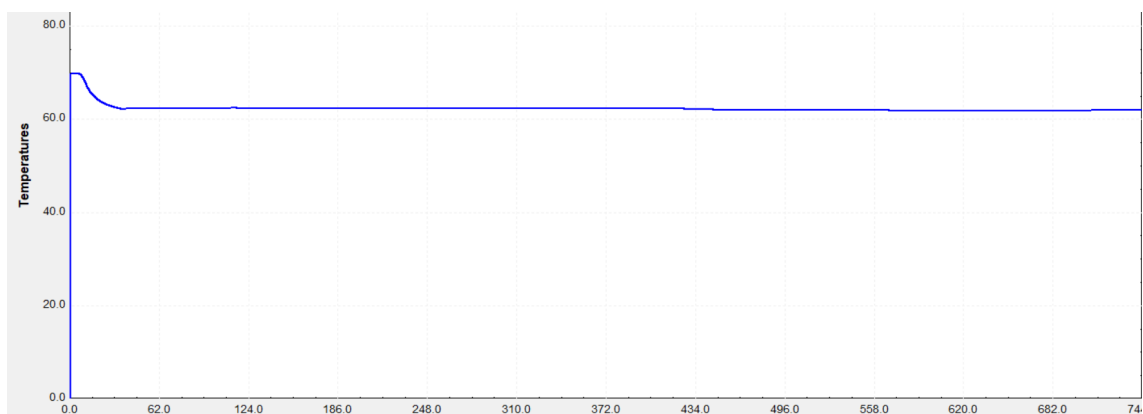


**Figura 4.9** Temperatura Media Mensual del Interacumulador.

Tal y como venía siendo previsible la gráfica mantiene una temperatura prácticamente constante al igual que ocurría en la gráfica de "Temperatura Media Anual del Interacumulador".

Sin embargo, al final de cada periodo se produce un descenso brusco de la temperatura. Esto es así debido al parámetro 5 (Tiempo de reinicio) gracias al cuál estamos indicando que la simulación reinicie la temperatura al final de cada mes.

A continuación se pretende analizar con mayor detalle la gráfica de un mes cualquiera como puede ser el mes de Enero, comprendido entre la hora 0 y la hora 744.



**Figura 4.10** Temperatura Media del Interacumulador en Enero .

La gráfica obtenida muestra la evolución de la temperatura durante el mes de Enero, resultados obtenidos a partir del Plot de TRNSYS. Se observa que al inicio del mes la temperatura presenta un valor máximo cercano a los 70°C , dicho pico térmico suele ser debido a condiciones iniciales no estabilizadas, una carga térmica acumulada, o una configuración del sistema que aún no ha alcanzado el régimen estacionario. A medida que transcurre el tiempo, la temperatura desciende de manera progresiva tal y como era de esperar, estableciéndose con una tendencia constante de unos 62,5°C. Esta estabilización sugiere que el sistema ha alcanzado un equilibrio térmico, donde las ganancias y pérdidas de calor se compensan continuamente. Este comportamiento es típico en simulaciones dinámicas, donde el régimen transitorio inicial da paso a un comportamiento estacionario.

## Cálculo de la Fracción Solar

La **fracción solar** (también conocida como *solar fraction*, SF en inglés) es un parámetro fundamental en el análisis del rendimiento y la optimización de instalaciones solares térmicas. Se define como el cociente entre la energía producida a partir de fuentes renovables (solares en este caso) y la demanda energética total. La energía faltante se compensará a partir de otras fuentes energéticas.

Matemáticamente, se expresa como:

$$\text{Fracción solar (FS)} = \frac{\text{Energía solar útil}}{\text{Demanda energética total}} \quad (4.5)$$

Esta relación toma valores entre 0 y 1, donde:

- **FS = 0** indica que toda la energía proviene de fuentes no solares.
- **FS = 1** indica que el 100% de la demanda energética es cubierta por el sistema solar.

### Importancia de la fracción solar

- 1. Medida de eficiencia energética y sostenibilidad:** Cuanto mayor sea la fracción solar, mayor será el aprovechamiento de una fuente renovable y gratuita como es la energía proveniente del sol. Esto permite reducir el consumo de fuentes externas, como pueden ser calderas o bombas de calor.
- 2. Evaluación del diseño del sistema solar:** La fracción solar permite evaluar la adecuación del dimensionado del sistema solar (número de colectores, volumen de almacenamiento, etc.) frente a las necesidades energéticas reales del edificio o instalación.
- 3. Rentabilidad económica:** Una mayor fracción solar implica un mayor ahorro económico a largo plazo, ya que se reduce la dependencia de fuentes energéticas convencionales, cuyos costes suelen ser variables y, en general, crecientes.
- 4. Cumplimiento normativo:** En muchos países, incluido España, existen reglamentos y códigos técnicos (como el CTE-HE4) que exigen un cierto porcentaje mínimo de cobertura mediante energía solar para aplicaciones como la producción de agua caliente sanitaria. La fracción solar es el indicador que se utiliza para comprobar ese cumplimiento.

A partir del Código Técnico de la Edificación [13] y su documento sobre Ahorro de Energía (HE) [15] la siguiente información ha sido obtenida:

**La sección HE 4 en la que se exponen los valores mínimos de contribución de energía verde para la satisfacción de la demanda de ACS** ha sido de vital importancia en el proyecto dado que se han tenido que cumplir los requisitos expuestos en la misma. Este hecho se explica a continuación:

### Ámbito de aplicación

El hospital, con una demanda diaria de 21010 l/d, calculada en función de la información aportada en el Anejo F, sufre una reforma de la instalación generadora. Estas condiciones provocan que el Hospital Materno-Infantil entre dentro del grupo de edificios en los que tienen como marco normativo el cumplimiento de la sección 4.

## Caracterización de la exigencia

Los sistemas deberán satisfacer sus demandas de agua caliente sanitaria haciendo uso de energía procedente de fuentes renovables o de procesos de cogeneración.

## Cuantificación de la exigencia

### Valor de aporte renovable mínimo para ACS y/o climatización de piscina

- El aporte renovable debe cubrir como mínimo el 70 % del consumo energético en términos de agua caliente. Las pérdidas asociadas a los procesos de distribución, acumulación y recirculación deberán de ser incluidos.
- La aportación procederá de sistemas próximos al edificio demandante o de biomasa sólida.

### Bombas de calor

Para considerar su contribución renovable:

- SCOP (rendimiento medio estacional):
  - $\geq 2,5$  si son eléctricas.
  - $\geq 1,15$  si son accionadas térmicamente.
- Como mínimo, la temperatura de consigna de las bombas debe ser de 45°C (cálculo del SCOP).

## Sistema de medida de energía suministrada

Los objetos de medida de energía deberán cumplir el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) [16]:

## Justificación de la exigencia

Para la justificación del cumplimiento, los documentos de proyecto incluirán:

- Cálculo de demanda mensual de ACS con las correspondientes pérdidas mencionadas en el apartado de Cuantificación de la exigencia.
- La contribución renovable utilizada para satisfacer dichas necesidades.
- Cálculo del valor de la fracción renovable para argumentar el cumplimiento de la exigencia.

En definitiva, a modo de resumen, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Contribución solar mínima del 70 % dado que nuestro consumo diario es de 21010 l/d (no se cumple la reducción del porcentaje con el consumo).
- La instalación solar térmica puede ser hibridada con bombas de calor en cuyo caso será necesario asegurarse de que el SCOP sea menor del 2,5 si son eléctricas y la temperatura de

preparación no puede tener valores inferiores a 45°C (nunca se dispondrá de una temperatura de preparación tan baja).

Una vez expuesto el contexto normativo y la importancia del cálculo de la fracción solar, se expresa su ecuación añadida en TRNSYS 16:

$$Frac_{solar} = \frac{E_{solar}(kWh)}{\max(0,0001, E_{ACS}(kWh))} \quad (4.6)$$

Como ya se ha mencionado, la fracción solar es el cociente entre la energía útil capturada por los colectores solares (integral de la potencia en un año) y el valor máximo entre 0,001 y la demanda energética del hospital en términos de agua caliente sanitaria. Se escoge el máximo entre ambos valores para que en el cociente de la fracción solar no se obtenga una indeterminación al dividir entre cero en aquellos momentos iniciales de la mañana o finales del día en los que se ha establecido un consumo nulo.

## 5 Resultados de la Simulación

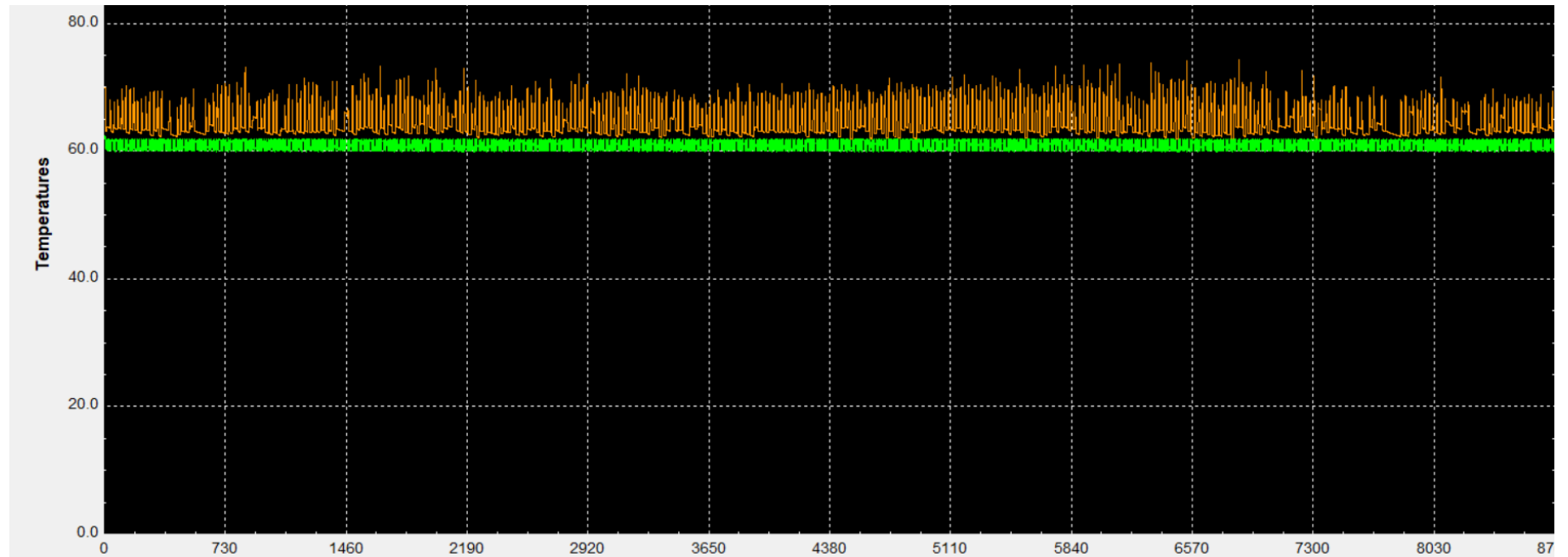
---

En el presente apartado se analizan las conclusiones obtenidas a partir del gemelo digital realizado con el apoyo del software TRNSYS 16, aplicadas al diseño y evaluación del rendimiento de la instalación solar térmica del Hospital Materno-Infantil de Málaga.

La simulación ha permitido estudiar el comportamiento energético del sistema a lo largo del año, teniendo en cuenta variables como la radiación solar disponible en la ciudad, la demanda de agua caliente sanitaria (ACS), el rendimiento de los colectores solares y las pérdidas térmicas del sistema.

A través de los gráficos generados, se analizan aspectos clave como la fracción solar alcanzada, distintas temperaturas, potencias, así como los volúmenes de energía útil y auxiliar requeridos. El objetivo es evaluar la viabilidad y eficiencia de la instalación bajo las condiciones climáticas reales del emplazamiento y proporcionar una base técnica para la optimización del sistema.

# TEMPERATURAS DE LOS DEPÓSITOS



## Leyenda

- Temperatura Depósito 1
- Temperatura Depósito 2

En la gráfica se han podido observar dos tendencias fluctuantes, la temperatura del agua de salida del depósito 1 y la del depósito 2.

Observando las gráficas se puede suponer cuál es el depósito 1 y cuál el 2. Tal y como es de esperar, la instalación a lo largo que se aleja del punto de producción va disminuyendo su nivel térmico por lo que incluso sin ayuda de la propia leyenda, es evidente que la temperatura naranja es la del depósito de inercia y la verde la representa la temperatura del depósito de consumo.

Esta tendencia mantiene dicho comportamiento debido a las pérdidas que sufre el fluido en cada etapa. Dichas pérdidas, como ya se ha mencionado a lo largo del presente documento, tienen mucho que ver con los rendimientos de los intercambios de calor, interacumuladores, acumuladores e incluso las propias tuberías. Una instalación con una buena solidez en el aislante provoca que las pérdidas al ambiente disminuyan drásticamente lo que conlleva a un funcionamiento lo más idealizado posible del sistema.

La temperatura de salida del agua del tanque de inercia se puede observar cómo varía entre los 70°C de máxima y los 62°C de mínima. Por el otro lado la temperatura de salida del agua del tanque de inercia varía entre los 62°C y los 60°C. Estas variaciones se deben principalmente al control realizado sobre las bombas.

## Acumulador de Inercia

En el caso del sistema de control en el acumulador de inercia se dispondrá de dos sensores, el primero nos indicará la temperatura del fluido a la salida de la batería de colectores y el segundo nos medirá la temperatura disponible del agua en el interacumulador. Por último, el **Type 114** aporta una temperatura de monitoreo a pesar de no ser útil.

Parámetro	Descripción
Temperatura de entrada superior $T_h$	Temperatura de salida del colector
Temperatura de entrada inferior $T_l$	Temperatura del fluido disponible en el acumulador
Temperatura de monitoreo	Temperatura media del fluido en cada instante

**Tabla 5.1** Parámetros térmicos característicos de la instalación.

En definitiva el modo de funcionamiento del sistema de control que repercute de manera directa en el comportamiento térmico de los acumuladores sería el siguiente:

1. Las bombas inicialmente se encuentran en estado OFF hasta que existe una suficiente radiación tal que provoca que  $T_h - T_l > 7$  °C.
2. En caso de que se cumpla la primera condición se produce un arranque de las bombas de modo que comienza el vertido de energía desde los colectores hasta los sistemas de acumulación. Esto es lo que en el ámbito de la ingeniería térmica se conoce como proceso de **carga**.
3. El acumulador continúa cargándose mientras las condiciones climáticas lo permitan.
4. Llega el momento en el que la temperatura de acumulación ha ascendido a valores muy próximos a los del fluido a la salida de la batería de colectores solares de modo que:  $T_h - T_l < 2$ °C. Esto provoca que el proceso de carga haya finalizado.

Cuando la diferencia de temperatura entre el fluido procedente de los colectores solares y el acumulador de inercia es inferior a 2 °C, se debe interrumpir el funcionamiento de las bombas y finalizar el proceso de carga del acumulador. Esta medida responde a razones termodinámicas, de eficiencia energética y de protección de los equipos. A continuación se detallan los principales motivos:

- **Bajo gradiente térmico y transferencia poco eficaz:** La transferencia de calor entre dos fluidos depende del gradiente de temperatura. Cuando el gradiente es demasiado pequeño (menor de 2 °C), la cantidad de energía útil transferida se reduce drásticamente lo que disminuye el rendimiento del intercambio.
- **Riesgo de inversión del flujo térmico:** Si la temperatura del fluido en los colectores llega incluso a ser inferior a la del acumulador y el proceso de carga no se frena nos encontraremos con un aporte de energía desde el acumulador a los colectores lo que resultará en última instancia en una pérdida de rendimiento y desaprovechamiento energético.
- **Consumo eléctrico injustificado de las bombas:** Las bombas consumen energía eléctrica. En el caso de que el intercambio térmico sea poco significativo, el gasto eléctrico asociado al bombeo no se puede justificar en términos de energía, lo que resultará en una disminución de la eficiencia global de la instalación.
- **Protección y durabilidad del sistema:** Un funcionamiento prolongado en condiciones externas al punto de funcionamiento óptimo implica un mayor desgaste mecánico de los componentes, especialmente de las bombas, reduciendo su vida útil y aumentando los costes de mantenimiento.

Por todo lo anterior, se establece un umbral de diferencia de temperatura (habitualmente 2 °C) como criterio lógico de parada, garantizando así un funcionamiento eficiente, seguro y sostenible a lo largo de la vida útil del sistema solar térmico.

5. Mientras la diferencia de temperatura no vuelva a superar los 7 °C el proceso de carga térmica estará en pausa por lo que la temperatura del fluido en el interior del acumulador descenderá de manera paulatina. La velocidad de este descenso además dependerá de la condición de descarga del mismo, es decir, si la carga se encuentra pausada y además existe demanda del usuario final, la velocidad de la descarga y por lo tanto la velocidad de disminución de la temperatura del fluido se verá incrementada de manera notoria. Es esta una de las razones por las que los encendidos y apagados de las bombas no son perfectamente periódicos.

## Acumulador de Consumo

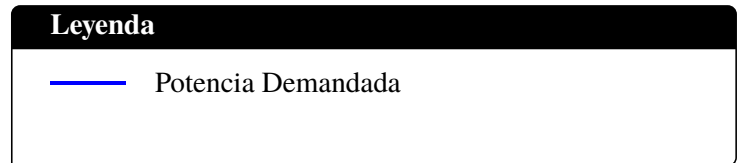
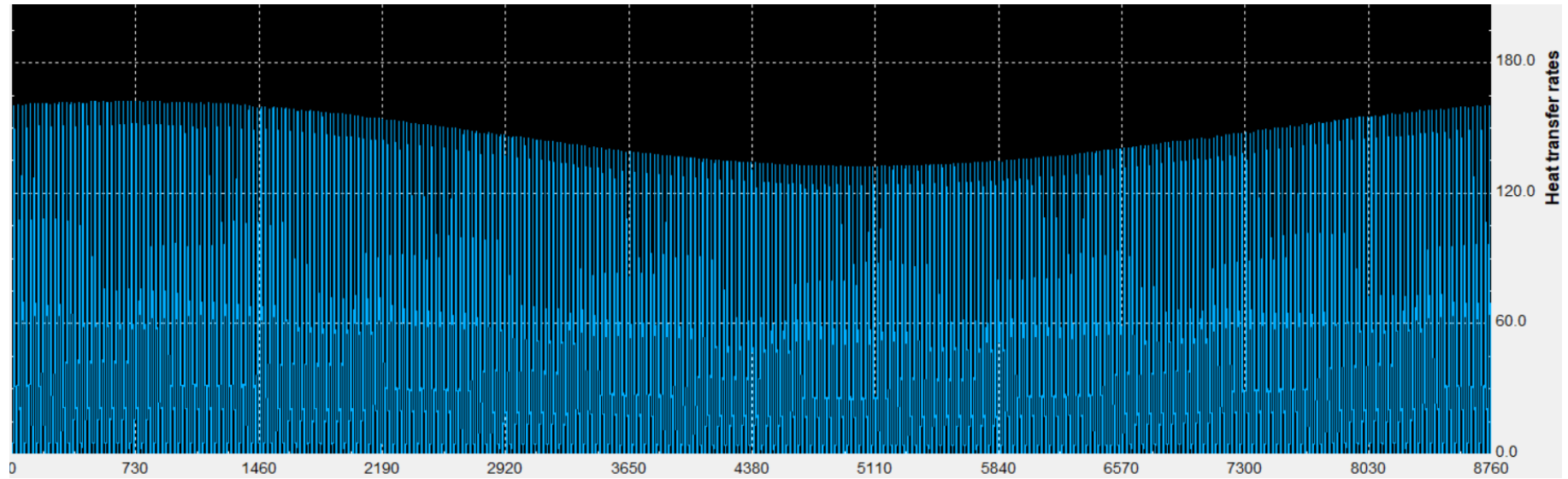
La teoría aplicada al Acumulador de Inercia es extrapolable en su mayoría al caso del Acumulador de Consumo. Sin embargo, la forma gráfica no es la misma y esto es porque se ha incluido un nuevo parámetro en el control de este tanque: **Temperatura Máxima = 62°C**.

