

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



“ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO Y  
PROPUESTA DE MEJORAS DE  
INSTALACIÓN DE ACS CON  
CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS  
Y APOYO MEDIANTE BOMBAS DE  
CALOR EN VESTUARIOS  
DEPORTIVOS DE LA UMH.”

TRABAJO FIN DE GRADO

Septiembre–2020

AUTOR: Pablo Marcos García

DIRECTOR: Damián Crespí Llorens



## **AGRADECIMIENTOS**

Este Trabajo Fin de Grado a sido posible gracias a ciertas personas.

Especialmente agradecer a mi tutor, Damián Crespi Llorens, por ofrecerme la oportunidad de realizar este proyecto que ha resultado muy instructivo, además de estar siempre disponible y ayudarme a solucionar los problemas encontrados.

Agradecer a Francisco Aguilar, por ofrecer su ayuda al inicio del TFG con la instalación y funcionamiento de los programas utilizados.

A la familia por estar siempre ahí apoyando y por su paciencia durante este año.

A mis amigos y compañeros con los que he aprendido mucho y he reído mucho más.





# ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1.	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1.	OBJETO DEL PROYECTO .....	10
<b>2.</b>	<b>ASPECTOS ESENCIALES DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS</b> .....	<b>12</b>
2.1.	APLICACIONES .....	12
2.2.	CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES .....	14
2.3.	PARTES DE LA INSTALACIÓN .....	15
2.4.	NORMATIVA .....	25
2.4.1.	<i>Cumplimiento del HE4-CTE</i> .....	25
2.4.2.	<i>Cumplimiento del RITE</i> .....	27
2.4.3.	<i>Norma UNE 100.155</i> .....	27
2.4.4.	<i>Norma UNE-EN 16147</i> .....	28
2.4.5.	<i>Prevención legionelosis</i> .....	28
<b>3.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO</b> .....	<b>29</b>
3.1.	UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	30
3.2.	SUPERFICIE Y DISTRIBUCIÓN .....	30
3.2.1.	<i>Instalaciones deportivas</i> .....	32
<b>4.</b>	<b>DATOS PREVIOS DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>34</b>
4.1.	CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y CLIMÁTICAS .....	34
4.2.	DEMANDA DE ACS .....	34
4.3.	DEMANDA ENERGÉTICA .....	35
4.4.	CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA .....	36
<b>5.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>39</b>
5.1.	CIRCUITO PRIMARIO .....	39
5.1.1.	<i>Captadores solares</i> .....	39
5.1.2.	<i>Depósito solar</i> .....	43
5.1.3.	<i>Bomba del circuito primario</i> .....	45
5.1.4.	<i>Vaso de expansión</i> .....	50
5.1.5.	<i>Tuberías</i> .....	51
5.1.5.1.	<i>Aislamiento tuberías</i> .....	53
5.1.6.	<i>Valvulería</i> .....	53
5.1.7.	<i>Circuito de vaciado y llenado</i> .....	55
5.2.	CIRCUITO SECUNDARIO .....	57
5.2.1.	<i>Interacumulador</i> .....	57
5.2.2.	<i>Bombas del circuito secundario</i> .....	60
5.2.3.	<i>Vaso de expansión</i> .....	64
5.2.4.	<i>Tuberías</i> .....	65
5.2.4.1.	<i>Aislamiento</i> .....	67
5.2.5.	<i>Valvulería</i> .....	67
5.2.6.	<i>Circuito de alimentación</i> .....	68
<b>6.</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN</b> .....	<b>71</b>
6.1.	OBJETO .....	71
6.2.	COLOCACIÓN DE SENSORES .....	72
6.3.	SONDAS DE MEDIDA Y SENSORES .....	74
6.3.1.	<i>Termopar</i> .....	74
6.3.2.	<i>Caudalímetro</i> .....	77

6.4. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS .....	79
6.4.1. Agilent HP 34960 <sup>º</sup> .....	79
6.4.2. Agilent 34901A 20 Chanel Multiplex .....	80
6.4.3. HP BenchLink Logger.....	83
6.4.4. Errores en la medida .....	84
6.5. LISTADO DE SONDAS Y CANALES .....	86
<b>7. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....</b>	<b>89</b>
7.1. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO .....	89
7.2. PUESTA A PUNTO DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS .....	92
7.3. TRATAMIENTO DE DATOS.....	93
<b>8. SELECCIÓN DE DATOS .....</b>	<b>98</b>
8.1. DATOS DE ENSAYOS .....	98
8.2. DATOS SEGÚN LAS CONDICIONES METEOROLÓGICAS .....	98
8.3. ELEMENTOS SINGULARES EN LAS GRÁFICAS .....	102
8.4. TIPOS DE GRÁFICAS.....	102
8.4.1. <i>Temperaturas de los captadores solares</i> .....	105
8.4.2. <i>Temperatura bomba de calor</i> .....	107
8.4.3. <i>Temperatura del depósito solar</i> .....	109
8.4.4. <i>Temperaturas de retorno al depósito solar</i> .....	111
8.4.5. <i>Temperatura de salida de los interacumuladores</i> .....	113
8.4.6. <i>Temperatura de recirculación</i> .....	115
8.4.7. <i>Temperatura ambiente</i> .....	118
8.4.8. <i>Medida de caudal</i> .....	119
<b>9. RESULTADOS .....</b>	<b>123</b>
9.1. FUNCIONAMIENTO LÓGICO .....	123
9.1.1. <i>Bloque solar</i> .....	124
9.1.2. <i>Bloque central</i> .....	127
9.1.3. <i>Bloque recirculación</i> .....	129
9.2. FUNCIONAMIENTO DÍAS DE VERANO .....	130
9.2.1. <i>Bloque solar</i> .....	131
9.2.2. <i>Bloque central</i> .....	137
9.2.3. <i>Bloque recirculación</i> .....	144
9.3. FUNCIONAMIENTO DÍAS DE ENTRETIEMPLO.....	148
9.3.1. <i>Bloque solar</i> .....	149
9.3.2. <i>Bloque central</i> .....	155
9.3.3. <i>Bloque recirculación</i> .....	161
9.4. FUNCIONAMIENTO DÍAS DE INVIERNO .....	167
9.4.1. <i>Bloque solar</i> .....	168
9.4.2. <i>Bloque central</i> .....	173
9.4.3. <i>Bloque recirculación</i> .....	180
9.5. FALLOS Y MEJORAS EN LA INSTALACIÓN .....	185
9.5.1. <i>Calentamiento del depósito solar</i> .....	185
9.5.2. <i>Configuración del tercer interacumulador</i> .....	188
9.5.3. <i>Temperatura elevada en el segundo interacumulador</i> .....	188
9.5.4. <i>Funcionamiento del primer interacumulador (T5)</i> .....	193
9.5.5. <i>Comportamiento de la bomba B3</i> .....	194
9.5.6. <i>Horario de la bomba de recirculación y bomba B4.</i> .....	195
9.6. RENDIMIENTO DE LOS CAPTADORES .....	197
<b>10. CONCLUSIONES .....</b>	<b>202</b>

10.1. CONCLUSIONES.....	202
10.2. FUTURAS VÍAS DE INVESTIGACIÓN .....	204
11. BIBLIOGRAFÍA .....	205
ANEXO I: PROBLEMÁTICA .....	207
ANEXO II: PLANO DE LA INSTALACIÓN .....	209
ANEXO III: GRÁFICAS.....	211





# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes. Además, sus costes evolucionan a la baja de forma sostenida.

El crecimiento de las energías limpias es imparable, como queda reflejado en las estadísticas aportadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE). De acuerdo con la AIE, la demanda mundial de electricidad aumentará un 70% hasta 2040, espoleada principalmente por regiones emergentes (India, China, África, Oriente Medio y el sureste asiático) [1].

El 12 diciembre de 2015, en la COP21 de París, las Partes de la CMNUCC alcanzaron un acuerdo histórico para combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono. El objetivo central del Acuerdo de París es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 grados centígrados [2].

Las ventajas medioambientales de la energía renovable, incluidas las menores emisiones de carbono y la reducción de la contaminación del aire, se conocen desde hace décadas. Sin embargo, sus numerosos beneficios socioeconómicos solo se han hecho evidentes a medida que el despliegue de tecnologías de energía renovable se ha generalizado. Según IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables), duplicar la cuota de energías renovables en el mix energético mundial hasta alcanzar el 36% en 2030 supondría un crecimiento adicional a nivel global del

1,1% ese año (equivalente a 1,3 billones de dólares), un incremento del bienestar del 3,7% y el aumento del empleo en el sector hasta más de 24 millones de personas, frente a los 9,2 millones actuales [3].

En España se produjo un 40% de electricidad que provenía de fuentes de energía renovables, una cifra más o menos en la línea de la producida en los cuatro años anteriores, donde se mantuvo entre el 33,7% y el 42,3%. Ese 40% estuvo encabezado por la energía eólica, que acumuló el 19,8% de la energía producida en nuestro país. La hidráulica se encargó de generar el 13,7% mientras que la solar fotovoltaica y térmica acaparó el 4,8% mientras que otras renovables se quedaron en un 1,7%. Sin embargo, la energía solar está llamada a liderar la generación de energía limpia en nuestro país habida cuenta del clima del que gozamos, así como de las vastas extensiones de terreno. Solo de 2018 a 2019 la potencia instalada en nuestro país ha pasado de 4.714MW a 5.817MW, un aumento cercano al 25% [4].

En la siguiente figura se muestra el mapa de radiación solar de España. La cifra superior representa la energía en kWh por m<sup>2</sup> y la cifra inferior representa el número de horas equivalentes al año [5].



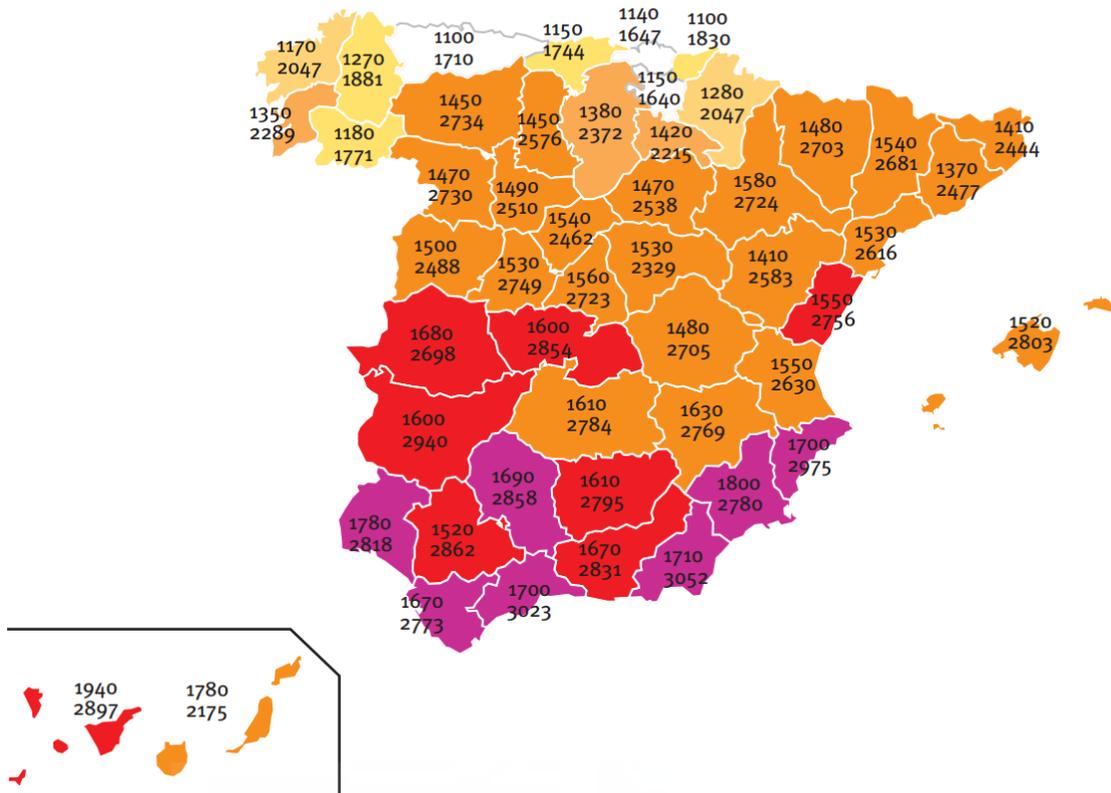


Figura 1. 1: Mapa solar de España.

En este mapa tenemos dos cifras por provincia. La cifra superior de cada provincia es el número de KW hora por m2 y por año. La cifra inferior presenta el número de horas anuales de sol efectivo.

España por su posición y climatología es un país especialmente favorecido de cara al aprovechamiento de este tipo de energía. Como se puede apreciar, existen evidentes diferencias entre las distintas comunidades españolas. Existe un gran contraste entre las comunidades del Cantábrico y las mediterráneas. Las provincias del sur de Andalucía y Canarias son las que concentran mayor número de horas de sol anuales. En Alicante, también se concentra un número elevado de horas de sol equivalentes, superando las 2.900 horas y una radiación solar de 1.700 kWh por m2.

En nuestra vida diaria somos usuarios de más de un edificio: nuestra propia residencia y el lugar de trabajo, para empezar, pero también somos usuarios de otros edificios, como los que prestan servicios docentes, sanitarios, culturales, etc. En cada uno de ellos se consume energía para satisfacer las necesidades de calefacción, refrigeración, disponibilidad de agua caliente sanitaria, ventilación,

iluminación, cocción, lavado, conservación de los alimentos, ofimática, etc. Según IDAE (Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía), la suma de este consumo representa en España el 20% del consumo de energía final, un porcentaje que tiende, además, a incrementarse [6].

Para ciertas zonas geográficas y para determinadas aplicaciones (oficinas, hoteles, gimnasios, etc.), el consumo de energía eléctrica de los edificios coincide en gran medida con la generación de energía eléctrica con tecnologías que utilizan como fuente de energía el sol. En viviendas no se produce esta coincidencia, ya que los consumos los tenemos mayoritariamente a primera hora de la mañana y por la noche.

Atendiendo a los datos anteriores y sabiendo que el consumo de energía eléctrica de los edificios del sector terciario coincide en gran medida con la generación de energía eléctrica con tecnologías que utilizan la radiación solar, en nuestro país resulta muy interesante utilizar dicha tecnología en el sector de terciario.

Se pueden distinguir dos tecnologías principales que usan la radiación solar. La energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica.

Las células solares fotovoltaicas convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado efecto fotoeléctrico que consiste en que determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Por otro lado, los **colectores solares térmicos** usan paneles o espejos para absorber y concentrar el calor solar, transferirlo a un fluido y conducirlo por tuberías para su aprovechamiento en edificios e instalaciones o también para la producción de electricidad (solar termoeléctrica).

La tecnología que requieren este tipo de instalaciones es muy simple por lo que son una solución ideal para lugares aislados de red, zonas rurales, ubicaciones de difícil acceso... Además, los módulos de captación solar requieren de un mantenimiento relativamente sencillo, es un sistema extremadamente silencioso, disminuye la dependencia energética respecto a otras fuentes externas.

En este contexto, la aprobación del Código Técnico de la Edificación (CTE) constituye un instrumento crucial para impulsar la energía solar térmica de baja temperatura y la solar fotovoltaica. Así, en su documento básico sobre ahorro de energía, el CTE establece dos aspectos clave a la hora de incluir sistemas de aprovechamiento de las energías renovables en la construcción de edificios [7]:

- Los edificios satisfarán sus necesidades de ACS y de climatización de piscina cubierta empleando en gran medida energía procedente de fuentes renovables o procesos de cogeneración renovables; bien generada en el propio edificio o bien a través de la conexión a un sistema urbano de calefacción. Además, la contribución mínima de energía procedente de fuentes renovables cubrirá al menos el 70% de la demanda energética anual para ACS y para climatización de piscina, obtenida a partir de los valores mensuales, e incluyendo las pérdidas térmicas por distribución, acumulación y recirculación. Esta contribución mínima podrá reducirse al 60% cuando la demanda de ACS sea inferior a 5000 l/d [7].
- En los edificios que así se establezca en esta sección se incorporarán sistemas de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red [7].

Por otro lado, la Plan Nacional de Acción y Ahorro de Eficiencia Energética 2017-2020 (PNAEE) incluye medidas específicas para el ahorro y la eficiencia energética en el sector residencial, tanto relativas al parque edificatorio existente como para las nuevas construcciones. Esta estrategia, así como el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), derivado de este plan y aprobado por el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, también establecen el marco normativo de este modelo de Ordenanza, al fijar parámetros mínimos aplicables a las instalaciones térmicas [8].

Desde el año 2000, la energía solar térmica ha ido ganando importancia dentro de las energías renovables. Según se desprende del *Informe estadístico energías renovables*, en general nuestro país ha duplicado con creces el consumo primario de energías renovables desde el comienzo del siglo veintiuno [9].

Sin embargo, las regulaciones legislativas que se hicieron posteriormente frenaron la proliferación de estas instalaciones y del autoconsumo. Dichas modificaciones en la legislación, que dificultaban de forma administrativa y económica las instalaciones particulares que vertían electricidad en la red, frenaron la construcción de nuevas plantas e instalaciones fotovoltaicas particulares en los años sucesivos.

Tras la publicación del Real Decreto 244/2019, se abre en España el camino para que los particulares, principalmente, se generen su propia electricidad y puedan amortizar esa instalación en un tiempo razonable. Actualmente y gracias a la nueva normativa parece que se empieza a mover el mercado de las instalaciones fotovoltaicas en lo que a particulares y pequeñas instalaciones se refiere. El año 2018 se cerró con una potencia instalada total de 26.751 kW. Sólo contabilizando las pequeñas instalaciones que corresponden al autoconsumo, según EnerAgen [10].

Principalmente, y dentro del uso doméstico, se utiliza para la calefacción y para la obtención de agua caliente sanitaria. La historia de la energía solar térmica ha ido evolucionando hasta poder distinguir tres tipos diferentes: la de baja temperatura, media y alta. La primera de estas tres es la que funciona con los colectores vidriados planos; también llamados paneles solares. Estos son los que más se han extendido comercialmente.

Las principales aplicaciones de la energía solar térmica son para edificios, como hemos dicho en calefacción, ACS y el calentamiento de piscinas. También las instalaciones industriales, con parcelación de agua para distintos procesos y también agua caliente sanitaria. Por último, las instalaciones agropecuarias, que emplean la calefacción dentro de los invernaderos. Así como las piscifactorías que generan agua caliente.

El sistema de captación de radiación solar está formado por captadores solares conectados entre sí. La función de estos paneles es captar la energía solar para transformarla en energía térmica, aumentando la temperatura de fluido que circula por la instalación. Existe una gran cantidad de sistemas de captación de la

radiación solar. La elección de un sistema u otro dependerá principalmente de si se trata de instalaciones térmicas solares de baja, media o alta temperatura.

Un sistema de acumulación de energía solar térmica consiste en almacenar la energía calorífica en un depósito de acumulación para su posterior utilización. El agua caliente obtenida mediante el sistema de captación es conducida hasta el sitio donde se va a utilizar.

El agua caliente almacenado se puede utilizar directamente, como es el caso del calentamiento del agua de una piscina, en aplicaciones de agua caliente sanitaria o calefacción la demanda.

Debido a que el momento de necesidad de agua caliente no siempre coincide con el momento en el que hay suficiente radiación será necesario aprovechar al máximo las horas de Sol para acumular la energía térmica en forma de agua caliente.

El sistema de acumulación de energía térmica está formado por uno o más depósitos de agua caliente. La dimensión de los depósitos de almacenamiento deberá ser proporcional al consumo estimado y debe cubrir la demanda de agua caliente de uno o dos días.

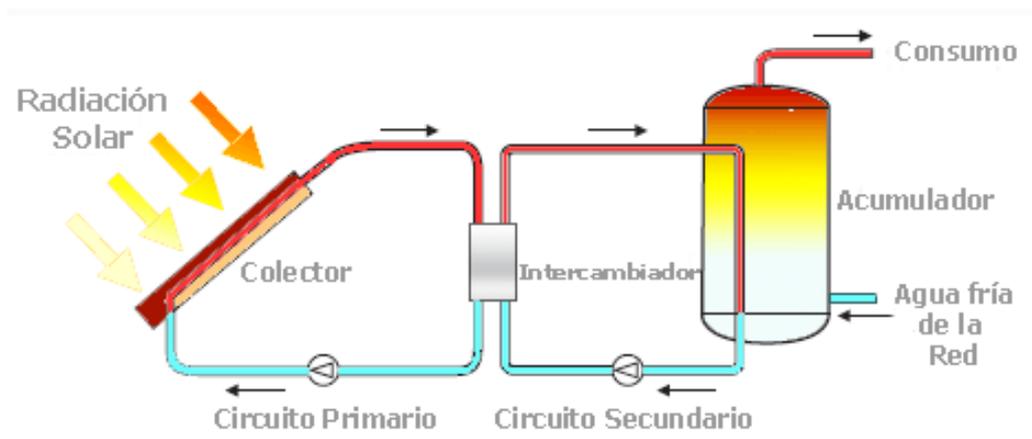


Figura 1. 2: Principio de funcionamiento de una instalación térmica solar.

Una vez que los captadores solares han calentado el medio portador de calor (agua o aire) aumentando su energía térmica, podemos trasladar esta energía térmica a otras fuentes más frías.

En este sistema se engloban todos los elementos destinados a la distribución del medio portador de calor y acondicionamiento a consumo: control, tuberías y conducciones, vasos de expansión, bombas, purgadores, válvulas, etc. También forma parte de este sistema el sistema de apoyo basado en energías convencionales (eléctricos, caldera de gas o gasóleo), necesarios para prevenir las posibles faltas derivadas de la ausencia de radiación solar y hacer frente a los picos de demanda.

Las instalaciones de energía solar térmica necesitan sistemas de apoyo convencionales en previsión a la falta de radiación solar o a un consumo superior al dimensionado. En la mayoría de los casos tanto en instalaciones en viviendas unifamiliares, como en edificios de viviendas, las instalaciones solares se diseñan para proporcionar a las viviendas entre el 60-80 % del agua caliente demandada, aunque en zonas con gran insolación a lo largo del año, el porcentaje de aporte suele ser superior.

Estos sistemas de apoyo energético pueden ser de diversas fuentes. Si la instalación está conectada a la red se puede aprovechar el suministro eléctrico de la propia compañía eléctrica. En otros casos se pueden utilizar otras fuentes de energía renovable (energía eólica o energía hidráulica si las condiciones lo permiten) o fuentes de energía no renovable. Las fuentes de energía no renovable pueden ser a partir de derivados de combustibles fósiles (petróleo, carbón o gas natural), en algunas instalaciones se utilizan calderas de pelet o de biomasa.

La inversión inicial de un sistema de energía solar térmica será mayor frente a un sistema de suministro energético convencional. Por otra parte, el su coste de funcionamiento durante los más de 25 de años de vida de la instalación solar térmica será más bajo comparado con el de la compra de combustible o energía eléctrica, reparaciones, mantenimiento, etc. asociado al sistema energético convencional.

Una de las ventajas de la energía solar está en la parte económica: toda la energía que obtengamos del Sol con los captadores solares térmicos, será energía que no será necesario producir (quemando combustible en una caldera) o consumir (de la red eléctrica de distribución). Una instalación de energía solar térmica acaba rentabilizándose a lo largo de los años, ya que el ahorro energético que produce se materializa en ahorro económico. Al cabo de los años, el ahorro económico nos permitirá amortizar el coste de la instalación. Esta amortización puede oscilar entre los 5 y 12 años dependiendo del tamaño de la instalación, de las ayudas obtenidas a fondo perdido, del lugar donde se instale (mayor o menor radiación solar) y de las necesidades mayores o menores del usuario [11].

En el caso de colocar estas instalaciones solares térmicas en viviendas de nueva construcción o rehabilitación, la amortización se puede considerar instantánea. El incremento que representa en el precio total de la vivienda es muy pequeño; el importe que se paga por ese mayor costo en un préstamo hipotecario cada año es inferior al importe en euros que supone el menor gasto de gas o gasóleo.

Destacamos las principales ventajas de la energía solar térmica:

- Ventajas económicas. Para unas mismas necesidades el sistema convencional precisará consumir menos combustible (derivados de combustibles fósiles o biomasa), lo que representará para el usuario un menor gasto anual. Además, la energía solar es independiente del combustible convencional y su abastecimiento, dado que es compatible con cualquier sistema convencional e independiente de la variación del precio de compra del combustible.
- Ventajas medioambientales, puesto que la generación de energía con sistemas convencionales posee unos costes ambientales muy importantes (emisiones de CO<sub>2</sub>, cambio climático, efecto invernadero, vertidos, residuos nucleares, lluvia ácida, etc.) en relación con los sistemas solares. Como término medio, un m<sup>2</sup> de captador solar térmico es capaz de evitar cada año la emisión a la atmósfera de una tonelada de CO<sub>2</sub>.

- Fácil mantenimiento. La vida útil de las instalaciones solares térmicas es superiores a 25 años y el mantenimiento que requiere, si bien es necesario hacer, es de mucha menor entidad que en el caso de los sistemas convencionales.

Sin embargo, uno de los inconvenientes de la energía solar térmica es que se precisa la instalación del mismo sistema convencional que el que resultaría si no se instalasen los captadores solares. A veces resulta problemático su montaje en edificios existentes como consecuencia de su falta de previsión a nivel de proyecto.

## 1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es el del análisis de la instalación para producción de ACS de los vestuarios de la zona norte de la Universidad Miguel Hernández de Elche con el fin de determinar su funcionamiento e identificar posibles errores o potenciales mejoras tanto en la configuración como en su funcionamiento.

Para ello primero será necesario la comprensión del esquema de la instalación para, posteriormente, realizar su correcta monitorización. Se realizará mediante la colocación de dispositivos medidores, como pueden ser termopares y caudalímetro, en los puntos estratégicos y donde más información podamos obtener.

Para recabar todas las medidas será necesario la instalación de un sistema de adquisición de datos con el que poder almacenar las temperaturas y usarlas para el análisis que se tiene como objetivo. Para ello se debe hacer un amplio muestreo de diferentes días en diferentes épocas del año.

Con lo expuesto, el presente Trabajo de Fin de Grado se divide en 11 Puntos y 3 Anexos. El primero es una breve introducción al tema expuesto. El segundo detalla las características comunes a este tipo de instalaciones, así como su normativa. El tercero realiza una descripción del edificio donde se encuentran los vestuarios. Le sigue el cuarto donde se muestran los términos de cómo se llegó al dimensionamiento de esta instalación. Después, en el quinto, se realiza una

descripción detallada de los equipos de la instalación. Con el seis se describe los dispositivos de medida utilizados y su colocación. El siete muestra el tratamiento que se ha seguido con todos los datos. El ocho presenta los diferentes tipos de gráficas y su explicación a grandes rasgos. El punto de resultados viene en el nueve, en él se analiza el funcionamiento de la instalación y se exponen los diferentes fallos, además de los diferentes cálculos referentes a esta. Por último, tenemos el punto número diez, referente a las conclusiones.



## 2. ASPECTOS ESENCIALES DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS

### 2.1. APLICACIONES

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento del calor solar mediante el uso de paneles solares térmicos. Algunas de sus principales aplicaciones son:

- **Producción de ACS**

Este sistema cada es más popular, ya que no solo se aplica a viviendas unifamiliares, sino también a edificios vecinales, hoteles, superficies comerciales, oficinas, etc.

Con los sistemas de energía solar térmica podemos cubrir el 100% de la demanda de agua caliente durante el verano y del 50% al 80% del total, a lo largo del año, pudiendo ser mayor, dependiendo de la zona.

Entre las razones que hacen que esta tecnología sea muy apropiada para este tipo de usos, cabe destacar los niveles de temperaturas que se precisan alcanzar, normalmente entre 40 y 45° C, que coinciden con los más adecuados para el buen funcionamiento de los sistemas solares estándar que se comercializan en el mercado.

- **Climatización de piscinas.**

La climatización del agua para piscinas es otra aplicación interesante de la energía solar, tanto para instalaciones cubiertas como a la intemperie.

En las piscinas al aire libre resulta bastante económico lograr una temperatura estable y placentera, en primer lugar, porque, al circular el agua de la piscina directamente por los captadores solares, no es necesario utilizar ningún tipo de intercambiador de calor ni sistema de acumulación. Y, en segundo lugar, porque la

temperatura de trabajo suele ser tan baja, en torno a los 30° C, que permite prescindir de cubiertas o cualquier otro material aislante.

En el caso de piscinas cubiertas, el sistema es más complejo, ya que deben contar con una fuente energética de apoyo, pero son perfectamente compatibles con otras aplicaciones de aprovechamiento solar, como ACS o calefacción.

- **Sistemas de calefacción.**

El principal inconveniente es la temperatura de trabajo a alcanzar. Mientras las instalaciones de calefacción convencionales abastecen radiadores de agua con temperaturas entre 70 y 80° C, los captadores de energía solar de placa plana convencionales no suelen trabajar a temperaturas superiores a 60° C, por lo que sólo se utilizan para precalentar el agua.

La mejor solución para este problema es combinar el sistema de captadores solares con un sistema de suelo radiante, el cual funciona a una temperatura entre 30 y 40° C, la temperatura a la cual los captadores trabajan con un alto rendimiento.

- **Refrigeración.**

El aprovechamiento de la energía solar para producir frío es una de las aplicaciones térmicas con mayor futuro, pues las épocas en las que más se necesita enfriar el espacio coinciden con las que se disfruta de mayor radiación solar. Además, esta alternativa permite aprovechar las instalaciones solares durante todo el año, empleándolas en invierno para calefacción y en verano para la producción de frío.

La forma más utilizada para este aprovechamiento es el sistema de refrigeración por absorción. El funcionamiento de estos equipos se basa en la capacidad de determinadas sustancias para absorber un fluido refrigerante. Como absorbentes se utilizan principalmente el amoníaco o el bromuro de litio, y como líquido refrigerante, el agua.

- **Usos en la industria.**

Cada vez son más las aplicaciones de esta energía en el ámbito de la industria, en procesos que requieren un considerable caudal de calor para secar, cocer, limpiar o tratar ciertos productos.

Algunos ejemplos son: tintado y lavado de tejidos en la industria textil, procesos de obtención de pastas químicas en la industria papelera, baños líquidos de pintura para limpieza y desengrasado de automóviles, limpieza y desinfección de botellas e infinidad de envases, secado de productos agrícolas, tratamiento de alimentos, suelo radiante para granjas o invernaderos, etc.

## 2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Se pueden aplicar diversos criterios de clasificación:

- Por el principio de circulación se clasificarán en:
  - Instalaciones por termosifón o circulación natural
  - Instalaciones por circulación forzada
- Por el sistema de transferencia de calor:
  - Instalaciones de transferencia directa sin intercambiador de calor
  - Instalación con intercambiador de calor en el acumulador solar
    - o Sumergido
    - o De doble envolvente
  - Instalaciones con intercambiador de calor independiente
- Por el sistema de expansión:
  - Sistema abierto
  - Sistema cerrado
- Por el sistema de aporte de energía auxiliar:
  - Sistema de energía auxiliar en el acumulador solar
  - Sistema de energía auxiliar en acumulador secundario individual
  - Sistema de energía auxiliar en acumulador secundario centralizado
  - Sistema de energía auxiliar en acumuladores secundarios

distribuidos

- Sistema de energía auxiliar en línea centralizado
- Sistema de energía auxiliar en línea distribuido
- Sistema de energía auxiliar en paralelo

- Por su aplicación:
  - Instalaciones para calentamiento de agua sanitaria
  - Instalaciones para usos industriales
  - Instalaciones para calefacción
  - Instalaciones para refrigeración
  - Instalaciones para climatización de piscinas
  - Instalaciones de uso combinado
  - Instalaciones de precalentamiento

## 2.3. PARTES DE LA INSTALACIÓN

El funcionamiento de una instalación solar térmica consiste en aprovechar la energía del Sol mediante un conjunto de captadores, transformarla directamente en energía térmica cediéndola a un fluido de trabajo y, por último, almacenar dicha energía en un sistema de acumulación, que abastece el consumo cuando sea necesario.

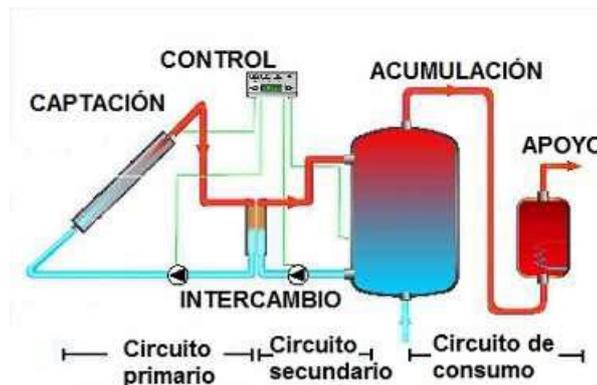


Figura 2. 1: Partes de una instalación solar térmica.

Los sistemas que forman una instalación de este tipo son: sistema de captación, sistema de acumulación, sistema de intercambio, circuito hidráulico, sistema de regulación y control, y sistema auxiliar. A continuación, se describe cada uno de ellos.

- Sistema de captación

Es la parte de la instalación encargada de captar la energía proveniente del Sol y transmitirla al fluido caloportador. De su correcto dimensionado va a depender el rendimiento general de la instalación y el buen funcionamiento de esta.

Existen diferentes tipos de captadores solares, con rendimientos y costes diferentes, por lo que hay que buscar el tipo más apropiado para cada aplicación. De forma general se distinguen dos tipos de captadores solares: planos y de vacío. El más utilizado es el colector plano.

- Colectores de placa plana.

El sistema de captación está basado en el principio del efecto invernadero que consiste en que la radiación solar, de longitud de onda corta, atraviesa la cubierta de vidrio transparente e incide sobre el absorbedor, aumentando su temperatura. El absorbedor, al calentarse, emite radiación de onda larga, la cual queda retenida por la cubierta que es opaca a este tipo de radiación.

De esta forma se produce una acumulación de calor que se transfiere al fluido caloportador.

El aislamiento tiene la misión de reducir las pérdidas térmicas del equipo. Está formado normalmente por espumas sintéticas (poliuretano, fibra de vidrio...). La carcasa es el elemento, junto con la cubierta, que constituyen el contenedor del resto de los componentes del captador.



*Figura 2. 2: Colector de placa plana.*

- Colectores de vacío.

Estos sistemas están formados por una serie de tubos de vidrio en los que cada uno de ellos dispone de un elemento absorbedor en su interior. Entre el tubo y el absorbedor se ha realizado el vacío de aire. Este vacío provoca que las pérdidas por convección se puedan considerar nulas cuando la presión en el interior de los captadores es inferior a 10<sup>-2</sup> bar. En cambio, las pérdidas por radiación no disminuyen ya que éstas no dependen de un medio físico para su propagación. Los tubos de vacío se conectan entre sí normalmente en paralelo.

Los captadores de vacío presentan un coeficiente de pérdidas inferior al de los captadores planos, por lo que presentan rendimientos superiores para temperaturas de trabajo elevadas. Es por ello que son los más utilizados cuando se necesitan importantes saltos térmicos, caso de la calefacción, aplicaciones industriales y para la generación de frío por absorción.

Otra ventaja respecto a los captadores solares planos es que pueden ser instalados en posición horizontal, lo que conlleva menor espacio y menores elementos de anclaje. Su principal desventaja radica en su mayor coste económico con relación a los captadores solares planos.



*Figura 2. 3: Colector de vacío.*

- Sistema de acumulación.

El acumulador es el elemento encargado de almacenar la energía térmica generada por los captadores. Su utilización es imprescindible, debido a que no es simultánea la demanda de agua caliente con la generación.

Se debe dimensionar correctamente el acumulador, ya que un acumulador pequeño favorecerá altas temperaturas en los paneles y por el contrario un acumulador demasiado grande dificultará el alcance de la temperatura de uso.

Para favorecer la estratificación de la temperatura en el interior del acumulador se recomienda el uso de acumuladores verticales. Esta estratificación de la temperatura también se ve favorecida por la situación de las tuberías y la entrada de los fluidos en el interior del depósito.

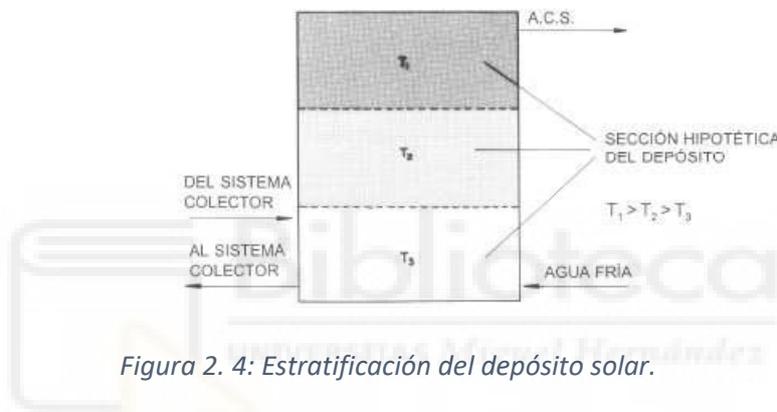


Figura 2. 4: Estratificación del depósito solar.

Los materiales de construcción más adecuados el acero, el acero inoxidable, el aluminio y la fibra de vidrio reforzado. El más utilizado es el acero, debido a su asequible coste. Además, con el fin de disminuir las pérdidas debidas a la corrosión, están recubiertos de un material aislante, pudiendo además recubrirse con una funda para incrementar su durabilidad.

Cuando el acumulador lleva incorporado en su interior el intercambiador, se llama interacumulador.

- Sistema de intercambio.

Los intercambiadores de calor tienen la finalidad de transmitir el calor del circuito primario al circuito secundario. Se distinguen dos tipos: intercambiadores incorporados al acumulador e intercambiadores externos

(cuando el intercambiador va incorporado en el acumulador no existe circuito secundario).

- Intercambiadores incorporados al acumulador.

Este tipo de intercambiadores son recomendables en instalaciones pequeñas, ya que sus pérdidas de carga son menores respecto a los intercambiadores externos. Pueden ser de dos tipos: de serpentín o de doble envolvente.

De serpentín: consiste en un tubo arrollado en espiral que va situado en la parte inferior del acumulador. En el interior del serpentín el líquido está en circulación forzada, mientras que en el exterior, la renovación del fluido en contacto con el serpentín se hace por convección natural.

De doble envolvente: en este sistema el fluido portador del calor circula alrededor del depósito acumulador en una capa cilíndrica concéntrica. Da unos excelentes resultados. Este sistema es el más usado en los denominados equipos compactos.

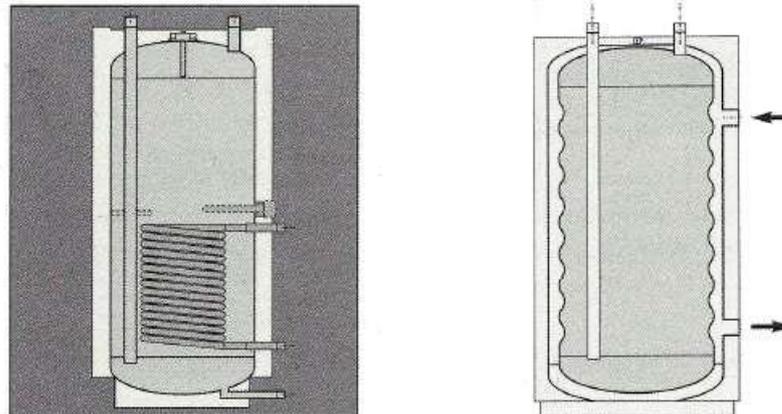


Figura 2. 5: Interacumuladores.

- Intercambiadores externos.

Para instalaciones con acumulaciones a partir de 3000 litros, empieza a ser más económico y práctico el uso de intercambiadores exteriores.

Tienen mayor rendimiento de intercambio que los incorporados al acumulador.

En este método de intercambio de calor, los dos fluidos que interactúan están en movimiento. La circulación de los fluidos frío y caliente puede tener lugar en el mismo sentido o en sentido contrario, siendo más efectivos los modelos que funcionan en contracorriente.

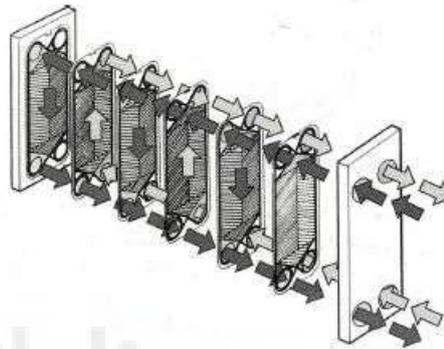


Figura 2. 6: Intercambiador externo.

- Circuito hidráulico.

El circuito hidráulico está formado por el conjunto de tuberías, bombas de circulación, válvulas y accesorios que se encargan de conectar entre sí los principales componentes de la instalación solar y transportar el fluido caloportador.

- Tuberías.

Son las encargadas de transportar el fluido caloportador por la instalación, desde los colectores solares hasta el acumulador, y viceversa.

Los materiales empleados son: el cobre, el acero galvanizado, el acero negro y plásticos. El más utilizado es el cobre, debido a su alta resistencia a la

corrosión y al aspecto económico, aunque el uso de las tuberías de plástico se está generalizando cada vez más.

- Bomba.

Es el elemento encargado suministrar al fluido una cantidad de energía para hacerlo circular a través del circuito hidráulico de una instalación.

En instalaciones de mediano y pequeño tamaño suelen emplearse bombas en línea, intercaladas directamente en la tubería, mientras que en las instalaciones grandes son más habituales las bombas en bancada.

Debido a las altas temperaturas que se pueden alcanzar, siempre que sea posible, las bombas en línea se montarán en las zonas más frías del circuito (tubería de retorno a captadores en el circuito primario), teniendo en cuenta que no se produzca ningún tipo de cavitación y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.

- Vaso de expansión.

Es el elemento encargado de absorber las variaciones de volumen y presión que experimenta el fluido en el circuito debido a los cambios de temperatura. Pueden ser abiertos o cerrados en función de que el fluido esté en contacto directo con la atmósfera o no.

- Los vasos de expansión abiertos se sitúan 2 o 3 metros por encima del punto más alto de la instalación, que suelen ser los colectores solares.
- El vaso de expansión cerrado se divide en un volumen con nitrógeno que actúa de amortiguador y una parte donde fluctúa el líquido de la instalación, estando los dos volúmenes separados por una membrana elástica impermeable. Se recomienda ponerlo antes del punto de aspiración de la bomba.

- Purgador y desaireador.

El purgador es el elemento encargado de evacuar los gases contenidos en el fluido caloportador. La presencia de gases en el circuito puede dar lugar a la formación de bolsas que impidan la correcta circulación del fluido, y provocar corrosiones en la tubería o los colectores.

El purgador debe colocarse en el punto más alto de la instalación, a la salida de los colectores.

Para asegurarnos de que los gases disueltos en el líquido son evacuados hacia el exterior por el purgador, es conveniente colocar un elemento llamado desaireador. Se ubica también en el punto más alto de la instalación.

- Grifos de llenado y vaciado.

Cualquier circuito cerrado de la instalación ha de incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado. Se recomienda realizar el llenado del circuito por la parte inferior del mismo para facilitar la salida al exterior del posible aire acumulado.

Para posibilitar el vaciado del circuito de una instalación solar, se recomienda instalar en los puntos más bajos tuberías de drenaje a través de las cuales se pueda realizar el vaciado mediante una válvula de corte.

- Válvulas.

En el circuito hidráulico existen varios tipos de válvulas. Los principales son:

- Válvulas de seguridad: su colocación es obligatoria. Actúan como elementos limitadores de la presión en el circuito. La presión a la cual actúan debe ser inferior a la presión que pueda soportar el elemento más delicado de la instalación, que suele ser el depósito de expansión cerrado, o el propio colector.

- Válvulas anti-retorno: son aquellas que sólo permiten el paso del fluido en un sentido, impidiendo la circulación en el contrario. Este tipo de válvulas producen poca pérdida de carga, por lo que su uso es bastante adecuado.
  - Válvulas de paso: son elementos encargados de interrumpir total o parcialmente el paso del fluido por las tuberías. Las válvulas de cierre total se utilizan para separar una parte de la instalación o aislarla del servicio, mientras que las de cierre parcial sirven para producir una pérdida de carga adicional en el circuito, con objeto de regular el caudal o de equilibrar la instalación.
  - Válvulas de 3 y 4 vías: se utilizan cuando en una instalación es necesaria la circulación de fluidos por vías alternativas. Este tipo de válvulas se colocan casi siempre automatizadas, de manera que una señal eléctrica, generalmente procedente de un termostato, activa el servomotor, abriendo y cerrando las vías correspondientes.
- Sistema de regulación y control.

Los equipos de control son los dispositivos que controlan los diferentes elementos que constituyen la instalación, siendo los de mayor importancia los ligados al funcionamiento de las bombas de circulación. Según el CTE, la regulación por medio de la temperatura del funcionamiento de la bomba será siempre de tipo diferencial entre la temperatura del fluido portador a la salida de los colectores (5) y la del depósito de acumulación (6).

El sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas del circuito primario no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2°C y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor de 7°C. Es decir, hay que prefijar una diferencia de entre 2°C y 7°C a partir del cual la bomba entrará en funcionamiento.

Además del equipo principal regulador de la bomba nos podemos encontrar con otros equipos auxiliares como son:

- Equipos de protección contra heladas: consiste en un sensor que activa la bomba cuando detecta una temperatura ligeramente superior a la de congelación en el fluido de trabajo a la entrada de los captadores, con esto se consigue que no se congele el fluido portador y pueda dañar la instalación.
  - Control de temperatura máxima del acumulador: se sitúa en la parte superior del acumulador para proteger el sistema de temperaturas que pueden provocar un fallo o una rotura del captador.
- 
- Sistema auxiliar de apoyo.

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, se debe disponer de un sistema auxiliar mediante energía convencional. El subsistema de apoyo se debe dimensionar de forma que aporte todo el calor necesario como si no se dispusiese del sistema solar.

Los sistemas auxiliares de apoyo pueden ser:

- Eléctricos: sobre todo para equipos pequeños, en los que la energía se suministra dentro del acumulador mediante una resistencia.
- Calderas de gas o gasóleo: pueden provenir de las instalaciones preexistentes (adecuadamente modificadas) o bien realizarse de modo simultáneo a la instalación solar. Los sistemas de apoyos basados en el gas natural son los más ventajosos desde el punto de vista económico y ambiental.
- En cualquier caso, siempre será necesario que exista un mecanismo de control adecuado que gestione correctamente la instalación, con el fin de reducir al máximo la entrada en funcionamiento del sistema de energía de apoyo.

## 2.4. NORMATIVA

Los cálculos y decisiones tomadas se realizarán siempre respetando la normativa aplicable. Se tendrá en cuenta lo que establezca en el CTE y específicamente en la sección HE4-CTE, el RITE, así como cualquier otra norma a la que debamos acogernos en el dimensionado de un determinado componente de la instalación.

### 2.4.1. Cumplimiento del HE4-CTE

Cumplimiento de la contribución renovable mínima para ACS y/o climatización de piscina: El HE4-CTE exige que la contribución mínima de energía procedente de fuentes renovables cubrirá al menos el 70% de la demanda energética anual para ACS y para climatización de piscina, obtenida a partir de los valores mensuales, e incluyendo las pérdidas térmicas por distribución, acumulación y recirculación. Esta contribución mínima podrá reducirse al 60% cuando la demanda de ACS sea inferior a 5000 l/d.

Según el nuevo CTE, los edificios satisfarán sus necesidades de ACS y de climatización de piscina cubierta empleando en gran medida energía procedente de fuentes renovables o procesos de cogeneración renovables; bien generada en el propio edificio o bien a través de la conexión a un sistema urbano de calefacción.

En cuanto a las bombas de calor para producción de ACS (Aeroterminia) exige que estas tengan un COP estacional (SCOP) superior al 2,5 produciendo agua a 45°C.

En cuanto a su aportación como energía renovable se define por la fórmula:

$$E_{RES} = Q_{usable} * (1 - 1/SCOP)$$

Aplicando la fórmula una bomba de calor de 2,5 de SCOP obtendría una aportación de renovable del 60% con lo que se cumpliría con las exigencias del apartado.

Por otro lado, tenemos referencias de antiguos CTE, los cuales no son de obligado cumplimiento, pero si pueden servir como guía de diseño. Además, muchos de estos

requisitos se encuentran recogidos en la Guía Técnica de Energía Solar Térmica, reconocida por el RITE.

Cumplimiento en materia de producción: El dimensionado de la instalación se realizará teniendo en cuenta que en ningún mes del año la energía producida por la instalación supere el 110% de la demanda energética y en no más de tres meses el 100%. En el caso de que en algún mes del año la contribución solar pudiera sobrepasar el 100% de la demanda energética se deberán adoptar algunas de las medidas especificadas en el apartado 2.2.2 del HE4-CTE 2013.

Cumplimiento del volumen de acumulación: El sistema de acumulación solar se debe dimensionar en función de la energía que aporta a lo largo del día, y no solo en función de la potencia del generador (captadores solares), por tanto, se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser esta simultánea con la generación (HE4-CTE 2013). Para la aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < V/A < 180$$

Donde:

A: Área total de captación (m<sup>2</sup>).

V: Volumen de la acumulación solar (litros). 29

Cumplimiento del sistema de intercambio: Para el caso de intercambiador incorporado al acumulador, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15 (HE4-CTE 2007).

Generalidades a tener en cuenta en el circuito hidráulico: Debe concebirse inicialmente un circuito hidráulico de por sí equilibrado. Si no fuera posible, el flujo debe ser controlado por válvulas de equilibrado. El caudal del fluido portador se determinará de acuerdo con las especificaciones del fabricante como consecuencia del diseño de su producto. En su defecto su valor estará comprendido entre 1,2 l/s y 2 l/s por cada 100 m<sup>2</sup> de red de captadores (HE4-CTE 2007).

## 2.4.2. Cumplimiento del RITE

Cumplimiento en materia de aislamiento: El RITE exige un nivel mínimo de aislamiento en función del diámetro exterior de tubería y el rango de temperaturas del fluido. En cualquier caso, el espesor de aislamiento no será inferior de lo que especifique la Tabla 2.1.

Para los equipos o aparatos que vengan aislados de fábrica se aceptarán los espesores calculados por el fabricante.

Espesores mínimos de aislamiento (mm) para tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes y discurren por el interior del edificio			
Diámetro exterior (°C)		Temperatura máxima del fluido (°C)	
40...60		> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50
Espesores mínimos de aislamiento (mm) para tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes y discurren por el exterior del edificio			
Diámetro exterior (°C)		Temperatura máxima del fluido (°C)	
40...60		> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60
$140 < D$	45	50	60

Tabla 2. 1: Espesores mínimos de aislamiento.

## 2.4.3. Norma UNE 100.155

Dicha instrucción tiene por objeto establecer el procedimiento a seguir para el dimensionado de sistemas de expansión en redes de distribución por las que circula un fluido caloportador (agua o solución de agua-glicol), en circuitos cerrados. Para el cálculo del vaso de expansión se utilizará dicha norma. Los cálculos y resultado se reflejan en la memoria de cálculo.

#### 2.4.4. Norma UNE-EN 16147

Para el correcto procedimiento del ensayo de consumo que se realiza en diciembre en la instalación del proyecto se he seguido la norma que restringe dichos ensayos, la UNE-EN 16147. Se detallará en el Punto 7.

#### 2.4.5. Prevención legionelosis

Las instalaciones de producción de agua caliente que requieran someterse al tratamiento térmico a 70°C de los acumuladores y circuitos de agua caliente sanitaria para la prevención de la legionelosis deben estar diseñadas para que se pueda realizar el tratamiento. En estos casos, la normativa sanitaria que le sea de aplicación definirá el procedimiento en función del riesgo de la aplicación, del diseño de la parte solar y del sistema de apoyo convencional.

Aunque se pueden plantear otras soluciones, es normal considerar el conexionado de la acumulación solar con el circuito del sistema de apoyo de forma que se permita realizar el tratamiento térmico utilizando la circulación de calentamiento del sistema de apoyo de forma que cuando se realice el tratamiento térmico de éste se haga el de la instalación completa.

En algunos casos, y siempre que se reúnan las condiciones necesarias, se puede realizar el tratamiento térmico de los acumuladores solares utilizando exclusivamente como fuente de energía térmica el sistema de captación. Para ello, es necesario aislar la instalación solar impidiendo que haya consumo y dejar que los captadores calienten los acumuladores solares hasta que estos alcancen las temperaturas requeridas. En los acumuladores de inercia, donde el fluido acumulado no es agua caliente de uso sanitario, el tratamiento para prevención de la legionelosis no es necesario.

Esta recomendación sobre la prevención de Legionella se encuentra en la Guía Técnica de Energía Solar Térmica que toma como referencia los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis descritos en el Real Decreto 865/2003.

### 3. DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

Como se ha descrito anteriormente se trata de unos vestuarios que dan servicio a dichas instalaciones deportivas.

En la azotea se encuentran los captadores solares debidamente orientados hacia el sur. Los vestuarios están divididos en dos edificios conectados entre sí, como se muestra en la imagen



*Figura 3. 1: Edificio de la instalación.*

Para acceder a los captadores tenemos unas escaleras metálicas exteriores situadas en la parte trasera de los vestuarios, junto a la puerta del cuarto donde se encuentra el resto de la instalación.

### 3.1. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación sometida a estudio se encuentra en la parte norte de la Universidad Miguel Hernández de Elche, en Alicante, concretamente en las instalaciones deportivas junto a la piscina, como se indica en la Figura 3.2.

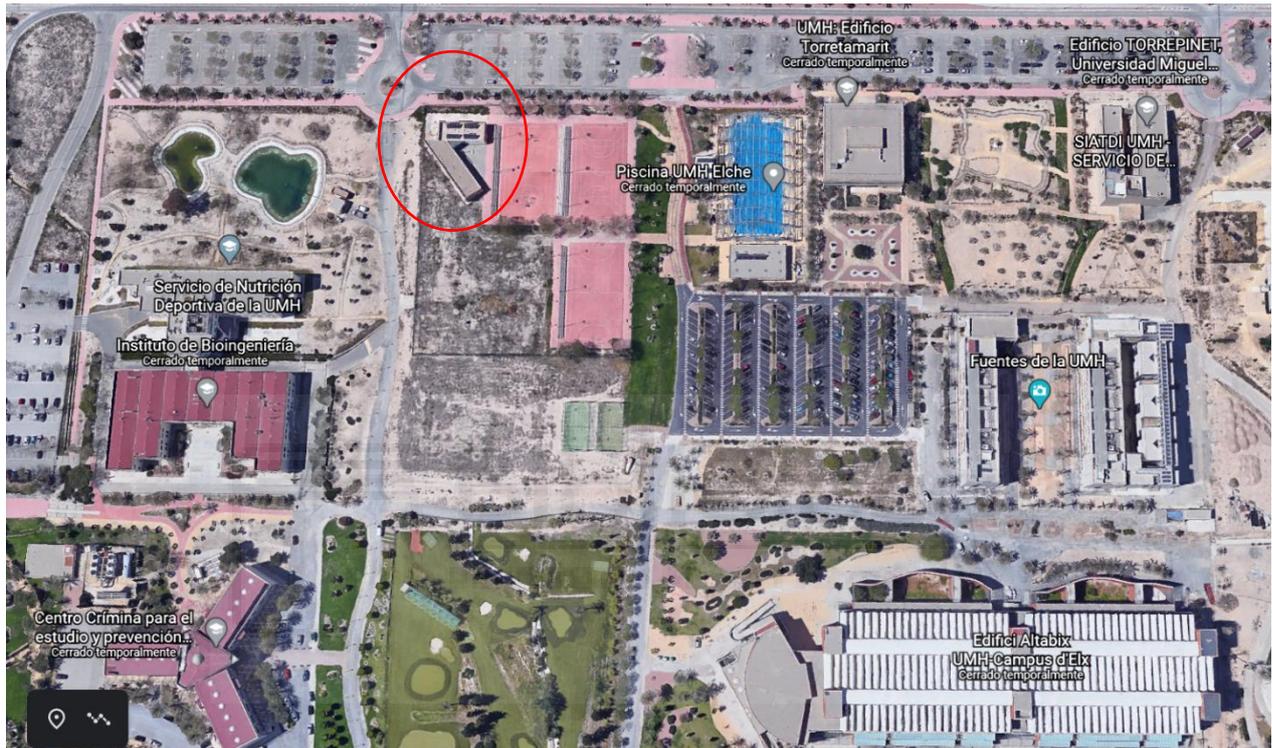


Figura 3. 2: Ubicación de la instalación vía satélite.

### 3.2. SUPERFICIE Y DISTRIBUCIÓN

Los vestuarios de la Universidad son un edificio de una sola planta con una superficie total de 340 m<sup>2</sup>. Está dividido en dos módulos diferenciados, que a su vez tienen varias divisiones más, como se muestra en el esquema.

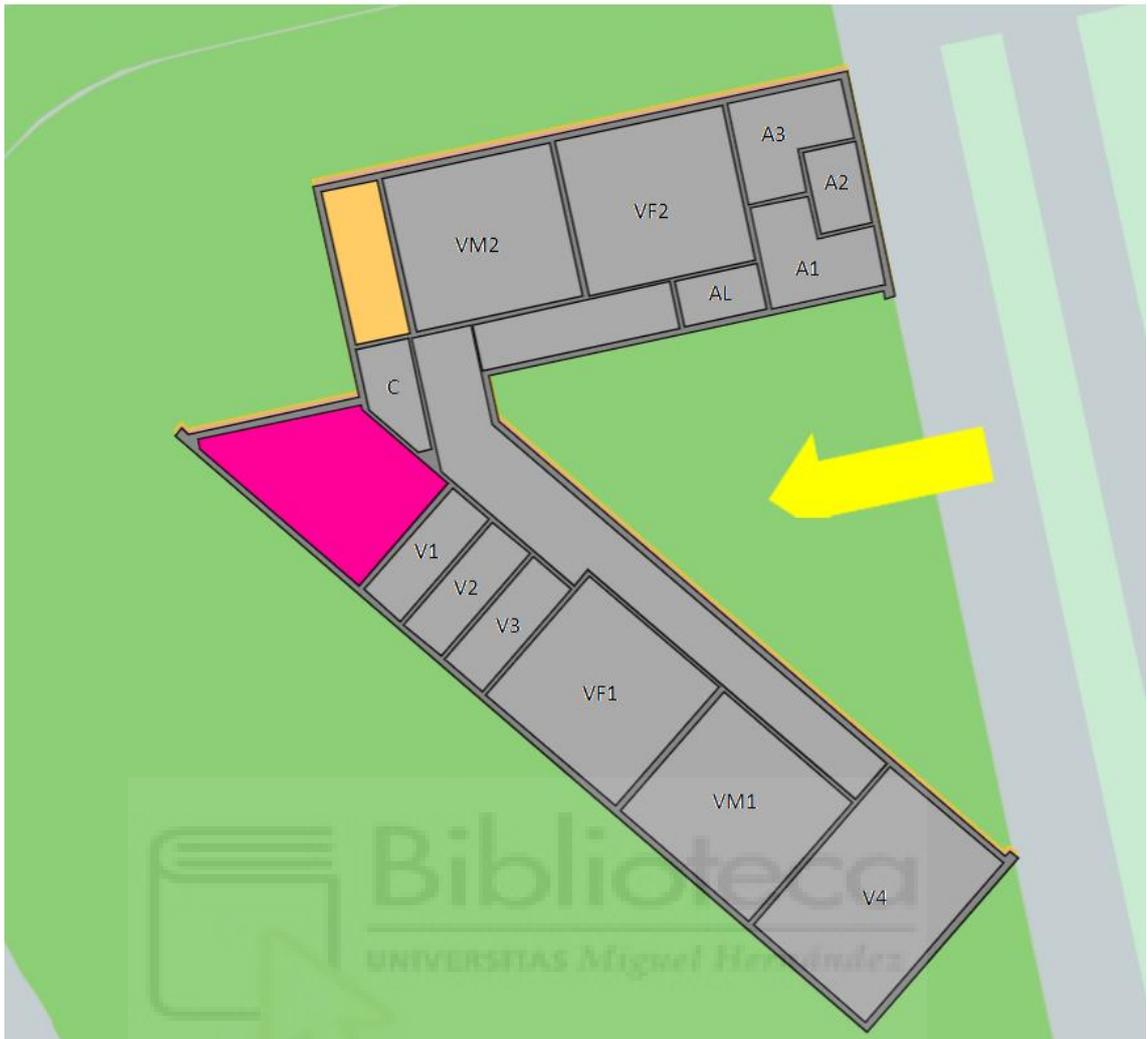


Figura 3. 3: Esquema de la distribución de los vestuarios.

- Módulo 1:

Es el módulo más grande de la instalación. Tiene una superficie total de 214 m<sup>2</sup>. En él podemos encontrar las siguientes divisiones:

- Pasillo principal que conecta ambos módulos y conduce a los vestuarios. Tiene una superficie de 46 m<sup>2</sup>.
- Vestuarios principales de 34 m<sup>2</sup> cada uno. Uno masculino y otro femenino.
- Tres vestuarios pequeños de 8 m<sup>2</sup> auxiliares.
- Un vestuario grande de 40 m<sup>2</sup>.
- Justo al entrar se encuentra conserjería, que cuenta con 6 m<sup>2</sup>.

- Sombreado en color rosa encontramos la instalación referente a este proyecto. Cuenta con una superficie de 30 m<sup>2</sup>.
  
- Módulo 2:

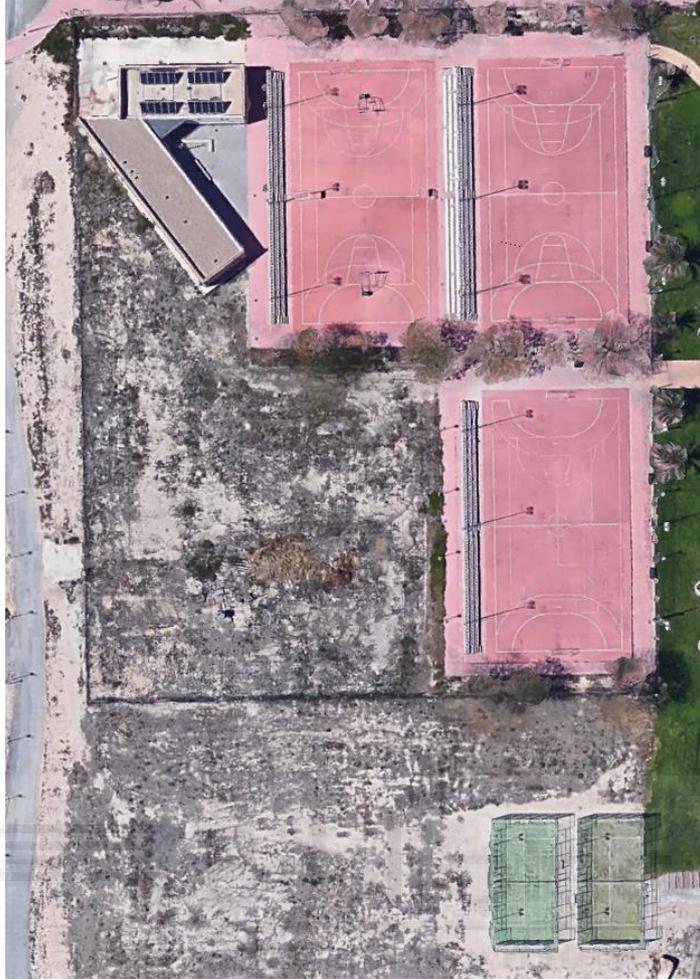
Tiene una superficie total de 126 m<sup>2</sup>. Está dividido de la siguiente manera:

- Pasillo secundario que da acceso a los vestuarios del módulo 2. Cuenta con 12 m<sup>2</sup> de superficie.
  - Vestuarios masculinos y femeninos de 34 m<sup>2</sup> cada uno.
  - Almacén de 5 m<sup>2</sup>.
  - Aseos accesibles únicamente desde el exterior. Masculino y femenino de 12 m<sup>2</sup> y discapacitados de 6 m<sup>2</sup>.
  - Sombreado en amarillo encontramos un cuarto de instalaciones de 11 m<sup>2</sup>.
- 
- Azotea:

Cuenta con una superficie de 126 m<sup>2</sup>, ya que corresponde a la parte superior del módulo dos. En ella encontramos los captadores debidamente orientados.

### 3.2.1. Instalaciones deportivas

Estos vestuarios están diseñados para dar servicio a una serie de instalaciones deportivas.



*Figura 3. 4: Instalaciones a las que da servicio*

- Tres campos de fútbol sala exteriores.
- Dos pistas de pádel exteriores.
- Campo de golf.

## 4. DATOS PREVIOS DE LA INSTALACIÓN

Con este apartado lo que se intenta es comprender como se ha llegado a dimensionar y entender la elección de los distintos dispositivos.

### 4.1. CONDICIONES GEOGRÁFICAS Y CLIMÁTICAS

Datos geográficos de Alicante:

- Altitud (m): 7
- Latitud (°): 38.4
- Longitud (°): 0.5 W

(Estos datos han sido sacados de la tabla 6 del Anexo II.)

Datos climáticos de Alicante

Temperatura mínima histórica: -5°C

En el Atlas de Radiación Solar en España de AEMET se muestran datos mensuales de temperatura y radiación de Alicante.

### 4.2. DEMANDA DE ACS

Para el cálculo de la demanda de ACS que ha llevado a este dimensionamiento de la instalación se debe haber usado el HE4-CTE. En la Tabla 4.1 viene especificada dicha demanda en función del tipo de local a una temperatura de referencia de 60°.

Criterio de demanda	Litros/día·unidad	Unidad
Viviendas	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

*Figura 4. 1: Demanda orientativa de ACS para usos distintos del residencial privado.*

Para el cálculo de la demanda se asume que la ocupación es constante durante todo el año, es decir, se asumirá que en cualquier mes la ocupación puede ser del 100 %. Teniendo en cuenta la tabla anterior, es fácil calcular el consumo. Suponiendo un número máximo de personas se puede calcular los litros necesarios en un día.

En este caso, la solución por la que optaron por fue de dos interacumuladores, dedicados al almacenamiento de ACS, de 600 litros cada uno.

### 4.3. DEMANDA ENERGÉTICA

La demanda energética será mayor en los meses de invierno que en verano.

Esta demanda para cada mes se halla a partir de la siguiente fórmula:

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

Siendo:

- $m$  el consumo de agua mensual en kilogramos.
- $C_p$  el calor específico del agua, que vale 4,187 kJ/(kg K)
- $\Delta T$  la diferencia entre la temperatura de uso del ACS y la temperatura del agua de la red.

## 4.4. CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA

Anteriormente, cuando se realizó el proyecto de esta instalación, todo proyecto de características similares debía cumplir con lo establecido en la sección HE 4 del CTE sobre “Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria”.

En él se incluía la contribución solar mínima anual que era la fracción exigida entre los valores anuales de la energía solar aportada y la demanda energética anual obtenidos a partir de los valores mensuales.

En la siguiente tabla, recogida del CTE en sus anteriores versiones, se establecía, para cada zona climática y diferentes niveles de demanda de ACS, la contribución solar mínima anual exigida para cubrir las necesidades de ACS.

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Figura 4. 2: Separación por zonas climáticas.

En el siguiente mapa se muestran las regiones de España a las que afectaba cada zona climática:

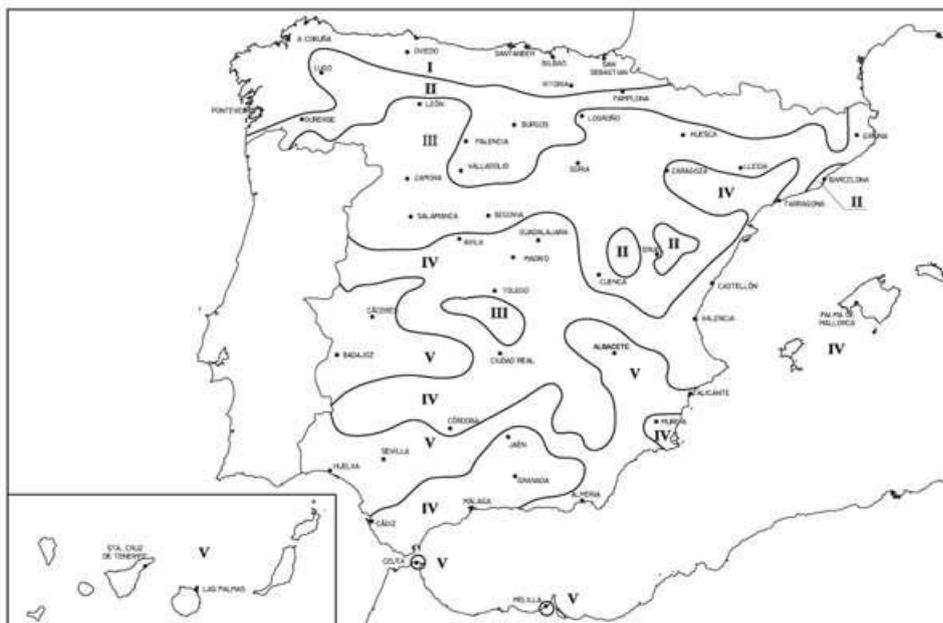


Figura 4. 3: Mapa de las zonas climáticas.

Las zonas climáticas se definían teniendo en cuenta la radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas, como se indica a continuación:

Tabla 4.4. Radiación solar global media diaria anual

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

De acuerdo con el mapa y con la tabla anterior, Alicante, y en concreto esta zona, pertenecía a la zona V, su radiación media diaria anual sería de más de 18 MJ/m<sup>2</sup>. Con esto y la demanda diaria de ACS se calcularía la contribución mínima anual.

Actualmente, de acuerdo con la nueva normativa del CTE-HE4, desaparece la diferenciación de la exigencia en función de la zona climática, a partir de ahora todos los edificios deben cumplir con la siguiente Contribución renovable mínima:

- 60 % si la Demanda de ACS < 5000 l/día
- 70 % si la demanda de ACS > 5000 l/día



## 5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

A continuación, en los siguientes puntos se muestra la descripción de todos los elementos presentes en la instalación. El esquema general se encuentra en el Plano 1 en el ANEXO II.

### 5.1. CIRCUITO PRIMARIO

El circuito primario corresponde a la parte de la instalación encargada de calentar y almacenar el agua que acumula la energía procedente de la radiación solar.

#### 5.1.1. Captadores solares

El sistema de captación es el encargado de captar la radiación solar incidente y transformarla en energía térmica aumentando la temperatura del fluido caloportador que circula por dicho sistema.

La instalación consta de 3 baterías, dos de ellas con 5 captadores en paralelo cada uno, otra con 4 en paralelo. En total hay instalados un total de 14 captadores, lo que da lugar a un área de captación de 28,042 m<sup>2</sup>. La conexión de las baterías es una conexión en paralelo. La orientación de los captadores es orientación sur y su inclinación es de 45°. En cuanto a la separación entre baterías y filas, se encuentran a una distancia suficiente que garantiza la pérdida mínima por sombras.

El captador instalado es plano vertical selectivo IS-PRO 2H de la compañía IMMOSOLAR EnergyManagement. A continuación, se presentan sus características:



*Figura 5. 1: Colocación de los captadores.*



*Figura 5. 2: Disposición de los captadores.*

**Datos técnicos**

Colectores planos	IS-PRO 1Q	IS-PRO 2Q	IS-PRO 2H
<b>Medidas</b>			
Alto	450,0 mm	1045,4 mm	2045,4 mm
Largo	2045,4 mm	2045,4 mm	1045,4 mm
Fondo	77,0 mm	77,0 mm	77,0 mm
Peso / Peso lleno	18 kg / 18,6 kg	37 kg / 38,0 kg	37 kg / 38,0 kg
Superficie bruta	0,920 m <sup>2</sup>	2,138 m <sup>2</sup>	2,138 m <sup>2</sup>
Superficie absorbedora	0,811 m <sup>2</sup>	2,003 m <sup>2</sup>	2,003 m <sup>2</sup>
Superficie apertura	0,813 m <sup>2</sup>	2,004 m <sup>2</sup>	2,004 m <sup>2</sup>
Aprovechamiento de la superficie	88,15 %	93,75 %	93,75 %
<b>Bastidor</b>			
Perfil de aluminio extrusionado. Perfil curvado de una sola pieza con una sola unión en la parte inferior, carcasa de aluminio anodizado. Juntas resistentes a altas temperaturas. Perfil con agujeros de ventilación. Rosca de conexión integrada para subestructura			
<b>Cubierta</b>			
Vidrio solar templado de 3,2mm de grueso. Bajo en hierro. Juntas de estanqueidad de caucho termoplástico EPDM. Vidrio solar y junta de estanqueidad sujetadas con listones de aluminio			
<b>Fondo</b>			
Chapa de aluminio tipo Stucco			
Absorbedor	TINOX®. Soldadura inductiva. Tubo distribuidor de Ø22 mm (horizontal). Tubo parrilla de Ø8 mm (vertical)		
Nº tubos en parrilla 8 mm	20	20	10
<b>Aislante</b>			
Lana de roca de 40 mm			
<b>Conexiones</b>			
3/4" RE, 3/4" tuerca de apriete. Junta de estanqueidad resistente a alta temperatura (hasta 250° C)			
<b>Montaje</b>			
Separación entre colectores, montaje 35,5 mm			
<b>Sobre tejado</b>			
Anclaje en la cubierta con tirafondos roscados o por medio de estribas			
<b>Fachada</b>			
Montaje individual con el perfil en T IS-PRO de aluminio			
<b>Integrado en tejado</b>			
Set de montaje en tejado preconfeccionado			
<b>Compensador</b>			
Después del 3º ó 4º colector		Después del 6º u 8º colector	
<b>Aportación mínima del colector</b>			
525 kWh/m <sup>2</sup> a			
<b>Ensayos Suiza/Austria</b>		SPF (Suiza) Arsenal Research (Austria)	
<b>Ensayos España/Portugal</b>		INTA (España) CERTIF (Portugal)	
<b>Ensayos Solar Keymark</b>			
CERTIF (Portugal)			
Núm. artículo	15000016	15000018	15000017

Figura 5. 3: Tabla características de los captadores.

**Conexiones de los captadores.**

Los captadores pueden conectarse de tres formas: en serie, en paralelo o en serie-paralelo (sistema mixto). El conexionado en paralelo tiene mayor rendimiento, pero mayor coste, ya que se incrementa la longitud de las tuberías y el número de accesorios. Con la conexión en serie se reducen estos costes; sin embargo, su rendimiento es menor, ya que al pasar el fluido de un colector a otro la temperatura de entrada en cada uno va aumentando, disminuyendo la eficacia global del sistema.

El conexionado elegido es el siguiente: (el campo de colectores estará formado por dos filas de cinco colectores y otra fila de cuatro colectores. Todas las filas irán conectadas en paralelo entre sí, y los colectores de cada fila, irán conectados en paralelo también, según se muestra en el esquema siguiente:

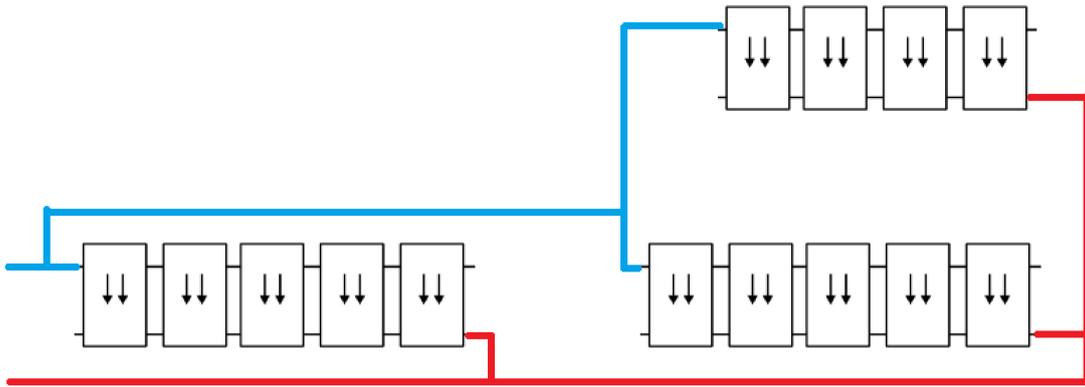


Figura 5. 4: Esquema simplificado de la disposición de los captadores.

No obstante, ya que no todas las filas tienen el mismo número de colectores, para asegurar el recorrido hidráulico del sistema se colocará una válvula de equilibrado en la entrada de cada fila.

Además, se deben instalar válvulas de cierre en la entrada y salida del campo de captadores, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc.

Los captadores cuentan con la instalación de un disipador de calor. Uno de los problemas en toda instalación solar térmica es el exceso de temperatura en los momentos de mucha insolación y poca demanda de energía.



Figura 5. 5: Disipador de calor.

### 5.1.2. Depósito solar

El acumulador es el elemento encargado de almacenar la energía térmica generada por los captadores. Su utilización es imprescindible, debido a que no es simultánea la demanda de agua caliente con la generación.

Se debe dimensionar correctamente el acumulador, ya que un acumulador pequeño repercutirá en altas temperaturas en los paneles y por el contrario un acumulador demasiado grande dificultará el alcance de la temperatura de uso.

Para favorecer la estratificación de la temperatura en el interior del acumulador se recomienda el uso de acumuladores verticales. Esta estratificación de la temperatura también se ve favorecida por la situación de las tuberías y la entrada de los fluidos en el interior del depósito.

Como se muestra en la Figura 5.7, la instalación cuenta con un depósito en el circuito primario, donde queda almacenada el agua caliente que circula por los captadores solares. Este depósito es lo suficientemente grande como para almacenar la energía que posteriormente calentará el agua de consumo.

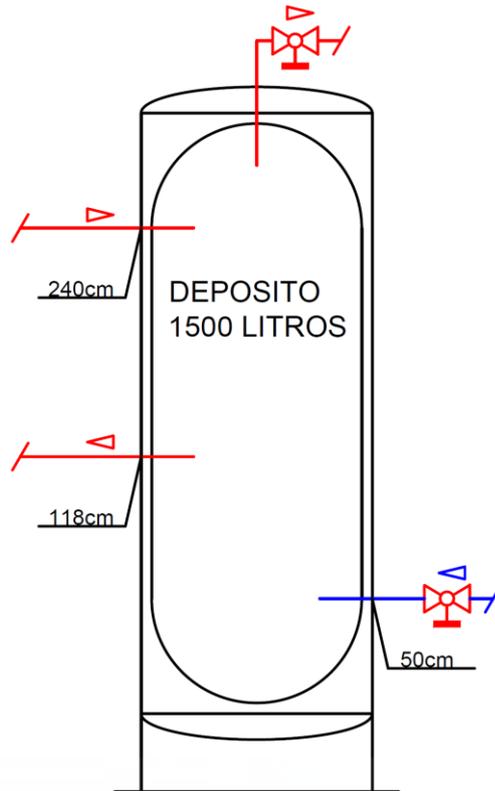


Figura 5. 6: Representación del depósito solar en el esquema.



Figura 5. 7: Depósito solar.

En la Figura 5.7, la solución por la que se optó en esta instalación. Este depósito, de la marca LLOBERA SOLAR (40BFVC1500), cuenta con una capacidad de 1500 litros. Para evitar las pérdidas de energía va recubierto con un aislamiento.

### 5.1.3. Bomba del circuito primario

La bomba es de tipo centrífuga y está situada en la zona más fría del circuito, es decir, a la salida del depósito acumulador, y está instalada en la misma sala de la instalación. El eje de rotación esta siempre en posición horizontal.

Las tuberías conectadas a la bomba están apoyadas en las inmediaciones de ésta, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos de torsión o flexión. El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.

Los materiales de la bomba del circuito son compatibles con el fluido de trabajo utilizado, en este caso agua de la propia de red. Además, la bomba es resistente a las averías producidas por efecto de las incrustaciones calizas.

La bomba es resistente a la presión máxima del circuito. La presión de la bomba debe compensar todas las pérdidas de carga del circuito correspondiente. Se ha seleccionado de forma que el caudal y la pérdida de carga de diseño se encuentren dentro de la zona de rendimiento óptimo especificado por el fabricante.



*Figura 5. 8: Bomba circulación circuito primario.*

En Figura 5.8, se observa la bomba presente en el circuito de calor es la Grundfos UPS Solar 15-65 130, alimentada por la misma tensión que la anterior y con una potencia nominal de 65 W. La altura manométrica máxima que es capaz de proporcionar es de 6,5 metros y un caudal máximo de 27,5 l/min.

A continuación, se muestra una tabla con las características principales de la bomba:

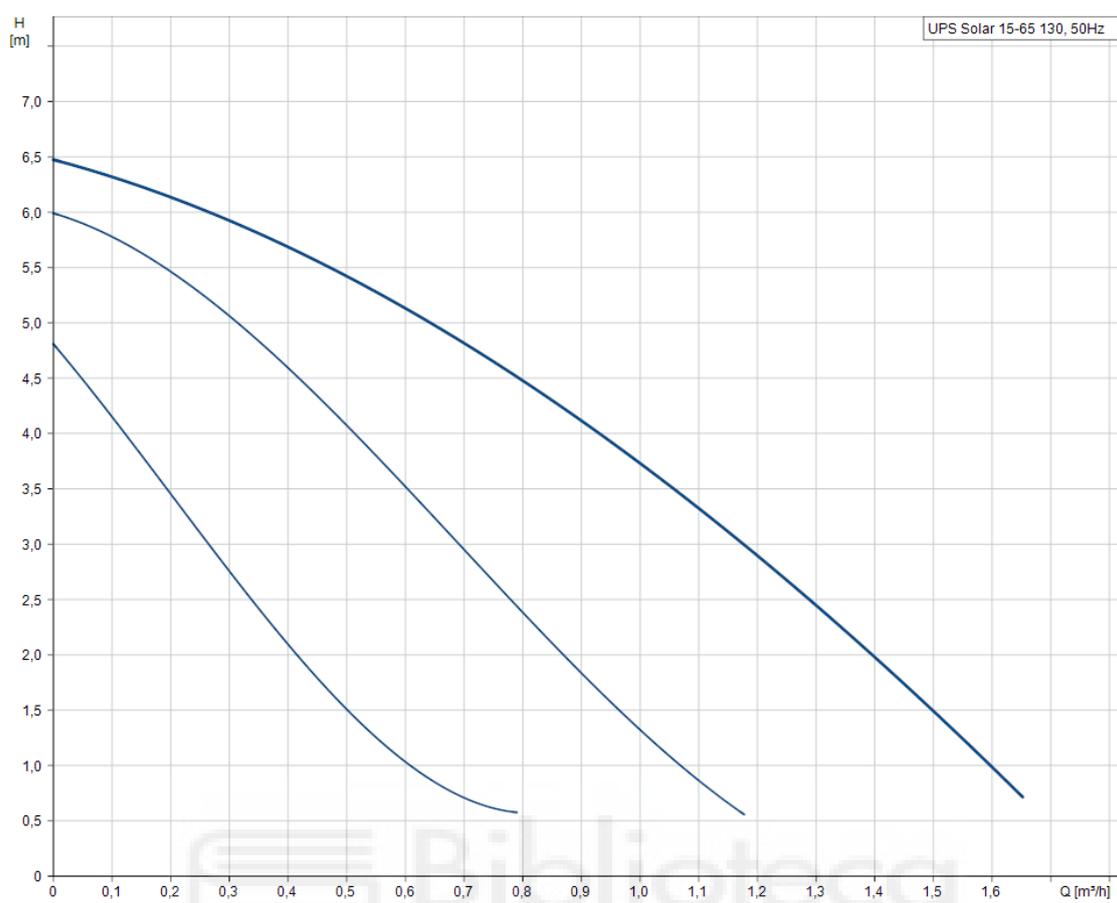


Figura 5. 9: Curva funcionamiento de la bomba del circuito primario.

Como se muestra en el esquema de la Figura 5.13, tenemos otra bomba más en el circuito de llenado del primario. Se trata del modelo City Pumps MS 07M. Cuenta con una potencia nominal de 450 W. La altura manométrica está comprendida entre 5 y 38 metros y un caudal entre 5-80 l/min.



Figura 5. 10: Bomba llenado del circuito primario.



Figura 5. 11: Características de la bomba de llenado.

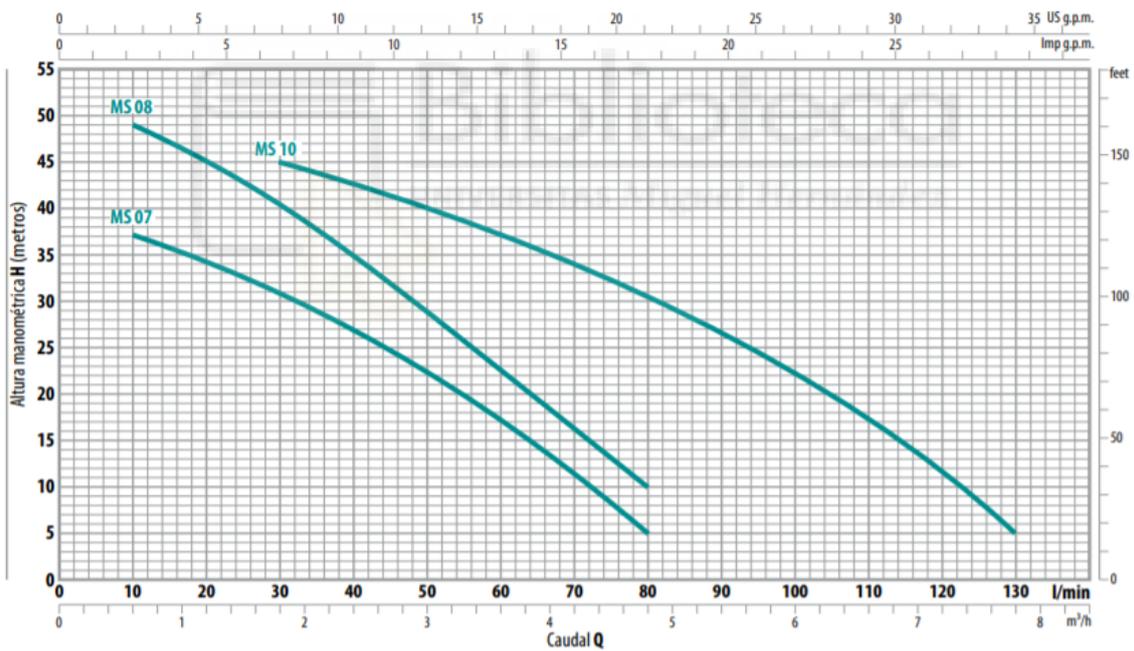


Figura 5. 12: Curva de funcionamiento de la bomba de llenado.

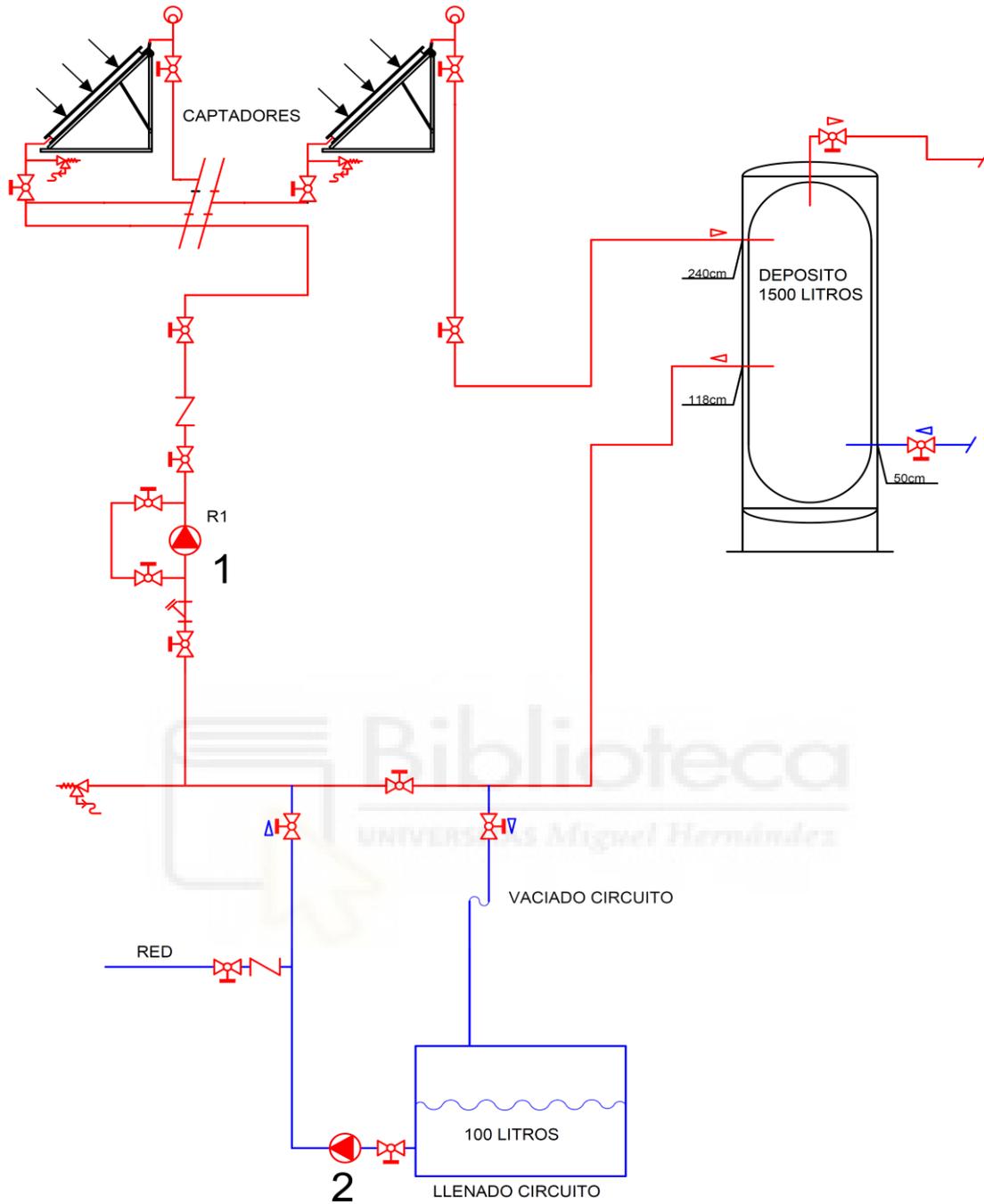


Figura 5. 13: Esquema de la distribución de las bombas en la instalación.

#### 5.1.4. Vaso de expansión

El vaso de expansión es cerrado y cumple con el Reglamento de Equipos a Presión. Se coloca en la aspiración de la bomba, tal y como marca el RITE.

La tubería de conexión del vaso de expansión no se aísla térmicamente y tiene volumen suficiente para enfriar el fluido antes de alcanzar el vaso.

Su función es absorber las dilataciones del fluido caloportador en caso de aumentar de temperatura en el circuito primario. Su capacidad depende, sobre todo, del volumen de fluido que circula por el circuito. El volumen de dilatación será, como mínimo, igual al 4,3 % del volumen total de fluido en el circuito primario.

Se ha elegido el modelo de la compañía IBAIONDO 50 CMR, de acero inoxidable, con una capacidad de 50 litros.



Figura 5. 14: Características del vaso de expansión.



*Figura 5. 15: Vaso de expansión.*

### 5.1.5. Tuberías

Para el trazado de tuberías del primario, la normativa nos permite utilizar acero inoxidable o cobre. En este caso se utilizará cobre, el cual es más económico y cumple perfectamente con las necesidades de la instalación.

En la Figura 5.16 podemos ver un esquema simplificado de la instalación en el que podemos observar la distribución de la red de tuberías y los diferentes tramos que se han considerado atendiendo al caudal que circula por cada uno de ellos. Dicho esquema es meramente orientativo.

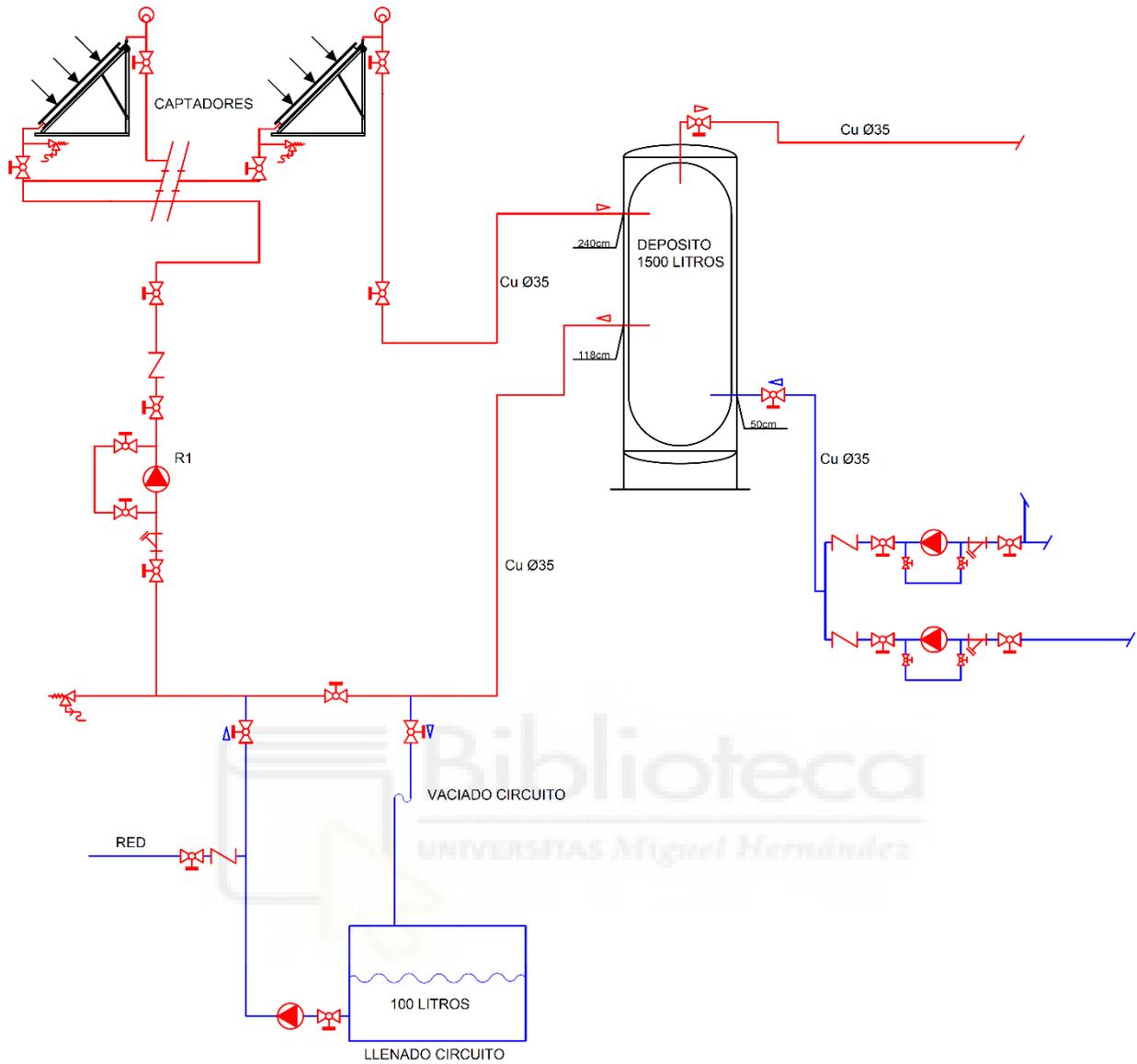


Figura 5. 16: Esquema del circuito solar con diámetros de tuberías.

Toda la parte de la instalación correspondiente al circuito primario está formada por tuberías de 35 milímetros.

### 5.1.5.1. Aislamiento tuberías

Si miramos la Guía Técnica de Energía Solar Térmica de ASIT, la cual es un documento reconocido del RITE, encontramos una serie de procedimientos que indican que espesor de aislamiento debe llevar en cada caso.

El material aislante se sujetará con medios adecuados, de forma que no pueda desprenderse de las tuberías o accesorios.

El aislamiento no dejará zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

Estas indicaciones son las que indica la normativa. En el caso de la instalación a estudio podemos observar que cumple con las medidas propuestas en la guía. Las tuberías montan un aislamiento formado por coquillas de espuma elastomérica que garantizan un ahorro importante de energía.

### 5.1.6. Valvulería

Como sistema de regulación tenemos válvulas que son las que se encargan de abrir/cerrar el conducto para que pase un determinado caudal pase o no por cada uno de ellos. Actúan con el fin de que, en el punto final de consumo, se obtenga el caudal deseado a la temperatura requerida.

A continuación, se describen los tipos de válvulas que se encuentran en el circuito primario.

- Válvula de esfera: son utilizadas como válvulas de corte necesarias para poder aislar los componentes más relevantes y realizar las operaciones mantenimiento necesarias sin necesidad de realizar el vaciado completo, y sin que la instalación deje de funcionar. En el circuito primario encontramos nueve de ellas.



Figura 5. 17: Ejemplo de válvula de corte, instalada con mando accesible y símbolo habitualmente utilizado

Son utilizadas a la entrada y salida de cada uno de los componentes del circuito, como pueden ser los captadores, el depósito solar, la bomba de impulsión y el by-pass de la misma e incluso en el circuito de llenado. Quedan representadas en Figura 5.17.

- Válvula de seguridad tarada, escape conducido: Sirven para limitar la presión del circuito, de forma que no se sobrepase la presión máxima soportada por los componentes, que es de 10 bar. Serán válvulas de resorte. Se colocará una a la entrada del campo de colectores.

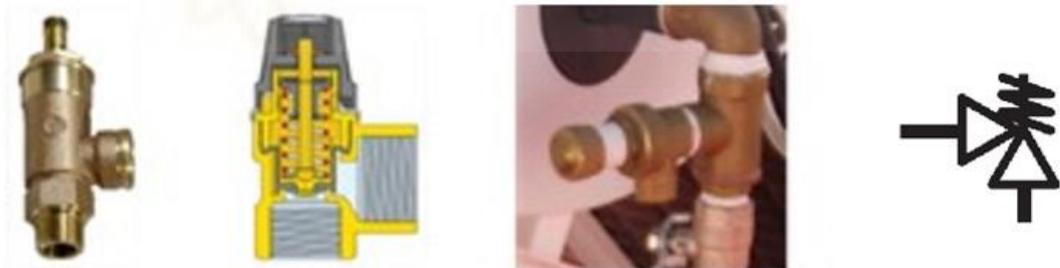


Figura 5. 18: Ejemplo de válvula de seguridad, esquema, instalada y símbolo habitualmente utilizado

Encontramos una válvula de este tipo en cada uno de los circuitos cerrados de la instalación, además, de en cada uno de los grupos de captadores.

- Filtro tamiz acero inoxidable: encargado de eliminar partículas y sólidos en suspensión del agua. En el circuito primario encontramos uno situado en la entrada a la bomba centrífuga, alargando de esta manera su vida útil.

- Válvula de retención (Antirretorno): sirve para evitar flujo inverso o circulaciones naturales indeseadas. (1)



*Figura 5. 19: Ejemplo de válvula de retención, instaladas en impulsión de bombas y símbolo habitualmente utilizado.*

Encontramos una en la impulsión de la bomba.

- Purgador: se encarga de eliminar el aire que pueda estar dentro del circuito de agua caliente. En este caso es (manual) y se encuentran a la salida de cada uno de los grupos de captadores.

### 5.1.7. Circuito de vaciado y llenado

Cualquier circuito cerrado de la instalación ha de incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado. Se recomienda realizar el llenado del circuito por la parte inferior del mismo para facilitar la salida al exterior del posible aire acumulado.

Para posibilitar el vaciado del circuito de una instalación solar, se recomienda instalar en los puntos más bajos tuberías de drenaje a través de las cuales se pueda realizar el vaciado mediante una válvula de corte.

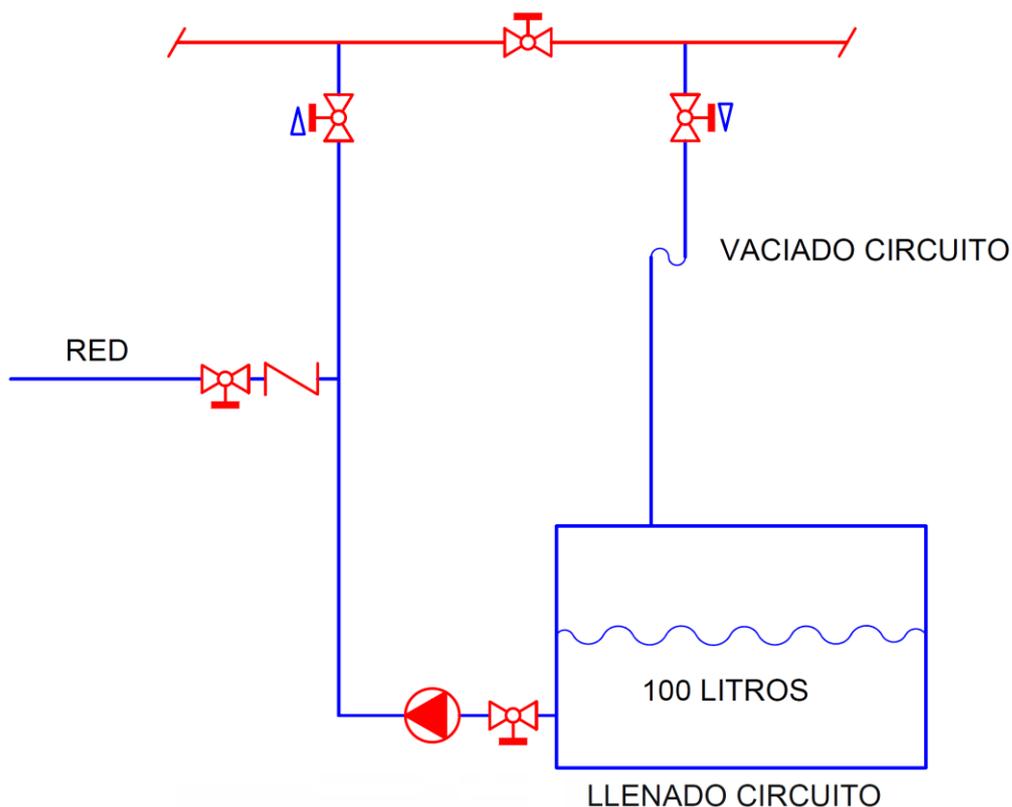


Figura 5. 20: Esquema del circuito de llenado.

Como se puede observar, el circuito cuenta con un depósito donde descargar el agua en caso proceder al vaciado del circuito primario. Este depósito cuenta con una capacidad de 100 litros, suficiente para almacenar el agua contenida en las tuberías.

En cuanto al llenado, cuenta con una conexión a la red de donde se proviene de agua, controlada por una válvula de esfera y una válvula antirretorno. Con objetivo de impulsar el agua al circuito se le ha instalado una bomba City Pumps MS 07M, definida en el Punto 5.1.4 correspondiente a las bombas, con sus correspondientes válvulas de esfera tanto a la entrada como a la salida.

Por último, en cuanto a la conexión del circuito de vaciado con el circuito primario, contamos con dos válvulas de esfera situadas en la entrada y salida del circuito de vaciado. Esto lo mantiene sellado en caso de que no sea necesario su uso.

## 5.2. CIRCUITO SECUNDARIO

El circuito secundario corresponde a la parte de la instalación donde el agua de consumo es almacenada, calentada y trasladada a las duchas de los vestuarios.

### 5.2.1. Interacumulador

En esta instalación se ha elegido la opción de colocar el sistema de intercambio dentro del acumulador, es decir, se tratará de un interacumulador. El intercambiador irá situado en la parte inferior del acumulador, y será de tipo sumergido de serpentín.

Como se muestra en el esquema, el circuito secundario cuenta con tres interacumuladores. Cada uno de ellos cuenta con una bomba de calor que actúa como sistema de apoyo para calentar el agua.

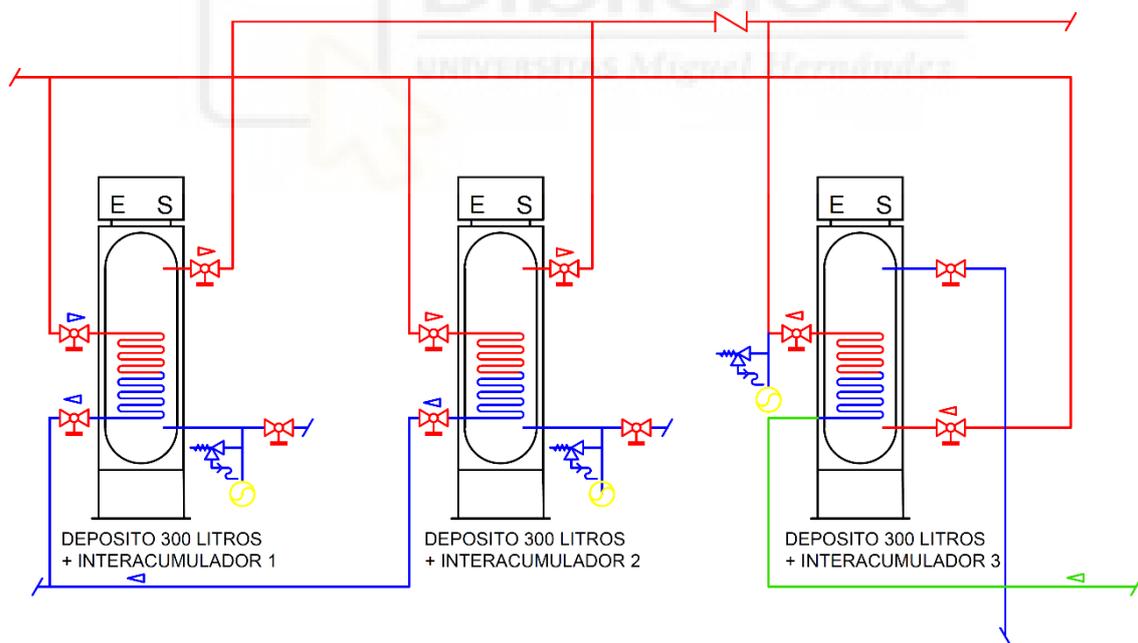


Figura 5. 21: Esquema disposición de los tres interacumuladores.

Además, uno de ellos está conectado de manera diferente al resto para salvar las pérdidas en la recirculación.

Dado que el acumulador está directamente conectado con la red de distribución de agua caliente sanitaria, cuenta con un termómetro en un sitio claramente visible por el usuario. El sistema deberá ser capaz de elevar la temperatura del acumulador a 60°C y hasta 70°C con objeto de prevenir la legionelosis, tal como dispone el RD 865/2003, de 4 de julio.

Los interacumuladores son de la marca COMPAK, se instalarán tres idénticos del modelo KHP 35 300. Están fabricados en aluminio. Incorporan un sistema de serpentines desmontables.



*Figura 5. 22: Depósito interacumulador.*

DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Modelo.		COMPAK KHP 35 300		
Modo		Económico	Híbrido	Calentador eléctrico
Capacidad de calentamiento de agua		3500 W	3500 W	3000 W
Potencia nominal/capacidad		970 W/4,4 A	970 W/4,4 A	3000 W/13,6 A
Fuente de alimentación		220-240 V~50 Hz		
Control del funcionamiento		Puesta en marcha automática/manual, alarma de error, etc		
Protección		Protector contra alta presión, protector de sobrecarga, controlador y protector de temperatura, protector de fugas eléctricas, etc.		
Potencia del compresor		850 W		
Potencia del calentador eléctrico		9485 Btu/h		
Refrigerante		R134a (1200g)		
Sistema de tuberías de agua	Temperatura del agua de salida	Por defecto 65 °C, (ajustable entre 38 °C -70 °C)		
	Intercambiador del lado del agua	Tubo que rodea la parte externa del depósito		
	Diámetro de la tubería de entrada	DN20		
	Diámetro de la tubería de salida	DN20		
	Diámetro del tubo de desagüe	DN20		
	Diámetro de la válvula de seguridad	DN20		
	Presión máxima	0,7 MPa		
Intercambiador del lado del aire	Material	Aletas de aluminio hidrófilo, tubo de cobre con interior acanalado		
	Potencia del motor	120 W		
	Tipo de salida de aire	Suministro vertical superior de aire		
Dimensiones		Φ 650 × 1920 mm		
Capacidad del depósito de agua		300L		
Peso neto		105 kg		
Tipo de enlace del fusible		T5A 250 V CA		
Condiciones de funcionamiento: Temperatura externa 15/12 °C (DB/WB), Temperatura del agua de entrada, 15 °C, temperatura del agua de salida 45 °C.				

Figura 5. 23: Tabla de las características del interacumulador.

## 5.2.2. Bombas del circuito secundario

Para el correcto funcionamiento de esta parte de la instalación se cuenta con un total de cinco bombas, las cuales están distribuidas y tienen diferentes funciones, detalladas en el Punto 9.

Comenzamos con la bomba instalada en el circuito de recirculación. Esta está situada en la zona más fría del circuito, es decir, en el retorno de las duchas al tercer interacumulador, y está instalada en la misma sala de la instalación. El eje de rotación esta siempre en posición horizontal.

Las siguientes dos bombas se encuentran a la salida de los interacumuladores. Una de ellas recoge el agua de los dos primeros interacumuladores y la segunda del tercero. Se encuentran instaladas en paralelo en la zona fría, es decir, encargadas del regreso al depósito de agua caliente del circuito primario.

Por último, nos encontramos las dos bombas, también conectadas en paralelo, cuya única función es alimenta al circuito secundario de agua fría para consumo.

Las bombas son también de tipo centrífuga y están situadas en la zona más fría del circuito. Están instaladas en la misma sala de la instalación. El eje de rotación esta siempre en posición horizontal.

Las tuberías conectadas a la bomba están apoyadas en las inmediaciones de ésta, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos de torsión o flexión.

La bomba que se encarga de circular el agua del tercer interacumulador es la Grundfos UPS Solar 15-65 130, con una potencia nominal de 65 W. La altura manométrica máxima que es capaz de proporcionar es de 6,5 metros y un caudal máximo de 27,5 l/min. Misma bomba que en el circuito solar. Corresponde a la bomba número 4 en el esquema del circuito de la Figura 5.29.

Por otro lado, tenemos la bomba encargada de la circulación de los dos primero interacumuladores. Se trata de una bomba Grundfos ALPHA1 L 25-60 130. Corresponde a la bomba número 3 del esquema.



Figura 5. 24: Bomba 3. Circulación dos primeros interacumuladores.

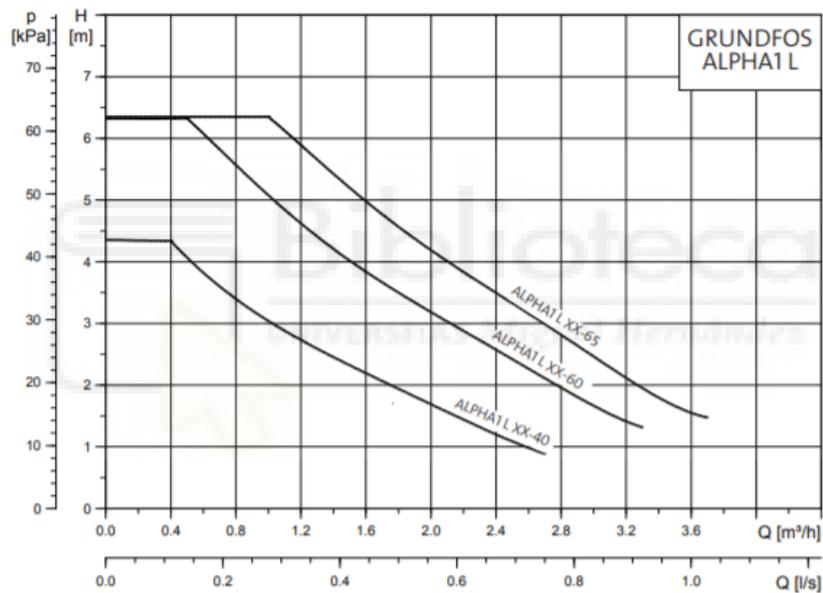


Figura 5. 25: Curva de funcionamiento de la bomba 3.

Grado de protección	IPX4D
Nivel de presión sonora	43 dB(A)
Grado de temperatura	TF95
Consumo eléctrico	4-60 W
Q <sub>máx</sub>	3.8 m <sup>3</sup> /h
H <sub>máx</sub>	6.5 m
IEE	≤ 0.23
Temperatura del líquido	+ 2°C a + 95°C
Temperatura ambiente	0°C a + 55°C

Figura 5. 26: Características de la bomba 3.



Figura 5. 27: Disposición de las bombas número 3 (arriba) y 4 (abajo).

En cuanto a la bomba de recirculación, que corresponde con la número 1 del esquema, se trata del modelo Grundfos ALPHA1 25-40 N 180. Es un modelo antiguo similar al anterior pero más reducido, con un consumo de hasta 22 W. Puede proporcionar una altura máxima de 4,1 metros y un caudal máximo de 40 l/min.



Figura 5. 28: Bomba encargada de la recirculación.

# DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

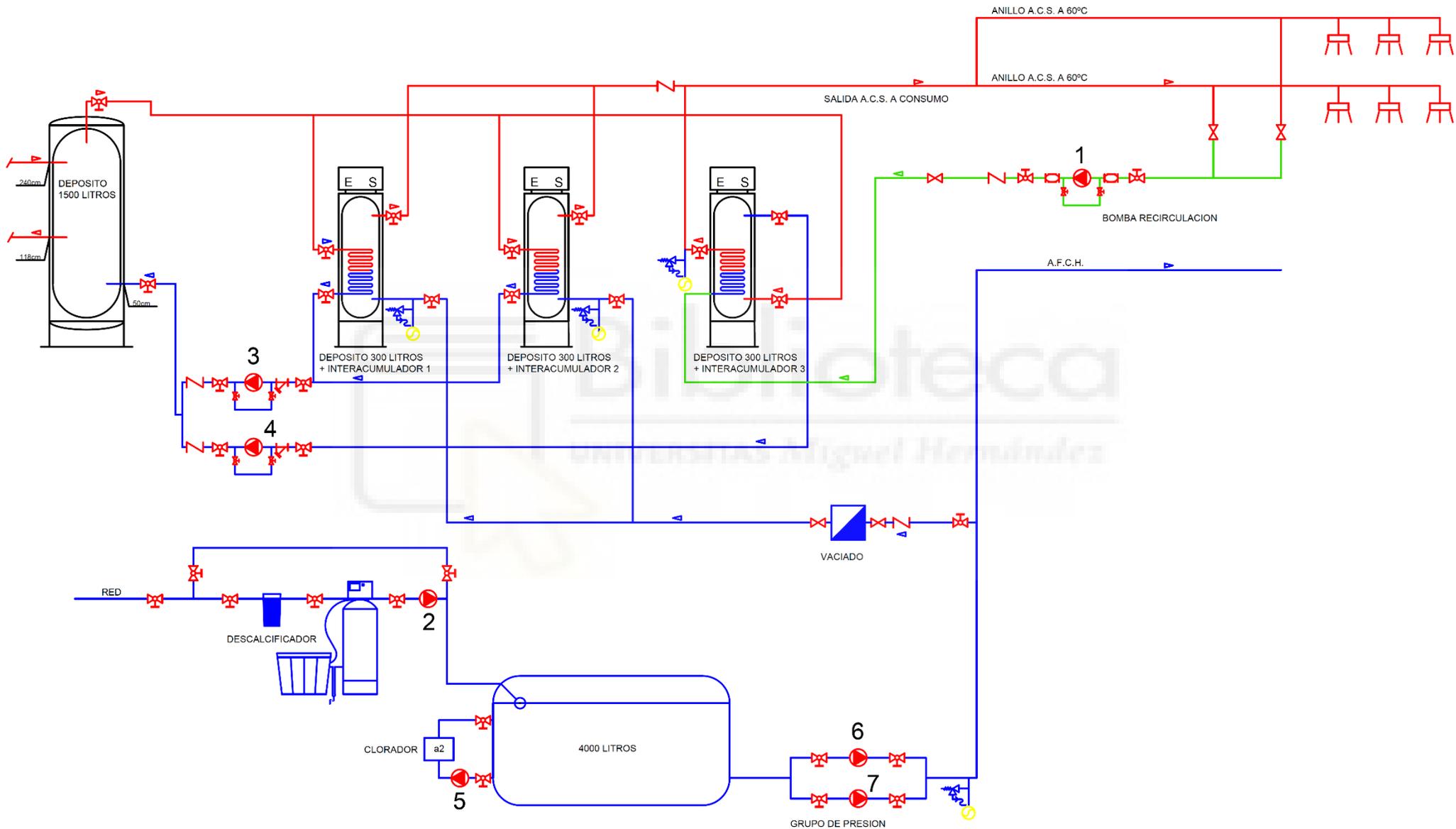


Figura 5. 29: Esquema de la disposición de las bombas en el circuito secundario.

### 5.2.3. Vaso de expansión

Si observamos detenidamente el esquema de la instalación, encontramos tres vasos de expansión. Cada uno de ellos está conectado a la entrada de agua para consumo en su correspondiente interacumulador.

Por otro lado, tenemos otro vaso de expansión instalado seguido del grupo de presión que dota de agua de la red al circuito.

Como bien se ha mencionado antes, estos vasos de expansión cumplen su función de absorber las dilataciones del fluido o incrementos de presión que se puedan producir en fluido, en este caso correspondiente al agua de consumo del circuito secundario.

Los vasos de expansión son cerrados y cumplen con el Reglamento de Equipos a Presión. Siguiendo con lo establecido anteriormente, las tuberías de conexión de los vasos de expansión no se aíslan térmicamente y tienen volumen suficiente para enfriar el fluido antes de alcanzar el vaso.

Los vasos de expansión son iguales a los descritos en el Punto 5.1. 4.. Son del modelo IBAIONDO 50 CMR.



*Figura 5. 30: Vasos de expansión.*

#### 5.2.4. Tuberías

Siguiendo con lo descrito anteriormente, para el circuito secundario también se ha optado por el uso de tuberías de cobre, ya que se trata de una de las mejores opciones para este tipo de instalaciones.

Teniendo en cuenta las diferentes pérdidas de carga, en la instalación se ha propuesto la siguiente distribución que podemos ver en la Figura 5.31. Encontramos diferentes tramos con diferentes diámetros, los cuales permiten el correcto funcionamiento de la instalación.

La instalación está compuesta principalmente de tuberías de diámetros de 35 y 28 milímetros. Estas son usadas para el circuito primario y conexiones con el depósito solar, en el caso de las de diámetro 35mm, y para el abastecimiento del agua de red y posterior circulación por los dos interacumuladores encargados del sistema de apoyo encontramos las de 28mm.

En la recirculación se usa un diámetro más pequeño el cual reduzca las pérdidas de carga en la conducción. En este caso, la sección instalada es de 22mm.

Respecto al tramo que conecta directamente con las tuberías se utiliza un diámetro de 42mm con el objetivo de reducir la velocidad.

## DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

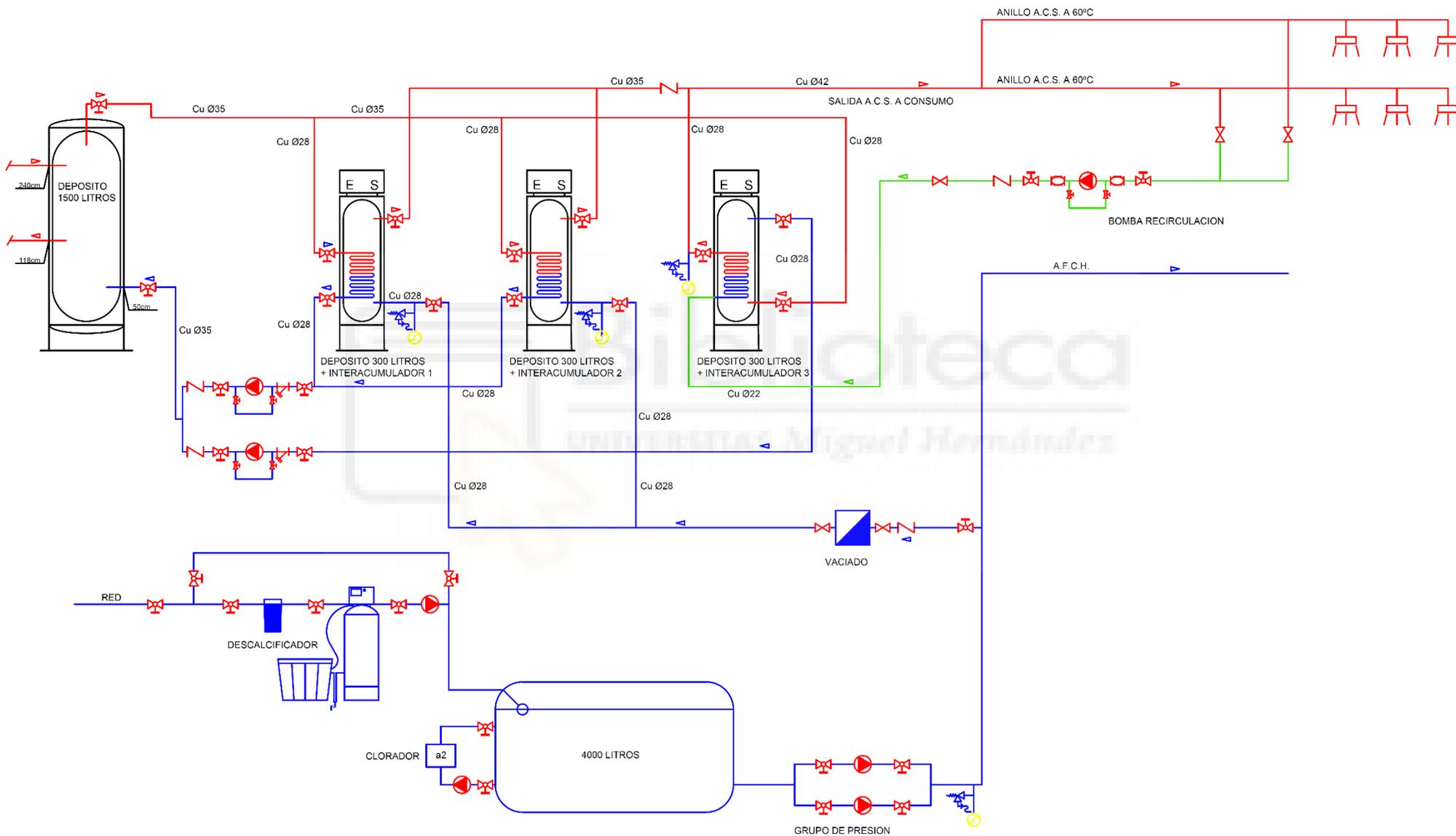


Figura 5. 31: Esquema circuito secundario con indicación de diámetros de tuberías.

### 5.2.4.1. Aislamiento

Cuentan con un aislamiento similar al descrito en el circuito solar. Siguiendo las indicaciones de la Guía Técnica de Energía Solar Térmica de ASIT, la cual es un documento reconocido del RITE.

En el caso de la instalación a estudio podemos observar que cumple con las medidas propuestas en la guía. Las tuberías montan un aislamiento formado por coquillas de espuma elastomérica que garantizan un ahorro importante de energía.

### 5.2.5. Valvulería

Como se ha realizado anteriormente para el circuito primario, se procederá al recuento y la explicación de los diferentes tipos de válvulas. En este caso solo tiene sentido explicar aquellas que no han aparecido anteriormente.

A continuación, se describen los tipos de válvulas que se encuentran en el circuito primario.

- Válvula de esfera: cómo podemos comprobar es un tipo de válvula bastante frecuente, dado a su gran aplicabilidad. En el resto de la instalación, que corresponde con la parte central y la de recirculación, contamos con 33 válvulas de este tipo. Están situadas alrededor de cada uno de los equipos con el objetivo de poder aislarlos en caso de que fuese necesario.
- Válvula de seguridad tarada, escape conducido: encontramos instaladas cuatro de este tipo. Tres de ellas en cada uno de los tres interacumuladores y la cuarta en el circuito que provee de agua de consumo.
- Filtro tamiz acero inoxidable: como se ha descrito anteriormente, se sitúan a la entrada de las bombas. En este caso tenemos dos, situados en las bombas

cercanas a las temperaturas 3 y 4 (T.bomba.ret.3 y T.bomba.ret.4, respectivamente).

- Válvula de retención (Antirretorno): encontramos cinco en el esquema. Tres de ellas después de la bomba de recirculación y las bombas 3 y 4. Otra en la conducción hacia las duchas impidiendo el flujo inverso, y la última en la alimentación de la red.
- Válvula de compuerta: utiliza una “puerta” en forma de cuchilla para permitir o detener el paso del agua. Encontramos una en el retorno de la recirculación.
- Manguito antivibratorio cuerpo caucho: Sus funciones son la reducción de vibraciones y ruido causados por equipos de bombeo o compresores y la compensación de dilataciones o contracciones de tuberías causadas por cambios de temperatura. Además, estos manguitos elásticos actúan como barrera termal y pueden absorber en parte el golpe de ariete. Encontramos dos rodeando la bomba de recirculación.

### 5.2.6. Circuito de alimentación

En la Figura 5.32 se muestra la parte del esquema a la que corresponde. Es el encargado de suministrar el agua de la red a la instalación y además, de agua fría a las duchas.

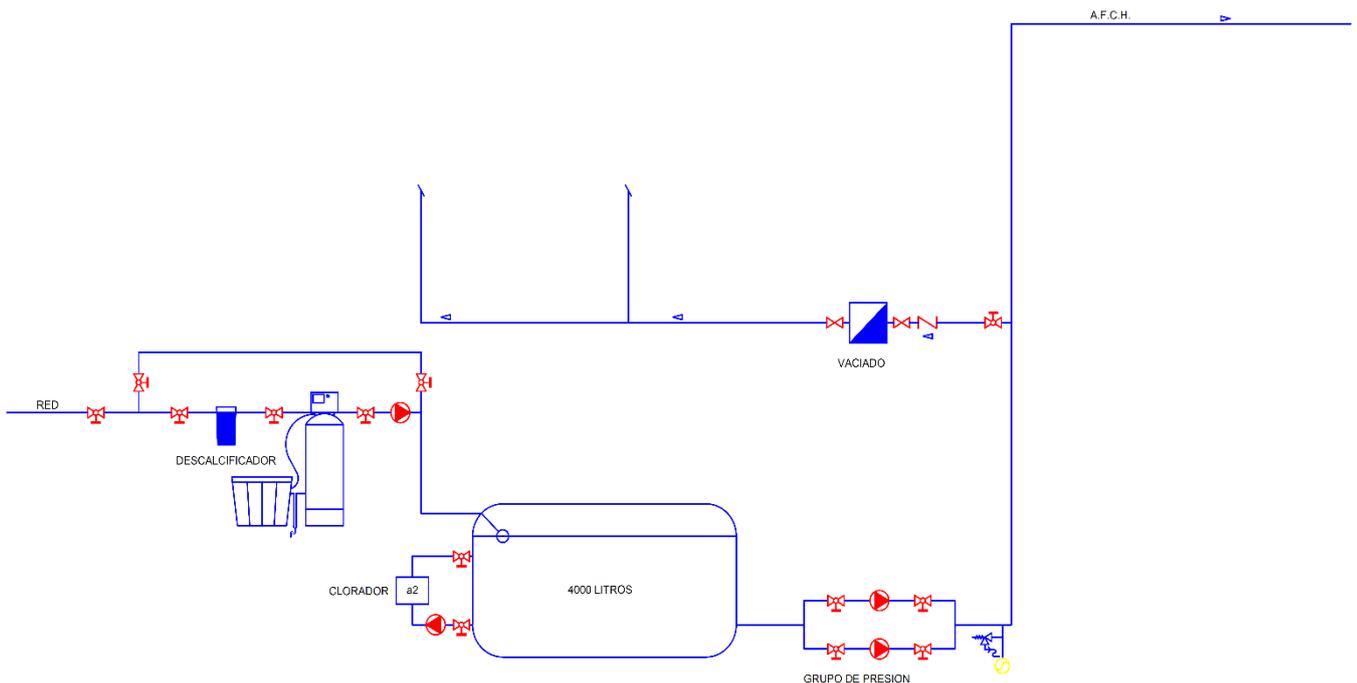


Figura 5. 32: Circuito de alimentación del circuito secundario.

Podemos encontrar otros dispositivos que procedemos a explicar.

- Depósito de 4000 litros: en él se almacena el agua que llega de la red. De esta manera se produce una respuesta más rápida a la hora de usar las duchas. Como es lógico, este depósito siempre mantendrá una consigna mínima de llenado, garantizado siempre el aporte de agua. Además, este depósito cumple la función de retener el agua de red para que sea tratada antes de su uso. El modelo utilizado es Remosa DC 4000.
- Clorador: se instala un circuito que abastece al depósito de 4000 litros, mediante el uso de una bomba dosificadora que recircula el agua. Su función no es otra que la de añadir cloro al agua del depósito.

Debido a un posible brote de Legionella (enfermedad bacteriana), la cual es propensa al desarrollo en aguas superficiales entre 20°C y 45°C, se aprobó el Real Decreto 865/2003. En él se exige el uso de medidas, en este caso el clorador, para prevenir un brote en instalaciones que presenten un alto riesgo.

- **Descalcificador:** es una maquina muy eficaz para eliminar el exceso de sales de calcio y magnesio que se acumulan en el agua. Se sitúa antes del depósito de 4000 litros. Posee una de las bombas descritas anteriormente para impulsar el agua hasta el depósito. También se ha conectado con un by-pass, necesario en caso de querer impedir que circule por el descalcificador. Es el modelo ath DUO-9000/070/DUPLEX.

Generalmente la descalcificación posee tres procesos:

- Intercambio iónico.
- Descalcificación.
- Regeneración.



*Figura 5. 33: Descalcificador.*

- **Contador de agua:** es un aparato que permite contabilizar el volumen de agua que pasa a través de él.

## 6. INSTRUMENTACIÓN

### 6.1. OBJETO

Para realizar el estudio de la instalación, es necesario conocer el funcionamiento y comportamiento de todos y cada uno de los elementos descritos anteriormente.

Con motivo de conocer su comportamiento, se debe someter a la instalación a una serie de ensayos, que se explicarán de manera detallada en el próximo capítulo. Un aspecto importante a la hora de realizar los ensayos es tener debidamente monitorizada la instalación. Para ello, se cuenta con unos sensores debidamente distribuidos.

Los sensores utilizados son:

- 13 termopares de temperatura tipo K
- Caudalímetro



Etiqueta	Descripción de sensores
Instalación	
T1	Temperatura de agua ACS del segundo interacumulador.
T2	Temperatura de agua entrada de red.
T3	Temperatura regreso del primer y segundo interacumulador al depósito solar
T4	Temperatura regreso del tercer interacumulador al depósito solar
T5	Temperatura de agua ACS del primer interacumulador.
T6	Temperatura del depósito solar
T7	Temperatura salida de los captadores al depósito solar
T8	Temperatura salida del depósito solar hacia los captadores.
T9	Temperatura bomba de calor segundo interacumulador.
T10	Temperatura bomba de calor primer interacumulador.
T11	Temperatura bomba de calor tercer interacumulador.
T13	Temperatura retorno de la recirculación
T14	Temperatura impulsión de la recirculación
Caudalímetro	Caudal consumo ACS
Ambientales	
T12	Temperatura ambiente

*Tabla 6. 1: Lista de las variables que se medirán durante los ensayos*

## 6.2. COLOCACIÓN DE SENSORES

En el siguiente esquema se muestra la disposición esquemática de todos los sensores en la instalación.