El establecimiento de un límite superior de temperatura en el acumulador de consumo, concretamente en torno a los 60–62°C, responde a una serie de razones técnicas, sanitarias y de seguridad fundamentales en el diseño y operación de sistemas de producción de agua caliente sanitaria (ACS). En primer lugar, desde un punto de vista sanitario, este umbral permite garantizar una desinfección térmica suficiente contra la proliferación de bacterias como ya se ha venido comentando en apartados anteriores. Tal y como se expone en [17], la "Legionella", bacteria por excelencia en este tipo de instalaciones puede sobrevivir y multiplicarse en entornos con temperaturas entre 25°C y 50°C. A temperaturas superiores a 55°C su posibilidad de proliferación disminuye drásticamente, y a partir de 60°C se logra su eliminación efectiva en periodos de tiempo razonables. Por tanto, mantener el agua almacenada en el acumulador por encima de los 60°C contribuye directamente a garantizar la calidad del suministro y nos permite cumplir con la reglamentación para evitar posibles sanciones.

Aun así, a pesar de que desde el punto de vista higiénico una mayor temperatura parece la opción más conveniente para mantener seguridad en el suministro, existen numerosos límites prácticos que justifican que aumentar la temperatura sin límite no es la solución para tener una instalación y un suministro adecuado a los pacientes.

Establecer un límite de 62°C evita riesgos de quemaduras por contacto directo con el agua caliente de los puntos de consumo como pueden ser grifos, duchas etc. La normativa técnica y sanitaria recomienda que la temperatura del agua en puntos de consumo no supere los 60°C, siendo necesaria la utilización de válvulas mezcladoras termostáticas si se almacena el agua a temperaturas superiores. Por tanto, almacenar el agua como máximo a 62°C tiene un margen de seguridad lo suficientemente grande como para facilitar la mezcla posterior con agua fría, asegurando que la temperatura en el punto de uso se mantenga dentro de límites seguros sin comprometer la seguridad bacteriana.

# POTENCIA DEMANDADA



La potencia demandada a lo largo del año tiene un perfil conocido por su forma. Al observar la imagen se pueden encontrar ciertas similitudes entre la forma de la curva y una letra "M".

El diseño del perfil se encuentra predeterminado por las condiciones climáticas. En los primeros instantes del año, los meses de Enero, Febrero e incluso Marzo el agua que se coge de la red tiene una temperatura inferior por lo que la potencia requerida para elevar dicha temperatura hasta los umbrales de consumo es mayor.

Por el contrario, en los meses más veraniegos como pueden ser Mayo, Junio, Julio, Agosto la ciudad de Málaga disfruta de unas temperaturas mínimas de 20°C, condición que repercute de manera directa en el nivel térmico del agua de la red y en consecuencia la potencia requerida en estos instantes suele disminuir de manera muy significativa.

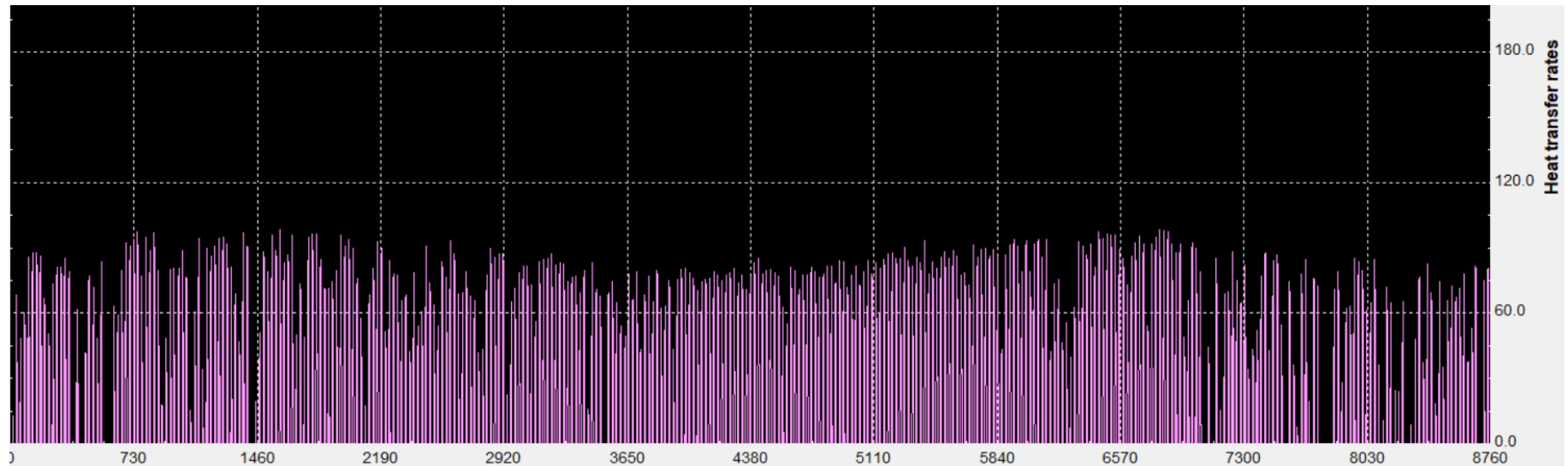
Continuamos con otra disminución de las condiciones ambientales durante los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre. En dichos meses, bajan las temperaturas y de nuevo aumenta la demanda del sistema.

Las variaciones anteriormente descritas siguen un perfil poco pronunciado. Las variaciones ocurren de una manera dulce. Esto ocurre por la sencilla razón de que hemos mantenido un perfil de ocupación anual constante, es decir, en los meses de verano hay el mismo consumo de agua caliente que en los meses de invierno.

En instalaciones domésticas, la forma de "M" suele ser mucho más pronunciada debido a que en los meses de vacaciones veraniegas muchos hogares suelen permanecer con un consumo nulo.

En nuestro caso y frente a la imposibilidad de conocer la demanda exacta de un hospital se ha mantenido un diseño priorizando la seguridad del consumo y por lo tanto se ha supuesto una ocupación máxima de 382 ocupantes durante todo el año.

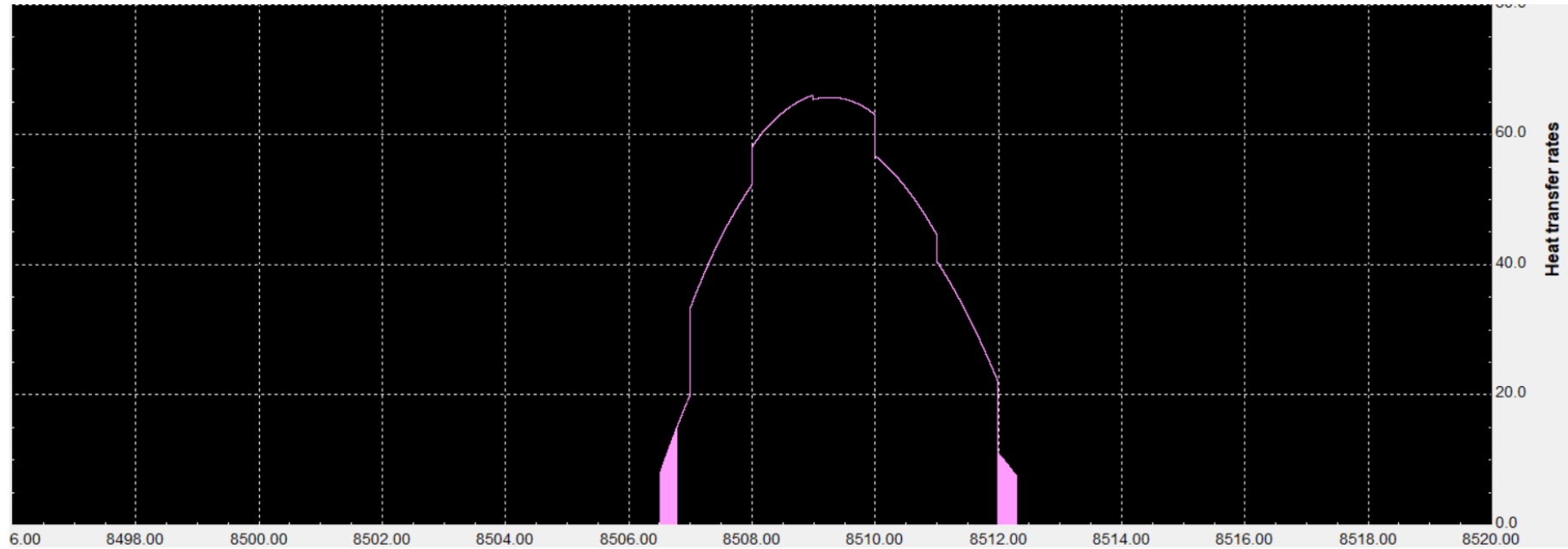
# POTENCIA GENERACIÓN SOLAR



## Leyenda

— Potencia Generación Solar

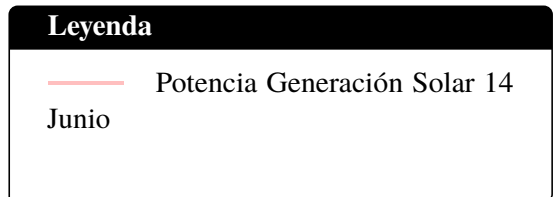
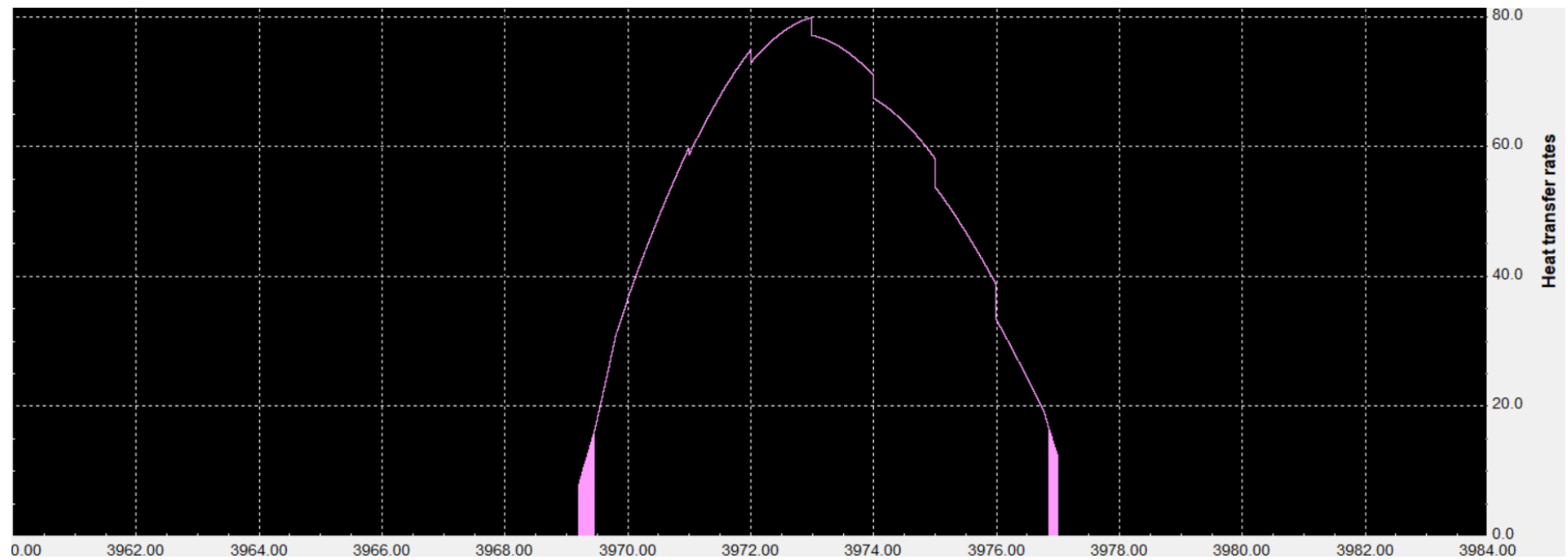
# POTENCIA GENERACIÓN SOLAR DEL DÍA 20 DE DICIEMBRE



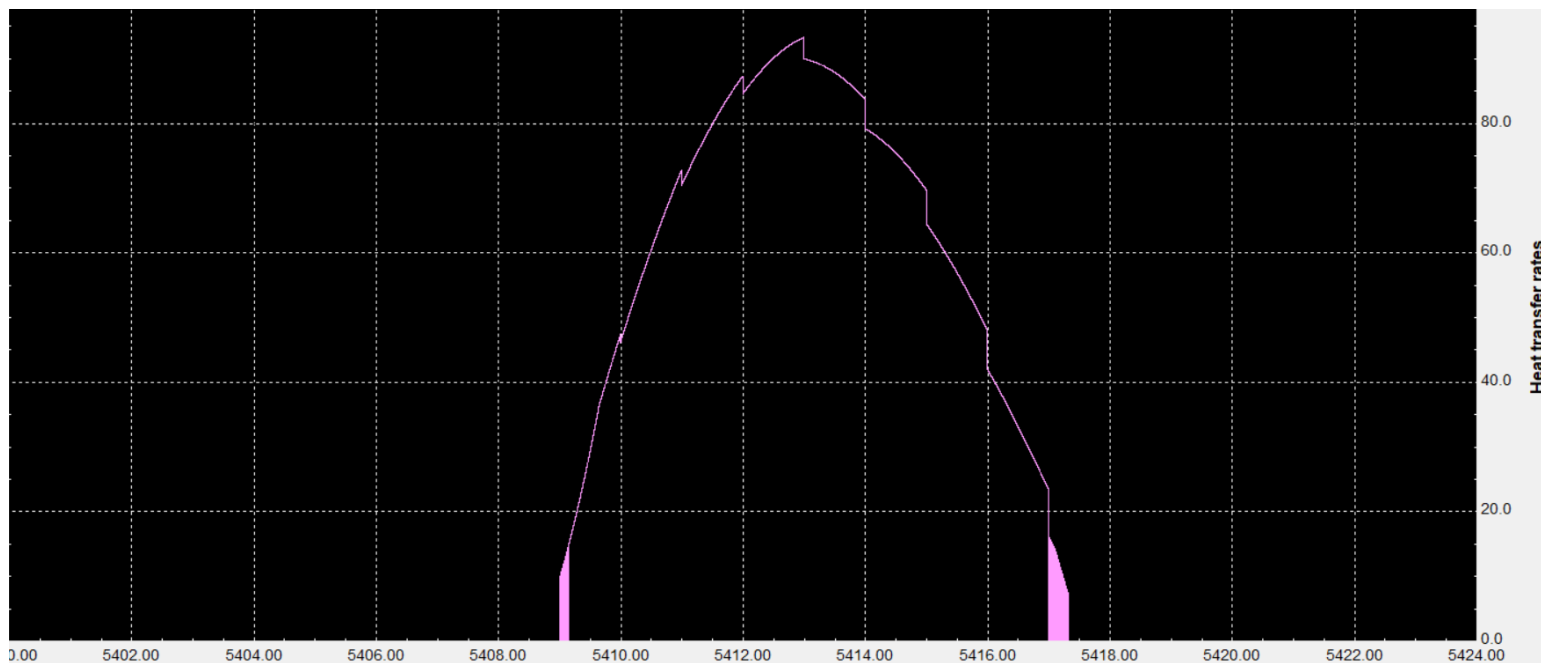
**Leyenda**

— Potencia Generación Solar 20 Diciembre

# POTENCIA GENERACIÓN SOLAR DEL DÍA 14 DE JUNIO



# POTENCIA GENERACIÓN SOLAR DEL DÍA 14 DE AGOSTO



**Leyenda**

— Potencia Generación Solar 14 Agosto

La primera gráfica presentada refleja la evolución de la potencia térmica generada por una batería de colectores solares a lo largo de un año (8760 horas). Una de las características más relevantes del perfil mostrado es la presencia de fluctuaciones intensas y continuas, tanto a escala diaria como anual. Estas variaciones tienen una explicación técnica directamente relacionada con el comportamiento dinámico de la radiación solar y el funcionamiento del sistema solar térmico.

La evolución a lo largo del día a escala horaria se ve representada en las gráficas 2, 3 y 4 con un mayor nivel de detalle.

El perfil de producción de energía de un colector solar a lo largo de un día sigue una curva característica que responde principalmente al movimiento aparente del Sol y a las condiciones atmosféricas. En términos generales, la generación comienza en las primeras horas de la mañana, cuando los primeros rayos solares inciden sobre el colector con lo que se conoce como ángulo de incidencia elevado (se debe recordar que el ángulo de incidencia es el ángulo formado por la dirección de los rayos y la normal de la superficie del colector), por lo que la potencia generada se reduce en gran medida. Conforme el Sol asciende en el cielo y se va acercando al mediodía solar, los rayos solares inciden de forma más perpendicular sobre la superficie del colector, aumentando considerablemente la radiación efectiva y, por tanto, la potencia generada. El punto de máxima generación se alcanza en un intervalo alrededor del mediodía solar, momento en el cual la posición del Sol es más favorable para la captación de energía dado que el ángulo de incidencia está próximo a 0, siempre que no existan interferencias como nubosidades, sombras u obstrucciones. Este comportamiento da lugar a una curva de generación con forma de campana.