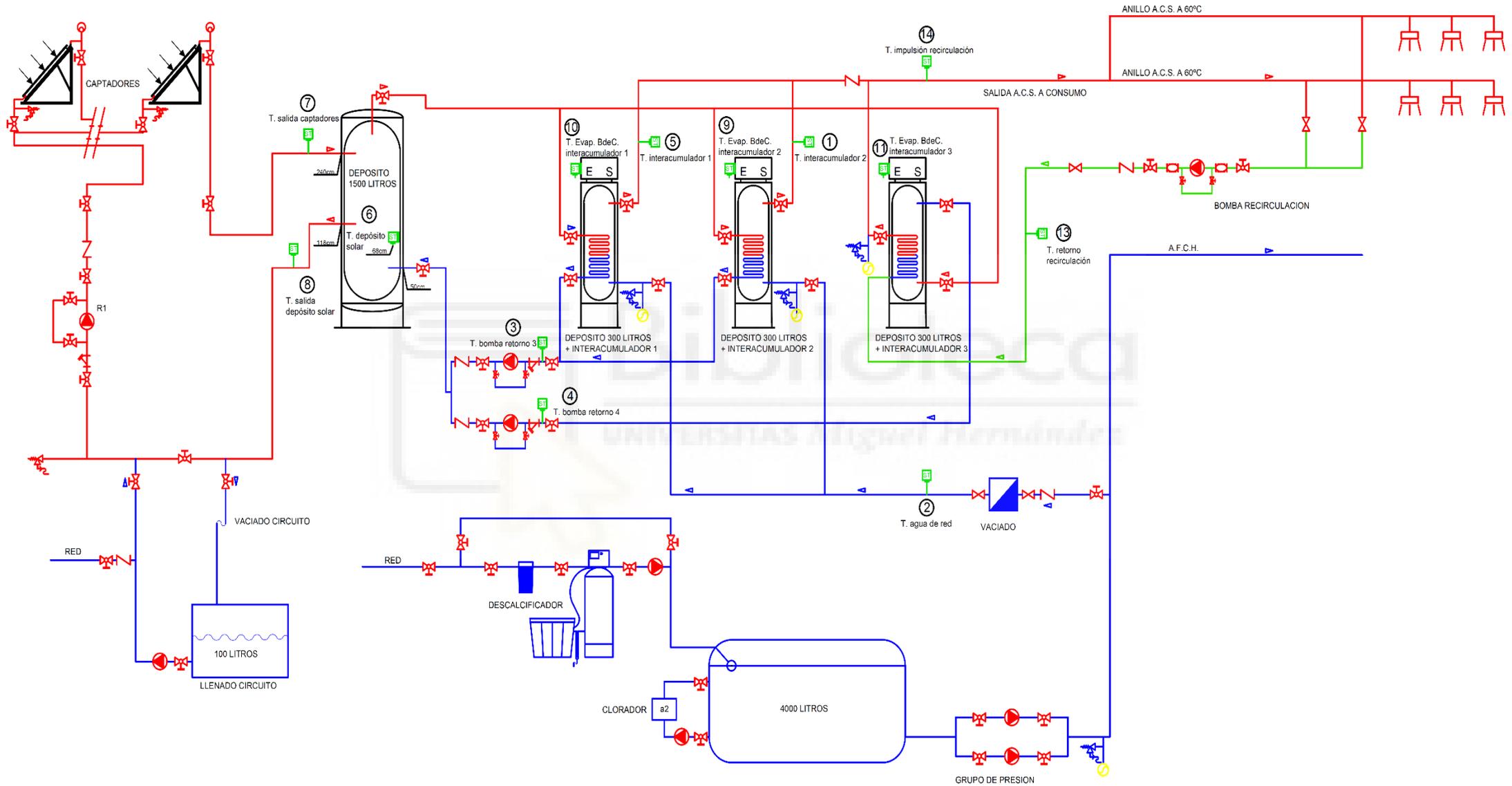


Figura 6. 1: Esquema general con ubicación de sensores.

A continuación, se explica la disposición de cada uno de los sensores en el prototipo más en detalle:

### **Sensores de temperatura**

Los sensores de temperatura son de contacto y se colocaran sobre la propia superficie, asegurando un buen contacto con la tubería y un buen aislamiento con el exterior.

#### **Temperatura en el depósito solar**

El depósito cuenta con una conexión adaptada para instalar la sonda de temperatura.

### **Caudalímetro**

El modelo utilizado es el Micronics Portaflow 300. El instrumento puede trabajar en una amplia variedad de tamaños de tubería desde 13 mm hasta 5000 mm, simplemente seleccionando los transductores correctos y fijándolos al exterior de la pared de la tubería utilizando el hardware proporcionado.

La operación es fácil de presionar, de modo que el usuario solo debe conocer las dimensiones de la tubería y el tipo de material de la pared de la tubería.

## **6.3. SONDAS DE MEDIDA Y SENSORES**

### **6.3.1. Termopar**

#### **Principio físico de funcionamiento**

En 1821, el físico alemán Thomas Johann Seebeck descubrió que cuando un conductor es sometido a un gradiente térmico, genera una tensión. Esto ahora se conoce como el efecto termoeléctrico o efecto Seebeck. Cualquier intento de

medir este voltaje pasa necesariamente por conectar otro conductor hasta el final "caliente". Este conductor adicional entonces también experimenta el gradiente de temperatura, y desarrolla una tensión propia que se opondrá a la original. Afortunadamente, la magnitud del efecto depende del metal en uso. Al usar un metal diferente para completar el circuito, se crea un circuito en el que los dos terminales generan diferentes tensiones, dejando una pequeña diferencia en el voltaje disponible para la medición. Esta diferencia aumenta con la temperatura, y es entre 1 y 70 microvoltios por grado Celsius para combinaciones de metal estándar.

La tensión no se genera en la unión de los dos metales del termopar, sino más bien a lo largo de la porción de la longitud de los dos metales diferentes que se somete a un gradiente de temperatura. Debido a que ambas longitudes de metales diferentes experimentan el mismo gradiente de temperatura, el resultado final es una medición de la diferencia de temperatura entre la unión del termopar y de la unión de referencia.

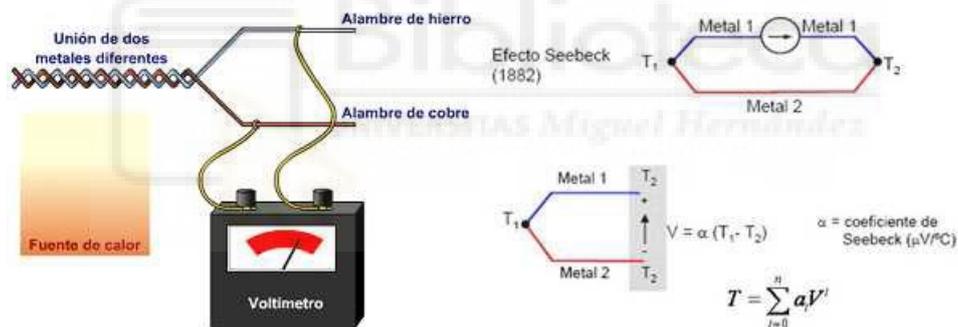


Figura 6. 2: Principio de funcionamiento termopar.

## Descripción

Los termopares están disponibles en diferentes combinaciones de metales o calibraciones para adaptarse a diferentes aplicaciones. Los tres más comunes son las calibraciones K, T y J, de los cuales el tipo K es el más popular debido a su amplio rango de temperaturas y bajo costo. El tipo K tiene un conductor positivo de níquel-cromo y un conductor negativo de níquel-aluminio. Existen calibraciones de alta temperatura R, S, B, G, C y D, que ofrecen un rendimiento de hasta  $2320^\circ C$ . Estos están hechos de metales preciosos (platino / rodio y tungsteno / renio) y por lo tanto son relativamente caros.

### **Termopar tipo k**

Es el termopar de propósito general más común, con una sensibilidad de aproximadamente 41 V/C. Es barato, y una amplia variedad de sondas están disponibles desde -200 C a 1350 C, -330 F a 2460 F. Uno de los metales constituyentes, níquel, es magnético, una característica de termopares hechos con material magnético es que se someten a una desviación en la salida cuando el material alcanza su punto de Curie, esto ocurre para los termopares de tipo K en alrededor de 350 C.



*Figura 6. 3: Termopar tipo K para medida de superficies.*

### **Realización de medidas**

Los termopares utilizados están diseñados específicamente para medir la temperatura de un fluido que atraviesa el interior de una tubería, realizando la medida en el exterior de esta.

Con el fin de obtener una temperatura más exacta, el buen contacto del sensor con el material de la tubería es fundamental. Existe la opción de la soldadura adaptándose a la misma curvatura del tubo para asegurar la transferencia eficaz de la temperatura del sensor. En este caso se ha optado por colocar el sensor sobre la superficie de la tubería con una pasta conductora y colocar un aislamiento alrededor, con el fin de aislar de influencias ambientales que interfieran en la medida de temperatura.

## 6.3.2. Caudalímetro

### **Principio de funcionamiento.**

El Portaflow 300 es un medidor de flujo ultrasónico de tiempo de tránsito que ha sido diseñado para trabajar con transductores con abrazadera, lo que permite que el líquido que fluye dentro de una tubería cerrada se mida con precisión, sin la necesidad de insertar piezas mecánicas a través de la pared de la tubería o para sobresalir en el sistema de flujo. Cuando se transmite ultrasonido entre los transductores X e Y, la velocidad a la que el sonido viaja a través del líquido se acelera ligeramente por la velocidad del líquido a través de la tubería.

Cuando el ultrasonido se transmite en la dirección opuesta, el flujo del líquido hace que el sonido transmitido se desacelere. La diferencia de tiempo posterior es directamente proporcional a la velocidad de flujo en la tubería. Después de medir la velocidad del flujo y conocer el área de la sección transversal de la tubería, el flujo volumétrico se puede calcular fácilmente. Los ingenieros de Micronics han desarrollado una técnica de medición que tiene la capacidad de resolver diferencias de tiempo extremadamente pequeñas de hasta 25 pico segundos ( $25 \times 10^{-12}$  segundos), lo que brinda un rendimiento extremadamente bueno en tuberías pequeñas o en tuberías grandes con flujos de baja velocidad.

La electrónica Portaflow 300 está alojada en un gabinete IP66 que incorpora la pantalla gráfica, el teclado, el sensor y las conexiones de las instalaciones de salida. La electrónica accionada por microprocesador hace que el instrumento responda rápidamente a las instrucciones dadas. La programación de la unidad se lleva a cabo seleccionando las opciones que se muestran en el menú principal y siguiendo las sencillas instrucciones proporcionadas. Las lecturas de flujo se pueden lograr en la mayoría de las aplicaciones en pocos minutos.

El uso de baterías recargables permite que la unidad funcione durante un período de más de 24 horas, dependiendo de las instalaciones utilizadas. Es posible el funcionamiento continuo a través de la fuente de alimentación mientras se recarga la batería. La pantalla gráfica proporciona datos de flujo en grandes caracteres altamente visibles que pueden mejorarse mediante el uso de la instalación de luz de

fondo, lo que permite leer el caudal desde una distancia de 5-10 metros de distancia en condiciones de iluminación extremadamente pobres. Los mensajes de error, el estado de la batería, la intensidad de la señal, la temperatura de la aplicación, la hora y la fecha se muestran de forma continua, así como la información de flujo en formato numérico o gráfico, lo que mantiene al usuario completamente consciente del proceso de medición.

Los idiomas están disponibles como opción, en inglés, francés o alemán. Se pueden suministrar en disco para descargar a través del RS232 o ya programados en el instrumento.

### Transductores

El Portaflow 300 puede trabajar con cuatro conjuntos de transductores diferentes, según la aplicación. Los sensores de alta temperatura ahora se suministran de serie. El instrumento se suministra con los conjuntos de transductores 'A' y 'B' de serie. Los conjuntos de transductores 'C' y 'D' están disponibles como opciones para aumentar la velocidad y el rango de tubería del instrumento. Los transductores 'D' solo funcionarán hasta + 80 ° C y se suministran y se suministran por separado con correas de cincha.



Figura 6. 4: Micronics Portaflow 300.

## 6.4. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

El sistema de adquisición de datos muestra en tiempo real el valor que marcan los aparatos de medida. El sistema consta de tres tarjetas y una unidad de adquisición de datos. La unidad de adquisición de datos se conecta a un ordenador, el cual mediante una aplicación informática guarda todas las medidas realizadas.

### 6.4.1. Agilent HP 34960<sup>o</sup>

La unidad de adquisición de datos que se utiliza para la medida es una Agilent modelo 34960A. Como principales características del sistema cabe destacar las siguientes:

Funciones prácticas de registro de datos.

- Medición directa de termopares, RTDs, termistores, tensión cc, tensión ca, resistencia, corriente cc y ca, frecuencia y periodo.
- Exploración por intervalos con almacenamiento de hasta 50.000 lecturas en la que aparece registrada la hora.
- Configuración independiente de canales con función, escala Mx+B y límites de alarma disponible para cada canal.
- Interfaz de usuario intuitivo con botones para la selección rápida de canales, desplazamiento por menús y entrada de datos desde el panel frontal.

Funciones de adquisición /conmutación de datos.

- Exactitud, estabilidad y eliminación de ruidos del multímetro de 69
- Hasta 60 canales por instrumento (120 canales con terminación única).
- Velocidades de hasta 600 lecturas por segundo en un canal y velocidades de exploración de hasta 250 canales por segundo.
- Selección de funciones de multiplexación, matriz, conmutación de Formato C de uso general, conmutación RF, E/S digital, totalización y salida analógica de 16 bits.

- Interfaz de transporte de datos HP-IB (IEEE-488) e interfaz RS-232 (ambos estándares).
- Compatibilidad SCPI (Comandos Estándar para Instrumentos Programables).



*Figura 6. 5: Sistema de adquisición de datos.*

#### **6.4.2. Agilent 34901A 20 Chanel Multiplex**

Las tarjetas modulares seleccionadas son las del tipo Multiplexor de 22 canales. Este módulo está dividido en dos grupos de 10 canales cada uno más dos canales protegidos con fusibles para realizar mediciones directas de corriente cc o ca. Cuando se realizan mediciones con resistencia tetrafilar, el instrumento automáticamente une en pares al canal n con el canal n+10 para establecer las conexiones de fuente y detección.



*Figura 6. 6: Tarjeta multiplexora.*

La conexión de los sensores en la tarjeta modular se realiza en función del tipo de sonda.

*Conexión de sondas de temperatura*

- RTDs: Se puede medir RTDs utilizando un método de medición bifilar tetrafilar. Ésta última es más apropiada para medir resistencias más pequeñas, por lo que se obtiene una mayor precisión. La RTD tetrafilar se conectará en los canales n y en n+10, tal y como se indica en el siguiente esquema de conexión.

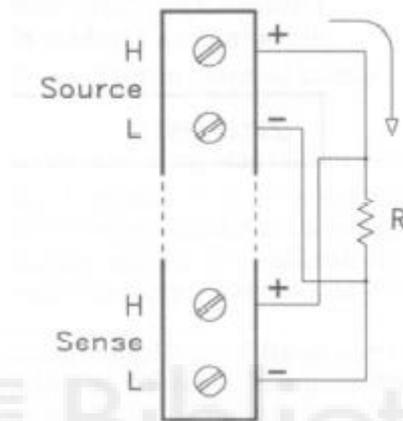


Figura 6. 7: Esquema de conexión RTD a cuatro hilos.

*Conexión de sondas de tensión cc/ca/frecuencia/periodo*

La conexión de este tipo de sondas se realiza tal y como se indica en la figura siguiente. Para la medida se puede utilizar cualquier canal del 1 al 20.

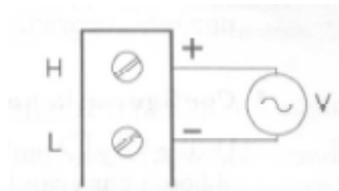


Figura 6. 8: Conexión de sondas de tensión cc/ca/freq.

La conexión de sondas de intensidad, tanto en corriente continua como en alterna, se realizarán en los canales protegidos por fusibles, que son los canales 21 y 22.

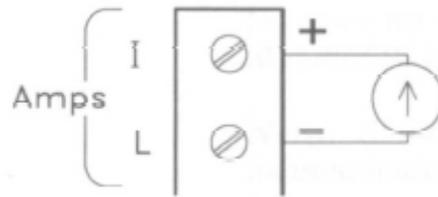


Figura 6. 9: Conexión de sondas de intensidad.

En ocasiones por falta de espacio de canales de medición de intensidad, (únicamente se dispone de dos canales por tarjeta) se tiene que utilizar una resistencia tipo Shunt para medir la intensidad por un canal de tensión.

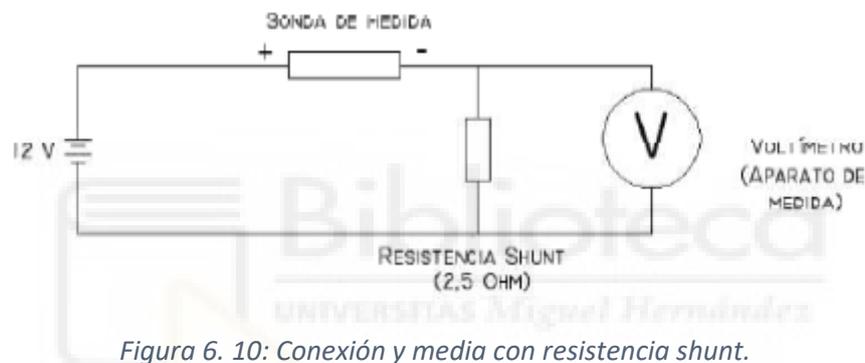


Figura 6. 10: Conexión y medida con resistencia shunt.

Al poner en paralelo una resistencia de 2,5Ω, se transforma la señal de intensidad en una de tensión, con los siguientes valores:

Intensidad	Tensión
4 mA	10 mV
20 mA	50 mV

Tabla 6. 2: Rangos de salida mínimo y máximo de intensidad y su transformación.

### Conexión de resistencias

Las resistencias se pueden medir por el método bifilar o tetrafilar. La conexión bifilar está indicada para grandes valores de resistencia, ya que es una medida directa de la tensión que se establece entre los dos bornes del canal, sometidos a una corriente cc conocida (Iprueba).

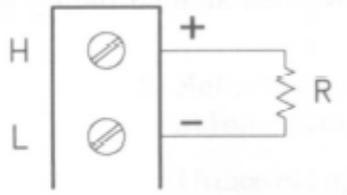


Figura 6. 11: Medición de resistencia bifilar.

La medida tetrafililar es la más indicada para medir pequeñas resistencias. La resistencia del conductor de prueba, la del multiplexor y la del contacto se anulan automáticamente al utilizar este método. El método de medida es el siguiente: una fuente de corriente constante fuerza a la corriente  $I_{prueba}$  a atravesar una resistencia desconocida  $R$ , desarrollando una tensión que es medida por el aparato. A continuación, se calcula la resistencia desconocida aplicando la Ley de Ohm.

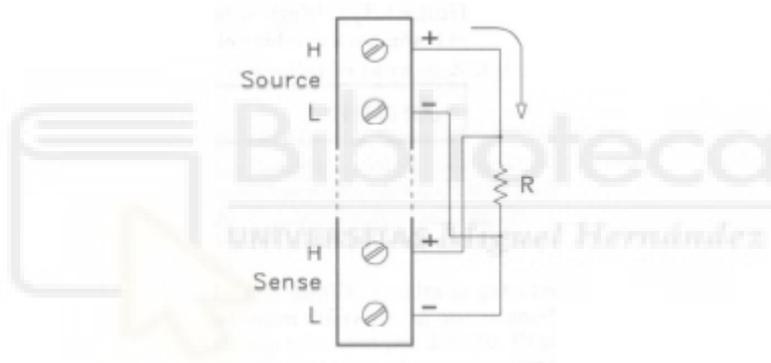


Figura 6. 12: Medición de resistencia tetrafililar.

### 6.4.3. HP BenchLink Logger

El control y adquisición de datos de la instalación se realiza desde el ordenador a través de una aplicación informática de interfaz programado en el software que suministran con la tarjeta, HP BenchLink Data Logger. El programa permite la configuración de las características de la captura de datos como el intervalo de escaneado o las condiciones de arranque y parada de la aplicación. También permite la configuración de los canales de lectura asignándoles el tipo de variable a medir, el escalado con la ganancia y el offset en caso de precisarse y la resolución de los valores almacenados. Además, incluye la posibilidad de definir unos límites para inclusión de alarmas en función de los valores capturados en el proceso de medida.

En el Punto 7 se detalla el funcionamiento y la puesta a punto del HP BenchLink Data Logger.

#### **6.4.4. Errores en la medida**

##### *Errores en el cableado del sistema*

Los errores que se pueden cometer debido al cableado del sistema son los siguientes:

- Interferencia de radiofrecuencia. La mayoría de los instrumentos de medición de tensión pueden generar lecturas falsas en presencia de señales por aparatos de radio, monitores, o teléfonos móviles. Para reducir las interferencias, se tratará de minimizar la exposición al cableado del sistema de fuentes RF de alta frecuencia.
- Ruido causado por campos magnéticos. Si se realizan mediciones cerca de campos magnéticos, se han de tomar precauciones para evitar tensiones inducidas en las conexiones de medición.

##### *Errores en la medición de tensión cc:*

- Ruido causado por corriente inyectada. Las capacitancias residuales en el transformador de energía del instrumento hacen que circulen pequeñas corrientes desde el terminal hasta la conexión de tierra.
- Errores de carga debidos a la resistencia de entrada. Los errores de carga en la medición se producen cuando la resistencia del dispositivo sometido a prueba es un porcentaje apreciable de la propia resistencia del instrumento.
- Errores de carga debidos a la corriente de polarización de entrada. Los dispositivos semiconductores utilizados en los circuitos de entrada tienen pequeñas corrientes de pérdidas denominadas corrientes de polarización.

Estas se agudizarán con el aumento de la temperatura, por lo que se procurará mantener el sistema de adquisición de datos alejado de las altas temperaturas.

*Errores de medición de tensión en ca:*

- Errores del factor de cresta. Debido a que las señales no son siempre senoidales, puede haber efectos adversos sobre la precisión de la medición.
- Errores de la medición de ca de bajo nivel. Las medidas de tensión de ca de menos de 100 mV son susceptibles de sufrir errores producidos por fuentes de ruido exterior.
- Errores de coeficiente de temperatura y de sobrecarga. El convertidor analógico-digital de la Agilent utiliza una técnica de medición de ca que mide y elimina de forma periódica las tensiones de desviación interna al seleccionarse una función o rangos distintos. Cuando se realiza una selección manual a un nuevo rango en una condición de sobrecarga, es posible que se degrade la medición de desviación interna para el rango seleccionado.

*Errores de medición de corriente*

- Errores en la medición de corriente cc. Cuando se conecta la tarjeta de adquisición de datos en serie con un circuito para medir la corriente que circula por él, se introduce un error producido por la tensión de carga.
- Error en mediciones de ca. El error que se produce en la corriente cc también se producen al medir corriente ca, sin embargo, la tensión de carga es mayor debido a la inductancia en serie del acondicionador de señal y a las conexiones de la medición. La tensión de carga aumenta también con la frecuencia de entrada.

*Errores de medición de resistencia:*

- Errores debidos a tensiones externas. Las tensiones presentes en el cableado en las conexiones del sistema afectarán a la medición de resistencia.

*Errores en la medición de frecuencia y periodo:*

- El principal error que se puede producir en este tipo de mediciones es al medir bajas frecuencias y tensiones, debido al ruido interno y externo que llega al acondicionador de señal. Este error es inversamente proporcional a la frecuencia. Para evitar este error se apantallará el cable y se utilizarán filtros pasabajos en caso de ser necesario.

## 6.5. LISTADO DE SONDAS Y CANALES

A continuación, se indica la instrumentación usada en los ensayos, así como la configuración de los canales de la tarjeta de adquisición de datos.

Variable a medir	Marca	Sensor utilizado	Rango de medida	Precisión	Tipo salida
Temperaturas	UTECO tipo K	Termopar	-200 a +1250°C	±1,5°C	Directa por Agilent
Caudalímetro	Micronics Portaflow 300	Transductor	0,2 a 12 m <sup>3</sup> /s	± 1-2% de lectura de flujo o ± 0,02 m <sup>3</sup> /s, lo que sea mayor	Directa por Agilent

*Tabla 6. 3: Listado de sondas.*

Para recibir una lectura directa del parámetro a medir (temperatura ambiente, humedad relativa ambiente, etc.), debemos de ajustar los parámetros de Ganancia (Gain) y desfase (offset). Para ello debemos recurrir a los datos del fabricante.

Teniendo el rango de medida de las sondas, se conocen los puntos de medida máximo y mínimo, que se corresponden con una salida de 4 a 20 mA respectivamente, o de 5 a 10 mV si se utiliza resistencia Shunt.

Sabiendo que la medida que se obtiene por parte de los sensores será lineal, es decir, que su ecuación de funcionamiento responde a la de una recta, y conociendo dos puntos de esta (máximo y mínimo), se obtiene la ecuación que proporciona el valor del rango de medida en función de la corriente o tensión de salida de la sonda.

Caudal m <sup>3</sup> /h	Intensidad
0	4 mA
2	20 mA

$$\frac{2m3h-0m3/h}{20mA-4mA} = \frac{y-0m3/h}{x-4mA}$$

$$y = (0,125x - 0,5)m3/h$$

Tabla 6. 4: Rango y tipo de salida de caudalímetro.

Por lo que la ganancia de esta sonda es de 0,125 y el offset de -0,5. Del mismo modo se realizan los mismos pasos para las demás sondas.

Este proceso nos será útil para ajustar los parámetros al rango de medida de las sondas, pero también para el caso de tener que medir intensidad en un canal de voltaje, y ser necesaria la utilización de una resistencia shunt, en ese caso se realizará el mismo proceso descrito antes.

En el caso que ocurran los dos casos descritos anteriormente, el resultado de Ganancia (Gain) y desfase (offset) será la combinación de ambas.

Por último, se adjunta la configuración de los canales, que habría que poner en la tarjeta de adquisición de datos.

Canal	Etiqueta	Tipo medida	Ganancia	Offset	Unidad	Notas
101	T1	Temperatura	1	Auto.	°C	T. interacumulador2
102	T2	Temperatura	1	Auto.	°C	T. agua cons.
103	T3	Temperatura	1	Auto.	°C	T. bomba ret. 3
104	T4	Temperatura	1	Auto.	°C	T. bomba ret. 4
105	T5	Temperatura	1	Auto.	°C	T. interacumulador1
106	T6	Temperatura	1	Auto.	°C	T. dep. solar
107	T7	Temperatura	1	Auto.	°C	T. sal. captadores
108	T8	Temperatura	1	Auto.	°C	T. sal. dep. solar
109	T9	Temperatura	1	Auto.	°C	T. B.D.C. inter2
110	T10	Temperatura	1	Auto.	°C	T. B.D.C. inter1
111	T11	Temperatura	1	Auto.	°C	T. B.D.C. inter3
201	T12	Temperatura	1	Auto.	°C	T. amb.
202	T13	Temperatura	1	Auto.	°C	T. ret. recirculación
203	T14	Temperatura	1	Auto.	°C	T. imp. recirculación
221	Consumo	Caudal	0,125	-0,5	m <sup>3</sup> /h	T. consumo

*Tabla 6. 5: Configuración de canales.*

## 7. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Este apartado indica el procedimiento a seguir para la realización de los ensayos y obtención de los datos necesarios para predecir el comportamiento de la instalación.

Se especificará la duración de los ensayos con el fin de obtener una mínima cantidad de datos para realizar correctamente el posterior procesado. También se especificará la forma de adquisición de estos datos, tanto de funcionamiento como ambientales, a través de la monitorización y registro de las variables.

Para acabar, se describirá todo el procesado de datos, partiendo del correcto guardado al terminar el ensayo y posterior ordenado de estos para finalmente ser introducidos en la macro de Excel elaborada para esta función y que proporcionará los resultados del ensayo para su análisis y discusión posterior.

### 7.1. PROCEDIMIENTO DE ENSAYO

En este apartado se describen las condiciones de ensayo llevadas a cabo para modelizar y realizar los consumos con los que estudiar la instalación. El propósito de los ensayos es la obtención de una serie de consumos controlados de referencia con los que ayudarnos para realizar el posterior análisis de la instalación. También se busca con estos ensayos observar la influencia de cada una de las temperaturas registradas en el funcionamiento de la instalación.

Para llevar a cabo el ensayo se hará uso de la norma UNE-EN 16147:2017. La normativa UNE-EN-16147 define los ensayos de caracterización y requisitos que deben cumplir los equipos para su marcado como equipos para producción de agua caliente sanitaria partir de bombas de calor con compresor accionado eléctricamente. Esta norma europea especifica los métodos de ensayos, la determinación de las prestaciones y el cálculo de la eficiencia energética para la producción de agua caliente de los calentadores de agua termodinámicos aire/agua, agua glicolada/agua, agua/agua e intercambio directo/agua. La norma incluye únicamente los procedimientos de ensayos para las bombas de calor que producen

agua caliente sanitaria, no incluye procedimientos simultáneos a la producción de agua caliente sanitaria y calefacción. Solo aplica para sistemas compuestos de bombas de calor y un depósito acumulador.

Para realizar el ensayo, primero debemos determinar el perfil de extracción correspondiente para nuestra instalación. Los ensayos en esta norma se dividen en diferentes etapas:

- Etapa A: Estabilización.
- Etapa B: Llenado y volumen del depósito de acumulación.
- Etapa C: Llenado y periodo de subida de temperatura.
- Etapa D: Potencia absorbida en régimen estable.
- Etapa E: Paso de agua.
- Etapa F: Agua mezclada a 40°C y temperatura del agua caliente de referencia.

En este caso para la determinación del perfil de extracción nos centraremos en la Etapa E. Para esta etapa se debe seleccionar el perfil de extracción que se utilizara en el ensayo, que se determina según las prestaciones que pueda aportar una bomba de calor, para este proyecto utilizamos la bomba de calor aire/agua. El perfil de extracción que se utilizara para ensayar la bomba de calor es el 4XL, seleccionado conforme el Reglamento de (UE) N° 813/2013 de la comisión de 2 agosto 2013. Asumiendo que se tiene eficiencia energética de caldeo de agua de 64%, tomando en cuenta la energía consumida y el calor aportado por la bomba de calor.

Para la estimación del calor aportado por la bomba de calor ( $Q_{tap}$ ) realizamos el siguiente cálculo:

$$Q_{tap} = \dot{m} * C_p * \Delta T = \rho * V * C_p * \Delta T$$

$$Q_{tap} = 1000 \frac{kg}{m^3} * 0,3 m^3 * 4,18 \frac{kJ}{kgK} * (333 - 286)K = 58938 kJ$$

Siendo:

- $\rho$  la densidad del agua (kg/m3)

- $C_p$  calor específico del agua (kJ/kgK).
- $V$  volumen del depósito interacumulador (m<sup>3</sup>).
- $\Delta T$  incremento de temperatura dentro del depósito. Estimamos que va desde una temperatura promedio de 13°C (286 K) hasta la consigna inferior del propio interacumulador situada en 60°C (333 K).

Ahora suponemos que esa energía se transmite en una hora por lo que deberíamos dividirlo en 3600 segundos. Obtenemos 16,37 kW. Por lo tanto, en una hora se generan 16,37 kWh. Con estos datos y teniendo en cuenta que contamos con dos interacumuladores, nos conviene el uso del perfil de extracción de 4XL.

Los perfiles de extracción en función de las cantidades de energía diferentes se indican en el anexo A. Se deben alcanzar todas las extracciones individuales del perfil de extracción, es decir que se debe cerrar la válvula y se debe requerir un tiempo como mínimo de un minuto antes de proceder al siguiente paso. En la propia tabla se detallan los valores de los consumos realizados y las variaciones que se llevan a cabo. En la siguiente tabla se muestran los consumos realizados:

Hora	Qtap (kWh)	Litros calculados	Litros cons.
08:10	22,4	410,3	400
09:10	10,08	184,6	175
11:30	13,44	246,2	250
15:30	5,04	92,31	100
18:30	6,72	123,1	125
20:20	11,76	215,4	225
21:20	24,08	441,1	450

Tabla 7. 1: Consumos realizados en diciembre.

Los litros fueron calculados con un proceso similar al anterior pero esta vez conociendo la energía generada ( $Q_{tap}$ ) y despejando el volumen. La medida que teníamos para realizar el consumo era aproximadamente de 25 litros, por este motivo están redondeados en múltiplos de ese número.

## 7.2. PUESTA A PUNTO DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Como se ha mencionado anteriormente, las lecturas se realizan a través del programa informático Agilent BenchLink Data Logger 3, el cual recibe la señal de la unidad de adquisición de datos, antes de esto tendremos que localizar la unidad de adquisición mediante otro programa denominado IO Control.

Puesto que se ha hecho una instalación nueva de sondas de medida se debe configurar el programa de adquisición de datos para que en éste aparezcan los datos que interesen. Este proceso solo se realiza una vez, pero se debe modificar si se cambia alguna de las sondas de medida o se instala alguna nueva.

En primer lugar, las tarjetas modulares deben estar conectadas al rack e introducidas en las respectivas ranuras de la unidad de adquisición de datos, posteriormente se debe conectar la unidad de adquisición de datos con el ordenador.

Una vez iniciado el programa, si ya se ha encontrado alguna vez la unidad lectora, saldrá directamente y no tendremos que volver a buscarla simplemente nos iremos al siguiente programa Agilent BenchLink Data Logger 3 y comenzaremos a medir. En el caso de que en el programa IO Control no aparezca la figura de nuestra unidad con el tick verde tendremos que seguir los pasos que se muestran a continuación:

- Marcaremos la tecla +Add y a continuación “serial instrument”, en este momento nos aparece una ventana en las que nos aparecen varios valores. Los primeros valores que aparecen significan en que puerto de nuestro ordenador se encuentra conectada la unidad. En el siguiente apartado “configure serial properties” tenemos unos parámetros los cuales tienen que coincidir en 3 sitios diferentes para que la conexión funcione perfectamente, estos 3 lugares son:
  - Modificación en la unidad de adquisición de datos.
  - En el programa IO Control.
  - Y en la configuración del puerto en el ordenador.

Después de comprobar que estos valores coincidan en estos 3 lugares, marcaremos la casilla de “Auto-Identify This Instrument” y marcaremos OK. En este momento estaría perfectamente vinculada la unidad de adquisición de datos.

A continuación, abrimos el programa de adquisición de datos denominado Agilent BenchLink Data Logger 3, el primer paso sería encontrar nuestra unidad en este programa, esto lo haremos marcando “Add Instrument”.

Seguidamente, buscaremos nuestra unidad entre las opciones que nos da el programa y nos conectaremos a ella. Observaremos la HP 34970<sup>a</sup> conectada y reflejara las tarjetas multiplexoras conectadas con 20 canales cada una.

### 7.3. TRATAMIENTO DE DATOS

Para comenzar la lectura de datos, se hace clic en el icono de play “start scan”. Aparece entonces un cuadro de diálogo, si se accede a la opción de “settings” se puede configurar el intervalo de tiempo que pasa entre una medida y la siguiente. Y desde la opción “Start” se da comienzo la toma de datos.

Después de tomar medidas durante el tiempo deseado, se detiene el ensayo, para ello se pulsa el botón de stop “stop scan”. Para guardar el archivo se hace desde “archivo/export data”, entonces aparece una ventana nueva, en la que se indica el nombre del archivo y la ubicación donde se desea guardar.

Este archivo que se ha generado tiene extensión \*.csv, por lo que para poder trabajar con ellos se debe hacer desde una aplicación de hoja de cálculo. En este caso se ha decidido usar Excel ya que es el más común y esto permitirá visualizar los datos en cualquier ordenador sin necesidad de instalar ningún programa nuevo.

Sobre este archivo no se puede trabajar directamente, ya que en él aparecen muchos datos innecesarios que se han de eliminar, también es necesario cambiar el título de las columnas para diferenciarlas más claramente.

Una vez abiertos los datos con Excel, realizamos los siguientes pasos:

- Seleccionamos la primera columna, en la cual se encuentran todos los datos, y hacemos clic en “Texto en columnas”. Dentro de la pestaña “Datos”.

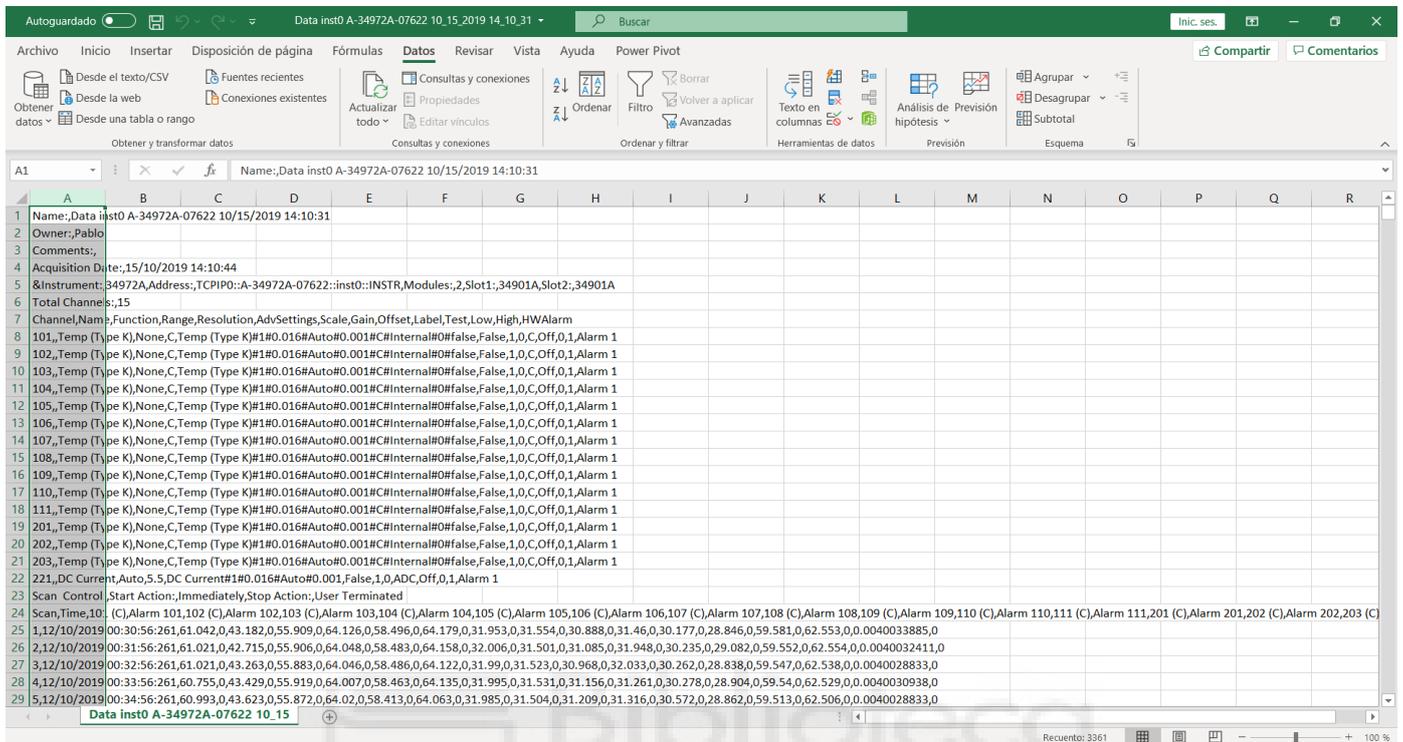


Figura 7. 1: Ejemplo de toma de datos del 15/10/2019. Selección columna A.

- En la ventana que nos aparece, nos sale por defecto la opción de “delimitados”, la cual dejaremos y pasaremos al siguiente paso clicando “siguiente”.

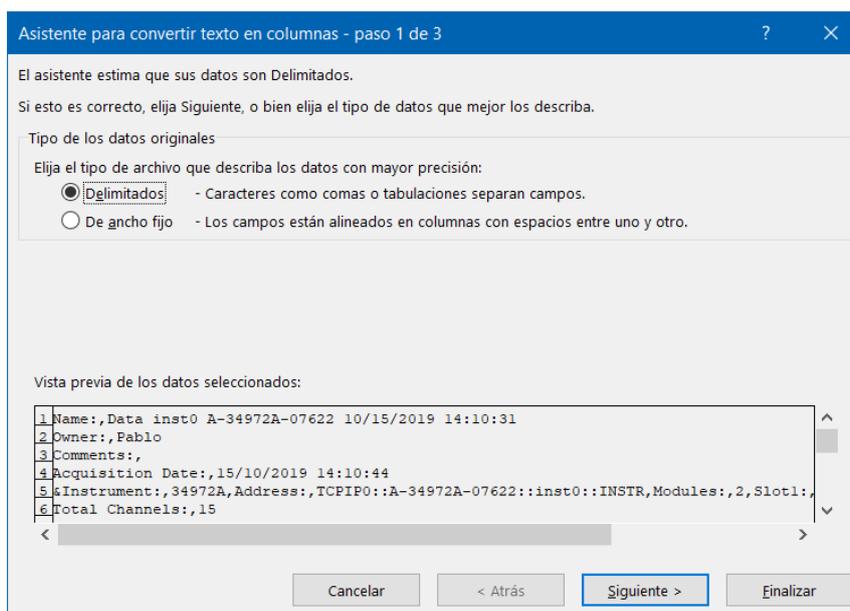


Figura 7. 2: Ejemplo toma de datos del 15/10/2019.

- A continuación, marcamos la opción de “coma” y hacemos clic de nuevo en “siguiente”.

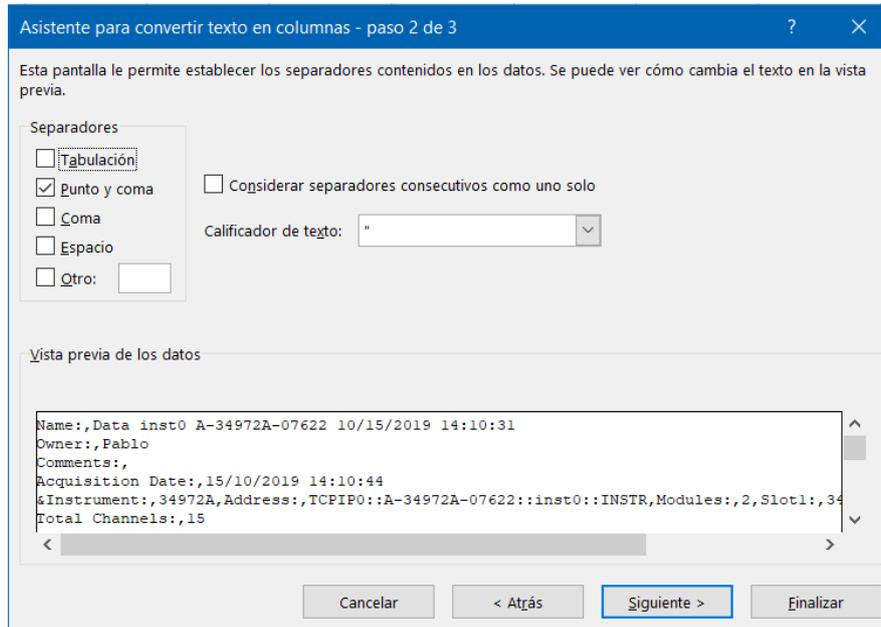


Figura 7. 3: Ejemplo toma de datos del 15/10/2019.

- Por último, hacemos clic en “Avanzadas...”, donde se nos mostrará una serie de opciones para indicar los separadores de los miles. Una vez dentro en el apartado de “separador decimal” debemos escoger la opción del punto (“.”) y en “separador de miles” la opción de ninguno. Ahora si clicamos “Aceptar” y “Finalizar”.

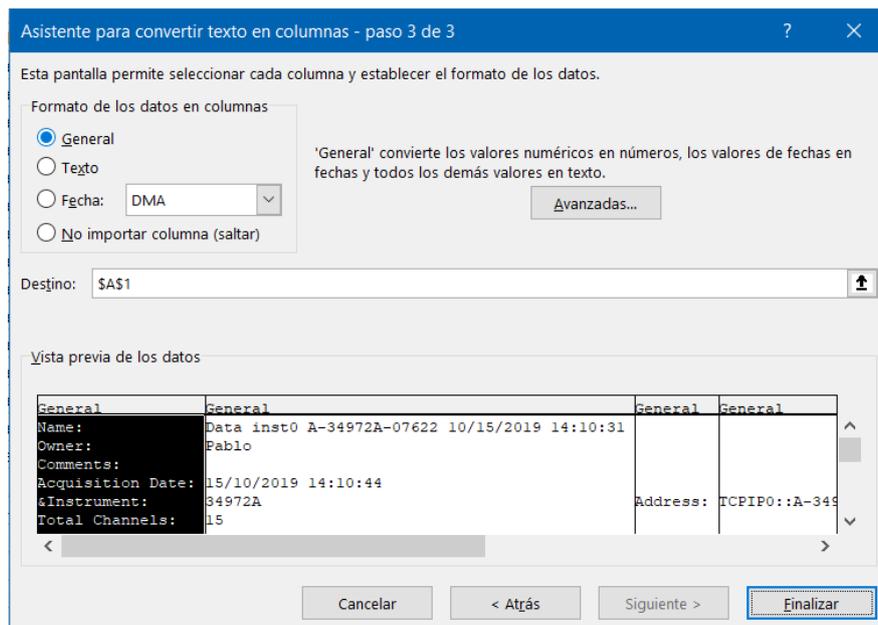


Figura 7. 4: Ejemplo toma de datos del 15/10/2019.

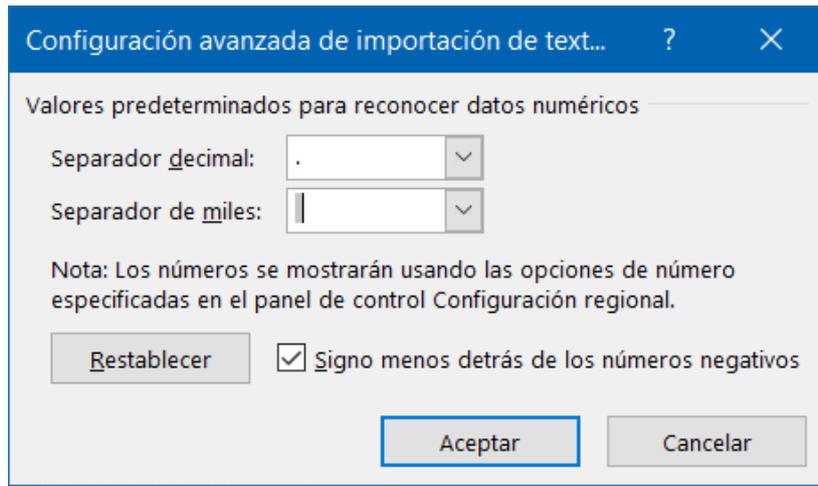


Figura 7. 5: Ejemplo toma de datos del 15/10/2019.

Como resultado tenemos todos los datos perfectamente divididos en columnas como se muestra en la Figura 7.6. Tan solo nos faltaría eliminar los datos de las primeras filas que no nos sirven y las columnas de “Alarm”.

Channel	Name	Function	Range	Resolution	AdvSettings	Scale	Gain	Offset	Label	Test	Low	High	HWAlarm				
101		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
102		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
103		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
104		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
105		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
106		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
107		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
108		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
109		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
110		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
111		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
201		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
202		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
203		Temp (Type K)	None	C	Temp (Type K)	False	1	0	C	Off	0	0	1 Alarm 1				
221		DC Current	Auto		5,5 DC Current#1	False	1	0	ADC	Off	0	0	1 Alarm 1				
Scan	Control	Start Action:	Immediately	Stop Action:	User Terminated												
25	1	12/10/2019 0	61,042	0	43,182	0	55,909	0	64,126	0	58,496	0	64,179	0	31,953	0	31,554
26	2	12/10/2019 0	61,021	0	42,715	0	55,906	0	64,048	0	58,483	0	64,158	0	32,006	0	31,501
27	3	12/10/2019 0	61,021	0	43,263	0	55,883	0	64,046	0	58,486	0	64,122	0	31,99	0	31,523
28	4	12/10/2019 0	60,755	0	43,429	0	55,919	0	64,007	0	58,463	0	64,135	0	31,995	0	31,531
29	5	12/10/2019 0	60,993	0	43,623	0	55,872	0	64,02	0	58,413	0	64,063	0	31,985	0	31,504

Figura 7. 6: Ejemplo toma de datos del 15/10/2019.

Todos estos documentos se guardan en una carpeta de “Datos”. Como hemos visto, en cada documento encontramos alrededor de 50000 muestras de temperatura y caudal. Esto corresponde a dos días y medio de datos. El siguiente paso fue dividir esos datos en sus diferentes días para realizarlos más manejables y útiles.

Scan	Time	101 (C)	102 (C)	103 (C)	104 (C)	105 (C)	106 (C)	107 (C)	108 (C)	109 (C)	110 (C)	111 (C)	201 (C)	202 (C)	203 (C)	221 (ADC)
1599	22/12/2019 00:00:11:268	81,516	32,501	55,489	59,017	56,871	58,687	24,736	24,276	15,042	21,187	20,776	20	55,428	58,592	0,00400124
1600	22/12/2019 00:01:11:268	81,735	30,681	56,008	58,51	57,577	58,643	24,667	24,268	15,135	21,684	20,494	19,767	55,181	58,316	0,00400156
1601	22/12/2019 00:02:11:268	81,729	29,83	55,86	58,146	56,593	58,649	24,631	24,287	15,302	21,567	20,626	20,04	54,836	58,646	0,00400122
1602	22/12/2019 00:03:11:268	81,754	33,25	55,566	57,882	56,935	58,633	24,665	24,294	15,271	21,448	20,656	19,85	54,448	58,857	0,0040013
1603	22/12/2019 00:04:11:268	81,647	35,082	55,247	57,524	56,709	58,584	24,693	24,254	15,259	21,44	20,642	20,115	53,869	59,054	0,00400164
1604	22/12/2019 00:05:11:268	81,647	36,576	55,028	57,263	56,527	58,563	24,729	24,218	15,199	21,326	20,835	19,933	53,1	59,142	0,00400137
1605	22/12/2019 00:06:11:268	81,722	37,258	54,774	56,953	56,813	58,522	24,691	24,257	15,082	21,555	20,741	19,986	52,44	59,205	0,0040013
1606	22/12/2019 00:07:11:268	81,67	33,05	54,668	56,651	56,005	58,524	24,712	24,281	15,042	21,44	20,629	19,984	51,918	59,215	0,00400126
1607	22/12/2019 00:08:11:268	81,676	34,668	54,522	56,365	55,73	58,537	24,699	24,262	15,061	21,531	20,605	20,185	51,528	59,265	0,00400143
1608	22/12/2019 00:09:11:268	81,634	36,776	54,26	56,119	55,615	58,524	24,704	24,283	15,147	21,429	20,809	19,917	50,972	59,285	0,00400069
1609	22/12/2019 00:10:11:268	81,632	37,906	54,068	55,812	55,449	58,6	24,677	24,278	15,101	21,445	20,894	20,166	50,786	59,354	0,00400126
1610	22/12/2019 00:11:11:268	81,707	38,467	54,013	55,472	55,259	58,558	24,675	24,278	15,026	21,292	20,564	19,905	50,515	59,398	0,0040013
1611	22/12/2019 00:12:11:268	81,645	36,096	53,901	55,183	55,049	58,527	24,68	24,273	15,01	21,274	20,626	19,996	50,223	59,381	0,00400126
1612	22/12/2019 00:13:11:268	81,725	33,532	53,792	54,905	54,534	58,54	24,59	24,283	15,104	21,411	20,642	19,757	50,015	59,354	0,00400149
1613	22/12/2019 00:14:11:268	81,735	31,649	53,704	54,63	54,327	58,553	24,619	24,262	15,2	21,453	20,878	20,133	49,809	59,372	0,00400126
1614	22/12/2019 00:15:11:268	81,694	32,017	53,618	54,302	54,329	58,496	24,624	24,283	15,227	21,247	20,822	20,111	49,378	59,403	0,00400145
1615	22/12/2019 00:16:11:268	81,683	35,137	53,371	54,016	54,462	58,488	24,587	24,283	15,203	21,258	20,715	19,905	49,131	59,393	0,00400118
1616	22/12/2019 00:17:11:268	81,668	36,791	53,379	53,723	54,368	58,402	24,513	24,262	15,286	21,107	20,766	20,042	48,754	59,356	0,00400139
1617	22/12/2019 00:18:11:268	81,681	37,665	53,235	53,449	54,137	58,411	24,53	24,266	15,191	21,619	20,645	19,717	48,549	59,328	0,00400137
1618	22/12/2019 00:19:11:268	81,672	38,472	53,322	53,209	53,863	58,415	24,512	24,219	15,104	21,409	20,766	20,111	48,365	59,325	0,00400215
1619	22/12/2019 00:20:11:268	81,726	36,001	53,203	52,904	54,972	58,431	24,541	24,221	15,053	21,658	20,544	20,026	48,206	59,281	0,0040013
1620	22/12/2019 00:21:11:268	81,739	34,012	53,18	52,628	53,379	58,473	24,509	24,174	15,051	21,623	20,664	19,98	48,037	59,296	0,0040013
1621	22/12/2019 00:22:11:268	81,736	36,363	53,154	52,376	53,429	58,46	24,467	24,283	15,094	21,594	20,78	20,197	47,876	59,186	0,00400152
1622	22/12/2019 00:23:11:268	81,695	37,768	53,228	52,118	53,249	58,434	24,444	24,212	15,1	21,626	20,579	19,77	47,888	59,188	0,00400088
1623	22/12/2019 00:24:11:268	81,64	38,624	52,959	51,766	52,842	58,398	24,41	24,226	14,998	21,669	20,5	20,063	47,904	59,211	0,0040013
1624	22/12/2019 00:25:11:268	81,584	39,085	53,032	51,507	52,423	58,427	24,384	24,173	15,019	21,637	20,646	19,854	47,849	59,219	0,00400124
1625	22/12/2019 00:26:11:268	81,573	36,905	52,905	51,25	52,233	58,471	24,365	24,237	14,968	21,425	20,957	20,524	47,799	59,177	0,00400202
1626	22/12/2019 00:27:11:268	81,623	35,552	52,897	50,985	51,667	58,484	24,32	24,242	15,008	21,653	20,611	20,165	47,685	59,165	0,00400107

Figura 7. 7: Datos del 22/12/2019. Ejemplo de separación de datos.

Una vez separados en días con la misma nomenclatura a la hora de nombrarlos, se separaron en subcarpetas dependiendo del mes. También se incorporaron todos los datos a una carpeta juntos. El fin de realizar esta carpeta es crear un Excel donde cargar los datos requeridos de manera más fácil. Una vez creado un nuevo Excel llamado “Cálculos Datos”, podemos vincular esa hoja de Excel a la carpeta donde tenemos todos los días. De esta manera cargamos los datos del día que queremos de manera sencilla.

El libro llamado “Cálculo Datos” nos servirá como guía para visualizar los días. En el tenemos un total de 9 hojas. Tres de ellas para cargar los datos de tres días diferentes, tres idénticas destinadas a los cálculos de cada uno de los días y otras tres dedicadas a la representación de los datos y cálculos. De esta manera podemos visualizar tres días diferentes al instante, pudiendo ser más con solo volver a duplicar otra vez las hojas.

## 8. SELECCIÓN DE DATOS

En este punto lo que se pretende es seleccionar del amplio muestreo de datos recogidos, los días que más información puedan aportar. Para posteriormente separarlos y analizarlos según la época del año.

Para conocer los días que se deben analizar en la instalación es necesario fijar unos criterios que nos permitan descartar información.

Los pasos que se han seguido se detallan a continuación.

### 8.1. DATOS DE ENSAYOS

Como se ha explicado anteriormente, en el Punto 7.1, se realizaron una serie de ensayos. Los datos referentes a esos días son muy importantes ya que se realizó con un perfil de consumo controlado.

Dada la organización de nuestros datos, el siguiente paso es identificar cuáles fueron esos días. Como se muestra en la imagen, los días fueron 17, 19, 20 y 23 de diciembre del 2019.

Estos días en principio serían los que más información nos pueden aportar. Por este motivo, serán los que analicemos primero.

### 8.2. DATOS SEGÚN LAS CONDICIONES METEOROLÓGICAS

Como es de esperar, una de las cosas más importantes a la hora de analizar los datos de este tipo de instalaciones son las condiciones meteorológicas de los días de recogida de datos. En concreto, se destaca el dato de radiación solar.

Con este dato es posible obtener mucha información sobre la instalación. Si, por ejemplo, se tiene constancia de un día en el que la radiación solar haya sido alta y constante, se puede suponer el funcionamiento de los captadores. Esto se debe a que la instalación solar debería funcionar de manera constante y a pleno rendimiento. Con esta información y atendiendo a las gráficas de ese día, se facilita la labor deducir y analizar si está funcionando de manera correcta.

Por el contrario, si los datos de radiación esos días no son muy buenos se puede dar con que la instalación solar no tenga un aporte energético significativo y encontrar gráficas anómalas que dificulten la comprensión del funcionamiento de la instalación.

Para identificar estos datos se cuenta con un piranómetro, el cual se encarga de proporcionar datos precisos de radiación.

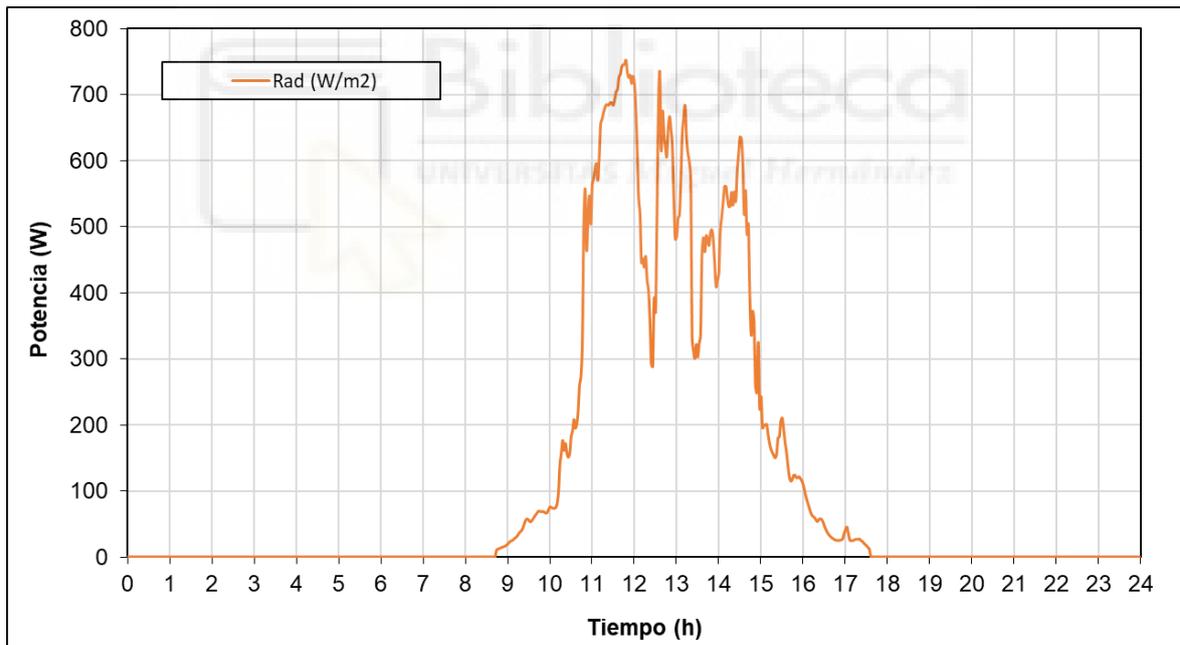


Figura 8. 1: Radiación del 17 de diciembre de 2019.

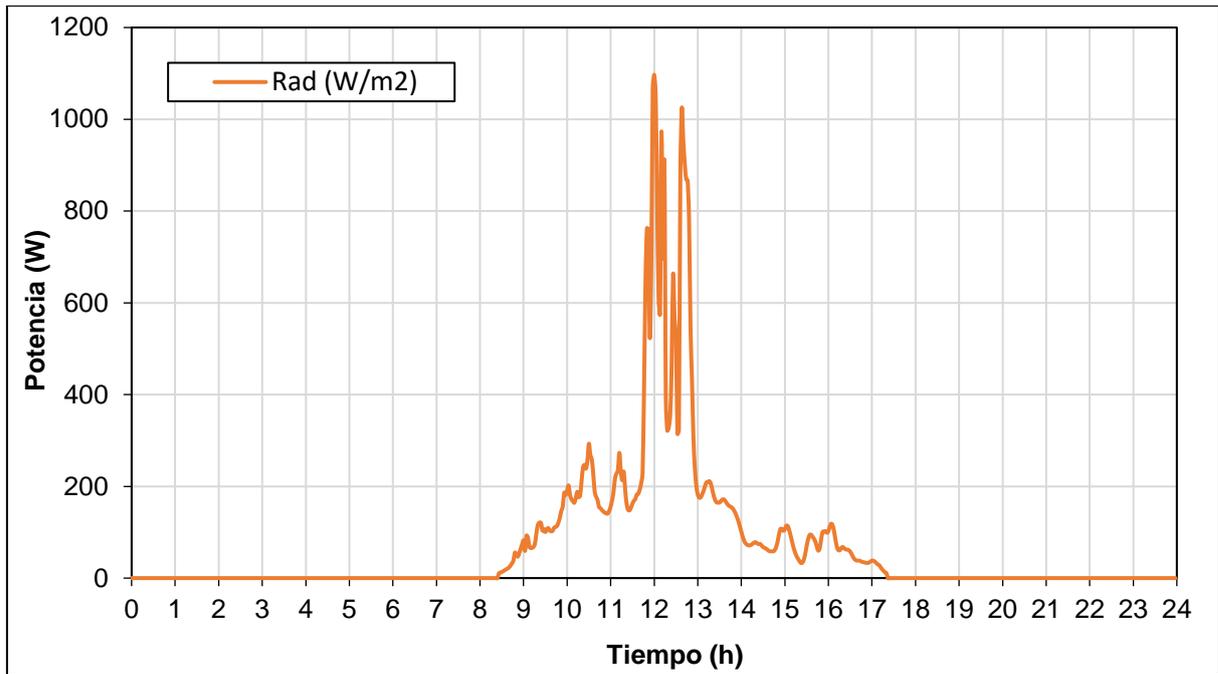


Figura 8. 2: Radiación del 19 de diciembre de 2019.

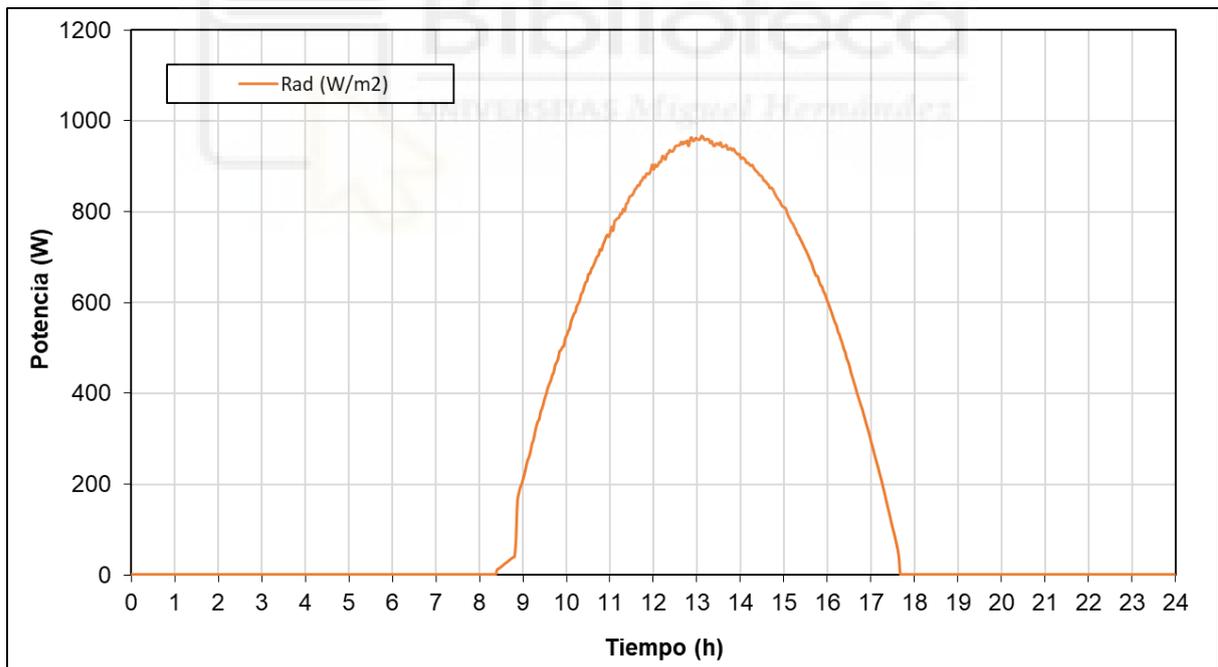


Figura 8. 3: Radiación del 22 de diciembre de 2019.

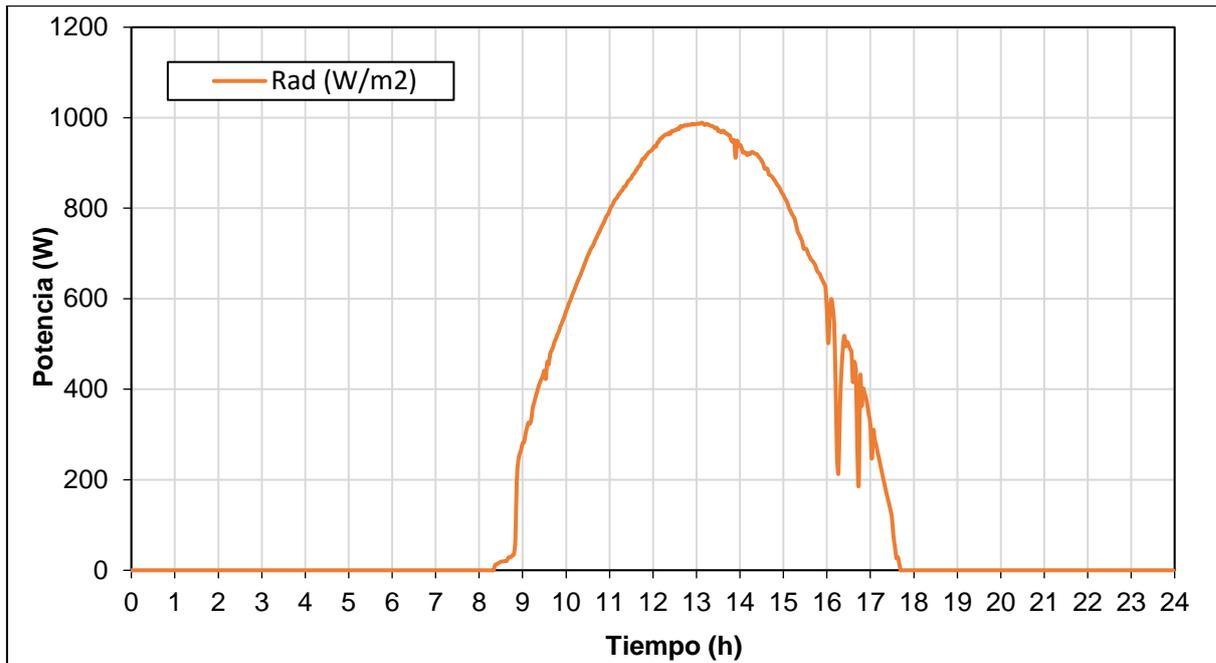


Figura 8. 4: Radiación del 23 de diciembre de 2019.