A medida que el día entra en el ciclo de la tarde, el ángulo de incidencia vuelve a aumentar de manera considerable, reduciendo progresivamente la captación de energía. Este descenso de producción continúa hasta la puesta de sol, cuando la generación se anula. Cabe destacar que la forma y simetría de esta curva diaria pueden verse afectadas por múltiples factores, entre ellos el tipo de colector solar, orientación e inclinación, localización geográfica del sistema o incluso las condiciones climatológicas del día concreto. Por ejemplo, la presencia de nubes o neblina puede generar picos o caídas abruptas en la producción, mientras que sombras proyectadas por elementos cercanos pueden reducir la eficiencia en ciertas horas.

En la siguiente figura se pretende exponer la evolución temporal de la generación que tienen los dispositivos solares, ya sean paneles fotovoltaicos, colectores solares planos, colectores solares de vacío, discos parabólicos, etc.

Cabe recalcar que, en función de la latitud, la longitud y la fecha, dicha curva puede tener picos más pronunciados o menos, e incluso la podemos encontrar desplazada hacia la derecha o hacia la izquierda (esto último depende fundamentalmente de la latitud de la ubicación geográfica).



**Figura 5.1** Forma de la Generación Solar Diaria.

Expuesta la naturaleza solar se pretende lograr una mejor comprensión del perfil gráfico de las figuras 2,3 y 4. Se puede observar cómo en todas ellas se ha mantenido un perfil con forma de campana y se han escogido 3 días al azar, el primero de ellos sería el 20 de Diciembre que, tal y como era de esperar en un día propio de una etapa invernal, la producción tiene una forma mucho más estrecha que en los meses de verano al existir un menor número de horas de sol efectivas y además el máximo se alcanza con una menor potencia que en los casos siguientes.

En el segundo y tercer caso se ha simulado el comportamiento para el 14 de Junio y para el 14 de Agosto. Ambos días corresponden a la estación veraniega y en principio la producción aumenta de manera considerable respecto al caso visto anteriormente. A simple vista, ambas curvas presentan el perfil característico en forma de campana, propio de días con cielos despejados y condiciones de irradiación estable. Sin embargo, al observar con un mayor nivel de detalle, se puede apreciar que, a pesar de que la curva del 14 de Junio es algo más ancha indicando una mayor duración en el proceso de captación solar, la potencia pico alcanzada es inferior a la registrada en el caso del mes de Agosto. Este fenómeno se explica a partir de la cercanía que tiene el día 14 de Junio con el solsticio de verano (21 de Junio), el día más largo del año. A pesar de esto, el pico de producción se alcanza en el mes de Agosto.

En primera instancia podría parecer que en Agosto hay una mayor radiación solar y a pesar de que los días sean más cortos esta mayor radiación provoca que el pico sea superior. No obstante, acudiendo al "Atlas de Radiación Solar en España" nos encontramos los siguientes datos que desmontan por completo dicha teoría:

Mes	Radiación Global (kWh/m <sup>2</sup> ·día)	Radiación Directa (kWh/m <sup>2</sup> ·día)
Junio	7,87	5,73
Agosto	7,05	4,97

**Tabla 5.2** Radiación global y directa en los meses de junio y agosto.

A partir de estos datos y teniendo en cuenta que la latitud en Málaga =36,87° aplicaremos Liu-Jordan para determinar si los colectores reciben mayor radiación en Junio o en Agosto (teniendo en cuenta una inclinación de los colectores siendo igual a 45°):

- Latitud:  $\phi = 36.87^\circ$
- Fecha 1:14 de Junio
- Fecha 2:14 de Agosto
- $\delta_{\text{junio}} = 23.26^\circ$ ,  $\delta_{\text{agosto}} = 14.11^\circ$
- $\beta = 45^\circ$  (inclinación del colector)

### Cálculos para Junio

$$\cos \theta_z = \cos(36.87^\circ) \cdot \cos(23.26^\circ) + \sin(36.87^\circ) \cdot \sin(23.26^\circ) = 0.97195$$

$$\theta_z = \cos^{-1}(0.97195) = 13.6^\circ$$

$$\cos \theta = \cos(36.87^\circ) \cdot \cos(23.26^\circ) + \sin(36.87^\circ) \cdot \sin(23.26^\circ) = 0.8535$$

$$\theta = \cos^{-1}(0.8535) = 31.14^\circ$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{0.8535}{0.97195} = 0.8781$$

$$G_t = 5,73 \cdot 0.8781 + 2,14 \cdot \left( \frac{1 + \cos(45^\circ)}{2} \right) + 7,87 \cdot 0,2 \cdot \left( \frac{1 - \cos(45^\circ)}{2} \right)$$

$$G_t = 5,03151 + 1,8266 + 0,2305 = \boxed{7,08861 \text{ kWh/m}^2/\text{día}}$$

#### Cálculos para Agosto

$$\cos \theta_z = \cos(36.87^\circ) \cdot \cos(14.11^\circ) + \sin(36.87^\circ) \cdot \sin(14.11^\circ) = 0.922 \Rightarrow \theta_z = 22.76^\circ$$

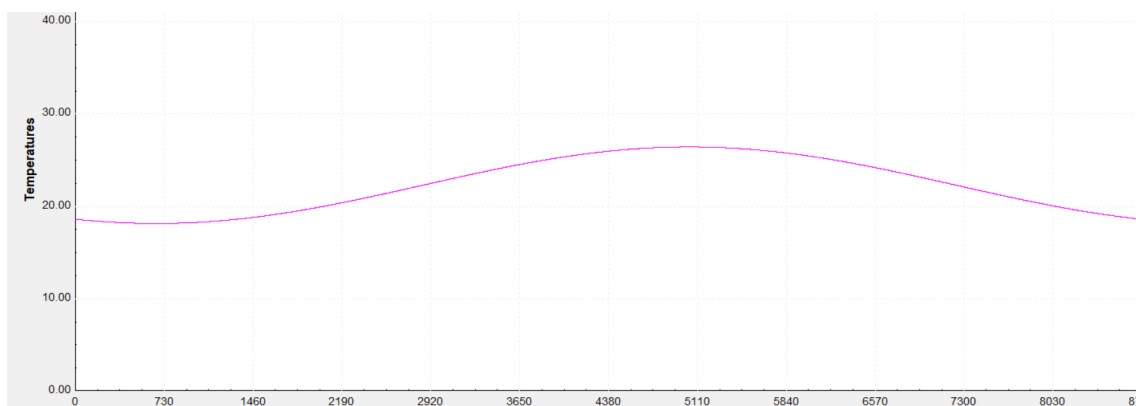
$$\cos \theta = 0.9255 \Rightarrow R_b = \frac{0.9255}{0.922} = 1.0038$$

$$G_t = 4,97 \cdot 1,0038 + 2,08 \cdot \left( \frac{1 + \cos(45^\circ)}{2} \right) + 7,05 \cdot 0,2 \cdot \left( \frac{1 - \cos(45^\circ)}{2} \right)$$

$$G_t = \boxed{6.971789 \text{ kWh/m}^2/\text{día}}$$

A partir de estos cálculos podemos concluir que, prácticamente, la radiación solar que puede aprovechar el colector en Junio o en Agosto difiere en un porcentaje ridículo. Esto anula la hipótesis de que los factores responsables de que en el día de Agosto la potencia producida sea mayor pueden ser alguno de los siguientes:

- Menor nubosidad en el día de Agosto en comparación con el de Junio.
- Menor cantidad de partículas en suspensión (contaminación o polvo) que afecten la dispersión de la radiación.
- Efecto de la memoria térmica del sistema: en Agosto, tras un periodo prolongado de mayor radiación acumulada durante semanas anteriores, tanto el sistema (estructuras, fluido térmico y materiales) como el ambiente ( $T^a$  del agua,  $T^a$  del entorno) concentran una mayor carga térmica acumulada. Este efecto sería el culpable del aumento de la  $T^a$  del agua de la red tal y como se puede observar en la siguiente figura:



**Figura 5.2** Temperatura del Agua de Red en Málaga a lo largo del año.

En la Figura podemos observar como la temperatura de la red aumenta en los meses de verano llegando a un máximo absoluto en Julio-Agosto. En consecuencia, si los colectores obtienen agua de la red a una temperatura superior, el salto térmico dentro de los módulos se mantendrá relativamente constante y por tanto la temperatura de impulsión al interacumulador será superior, aumentando la generación solar y explicando en definitiva el comportamiento de la instalación en las gráficas mostradas.

Por último se pretende aclarar algunos conceptos acerca de la gráfica de Potencia de Generación Total Global.

Dicha gráfica acumula todos los efectos que se vienen describiendo. En los meses de invierno con los días más cortos los diferentes puntos de producción están más separados (menor densidad) e incluso hay momentos en los que la producción se anula durante periodos de tiempo (varios días) debido a las condiciones meteorológicas de la base de datos. Sin embargo, *¿cómo se explica que las potencias pico en los meses de invierno y de verano sean similares?*

La explicación surge de la limitación por demanda o por control del sistema. Esta limitación constituye uno de los factores más determinantes que explican el porqué los valores de energía térmica útil capturada durante los meses de verano superen a los datos invernales en un muy pequeño porcentaje a pesar de que la disponibilidad de radiación solar es significativamente mayor.

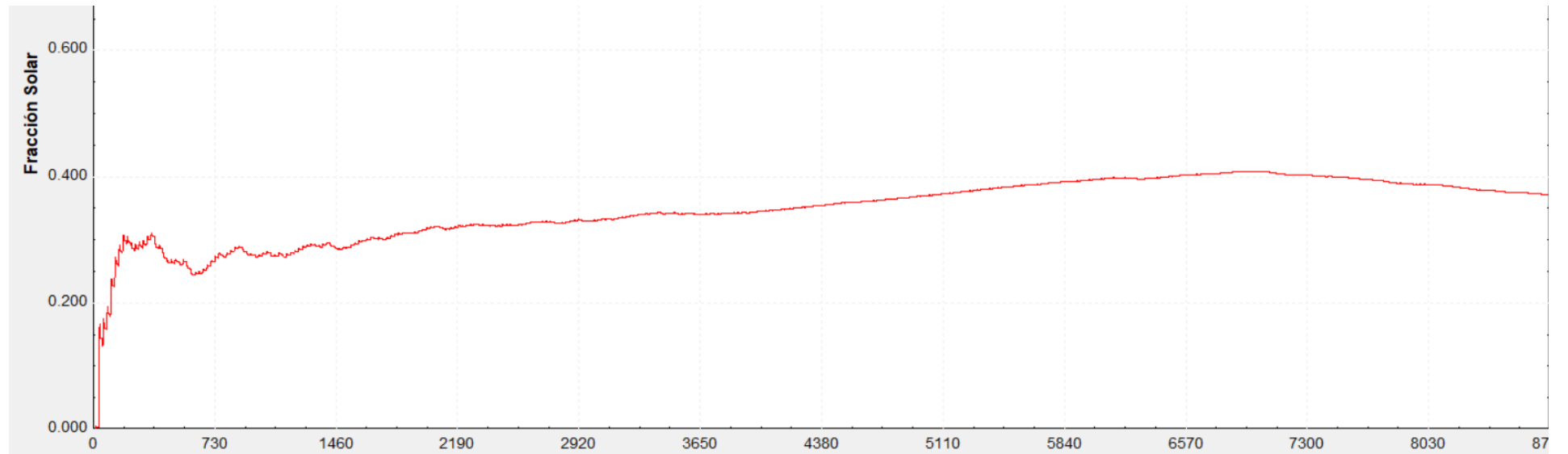
En muchas instalaciones, especialmente en aquellas diseñadas para cubrir parcialmente la demanda de agua caliente sanitaria, el sistema solar se encuentra acoplado a una demanda térmica predefinida y relativamente constante a lo largo del año. Esto implica que, a pesar de que los colectores estén en condiciones de generación, el sistema hidráulico y de control (válvulas, bombas, sensores de temperatura, controladores, etc.) limitan su funcionamiento en función de las necesidades reales del consumo.

En la práctica, una vez que se ha alcanzado la temperatura de consigna, las bombas de circulación se detienen automáticamente, evitando un sobrecalentamiento del fluido térmico o una acumulación innecesaria de energía. Este comportamiento ya se ha justificado, pero conlleva a que la producción energética en los meses de verano no alcance sus máximos posibles y por tanto, se reduzcan en cierta manera las capacidades reales de la instalación.

Por otro lado, un fenómeno estrechamente relacionado con esta limitación y que ya se ha venido comentando a lo largo de todo el documento viene a tratar la saturación térmica del sistema de almacenamiento. Cuando el acumulador solar o bien alcanza temperaturas cercanas al límite superior de operación (por ejemplo, 85–90 °C) o cercanas a la temperatura de producción de la batería de colectores (en nuestro sistema sería el segundo caso), la capacidad del sistema para absorber nueva energía útil disminuye drásticamente e incluso comienza a ser improductivo. En condiciones estivales, donde la insolación diaria es elevada, es habitual que el acumulador permanezca en régimen de saturación térmica durante varias horas al día. Bajo estas condiciones, incluso si los colectores reciben irradiación directa intensa, no pueden operar eficientemente, ya que la diferencia de temperatura entre el fluido en el colector y el acumulador es insuficiente para garantizar una transferencia térmica significativa. Además, los sistemas de control evitan que el sistema opere en condiciones demasiado elevadas en las que incluso se puede llegar a generar vapor, efecto que se debe evitar para mantener una seguridad óptima en la instalación.

Estas situaciones muy habituales en simulaciones realizadas con herramientas como TRNSYS, explican el porqué los perfiles de producción térmica anual de un equipo solar pueden no presentar máximos en los meses de mayor irradiación. Lejos de representar una anomalía, reflejan el comportamiento realista y controlado de sistemas bien diseñados, pero limitados por la interacción entre la oferta y la demanda solar.

# FRACCIÓN SOLAR



## Leyenda

— Fracción Solar

La fracción solar se define como un parámetro evaluativo de la proporción de la demanda térmica total cubierta por energía solar térmica.

$$Fraccion_{solar} = \frac{Energia_{solar}}{Demanda_{total}} \quad (5.1)$$

En el presente gráfico se pueden observar las distintas variaciones que sufre dicho parámetro a lo largo del año estudiado.

Inicialmente, en las primeras horas de la simulación (hasta las 730 horas aproximadamente), se observa un comportamiento fluctuante del sistema aumentando de manera rápida desde los valores iniciales hasta estabilizarse cerca del 0,25.

Dicho comportamiento es típico en las fragmentos iniciales de las simulaciones en los que los depósitos, colectores y demás sistemas tardan un tiempo en alcanzar condiciones de operación estables.

El periodo de tiempo comprendido entre las 730 horas y las 4380 horas (meses de invierno y entrada de la primavera) se establece un comportamiento linealmente creciente en el que la fracción solar aumenta desde el 0,25 hasta 0,37/0,38. Dicho comportamiento se corresponde con el cambio de estación correspondiente (invierno a primavera).

A partir de este periodo comienza un crecimiento de la fracción mucho más acentuado debido a la entrada del verano. Es en este punto es donde se alcanza un máximo para la hora 7045.

A partir de dicho punto correspondiente al día 21 de Octubre comienza el declive del parámetro que desciende de manera paulatina en los últimos días del otoño y la entrada del invierno.

A pesar de los resultados observados parece sorprendente que el punto en el el valor de la contribución solar sea mayor tenga lugar en otoño. Dicho comportamiento se explica bajo la premisa de la representación de un modelo acumulativo de fracción solar.

Se ha tratado la fracción solar como el cociente entre la energía solar útil producida acumulada y la demanda acumulada, por lo que en realidad se estaría estudiando una fracción solar acumulada.

Se realiza de esta manera el estudio para evitar los saltos y la enorme variabilidad que tendría una gráfica comparando potencias instantáneas.

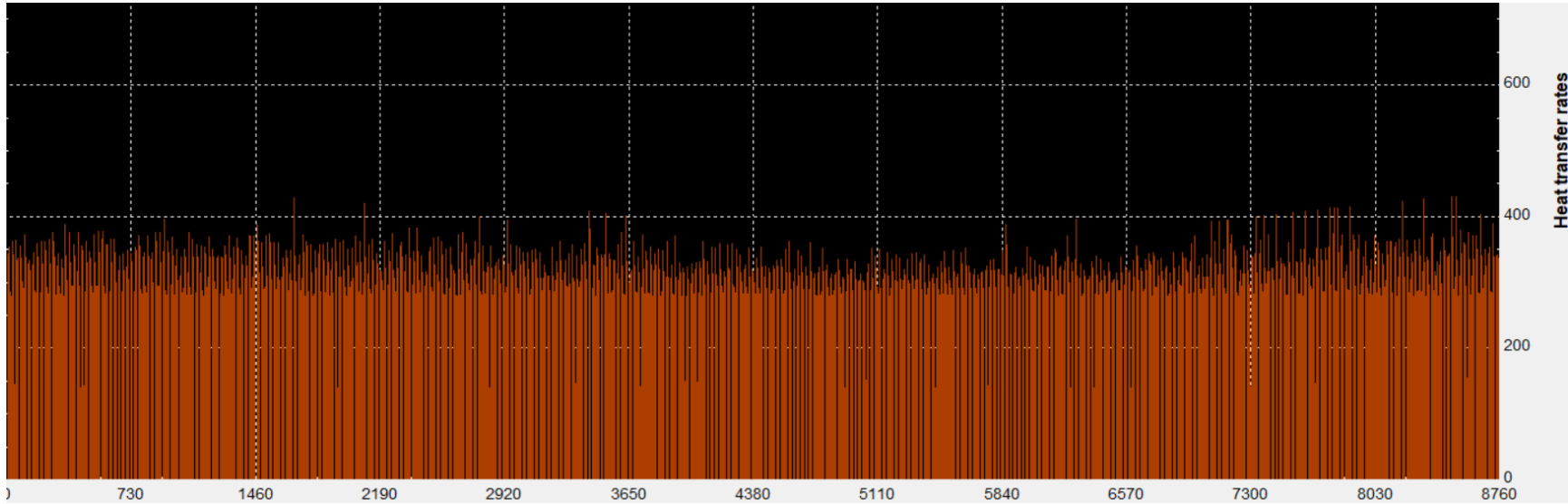
En definitiva, el máximo alcanzado el 21 de Octubre no indica que la mayor producción ocurra en dicho día, sino que resalta una etapa del año donde la producción solar acumulada creció de manera más eficiente respecto a la demanda (la etapa estival donde la producción se acentuó).

Una vez que se han obtenido los valores del fracción solar se comprueba como con la instalación solar no es suficiente para el cumplimiento normativo descrito en el apartado *Cálculo de la Fracción Solar*.

A modo de solución se introducen dos bombas de calor para que la potencia auxiliar necesaria para suplir toda la demanda se complete con un 100% de porcentaje renovable.

Cada bomba de calor será de 192 kW, suficiente para poder abastecer la instalación en su totalidad independientemente de la producción solar.