Como se puede observar los días con los que se cuenta, que corresponden con una mejor radiación son:

- Día 22 de diciembre de 2019.
- Día 23 de diciembre de 2019.

Estos son los días que también se tendrán en cuenta a la hora de analizar.

Del resto de días de los que no se tienen datos de radiación se puede deducir si ese fue buen día en cuanto a producción solar. Esto se sabe por la temperatura de salida de los captadores que se verá en apartados posteriores. A continuación, se muestran algunos días seleccionados:

- Día 14 de julio de 2019.
- Día 18 de agosto de 2019.
- Día 20 de septiembre de 2019.
- Día 3 de octubre de 2019.
- Día 6 de octubre de 2019.

## 8.3. ELEMENTOS SINGULARES EN LAS GRÁFICAS

En el Punto 7.3 se ha descrito el tratamiento que se ha seguido con los datos. Una labor bastante útil es realizar capturas generales de las gráficas de todos los días obtenidos. Con esto lo que se pretende, además de comprobar que se han procesado de manera correcta todos los datos, es que de esta manera se puede observar de forma rápida si se dispone de días en los que hay algún funcionamiento anormal en cualquiera de las gráficas.

Estos días también son interesantes de analizar. Pueden deberse a diferentes factores, por lo que únicamente se usarán para solucionar fallos en la instalación y proponer mejoras. Incluso para conocer mejor el funcionamiento de la instalación, pero en ningún caso para empezar a analizarla puesto que sería muy costoso.

Siguiendo este procedimiento se han encontrado estos días con singularidades:

- Día 29 del junio de 2019.
- Día 1 del noviembre de 2019.
- Día 30 de julio de 2019.
- Día 25 de septiembre de 2019.
- Día 1 de noviembre de 2019.
- Día 6 de noviembre de 2019.
- Día 30 de noviembre de 2019.

## 8.4. TIPOS DE GRÁFICAS

En el Punto 7.3 se ha descrito la manera en la que se ha realizado el tratamiento de datos y su posterior guardado. En resumen, lo que se ha hecho es ordenar los datos por días para poder representarlos más adelante.

Dado el tamaño de la instalación, ha sido necesario colocar un gran número de sondas de temperatura. Esto puede suponer un problema a la hora de representarlas todas en una gráfica.

Antes de analizar las gráficas de los días mencionados es importante primero describir y presentar las distintas temperaturas con las que se cuenta. Esto no es más que separarlas individualmente o por grupos para estudiar su forma e identificarlas rápidamente cuando sean mostradas conjuntamente en uno de los días seleccionados.

Para presentar las gráficas se ha seleccionado un día muy completo en cuanto a información se refiere. El día seleccionado es el 25 de septiembre de 2019.

A continuación, se muestra el conjunto de las temperaturas y consumo representadas de ese día:



SELECCIÓN DE DATOS

Medidas de la instalación

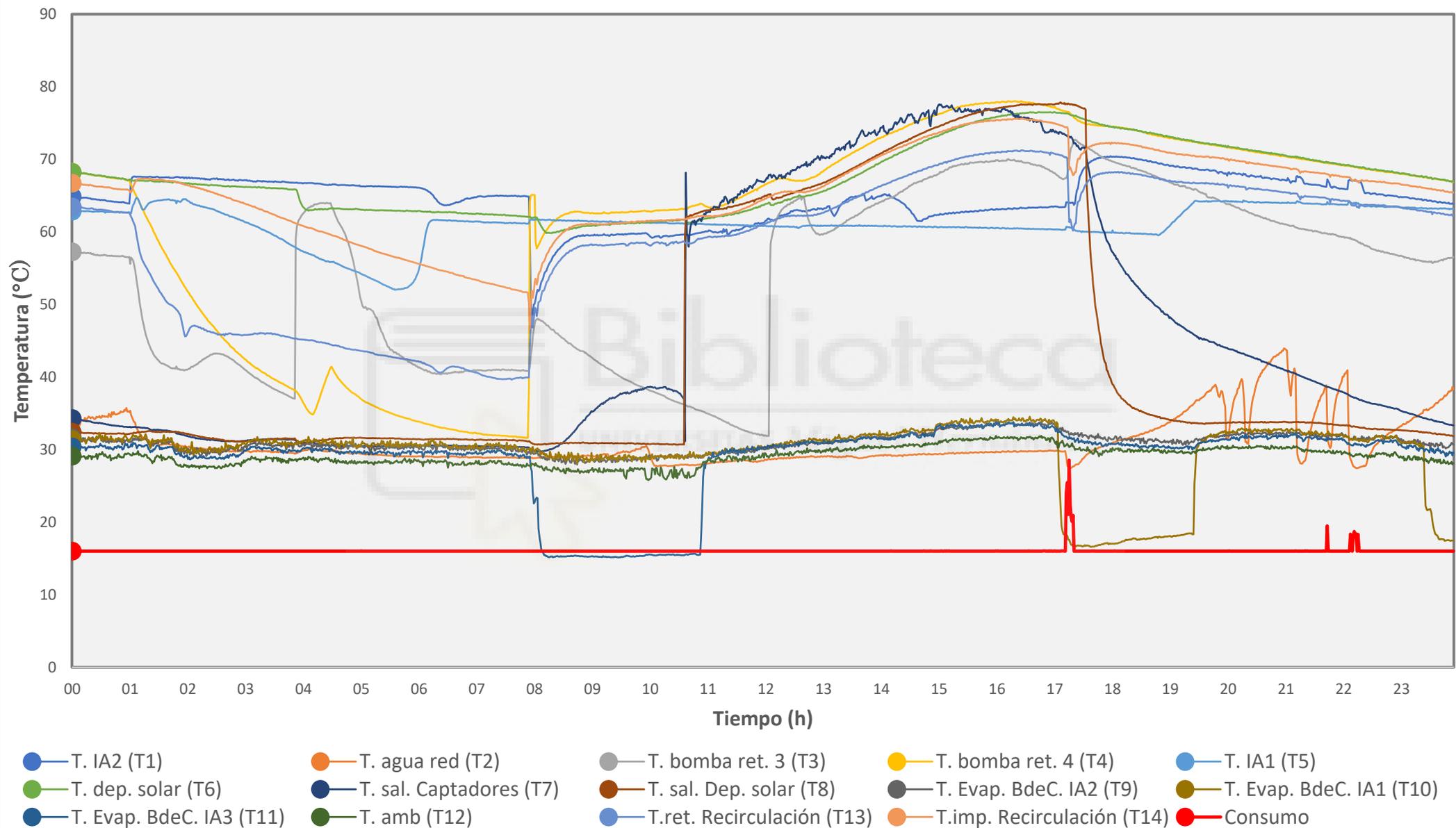


Figura 8. 5: Día 25 de septiembre de 2019.

### 8.4.1. Temperaturas de los captadores solares

Estas temperaturas se refieren a las tuberías del circuito solar. En concreto corresponden a la impulsión y retorno del depósito solar. En el esquema se indica la disposición de las sondas.

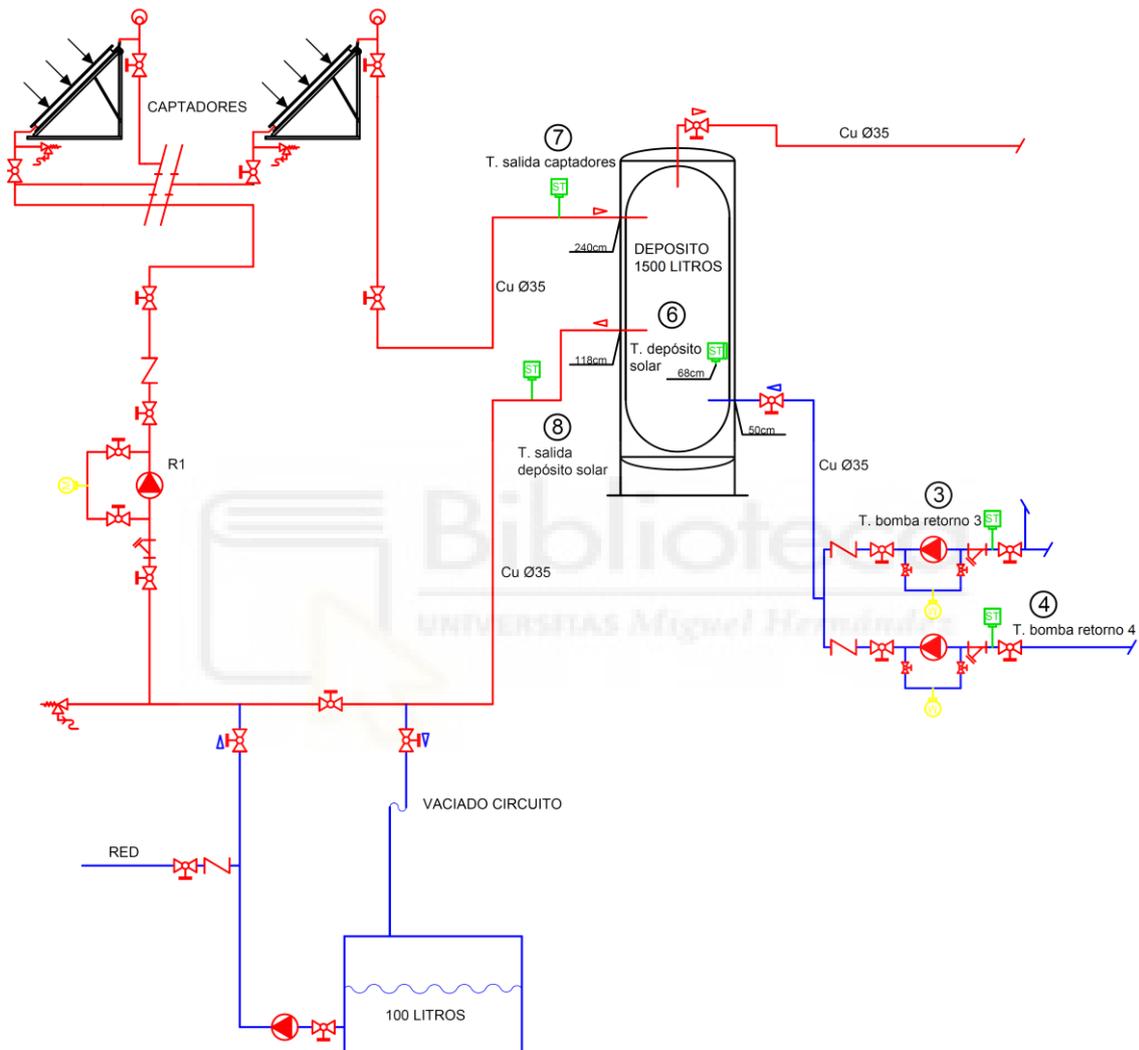


Figura 8. 6: Esquema de la parte solar de la instalación.

A continuación, se muestra un ejemplo del día 25 de septiembre de 2019, donde se representan estas temperaturas. En este día se tomaron unas medidas de radiación solar que favorecen a la estabilidad de la curva.

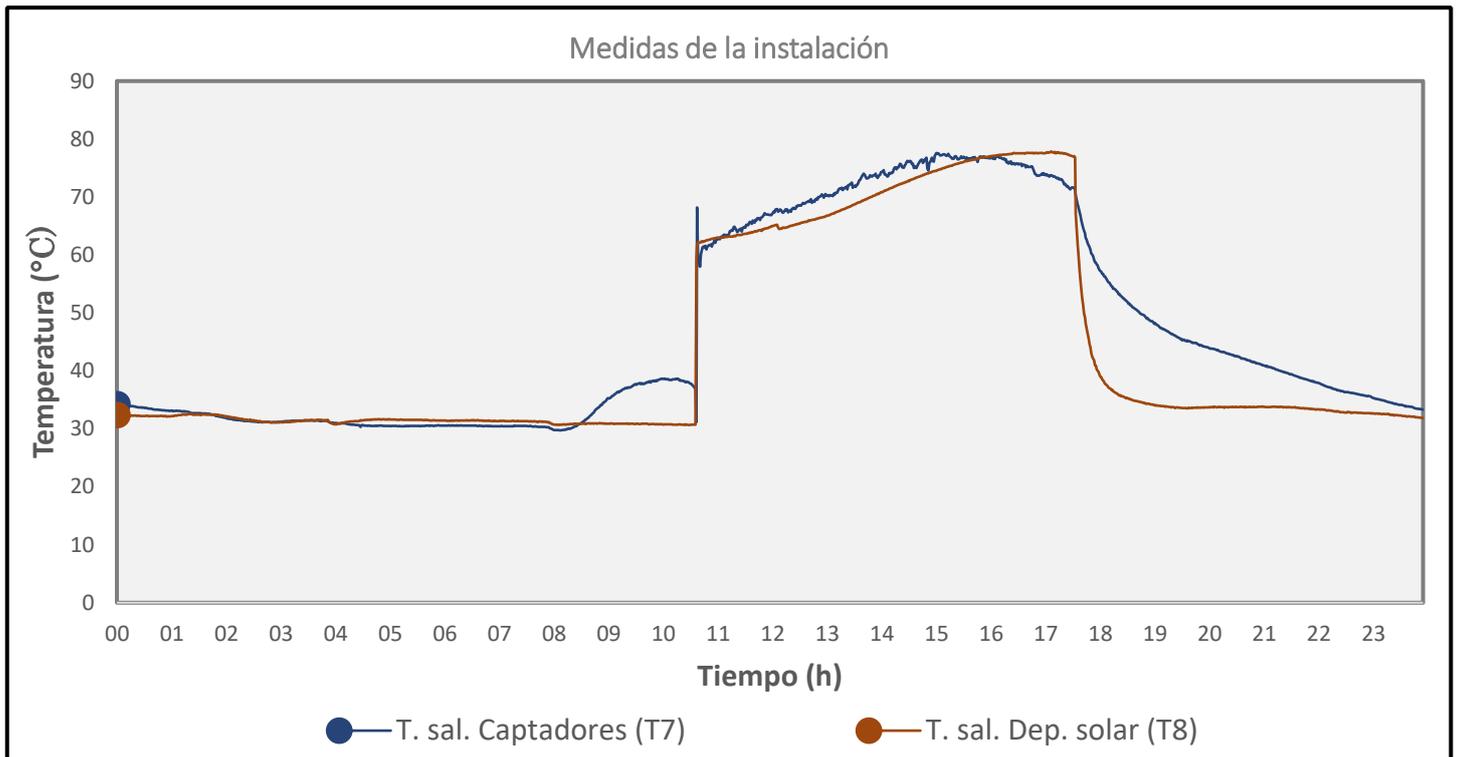


Figura 8. 7: Día 25 de septiembre de 2019.

Se identifican las temperaturas representadas como la temperatura T7 y T8. Esto quiere decir que, en el listado de conexiones anterior, Tabla 6.5, corresponden a los canales 107 y 108.

Ambas temperaturas mantienen una estructura similar puesto que representan el inicio y el final del mismo circuito. Pero si se presta atención, más en detalle, se puede ver como la temperatura de salida del depósito solar (T8) es más estable que la temperatura de salida de los captadores (T7), esto se debe a que la perteneciente a la temperatura 7 varía en función de la radiación absorbida por estos.

En la gran mayoría de las muestras obtenidas se obtiene una curva similar a la mostrada. En la parte central del día, alrededor de las 10 de la mañana, en este ejemplo, se produce una subida pronunciada hasta una temperatura aproximada de 60°C. Posteriormente se produce una subida, en este caso con una pendiente más reducida, hasta alcanzar los 70°C. Por último, decae la temperatura recobrando los niveles de temperatura iniciales. Esto corresponde con el arranque y parada de la bomba del circuito primario.

Conforme sale del sol, se incrementa la radiación solar, esto produce el aumento de la temperatura 7 como vemos en la gráfica entorno a las 7 de la mañana. Una vez comienza a circular el agua, entorno a las 10:30 en el ejemplo, se produce el salto de la temperatura 8 junto con la 7. Este salto corresponde con las horas donde la radiación es mayor y el arranque de la circulación mediante la bomba. Continúa con un incremento de temperatura, hasta que decae la radiación y con ello el aporte de energía al fluido. A pesar de mantener un comportamiento similar, en los diferentes días, la curva descrita por las temperaturas puede tener pequeñas alteraciones tanto en horario como en temperatura. Todo esto depende de la condición meteorológica de ese día en concreto y de la incidencia de radiación solar.

#### 8.4.2. Temperatura bomba de calor

Como sistema de intercambio de energía para la producción de ACS la instalación cuenta con tres interacumuladores. Estos, a su vez, también proporcionan el sistema de apoyo en caso de ser necesario. Dicha función la realizan con una bomba de calor situada en la parte superior de cada uno de ellos, integrada en el propio interacumulador. Tanto las características, como el funcionamiento completo de los mismos, se encuentra detallado en el Punto 5.2.2.

En las bombas de calor que actúan como apoyo, el intercambio de calor con el entorno se realiza mediante aire. Tomando el aire de la sala a cierta temperatura y expulsándolo a una temperatura inferior (evaporador). Con el objetivo de conocer cuando se encuentran en funcionamiento el apoyo, se ha instalado una sonda de temperatura en la salida del evaporador.

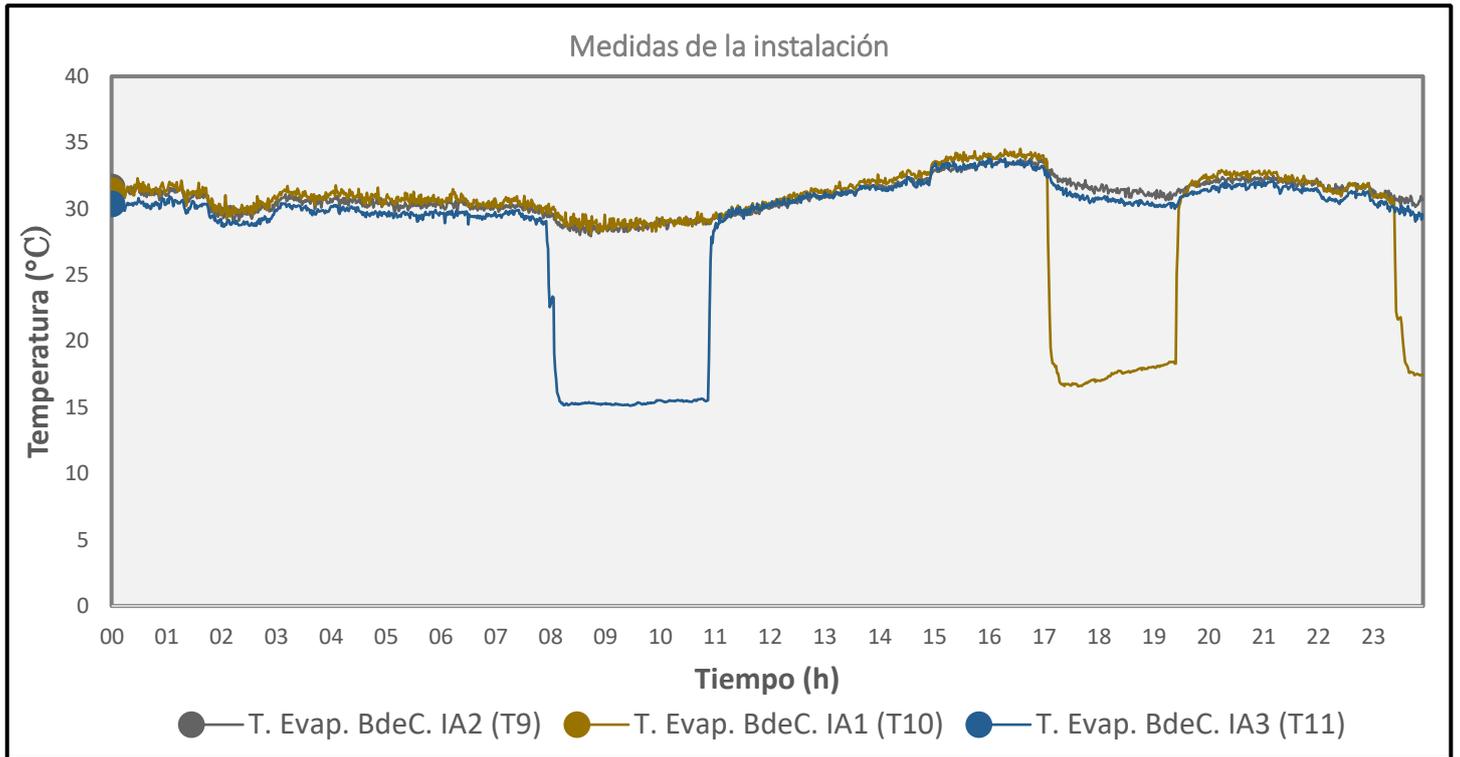


Figura 8. 9: Día 25 de septiembre de 2019.

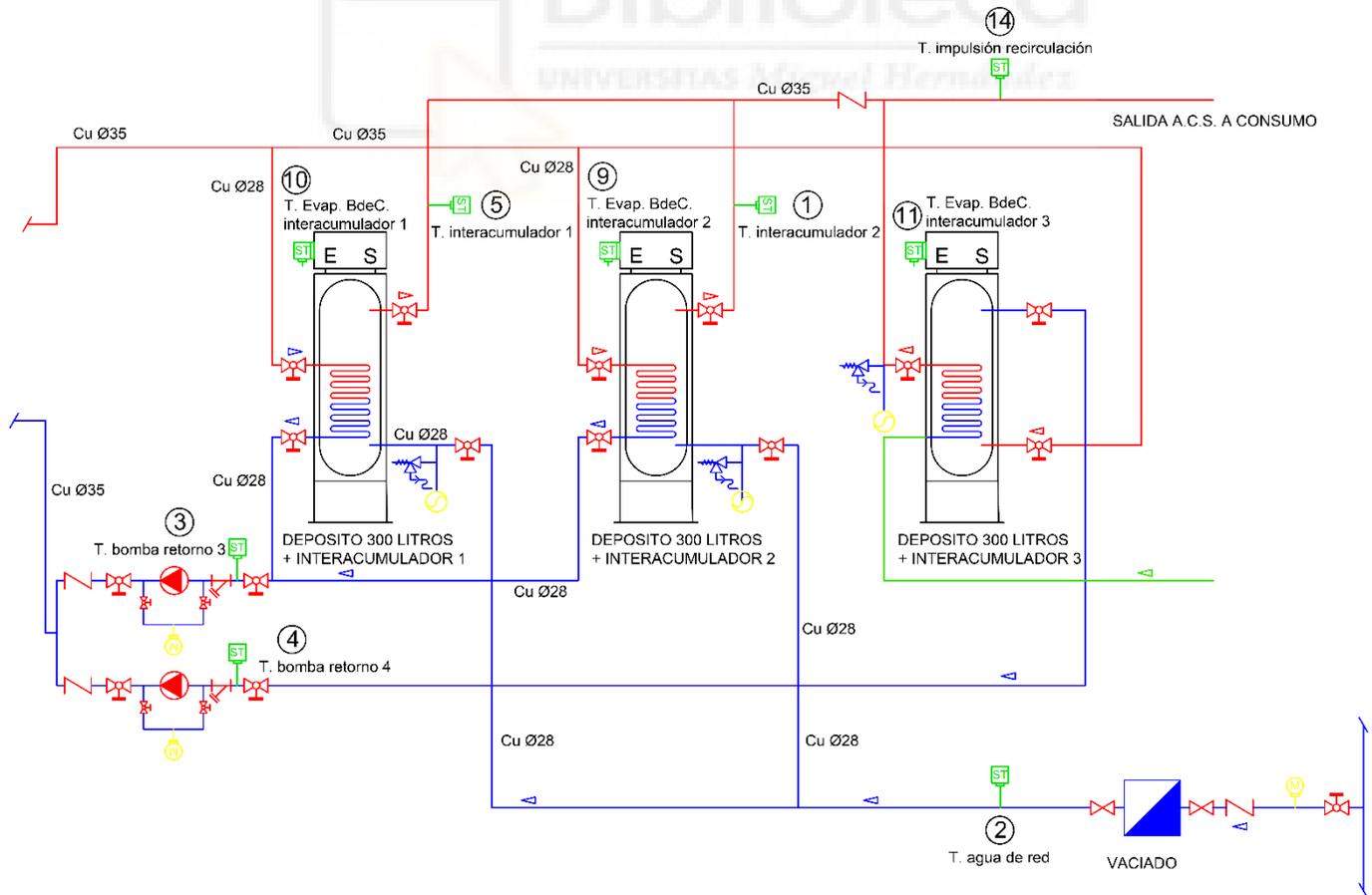


Figura 8. 8: Esquema de la parte central.

Las curvas descritas en la gráfica corresponden a cada uno de los interacumuladores en el mismo día utilizado como ejemplo. La temperatura T9 corresponde al interacumulador dos o central, la temperatura T10 al primer interacumulador (izquierda) y, por último, la 11 al tercer interacumulador, como se muestra en la Figura 8.9. Por otro lado, también corresponden con los canales 109, 110 y 111 respectivamente.

De la manera en la que se han colocado las sondas, marcarán una temperatura similar a la que hay en el interior de la instalación cuando no estén en funcionamiento los sistemas de apoyo. Cuando arrancan para realizar el aporte necesario, el aire que se expulsa sale a una temperatura inferior por lo que las depresiones producidas en las curvas indican la puesta en marcha.

### 8.4.3. Temperatura del depósito solar

Un aspecto importante para el control de la instalación es el conocimiento de la temperatura del depósito solar. Para ello se ha monitorizado su temperatura, que describe una curva como la mostrada en la gráfica.

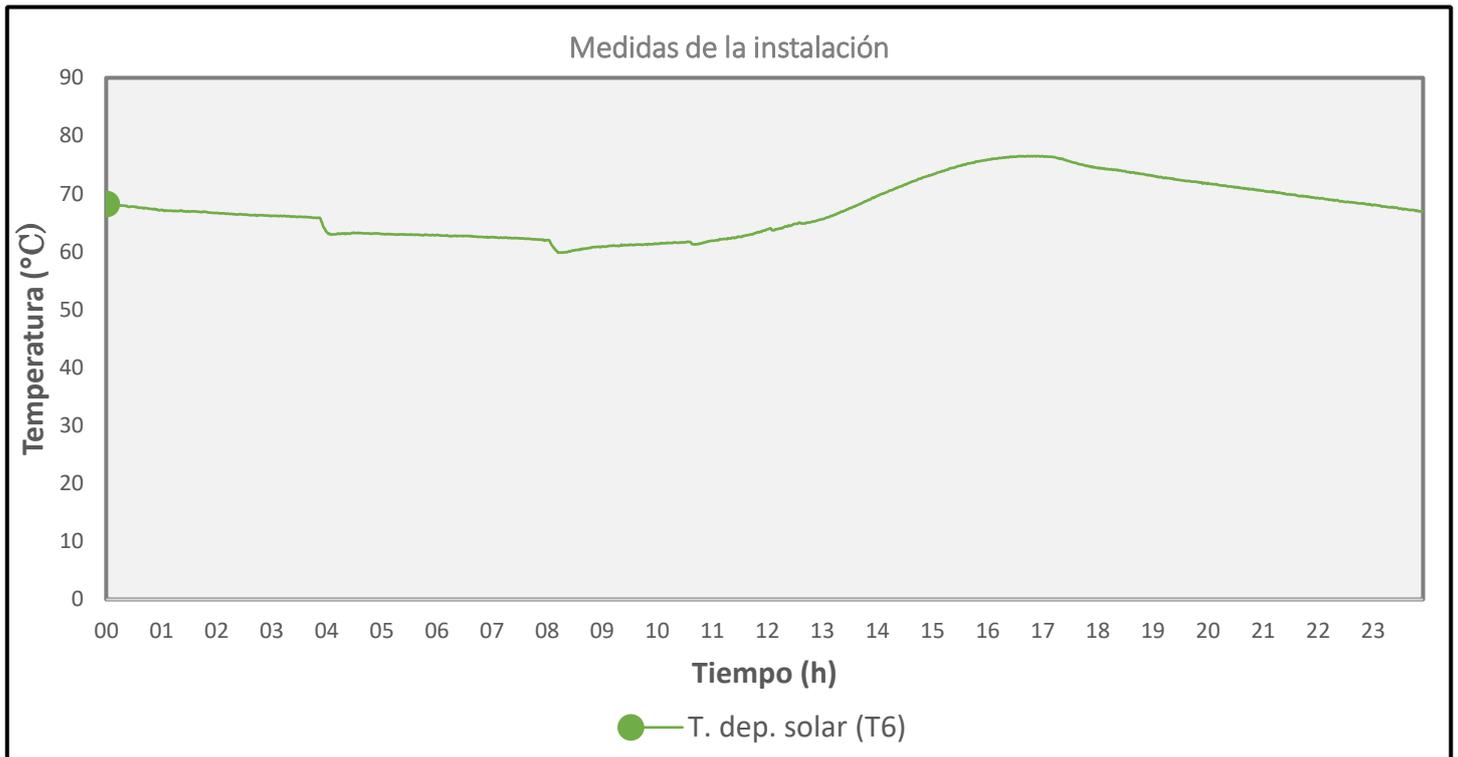


Figura 8. 10: Día 25 de septiembre de 2019.

En el listado de canales, se muestra como el canal 106. Siguiendo el orden de antes, esta corresponde a la temperatura T6. Su curva mantiene una escasa variación con respecto a otros días.

Normalmente se observa un crecimiento en la parte central, es decir, en horas cercanas al mediodía. Como es de esperar, esto ocurre por la creciente incidencia del aporte solar como hemos podido comprobar en el Punto 8.4.1. Posteriormente, la temperatura decae ligeramente por diferentes motivos. Estos pueden deberse, tanto al uso de la energía almacenada para la producción de ACS, como por las pérdidas de calor producidas en el depósito a pesar de su aislamiento.

De una manera u otra, el depósito siempre mantiene una temperatura elevada. Esta temperatura irá variando, dependiendo de la altura donde tomes la medida. Esto es así debido a la estratificación del agua, por lo que si medimos en la parte superior encontraremos una temperatura superior a la medida que obtendríamos en la parte baja del depósito. Nuestra sonda de temperatura se encuentra a una altura de 68 centímetros con respecto al suelo de la instalación. De esta manera, la temperatura del agua utilizada para la producción de ACS será mayor que la indicada en la gráfica.

#### 8.4.4. Temperaturas de retorno al depósito solar

Mostraremos dos temperaturas cuyas medidas se toman cercanas a las bombas que se encargan de retornar el fluido caloportador, en este caso agua, al depósito solar.

En el esquema se muestra la disposición de los equipos de medición de las temperaturas.

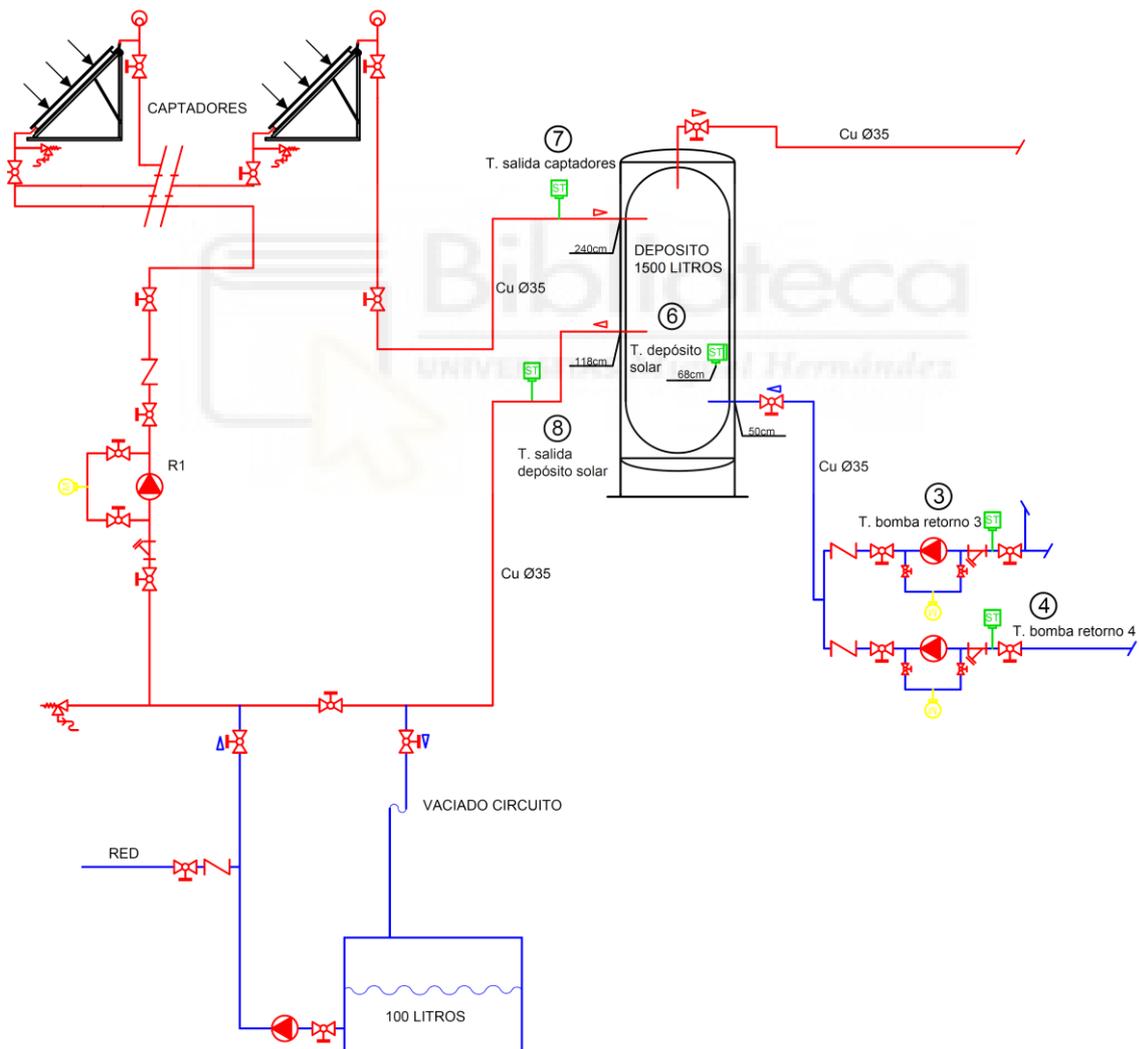


Figura 8. 11: Esquema de la parte solar.

En la Figura 8.12, se muestra la representación de las dos temperaturas para el día de ejemplo seleccionado. La temperatura representada en amarillo corresponde a la temperatura 4 cercana a la bomba 4, encargada de abastecer al tercer interacumulador (IA3), y la gris a la temperatura 3, cercana a la bomba 3 y encargada de los dos primeros interacumuladores (IA1 y IA2). Ambas 104 y 103, respectivamente en la lista de canales.

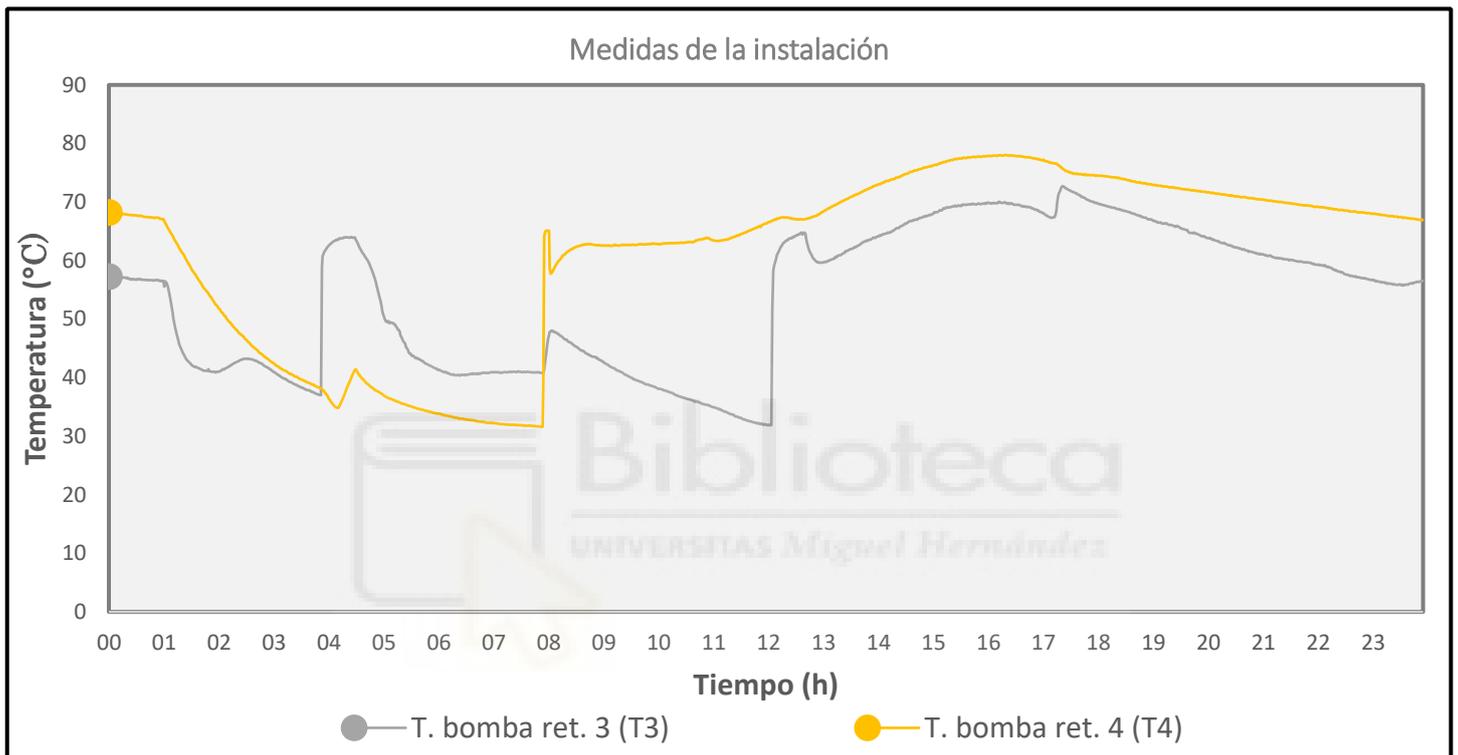


Figura 8. 12: Día 25 de septiembre de 2019.

Respecto al agua medida que circula por ambas tuberías, lógicamente retorna de las mismas partes que en la descripción de las bombas. En resumen, la temperatura 3 mide el retorno al depósito desde los dos primeros interacumuladores (IA1 y IA2), por lo que la temperatura cercana a la bomba 4 (T4) mide el retorno desde el tercer interacumulador encargado de la recirculación.

En este caso, explicaremos ambas gráficas por separado puesto que miden partes diferentes y describen curvas diferentes.

Por un lado, la temperatura 3 varía su curva dependiendo del día que se tome como ejemplo. Esto se debe a que su temperatura depende en parte del depósito solar y con ello de la radiación incidente. Muestra la temperatura a la que sale el agua de los interacumuladores por lo que se mantiene a una temperatura elevada. Su funcionamiento se detallará con el análisis en apartados posteriores.

Por otro lado, se tiene la temperatura 4. Respecto a los demás datos, principalmente en verano y otoño, se observa un comportamiento similar al del ejemplo mostrado en la Figura 8.12. Se muestra un gran salto de temperatura a comienzos del día debido al arranque de la bomba junto a la que se situó la sonda. También se detallará en apartados posteriores.

#### 8.4.5. Temperatura de salida de los interacumuladores

En el esquema de la instalación, los dos primeros interacumuladores (IA1 y IA2), se encargan del intercambio de calor para la producción de ACS. Las temperaturas que mostraremos a continuación se sitúan a la salida de agua de consumo por la parte superior de los mismos.

En el esquema se muestra la distribución mencionada:

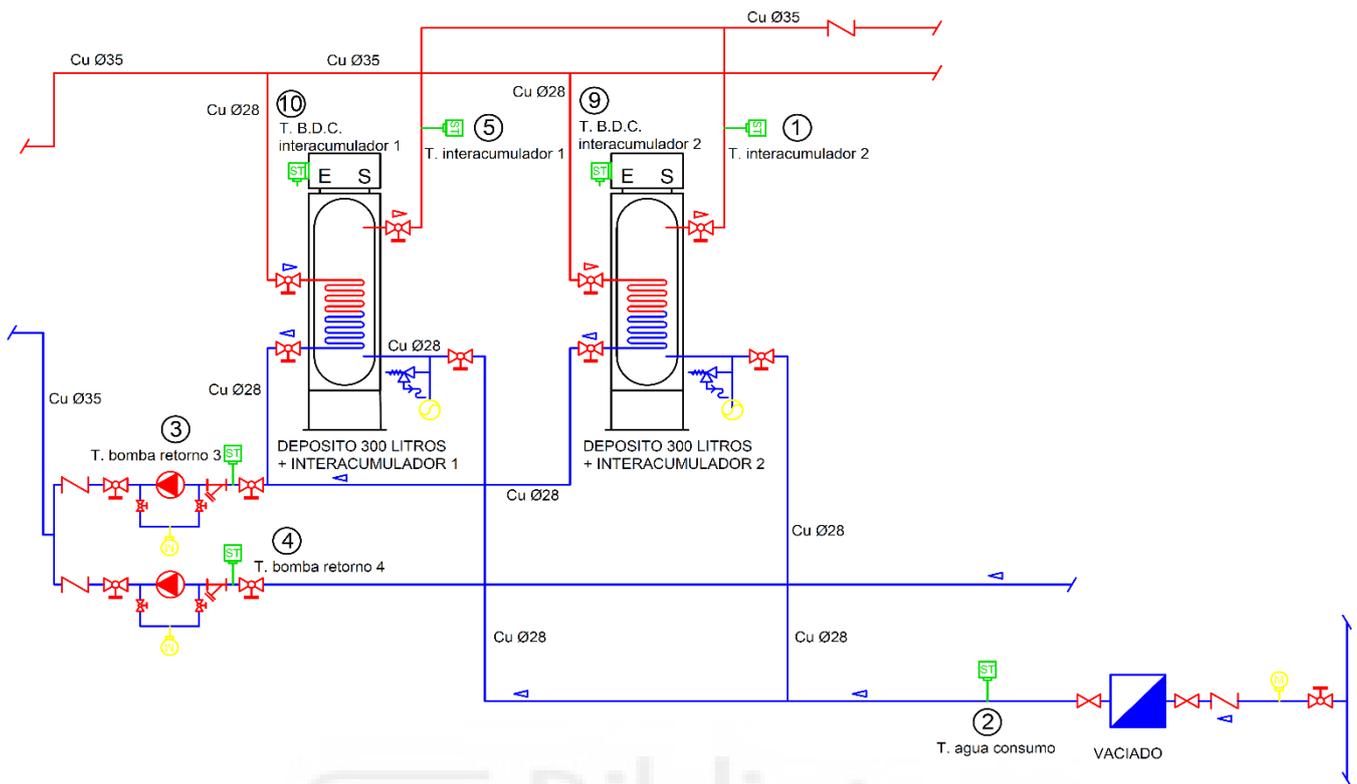


Figura 8. 13: Esquema de la parte central.

Tras producirse el intercambio de energía, esta sale a una temperatura bastante superior. Debe ser como mínimo de 60°C por normativa, debido a la posible propagación de un brote de Legionella.

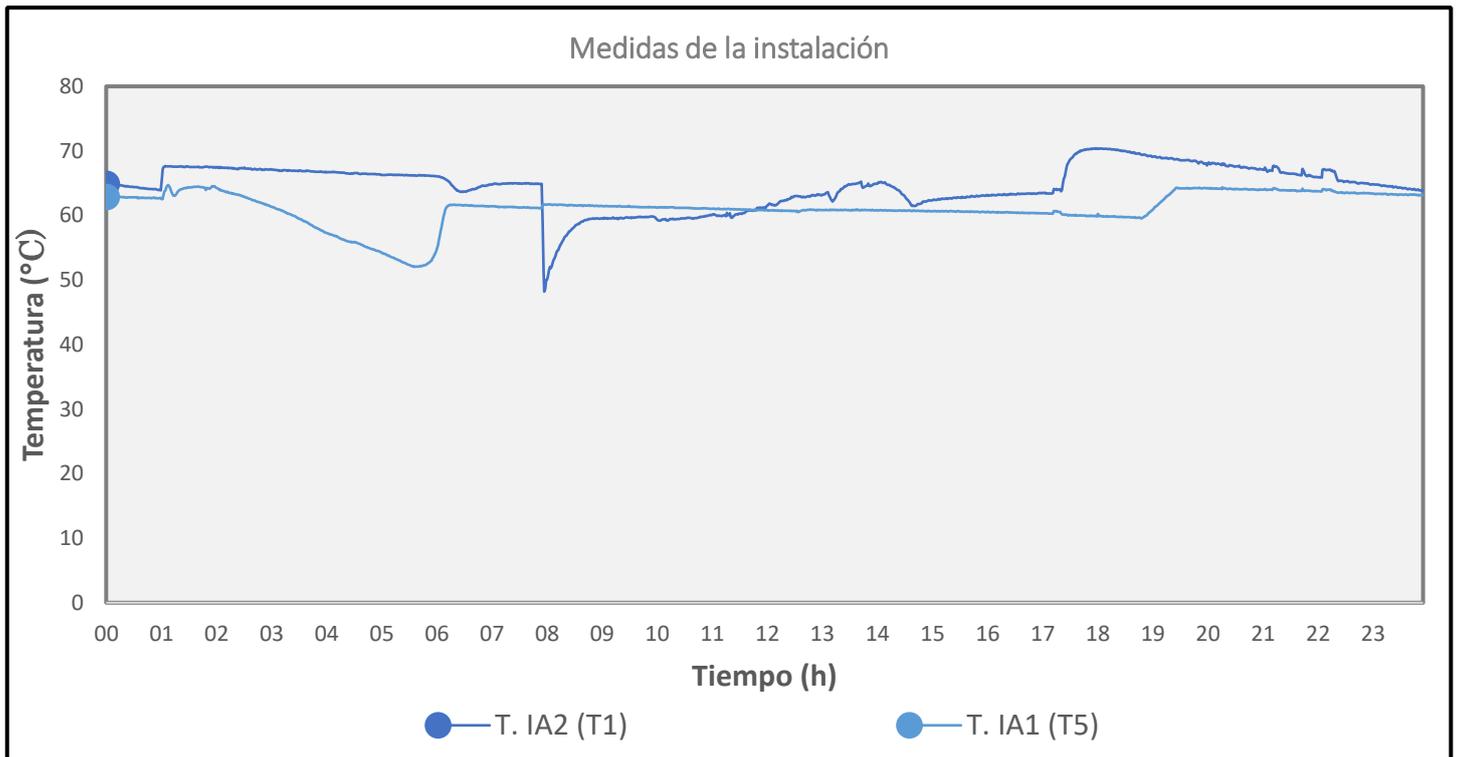


Figura 8. 14: Día 25 de septiembre de 2019.

Atendiendo a la gráfica, la representada con un azul más oscuro corresponde a la temperatura del segundo interacumulador (T1) y al canal 101. La otra azul claro es la temperatura del primer interacumulador (T5) y el canal 105 en la lista.

Ambas temperaturas se mantienen en valores altos. Su curva en ocasiones varía ligeramente con días diferentes. Su comportamiento será analizado con más detalle en los siguientes puntos.

#### 8.4.6. Temperatura de recirculación

En la parte derecha del esquema de la instalación se pueden observar las duchas y su conexión con el tercer interacumulador. Su función no es otra que la de realizar una recirculación del agua de consumo que este continuamente circulando por las duchas. Esto se realiza para disponer siempre de agua caliente cuando se realice consumo y compensar las pérdidas de calor en el circuito mediante el interacumulador.

En el esquema se muestra el circuito comentado y la localización de las sondas instaladas:

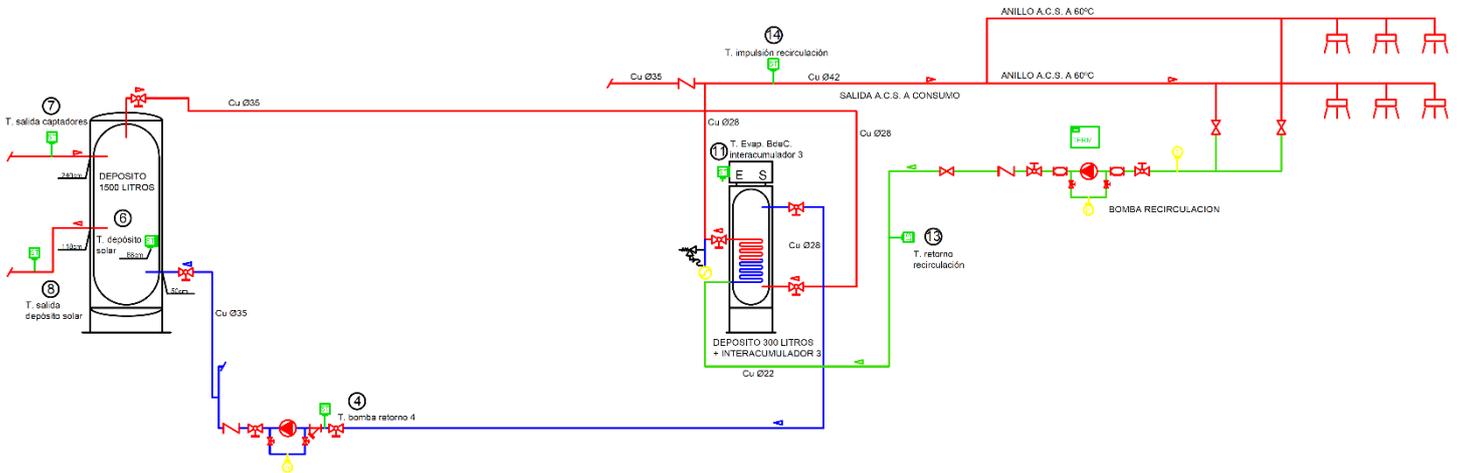


Figura 8. 15: Esquema de la parte de recirculación.

El circuito se ha dividido en dos tramos principales, el tramo de impulsión en dirección a las duchas (rojo), y el tramo de retorno que devuelve el agua al interacumulador (verde). Para controlar esta parte y tener conocimiento de su estado de funcionamiento se han instalado dos sondas de temperatura en cada uno de los tramos que describen las curvas mostradas a continuación.

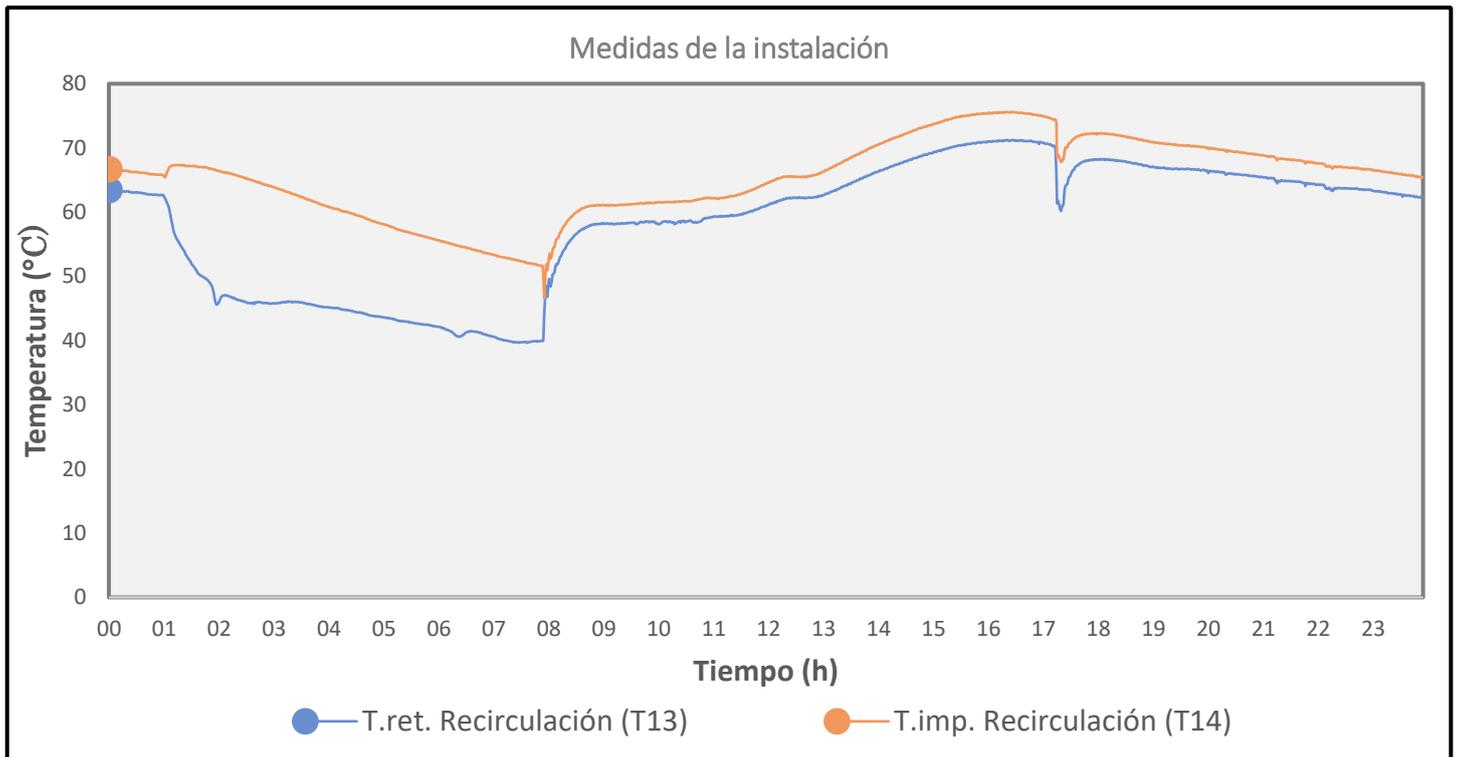


Figura 8. 16: Día 25 de septiembre de 2019.

Si identificamos las gráficas, la naranja corresponde a la temperatura de impulsión (T14) y al canal 203, y la azul oscuro es la temperatura de retorno (T13) y el canal 202.

Como es lógico, ambas curvas son similares, pero experimentan un salto de temperatura entre las dos debido a las pérdidas antes mencionadas, siendo la de retorno la de menor temperatura. También, las gráficas tienen ciertas similitudes con la gráfica del depósito solar, puesto que es quien mantiene, principalmente, sus temperaturas.

### 8.4.7. Temperatura ambiente

En este apartado únicamente se muestra la temperatura ambiente medida en la instalación. Este tipo de medidas suele ser esencial a la hora de comparar con otras temperaturas o incluso para realizar cálculos.

A continuación, se muestra la gráfica.

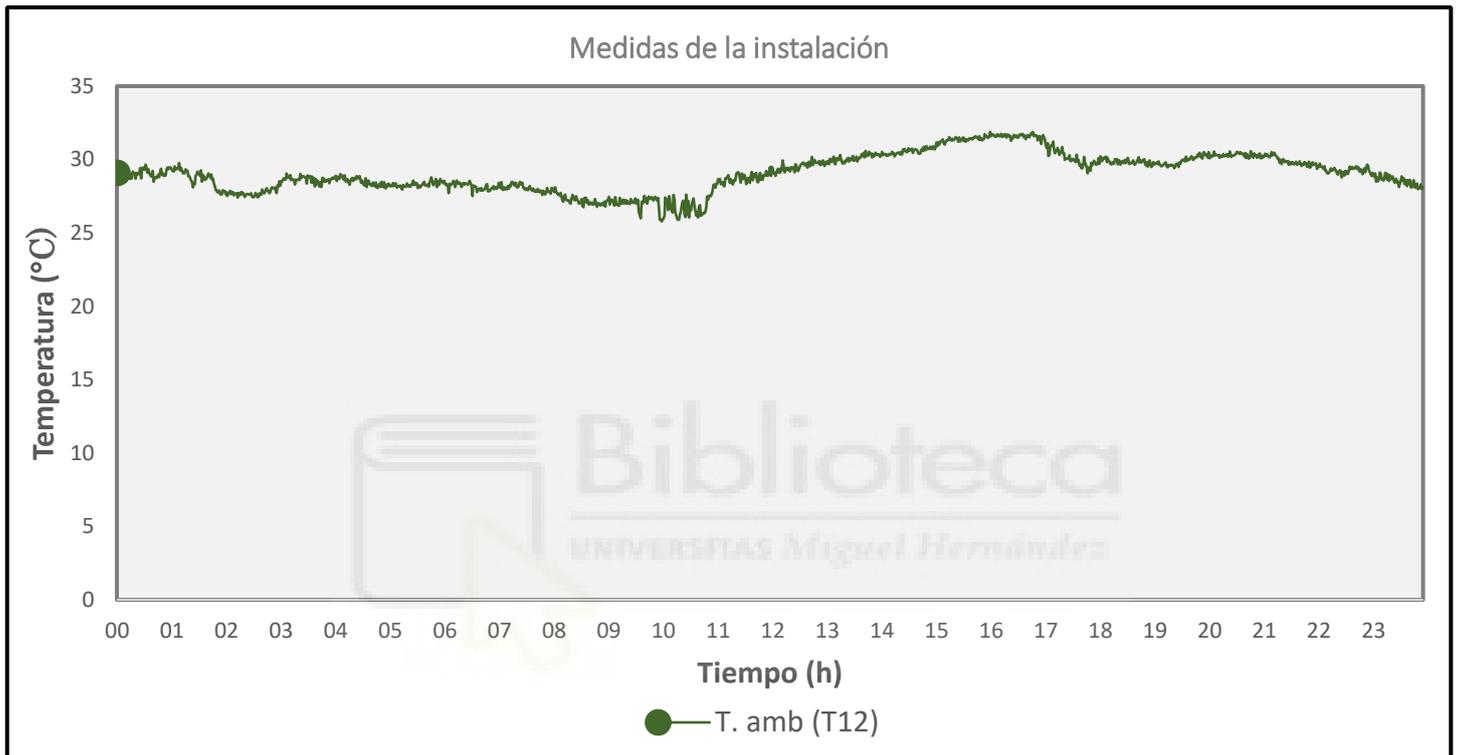


Figura 8. 17: Día 25 de septiembre de 2019.

### 8.4.8. Medida de caudal

La medición de temperaturas es un aspecto muy importante para el control y el análisis de la instalación, pero es fundamental llevar un registro de caudal como en este caso el consumo de ACS.

En el siguiente esquema se muestra el punto donde está colocado el caudalímetro.

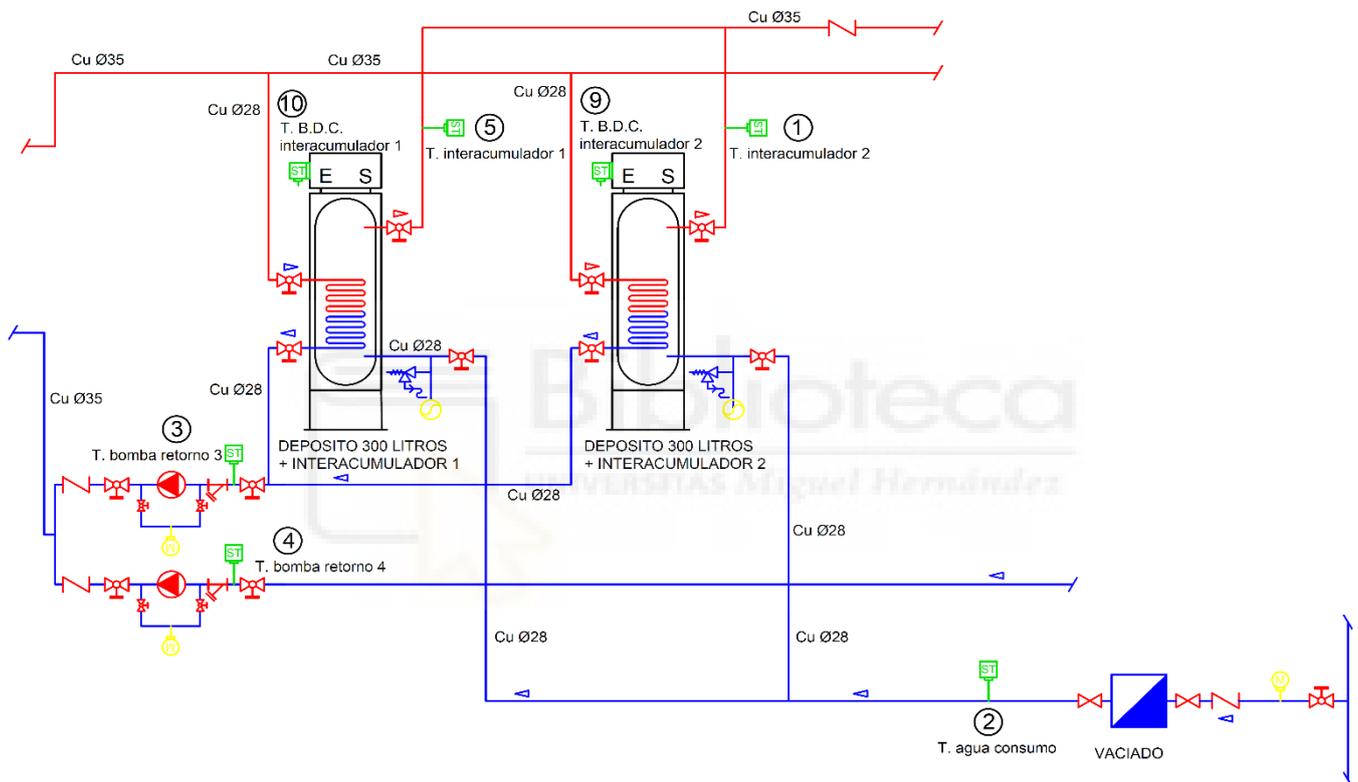


Figura 8. 18: Esquema de la parte central. 2. Ubicación caudalímetro.

Con este caudalímetro lo que se busca es medir el caudal que entra de la red. De esta manera se mide el caudal consumido en las duchas, puesto que para que entre caudal primero debe haber una demanda de las duchas.

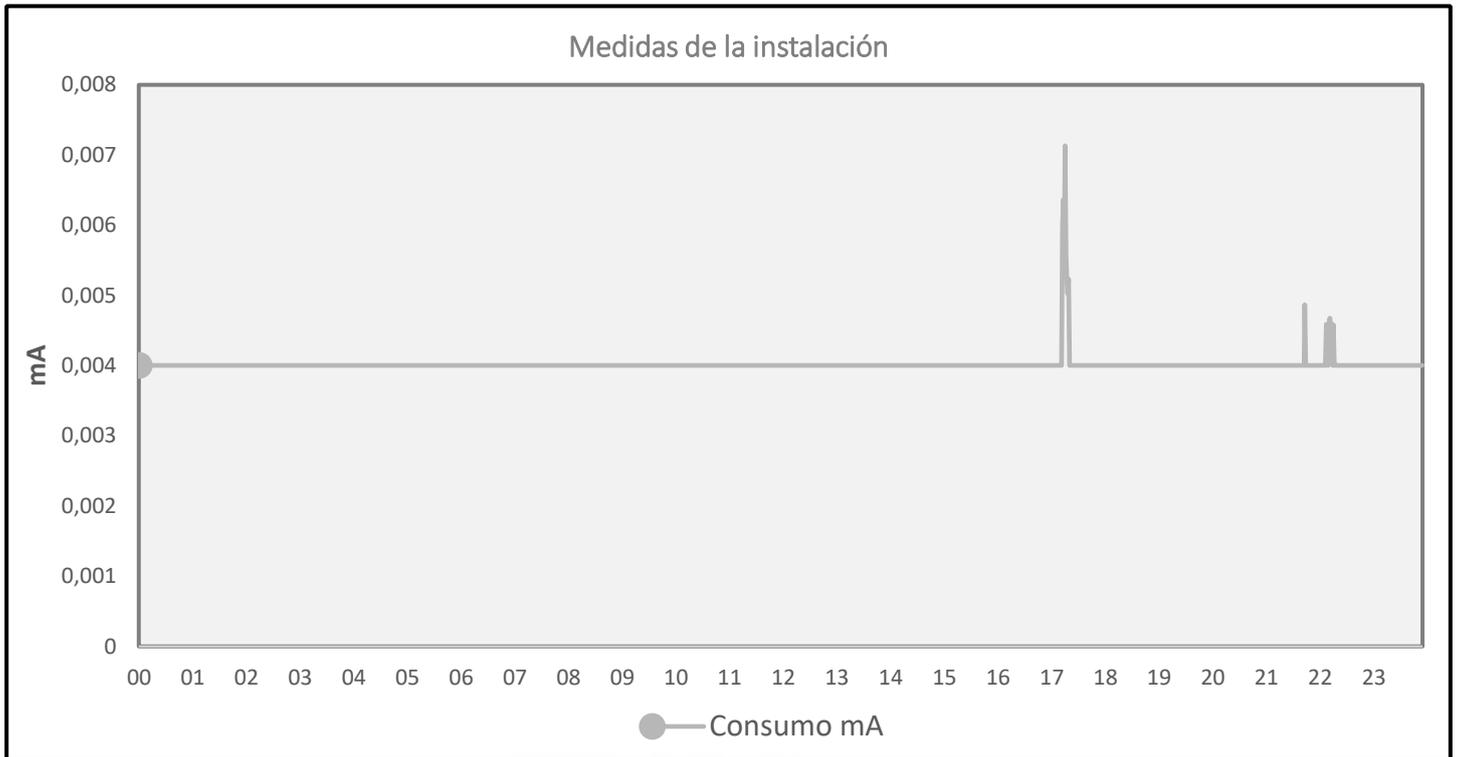


Figura 8. 19: Día 25 de septiembre de 2019.