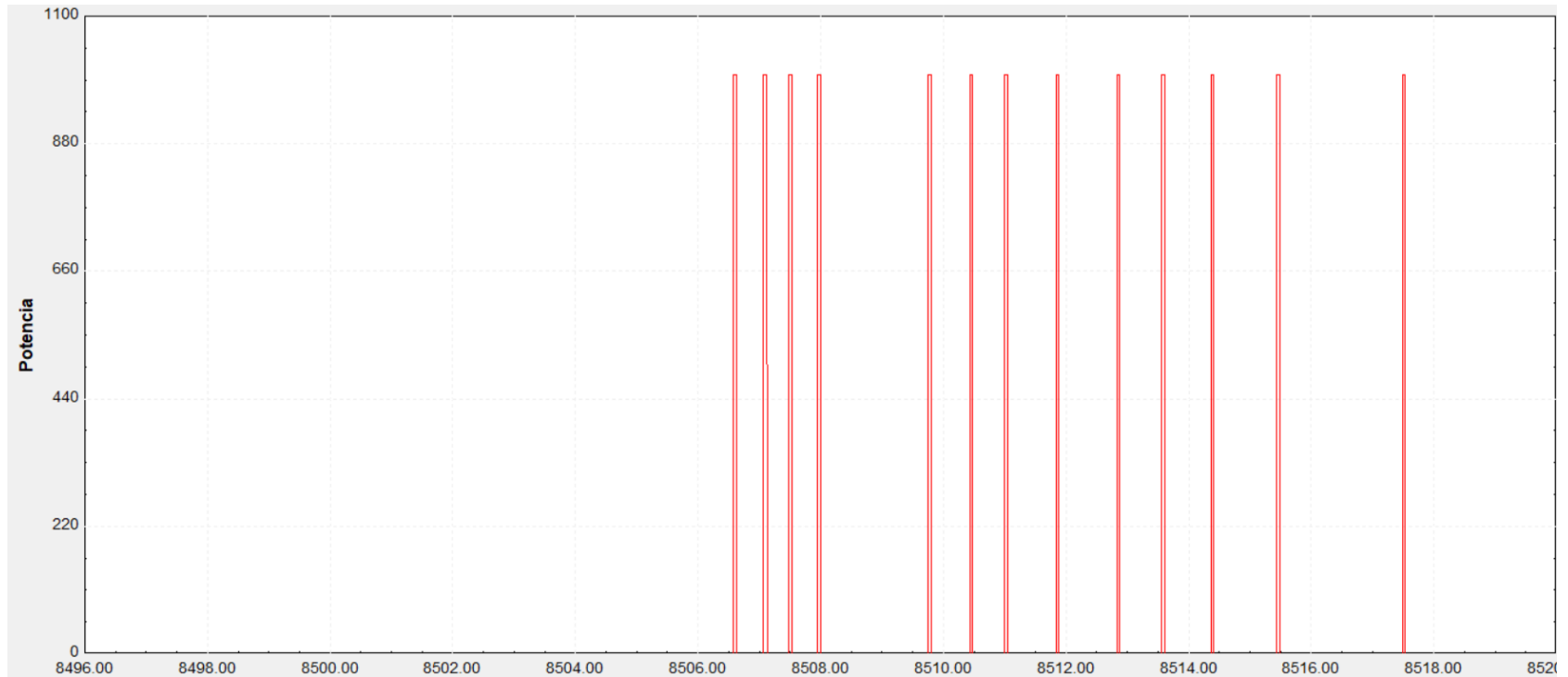
# POTENCIA DEL SISTEMA DE APOYO



**Leyenda**

— Potencia del Sistema de Apoyo

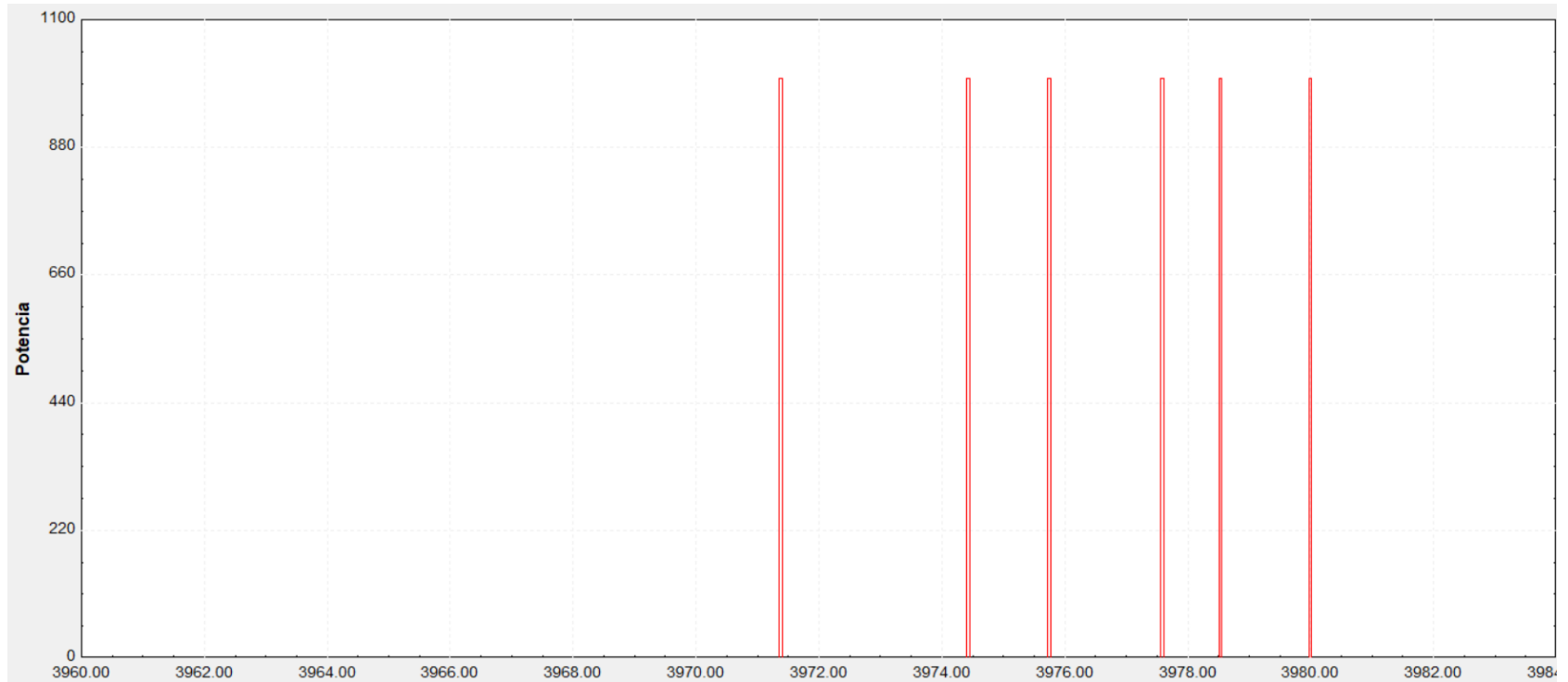
# POTENCIA DEL SISTEMA DE APOYO 20 DICIEMBRE



## Leyenda

— Potencia del Sistema de Apoyo 20 de Diciembre

# POTENCIA DEL SISTEMA DE APOYO 14 JUNIO



## Leyenda

— Potencia del Sistema de Apoyo 14 de Junio

En las gráficas mostradas se pueden observar la evolución de la potencia del sistema de apoyo que junto con la generación solar deben suplir la demanda de la instalación.

El sistema de apoyo tiene un modo de funcionamiento conocido como todo/nada, esto quiere decir que en aquellos instantes en los que la generación solar no sea suficiente para suplir toda la demanda, el sistema de apoyo que debemos recordar se encuentra junto al acumulador de consumo arrancará al máximo de su potencia.

La potencia nominal se ha determinado con un valor lo suficientemente grande para que en todo instante la demanda pueda ser suplida sin ningún tipo de problema. La potencia nominal del sistema de apoyo se ha determinado como un valor de 1000 kW.

El modo de funcionamiento es parecido al caso de la bombas hidráulicas.

Comenzamos acoplado la producción y la demanda de modo que el sistema de apoyo permanece en estado OFF hasta que se produzca un desacople.

En el instante en el que se produce el desacople, lo que significa que la instalación produce agua a una temperatura inferior a 62 °C (set point del sistema de apoyo) arranca el sistema de apoyo tratando de aportar energía al agua para alcanzar la consigna. Una vez que de nuevo el agua alcanza la temperatura de consigna se vuelve a apagar el sistema auxiliar. En función de la temperatura que tiene el fluido en el acumulador de consumo el ancho del escalón producido por el proceso de arrancada/parada del módulo de respaldo será mayor o menor.

El sistema de apoyo se modela como una resistencia térmica inmersa en los nodos superiores del acumulador lo que proporciona que haya un aumento el nivel térmico global del tanque.

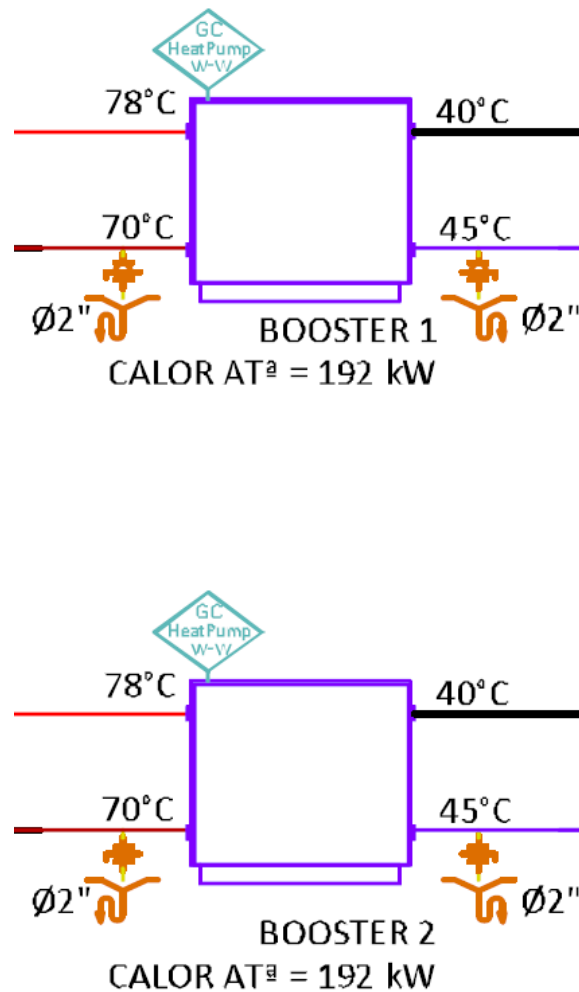
Este efecto se puede observar de manera clara en las simulaciones discretizadas a días concretos (20 de Diciembre y 14 de Junio).

Inclusive, en las simulaciones para un único día se puede comprobar como el aporte energético por el grupo de respaldo de la instalación es mayor en los meses invernales a los estivales tal y como era previsible.

Dicha conclusión se obtiene de la observación del número de ciclos de arrancada/parada en el día concreto de cada mes.

Respecto a la gráfica general para el año completo nos aporta poca información y por lo tanto las conclusiones que se pueden obtener son muy pobres. Esto es así debido a la instantaneidad de los arranques y paradas (idealizadas). Esto tiene como consecuencia que en la simulación global los lapsos de tiempo estudiados sean demasiado superiores (10 minutos) teniendo en definitiva una tolerancia elevada. Esta es una de las razones por las que puede parecer que el sistema nunca supera los 400 kW y es debido a que se pierde la capacidad de detectar picos breves de potencia que ocurren durante los arranques o paradas del sistema. Estos eventos, aunque breves, pueden representar consumos elevados de energía (superiores a los 400 kW) que no se reflejan adecuadamente al calcularse una media sobre lapsos largos. Como consecuencia, la representación gráfica da la impresión errónea de que el sistema opera siempre por debajo de ese umbral, cuando en realidad podrían estar ocurriendo transitorios más intensos que quedan ocultos por el promedio general.

El sistema de apoyo no tiene gran relevancia en el montaje de la simulación. Sin embargo, optando por un dimensionamiento más realista se acude al esquema de la instalación:



**Figura 5.3** Sistema de apoyo.

Se puede observar como el sistema auxiliar real está constituido por dos bombas de 192 kW cada una. La suma de la potencia tendría como resultado 384 kW. A pesar de ello, se ha optado por el sobredimensionamiento del apoyo para satisfacer la demanda en cualquier circunstancia.

Dicho sobredimensionamiento no tiene ningún efecto real en la producción energética anual. Esto se debe a que simplemente en el momento en el que se activa el apoyo este empieza a calentar el agua con una potencia de 1000 kW.

En el caso de disponer de una potencia nominal de 384 kW el apoyo se activará con una potencia inferior y por tanto el lapso de tiempo activado será superior.

En definitiva, dicho valor no va a suponer ningún cambio en los parámetros generales del sistema. Se realizan numerosas simulaciones modificando el valor de la potencia del sistema de apoyo y se comprueba como el aporte energético anual del mismo no disminuye hasta que la potencia se reduce a un valor de 85 kW.

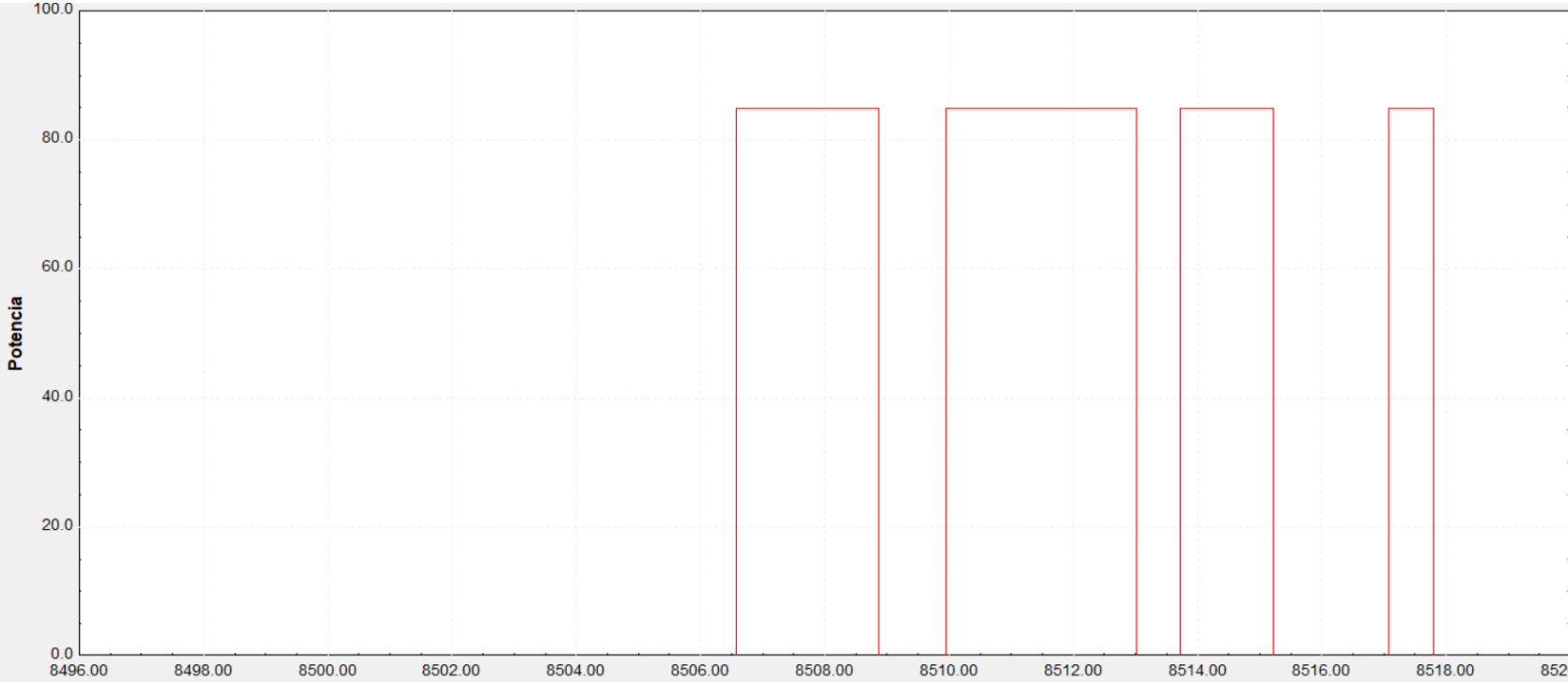
En definitiva se puede concluir que para el gemelo digital dimensionado con las condiciones climáticas de Málaga el sistema de apoyo necesario debe aportar al menos 85 kW útiles.

Es importante tener en cuenta esta última frase. En el caso de la instalación real, el sistema de apoyo está sujeto a dos bombas de calor y a un intercambiador que, como ya se ha mencionado, merma el rendimiento. Es por ello por lo que guiarnos únicamente del valor aportado por el gemelo digital

para el dimensionamiento real del sistema auxiliar no es para nada recomendado en este caso. Se adjuntan las gráficas correspondientes al 20 de Diciembre y al 14 de Junio para el caso de un sistema de apoyo dimensionado con 85 kW.

En dichas gráficas se comprobará un funcionamiento mucho más lógico y estable, con menor número de arrancadas y paradas y por tanto, menores picos de consumo asociados a los propios arranques de este tipo de sistemas.