La curva que se muestra en la gráfica de la Figura 8.19 corresponde al canal 221 de la lista de canales, sin pasar las unidades a  $\text{m}^3/\text{h}$ . Como se ha explicado en el Punto 6.3.2, para esta conexión se utiliza este canal debido a que no tiene un funcionamiento como el de las sondas de temperatura.

Mediante el Portaflow 300 se configura el rango y el valor que queremos que indique en caso de que sea nulo. En este caso se fijó el valor en 0,004 para que indicara 0  $\text{m}^3/\text{h}$ , unidades en las que mide. De esta manera, en caso de estar dando un valor nulo sabríamos que está fallando el dispositivo.

A la hora de representar el caudal surge un pequeño problema. Si queremos analizar el funcionamiento de la instalación debemos representar varias, o en algunos casos su totalidad, las gráficas obtenidas. Esto nos lleva a un problema de orden de magnitud en el eje de ordenadas a la hora de representar. Las curvas que representan temperaturas oscilan entre valores de  $10^\circ\text{C}$  y  $70^\circ\text{C}$  por lo que resulta sencillo representarlas todas en una misma gráfica y que sean fácilmente legibles. Sin embargo, con el caudal tenemos una línea constante de un orden de magnitud

mucho más bajo y tampoco mejora cuando pasamos los resultados obtenido por Agilent a l/s.

Como solución a este problema lo que se ha decidido es escalar la gráfica hasta unos valores suficientemente observables. Se ha multiplicado todos los valores por 4000 consiguiendo que el valor nulo de caudal ronde un valor de 20. A esta nueva gráfica se le ha denominado consumo aumentado (Consumo.) como se muestra en la Figura 8.20.

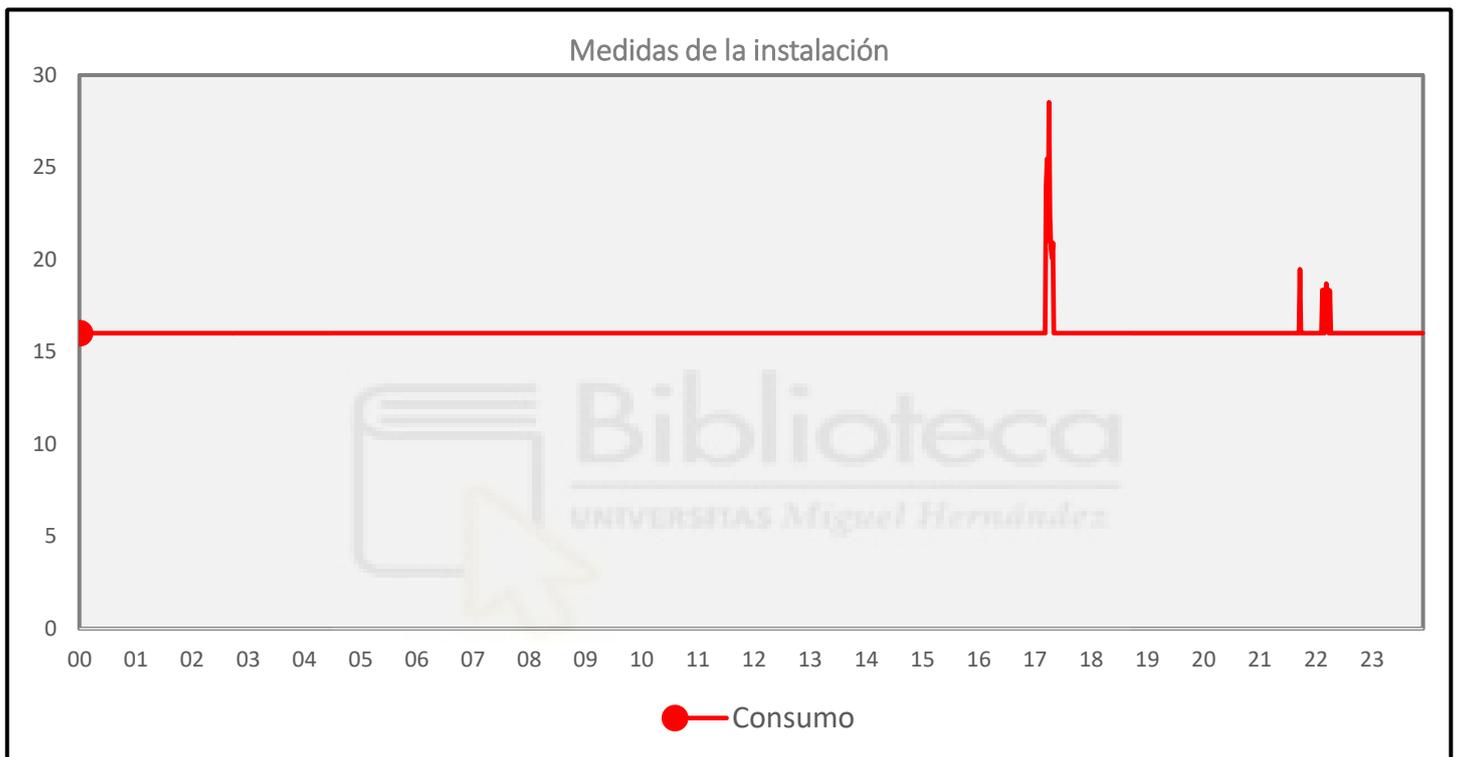


Figura 8. 20: Día 25 de septiembre de 2019.

Únicamente esta curva sufre alteraciones cuando existe un consumo de caudal, por lo que quedará manifestado con los picos que observamos.

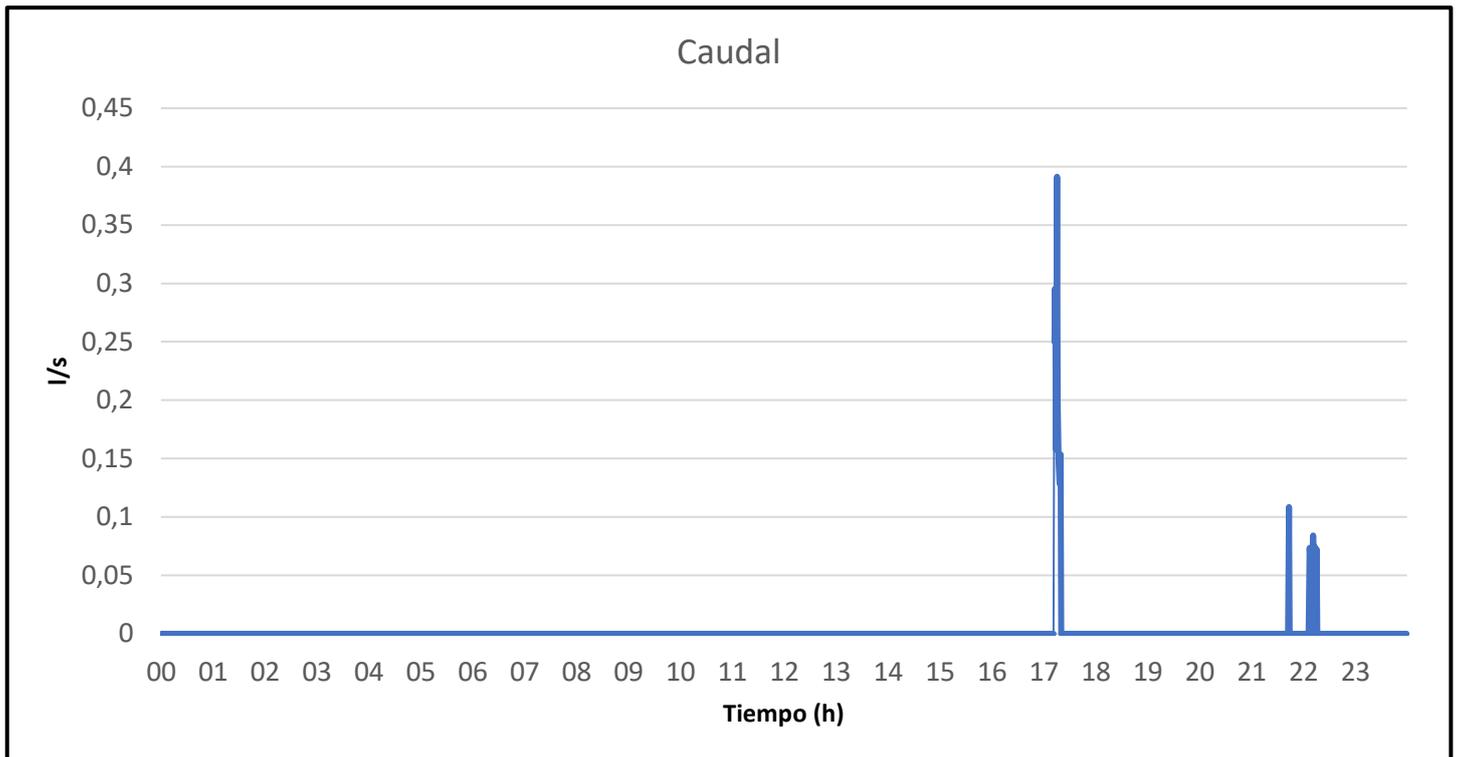


Figura 8. 21: Caudal consumo del 25 de septiembre de 2019.

En la Figura 8.21 se muestra el caudal en unidades de litros por segundo (l/s), una vez pasados de los m<sup>3</sup>/h obtenidos de los resultados anteriores.

## 9. RESULTADOS

Hasta ahora, en los apartados anteriores se ha expuesto tanto la organización y selección de los datos adquiridos como la descripción de las diferentes gráficas para facilitar la familiarización con ellas.

En este punto se pasa a profundizar un poco más en comportamiento y funcionamiento de la instalación. Para ello se debe analizar el circuito representado en el esquema de la instalación, así como el conjunto de las gráficas obtenidas. Se dividirá la instalación en tres partes. Estas partes son fácilmente reconocibles ya que, aunque están conectadas, tienen funciones diferentes.

La primera corresponde con el circuito primario o circuito solar. Esto engloba a los captadores solares, depósito solar y las conexiones entre ambos, principalmente. La segunda se trata de la zona de intercambio de energía entre el fluido caloportador y el agua de consumo. Como no puede ser de otra manera, corresponde mayoritariamente a los dos primeros interacumuladores. Por último, tenemos el circuito de recirculación. En él incluimos las duchas y su conexión con el tercer interacumulador.

Para exponerlo de forma más clara y ordenada se dividen los días según el momento del año en el que se recogieron los datos. Con esto se diferencian tres fases muy claras: verano, invierno y una intermedia que llamaremos entretiempo.

### 9.1. FUNCIONAMIENTO LÓGICO

Lo que se busca es describir el recorrido que describiría el agua, así como las conexiones entre los diferentes equipos.

En apartados posteriores se analizarán los datos obtenidos, en este únicamente se busca la familiarización con la instalación. Las divisiones de la instalación aquí formadas nos resultarán útiles para el posterior análisis.

### 9.1.1. Bloque solar

En primer lugar, mostraremos la parte solar del esquema.

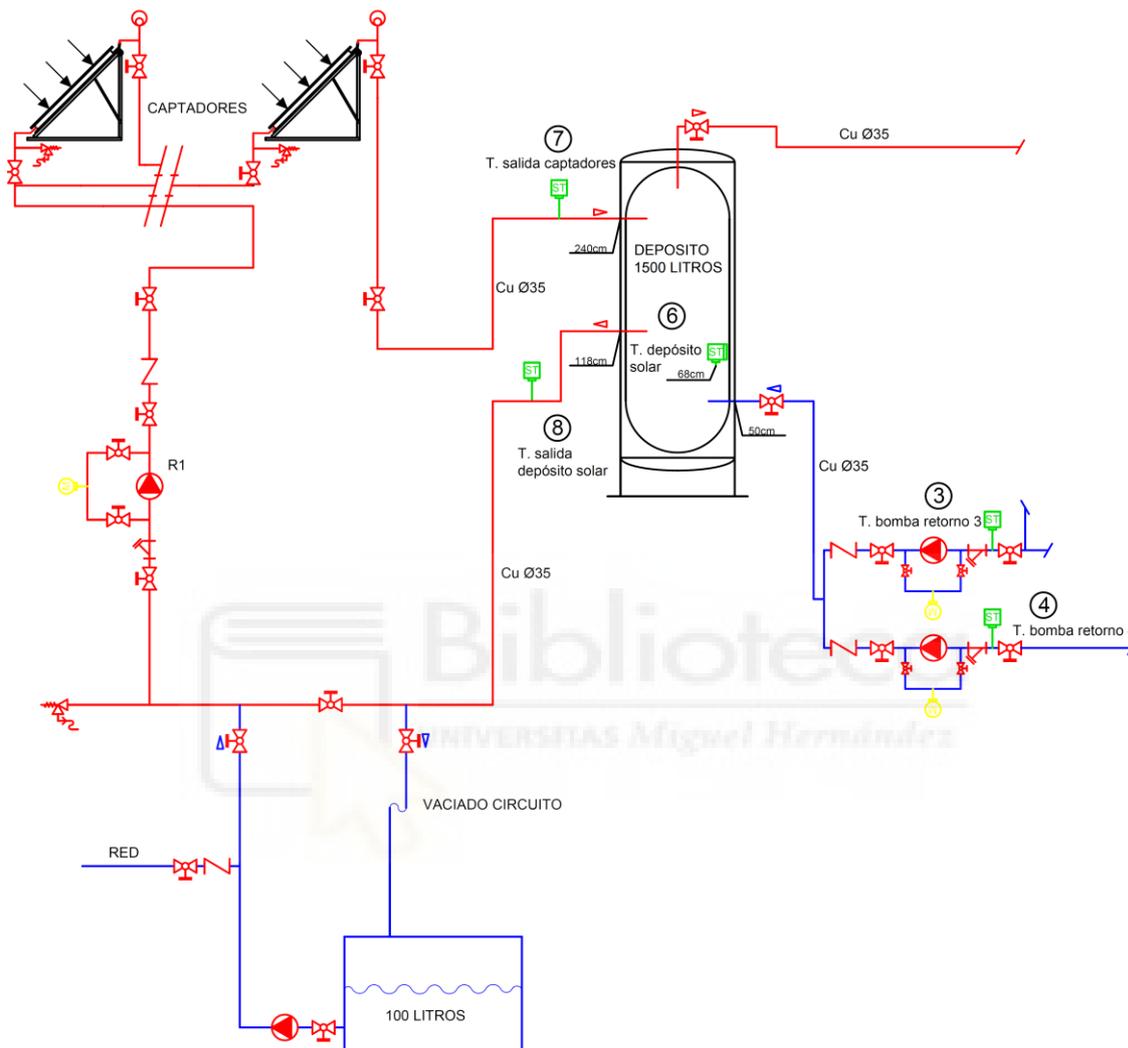


Figura 9. 1: Esquema de la parte solar.

Como bloque central se tiene el depósito solar. A él hay conectadas cuatro conexiones mediante tuberías, dos de entrada y dos de salida.

En la parte izquierda del depósito se observa una salida por la parte inferior y una entrada por la parte superior. Impulsada por la bomba, descrita en el Punto 5.1.3, el agua supera las pérdidas de presión en el recorrido, conectando ambos puntos. A su paso por el circuito encuentra los captadores solares que mediante la radiación solar que incide ese día calienta el agua, incluso por encima de los 60°C.

Con este simple recorrido se consigue aumentar la temperatura del depósito, almacenando de esta manera una gran energía calorífica.

Por el otro lado cuenta con otra entrada y otra salida a la derecha. En este caso la configuración es diferente, la salida se encuentra en la parte superior y la entrada en la parte inferior. Debido a la estratificación del agua en el depósito, el fluido a más temperatura se sitúa arriba. En cada uno de los lados se tienen funciones diferentes, por un lado, tenemos que en la parte de los captadores buscamos calentar el depósito, por lo que se extrae agua más fría de la parte inferior y se introduce caliente por la parte superior. El fin es proporcionar agua a gran temperatura, por este motivo se envía desde la parte superior y retorna a poca altura.

El agua enviada al resto de la instalación se repartirá entre los tres interacumuladores. Mientras, a su llegada se agrupan mediante dos bombas en paralelo con terminación en la tubería de entrada al depósito. Si se acciona la bomba tres, dará servicio a los dos primeros interacumuladores (IA1 e IA2). En cambio, si se acciona la bomba cuatro irá directamente al tercer interacumulador (IA3).

- Circuito de llenado.

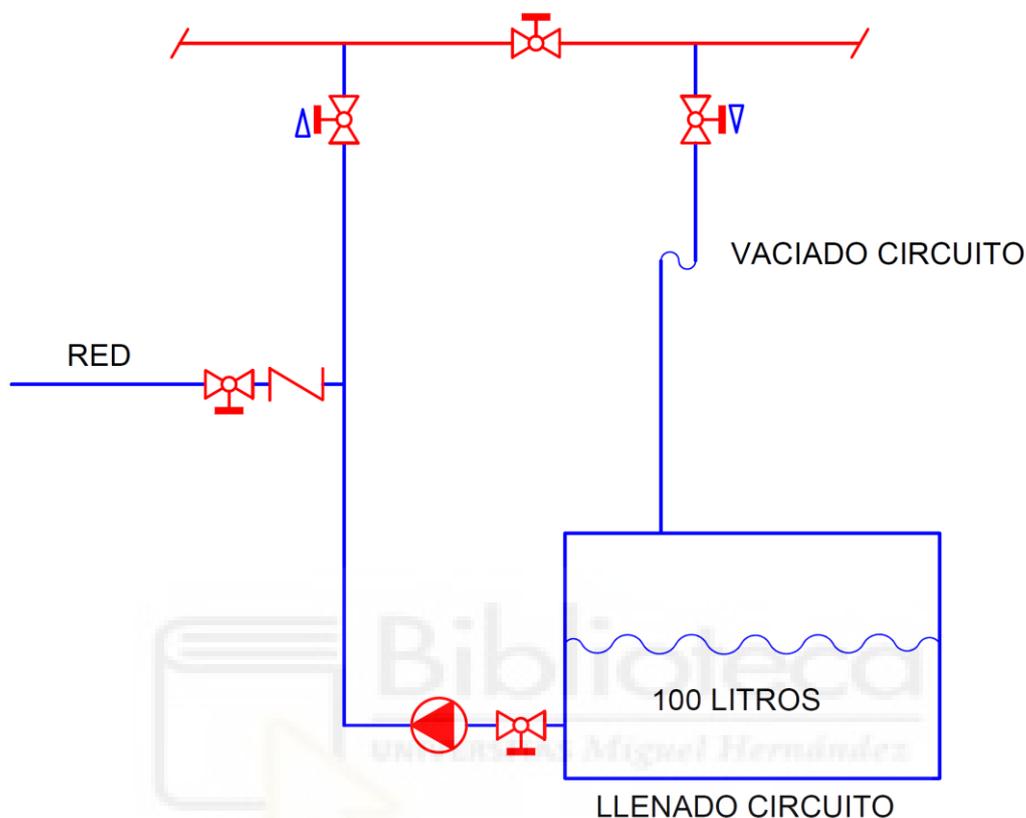


Figura 9. 2: Esquema del circuito de llenado.

Situado en la parte de aspiración del circuito solar, el circuito de llenado cumple con su única función que no es otra que la de vaciar o proveer de agua al circuito principal.

Está compuesto por un depósito de 100 litros y una bomba encargada de impulsar el agua. Este circuito está conectado con la red agua local, de la cual se alimenta toda la instalación. En su conexión, se ha instalado una válvula de esfera que regula el caudal de entrada seguida de su correspondiente válvula antirretorno, la cual garantiza que no se produzca flujo inverso. En ambas conexiones con el circuito al que provee se instalan unas válvulas de esfera que aíslan o comunican al circuito.

### 9.1.2. Bloque central

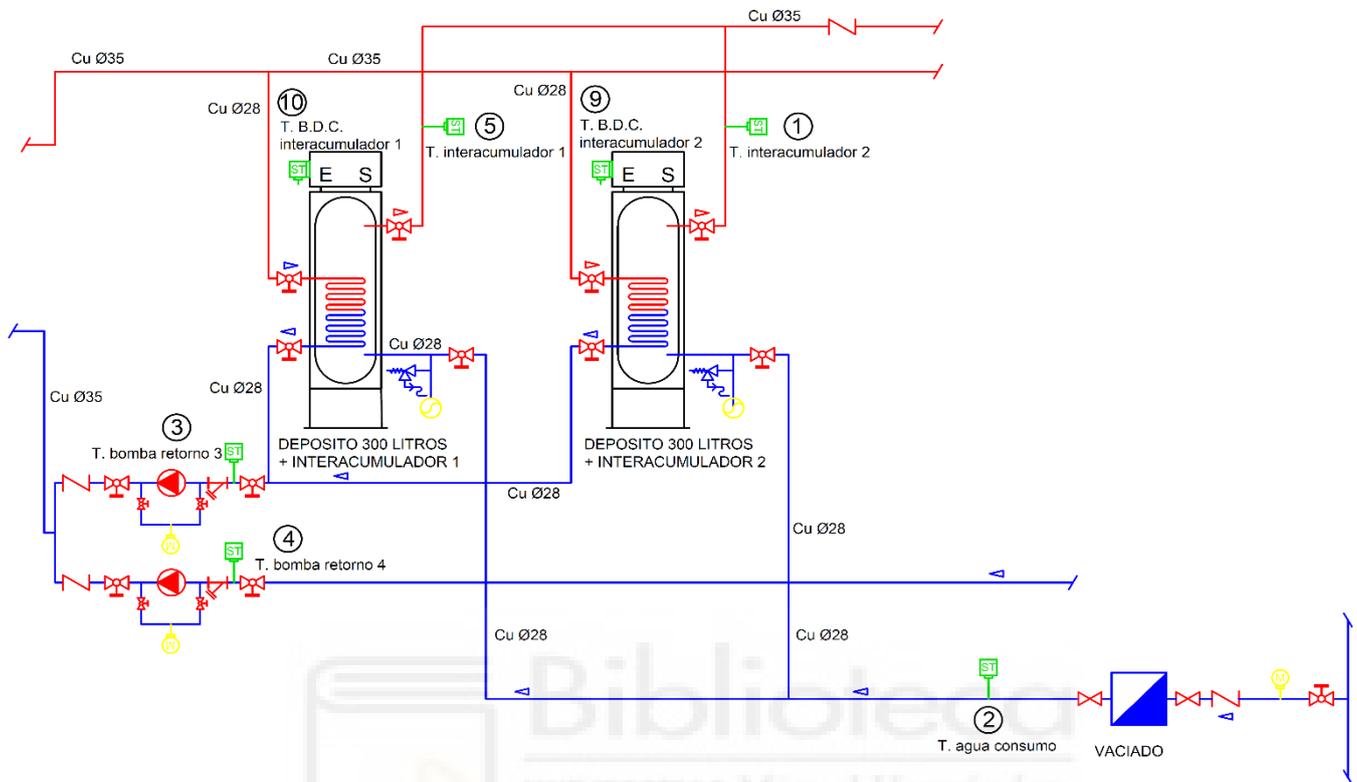


Figura 9. 3: Esquema de la parte central.

En la parte central de la instalación localizamos los dos intercambiator encargados de la producción de ACS. Su única función es la de realizar el intercambio de energía correspondiente.

Para facilitar la explicación de la circulación del agua a su paso se procederá a explicar de manera conjunta ambos intercambiator (IA1 y IA2), ya que son los mismos equipos y están conectados en paralelo.

En los intercambiator, la instalación se ha realizado pasando el fluido caloportador del circuito primario por el serpentín de estos. Ambos son alimentados mediante agua de la red, que es acumulada en los depósitos de los propios intercambiator. La bomba de calor, que funciona como sistema de apoyo, está situada en la parte superior, en estos equipos.

Como en el depósito solar, ambos equipos cuentan con cuatro conexiones cada uno: dos de entrada y dos de salida. De la salida del depósito solar se envía directamente el agua por la parte superior del serpentín, de manera simultánea a los dos primeros interacumuladores. Del mismo modo, a su salida por la parte inferior del serpentín, ambas tuberías se unen en una sola que transporta el agua mediante una bomba de nuevo al depósito solar. Como temperatura de entrada a los interacumuladores se tomará la temperatura T5 del depósito solar (T.dep.solar) y como salida será la temperatura T3 tomada cerca de la bomba (T.bomba.ret.3).

Por otro lado, en los depósitos de ambos interacumuladores existen las conexiones de donde se alimenta del agua de red, por la parte baja de sus depósitos y, una salida en la parte superior que conecta directamente con las duchas. Estas últimas corresponden a la temperatura T5 (IA1), en el caso del primer interacumulador, y la temperatura T1 (IA2), en el caso del del segundo. La temperatura del agua de red (T2) está medida aguas abajo, anterior a la bifurcación que conecta con los interacumuladores.

Respecto a las temperaturas de las bombas de calor, quedan especificadas en el Punto 8.4.2.



### 9.1.3. Bloque recirculación

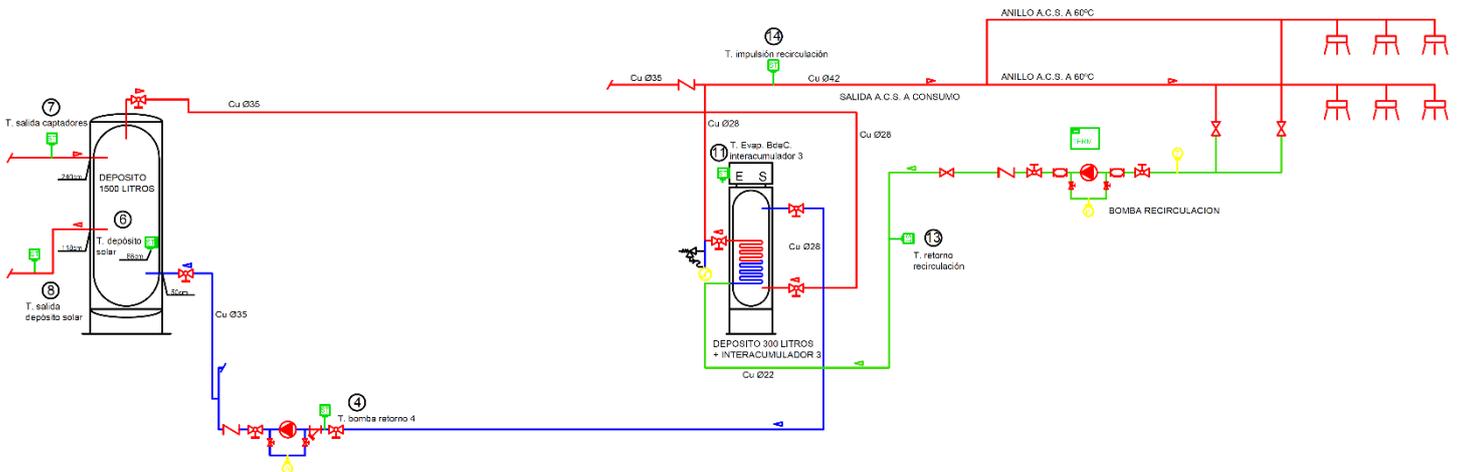


Figura 9. 4: Esquema de la parte de recirculación.

En esta tercera y última parte de la instalación encontramos como elemento principal el tercer interacumulador encargado de la recirculación de agua en las duchas. En él encontramos, como en los demás, dos entradas y dos salidas. Se ha de aclarar que en este caso es diferente, puesto que la parte de serpentín está dedicada a la circulación del agua de consumo y por lo tanto el depósito del mismo, dedicado a almacenar agua que procede del depósito solar.

En resumen, con lo que se cuenta es que, después de llegar el agua de consumo a las duchas, en caso de no ser utilizada o en su defecto una pequeña parte, el agua regresa a la instalación hasta llegar a la parte inferior del serpentín y sale por la superior. Este ciclo se repite continuamente, ya que una válvula antirretorno evita que vuelva a los dos interacumuladores iniciales. Este circuito es posible gracias a la impulsión de una bomba (Bomba B1) situada en el tramo de retorno al interacumulador, como vemos en el esquema.

En el depósito del interacumulador entra el agua solar por la parte inferior, al contrario de los otros casos, y sale por la superior de nuevo al depósito solar. Como se vio anteriormente, debido a la impulsión de la bomba B4, que también será de interés en este apartado.

En este tipo de instalaciones, debido a su tamaño y a que las duchas funcionan mediante pulsador, es conveniente que una vez se presione el grifo y se requiera agua caliente, esta salga de manera casi instantánea. Para cumplir con este requisito es necesario que el agua caliente este en circulación de manera continua por las duchas, consiguiendo esto con una recirculación con bomba B1. La desventaja reside en que, si mantienes la circulación del agua caliente, debido a la longitud del recorrido y a que el aislamiento no es total, se producen unas pérdidas caloríficas en los tramos que hacen que se enfríe el agua. Con este circuito, incluyendo el interacumulador, se pone solución a ese problema y consigue vencer las pérdidas de calor que se producen.

Lo ideal es que la aportación solar en los captadores sea la encargada de proporcionar energía al circuito. Como esto en algunos casos no será posible se dispone, también, de una bomba de calor en la parte superior del interacumulador.

## 9.2. FUNCIONAMIENTO DÍAS DE VERANO

En cada uno de los apartados se muestra una representación del esquema de la instalación con las medidas de los termopares que se van a analizar.

Tomaremos como días a analizar los días de verano, hasta el 22 de septiembre. Atendiendo a los criterios mencionados en el Punto 8, de los siguientes días seleccionamos el 30 de julio y el 20 de septiembre, principalmente, para analizar su comportamiento en verano. En los días 29 de junio y 14 de julio todavía no se contaba con el registro de caudal.

- 29 de junio de 2019. (Gráficas Bloque central y recirculación en Anexo III)
- 14 de julio de 2019. (Gráficas en Anexo III)
- 30 de julio de 2019.
- 18 de agosto de 2019. (Gráficas en Anexo III)
- 20 de septiembre de 2019.

### 9.2.1. Bloque solar

A continuación, se muestra la parte del esquema:

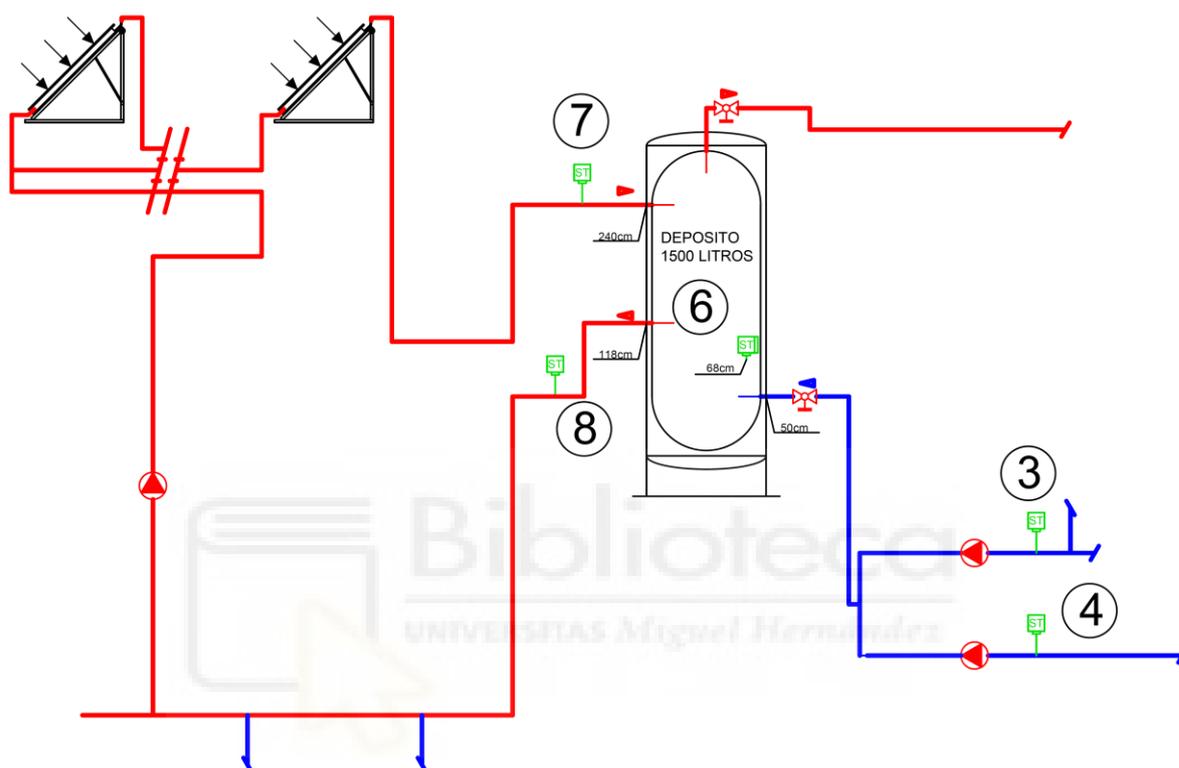


Figura 9. 5: Esquema simplificado parte solar.

Para el análisis de esta parte de la instalación se representan las gráficas de los termopares señalados en el esquema.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 3	T. bomba de retorno 3 (IA1 y IA2)
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 6	T. depósito solar
Temperatura 7	T. salida de captadores
Temperatura 8	T. salida del depósito solar

Tabla 9. 1: Descripción de temperaturas.

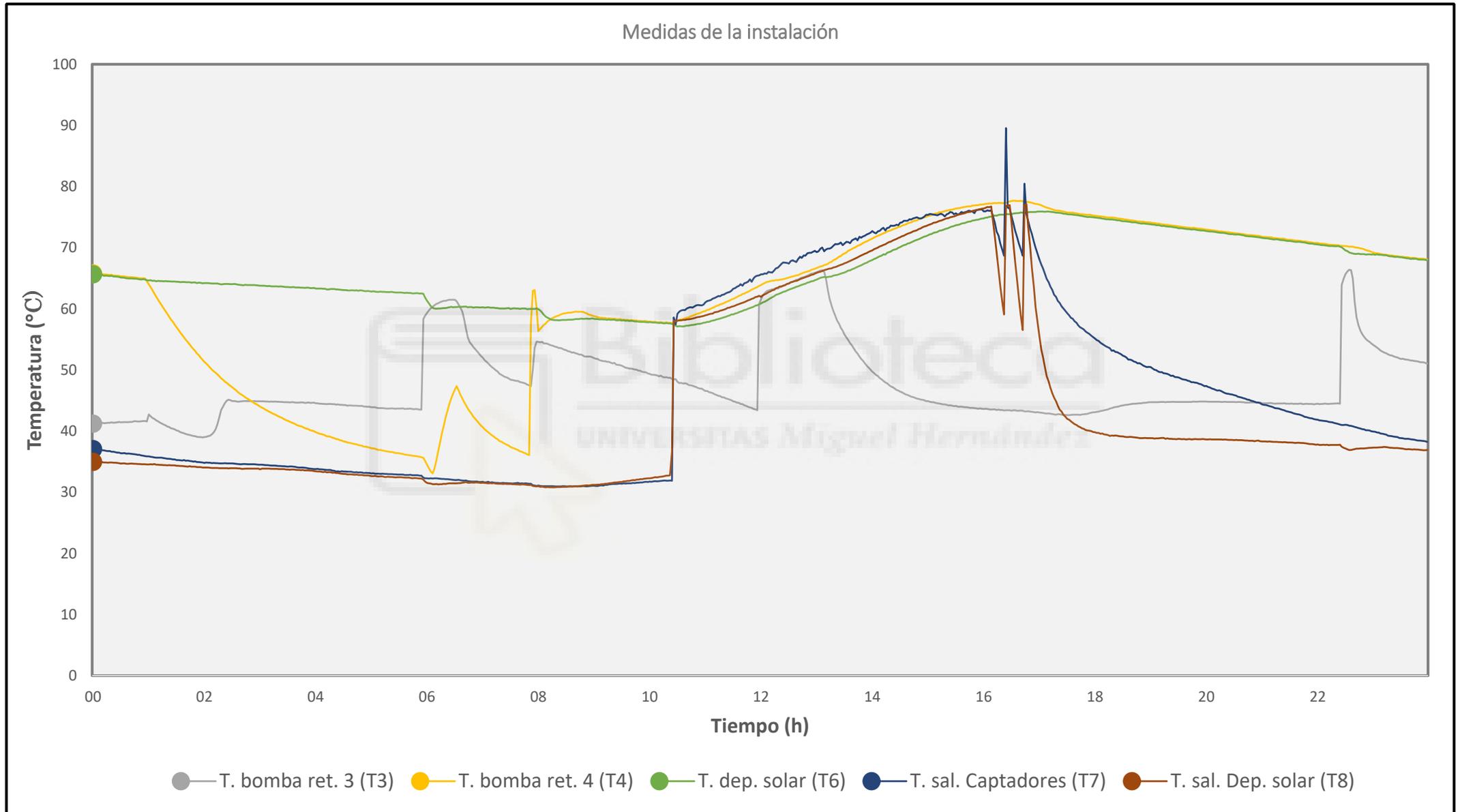


Figura 9. 6: Día 29 de junio de 2019.

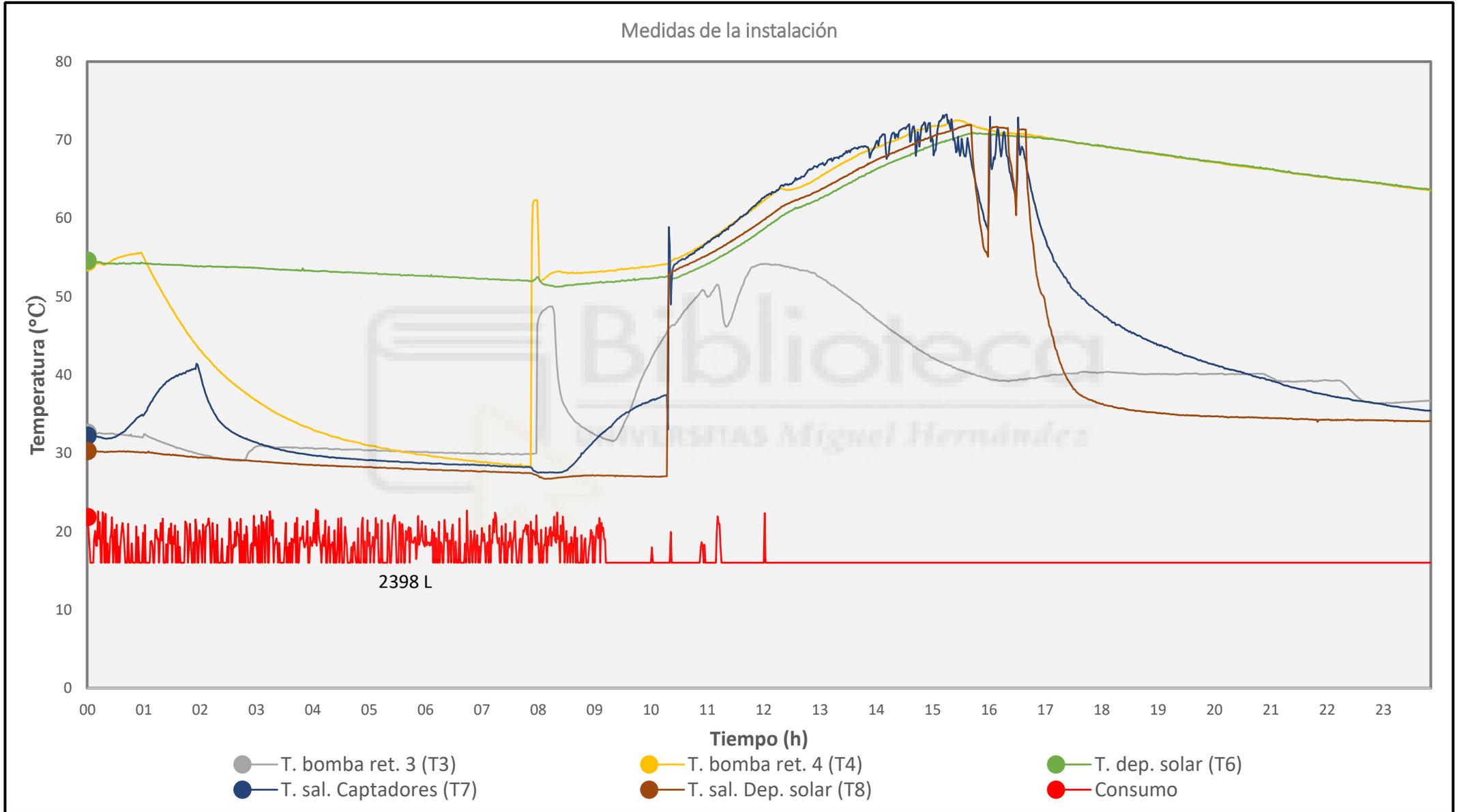


Figura 9. 7: Día 30 de julio de 2019.

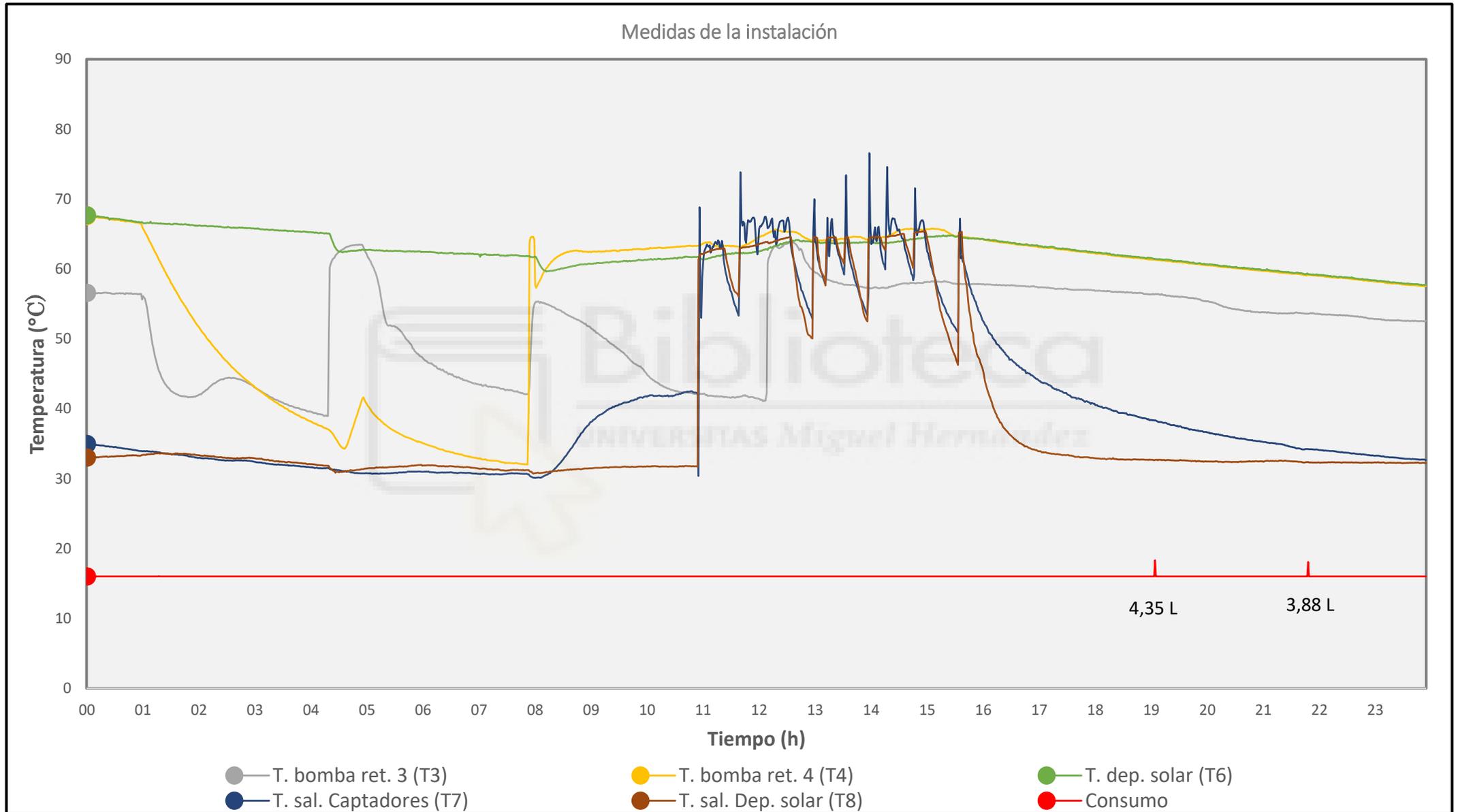


Figura 9. 8: Día 20 de septiembre de 2019.

Si se observan las gráficas, de las Figuras 9.6, 9.7 y 9.8, y se presta atención en la temperatura de salida de los captadores (T7, azul) se observa como esta depende de la radiación incidente en los captadores. En horario nocturno la temperatura se mantiene muy baja, dado que la bomba encargada de la circulación en el circuito primario se encuentra parada. Con las primeras horas de sol, y el debido arranque de la bomba, se consigue un aumento de la temperatura y finalmente alcanza su máximo alrededor del mediodía.

Durante estos días de verano se puede comprobar como una vez incide radiación y aumenta la temperatura de los captadores, esta se mantiene bastante estable. Esto se debe a la meteorología propia del verano.

Para que se caliente el agua del depósito es necesaria la circulación mediante la bomba. Sería un error y un malgasto de dinero y energía, además que enfriaría el depósito solar, si se deja en funcionamiento durante todo el día. Por este motivo, las temperaturas de salida de los captadores (T7) y la de salida del depósito solar (T8) deben estar vinculadas. Si apreciamos bien, la temperatura de salida de los captadores aumenta ligeramente hasta que se produce el arranque de la bomba, esto es debido a que, en su programación, al superar en 10°C a la temperatura T8 detecta que hay radiación suficiente para calentar el depósito.

Como es lógico, al estar conectadas por el mismo circuito, cuando se produce el arranque de la bomba la temperatura de salida del depósito solar (T8, marrón) describe una curva similar a la temperatura de los captadores. Sin embargo, esta ya se muestra mucho más continua y estable debido a que no depende directamente de la radiación solar, ya que entre las dos se encuentra el depósito solar. Cuando la temperatura de los captadores T7 es mayor que la temperatura T8 se produce captación de energía, por el contrario, si la temperatura T7 es menor se produce disipación de la energía y está enfriando el depósito solar.

Por otro lado, la temperatura del depósito solar (T6, verde), también sigue el aumento de temperatura producido por la temperatura de salida de los captadores. En este caso, fuera de las horas donde se produce mayor radiación esta no desciende. Se mantiene a una temperatura casi constante incluso por encima de los 60°C por el aislamiento térmico del propio depósito solar.

Estos días se observa cómo, tanto la temperatura del depósito solar como la de su salida (T8), siguen la curva descrita por la temperatura de los captadores. Siguiendo con la configuración de la instalación cabría pensar que la temperatura de los captadores es la más alta seguida de la del depósito solar y su correspondiente salida. La medición de temperaturas muestra algo diferente, muestra como la temperatura de salida del depósito solar (T8) se sitúa por encima de la del propio depósito y, cuando la bomba del circuito primario para, de la producida por la radiación (T7).

Respecto a las temperaturas del depósito y de su salida (T6 y T8), atendiendo a las gráficas se deduce que está saliendo agua más caliente que la del depósito. Esta deducción llevaría a error ya que, como se ha mencionado antes, debido a la estratificación del agua, la temperatura no es uniforme en todo el depósito. Bastaría con que la sonda que mide la temperatura del depósito se encuentre a menos altura que la tubería de donde se extrae el agua. De hecho, se comprobó esto midiendo ambas alturas, resultando una diferencia de 50 centímetros por encima de la tubería de salida.

Por otro lado, en el único punto donde se encuentra que la temperatura de salida del depósito (T8) está por encima de la temperatura producida por la radiación solar (T7) se produce cuando esta última comienza a decaer. Esto es normal puesto que una vez decae esta, la temperatura del depósito solar tarda más en descender y por lo tanto a su salida (T8) seguirá manteniendo su temperatura hasta la parada de la bomba. Esta diferencia de temperatura con la temperatura T7 provoca la parada de la bomba

En esta parte de la instalación también se han incluido las representaciones de las gráficas de las temperaturas de las bombas B3 y B4 (T3 y T4, respectivamente). Ambas temperaturas serán explicadas y detalladas más adelante. Pertenecen al funcionamiento del bloque central y de la recirculación, pero es importante también mostrarlas en esta parte puesto que mantienen conexión directa con el depósito solar.

La temperatura cercana a la bomba de retorno B4 muestra una curva bastante similar durante los días a estudio. Se produce un arranque de la bomba a una hora similar todos los días. Esta hora corresponde con la salida del sol y con ello la llegada del aporte solar. Esta hora está programada sobre las 7:55 de la mañana. Sería un error mantener esta bomba en funcionamiento por la noche calentando el agua de recirculación de las duchas puesto que rara vez serán usadas en ese horario. Respecto al horario de parada, esta lo realiza sobre las 1:00 de la madrugada. Horario que debería reducirse, parando antes sobre el horario de cierre de la Universidad, como propuesta de mejora.

### 9.2.2. Bloque central

Mostramos la ubicación de las temperaturas a analizar.

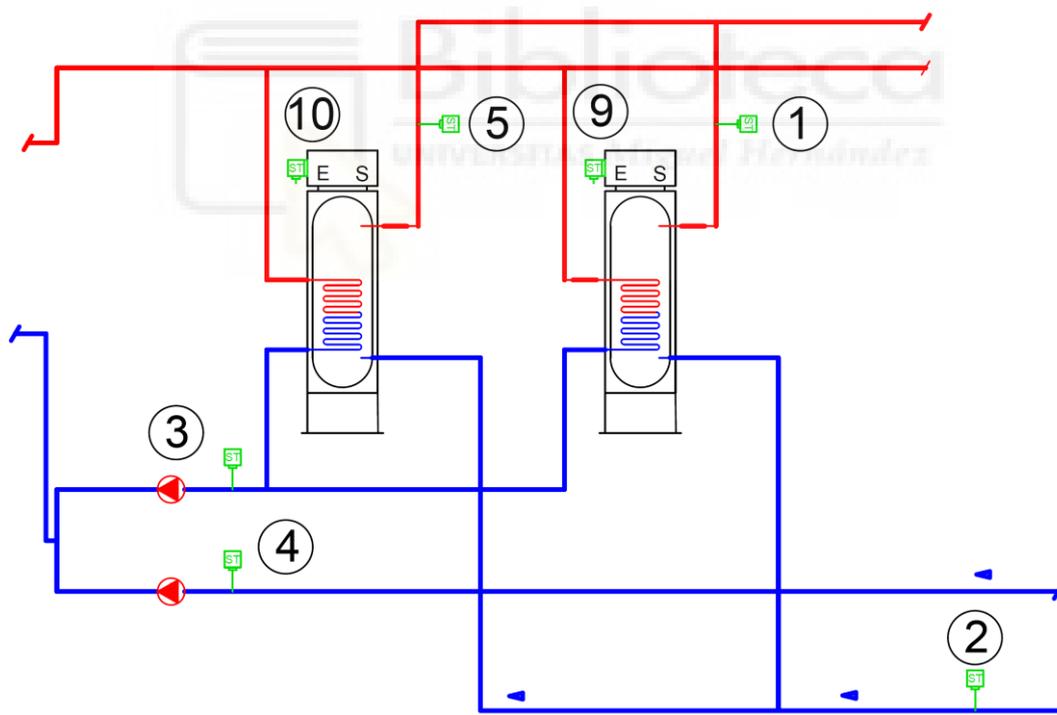


Figura 9. 9: Esquema simplificado parte central. 2. Ubicación caudalímetro.

En la siguiente tabla se describen las temperaturas que visualizamos en el esquema de la Figura 9.6. En las gráficas posteriores también se muestra la temperatura del depósito solar.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 1	T. interacumulador 2 (IA2)
Temperatura 2	T. agua de red
Temperatura 3	T. bomba de retorno 3 (IA1 y IA2)
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 5	T. interacumulador 1
Temperatura 9	T. Evaporador BdeC. Interacumulador 2
Temperatura 10	T. Evaporador BdeC. interacumulador 1

A continuación, se muestran las gráficas de los días de veran

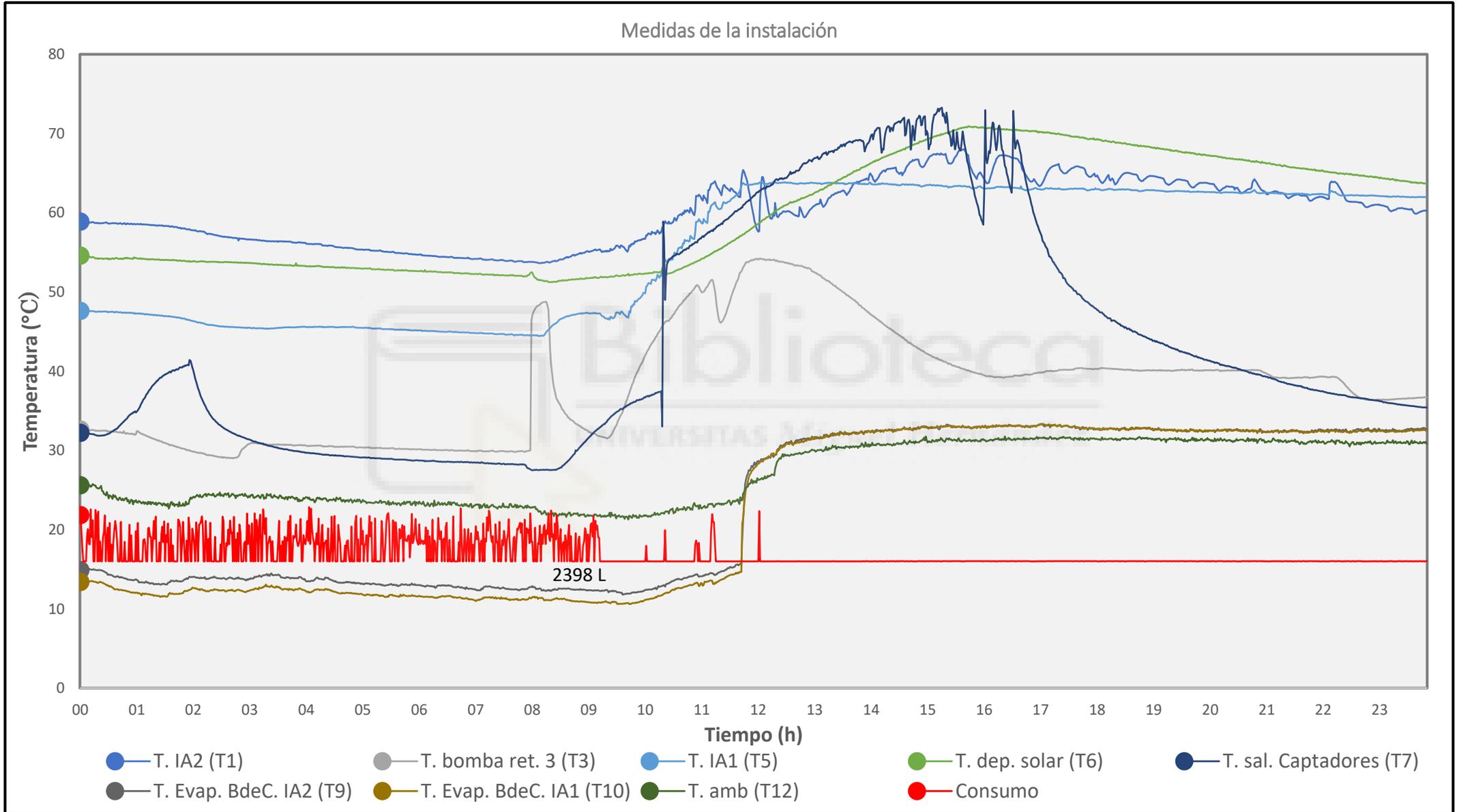


Figura 9. 10: Día 30 de julio de 2019.

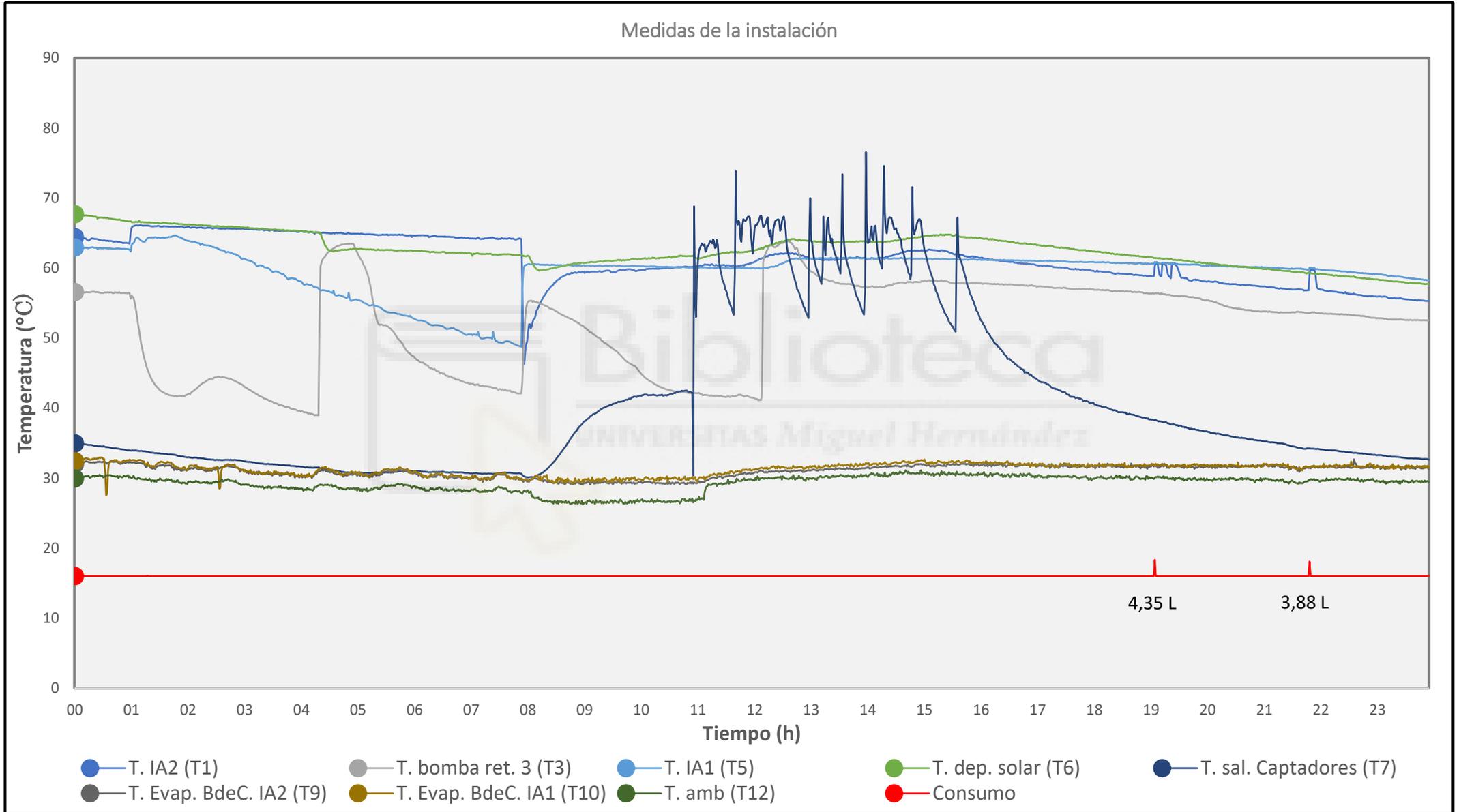


Figura 9. 11: Día 20 de septiembre de 2019.

Con respecto al análisis de la parte central, se debe concretar que se trata de la parte más compleja. Esto es debido a la gran variedad y diferentes comportamientos que describen sus gráficas. Como se mostrará a continuación, esta parte será descrita teniendo en cuenta que muchas de sus anomalías pueden deberse a posibles fallos en la instalación y, por consiguiente, serán analizadas con mayor énfasis en puntos separados.

Distinguimos tres días diferentes en cuanto a comportamiento en función del consumo: días en los que no se realiza consumo, consumo existente de madrugada y consumo efectuado por el día.

Primero se analizará el funcionamiento de la bomba B3, a través de la sonda T3. En los días en los que no se produce consumo se puede observar que realiza tres arranques. El primero de ellos lo realiza en horas de madrugada. Este arranque, aun siendo corto, provoca una bajada de temperatura del agua del depósito solar. El encendido puede deberse a la bajada de temperatura de los depósitos interacumuladores (IA1 y IA2) por debajo de los 60°C, siendo la del depósito solar significativamente superior. En concreto el primer interacumulador. Al no haber radiación y descender de forma brusca la temperatura del depósito solar (T6) esta se detiene de nuevo. Lo referente a este tema será tratado ampliamente en el Punto 9.5.5.

El segundo lo realiza de manera simultánea al arranque de la bomba 4 (T4, no queda representada en este apartado. Ver Punto 9.2.3). Si bien este arranque produce otra bajada de temperatura del depósito solar, pero, además, unifica las temperaturas a la salida del primer y segundo interacumulador (IA1 y IA2), la de este último por lo general más baja. Ambas temperaturas quedan cercanas a la del depósito solar (T6). Respecto al comportamiento de las temperaturas T1 y T5 en este segundo arranque de la bomba B3, cabe recalcar que sin existencia de consumos su comportamiento se torna como poco fiable.

Por último, el tercer arranque que realiza se encuentra alrededor del mediodía. En muchos días, cuando la radiación es buena la bomba B3 arranca, subiendo las temperaturas de los depósitos interacumuladores, cuando estos están cercanos a

los 60°C. Cuando suben ambas temperaturas, y no hay consumos, la bomba se apaga durante el resto del día. En otros casos, cuando arranca la temperatura del depósito solar se encuentra cercana a 60°C (días de poca radiación solar) por lo que no es capaz de aumentar las temperaturas de los depósitos interacumuladores y la bomba se mantiene arrancada el resto del día. Este comportamiento no tiene ningún efecto útil en la instalación y debe realizarse una revisión de la lógica de control.

Algunos días salteados se observan consumos continuados nocturnos muy importantes. Estos consumos no han sido realizados para el proyecto. Es posible que sean debido a tareas mantenimiento. Al margen de esto se analizará su comportamiento en esos días. La información extraída de estos días es completamente válida, ya que los valores de las temperaturas T1 y T5 son fiables con consumos.

Cuando se produce esa cantidad de consumo por la noche, como es lógico, las bombas de calor de los depósitos interacumuladores se mantienen encendidas durante el consumo. No hay radiación solar con la que hacer frente a esa demanda. En cuanto amanece y comienza a haber aporte de energía solar la bomba B3 (T3), arranca aprovechando la energía recibida. Además, ese día la bomba B3 no arranca por la noche ya que la temperatura del depósito solar se encuentra más baja que otros días, alrededor de 55°C.

Por último, los días en los que se producen consumos puntuales durante el día. En momentos anteriores a los consumos la bomba B3 se comporta de manera similar a los días descritos anteriormente donde no se producía consumo. Para analizar mejor cuando se produce consumo, esta parte se describirá los primeros días en el apartado de entretiempo.

Si ahora se observa la temperatura del segundo interacumulador (T1) vemos que presenta un patrón claro. Por la noche se mantiene estable hasta el segundo arranque que produce la bomba B3. En ese momento desciende su temperatura entorno a la del depósito solar. El resto del día sigue una curva similar a la descrita por el depósito solar (T6). En lo referente a esta información se puede catalogar como poco fiable, ya que no hay consumos en esos momentos.

En los días donde se producen los consumos nocturnos, la temperatura T1 se mantiene estable debido al accionamiento de las bombas de calor que evitan que descienda la temperatura.

En horario nocturno la temperatura de salida del primer interacumulador (T5) desciende en mayor medida que la de salida del segundo interacumulador. Es posible que esta esté provocando el arranque de la bomba 3 debido al descenso. Cuando se produce el segundo arranque de la bomba B3 su temperatura asciende hasta igualar a la del depósito solar. Posteriormente se mantiene estable hasta que decae lo suficiente como para provocar de nuevo el arranque de la bomba B3.

Respecto a los consumos nocturnos, la temperatura T5 se mantiene estable de igual manera que la temperatura anterior (T1), pero en este caso entorno unos 10°C por debajo. Esto evidencia el incorrecto funcionamiento en la instalación.

El funcionamiento de las bombas de calor referentes a los dos interacumuladores correspondientes a la parte central conviene analizarlo en puntos posteriores en los que contamos con diferentes consumos. A la vista de estos datos se puede decir que en verano se mantienen apagadas durante el día. El único momento donde arrancan es el día de consumos nocturnos.

### 9.2.3. Bloque recirculación

En la parte de recirculación se sigue el mismo procedimiento. Primero se mostrará la parte del esquema.

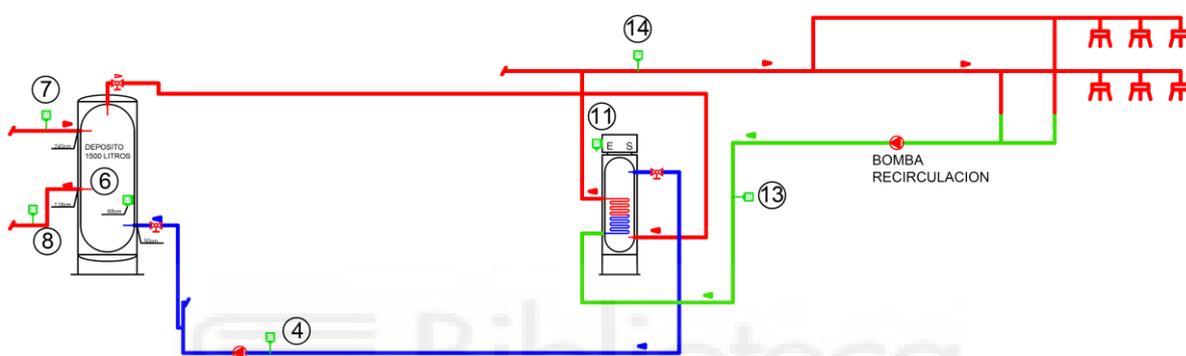


Figura 9. 12: Esquema simplificado parte recirculación.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 6	T. depósito solar
Temperatura 7	T. salida captadores
Temperatura 8	T. salida depósito solar
Temperatura 11	T. Evaporador BdeC. interacumulador 3
Temperatura 13	T. retorno recirculación
Temperatura 14	T. impulsión recirculación

Tabla 9. 2: Descripción de las temperaturas.