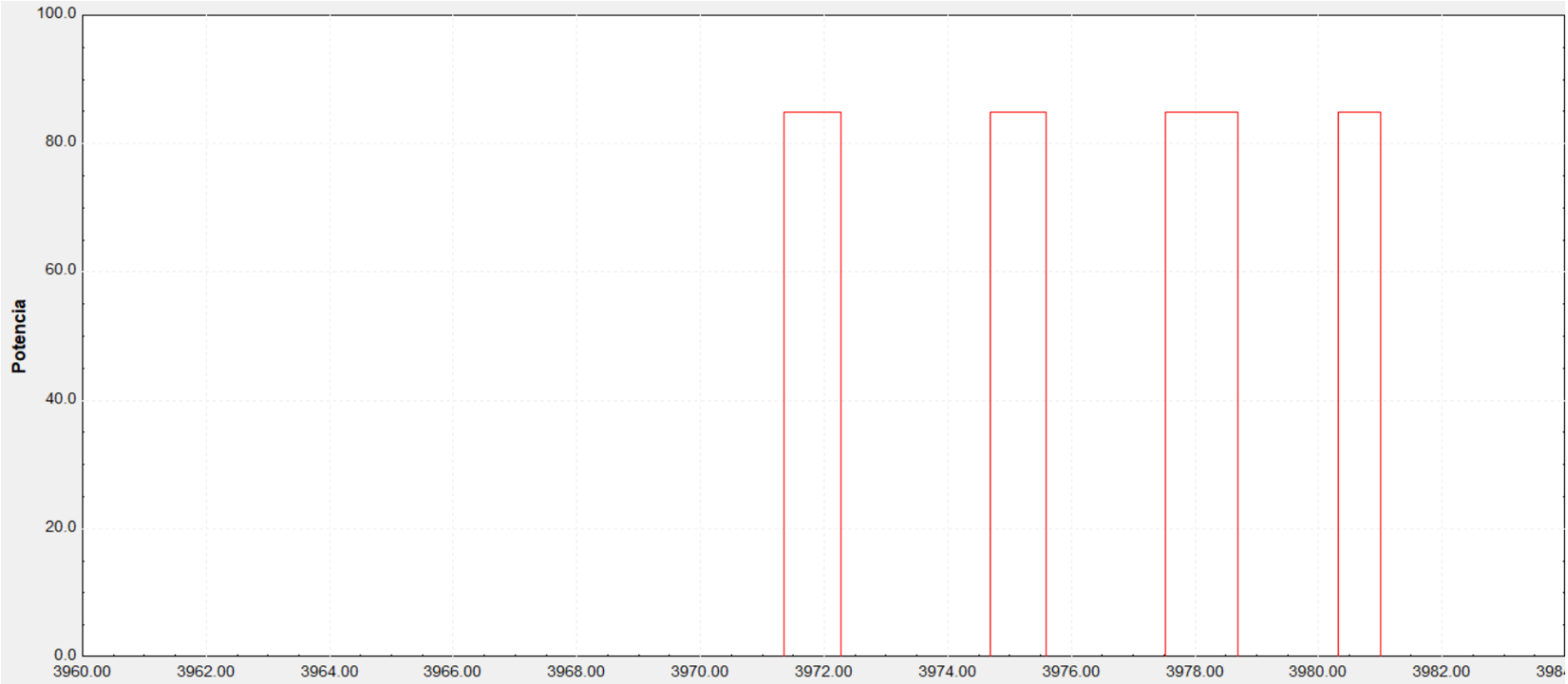
# POTENCIA DEL SISTEMA DE APOYO 20 DICIEMBRE (85 kW)



**Leyenda**

— Potencia del Sistema de Apoyo 20 de Diciembre (85 kW)

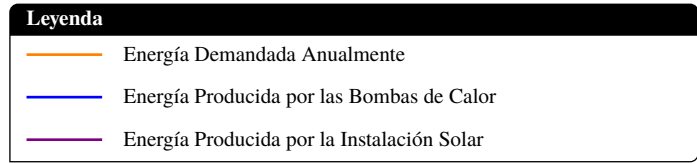
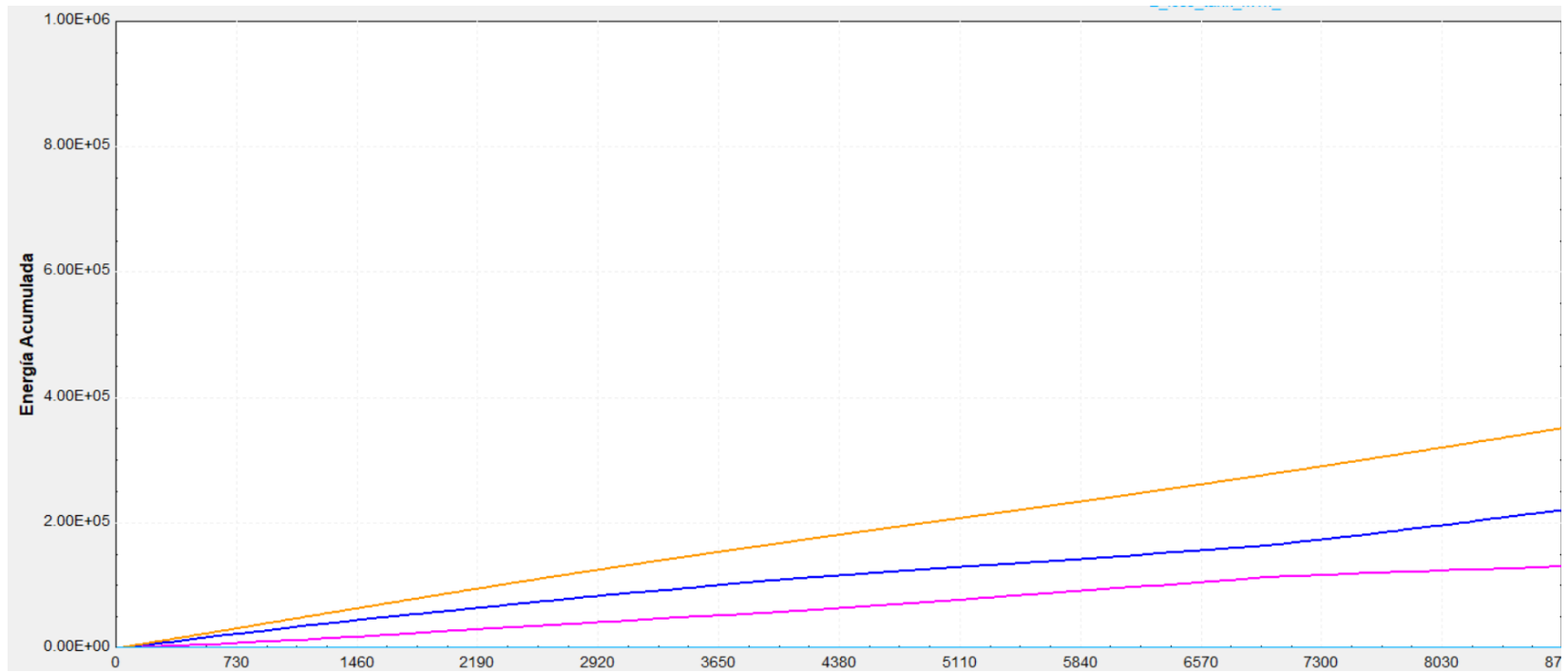
# POTENCIA DEL SISTEMA DE APOYO 14 JUNIO (85 kW)



**Leyenda**

— Potencia del Sistema de Apoyo 14 de Junio (85 kW)

# ENERGÍA ANUAL



A continuación se expone la gráfica en la que se representa el carácter energético del sistema en el período de un año (8760 horas).

Dichos valores se han obtenido como la integral definida entre el momento inicial del año (1 de Enero a las 24:00) y el final (31 de Diciembre a las 24:00).

El balance energético sería el siguiente:

$$Demanda_{instalacin} = E_{aux} + E_{solar} - Perdidat_{tank1} - Perdidat_{tank2} \quad (5.2)$$

El balance energético anterior verifica si la suma de los aportes energéticos (bombas de calor y colectores solares) menos las pérdidas térmicas en los tanques de almacenamiento se aproxima al valor demandado. Según los resultados de la simulación, la energía requerida anualmente es de 353.641 kWh, con una producción de 221.755 kWh por parte del sistema auxiliar y 130.495 kWh producto del aporte solar. Las pérdidas térmicas en los tanques suman un total de 2.010,4 kWh (704,4 + 1306). La diferencia entre ambos lados de la ecuación es de aproximadamente 3401,4 kWh, lo que representa un error del orden del 0,96%, valor más que aceptable teniendo en cuenta la extensión del periodo estudiado.

La ligera discrepancia entre la demanda calculada y la energía neta suministrada puede atribuirse a varios factores. Por un lado, TRNSYS utiliza un sistema en el que se integra la potencia en intervalos de tiempo discretizados, lo que puede introducir errores de redondeo acumulativos a lo largo del año. Además, existen pérdidas térmicas menores no contabilizadas en el modelo, como pérdidas de aislamiento en tuberías o fugas. También cabe la posibilidad de que parte de la energía generada no haya sido completamente aprovechada por la demanda debido a limitaciones en el control o incluso este desajuste puede deberse a la simplificación del caudal de recirculación (20% del caudal de impulsión). En cualquier caso, la diferencia es lo suficientemente pequeña como para validar la coherencia del modelo y permitir extraer conclusiones fiables sobre el desempeño anual del sistema. Este análisis refuerza la utilidad de TRNSYS como herramienta de diagnóstico y prevención en ingeniería térmica.

## 6 Vínculos con la Realidad

---

La importancia de un gemelo digital se ha remarcado a lo largo de todo el documento, pero, ¿cómo es posible saber si el gemelo se parece realmente al funcionamiento real del sistema?

Para ello, se hará uso de una evaluación consistente de una toma de datos de medidores de energía, temperatura y caudal, ubicados en puntos estratégicos de la instalación y que aportan información fundamental acerca del funcionamiento instantáneo.

Por tanto, una vez ejecutada la obra, se deberá acudir a la ubicación para comprobar si los datos medidos en la instalación real corresponden con los simulados por el gemelo. Es en dicho punto en el que será posible completar la evaluación de nuestro trabajo.

A lo largo de este apartado se expondrán aquellos parámetros que deben ser evaluados, la ubicación correspondiente junto con la importancia evaluativa y las posibles discrepancias que se pueden encontrar entre el gemelo y la planta.

El foco se encuentra en la medición de la temperatura y la energía.

En primer lugar, conocer el nivel térmico del fluido en cada punto de la instalación permite conocer la cantidad de energía instantánea. Es por ello por lo que se realizarán comprobaciones de este tipo en el primario, secundario y consumo. Tener un registro monitorizado y continuo de dichos valores permite conocer el estado del sistema en cada momento y anticiparnos a comportamientos anómalos. Un ejemplo de esto puede ocurrir si el operador observa que la temperatura de impulsión de los captadores es de 65°C pero la temperatura del interacumulador se reduce a un valor de 40°C cuando la instalación lleva operando un tiempo considerable. Esto puede significar que hay alguna fuga o falla en el tramo entre el campo y los sistemas de acumulación.

La ventaja de monitorizar dichos valores es evidente, el tiempo de "no producción" por avería se reduce drásticamente.

Por contra, el monitoreo energético profundiza con mayor grado, puesto que incluye la medición tanto de la temperatura como del caudal. Los registros obtenidos tendrán una especial relevancia, pues en definitiva, el objetivo fundamental de la instalación no es otro que suplir una demanda energética.

### 6.1 Comprobación de las Temperaturas

#### 6.1.1 Temperatura de Impulsión Solar

El primer parámetro de medición es la temperatura de entrega del circuito solar. Con un objetivo meramente aclaratorio, dicha temperatura es la que alcanza el agua a la salida del campo de captadores. La sonda tiene la siguiente ubicación:

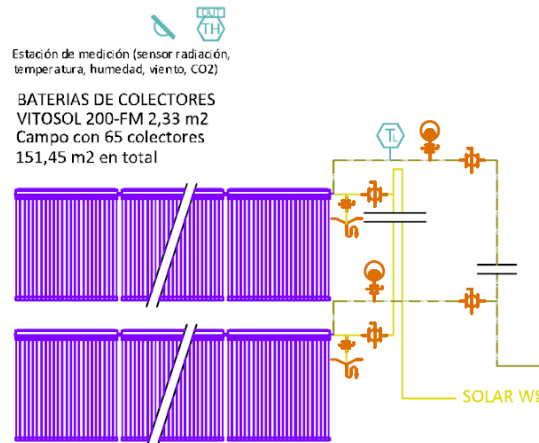


Figura 6.1 Sonda de temperatura fluido a la salida de los colectores.

### 6.1.2 Temperatura del fluido en el Interacumulador

Este parámetro corresponde con el nivel térmico medio de los diferentes nodos o estratos del interacumulador. Dicho parámetro permite aproximar las pérdidas del depósito y conocer el estado del fluido en el secundario.

Cada acumulador de inercia tendrá su propia sonda con la siguiente ubicación:

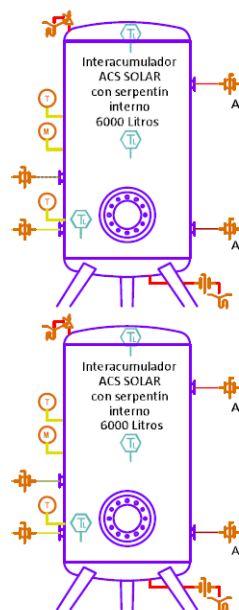


Figura 6.2 Sonda de temperatura fluido en el interacumulador.

### 6.1.3 Temperatura Impulsión Interacumulador

La temperatura de impulsión del interacumulador difiere de la temperatura del tanque en tanto que esta es la temperatura del agua caliente que sale del depósito hacia el intercambiador de calor secundario. Tomando la temperatura del fluido del acumulador como una media global, la temperatura de envío solar corresponde con el nivel térmico del fluido en el estrato superior. La

representación en el plano:

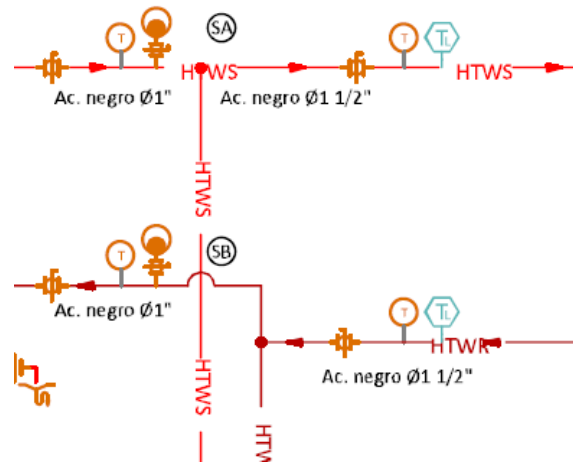


Figura 6.3 Sonda de temperatura impulsión intercumulador.

#### 6.1.4 Temperatura Intercambiador de Calor Secundario

Las sondas ubicadas en las proximidades del intercambiador de calor permiten observar cómo influye dicho componente en el grado térmico del fluido en la transición del secundario al terciario. En este caso nos encontraremos 4 sondas de temperatura:

- Impulsión Intercumulador
- Retorno Intercumulador
- Suministro de ACS
- Retorno de ACS

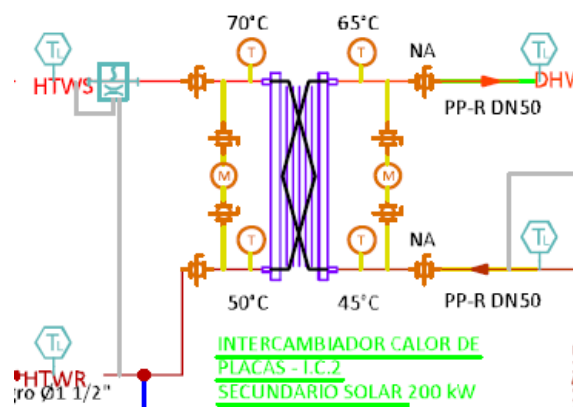
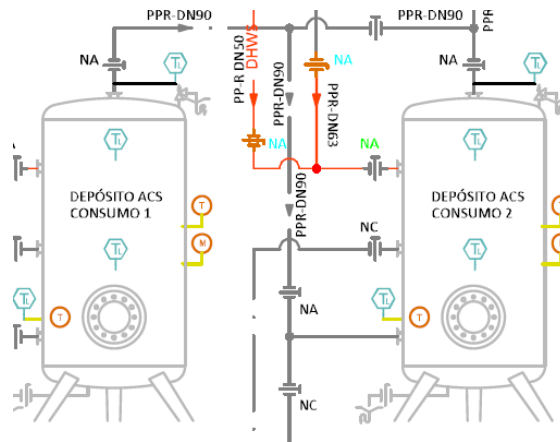


Figura 6.4 Sondas de temperatura intercambiador secundario.

### 6.1.5 Temperatura del fluido en el Acumulador de Consumo y Temperatura de Impulsión Consumo

En la siguiente figura se podrán ver representadas las sondas tanto para la medición del valor térmico medio del fluido en el acumulador de consumo como el valor en la impulsión del mismo:



**Figura 6.5** Sonda de temperatura fluido en el acumulador de consumo.

El valor de la temperatura de impulsión de consumo es uno de los parámetros fundamentales de la instalación. Uno de los aspectos más interesantes es su influencia en los sistemas de control de las válvulas mezcladoras de 3 vías. En función del valor, el sistema de control debe mezclar una cantidad mayor o menor de AFCH para evitar quemaduras en el consumidor final. Y por último, aunque no menos importante, la temperatura de impulsión influye directamente en el rendimiento global del sistema solar térmico. A mayores niveles térmicos, aunque estén justificados por la demanda, mayores serán las pérdidas asociadas al depósito y a los conductos. Se añade la ficha técnica correspondiente a la sonda de temperatura en el apartado de "Anexos".



**Figura 6.6** Sonda de temperatura comercial.

## 6.2 Comprobación Energética

A pesar de que la instalación cuenta con innumerables sondas de temperatura que nos proporcionan información sobre el nivel térmico en cada etapa, los contadores de energía nos permitirán tener un análisis mucho más profundo y realista del comportamiento. Un contador de energía térmica permite calcular la energía transferida entre dos puntos. Este contador hace uso de dos sondas de temperatura (una en la ida y otra en el retorno), un caudalímetro, y mediante un cálculo basado en el caudal y la diferencia de temperaturas, calcula la energía térmica consumida, normalmente en kWh o MJ. En la instalación existen varios medidores de energía, sin embargo, en el marco de este trabajo únicamente se analizarán aquellos cuya influencia afecta de manera directa al funcionamiento simulado:

### 6.2.1 Contador de Energía Interacumulador-Intercambiador

Este medidor de energía analiza la transferencia desde el depósito al consumo. Viene influenciado por el rendimiento del intercambiador y se ubica:

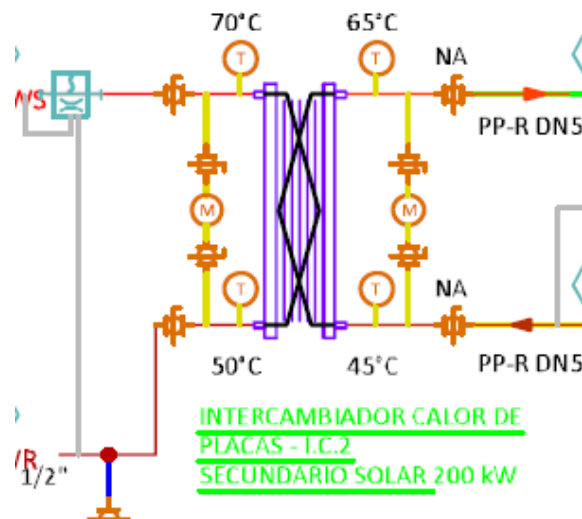


Figura 6.7 Medidor energético del interacumulador al intercambiador.

### 6.2.2 Contador de Energía Intercambiador-Consumo

Este medidor de energía realizará el cálculo de la energía enviada desde el intercambiador al acumulador de consumo. En el esquema se puede observar:

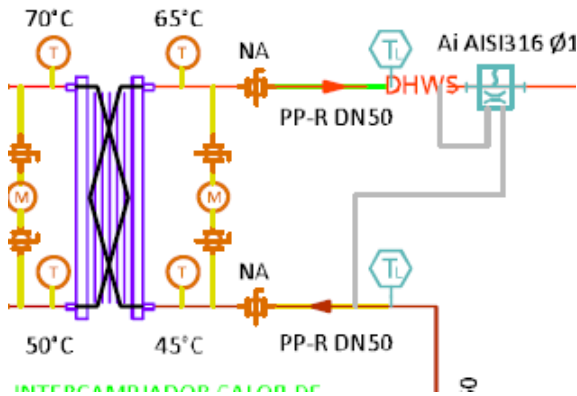


Figura 6.8 Medidor energético del intercambiador al consumo.

Estos medidores de energía permiten determinar la cantidad de energía útil que es enviada a los depósitos a partir de la contribución solar. En adición, comparando el valor entre la energía que se entrega al intercambiador de calor y la que sale del mismo, es posible determinar el valor de la eficiencia del intercambio. De forma paralela a la contribución energética de la instalación dimensionada, actúan las bombas de calor tipo Booster. Dichas bombas, a pesar de no haber sido representadas en el gemelo, sí que se debe exponer el funcionamiento de su medidor energético.

### 6.2.3 Contador de Energía Auxiliar

Tal y como se venía expresando en los párrafos anteriores, es necesario tener en cuenta la energía aportada por el sistema auxiliar. Dicha energía permitirá cumplir con la demanda energética total independientemente del aporte solar. Los medidores encargados del sistema auxiliar tienen la siguiente ubicación:

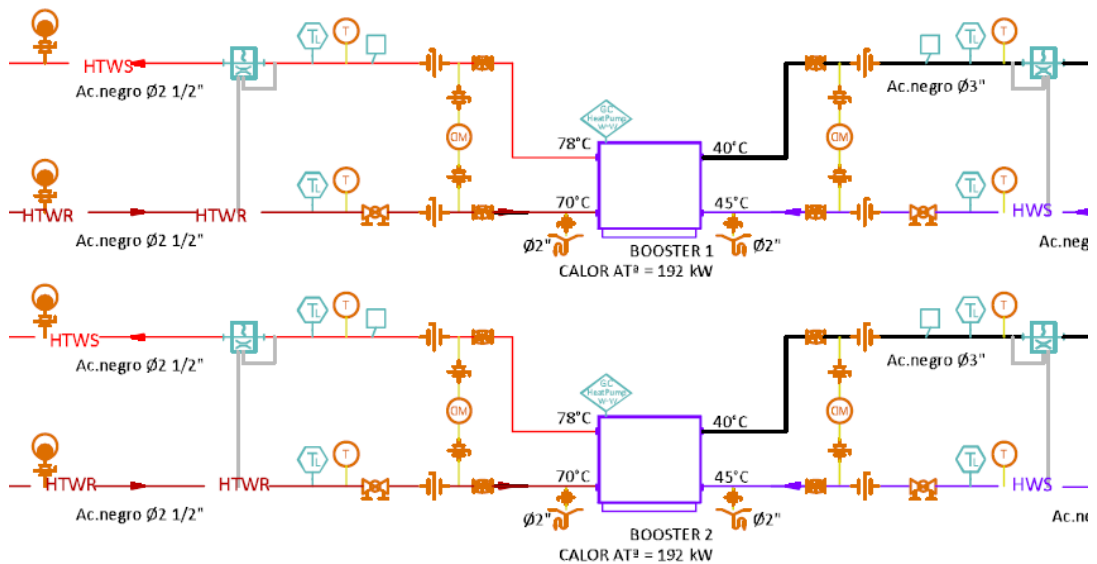


Figura 6.9 Medidor energético inicial del sistema auxiliar.

En el caso del medidor de entrada trata de medir el calor residual aportado por el agua a las bombas de calor de tipo booster. El caudal de agua entrante, tal y como se puede observar en la figura, viene desde el

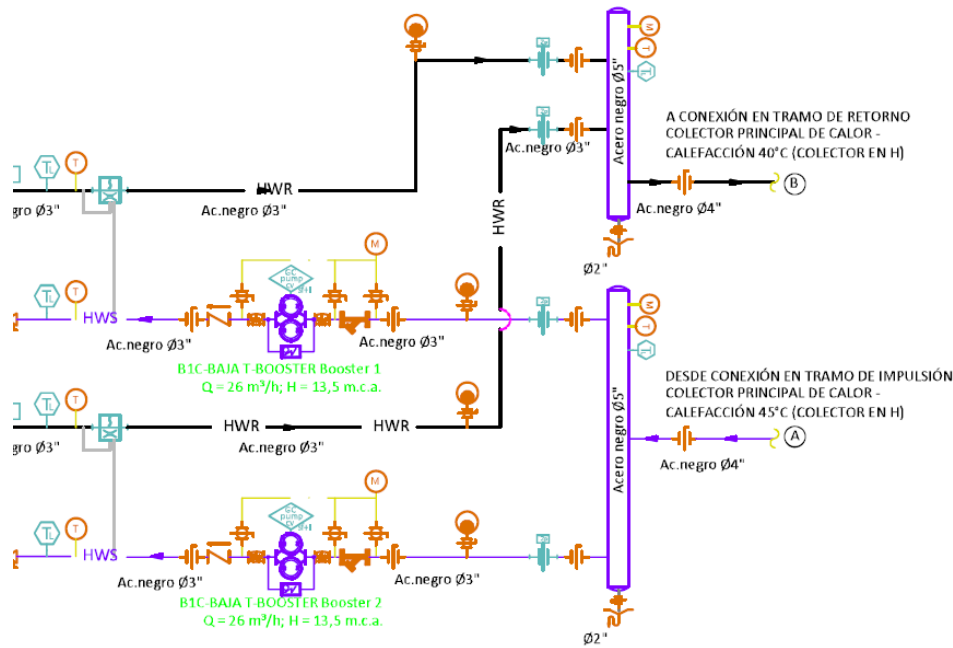


Figura 6.10 Caudal de agua entrante a las bombas de calor.

retorno de la calefacción a unos 45°C. Este caudal, gracias a la potencia de las bombas de calor de tipo booster, será calentado hasta los 70-78°C. Es en este punto en el que se realiza la segunda medición energética. Esta medición representará el valor energético bruto aportado por el apoyo al intercambiador de calor auxiliar-consumo.

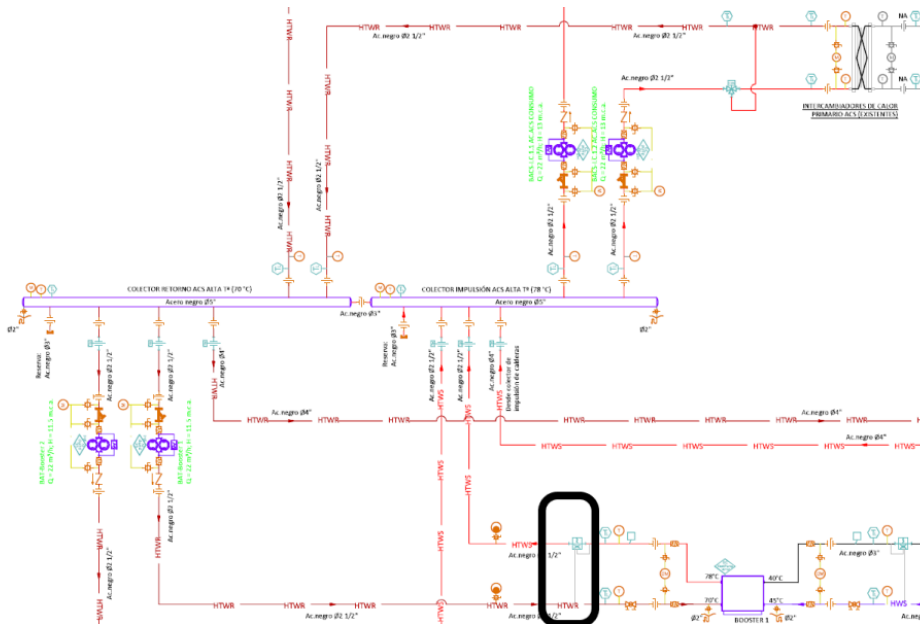


Figura 6.11 Medidor energético final del sistema auxiliar.

Para poder realizar una medición exacta de la energía útil que recibe el sistema de consumo por las bombas de calor sería necesario hacer uso de otro medidor energético en un punto entre el intercambiador de calor y los depósitos (conducto gris).

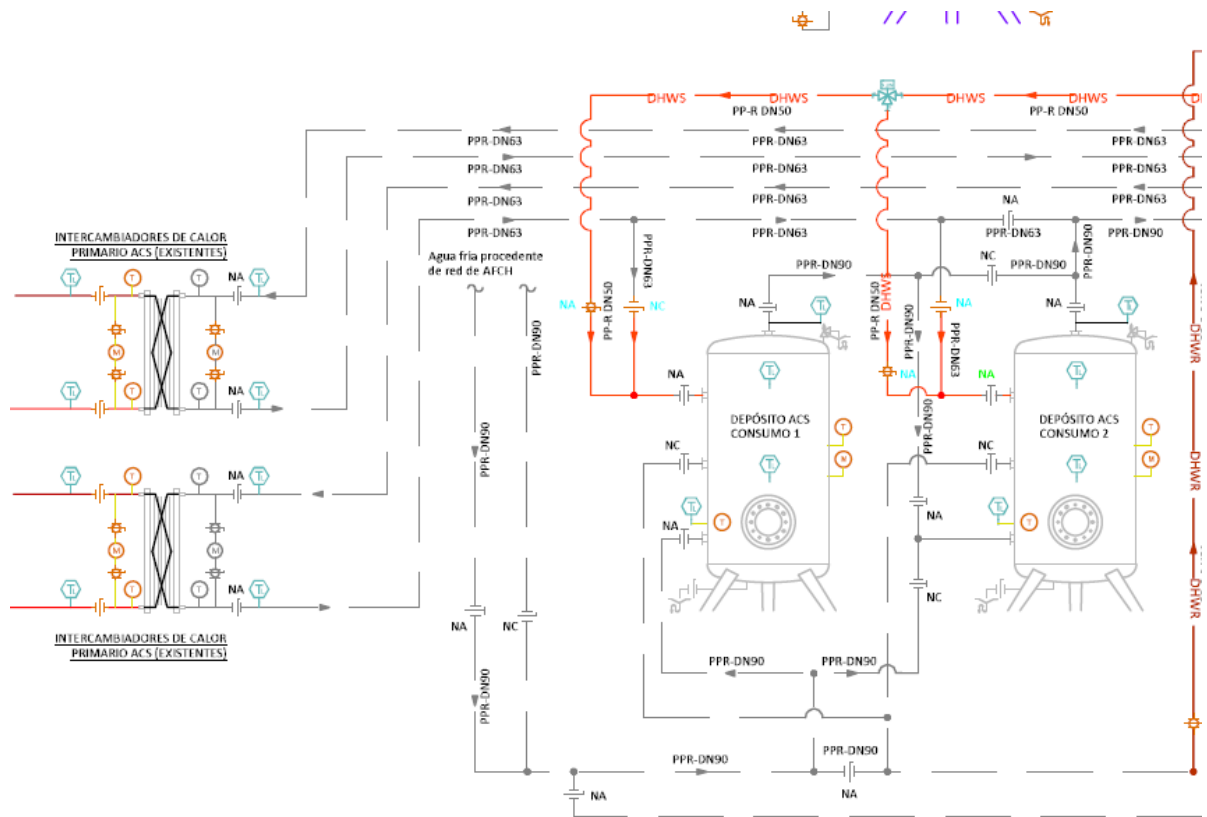


Figura 6.12 Ubicación del medidor energético neto del sistema auxiliar.

Con este nuevo sensor térmico será posible determinar la energía neta aportada por el equipo auxiliar. A partir de los valores energéticos netos aportados tanto por la instalación solar como por el sistema de apoyo se deberá suplir la demanda total. Se añade la ficha técnica correspondiente al medidor en el apartado de "Anexos".



Figura 6.13 Medidor energético del medidor energético comercial.

## 6.3 Discrepancias operativas

En cuanto a la obtención de las mediciones, pueden aparecer una serie de discrepancias entre las mediciones reales y los resultados simulados.

Dicha condición puede tener numerosas causas:

1. El primer factor comprendería todos aquellos sucesos no contemplados en la simulación como fallos eléctricos, fugas o averías, es decir, todos los momentos en los que la instalación deja de funcionar correctamente debido a factores internos de la misma .

Es importante comprender que el gemelo digital supone unas condiciones estables a lo largo de todo el año. Simular comportamientos accidentales puede llegar a ser laborioso y poco efectivo pues en definitiva son sucesos espontáneos y que ocurren de manera excepcional.

En definitiva, en términos de temperatura o potencia instantánea carece de sentido tratar de replicar dichos sucesos y simplemente deberán ser mitigados de la manera más rápida y óptima posible.

2. El segundo factor se debe a la simplificación del perfil de demanda. Como ya se ha comentado en apartados anteriores, el perfil de demanda se ha mantenido constante a lo largo de todo el año con el objetivo de asegurar que la instalación es capaz de suplir la producción en condiciones de máxima ocupación.

Esto provocará que en aquellos momentos en los que el hospital se encuentre cerca de su capacidad máxima los valores deben de ser similares a los obtenidos a través de la representación digital.

3. El tercer factor comprendería al archivo climático. Dicha base de datos corresponde con la media de los valores comprendidos entre 2009-2023. Aun así, el carácter fluctuante del clima produce que sea imposible simular el funcionamiento exacto de la instalación para un día o momento concreto, hablando en términos instantáneos.

Con esta idea se pretende exponer el carácter fluctuante de las instalaciones renovables. En dos momentos diferentes es complicado que se establezcan unas condiciones meteorológicas y productoras idénticas, hecho que no ocurre con las energías no renovables. Sin embargo, este comportamiento es propio de la naturaleza del sistema y no un problema interno del gemelo digital diseñado. Dicho efecto debe de ser aceptado a la hora de una simulación con dependencia directa del clima.

Por otro lado, se pretende aclarar el hecho de que a pesar de que en términos instantáneos la simulación si que pueda tener numerosas discrepancias, se recalca la importancia de los valores acumulados.

Frente a un mismo periodo recorrido, en condiciones climáticas estables (se pretenden excluir aquellos años con comportamientos anómalos), los términos acumulados deberían ser semejantes. La no semejanza de los mismos indicaría o bien un mal comportamiento del sistema, una falla de los sensores o en definitiva la afirmación de que el gemelo digital se aleja completamente de la realidad.

El mal comportamiento viene a partir de una pérdida de eficiencia del sistema. Las causas más comunes en estos casos incluyen: formación de incrustaciones por dureza del agua, corrosión interna, pérdida del fluido (sin reposición), desconfiguración del control solar y las comentadas en el punto 1 y 2 de este mismo.

4. Con el cuarto factor se pretende incluir las simplificaciones en los modelos matemáticos utilizados. Dichas simplificaciones incluyen el cálculo del caudal de recirculación, la eliminación de las pérdidas en tuberías y rendimientos teóricos.

El caudal de recirculación se ha supuesto un 20% del caudal de impulsión, valor idealizado que no supone variaciones dinámicas del sistema.

Por otro lado, el transporte del fluido entre componentes se ha asumido sin pérdidas térmicas significativas.

Por último, algunos modelos usan valores de rendimiento (colectores solares, intercambiadores de calor) extraídos de catálogos o bajo condiciones experimentales. Estos valores se alejan de los reales bajo condiciones no idealizadas. La suma de estos efectos provoca que la contribución solar real disminuya con respecto al valor simulado. A pesar de ello, *el objetivo fundamental ha consistido en contrarrestar los efectos simplificados con los agravados.*

## **6.4 Conclusiones**

A modo de conclusión, se pretende establecer la idea de que independientemente del nivel de detalle de la simulación, existen numerosos factores espontáneos imposibles de incluir en modelos digitales. Por ello, es de vital importancia interpretar los resultados de la simulación con un criterio técnico adecuado, dando prioridad a los valores acumulados sobre los inmediatos, y entendiendo que discrepancias puntuales no implican fallos en el modelo necesariamente.

En última instancia, la integración del gemelo digital con un sistema de monitorización real aporta una hoja de ruta ideal en términos de producción y rendimiento, tratando de facilitar la detección de desviaciones significativas y la aplicación de medidas correctivas de forma rápida y eficaz.

## 7 Conclusiones y Futuras Líneas de Investigación

---

El presente Trabajo de Fin de Grado ha permitido desarrollar un gemelo digital funcional de la instalación solar térmica del Hospital Materno Infantil de Málaga utilizando la herramienta de simulación TRNSYS 16. A través de este modelo se ha logrado reproducir con un alto grado de precisión el comportamiento térmico de la instalación, permitiendo evaluar su rendimiento energético en distintas condiciones operativas y climáticas.

Asimismo, la simulación desarrollada se presenta como una herramienta añadida que puede ser utilizada para la toma de decisiones en la operación y mantenimiento del sistema, así como en futuros proyectos de optimización energética del proyecto. Su capacidad para simular escenarios permite anticipar el impacto de modificaciones tanto en la configuración del sistema como en su operación, lo que representa una ventaja significativa en términos de ahorro de tiempo y conocimiento.

En conclusión, este trabajo no solo ha contribuido a profundizar en el conocimiento de herramientas de simulación energética como TRNSYS, sino que también ha puesto de manifiesto el potencial del gemelo digital como recurso clave para la gestión energética avanzada en el ámbito de la ingeniería.

A falta de la ejecución del proyecto aún no ha sido posible tomar valores y observar el funcionamiento real de la instalación para calificar la calidad del gemelo digital. Esto se manifiesta con el objetivo de establecer dicha propuesta como futura línea de investigación.

Se recomienda también como área de exploración futura el estudio de algoritmos de control que permitan una optimización dinámica de la instalación de modo que exista un control más complejo pero, a su vez, teniendo la posibilidad incluso de utilizar bombas hidráulicas de caudal variable capaces de maximizar al máximo los procesos de carga y descarga energética .

Por último, destacar otra de las ramas objeto de estudio futura sigue la dirección de la evaluación del impacto medioambiental de la instalación mediante el gemelo digital incorporando nuevos elementos como la huella de carbono, el ahorro de emisiones y recursos. Dichos elementos se calcularán a partir de los datos que proporciona TRNYSY y apoyándonos en factores de emisiones y cálculos externos.