Posteriormente, se muestran las gráficas correspondientes a este apartado referente a los días de verano.

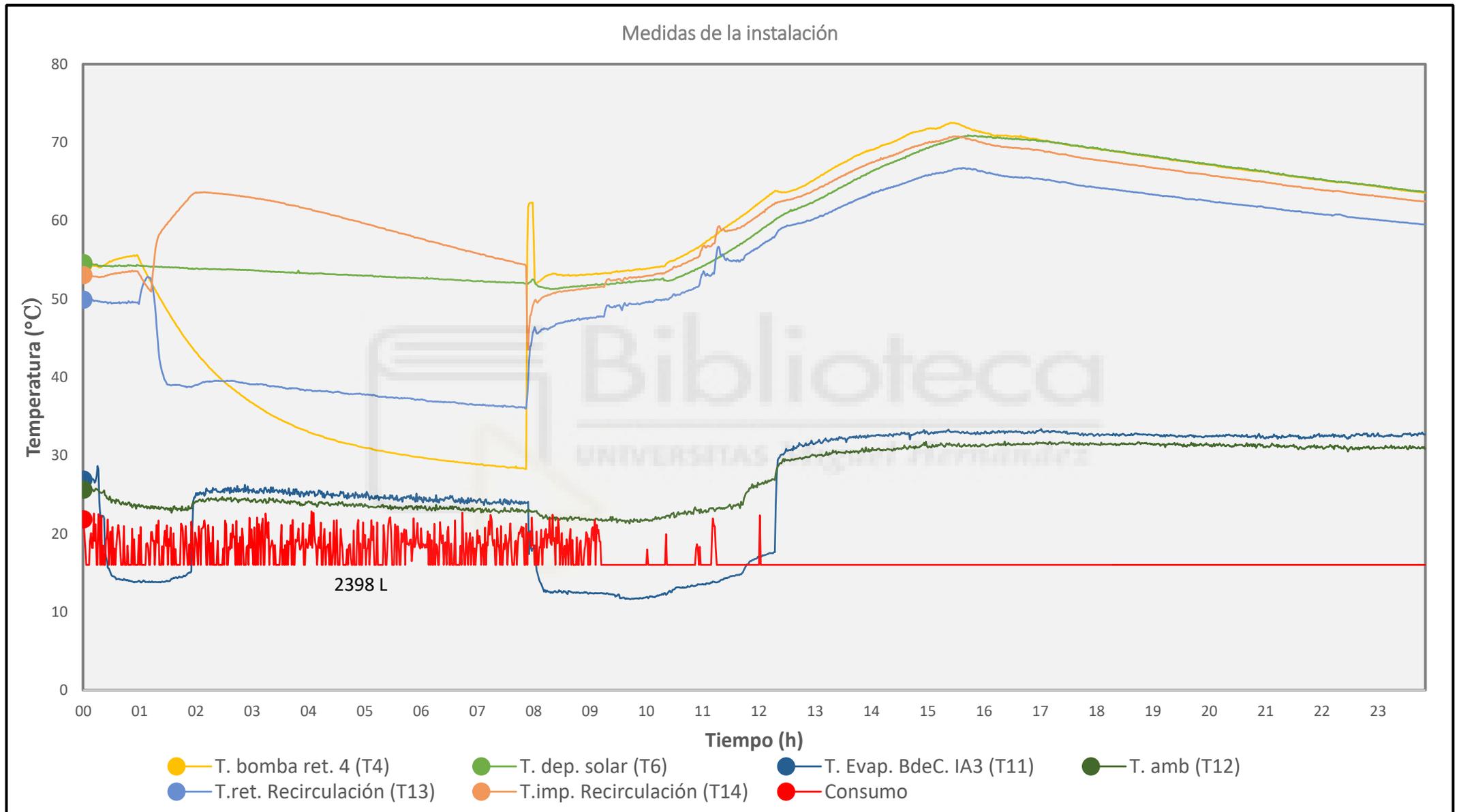


Figura 9. 13: Día 30 de julio de 2019.

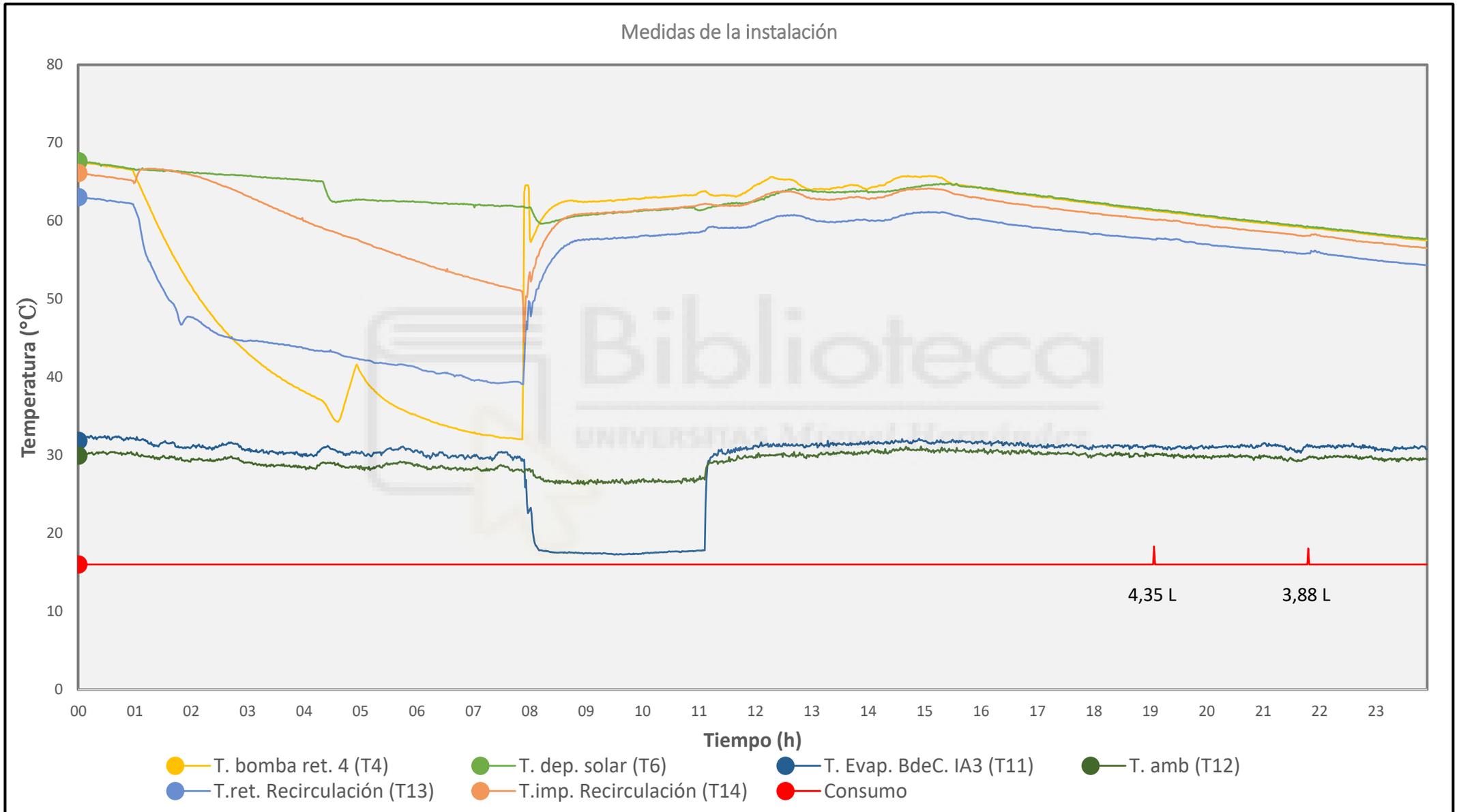


Figura 9. 14: Día 20 de septiembre de 2019.

En las gráficas mostradas se representan las dos temperaturas correspondientes a la recirculación, tanto la de impulsión (T14) como la de retorno (T13). Además, se ha representado la temperatura del evaporador del tercer interacumulador (T11) y la del depósito solar (T6).

Durante los días mostrados, la temperatura cercana a la bomba B4 tiene una curva definida. Esta se ha explicado en apartados anteriores (Punto 9.2.1). De forma resumida, la bomba arranca a una hora determinada, en este caso 7:55 horas, dependiendo de la época del año. Posteriormente, se apaga sobre las 1:00 de la madrugada, horario completamente excesivo.

En el circuito de recirculación no solo es importante la bomba B4, también se dispone la bomba que realiza la función propia de la recirculación. Esta mantiene un horario idéntico a la bomba B4. El día 30 de julio (Figura 9.13, de 00:00h a 09:00h), día de consumo nocturno, ambas se mantienen en funcionamiento hasta su hora de apagado. Esta situación, junto con las bajas temperaturas generales registradas ese día, provoca el arranque del sistema de apoyo del tercer interacumulador (IA3). Se produce un gasto energético totalmente evitable con la correcta programación del horario de las bombas de recirculación.

Debido a la interacción de los elementos del circuito, la temperatura de retorno de la bomba B4 delimita el comportamiento de las gráficas de recirculación. Si se presta atención en las mismas temperaturas, retorno e impulsión de la recirculación, pero esta vez antes del arranque de la bomba B4, se produce una separación entre ambas temperaturas. Esto ocurre en la mayoría de los días y se debe a que al no estar en funcionamiento la bomba B4, ni la bomba de calor del interacumulador (IA3), no hay ningún equipo que ayude a vencer las pérdidas de calor que se producen a lo largo del recorrido. Se junta, además, con que ocurre en horas de madrugada y ahí las temperaturas externas a la instalación son más bajas, favoreciendo las pérdidas producidas.

Mientras no exista aporte de energía de ningún tipo, ambas temperaturas comienzan a decaer hasta el arranque de la bomba 4.

Una vez se produce el arranque de la bomba B4, que como bien se ha mencionado antes, comienza de forma programada con la salida del sol, se observa cómo tanto la temperatura de impulsión (T14) y la de retorno (T13), reducen su diferencia de temperatura. Se debe a que el agua del depósito solar está pasando por el interacumulador y reduce las pérdidas de calor en el trayecto a las duchas. Por este motivo ambas describen una curva similar a la del depósito solar.

Aun siendo días de verano y tener el depósito solar con energía suficiente para abastecer la instalación o como mínimo para vencer las pérdidas de recirculación, la temperatura de la bomba de calor del tercer interacumulador IA3 (T11) baja, tanto el 30 de julio como el 20 de septiembre (de 08:00h a 11:30h, aproximadamente), durante un periodo corto de tiempo. Esto quiere decir que se pone en funcionamiento. Se analizará este comportamiento en el Punto 9.3.3 donde se cuenta con más información.

Prestando atención de nuevo a la temperatura T4, cercana a la bomba B4, en el momento de su arranque (07:55h) se produce un pico de temperatura que oscila hasta estabilizarse. Es debido a la configuración en la que se encuentran las conexiones con el interacumulador (IA3). Como muestra el esquema de la Figura 9.17, la aspiración de la bomba B4 está conectada con la parte superior del depósito del interacumulador, de ahí que la arrancar pase el agua más caliente acumulada. Posteriormente sigue el agua almacenada en la parte inferior, hasta estabilizarse con la temperatura del depósito solar.

### 9.3. FUNCIONAMIENTO DÍAS DE ENTRETIENTO

Los días seleccionados corresponden a los meses de octubre y noviembre. Como días a analizar tomaremos:

- 25 de septiembre.
- 6 de octubre de 2019. (Gráficas en Anexo III)
- 3 de octubre de 2019. (Gráficas en Anexo III)
- 1 de noviembre de 2019. (Gráfica Bloque central en Anexo III)
- 6 de noviembre de 2019.

- 30 de noviembre de 2019. (Gráficas Bloques solar y recirculación en Anexo III)

### 9.3.1. Bloque solar

Mostramos de nuevo la parte del esquema a estudio y sus temperaturas.

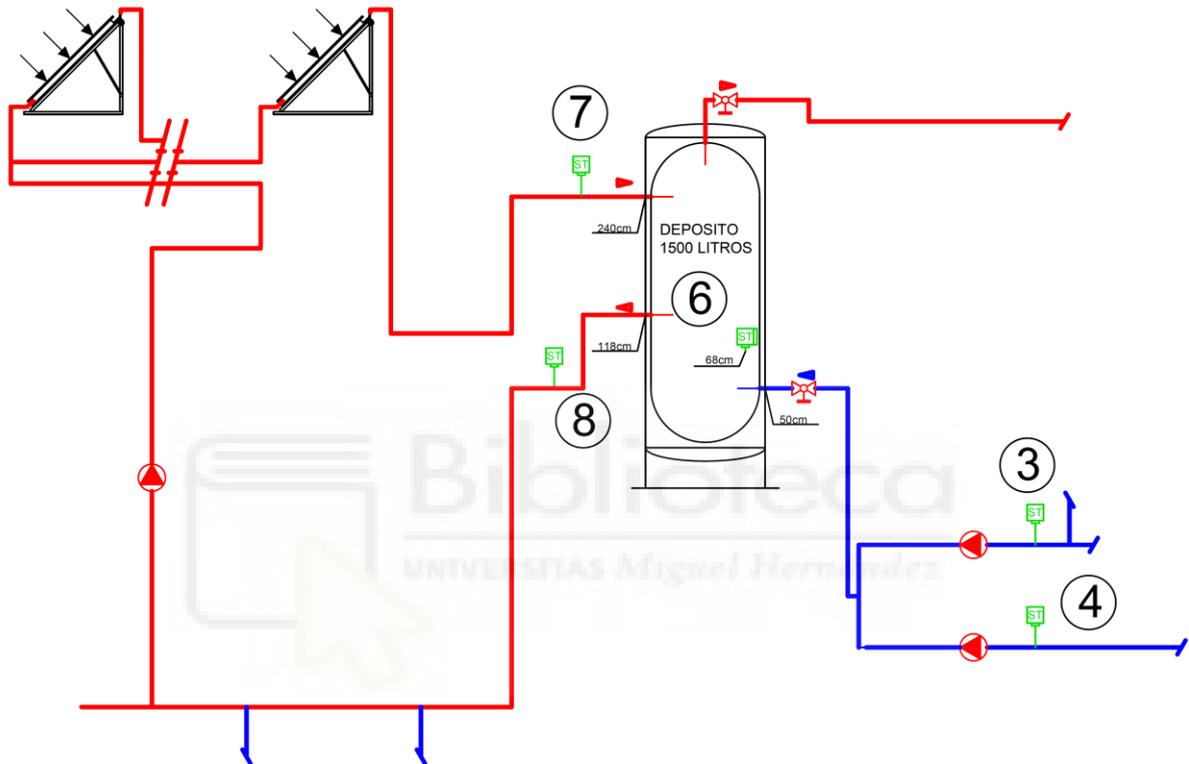


Figura 9. 15: Esquema simplificado parte solar.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 3	T. bomba de retorno 3 (IA1 y IA2)
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 6	T. depósito solar
Temperatura 7	T. salida de captadores
Temperatura 8	T. salida del depósito solar

Tabla 9. 3: Descripción de las temperaturas.

Las gráficas mostradas ahora corresponden a los días mencionados anteriormente.

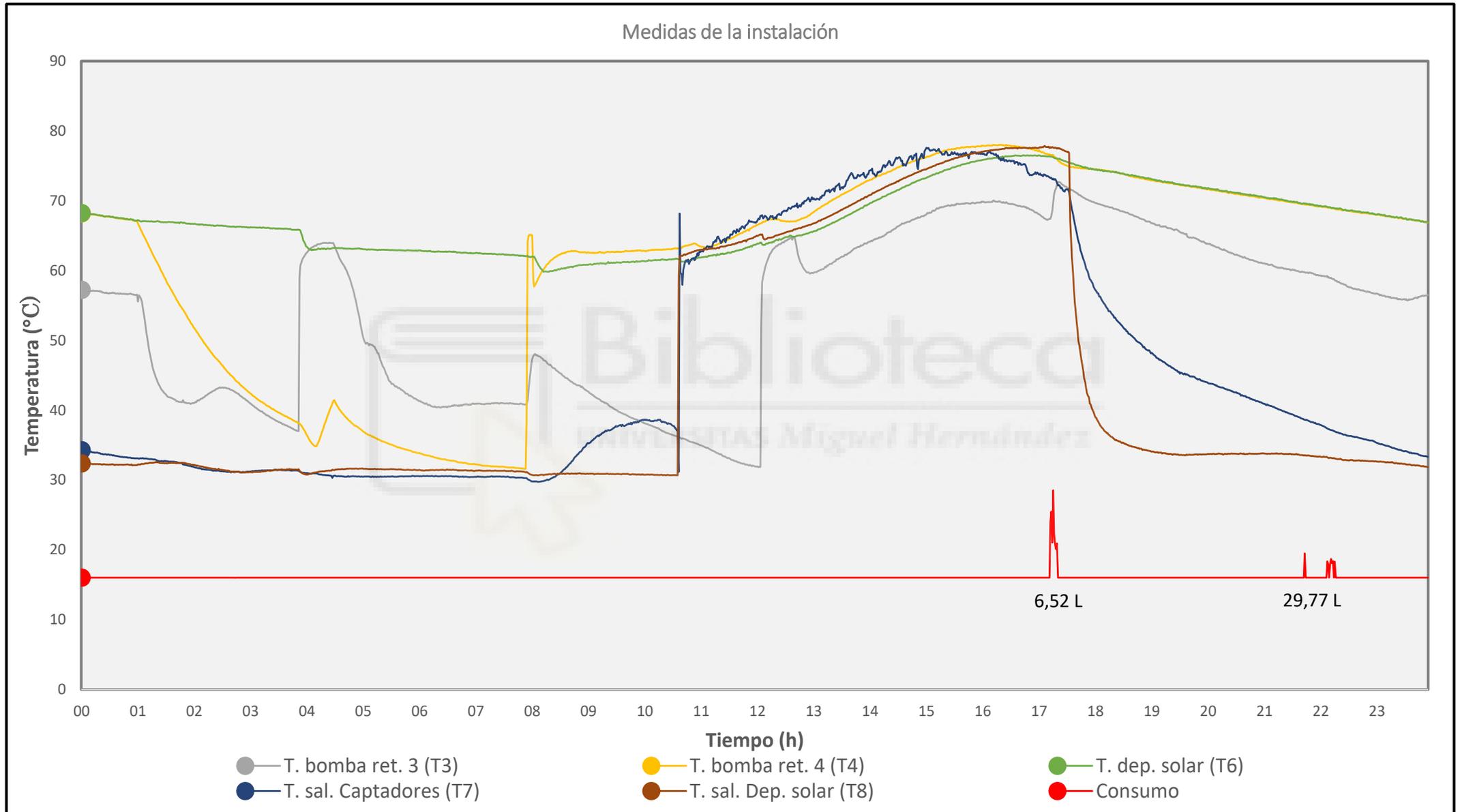


Figura 9. 16: Día 25 de septiembre de 2019.

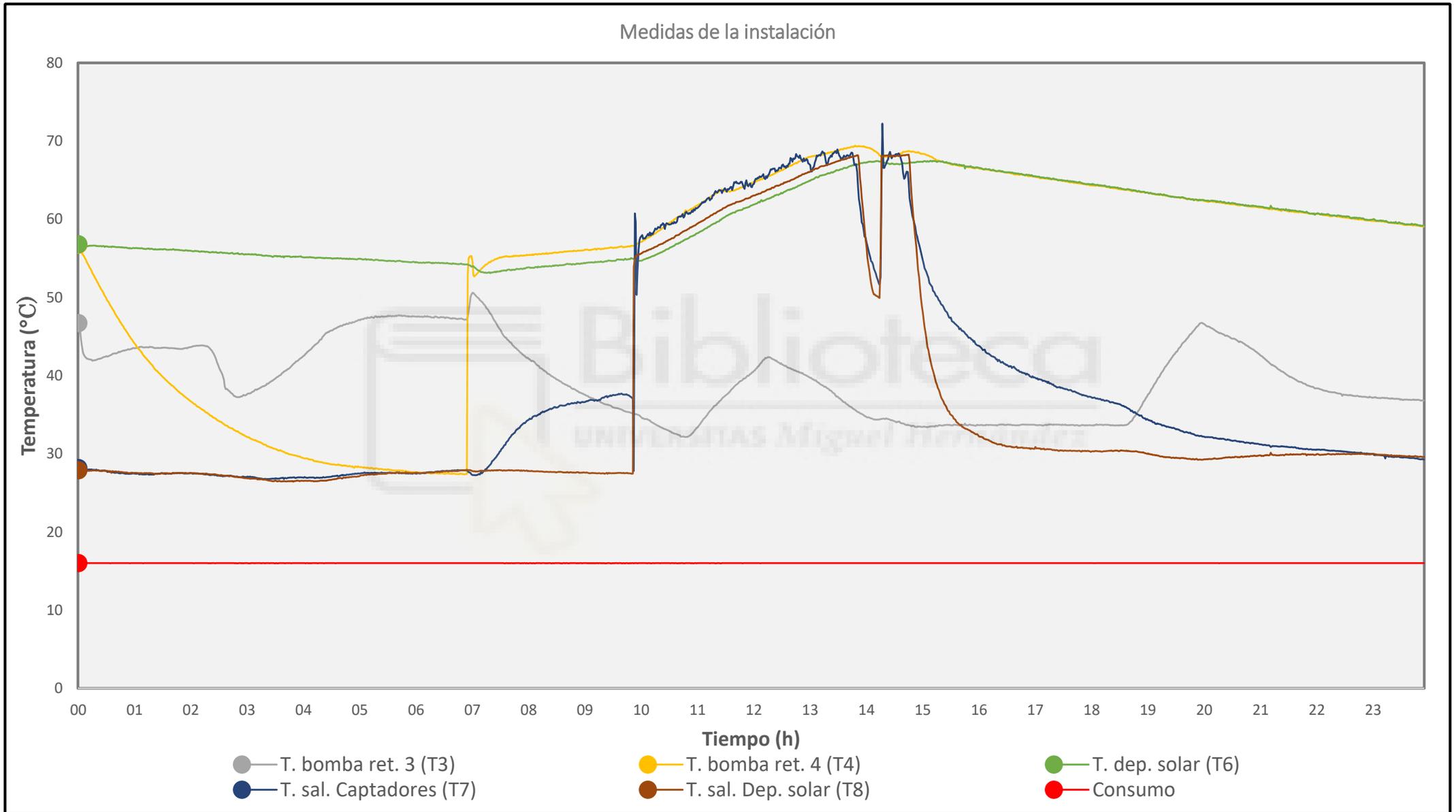


Figura 9. 17: Día 1 de noviembre de 2019.

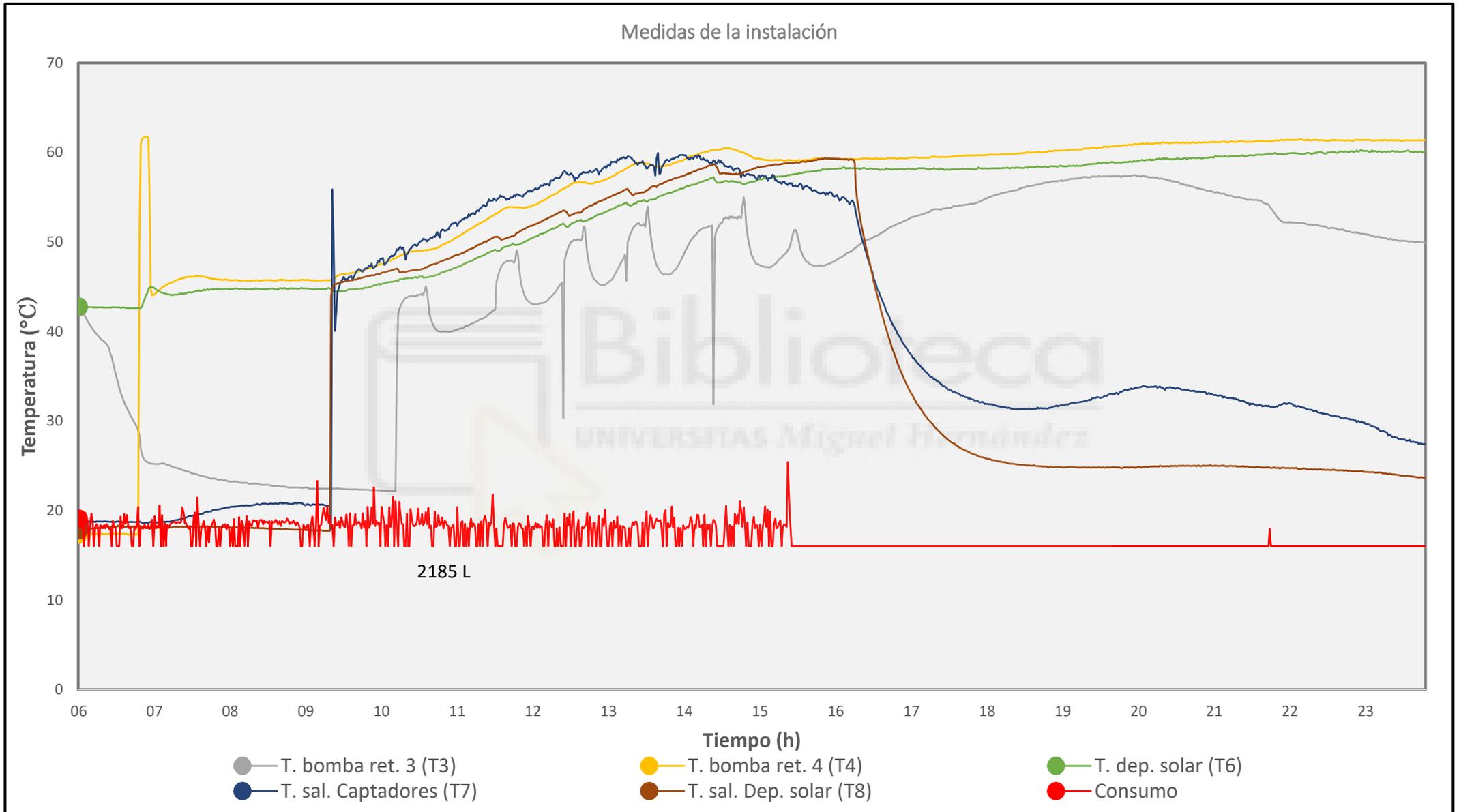


Figura 9. 18: Día 6 de noviembre de 2019.

Respecto a la temperatura de la salida de los captadores (T7) describe una curva similar a la descrita en verano. Si es cierto que con el paso de los meses se observa, en algunos días como el 6 de noviembre, una disminución del pico que alcanza esta temperatura aun mostrándose una incidencia de radiación solar estable durante todo el día.

La programación de la bomba en función de las temperaturas de salidas de los captadores (T7) y salida del depósito solar (T8) se mantiene de igual manera, es decir, si la temperatura T7 supera en 10°C a la temperatura T8 arranca la bomba.

Otros efectos que ahora se aprecian con más frecuencia en estos meses es la aparición de días nublados. En el día 1 de noviembre se ve claramente como descienden ambas temperaturas (T7 y T8) en un periodo corto de tiempo. Cuando una nube tapa los captadores solares, durante ese momento no incide radiación, disminuyendo la temperatura de salida de los captadores y provocando con ello la parada de la bomba que recircula, ya que no cumple la programación impuesta.

Por este motivo la temperatura de salida del depósito solar (T8) también decae en la misma medida, ya que no se está recirculando agua caliente del depósito solar.

Este fenómeno también es visible en uno de los días mostrados anteriormente en la Figura 9.8 (Punto 9.2.1, verano), nos referimos al 20 de septiembre de 2019. Esos picos que se muestran son resultado de un día nublado. Ese día también es interesante a la hora de analizar ya que debido a que el día estaba nublado y la bomba realizaba arranques cortos, la temperatura de salida del depósito solar nunca llega a subir. Podemos decir que ese día no hubo aporte solar por parte de la instalación y de producirse consumos tendría que haberse hecho cargo el sistema de apoyo.

La propia temperatura del depósito solar se mantiene prácticamente constante cuando no se produce aporte solar gracias al aislamiento. Ahora con la pequeña disminución de la radiación solar observada antes en la temperatura de salida de los captadores, origina que la temperatura del depósito no ascienda en algunos días hasta los valores pico que veíamos en verano. Esto se traduce en una reducción de la capacidad que tendría la instalación en producir ACS mediante energía solar. Si

esos días se hubiera producido un consumo pronunciado, casi con total seguridad las bombas de los interacumuladores habrían arrancado y la temperatura del depósito habría descendido hasta una temperatura alrededor de 60°C, donde ya comenzaría a actuar el sistema de apoyo.

Como consecuencia de la altura de la medición del depósito solar, mencionada anteriormente en el Punto 9.2.1, la temperatura del depósito solar se mantiene por debajo de la temperatura de salida de este (T8).

Representando las temperaturas cercanas a las bombas B3 y B4. En el caso de la bomba B4 se puede destacar que, respecto a los meses de verano, el arranque de su bomba se produce una hora antes, sobre las 6:55. Esto es debido al cambio de hora civil, la cual se adelanta una hora en esta época del año.



### 9.3.2. Bloque central

Seguidamente, la parte central.

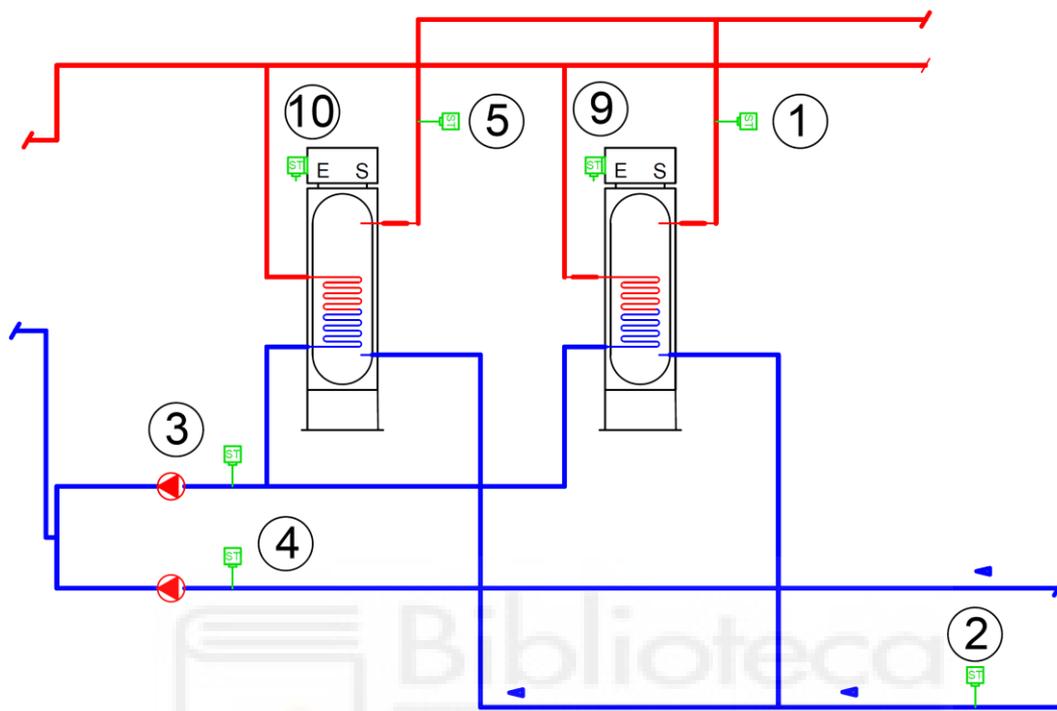


Figura 9. 19: Esquema simplificado parte central. 2. Ubicación caudalímetro.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 1	T. interacumulador 2 (IA2)
Temperatura 2	T. agua consumo
Temperatura 3	T. bomba de retorno 3
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4
Temperatura 5	T. interacumulador 1
Temperatura 9	T. B.D.C. interacumulador 2
Temperatura 10	T. B.D.C. interacumulador 1

Tabla 9. 4: Descripción de las temperaturas.

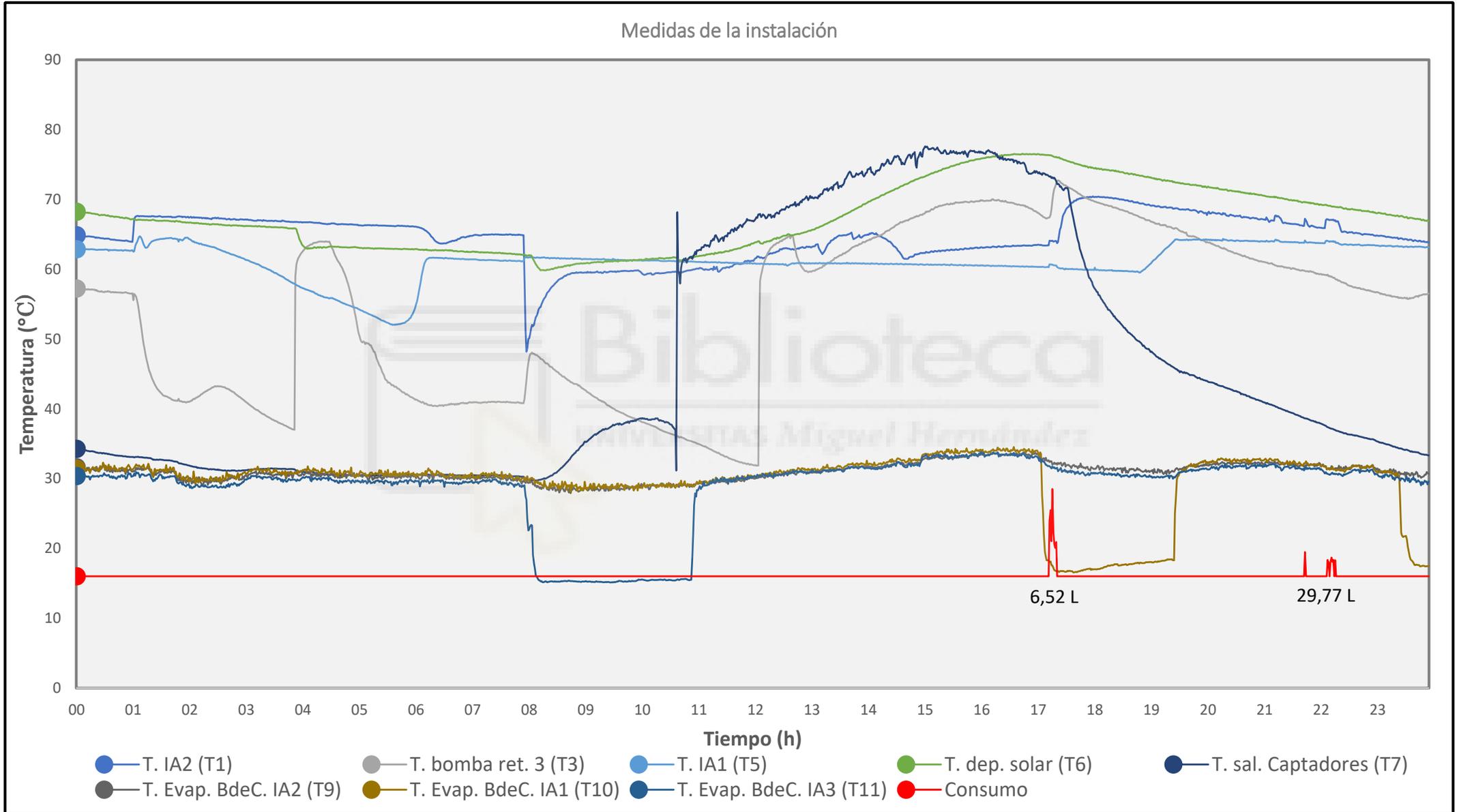


Figura 9. 20: Día 25 de septiembre de 2019.

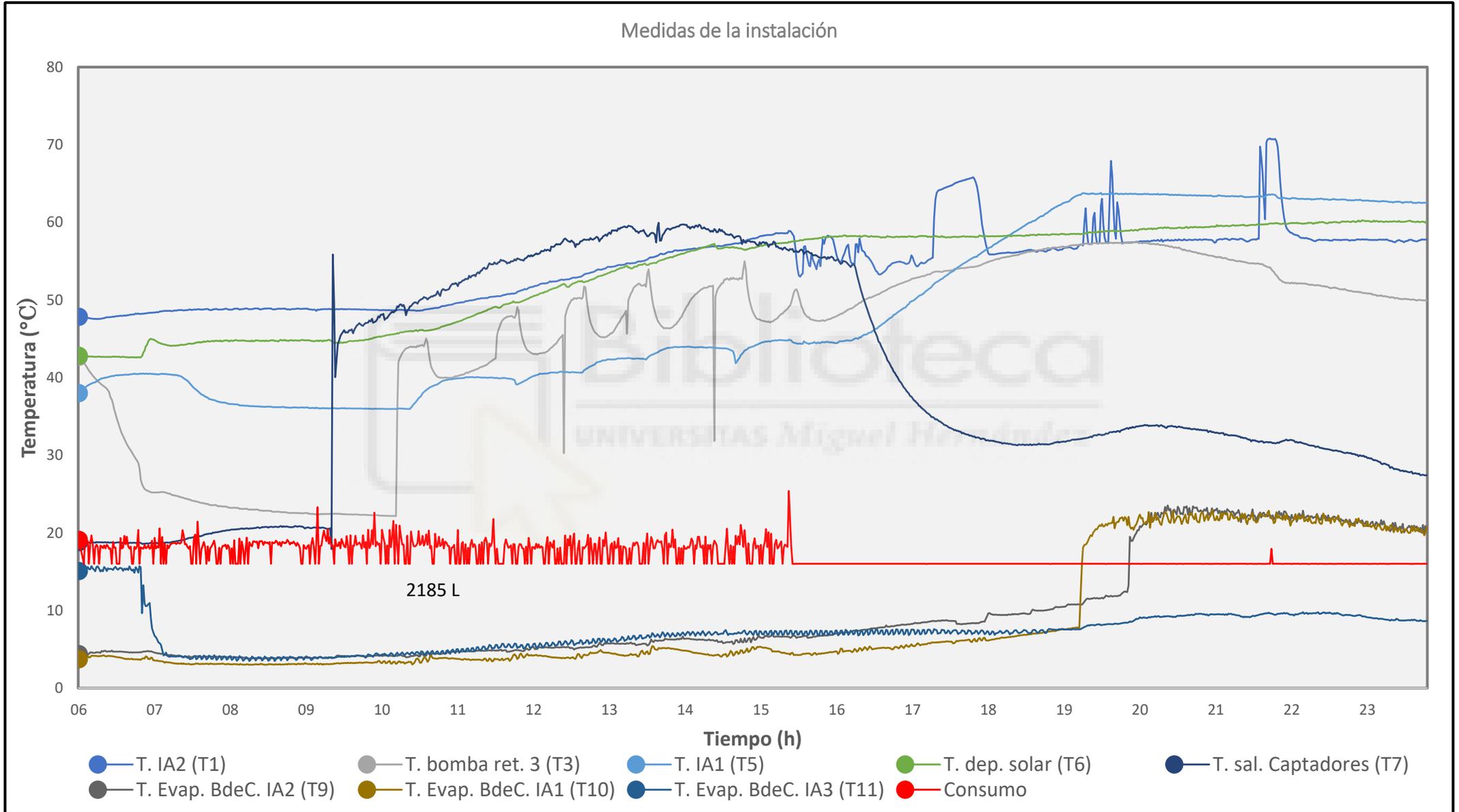


Figura 9. 21: Día 6 de noviembre de 2019.

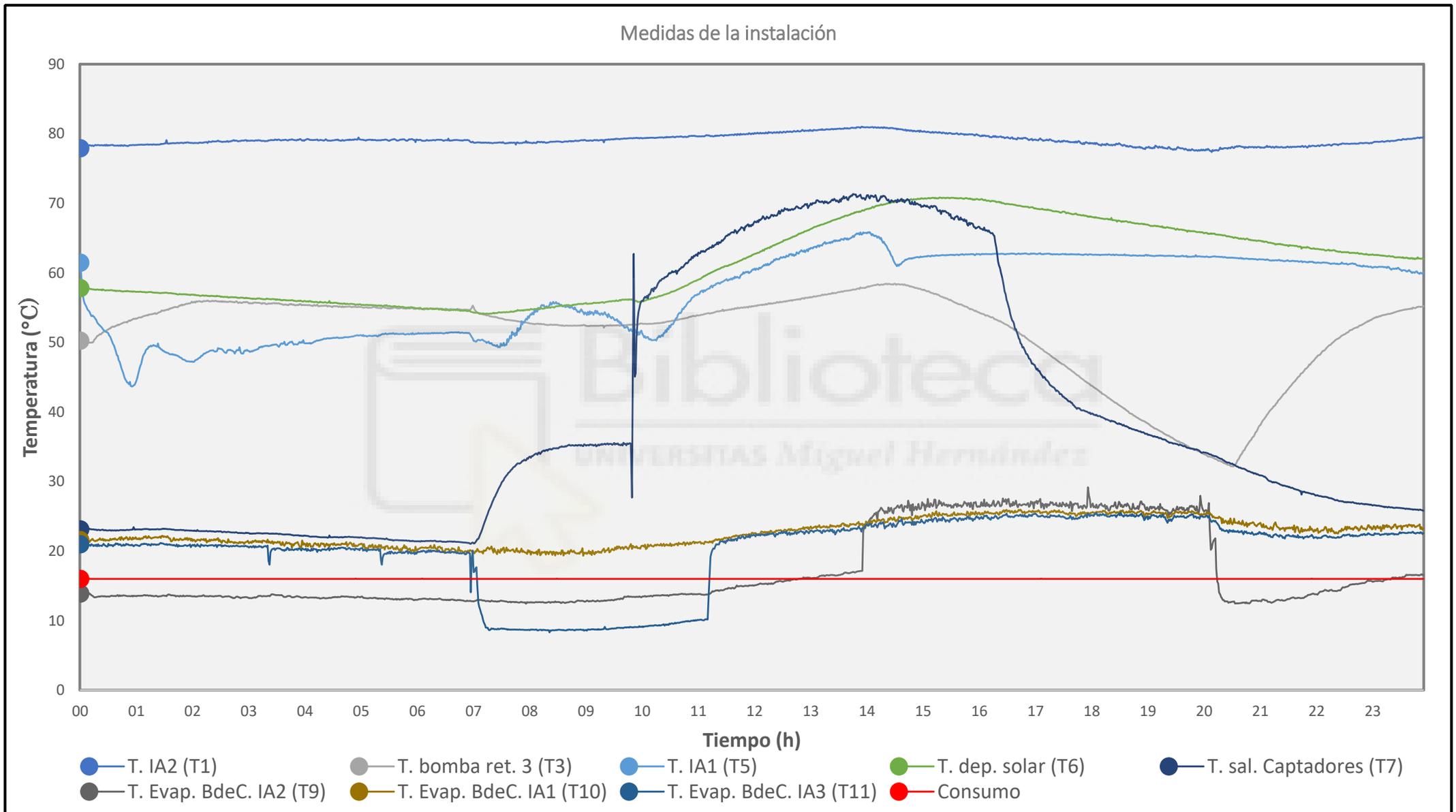


Figura 9. 22: Día 30 de noviembre de 2019.

Cabe recordar que el análisis que los posibles fallos o comportamientos anómalos se comentarán por separado más adelante.

El seguimiento de la temperatura cercana a la bomba B3 (T3). Primero se analizarán los tres primeros días, 25 de septiembre, 6 de octubre y 3 de octubre. Estos, respecto a la temperatura T3, presentan una curva parecida a la descrita en la época de verano. Se producen los mismos tres arranques en horarios parecidos. La diferencia más notable la encontramos en el último arranque. En los días de verano se observa como en la mayoría después del tercer arranque de la bomba y de conseguir subir la temperatura de los interacumuladores, paraba durante el resto del día. En este caso no ocurre lo mismo, se mantiene arrancada o realiza diversos arranques todo el día. Se debe principalmente a la bajada de temperaturas en general debido a la reducción de la incidencia de la radiación solar en esta época del año, por lo que es más costoso subir la temperatura de los interacumuladores (IA1 y IA2). También algunos de esos días se producen unos consumos que provocan su arranque.

El 6 de noviembre se producen de nuevo con consumos prolongados por la noche. En este caso, también se prolongan durante una parte del día. Durante todo el tiempo de consumos, al igual que en verano, las bombas de calor de los interacumuladores están a pleno funcionamiento. En la parte del día en la que todavía hay consumos y comienza el aporte solar, la bomba B3 arranca y se observan unos picos anómalos posiblemente producidos por arranques y paradas. Se intenta aprovechar la energía solar almacenada pero no es posible ya que la temperatura del depósito solar es demasiado baja y en esta época se recibe un menor aporte solar. En ese período hasta horas finales del día se encuentran en funcionamiento tanto el sistema de apoyo como el solar.

Los días 1 de noviembre y 30 de noviembre (Anexo III) la temperatura de la bomba B3 (T3) realiza un comportamiento anómalo. Ya no realiza los arranques que realizaba los días anteriores. Si se presta atención a estos días, en cuanto a radiación solar, parecen ser días buenos con una radiación estable. Es cierto que durante este mes las temperaturas comienzan a descender. El 30 de noviembre la bomba 3 está prácticamente el día entero enchufada. Esto puede deberse a un intento de aprovechar la energía solar ya que ese día el depósito solar se encuentra

cercano a los 60°C por la madrugada. Con respecto al 1 de noviembre pasa lo contrario, parece que la bomba 3 no arranca en todo el día, únicamente por la noche. Los picos de temperatura de se observan durante el día pueden deberse al arranque de la bomba de calor del primer interacumulador (T10). Esto se apreciará mejor con el análisis de dicha temperatura.

Los primeros días de este apartado (incluyendo el 25 de septiembre, Anexo III), es decir, los más cercanos al verano, se observa como la temperatura del segundo interacumulador (T1) realiza curvas parecidas a las descritas en puntos anteriores (Ver Punto 9.2.2). En los demás días, sobre todo en el 30 de noviembre, la temperatura 1 se mantiene elevada durante todo el día. Un aporte así no puede deberse a la bomba de calor del propio interacumulador (IA2). Una hipótesis factible es que se trate de un ciclo antilegionela. Este caso se analizará con más detalle en apartados posteriores.

La temperatura del primer interacumulador (T5), al igual que la anterior, tiene un comportamiento similar a la época de verano. En este caso, con el constante funcionamiento de la bomba B3, la temperatura T5 se mantiene con una temperatura similar a la del depósito solar. Como se muestra ahora, debido a las bajas temperaturas del depósito solar en algunos casos, esto no será suficiente para calentar el agua.

En esta época del año se nota un aumento del uso de las bombas de calor como sistema de apoyo de la instalación respecto a la época de verano. Si se centra la atención en las bombas referentes a los dos primeros interacumuladores (IA1 y IA2), el funcionamiento de la bomba de calor del tercero se ha explicado en otros puntos. Como propuesta de reducir esos arranques de las bombas de calor se podría programar en función de la temperatura del depósito solar.

Como se ha mencionado anteriormente, la bomba de calor de un interacumulador en esta instalación actúa cuando la temperatura de su depósito cae por debajo de, aproximadamente, 60°C y el depósito solar no tiene la energía suficiente para subirla rápidamente. En el primer interacumulador (IA1), la bomba de calor arranca en algunas ocasiones durante el día con motivo de subir la temperatura del depósito o hacer frente a los consumos que se producen, pese a existir un buen aporte de

radiación solar. En cambio, la del segundo interacumulador (IA2) no arranca nunca durante los primeros días debido a que su temperatura se mantiene más alta.

Como casos particulares se encuentran el día 6 de noviembre en el cual se producen consumos por la noche. Al producirse por la madrugada las dos bombas de calor tienen que mantenerse enchufadas para poder producir la demanda de ACS solicitada. Por otro lado, el 30 de noviembre en el que la bomba de calor del tercer interacumulador (IA3) se mantiene durante todo el día encendida lo que provoca una temperatura del depósito muy elevada. Esto se analizará mejor en apartados posteriores.

### 9.3.3. Bloque recirculación

Las temperaturas para analizar son:

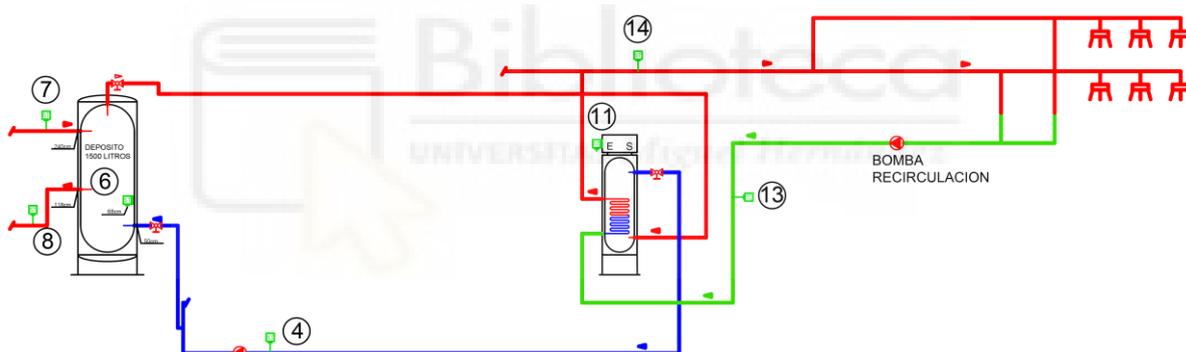


Figura 9. 23: Esquema simplificado parte recirculación

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 6	T. depósito solar
Temperatura 7	T. salida captadores
Temperatura 8	T. salida depósito solar
Temperatura 11	T. Evaporador BdeC. interacumulador 3
Temperatura 13	T. retorno recirculación
Temperatura 14	T. impulsión recirculación

Tabla 9. 5: Descripción de las temperaturas.

En la parte de recirculación se encuentran estas gráficas:

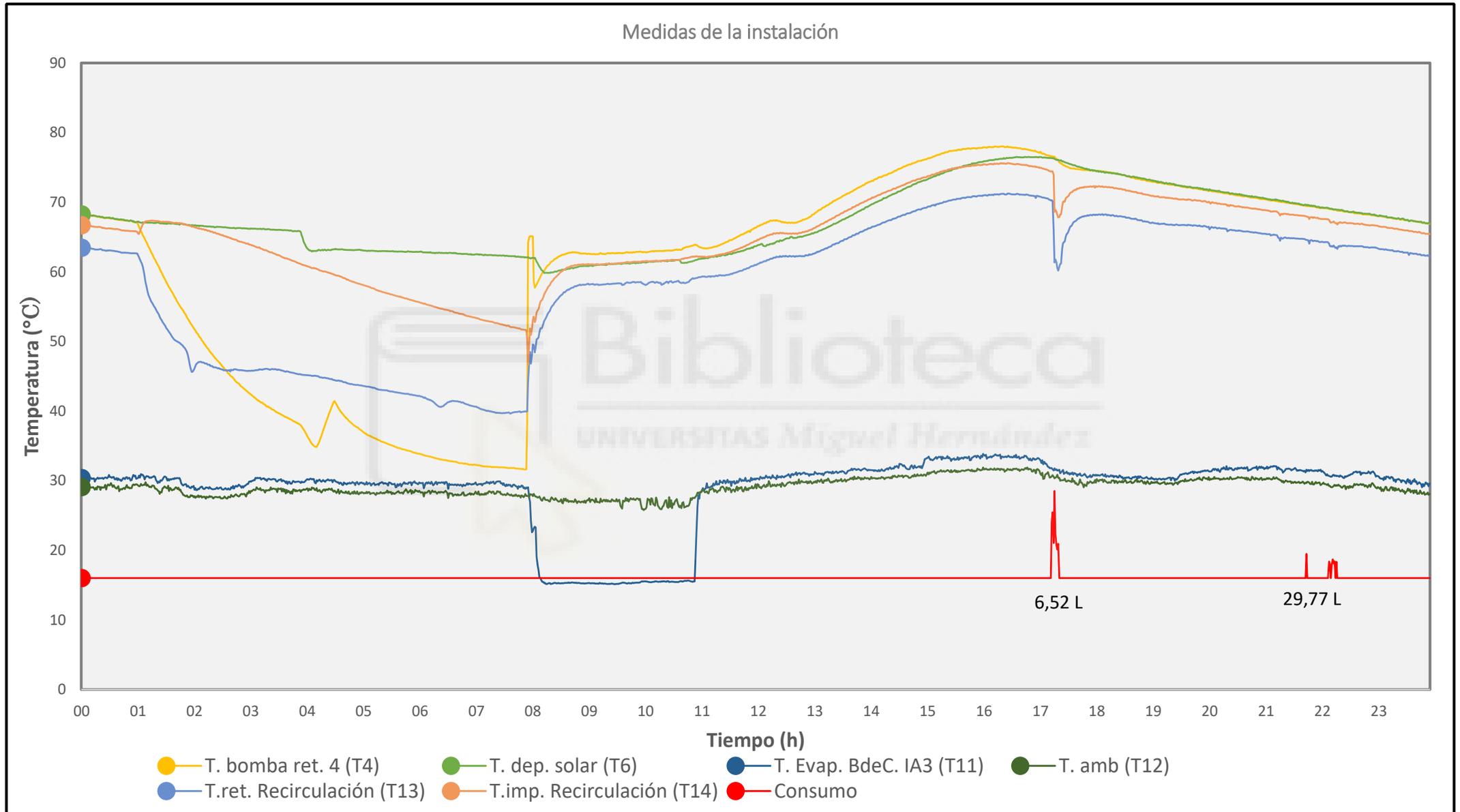


Figura 9. 24: Día 25 de septiembre de 2019.

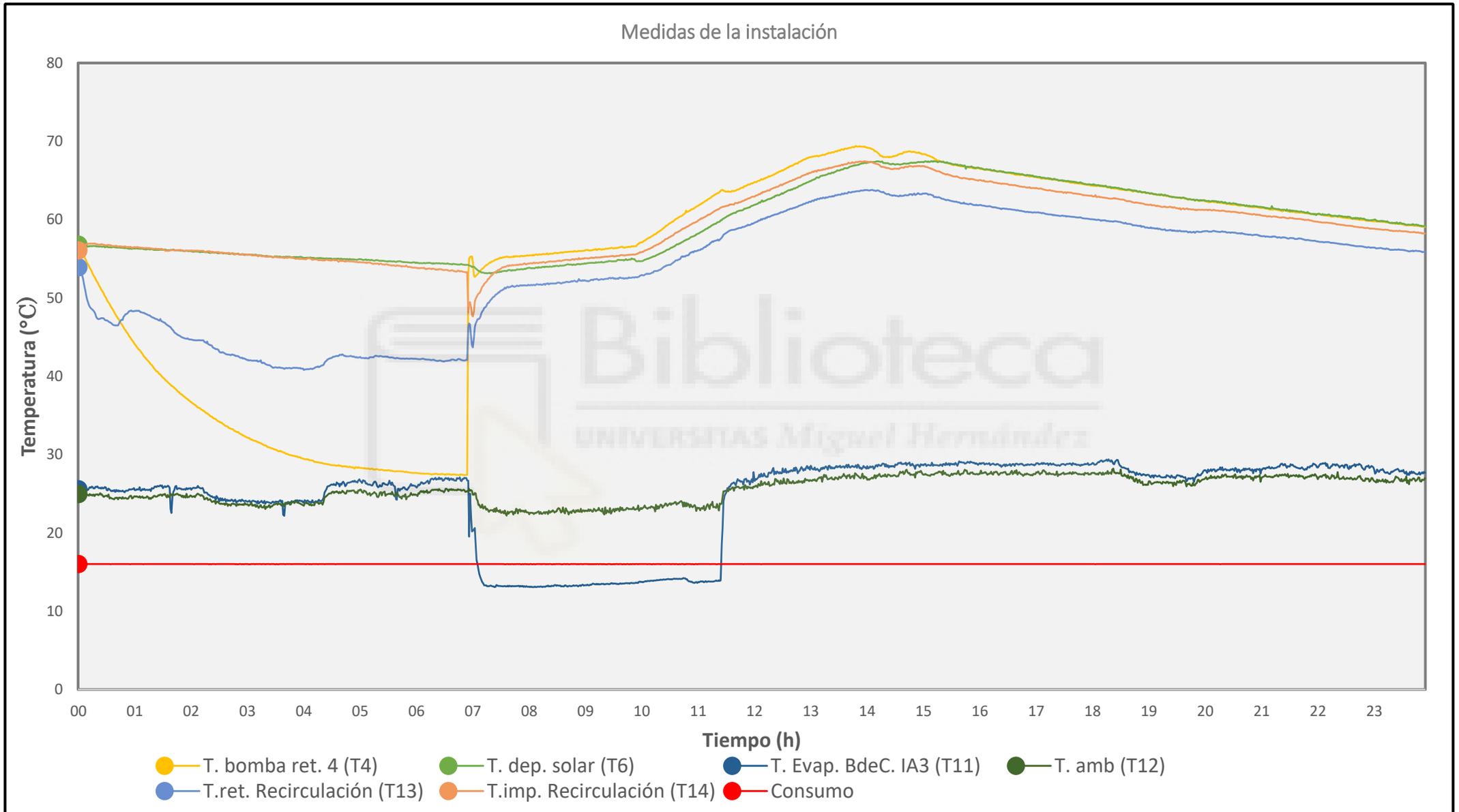


Figura 9. 25: Día 1 de noviembre de 2019.

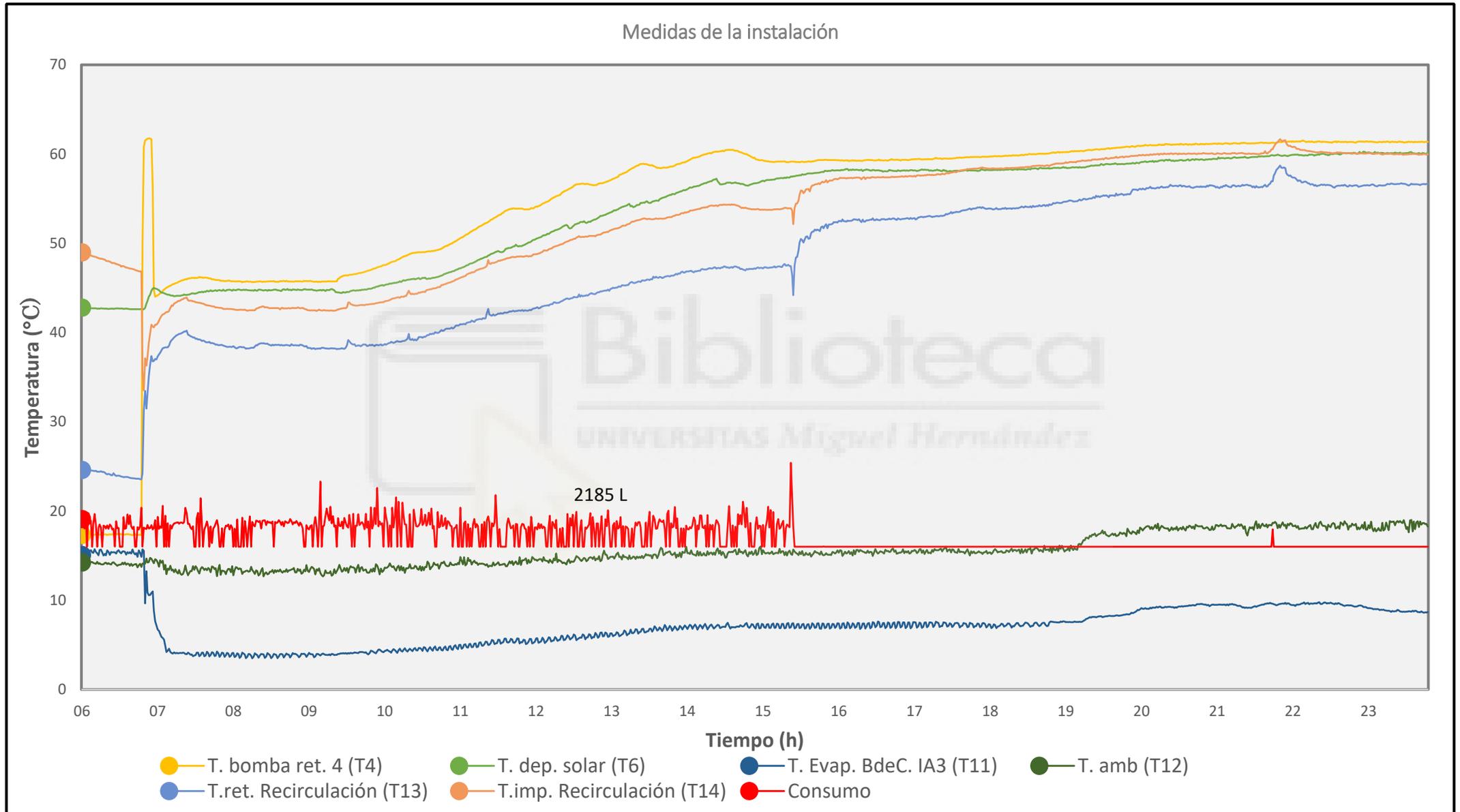


Figura 9. 26: Día 6 de noviembre de 2019.

Con respecto a los días de verano, en estos días se repite el mismo patrón descrito en puntos anteriores. Tanto la temperatura de impulsión (T14) como la de retorno de recirculación (T13) quedan marcadas por el arranque de la bomba B4. Antes de este arranque, ambas temperaturas se mantienen con una diferencia que disminuye drásticamente al arrancar y conseguir vencer las pérdidas.

Por otro lado, se nota un ligero cambio en la curva de la temperatura cercana a la bomba B4 (T4). Si bien en los días anteriores se producía el arranque sobre una hora determinada (7:55), que coincidía con la salida del sol, ahora partir del 1 de noviembre esta hora cambia a las 6:55. Esto se debe al cambio de hora civil que se realiza en octubre que adelanta una hora y por lo tanto amanece antes.

Como se ha mencionado en el Punto 9.2.3, al comienzo del arranque de la bomba B4 se produce un descenso de la temperatura T11, indicando un arranque de la bomba de calor del tercer interacumulador. Con respecto a los días analizados en verano, ocurría esto en varios de ellos, los días menos calurosos y el día que se muestran consumos nocturnos. En esta época del año, estos arranques del sistema de apoyo se pueden observar durante todos los días. A medida que se va acercando el invierno estos arranques se van acentuando y la bomba del tercer interacumulador (IA3) permanece más tiempo enchufada. Incluso el día 6 de noviembre, en el cual se producen consumos (por la noche y a primeras horas de la mañana), el sistema de apoyo se mantiene encendido durante el resto del día.

Como bien indica la normativa respecto a la Legionella, la temperatura de ACS debe ser como mínimo de 50°C. Esto obliga a fijar una consigna mínima de temperatura que será igual a los tres interacumuladores. Lo lógico es situarla en un valor cercano a 60°C. Al arrancar la bomba B4, también esta activa la recirculación de ACS del tercer interacumulador (IA3) y manda el agua a las duchas como se ha explicado anteriormente, pero en ese momento el agua no se encuentra por encima de 60°C. Después de pasar la noche sin actividad, el depósito solar que es el encargado de aumentar su temperatura y salvar las pérdidas también se encuentra en su mínimo de temperatura, en 60°C o incluso inferior. De este modo, es necesario el sistema de apoyo mediante la bomba de calor que aumente la temperatura de recirculación como mínimo hasta el nivel de consigna hasta que se pueda hacer cargo el depósito solar.

Es evidente, que en los meses con mejor radiación estos arranques son mínimos y, por el contrario, cuando hay peor radiación solar en días más cercanos al invierno, abundan los días en los que queda en funcionamiento la bomba de calor por más tiempo.

Reprogramando el control de la instalación se podría considerar el hecho de retrasar el arranque de la bomba B4 y de la bomba de recirculación como mínimo media hora en verano y alrededor de una hora en invierno y entretiempo. Daría margen a la instalación para captar mayor radiación solar y subir la temperatura del depósito solar (T6), pudiendo llegar a evitar el arranque del sistema de apoyo o reduciendo su periodo de actividad. Esto podría ser útil en días como el 25 de septiembre, donde la temperatura del depósito solar es elevada. Como propuesta de mejora en el control de la instalación, es un aspecto a tener en cuenta. Además, se podría reducir su horario apagando antes ambas bombas, de esta manera se evitaría que se enfríen los depósitos y provoquen el arranque de la bomba de calor por la mañana. Este tema será tratado en puntos posteriores (Punto 9.5.6).

De nuevo en la temperatura T4, cercana a la bomba B4, en el momento de su arranque se produce un pico de temperatura que oscila hasta estabilizarse. Esto es debido a la configuración en la que se encuentran las conexiones con el interacumulador 3 (IA3). Como muestra el esquema de la Figura 9.37, la aspiración de la bomba B4 está conectada con la parte superior del depósito del interacumulador, de ahí que la arrancar pase el agua más caliente acumulada. Posteriormente sigue el agua almacenada en la parte inferior, hasta estabilizarse con la temperatura del depósito solar

## 9.4. FUNCIONAMIENTO DÍAS DE INVIERNO

En esta época del año analizaremos únicamente los días de diciembre. Aun siendo un solo mes, estos días contienen gran información sobre el funcionamiento de la instalación. En ellos se realizaron los ensayos descritos en el Punto 7.1.

Los días que mostraremos serán:

- 17 de diciembre de 2019. (Gráfica Bloque solar en Anexo III)
- 19 de diciembre de 2019. (Gráficas Bloques central y recirculación en Anexo III)
- 20 de diciembre de 2019.
- 22 de diciembre de 2019. (Gráfica Bloque recirculación en Anexo III)
- 23 de diciembre de 2019. (Gráfica Bloque solar en Anexo III)



### 9.4.1. Bloque solar

Comenzamos de nuevo con la parte solar.