# **ANEXO**

**Desarrollo en TRNSYS 16 del gemelo digital  
para la simulación del comportamiento de  
la instalación de energía solar térmica  
para la producción de ACS en el  
Hospital Materno Infantil de Málaga**

**Organismo:** Hospital Materno Infantil de Málaga

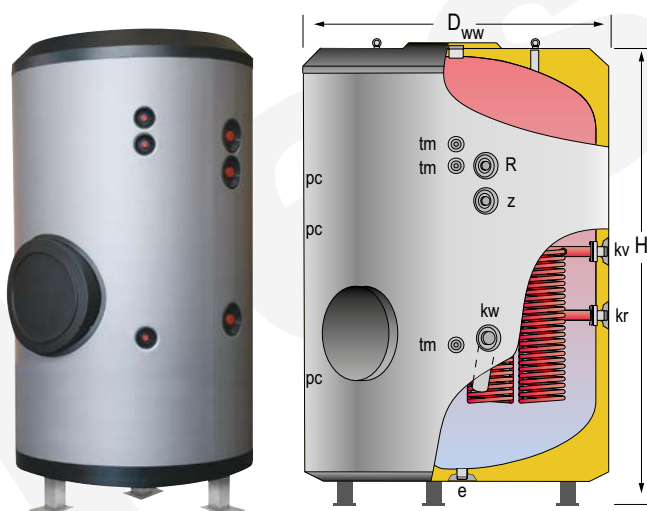
**Autor:** José María Rubio Palomino



## Índice de Anexos

<b>Interacumulador/Acumulador de Inercia</b> .....	103
<b>Acumulador de Consumo</b> .....	104
<b>Vitosol 200-FM</b> .....	105-110
<b>Medidor Temperatura</b> .....	111-112
<b>Medidor Energía</b> .....	113-115
<b>Esquema Instalación Total</b> .....	116
<b>Esquema TRNSYS</b> .....	117





ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE PRODUCTO  
MASTER VITRO – **MVV6000SB**

FCP\_042\_08\_ES-01



**DESCRIPCIÓN:**

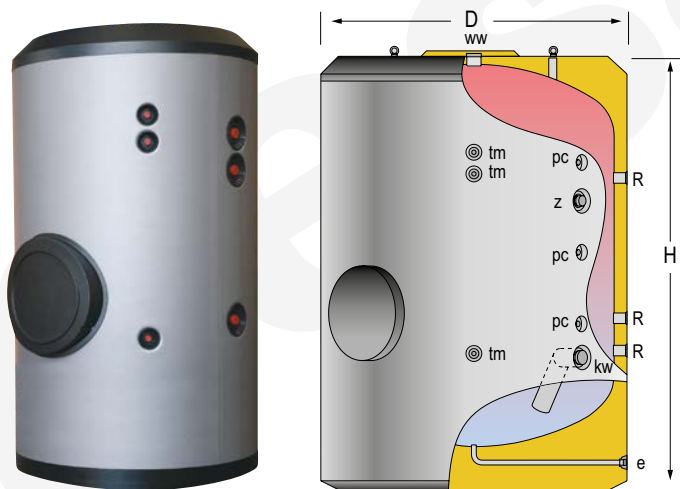
Depósito **ACUMULADOR-PRODUCTOR** de agua caliente sanitaria (ACS).

Para instalación sobre suelo, en posición vertical. Fabricado en **ACERO VITRIFICADO** acorde a la norma DIN4753. Incluye **aislamiento de PU** inyectado en molde. En opción, conjunto de cubierta y forro externo acolchado en PVC con cierre de cremallera, suministrado sin montar en embalaje separado. Incorpora sistema desmontable de **SERPENTINES** en acero inoxidable para producción de ACS, a través de fuente energética externa. Protección catódica permanente "**Lapesa Correx-Up**".

Equipado con boca de hombre lateral DN400 para tareas de inspección / limpieza.

**CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES**

Capacidad total:	Total	6000	L
Presión máxima de trabajo:	Primario / Secundario	25 / 8	bar
Temperatura máxima de trabajo:	Primario / Secundario	200 / 90	°C
Superficie de intercambio:	Set de SERPENTINES	8.4	m <sup>2</sup>
Conexiones:	kv: entrada primario	2	" M
	kr: retorno primario	2	" M
	ww: salida ACS	3	" M
	kw: entrada agua de red	3	" M
	z: recirculación ACS	2	" M
	e: vaciado	2	" M
	R: conexión lateral resistencia	2	" M
	pc: conexión "lapesa correx-up"	1 ½	" M
	tm: conexión sensores	¾	" M
Eficiencia energética:	Clase ErP	C	
	Pérdidas estáticas s/ EN12897	280	W
Dimensiones exteriores:	D: Diámetro	1910	mm
	H: Altura (sin conexiones)	3210	mm
	Diagonal (sin conexiones)	3735	mm
Dimensiones embalaje:	Anchura / Altura	1910 x 3250	mm
Peso:	Sin embalaje / Con embalaje	1216 / 1216.5	kg



ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE PRODUCTO  
 MASTER INOX – **MXV5000RB**

FCP\_018\_07\_ES



**DESCRIPCIÓN:**

Depósito para **ACUMULACIÓN** de agua caliente sanitaria (ACS).

Para instalación sobre suelo, en posición vertical. Fabricado en **ACERO INOXIDABLE AISI 316**, decapado y pasivado químico interior. Incluye **aislamiento de PU** inyectado en molde. En opción, conjunto de cubierta y forro externo acolchado en PVC con cierre de cremallera, suministrado sin montar en embalaje separado.

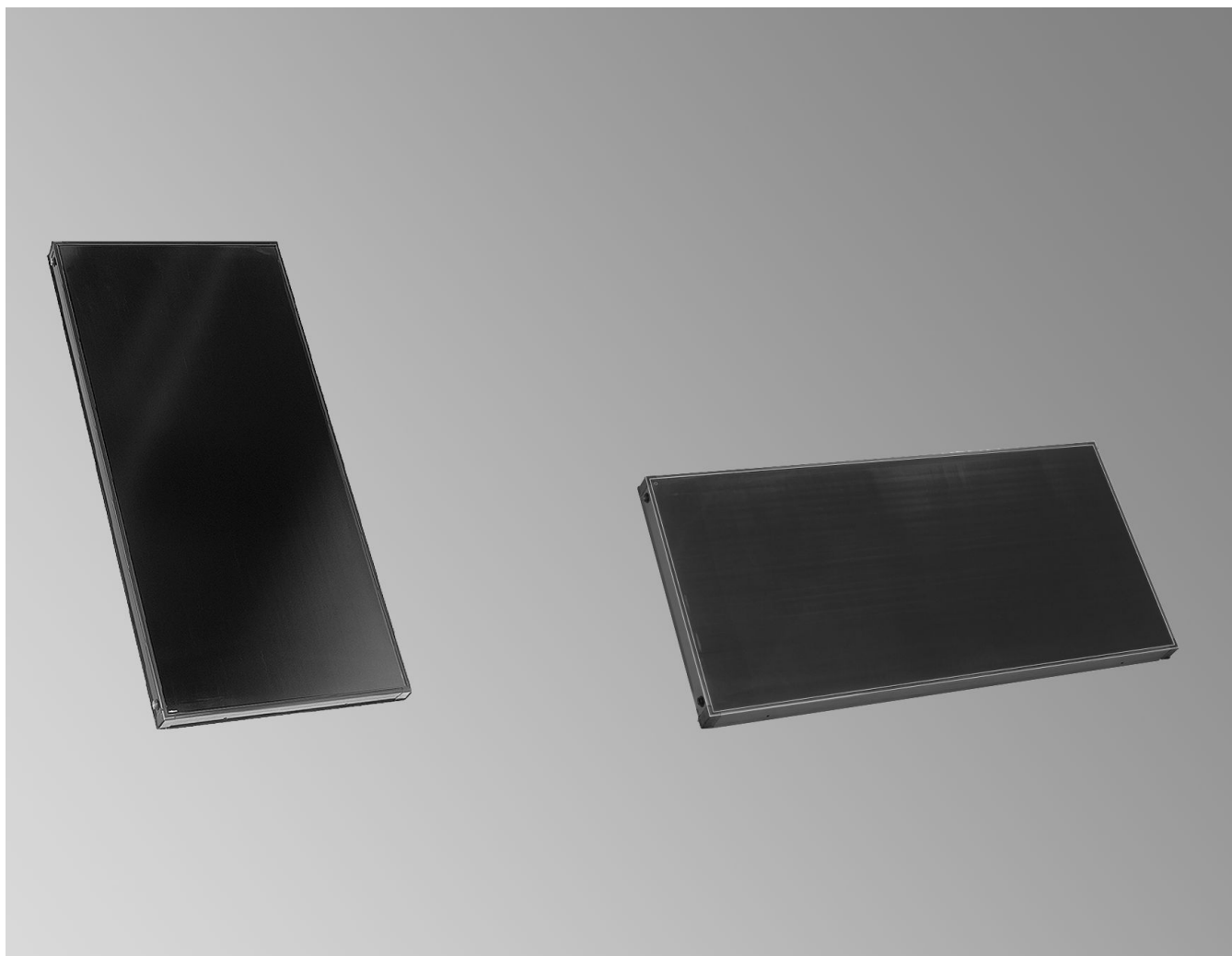
Equipado con boca de hombre lateral DN400 para tareas de inspección / limpieza, o en opción, instalación de placa de acero inoxidable para resistencias eléctricas de calentamiento.

**CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES**

Capacidad total:	Total	5000	L
Presión máxima de trabajo:		8	bar
Temperatura máxima de trabajo:		90	°C
Conexiones:	ww: salida ACS	3	" M
	kw: entrada agua de red	3	" M
	z: recirculación ACS	2	" M
	e: vaciado	1	" M
	R: conexión lateral resistencia	2	" H
	pc: conexión "lapesa correx-up"	¾	" H
	tm: conexión sensores	½	" H
Eficiencia energética:	Clase ErP	C	
	Pérdidas estáticas s/ EN12897	266	W
Dimensiones exteriores:	D: Diámetro	1910	mm
	H: Altura (sin conexiones)	2710	mm
	Diagonal (sin conexiones)	3316	mm
Dimensiones embalaje:	Anchura / Altura	1910 x 2800	mm
Peso:	Sin embalaje / Con embalaje	670 / 670.5	kg

## Datos técnicos

N.º de pedido y precios: consultar lista de precios



### **VITOSOL 200-FM** Modelo SV2F/SH2F

Colector plano para montaje vertical u horizontal, para montaje sobre cubiertas planas e inclinadas, así como para montaje sobre estructura de apoyo. Modelo SH también en fachadas

## Descripción del producto Vitosol 200-FM, modelo SV2F/SH2F

El componente principal de los colectores Vitosol 200-FM es el absorbedor con recubrimiento altamente selectivo. Este garantiza una alta absorción de la radiación solar. El absorbedor cuenta con un tubo de cobre en forma de serpentín por el que circula el medio portador de calor.

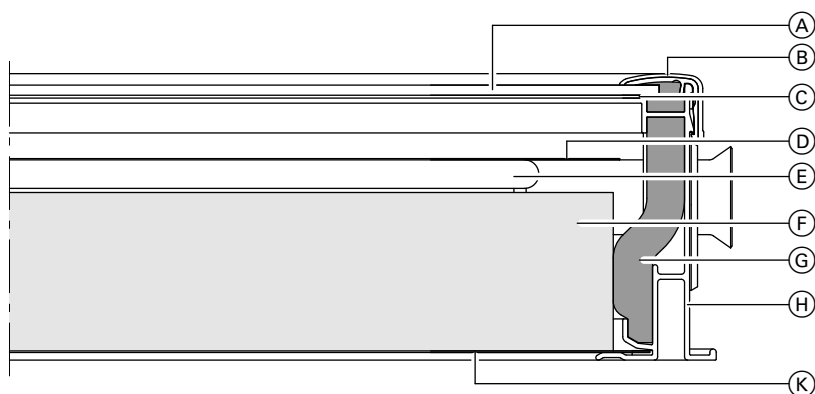
El medio portador de calor recibe el calor del absorbedor a través del tubo de cobre. El absorbedor está envuelto en una carcasa altamente aislante, gracias a la cual se minimizan las pérdidas de calor del colector.

El excelente aislamiento térmico resiste elevadas temperaturas y evita la desgasificación. El colector está cubierto por una lámina de vidrio solar que se caracteriza por su bajo contenido de hierro, lo que incrementa la transmisión de la radiación solar.

Se pueden montar baterías de hasta 12 colectores interconectados. Para este fin se suministran tubos de unión flexibles hermetizados con juntas tóricas.

Un juego de conexión con uniones por anillos de presión permite conectar de forma sencilla la batería de colectores a las tuberías del circuito de energía solar. En la impulsión del circuito de energía solar se instala, con ayuda de un juego de vainas de inmersión, la sonda de temperatura del colector.

El colector se encuentra disponible en las versiones Vitosol 200-FM, modelo SV2F y modelo SH2F con capa absorbidora conmutable ThermProtect.



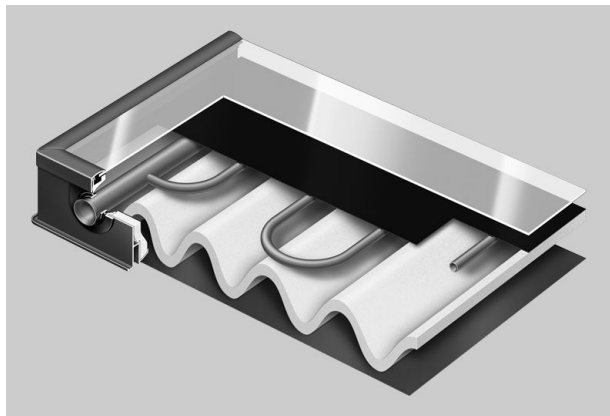
- (A) Cubierta de vidrio solar, de 3,2 mm
- (B) Listón embellecedor de aluminio en azul oscuro
- (C) Junta continua de la plancha de vidrio
- (D) Absorbedor

- (E) Tubo de cobre en forma de serpentín
- (F) Aislamiento térmico de material celular de resina de melamina
- (G) Aislamiento térmico de material celular de resina de melamina
- (H) Perfil de marco de aluminio en azul oscuro
- (K) Chapa de fondo de acero con recubrimiento de aluminio-zinc

## Ventajas

- Potentes colectores planos para montaje integrado en cubiertas inclinadas y en cubiertas planas. Modelo Vitosol-FM con desconexión de temperatura ThermProtect para una instalación de energía solar de seguridad intrínseca frente a la sobretensión y sin formación de vapor.
- Absorbedor en forma de serpentín con colectores integrados. Se pueden conectar en paralelo hasta 12 colectores (entrando y saliendo por lados opuestos y trabajando a alto caudal) o hasta 8 colectores (entrando y saliendo por el mismo lado y a caudal bajo) (consultar instrucciones de planificación).
- Atractivo diseño del colector, marco en azul oscuro. Si se solicita, el marco está disponible en toda la gama de colores RAL.
- Gran rendimiento gracias al absorbedor con recubrimiento selectivo ThermProtect, cubierta estable completamente transparente de vidrio especial y aislamiento térmico de alta eficacia
- El marco de aluminio moldeado en una pieza y la junta continua del vidrio solar proporcionan una hermeticidad permanente y una gran estabilidad.
- Pared posterior resistente a los golpes y a la corrosión, fabricada en chapa de acero galvanizada
- Sistema de fijación de Viessmann de fácil montaje con piezas de acero inoxidable y aluminio comprobadas estáticamente y resistentes a la corrosión— estándar para todos los colectores Viessmann
- Conexión rápida y segura de los colectores mediante un conector flexible de tubos ondulados de acero inoxidable

## Ventajas (continuación)



## Datos técnicos

### Indicación

Viessmann no asumirá ninguna responsabilidad si se utiliza Vitosol 200-FM, modelo SV2F/SH2F en regiones cercanas a la costa.

### Datos técnicos

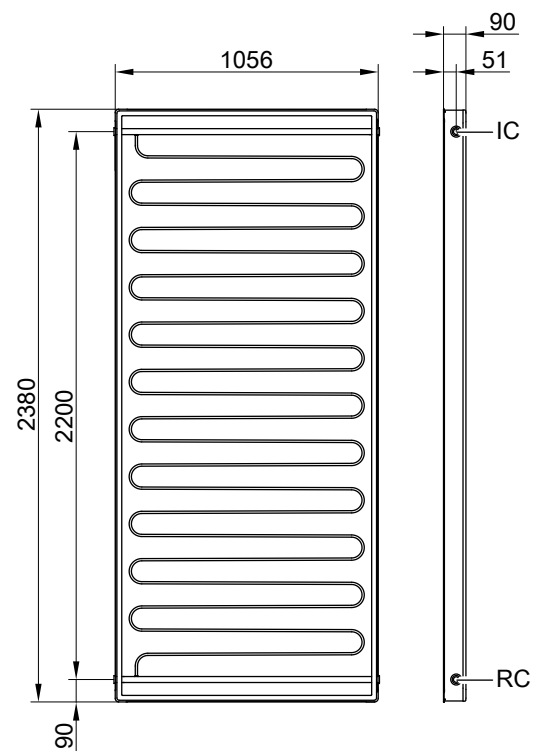
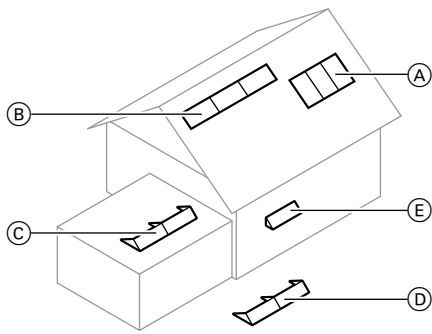
Modelo		SV2F	SH2F
<b>Superficie bruta</b> (dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)	m <sup>2</sup>	2,51	2,51
<b>Superficie de absorción</b>	m <sup>2</sup>	2,31	2,31
<b>Superficie de apertura</b>	m <sup>2</sup>	2,33	2,33
<b>Distancia entre colectores</b>	mm	21	21
<b>Dimensiones</b>			
Anchura	mm	1056	2380
Altura	mm	2380	1056
Profundidad	mm	90	90
<b>Valores de potencia del área de trabajo del colector</b>			
<b>Rendimiento óptico</b>			
– Superficie de absorción	%	82,3	82,6
– Superficie bruta		75,7	76,0
<b>Coefficiente de pérdida de calor k<sub>1</sub></b>			
– Superficie de absorción	W/(m <sup>2</sup> · K)	4,421	4,380
– Superficie bruta		4,069	4,031
<b>Coefficiente de pérdida de calor k<sub>2</sub></b>			
– Superficie de absorción	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,022	0,037
– Superficie bruta		0,020	0,034
<b>Valores de potencia teóricos sobre todo el rango de temperatura</b>			
<b>Rendimiento óptico</b>			
– Superficie de absorción	%	82,7	82,9
– Superficie bruta		76,1	76,3
<b>Coefficiente de pérdida de calor k<sub>1</sub></b>			
– Superficie de absorción	W/(m <sup>2</sup> · K)	4,791	4,907
– Superficie bruta		4,410	4,516
<b>Coefficiente de pérdida de calor k<sub>2</sub></b>			
– Superficie de absorción	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,025	0,029
– Superficie bruta		0,023	0,026
<b>Capacidad térmica</b>	kJ/(m <sup>2</sup> · K)	4,89	5,96
<b>Peso</b>	kg	39	40
<b>Volumen de líquido (medio portador de calor)</b>	Litros	1,83	2,4
<b>Presión de servicio admisible</b>	bar/MPa	6/0,6	6/0,6
Durante la instalación de una válvula de seguridad de 8 bar (accesorio)	bar/MPa	8/0,8	8/0,8
<b>Máx. temperatura de inactividad del colector</b>	°C	145	145
<b>Capacidad de producción de vapor</b>			
– Posición de montaje favorable	W/m <sup>2</sup>	0	0
– Posición de montaje desfavorable	W/m <sup>2</sup>	0	0
<b>Conexión</b>	Ø mm	22	22

### Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (etiqueta ErP)

Modelo		SV2F	SH2F
<b>Superficie de apertura</b>	m <sup>2</sup>	2,33	2,33
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:			
– Rendimiento del colector $\eta_{col}$ , con una diferencia de temperatura de 40 K	%	59	58
– Rendimiento óptico	%	82	82
– Coeficiente de pérdida de calor k <sub>1</sub>	W/(m <sup>2</sup> · K)	4,75	4,86
– Coeficiente de pérdida de calor k <sub>2</sub>	W/(m <sup>2</sup> · K <sup>2</sup> )	0,024	0,028
<b>Factor de corrección de ángulo IAM</b>		0,89	0,89

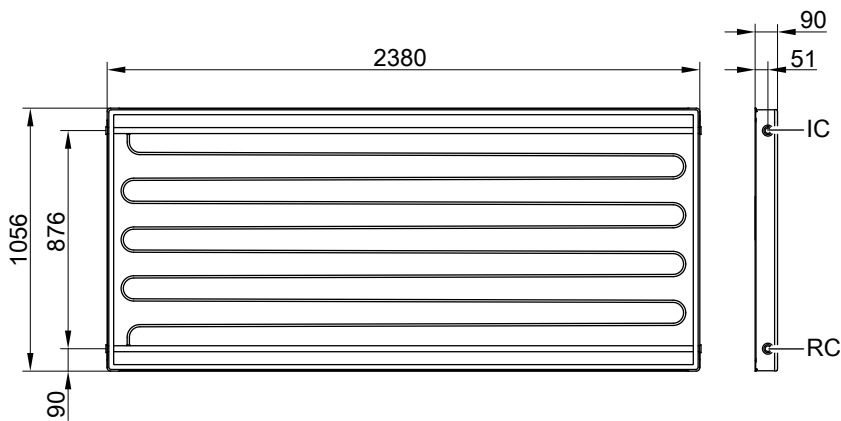
Modelo		SV2F	SH2F
<b>Posición de montaje</b> (consultar la siguiente figura)		(A), (C), (D)	(B), (C), (D), (E)

## Datos técnicos (continuación)



Modelo SV2F

RCOL Retorno del colector (entrada)  
ICOL Impulsión del colector (salida)



Modelo SH2F

RCOL Retorno del colector (entrada)  
ICOL Impulsión del colector (salida)


## Calidad comprobada

### Calidad probada

Los colectores cumplen los requisitos de la insignia de protección del medio ambiente "Ángel Azul" según RAL UZ 73.

Comprobado de acuerdo con Solar-KEYMARK según EN 12975 o ISO 9806.

## Calidad comprobada (continuación)

 Homologación CE conforme a las Directivas de la CE vigentes.

Sujeto a modificaciones técnicas sin previo aviso.

Viessmann, S.L.  
Sociedad Unipersonal  
C/ Sierra Nevada, 13  
Área Empresarial Andalucía  
28320 Pinto (Madrid)  
Teléfono: 902 399 299  
Fax: 916497399  
[www.viessmann.es](http://www.viessmann.es)

5458626



## 6014002801001 - Medidor de Temperatura

### Características Técnicas

- Rango de temperatura -58°C - +70°C.
- Sensibilidad de 1°C.
- Precisión de +/- 1°C.
- Alarma sonora y visual de sobrepaso o bajada de una temperatura de referencia configurada por el usuario.

### Características de Instalación

No definido.

### Otras características valorables o aspectos a valorar

No definido.

### Accesorios incluidos

No definido.

### Normativa

- CE
- Circular 3/2012 - Recomendaciones aplicables a la Asistencia Técnica de Productos Sanitarios en los Centros Sanitarios.
- EN 60601 - Equipos y sistemas eléctricos médicos.
- RD 192/2023 - Regulación de productos sanitarios.

### Documentación previa a la ejecución

Previa a la entrega del equipo electromédico se hará entrega de:

- Ficha técnica del equipo, cumpliendo las especificaciones / requisitos previos.

### Documentación final

Documentación final necesaria del equipo electromédico:

- Manual de usuario en Castellano.
- Manual técnico de instalación.
- Manual técnico de mantenimiento.
- Certificado del fabricante.
- Prueba de seguridad eléctrica.
- Plan de mantenimiento preventivo. Fichas técnicas de mantenimiento (periodicidad, operaciones, ....).
- Certificado de formación de los usuarios del equipo.
- Certificado de formación de los técnicos de electromedicina.
- Certificado de Marcado CE / UL.

### Criterio de medición

Ud. Equipo.

### Detalles

Licenciado para INGHO Ingeniería y Facility Management S.L.

© Copyright Ingho FM S.L.



Gespión



## 253516810000 - Medidor de energía térmica para refrigeración y calefacción

### Características Técnicas

Los medidores de energía se utilizarán para calcular la energía producida o entregada por las instalaciones de climatización en un sistema BMS.

Constará de 4 elementos básicos: un integrador, dos sensores de temperatura y un caudalímetro ultrasónico para agua del diámetro adecuado al caudal de paso y a la tubería.

En caso de fallo en el suministro eléctrico, el calculador de energía contará con una batería para evitar la pérdida de los datos almacenados para más de un año y con una duración mínima de 10 años.

Los medidores de caudal utilizados son de tipo ultrasónico ya que son los más fiables a lo largo del tiempo. Las sondas de temperatura permitirán medir diferencias de temperatura entre la impulsión y retorno del fluido de hasta 1K.

#### Características del medidor de energía:

- Módulo Modbus RTU de salida, o Bacnet si así lo requiere la DF.
- Con 2 slots para módulos de comunicación
- Temperatura del fluido desde 2°C a 130°C
- Caudalímetro embridado en acero inoxidable.
- IP65 para el integrador y para los sensores de temperatura.
- Precisión en el flujo del 1% y en la temperatura en un 4%.
- Para montaje en el circuito de impulsión.
- Certificación MID EN1434.
- Class 2 (EN1434), typical accuracy tolerance <2% when flow is between  $q_p/10$  and  $q_s$
- Temperatura ambiente de funcionamiento 5-55°C
- Alimentación 24VAC.
- Medida de la energía en kWh, MWh, GWh.
- Parámetros medidos: caudal, temperatura de impulsión y retorno, energía, potencia entregada instantánea, otros.

### Características de Instalación

Todos los calculadores de energía se instalarán en las posiciones y con las características especificadas en el proyecto y previa aprobación según los documentos de entrega previa.

Es competencia del instalador del sistema de control el suministro, montaje (picajes en tubería para la ubicación de sondas de temperatura y caudalímetro, reposición de aislamiento y protección exterior si fuese necesario, fijación estanca de sondas de temperatura y caudalímetro, cableado de sondas de temperatura y caudalímetro hasta calculador de energía y conexión del mismo con el controlador) y puesta en servicio (programación en el sistema de control, integración en el sistema de control, programación del elemento, verificación y calibrado de la medida de sondas de temperatura y caudalímetro frente a equipo de calibración patrón) de todos los calculadores de energía de acuerdo con las características técnicas, implantación y calidades previstas en el Proyecto.

Los sensores de temperatura y caudalímetros que se instalen asociados al calculador de energía serán de las características y diámetros que correspondan con las características de la red hidráulica en la que se instalen y al tipo de fluido. Todos los elementos tendrán que ser los adecuados para soportar las presiones de trabajo que existan en la red hidráulica.

Sensores de temperatura:

Los sensores de temperatura empleados para medir las temperaturas de impulsión y de retorno se suministran en pares calibrados, por tanto, no deben ser utilizados por separado. La longitud del cable no debe ser modificada.

El reemplazo de los sensores si tuviese que realizarse debe hacerse por parejas, es decir, por ambos sensores.

Se colocará en el lado de impulsión el sensor identificado para ello y en retorno aquel que haya sido identificado para tal fin.

La posición óptima de montaje de los portasondas son los empalmes en T o las derivaciones laterales a 45°. La punta del portasondas debe quedar situada en el centro del caudal, orientada en dirección contraria a la del flujo de agua.

Los sensores de temperatura deben quedar bien encajados en el interior del portasondas. Para obtener una respuesta rápida de temperatura, se utilizará una pasta conductora de calor que no se endurezca.

Se colocará el manguito de plástico de los cables del sensor orientado hacia el encaje de la parte superior del portasondas, y se fijará el cable con el tornillo M4 de latón incorporado. Para apretar el tornillo se utilizarán sólo los dedos. Acto seguido, podrán precintarse los portasondas con etiquetas e hilo metálico.

Si los sensores de temperatura son de tipo cortos directos se pueden montar dentro de las válvulas de esfera o de empalmes en T especiales, empleando en ambos casos una rosca de hasta R1 y la unión M10 incorporada para el sensor corto directo.

Para montar estos sensores en instalaciones de calefacción ya existentes, con empalmes estándar en T, se utilizarán casquillos de latón R ½ y R ¾ adaptados a los sensores cortos directos.

El sensor directo corto también podrá ser colocado en cualquier variante del caudalímetro provista de rosca G ¾ y G1 en la carcasa del contador. Apretando ligeramente las juntas de latón de los sensores con una llave de 12 mm. y acto seguido se precintarán los sensores con etiquetas e hilo metálico.

Para montar los caudalímetros, primero se retirarán las membranas de plástico que lo protegen y se purgará el sistema. Para realizar una correcta ubicación del caudalímetro (en tubería de impulsión o de retorno) será necesario leer las instrucciones que acompañan al equipo.

El equipo será alimentado mediante una tarjeta interna de conexión a la red de 24 VCA.

Una vez instalado el contador de energía se realizará una comprobación de su funcionamiento y de medida.

## Otras características valorables o aspectos a valorar

No definido.

## Accesorios incluidos

- Instalación del aislamiento térmico sobre el cuerpo del caudalímetro.
- Licencias, programación, pantallas a definir por la DF.

## Normativa

No definido.

## Documentación previa a la ejecución

Previo a la instalación de la sonda de temperatura de aire, deberá de haber una aprobación expresa por parte de la Fiscalización (Dirección Facultativa). Para ello, deberá de entregarse a la misma la siguiente documentación:

- Planos con la ubicación de todos los calculadores de energía en planta.
- Listado de material que se incluye junto con el calculador de energía.
- Listado de características técnicas de calculadores de energía: Rango de trabajo, presión máxima de trabajo, error, sensibilidad, grado de protección,....

## Documentación final

Además de la documentación As Built o final del listado anterior, se entregará:

- Certificado de instalador incluyendo pruebas de funcionamiento, Manual técnico, de uso y funcionamiento con hojas técnicas, pruebas de verificación de medida respecto a elemento de calibración patrón.

## Criterio de medición

Unidad de suministro e instalación de medidor de energía térmica, incluyendo integrador con pantalla de indicación de alto contraste y larga duración, y soporte mural incluido, con caudalímetro ultrasónico para calor-frío con electrónica protegida contra la condensación fabricado en acero inoxidable (según tamaño y documentación de proyecto), y dos sondas de temperatura PT500 con vaina de inmersión, cable de conexión entre elementos (caudalímetro-integrador 2,5 m y sondas-integrador 3 m).

Alimentación del integrador a elegir por la Dirección Facultativa (Fiscalización) entre baterías de litio reemplazables y alimentación exterior a 230Vac o 24Vac. Apto para instalaciones de con fluidos fríos y calientes (rango de temperatura 2-130°C). Incluido puerto óptico para lectura de registros históricos. Se incluye tarjeta de comunicación MODBUS RTU, Puerto RS232, M-BUS, Wireless M-BUS, LON FT-X3, BACNet MS/TP, Radio Router o Salidas analógicas 0/4-20mA, a elegir por la Dirección Facultativa (Fiscalización) con dos salidas de impulsos configurables, así como todos los elementos necesarios incluidos para el tamaño, caudales y temperaturas del uso según proyecto.

Se incluye tarjeta de alimentación eléctrica 24Vcc , sus conexiones, la canalización de acero galvanizado Conduit del cableado DN20, los picajes de las sondas de temperatura, la colocación del caudalímetro y su aislamiento, el pequeño material, material complementario, piezas especiales, ayudas de albañilería, parte proporcional de puesta en marcha, ingeniería, licencia y programación, así como todo lo necesario para la correcta instalación según la documentación técnica y a instancias de la DF. Medida la unidad, instalada, probada y funcionando.

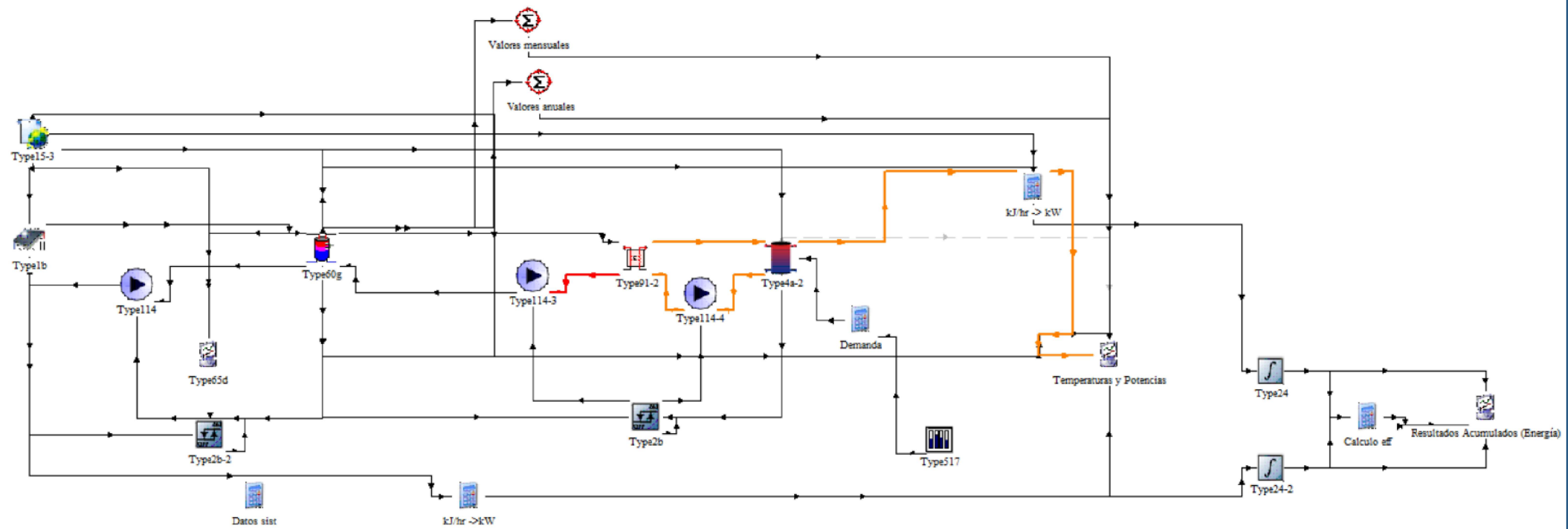
Quedan incluidos todos los elementos de los calculadores de energía que, no estando específicamente reflejados en el Proyecto, sean necesarias por conveniencia de funcionamiento o seguridad de la sonda de temperatura de aire a criterio de la Fiscalización (Dirección Facultativa)

## Detalles

MEDIDOR DE ENERGÍA TÉRMICA (Integrador, sensores de temperatura y caudalímetro ultrasónico):









# Bibliografía

---

- [1] Muhammad Shoaib Saleem, Aun Haider y Naeem Abas, *Review of Solar Thermal Water Heater Simulations Using TRNSYS*, en *2015 Power Generation System and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, 2015, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PGSRET.2015.7312251.
- [2] IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, *Guía Técnica de la Energía Solar Térmica*, Madrid, España, 2021.
- [3] Pedro Vicente Quilés y otros, *Fundamentos de energía solar para ACS y climatización. Buenas prácticas*, ATECYR, 2015.
- [4] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4ª ed., John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2013.
- [5] AENOR, *UNE-EN 12897: Acumuladores indirectos para producción de agua caliente sanitaria. Ensayos y requisitos*, Asociación Española de Normalización (AENOR), Madrid, 2006.
- [6] ASIT (Asociación Solar de la Industria Térmica), *Guía técnica de la energía solar térmica*, 2ª ed., Madrid, 2010.
- [7] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), *Plan de Energías Renovables 2005–2010*, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, 2009.
- [8] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), *La bomba de calor en la rehabilitación energética de edificios*, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España, 2022.
- [9] Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, *TRNSYS 16 – A Transient System Simulation Program. Volume 1: Getting Started*, Madison, WI: SEL, 2004.
- [10] AENOR, *UNE-EN 12897:2017+A1. Acumuladores de agua caliente. Acumuladores no sometidos a presión conectados a una fuente de calor*, Madrid, 2017.
- [11] Real Decreto 614/2024, de 2 de julio, por el que se modifica el Real Decreto 487/2022, de 21 de junio, por el que se establecen los requisitos sanitarios para la prevención y el control de la legionelosis. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 157, 3 de julio de 2024. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2024/07/03/pdfs/BOE-A-2024-13422.pdf>

- [12] Real Decreto 487/2022, de 21 de junio, por el que se establecen los requisitos sanitarios para la prevención y el control de la legionelosis. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 148, 22 de junio de 2022. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2022/06/21/487/con>
- [13] Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana, *Código Técnico de la Edificación (CTE)*, Actualización aprobada por Real Decreto 164/2025, de 4 de marzo. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 89, 14 de abril de 2025.
- [14] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, *Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico HS 4: Suministro de Agua*, Actualización aprobada por Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 311, 27 de diciembre de 2019.
- [15] Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, *Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento Básico HE: Ahorro de Energía*, Actualización aprobada por Real Decreto 450/2022, de 14 de junio. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 149, 23 de junio de 2022.
- [16] Gobierno de España, *Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio*, *Boletín Oficial del Estado*, núm. 76, 30 de marzo de 2021. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/03/23/178>
- [17] Roberto Seguí Moltó, Pedro Varó Galván y Manuel Segura Beneyto, *Evaluación de riesgos en instalaciones con probabilidad de proliferación y dispersión de Legionella*, Editorial Club Universitario, 2010.