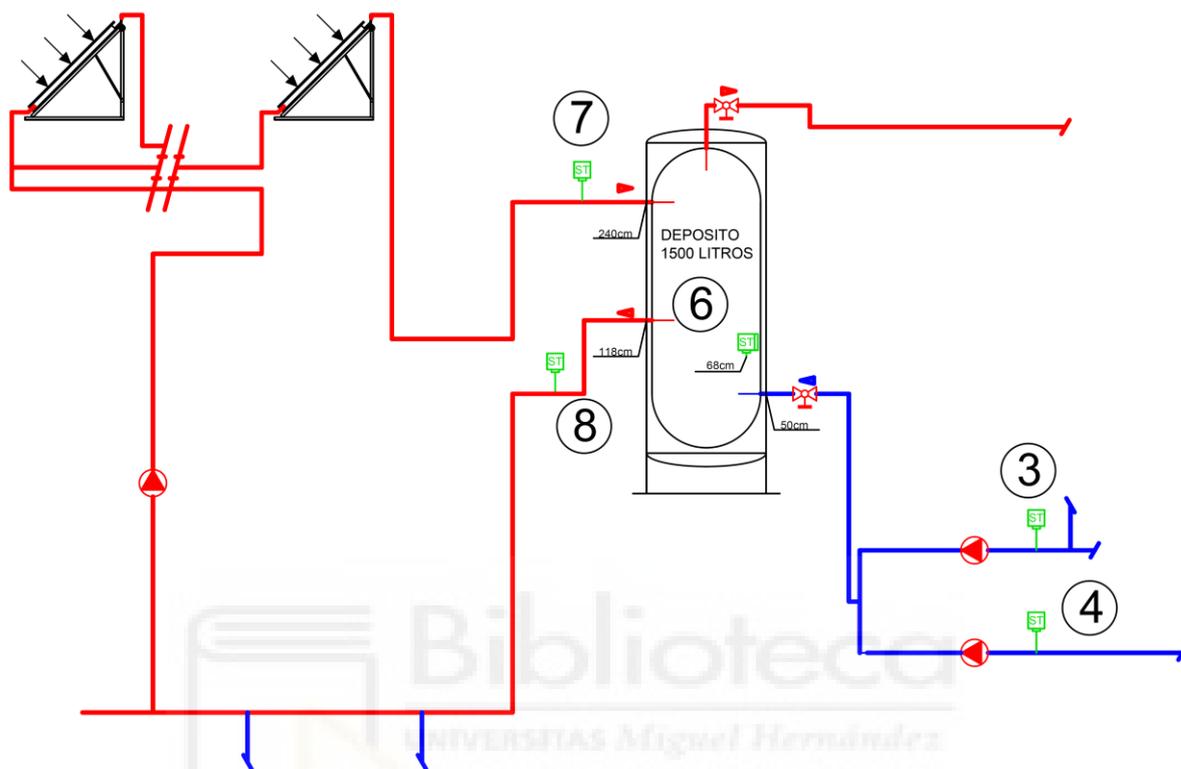


Figura 9. 27: Esquema simplificado parte solar.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 3	T. bomba de retorno 3 (IA1 y IA2)
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 6	T. depósito solar
Temperatura 7	T. salida de captadores
Temperatura 8	T. salida del depósito solar

Tabla 9. 6: Descripción de las temperaturas.

A continuación, se muestran las gráficas de los días seleccionados.

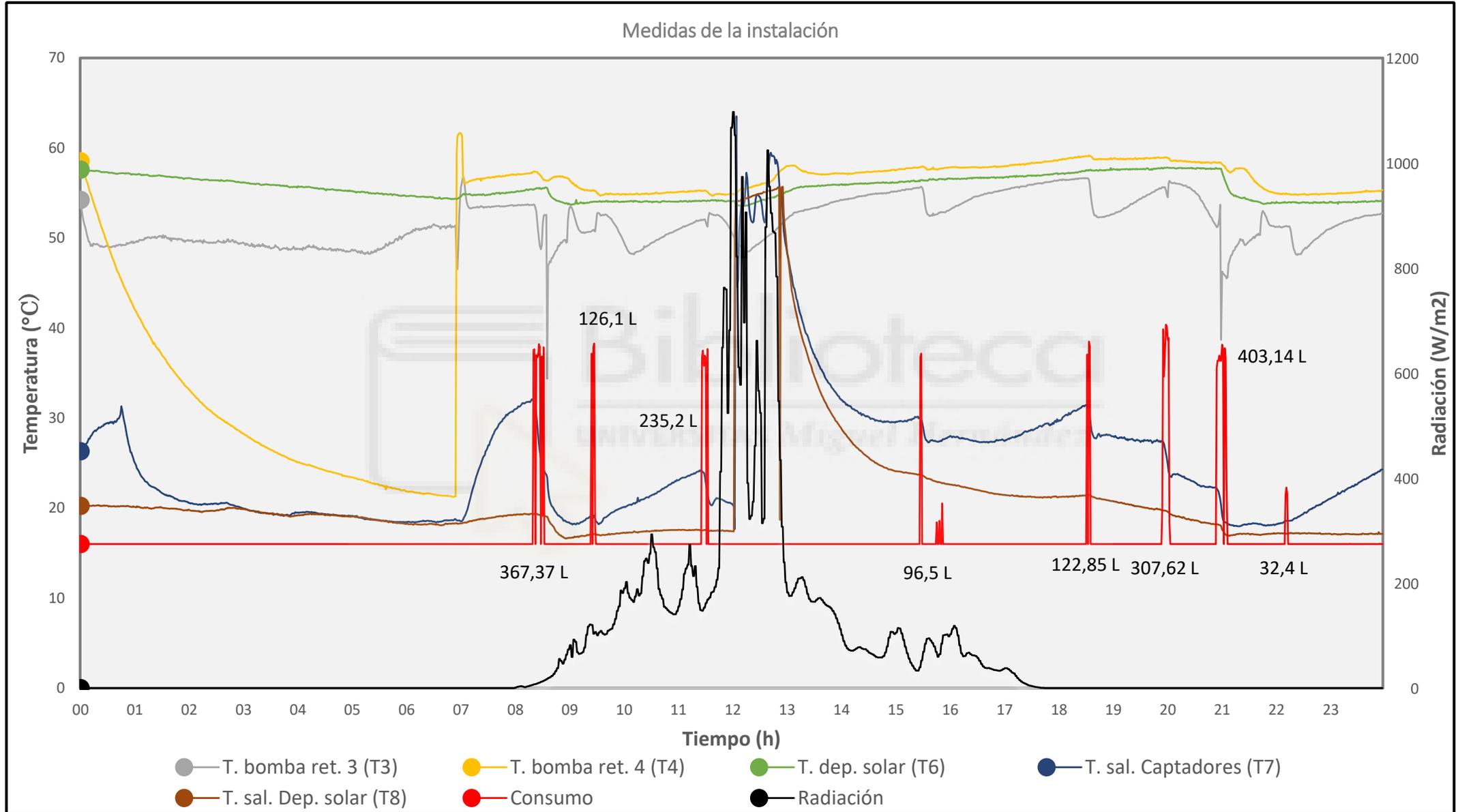


Figura 9. 28: Día 19 de diciembre de 2019.

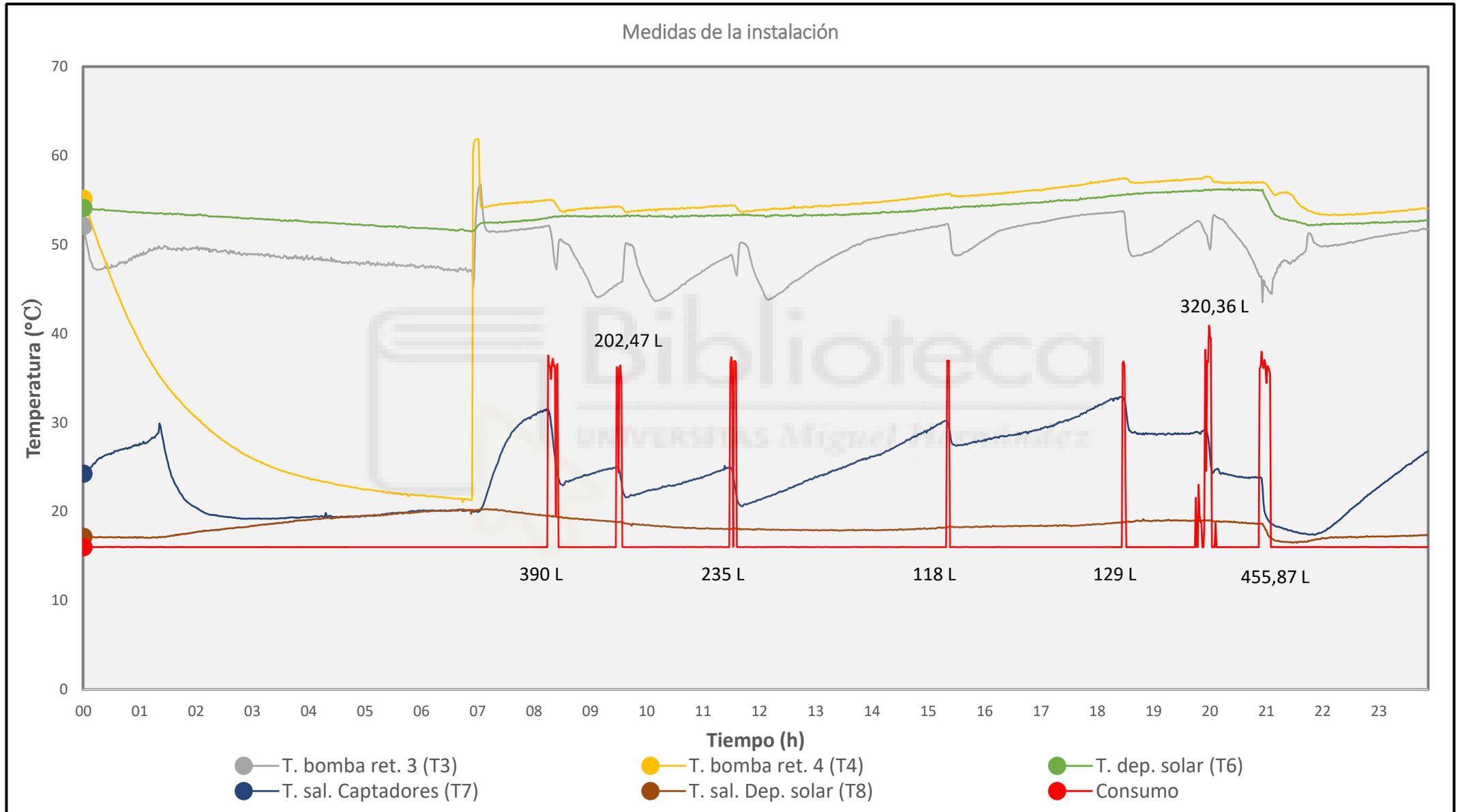


Figura 9. 29: Día 20 de diciembre de 2019.

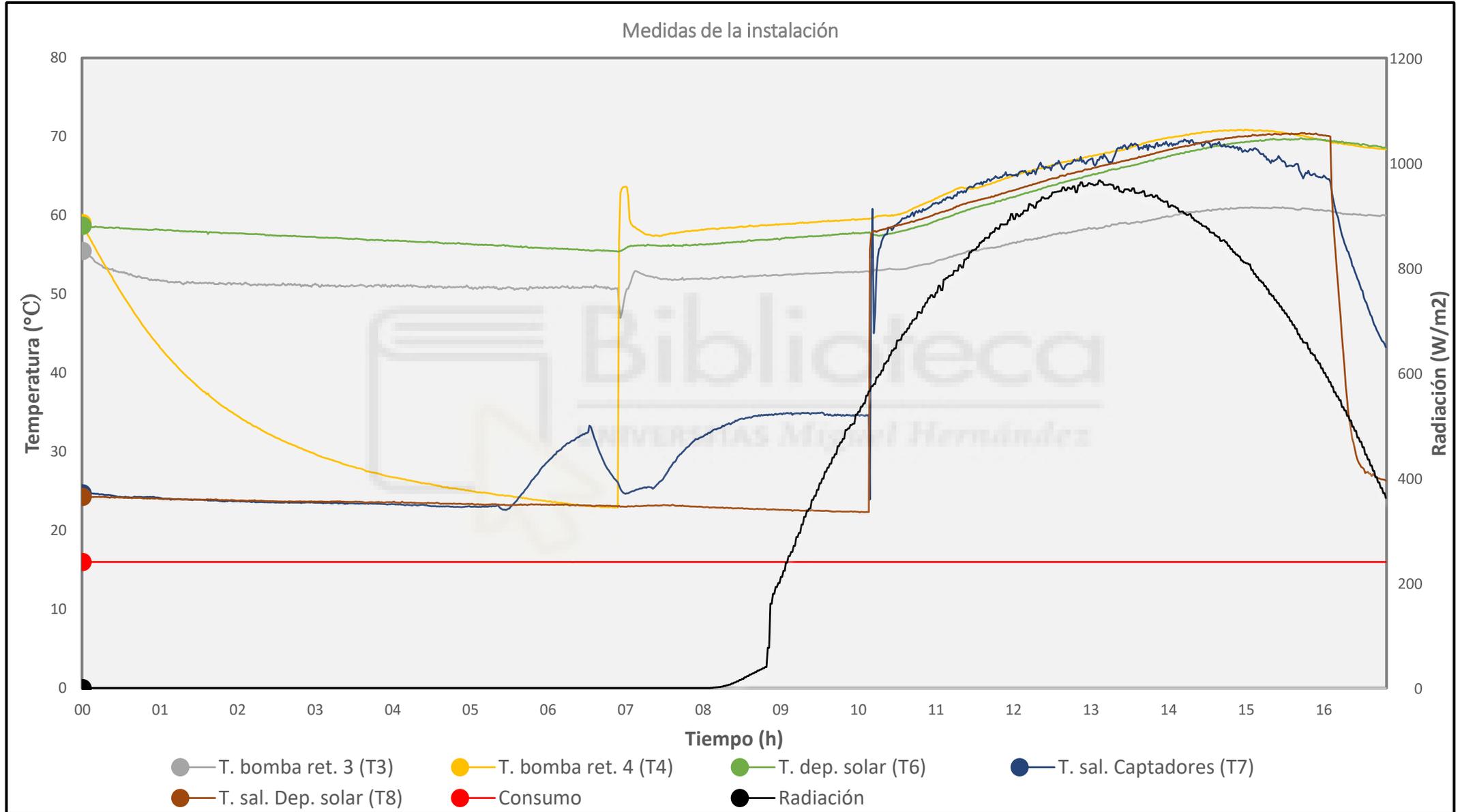


Figura 9. 30: Día 22 de diciembre de 2019.

Las temperaturas de salida de los captadores (T7) y a la temperatura de salida del depósito solar (T8). Si se observa, únicamente se encuentra un día en el que la radiación solar fue buena y además se mantuvo constante. Ese día es el 22 de diciembre de 2019. En este día se puede observar cómo las curvas que se describen en estas dos temperaturas son similares a las descritas en otros momentos del año, tanto en verano como en otoño. La única diferencia notable es el pico al que llega la temperatura del depósito, no llegando a superar los 70°C como en otras ocasiones. Además, la pendiente de crecimiento en el momento de funcionamiento es más liviana. En cuanto al resto de datos se encuentran gráficas realmente dispares. Todas ellas muestran una falta de importante de radiación solar.

El día 17 de diciembre (Anexo III) la radiación que incide es intermitente, producida por un día nublado, reconocible por los descensos bruscos producidos, que evidencian la parada de la bomba. Además, en sus picos más altos rondan los 60°C.

El día 19 de diciembre, la situación no mejora con respecto al día 17. En este caso se evidencia un día incluso más nublado que el anterior. Únicamente se produce un arranque de la bomba durante un corto periodo de tiempo.

Como viene siendo reconocible estos días, el peor día en cuanto a producción solar se encuentra el 20 de diciembre. En él se aprecia como la radiación solar incidente ese día no es suficiente ni para provocar el arranque de la bomba del circuito primario. La temperatura de los captadores por momentos, durante el día, consigue aumentar su temperatura. Por lo visto ese aumento es insuficiente dada la configuración de la instalación, en la cual es necesaria una diferencia de temperatura de (10°C) con respecto a la temperatura de salida del depósito solar (T8) para que arranque la bomba. Por lo que la temperatura T8 se mantiene fría todo el día.

Ese mismo día al igual que el 17 y 19 de diciembre se observa como pese a no haber suficiente radiación solar, la temperatura del depósito solar (T6) sigue en aumento. Esto es un fallo que se produce en la instalación y se tratará por separado más adelante.

Excepto el día 23 de diciembre, que sí consigue superar por un tiempo ampliamente los 60°C, en los demás días la temperatura del depósito solar (T6) se mantiene a 60°C o incluso menos. Esto quiere decir que la instalación estos días no tiene la capacidad de proporcionar ACS con energía renovable, es decir, sin hacer uso de los sistemas de apoyo.

Como se ha mencionado anteriormente, en estos días se realizaron los ensayos en la instalación por lo que hay consumos. Si se observa, la temperatura del depósito solar no experimenta alteraciones. Esto reafirma lo descrito antes sobre la capacidad de producción de ACS. El efecto de los consumos en la instalación se estudiará más adelante.

### 9.4.2. Bloque central

Continuamos con la parte central.

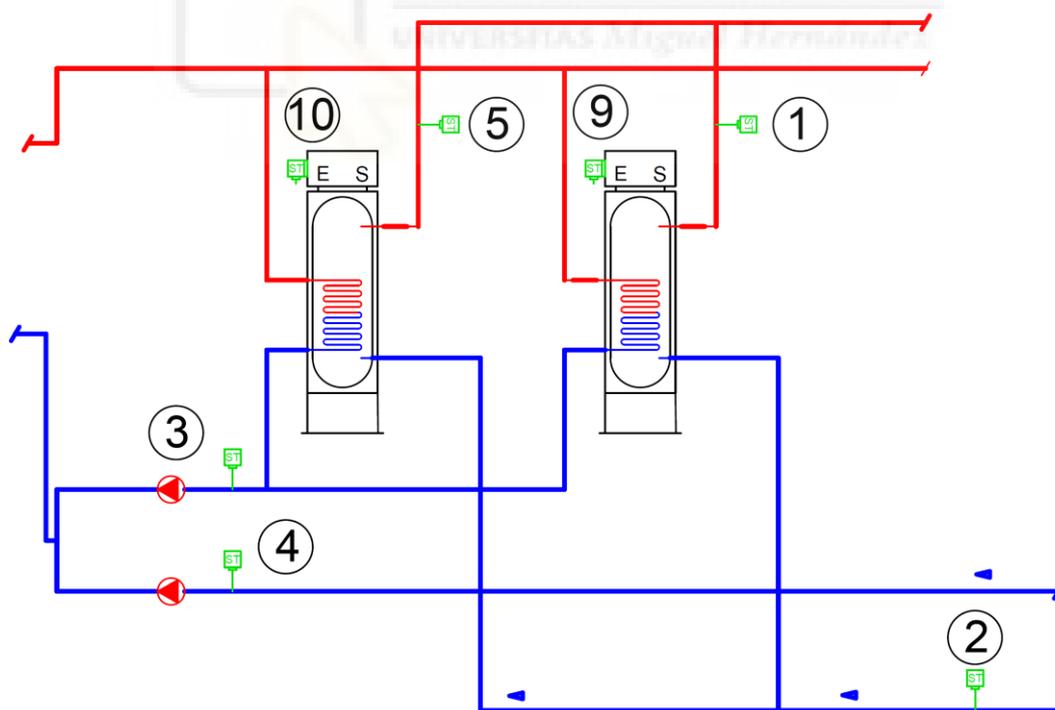


Figura 9. 31: Esquema simplificado parte central. 2. Ubicación caudalímetro.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 1	T. interacumulador 2
Temperatura 2	T. agua consumo
Temperatura 3	T. bomba de retorno 3 (IA1 y IA2)
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 5	T. interacumulador 1
Temperatura 9	T. Evaporador BdeC. interacumulador 2
Temperatura 10	T. Evaporador BdeC. interacumulador 1

*Tabla 9. 7: Descripción de las temperaturas.*

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes a los días seleccionados:



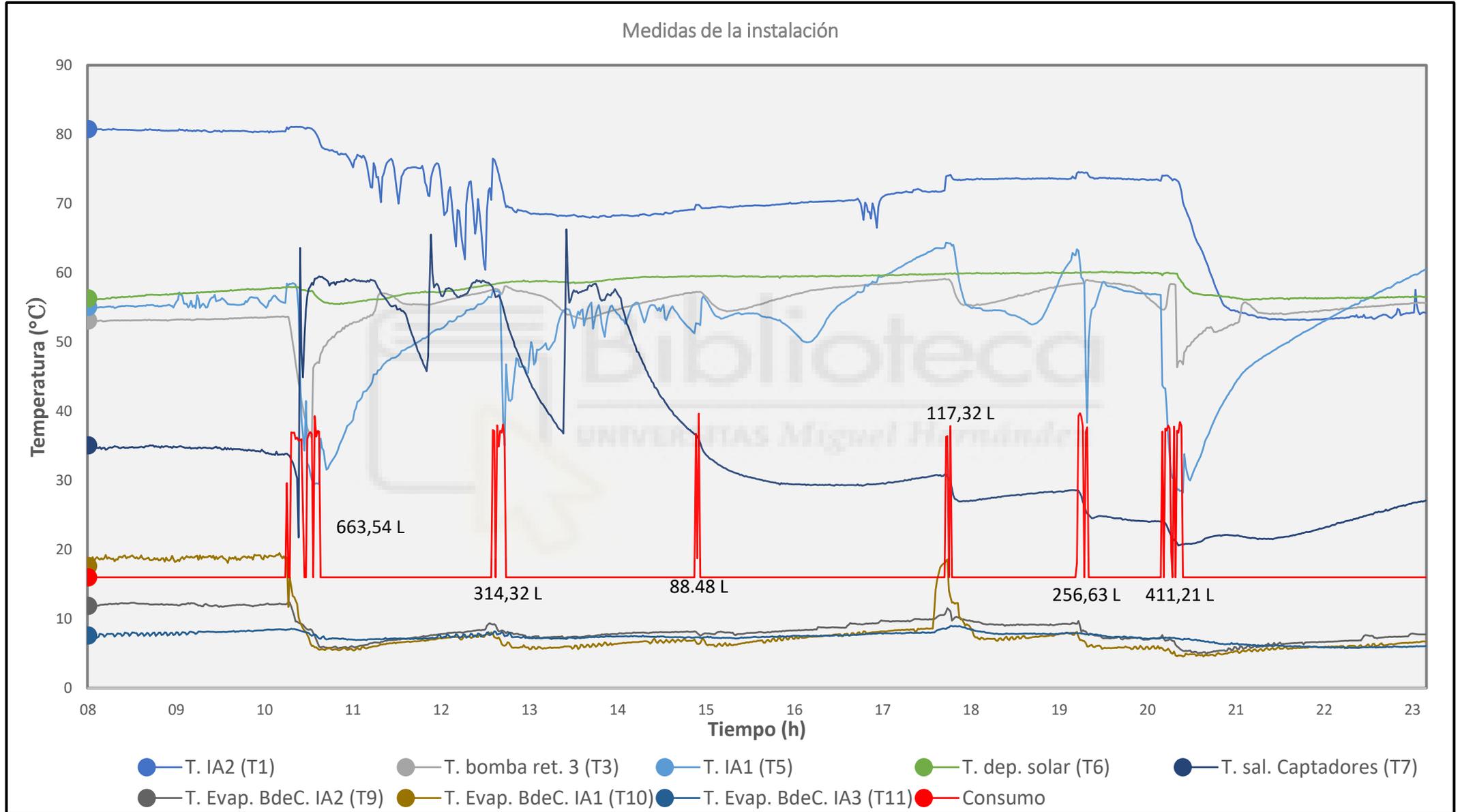


Figura 9. 32: Día 17 de diciembre de 2019.

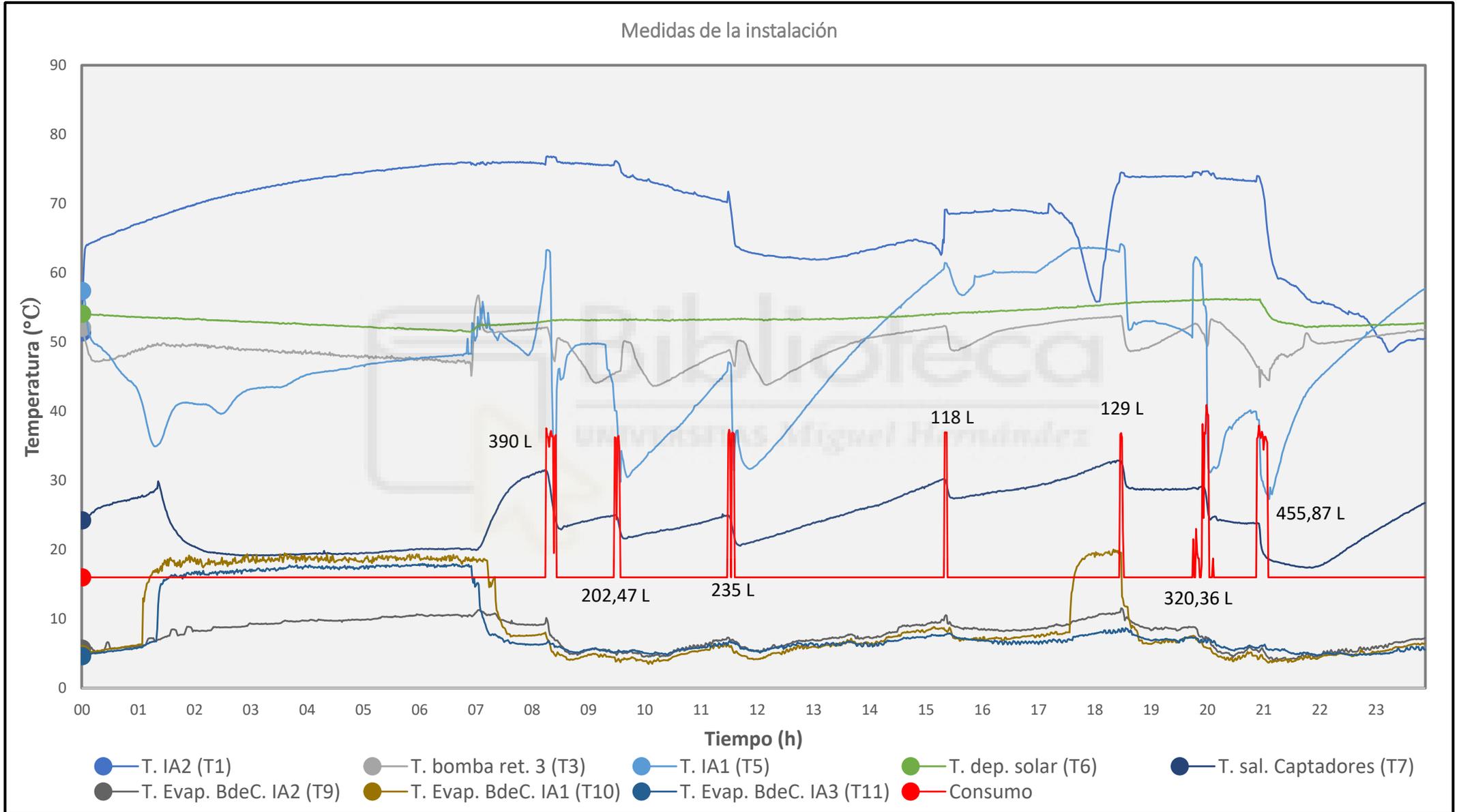


Figura 9. 33: Día 20 de diciembre de 2019.

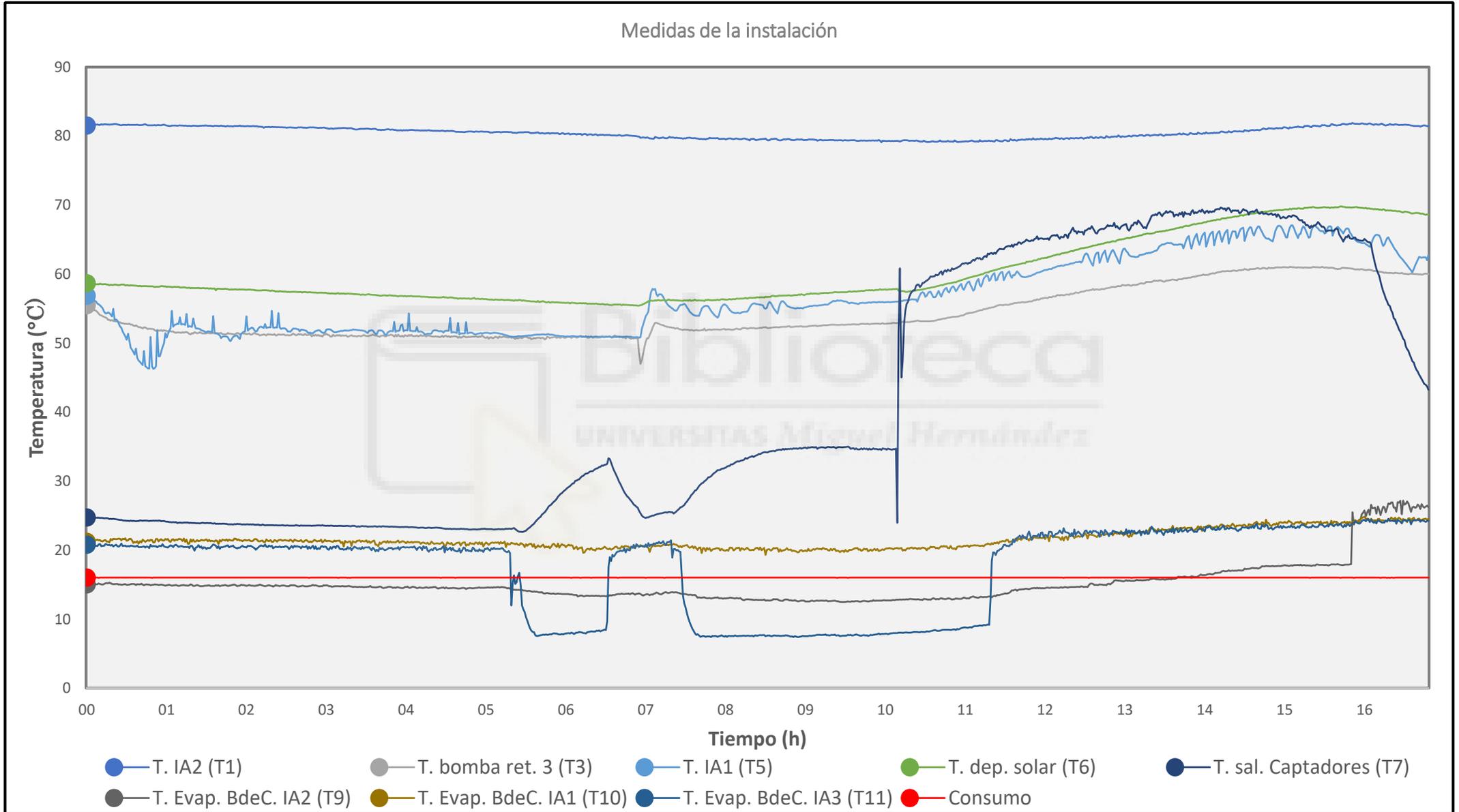


Figura 9. 34: Día 22 de diciembre de 2019.

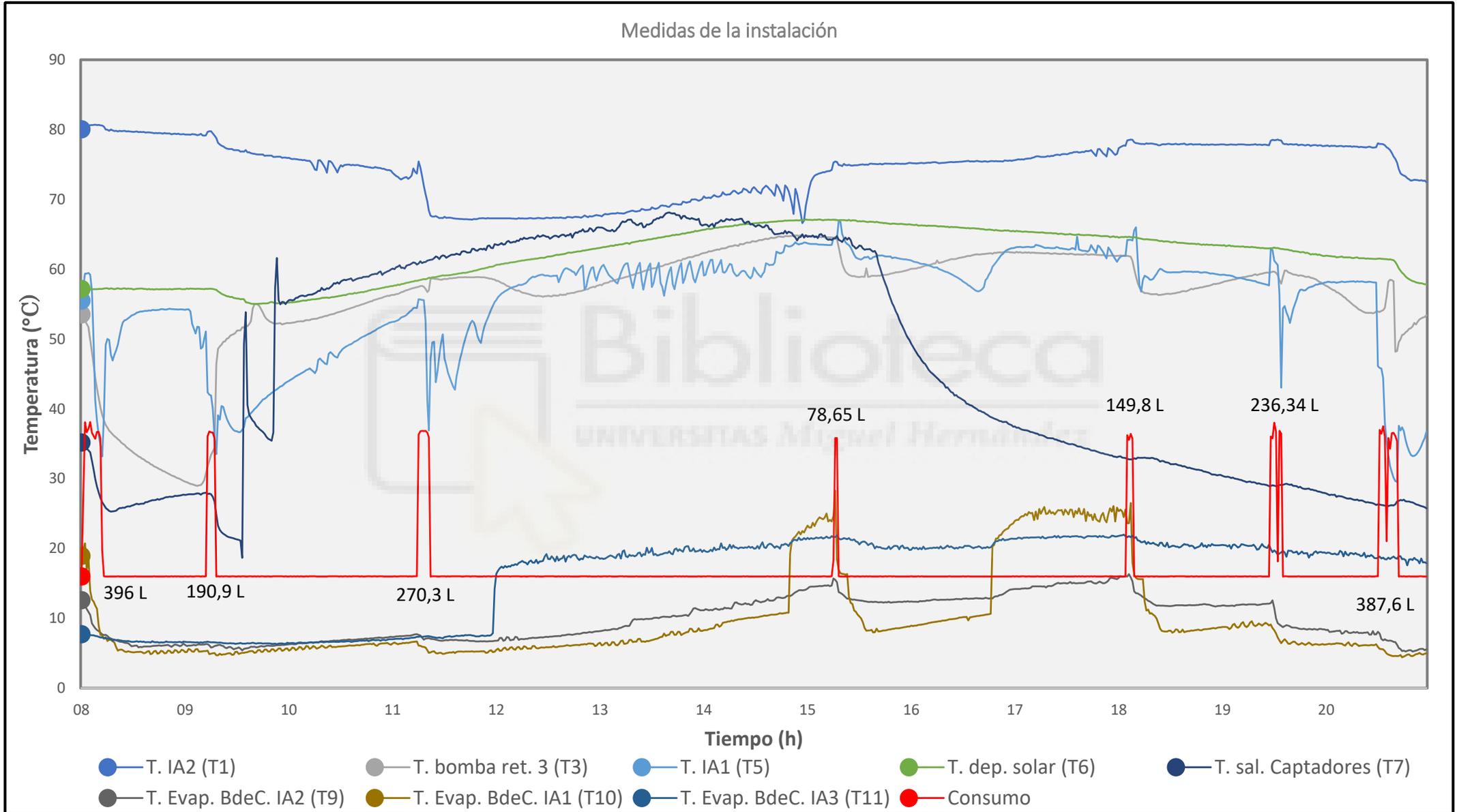


Figura 9. 35: Día 23 de diciembre de 2019.

En estos días de diciembre la temperatura del depósito solar (T6) ya no es tan alta como en días anteriores. Esto va a marcar el funcionamiento de la instalación en invierno.

Se comienza, como siempre, con la temperatura cercana a la bomba B3 (T3). En todos los días a analizar de diciembre se observa como la bomba se mantiene arrancada durante todo el día, incluso el 22 de diciembre que no se realizó el ensayo. Su temperatura se mantiene cercana a la del depósito solar, pero cuando se producen los consumos desciende ligeramente. Esto es completamente normal, ya que esa agua sale del depósito solar y llega a los interacumuladores. Se mantiene trabajando todo el día ya que, aparte de los consumos, la temperatura del primer interacumulador (T5) se encuentra por debajo de su temperatura de consigna (60°C).

Respecto a la temperatura mencionada (T5), se mantiene la mayoría del día por debajo de la temperatura del depósito solar, y con ello, por debajo de la temperatura de 60°C. Esto, además de provocar el arranque de la bomba B3, también produce que arranque la bomba de calor del propio interacumulador puesto que no hay energía solar suficiente. Cuando se realizan los consumos su temperatura desciende bastante hasta temperaturas de 30°C, como es en el caso del 17 de diciembre. No se debería permitir que alcance dichas temperaturas tan bajas.

Por otro lado, tenemos a la temperatura del segundo interacumulador (T1). Esta se analizará con más detalle en un apartado posterior, ya que se mantiene a temperaturas demasiado elevadas y parece no reaccionar a los consumos. Cosa que también podría afectar al primer interacumulador y al resto de la instalación.

En esta época del año es cuando más están en funcionamiento las bombas de calor como sistema de apoyo. Se realizaron los ensayos con consumos elevados que forzaron a la instalación. Pero, además de eso, aunque en algunos días se contara con una buena radiación solar, la temperatura del depósito solar no superaba los 60°C en muchos días. Esto quiere decir que la instalación no puede hacer frente a la demanda de ACS mediante el uso de energía solar. Por este motivo, estos días encontramos que tanto la temperatura T9, interacumulador IA2, como la temperatura

T10, interacumulador IA1, evidencian el arranque de las bombas de calor con su descenso.

La bomba de calor del segundo interacumulador se encuentra en funcionamiento durante todo el día, ya sea a menor o a mayor potencia, aunque la temperatura de su depósito se encuentre demasiado alta. La bomba de calor del primer interacumulador están funcionando durante la mayor parte del día, hasta que la temperatura de su depósito se eleva por encima de los 60°C que se produce una parada. Ambas modulan su potencia según la temperatura de sus depósitos.

### 9.4.3. Bloque recirculación

Por último, repetimos el procedimiento de los apartados anteriores.

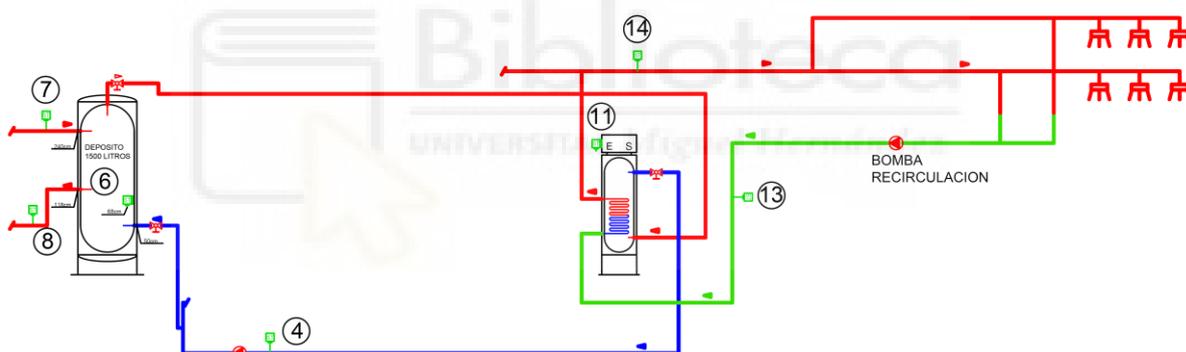


Figura 9. 36: Esquema simplificado parte recirculación.

Etiqueta	Descripción de la temperatura
Temperatura 4	T. bomba de retorno 4 (IA3)
Temperatura 6	T. depósito solar
Temperatura 7	T. salida captadores
Temperatura 8	T. salida depósito solar
Temperatura 11	T. Evaporador BdeC. interacumulador 3
Temperatura 13	T. retorno recirculación
Temperatura 14	T. impulsión recirculación

Tabla 9. 8: Descripción de las temperaturas.

Las gráficas para analizar son las siguientes:

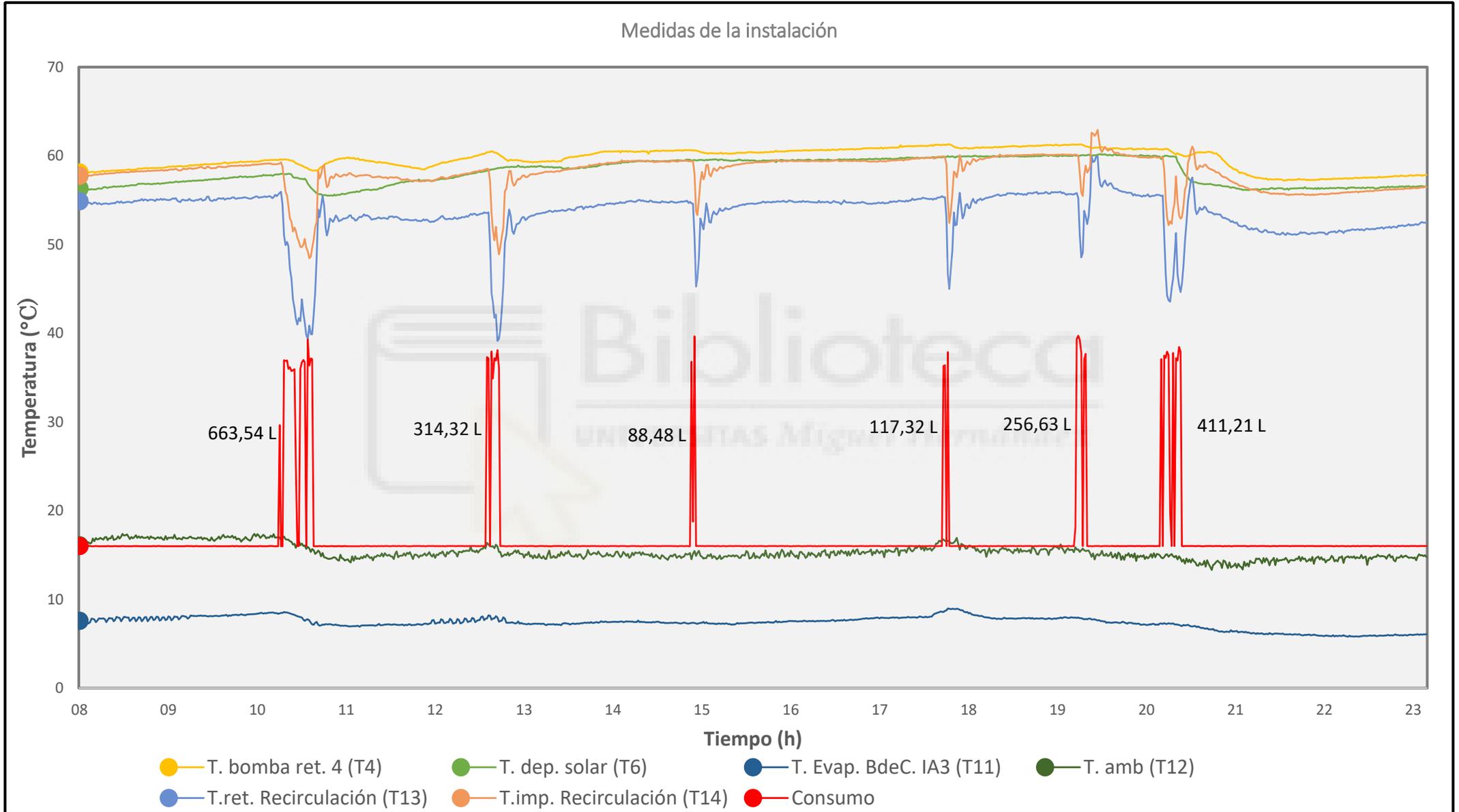


Figura 9. 37: Día 17 de diciembre de 2019.

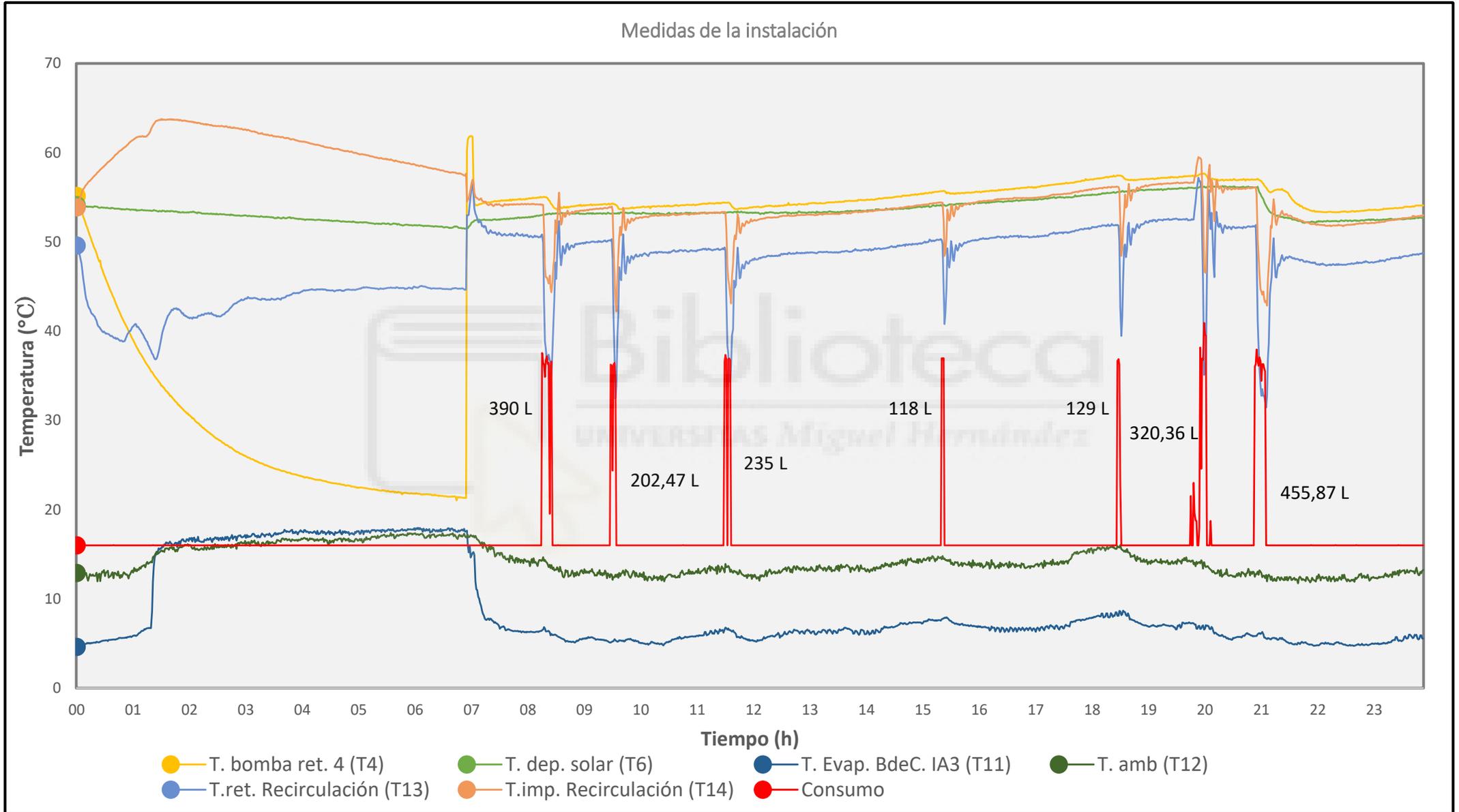


Figura 9. 38: Día 20 de diciembre de 2019.

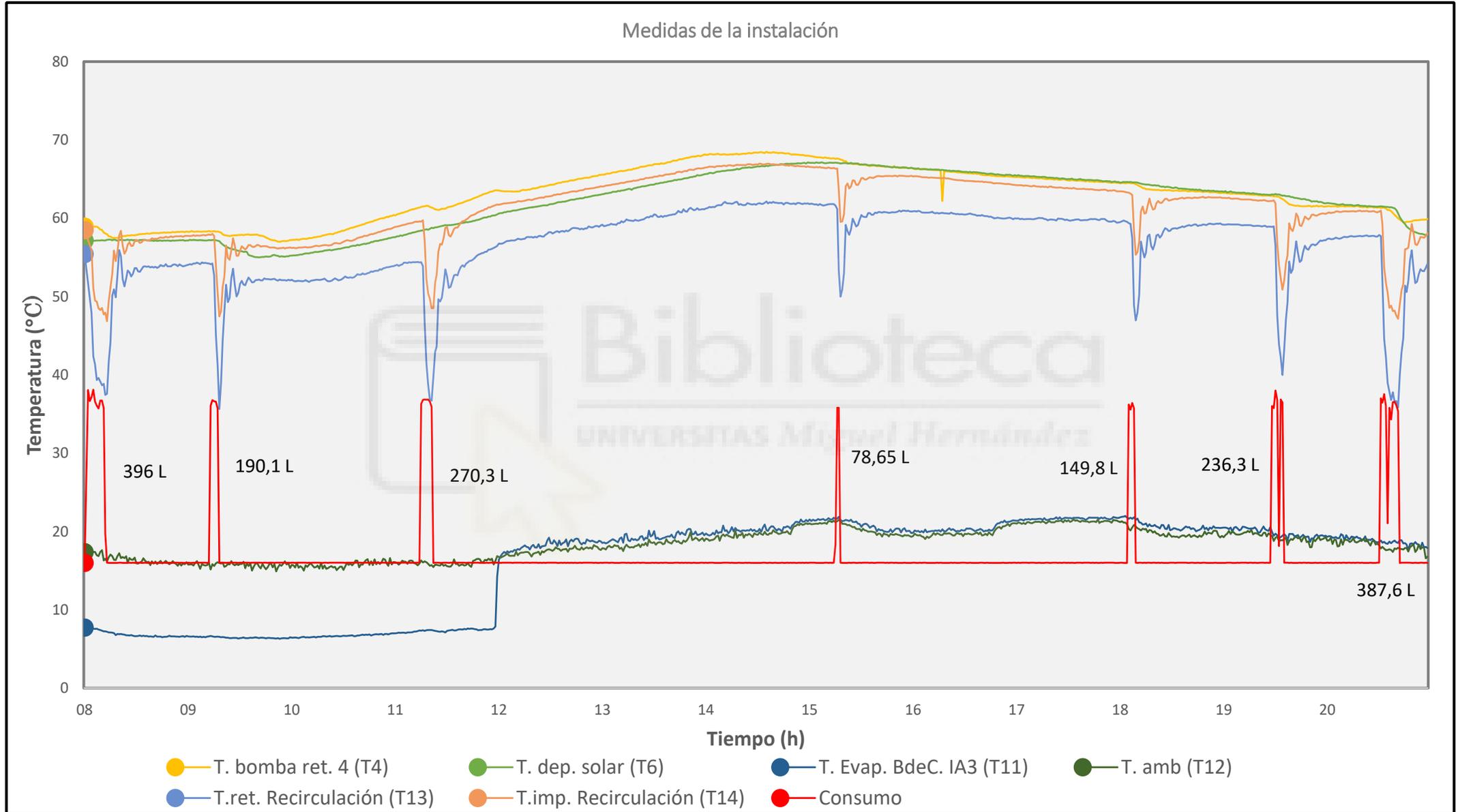


Figura 9. 39: Día 23 de diciembre de 2019.

Para analizar, además de varios días normales, se cuenta con los días donde se realizaron los ensayos.

Volviendo a lo explicado en los anteriores puntos referentes a la parte de recirculación. Se vuelve a mostrar cómo antes del arranque de la bomba B4 (T4), las temperaturas de recirculación (impulsión y retorno) describen curvas similares, pero con una gran diferencia de temperatura. Lo que reafirma lo expuesto en puntos anteriores, dado que se repite durante todos los días.

Después del arranque de la bomba las gráficas de retorno e impulsión de la recirculación (T13 y T14, respectivamente) mantienen la curva del depósito solar. Analizando las gráficas de estos días cuando se realizaron los ensayos, las curvas de impulsión y retorno sufren unos descensos drásticos que coinciden con el consumo realizado. Cuando no hay consumo el agua queda almacenada en las tuberías y es recirculada. Al accionarse las duchas esa agua almacenada es usada y el agua que viene de los dos primeros interacumuladores tiene una temperatura ligeramente menor e irá disminuyendo debido a que tiene mucho menos tiempo para alcanzar más temperatura.

Con el arranque de la bomba B4, temperatura T4, se observa cómo se sigue enchufando la bomba de calor del tercer interacumulador (IA3). En el mes de diciembre las temperaturas del depósito solar no son tan altas, y debido a la baja incidencia de radiación solar a la instalación le cuesta más aumentarla. Vemos como en este periodo del año la bomba de calor se encarga durante muchos días y gran parte del tiempo de vencer las pérdidas que se producen en la recirculación. Esto se debe a lo mencionado en los apartados anteriores, donde se explicaba que se debe a la caída de temperatura del depósito solar por debajo de los 60°C.

Esto se ve acentuado los días de consumo, puesto que, si en un día normal la instalación tiene que hacerse cargo, tanto de la producción de ACS como de las pérdidas en la recirculación, en estos meses de diciembre donde la radiación incidente no es muy alta y no se cuenta con demasiada energía en el depósito solar toda esa potencia solar va destinada al consumo que se produce. Esto desencadena en la utilización durante todo el día de la bomba de calor del tercer interacumulador.

## 9.5. FALLOS Y MEJORAS EN LA INSTALACIÓN

En este apartado se describirán posibles fallos encontrados en el funcionamiento de la instalación debido al análisis realizado, así como las posibles mejoras que garantizarían un mayor rendimiento.

### 9.5.1. Calentamiento del depósito solar

El fallo encontrado a continuación corresponde con la parte de recirculación. Concretamente se centra en el arranque de la bomba B4 (temperatura T4) y el encendido de la bomba de calor del tercer interacumulador.

Si prestamos atención a las gráficas mostradas anteriormente de los días seleccionados para el análisis, podemos comprobar como en la mayoría de los casos cuando se produce el arranque de la bomba B4 su temperatura queda por encima de la temperatura del depósito solar. Esto se suele prolongar durante varias horas.

Aquí mostramos algunos ejemplos de manera reducida para que se aprecie lo que se está tratando.

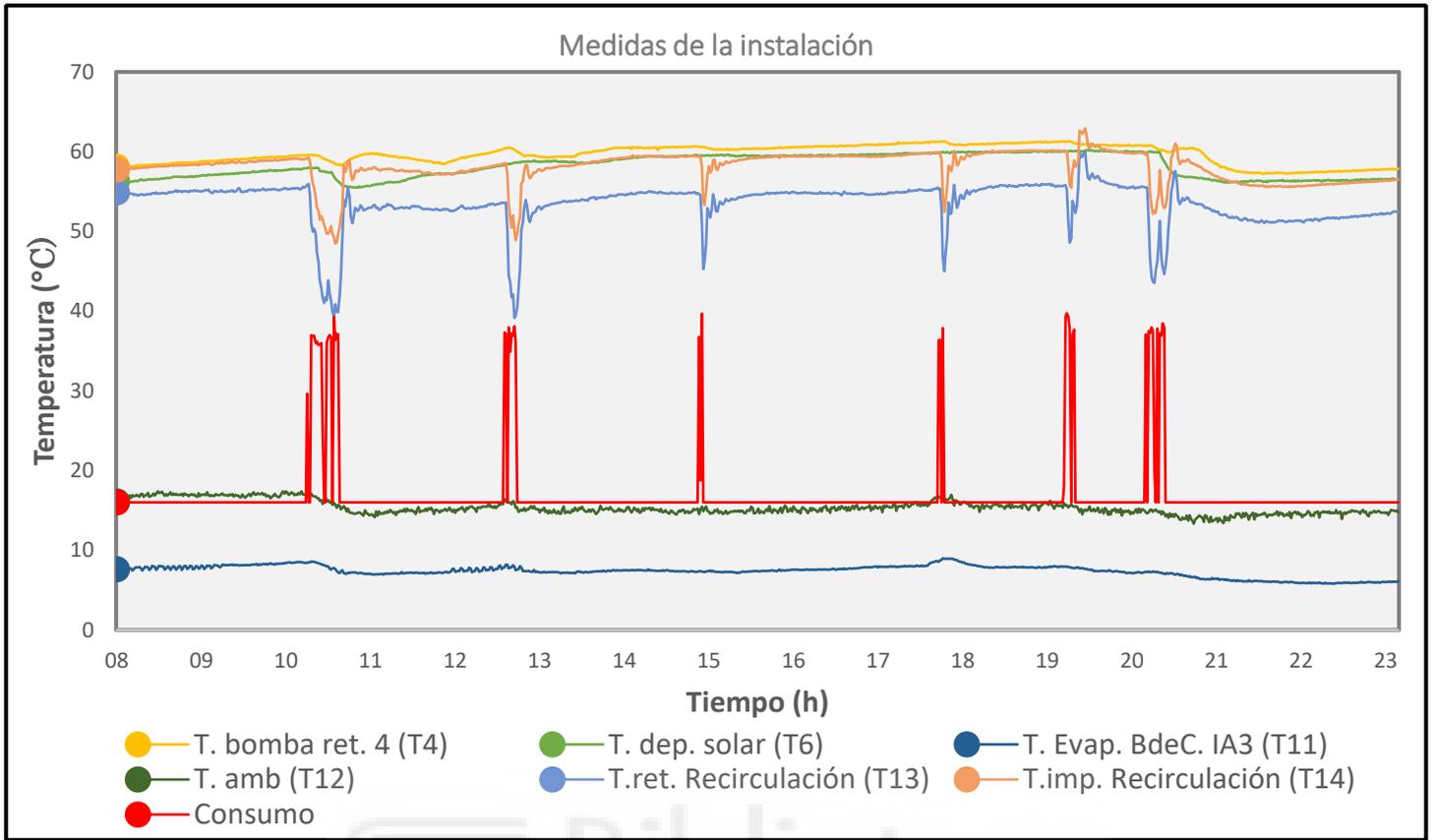


Figura 9. 40: 17 de diciembre de 2019.

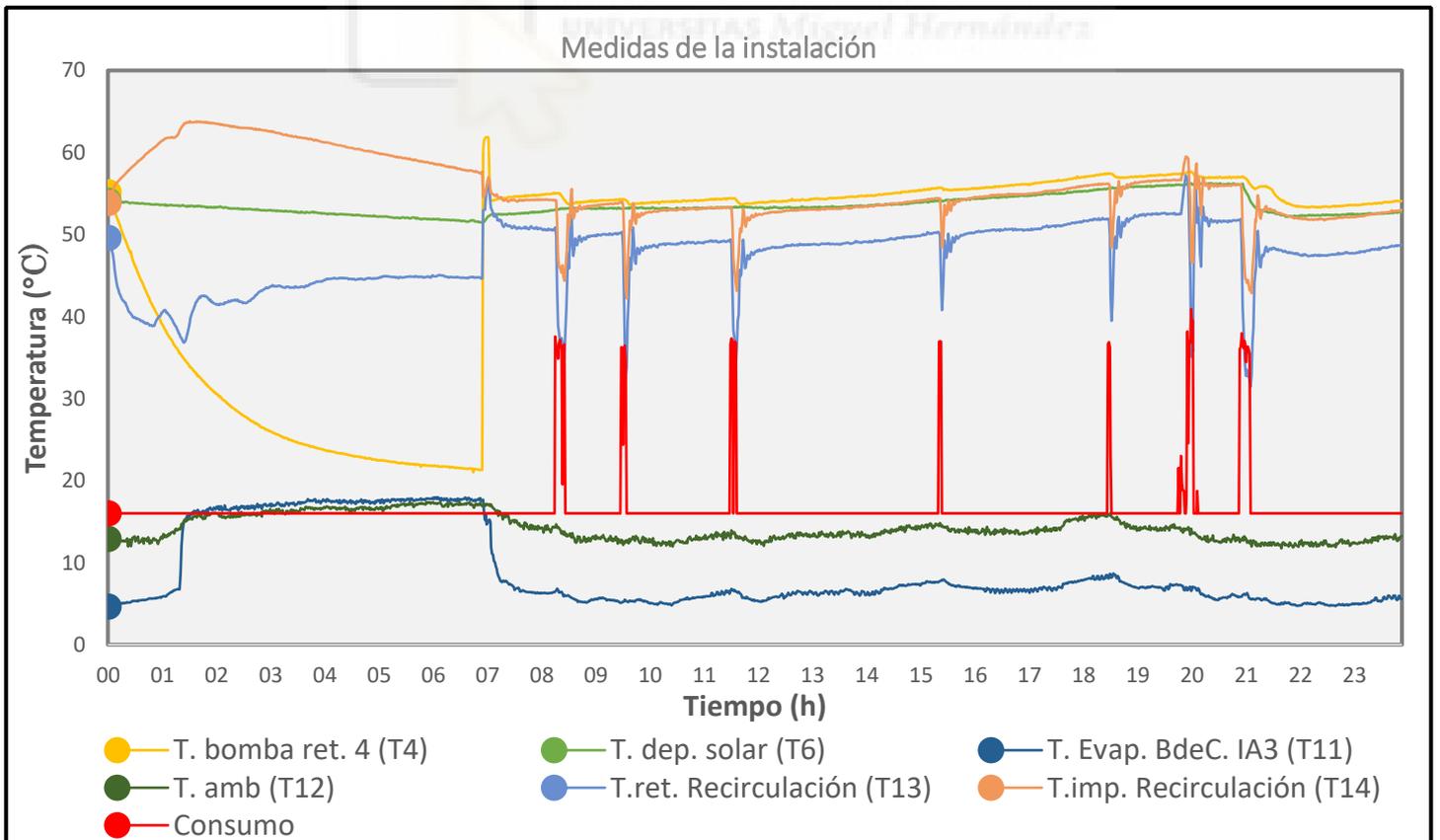


Figura 9. 41: Día 20 de diciembre de 2019.

Estos ejemplos se pueden observar con mayor claridad en Punto 9.4.3, correspondiente a la parte de recirculación de la época de invierno.

Estos casos se reducen a los días 17, 19, 20 y 22 de diciembre. Donde existe un tramo donde la temperatura de la bomba B4 se encuentra por encima de la temperatura del depósito solar, incluso cuando esta se encuentra en su máximo de temperatura.

Esta anomalía evidenciaría un calentamiento del depósito solar por medio de la temperatura de la bomba B4. Que con su temperatura ayuda al depósito solar a alcanzar y mantener una temperatura estable entorno a los 60°C.

Para entender como la temperatura que circula por la bomba B4 (T4) regresaría más caliente que la registrada en el propio depósito solar debe observarse las demás temperaturas, concretamente en la temperatura de la bomba de calor del tercer Interacumulador (T11).

En anteriores puntos de la parte solar se ha explicado el funcionamiento de la temperatura de la bomba de calor (T11). En resumen, esta arranca cuando es necesario vencer las pérdidas de recirculación y el depósito solar no se encuentra superior a los 60°C. Este funcionamiento garantiza la correcta recirculación del agua de consumo.

El problema de este sistema es que la bomba de calor se mantendría en funcionamiento durante mucho tiempo en muchas ocasiones e incluso durante el resto del día como ocurre principalmente en los días de diciembre. Esto generaría que el sistema de apoyo, en este caso la bomba de calor del tercer interacumulador (IA3), se esté encargue de forma paralela de las pérdidas de la recirculación y de calentar el depósito solar mediante el funcionamiento de la bomba B4. Si esto se produce así, generaría un gasto innecesario de energía en la instalación, tanto por la bomba que no debería estar en funcionamiento como por el gasto en la bomba de calor.

Esto se puede observar también en las primeras horas de funcionamiento de la mayoría de los días de verano y entretiempo. Por lo tanto, también podría deberse a una mala calibración.

### 9.5.2. Configuración del tercer interacumulador

En la descripción de la instalación se ha mencionado que el tercer interacumulador está conectado de manera diferente al resto con motivo de salvar las pérdidas de temperatura. Por las tuberías de recirculación circula una cantidad de agua que no es comparable con la que se almacena en el depósito del propio interacumulador, que son 300 litros. Si se conectase de igual forma que el resto, es decir, el agua solar por el serpentín y el agua de consumo, acumulada, sería menos eficiente. Esto favorece la estratificación del agua y con ello un mayor aprovechamiento de la temperatura del agua almacenada. Si la instalación se produjera al revés, la variación del retorno de la temperatura de recirculación podría mezclar el agua del depósito, complicando la estratificación y adquiriendo menos temperatura.

Respecto a la configuración del tercer interacumulador, hay un aspecto que no se ha comentado y que también es diferente y es la conexión del depósito solar con el depósito del interacumulador. En este, el agua caliente entra por la parte inferior del depósito y sale por la parte superior. Debe considerarse como un aspecto a mejorar puesto que si se introduce el agua caliente por la parte inferior mezcla el agua y deshace la estratificación lograda en depósito. Esto provocaría una disminución de la temperatura de salida en el tercer interacumulador (IA3).

### 9.5.3. Temperatura elevada en el segundo interacumulador

En este apartado, se describen las diferentes anomalías del segundo interacumulador encontradas y sus posibles fallos o soluciones.

Como se ha mencionado en puntos anteriores, la temperatura de salida del segundo interacumulador (IA2), es decir, la temperatura T1 presenta un comportamiento

diferente al comportamiento de la temperatura de salida del primer interacumulador (IA1).

La primera de las diferencias se presenta en los días de verano y entretiempo. Durante todo este periodo el segundo interacumulador siempre se ha mantenido, en general, a una temperatura superior a la del primero. Esto podría considerarse normal, pero hay unas diferencias muy notables. Por la noche la temperatura del primer interacumulador decae mucho más que la del segundo.

Una vez comienza el día, y con ello el aporte de la radiación solar, se produce pasado un tiempo el tercer arranque de la bomba B3 comentado en apartados anteriores. Mientras la temperatura del primer interacumulador (T5) se mantiene estable hasta que arranca la bomba B3 y sube su temperatura, la temperatura del segundo interacumulador (T1) sigue una curva similar a la del depósito solar. A continuación, se muestra un ejemplo.

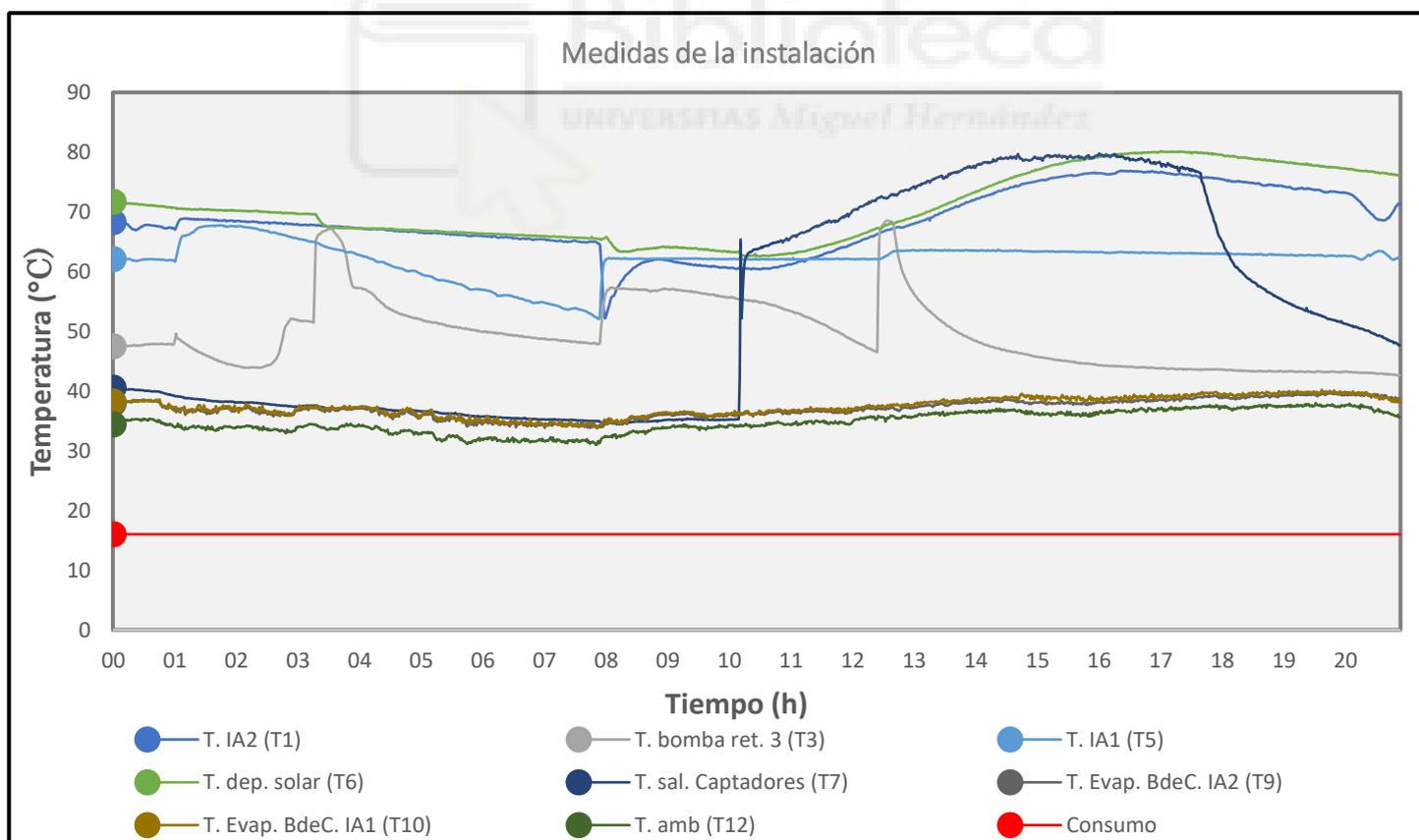


Figura 9. 42: Día 18 de agosto de 2019.

Como se puede comprobar, de 13:00 a 20:00 no están arrancadas ningunas de las bombas de calor de ninguno de los interacumuladores. Además, la bomba B3 también deja de funcionar y no recircula agua. Con todo esto es incomprensible que la temperatura del interacumulador IA2 (T1) aumente y consiga seguir a la del depósito solar.

La segunda diferencia comienza a partir del día 6 de noviembre hasta los últimos días de diciembre. En estos días la bomba de calor del interacumulador 2 (T1) está en funcionamiento. Algunos días, como es en diciembre, ese funcionamiento queda justificado por los consumos producidos y por la falta de radiación solar. En cambio, en noviembre, en concreto el día 30, no se producen consumos y la temperatura T1 es muy elevada.

A continuación, se muestra un ejemplo:

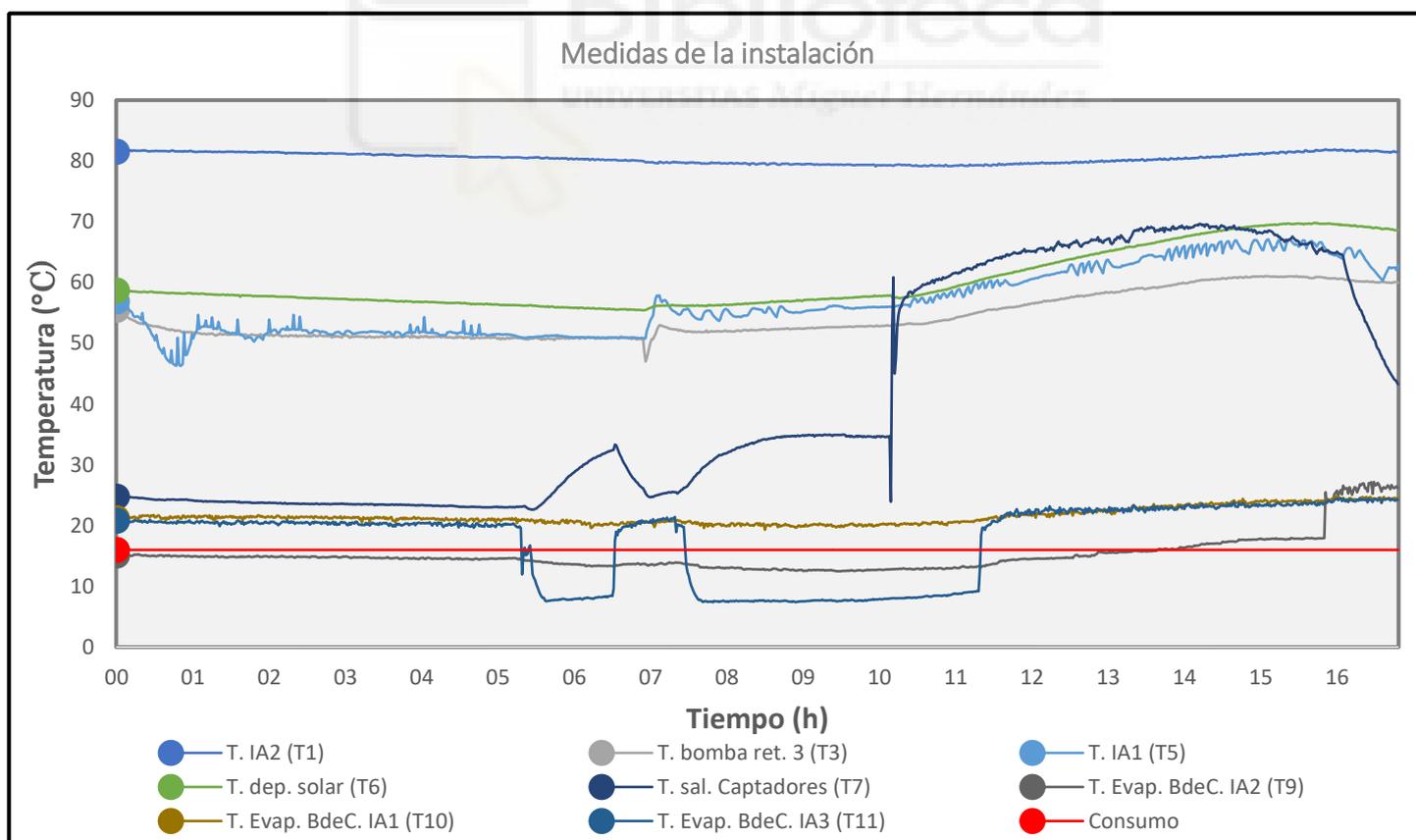


Figura 9. 43: Día 22 de diciembre de 2019.

El problema es que la temperatura del segundo interacumulador se mantiene muy alta esos días, incluso por encima de la temperatura que se puede alcanzar mediante las bombas de calor. Además, sigue en funcionamiento la bomba de calor. Esto provoca un gasto innecesario de energía.

Por otro lado, en los meses de diciembre, cuando hay consumos, la temperatura del segundo interacumulador (T1) no parece reaccionar a los consumos realizados. Se mantiene durante el día a altas temperaturas, pero además no es capaz de aprovecharla para la producción de ACS. Se puede observar que en algunas ocasiones realiza unos picos y bajadas de temperatura que, ni corresponden con los consumos realizados, ni con el aumento de la potencia de la bomba de calor.

Todo ello genera varias hipótesis. Todas ellas requieren de comprobaciones en la propia instalación y verificar si esa es la solución correcta.

- La primera explicación y solución al fallo encontrado se centra en el termopar que mide la temperatura. La opción más plausible que este no ese midiendo bien la temperatura de salida del depósito. Esto puede deberse a una mala colocación o aun defecto del propio termopar. Para su comprobación se debe mirar el estado en el que se encuentra o en su defecto, sustituirlo y ver si sigue mostrando los mismos resultados.
- Otro posible fallo estaría centrado en las válvulas que conectan con el interacumulador. En una instalación de este tipo es fundamental regular bien las válvulas para que el circuito esté compensado. Es posible que esto no sea así y el circuito esté desequilibrado hidráulicamente. Esto supondría que una de las válvulas, codo o cualquier elemento, opusiera mayor o menor resistencia al paso del agua y circulara más o menos caudal por otro lado de la instalación. En una primera comprobación se debería asegurar que circula el mismo caudal tanto por el primer como por el segundo interacumulador (IA1 y IA2) al funcionar la bomba B3.

Todos estos posibles fallos requieren de la asistencia a la instalación y su periodo de prueba correspondiente.

Como posible manera de observar si las temperaturas T1 y T5 tienen un funcionamiento correcto mediante las gráficas se pueden representar ambas temperaturas junto con la temperatura de impulsión de recirculación. Las tres temperaturas deben confluir o por lo menos ser similares. Esto se debe observar en momentos en los que se producen consumos para que tenga sentido. En los días de ejemplo, el 22 de diciembre esto no se cumple a simple vista ya que la temperatura T1 se encuentra a una temperatura muy elevada todo el día, además no se producen consumos. Se representará un día de diciembre donde se realizaron ensayos.

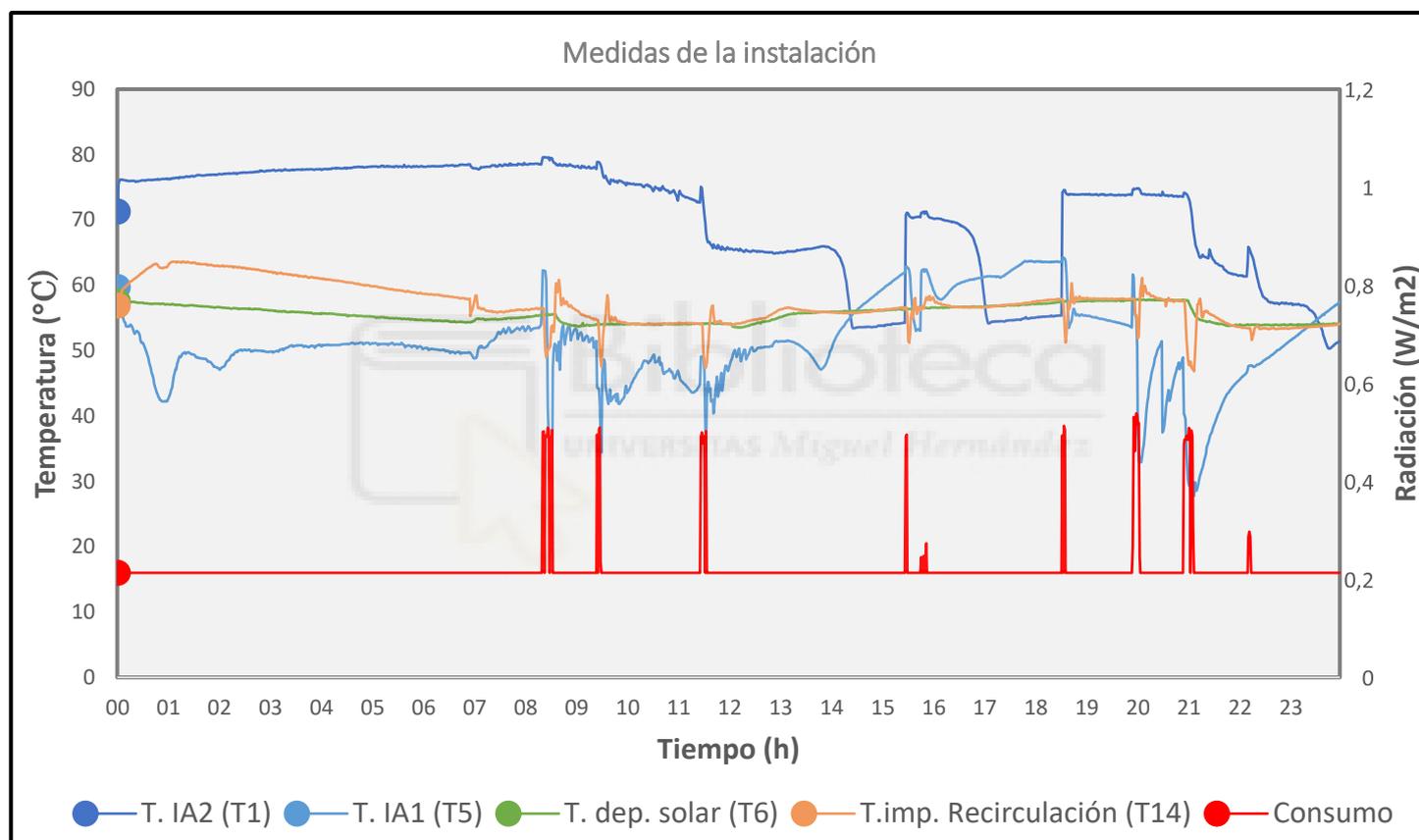


Figura 9. 44: Día 19 de diciembre de 2019.

Se observa como cuando se producen consumos las temperaturas T5 y T14 si confluyen, a pesar de que la temperatura T5 siempre se mantiene por debajo. Sin embargo, la temperatura T1 sigue manteniéndose elevada.

#### 9.5.4. Funcionamiento del primer interacumulador (T5)

A diferencia del segundo interacumulador mencionado en el apartado anterior, este si presenta un funcionamiento más lógico.

En las épocas de verano y entretiempo se comporta de manera normal conforme a lo explicado en los apartados 9.2.2 y 9.3.2. En los días de diciembre también se comporta de forma lógica y reacciona a los consumos provocados. El problema se encuentra en la temperatura que llega el interacumulador cuando se producen los consumos. Es una temperatura muy baja en algunas ocasiones.

Este fallo puede deberse o estar influenciado por el mal funcionamiento del segundo interacumulador (IA2). Como hemos visto, es posible que la instalación se encuentre desequilibrada hidráulicamente en ambos interacumuladores. Esto puede producir que la mayor parte del consumo de ACS lo asuma el primer interacumulador (IA1). Produciendo, de esta manera, un vaciado excesivo del depósito y con ello una bajada de temperatura inaceptable.

En diversas ocasiones, sobre todo en otoño e invierno, existe una gran diferencia entre las temperaturas de ambos interacumuladores. La temperatura de salida del primer interacumulador es demasiado baja, mientras que la del segundo es demasiado elevada. Este comportamiento es inaceptable en dispositivos idénticos y que cumplen con la misma función dentro de la instalación.

Otro aspecto que comentar es su comportamiento por la noche. Mientras el segundo interacumulador (IA2) mantiene su temperatura estable cuando no se requiere su uso, en el primero (IA1) desciende su temperatura con una pendiente más pronunciada. Se debe hacer una revisión sobre esto ya que baja demasiado su temperatura y provoca el arranque de la bomba B3.

### 9.5.5. Comportamiento de la bomba B3

Como se ha descrito en puntos anteriores, el comportamiento de la bomba B3 se puede separar en tres arranques: uno de madrugada, uno a primeras horas de la mañana y otro sobre el mediodía. Este comportamiento únicamente se aplica a las épocas de verano y entretiempo.

El tercer arranque se realiza en las horas donde se produce radiación. En algunos casos la bomba B3 arranca, subiendo la temperatura de los interacumuladores, pero cuando estos alcanzan cierta temperatura esta se apaga. Se está desperdiciando la energía acumulada en el depósito solar y la bomba B3 debería permanecer en funcionamiento las horas con mejor radiación. Esto se produce en algunos de los días, principalmente en verano.

A continuación, se muestra un ejemplo donde se muestran los tres arranques:

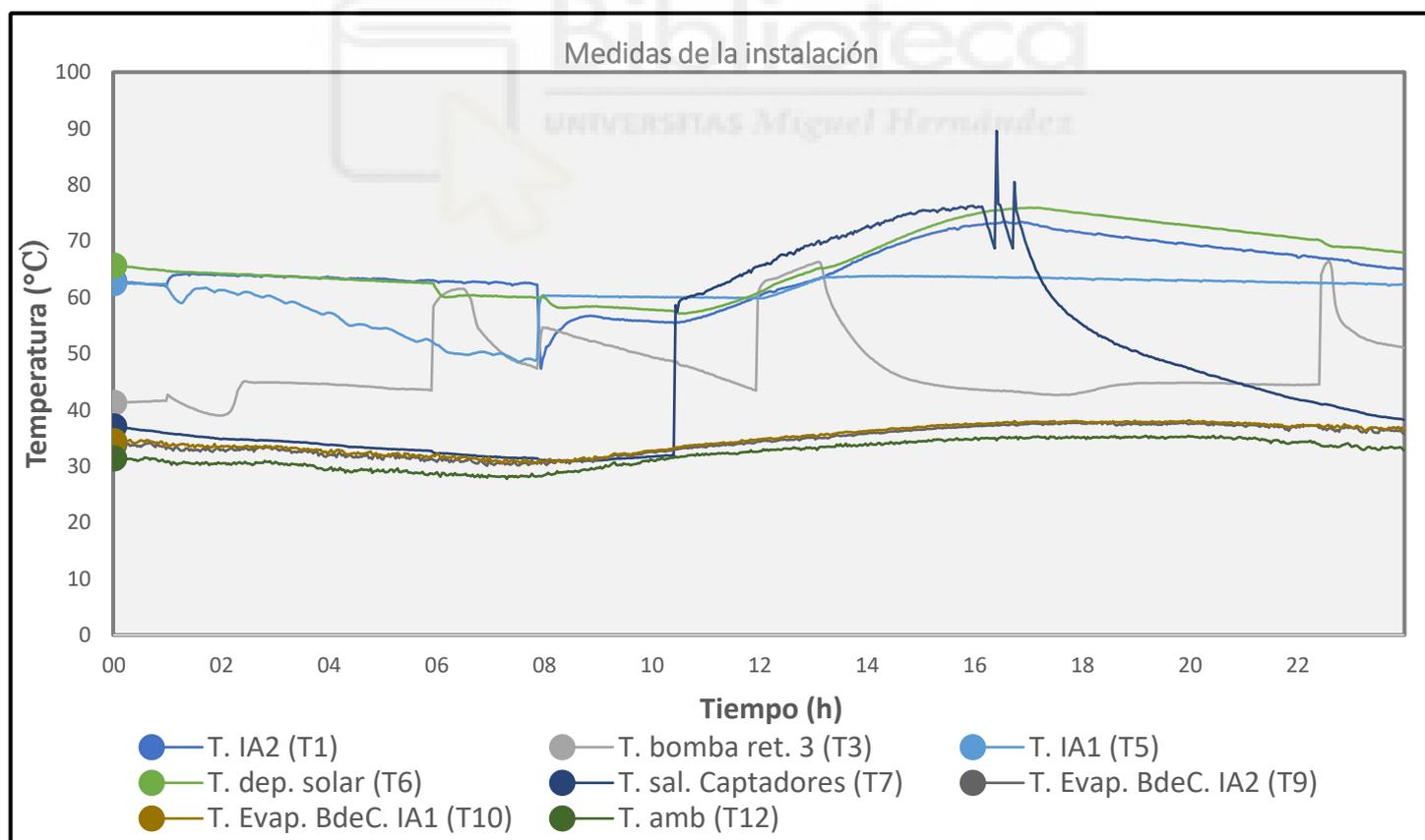


Figura 9. 45: Día 29 de junio.

En los meses de diciembre, debido a la demanda de los ensayos la bomba B3 se mantiene en continuo funcionamiento.

### 9.5.6. Horario de la bomba de recirculación y bomba B4.

El circuito de recirculación es importante en la instalación. Ayuda a vencer las pérdidas de energía producidas en la conducción por las tuberías, además de hacer circular ACS por las duchas de manera continua.

En el Punto 9.2.3 y 9.3.3 se ha explicado que este circuito está controlado principalmente por las dos bombas de impulsión. La bomba B4 se encarga de aportar la energía solar necesaria para vencer las pérdidas y la bomba de recirculación de impulsar el agua de consumo por el tercer interacumulador (IA3).

Ambas bombas, como se ha comprobado en las gráficas, cuentan con el mismo horario de arranque y parada, que comprende entre las 07:55h a 01:30h si es antes de finales de octubre y 06:55h a 01:30 si es después de octubre. El horario configurado es demasiado amplio y provoca un fallo en la instalación que se podría evitar. El fallo no es otro que el arranque de la bomba de calor del tercer interacumulador IA3 (T11) a primeras horas de la mañana. En la Figura 9.46 se muestra un ejemplo.

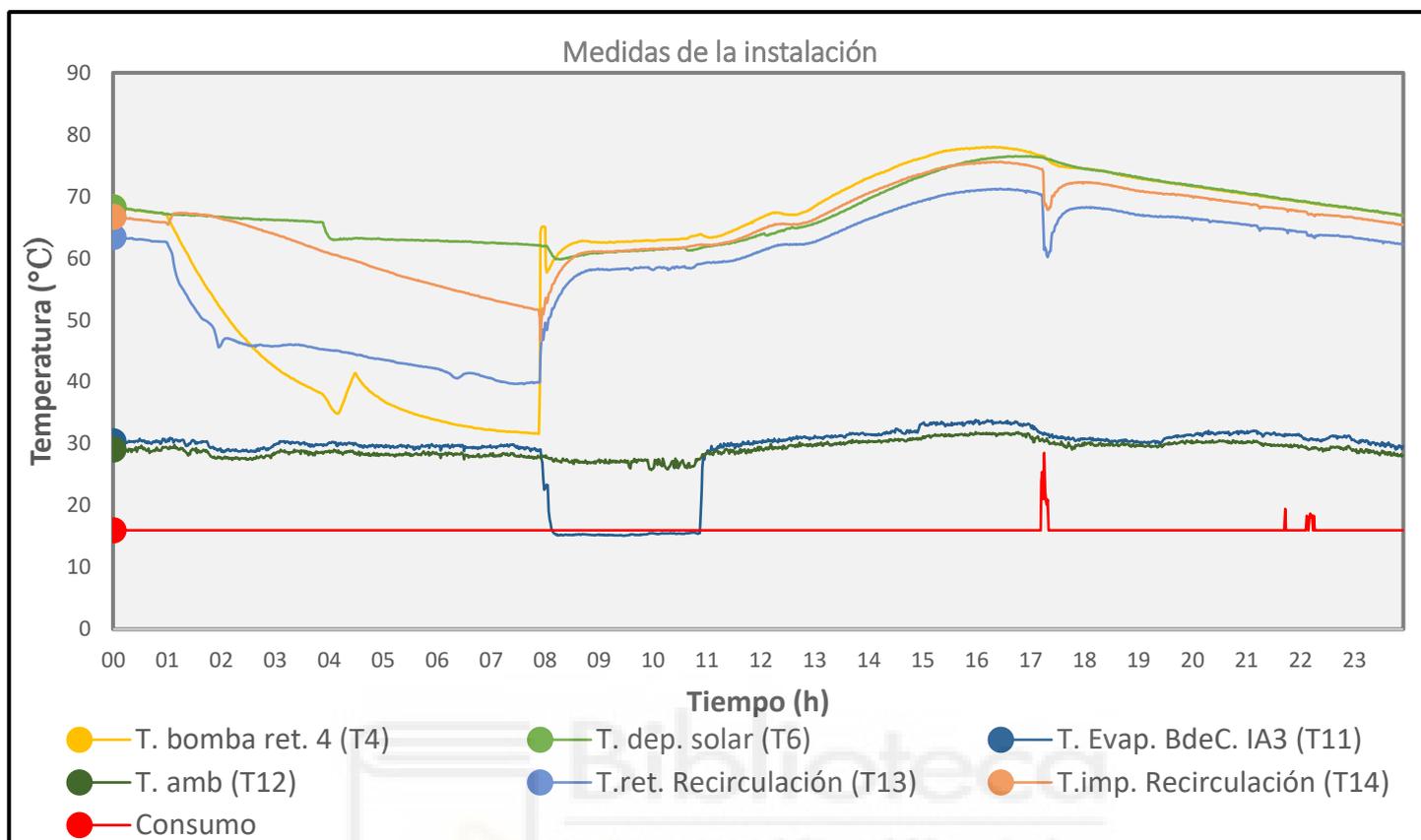


Figura 9. 46: Día 25 de septiembre de 2019.

La bomba de calor del tercer interacumulador arranca durante un periodo corto de tiempo debido a las bajas temperaturas que en ese momento tienen las temperaturas de impulsión y retorno de la recirculación (T14 y T13, respectivamente). Además, la temperatura del depósito solar T6 también se encuentra en su menor temperatura.

Hay dos posibles mejoras que podrían evitar este arranque. La primera sería retrasar la hora a la que arranca la bomba B4 y la bomba de recirculación. Se podría retrasar su arranque media hora en verano y entretiempo, y alrededor de una hora más en invierno, para tener el mismo horario durante el año. De esta manera se evitaría el arranque de ambas bombas cuando aun no ha arrancado el circuito solar y por lo tanto no comienza a subir la temperatura del depósito solar.

La segunda sería adelantar la hora de apagado. Podría reducirse al horario de cierre de la propia Universidad. Si se mantienen ambas en funcionamiento hasta horas de

madrugada lo que se consigue es que la temperatura del depósito del tercer interacumulador descienda de igual manera que la del depósito solar. En cambio, si se apagan antes el interacumulador podría mantener el agua en su interior a mayor temperatura, gracias a su aislamiento. Esto podría provocar que a primeras horas de la mañana el agua se encuentre a mayor temperatura y se evite el uso del sistema de apoyo.

## 9.6. RENDIMIENTO DE LOS CAPTADORES

En el proyecto contamos con varios días de los que hemos podido recoger información sobre la radiación solar incidente. Nos referimos a los días 17, 19, 22 y 23 de diciembre. En ellos en la parte solar de la instalación se representó la radiación solar frente a las demás temperaturas.

Con este dato es posible el cálculo del rendimiento de los captadores. En este caso, como ya veremos, debido a los datos con los que contamos calcularemos un rendimiento aproximado.

La relación entre la totalidad de radiación recibida y el aprovechamiento efectivo transmitido al absorbedor del captador solar constituye la eficiencia. Así la conversión de energía radiante del Sol en energía térmica lleva asociada unas pérdidas por radiación, convección y conducción que determinan el rendimiento del sistema de captación.

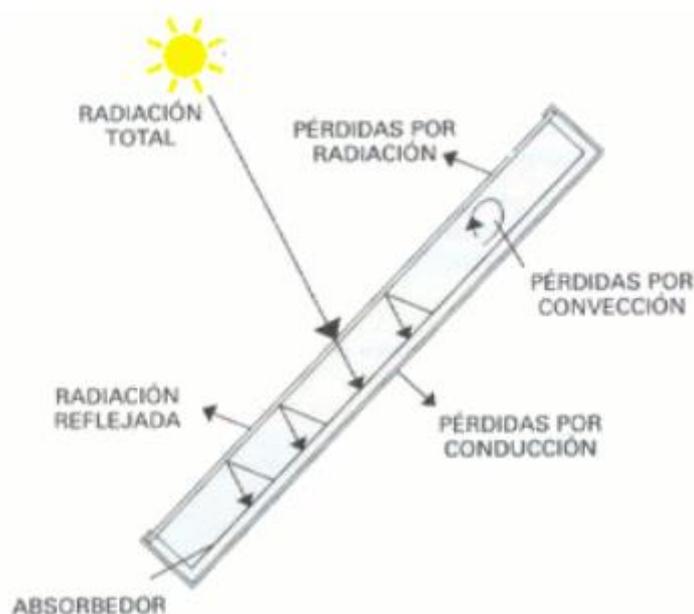


Figura 9. 47: Pérdidas captador solar.

De esta manera, el rendimiento quedará determinado por:

$$\eta = \eta_0 - k_1 \cdot (T_m - T_a) / I$$

donde:

- $\eta_0$  = rendimiento óptico. Denominado por los fabricantes como factor de eficiencia, o factor de ganancia o como rendimiento óptico, los catálogos del producto han de informar de sus características. En nuestro caso es del 0,8.
- $T_m$  = temperatura interior del colector (temp. flujo). Al no contar con este dato, se ha optado por realizar la media aritmética entre la temperatura de entrada a los captadores y la de salida. Estas temperaturas corresponden a las temperaturas 8 y 7, respectivamente.
- $T_a$  = temperatura exterior (ambiental). Contamos con el registro de esta temperatura (Temperatura 2).
- $I$  = radiación incidente total sobre el colector ( $W/m^2$ ). Datos facilitados.
- $k_1$  = factor de corrección por pérdidas térmicas expresado como  $[kg \text{ acumulador} / (75 \cdot Sc)]^{-0,25}$  También las condiciones técnicas del fabricante deben indicar cuál es el factor de pérdidas o coeficiente de pérdidas del producto.

Antes de ponernos a calcular el rendimiento, debemos calcular el valor de  $k_1$  para nuestra instalación con la fórmula indicada en la descripción del rendimiento.

$$[kg \text{ acumulador} / (75 \cdot Sc)]^{-0,25}$$

Siendo:

- **kg acumulador**, volumen del depósito solar (1500 L).

- **Sc**, área de captación. En este caso contamos con 28,042 m<sup>2</sup>.

Si operamos obtenemos un valor de  $k_1=1,088$ . Este valor es constante y nos servirá para los diferentes días.

Para el cálculo del rendimiento disponemos de los registros de las temperaturas durante todo el día. En Excel se ha calculado la temperatura del colector ( $T_m$ ) para cada uno de los instantes del muestreo. De esta manera podemos calcular la evolución del rendimiento durante el día.

A continuación, se muestran las gráficas de los rendimientos los días mencionados:



Figura 9. 48: Rendimiento captadores. Día 17 de diciembre de 2019.

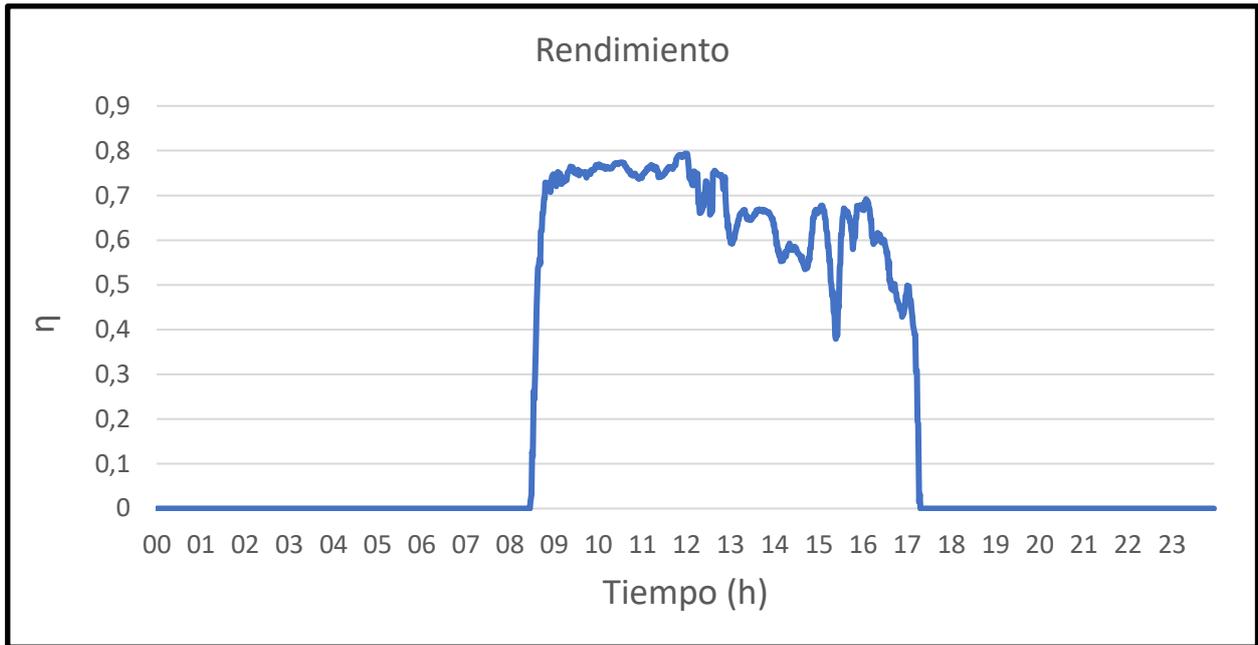


Figura 9. 49: Rendimiento captadores. Día 19 de diciembre de 2019.

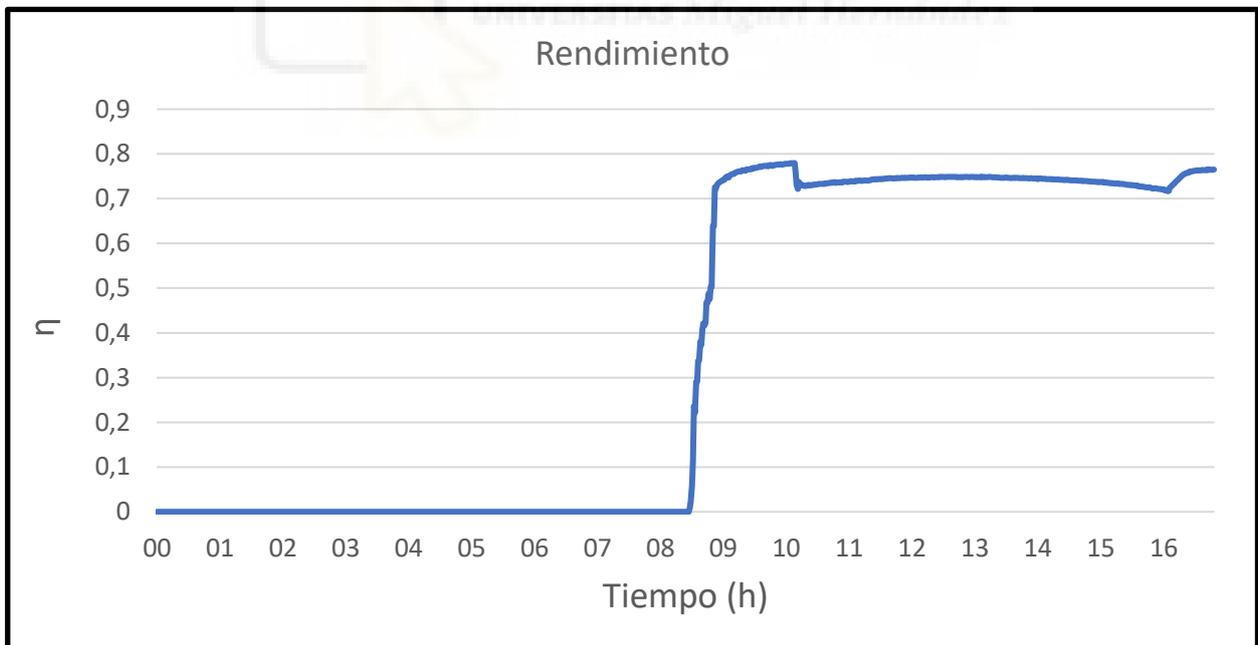


Figura 9. 50: Rendimiento captadores. Día 22 de diciembre de 2019.

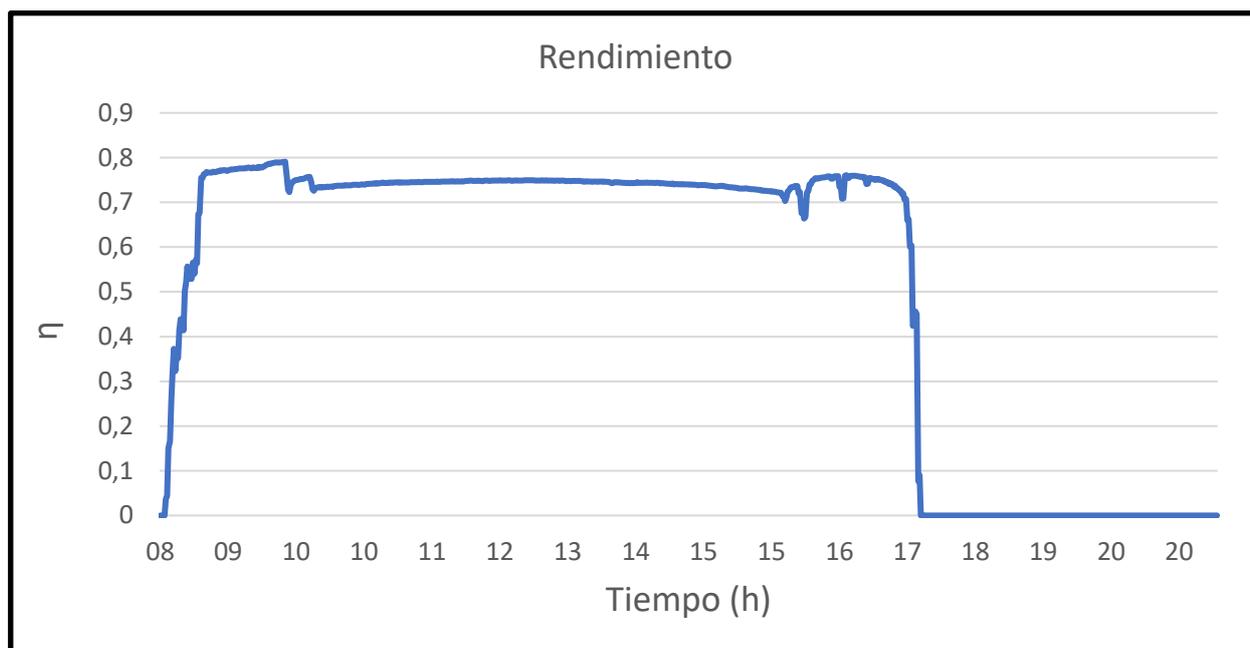


Figura 9. 51: Rendimiento captadores. Día 23 de diciembre de 2019.

En las gráficas podemos comprobar la influencia de los parámetros en la fórmula del rendimiento. En ellas podemos comprobar la influencia de la radiación incidente. Vemos como cuando los días son soleados y la radiación es estable, el rendimiento también lo es. Se mantiene durante el día entre los valores de 0,7 y 0,8.

Por otro lado, tenemos los días que son menos estables. En ellos cuando se produce un descenso de la radiación también baja el rendimiento. Además, oscila entre unos valores más dispares. Cuanto menor es la radiación solar, menor es el rendimiento.

Otro factor importante que afecta son las temperaturas. En cuanto a la temperatura ambiental, en los cuatro días tiene valores similares. Por este motivo, cuando la temperatura media de los captadores es baja, al inicio del día, el rendimiento es mayor. Esto se debe a que hay menos diferencia con la temperatura ambiente. Por el contrario, al aumentar a temperatura, aumenta con ello la diferencia y el rendimiento.

# 10. CONCLUSIONES

## 10.1. CONCLUSIONES

En el presente proyecto se ha llevado a cabo el análisis de funcionamiento de los vestuarios que dan servicio en la parte norte de la Universidad Miguel Hernández de Elche. La instalación se encarga de la producción de ACS con energía solar mediante captadores solares. Como sistema de apoyo cuenta con interacumuladores con bombas de calor.

Para ello se ha monitorizado la instalación con termopares y caudalímetro, con los cuales se han recogido los datos necesarios. Todos esos datos han sido procesados y separados para su posterior análisis. Primero se representaron y visualizaron todos los datos obtenidos, de los cuales, posteriormente se escogerían los más valiosos o que más información aporten.

A modo de conseguir entender mejor el funcionamiento, se realizó en diciembre de 2019 un ensayo de acuerdo con lo expuesto en la norma UNE-EN 16147. En él se realizaron consumos controlados durante varios días y a diferentes horas, intentando poner a prueba el funcionamiento de la instalación.

Con todo esto, y teniendo en cuenta que los datos obtenidos son de diferentes épocas del año, es necesario analizar los días por separado. Se separan en tres épocas diferenciadas: verano, entretiempo e invierno. Además, también se separan esos datos en pequeños grupos de gráficas dependiendo de la zona de la instalación que monitoricen.

Con respecto a su funcionamiento en verano, hemos observado que se almacena una gran cantidad de energía en el depósito acumulador por parte de la radiación solar. No se ha podido comprobar si la instalación aprovecha bien esa energía para la producción de ACS puesto que en esa época no disponemos de suficientes consumos controlados para poner a prueba la instalación. Se ha comprobado que el sistema de apoyo en este tiempo no arranca casi en ninguna circunstancia.

En entretiempo, el comportamiento de la instalación es bastante similar en gran parte a la época de verano. Se consiguen temperaturas adecuadas para satisfacer la demanda. En los pocos consumos medidos que hemos podido comprobar se ha visto como entra en funcionamiento el sistema de apoyo. Este comportamiento no es adecuado puesto que contando con buena radiación y energía almacenada debería hacerse cargo la parte solar. De hecho, los consumos observados durante el día son pequeños.

En el último día medido de esta época del año, se comienzan a detectar comportamientos diferentes en la temperatura del segundo interacumulador. Esta temperatura es alta, en exceso. De los fallos descritos antes, probablemente el referente al funcionamiento incorrecto de la sonda de temperatura sea el que está ocurriendo.

Por otro lado, está el gasto de energía que se está realizando en el circuito de recirculación. Con el sistema de apoyo en este circuito se puede estar calentando el agua del depósito solar durante el invierno en días con poca radiación. Como se observa, esto se debe a su programación y a la configuración de la instalación. Esta configuración también es mejorable, ya que arruina la estratificación en el depósito del tercer interacumulador.

En cuanto a los consumos controlados de diciembre, el primer interacumulador reacciona a los consumos realizados. Seguramente se produzca por el mismo fallo de la sonda de temperatura y, además, puede que la instalación se encuentre desequilibrada hidráulicamente. Durante este período la instalación funciona mayoritariamente con el sistema de apoyo. Lo cual es de esperar, porque la parte solar no ayuda lo suficiente. Esto se observa con las temperaturas tan bajas a las que llega el primer interacumulador cuando se producen consumos.

A modo informativo, a mediados de julio de 2019, después de la cuarentena por el COVID-19, se pudo realizar una breve visita a la instalación. En ella se comprobó que el segundo interacumulador llevaba desconectado mínimo desde antes de la cuarentena debido a una rotura y se estaba a la espera de renovarlo. Además, se pudo comprobar que la sonda de temperatura T1 no marcaba de manera adecuada.

Con todos estos datos concluimos en que la instalación tiene algunos aspectos de mejora importantes. El principal es el correcto aprovechamiento de la energía solar, ya que se producen arranques del sistema de pozo en momentos en los que el depósito solar se encuentra a gran temperatura. Además, evitar malgastos de energía empleando el sistema de apoyo en aspectos que no le corresponden. La instalación es posible que pueda cumplir su función con menos captadores solares debido al poco uso de sus instalaciones deportivas.

Como aspecto positivo señalamos el diseño de la instalación. El uso de interacumuladores que cuentan con bombas de calor como sistema de apoyo nos parece acertado. A parte de tener un buen rendimiento este tipo de equipos, las condiciones de temperatura que se dan dentro de la sala de máquinas favorecen su funcionamiento.

## 10.2. FUTURAS VÍAS DE INVESTIGACIÓN

1. Medir mediante más temperaturas esenciales en la instalación mediante la utilización de más termopares u otros dispositivos. Esto ayudaría a la mejor comprensión de la instalación.
2. Medir con diferentes dispositivos otras magnitudes que puedan aportar información de la instalación. Por ejemplo, disponer de datos suficientes de radiación durante todos los días.
3. Valoración y comprobación del rendimiento de los diferentes equipos de la instalación.
4. Verificación del correcto equilibrado en las tuberías de la instalación.
5. Sustitución del termopar referente a la temperatura 1. Muestra los fallos descritos en el Punto 9.5.3.
6. Solución al fallo del calentamiento del depósito solar mediante el interacumulador de recirculación. Programación y conexionado.
7. Cambio de configuración en la conexión del interacumulador de recirculación.
8. Simulación o diferentes características usando distintas lógicas de control o diferentes equipos.
9. Estudiar funcionamiento de la instalación con menos captadores solares u otros modelos, debido al bajo consumo de ACS.

10. Medir la estratificación del depósito solar y de los interacumuladores.
11. Investigar y mejorar la programación de control de la bomba B3 encargada de los dos primeros interacumuladores (IA1 y IA2).
12. Horarios de trabajo de la bomba B4 y la bomba de recirculación.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>
- [2] <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>
- [3] <https://www.agenda2030.gob.es/es/objetivos/objetivo-7-energia-asequible-y-no-contaminante>
- [4] [https://www.elconfidencial.com/sociedad/2019-11-11/mix-energetico-futuro-flexible-ciclos-combinados-bra\\_2319455/](https://www.elconfidencial.com/sociedad/2019-11-11/mix-energetico-futuro-flexible-ciclos-combinados-bra_2319455/)
- [5] <https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/energia-solar/que-podemos-hacer-con-la-energia-solar.html>
- [6] <https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/edificacion>
- [7] <http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST297ZI75916&id=75916>
- [8] [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es\\_neeap\\_2017\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_neeap_2017_es.pdf)
- [9] <https://remicaopinion.es/novedades/energia-solar-termica/>
- [10] <https://www.hogarsense.es/energia-solar/autoconsumo-espana>

[11] <https://solar-energia.net/energia-solar-termica>

[12] Enric Diez Grau, "Diseño y construcción de un prototipo de sistema de climatización con preenfriamiento adiabático, alimentado con energía de red y paneles fotovoltaicos desde un enfoque energético", TFG, 2020.

[13] José Sanchiz Aguiló, "Diseño y construcción de un prototipo de sistema de climatización doméstico con un condensador híbrido empleando un preenfriamiento adiabático del aire entrada", TFG, 2015.

[14] Guía Técnica de Energía Solar Térmica, ASIT.

[15] Norma Española UNE-EN 16147.

[16] Resumen Mensual de la Radiación Solar, AEMET, julio 2019 y diciembre 2019.

[17] <http://konstruir.com/C.T.E/HE-4-Contribucion-solar-minima-de-agua-caliente-sanitaria/Metodo%20F-Chart.pdf>

[18] <https://www.codigotecnico.org/>



# ANEXO I: PROBLEMÁTICA

A continuación, se describirán los diversos problemas que han ido surgiendo durante los meses de realización del trabajo final de grado, de qué forma hemos ido solventando dichos problemas y que consecuencias han tenido sobre el desarrollo del proyecto.

Tras el primer mes de recogida de datos nos dimos cuenta de varios problemas. El primero fue la necesidad de medir y registrar el caudal del consumo que se producía. En ese momento la instalación no contaba con un caudalímetro que cumpliera esta función. Como solución se pidió que se instalara uno.

Una vez teníamos el caudalímetro en marcha nos percatamos de que durante los meses de verano no se producía ningún consumo. Esto perjudicaría mucho a la realización del proyecto dado que sin consumos no podríamos determinar el funcionamiento de esta. Seguimos recogiendo datos durante varios meses viendo si la situación mejoraba. Como solución se instaló un grifo con el que realizar los ensayos con consumos controlados.

Durante este período, tuvimos un problema con el programa Agilent BenchLink Data Logger 3, el cual usábamos para descargar los datos de la instalación. El problema era que se cerraba el programa solo, a los pocos segundos antes de iniciarse. Esto llevo su tiempo, encontrando la solución por Internet, que tenía que ver con el portátil utilizado.

Dado que los ensayos se realizaron en diciembre y, a pesar de ser útil la información obtenida, no era la mejor época para poner a prueba la instalación. El plan establecido era seguir descargando datos a partir de marzo, con la llegada del mejor tiempo y con ello mayor radiación solar. Durante los meses siguientes la intención era realizar más ensayos y ver el funcionamiento real de la instalación solar.

El problema surgió a partir de mediados de marzo con la llegada del COVID-19 a España. Con la implantación del Estado de Alarma y la cuarentena se ponía en peligro el futuro del proyecto. Dada la situación de emergencia, la incertidumbre de

duración de ésta y la cancelación de la actividad presencial en la Universidad se hacía imposible acudir la instalación.

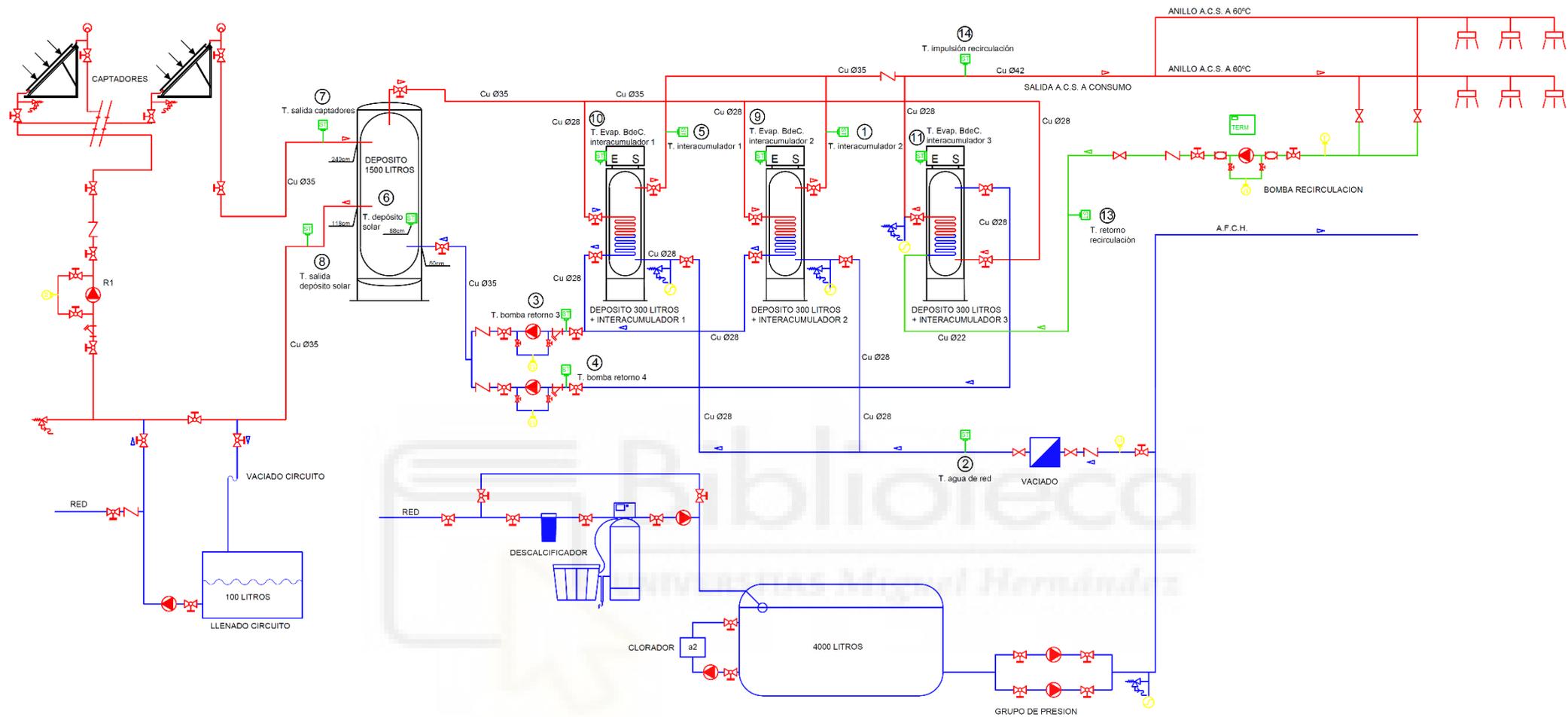
Esta situación dio lugar a un sinnúmero de problemas. No solo el hecho, importante, de la incapacidad de realizar más mediciones o ensayos para comprender el funcionamiento de la instalación, si no que resultó imposible concretar los fallos y anomalías observados en las gráficas realizadas con los datos con los que contábamos. Además, otro aspecto importante del proyecto, que no fui capaz de realizar, fue la corrección de dichos fallos. De esta manera, la única solución encontrada fue la de realizar lo posible con la limitada información que se tenía. Incluso un aspecto que hubiera resultado fácil como es tomar fotos y obtener los modelos de los equipos resultaba complicado. Dicha información se obtuvo gracias a Damián, tutor del trabajo fin de grado.

Todo esto retrasó mucho el avance del trabajo fin de grado, ya que todo contacto debía ser de manera online, lo cual dificultaba la comunicación y la agilidad de la información.



# ANEXO II: PLANO DE LA INSTALACIÓN





	VÁLVULA DE COMPUERTA		MANGUITO ANTIVIBRATORIO CUERPO CAUCHO
	VÁLVULA DE ESFERA		VASO DE EXPANSIÓN
	VÁLVULA DE RETENCIÓN (ANTIRRETORNO)		TERMÓMETRO
	VÁLVULAS DE TRES VÍAS		MANÓMETRO
	VÁLVULA DE SEGURIDAD TARADA, ESCAPE CONDUCCION		SONDA TEMPERATURA
	FILTRO TAMIZ ACERO INOX.		SONDA TEMP. VENTANA
	PURGADOR		CONTADOR DE AGUA
	BOMBA		TERMOSTATO TEMPORIZADO



ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE			
PLANO DE:	ESQUEMA PRINCIPIO INSTALACIÓN		
AUTOR:	PABLO MARCOS GARCÍA	Nº PLANO:	1
GRADO:	INGENIERÍA MECÁNICA	TAMAÑO:	A3
EDIFICIO:	VESTUARIOS ZONA NOROESTE		

## ANEXO III: GRÁFICAS

A continuación, se muestran las gráficas que completan la información redactada en puntos anteriores. Se muestra una lista de las que se encuentran en este Anexo.

- 29 de junio de 2019. Bloque central.
- 29 de junio de 2019. Bloque recirculación.
- 14 de julio de 2019. Bloque solar.
- 14 de julio de 2019. Bloque central.
- 14 de julio de 2019. Bloque recirculación.
- 18 de agosto de 2019. Bloque solar.
- 18 de agosto de 2019. Bloque central.
- 18 de agosto de 2019. Bloque recirculación.
- 6 de octubre de 2019. Bloque solar.
- 6 de octubre de 2019. Bloque central.
- 6 de octubre de 2019. Bloque recirculación.
- 3 de octubre de 2019. Bloque solar.
- 3 de octubre de 2019. Bloque central.
- 3 de octubre de 2019. Bloque recirculación.
- 1 de noviembre de 2019. Bloque central.
- 30 de noviembre de 2019. Bloque solar.
- 30 de noviembre de 2019. Bloque central.
- 30 de noviembre de 2019. Bloque recirculación.
- 17 de diciembre de 2019. Bloque solar.
- 19 de diciembre de 2019. Bloque central.
- 19 de diciembre de 2019. Bloque recirculación.
- 22 de diciembre de 2019. Bloque recirculación.
- 23 de diciembre de 2019. Bloque solar.

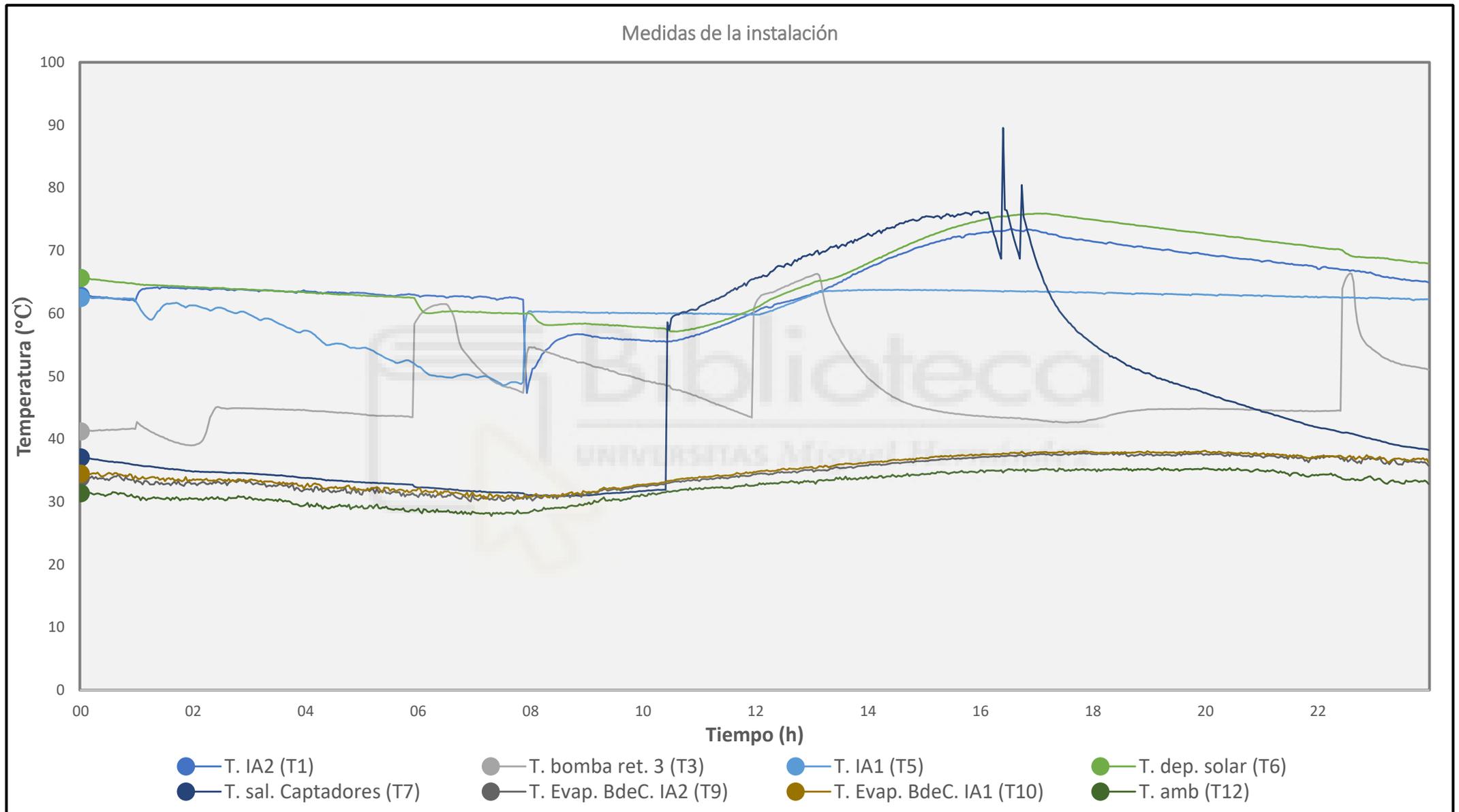


Figura 1. ANEXO III: Día 29 de junio de 2019.

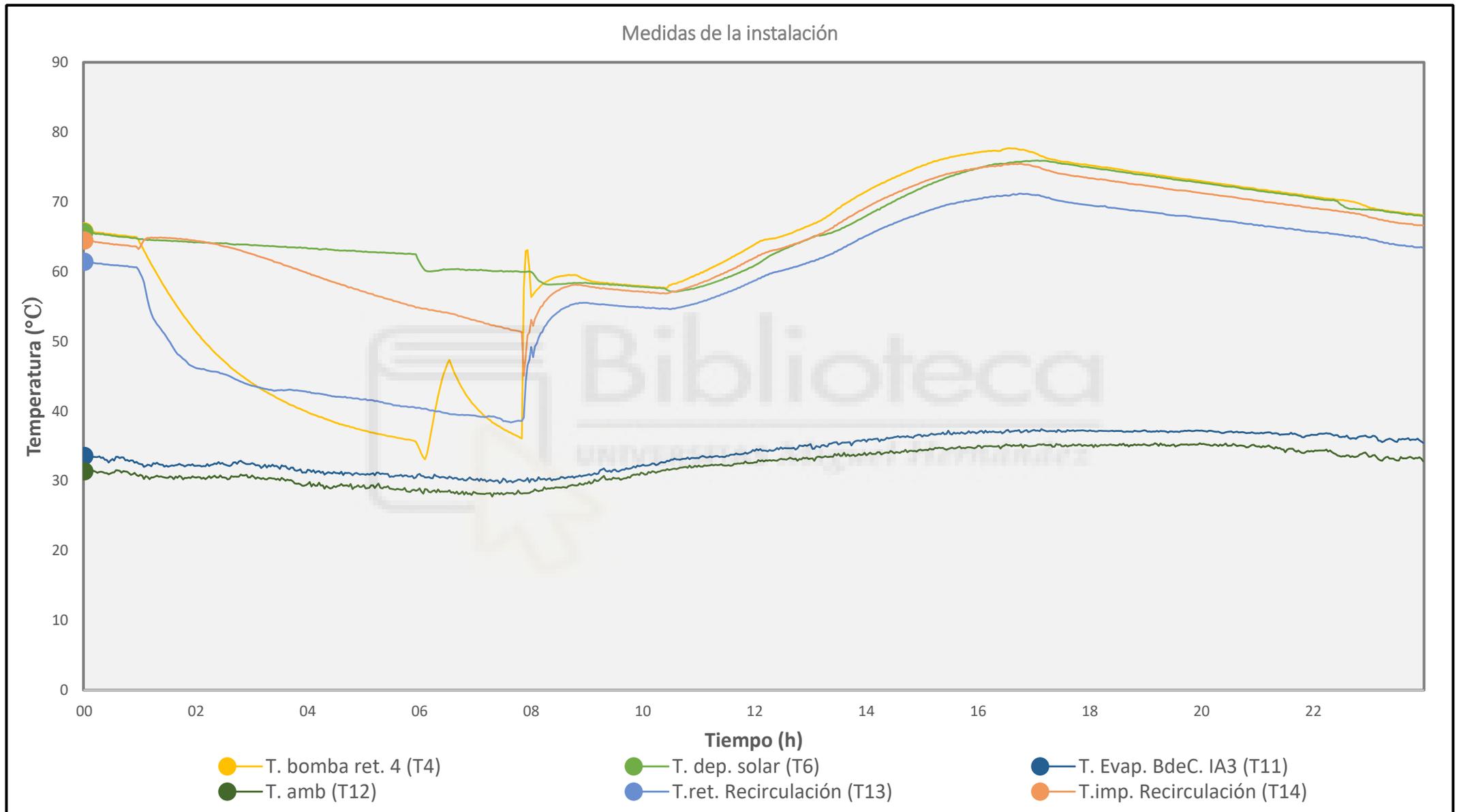


Figura 2. ANEXO III: Día 29 de junio de 2019.

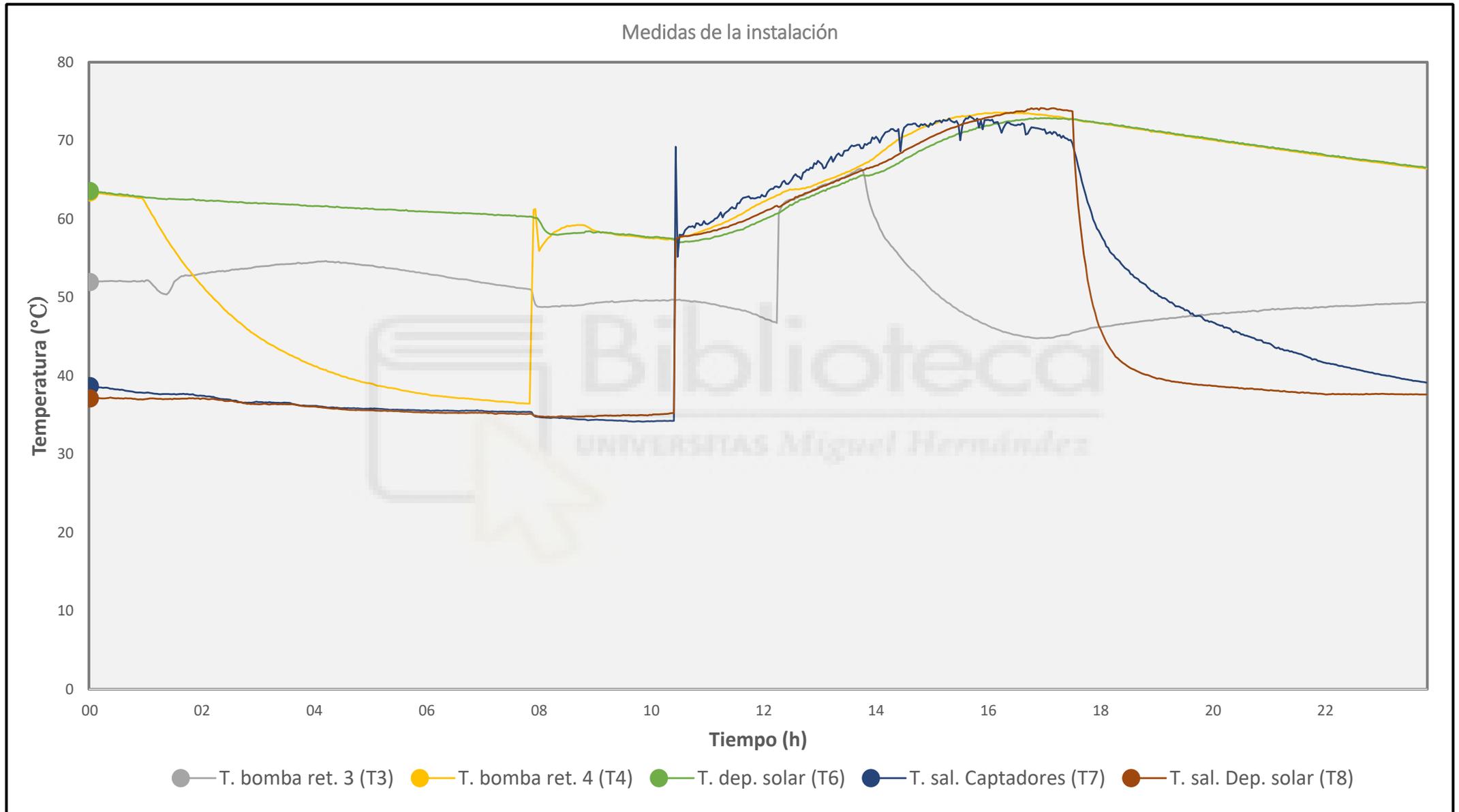


Figura 3. ANEXO III: Día 14 de julio de 2019.

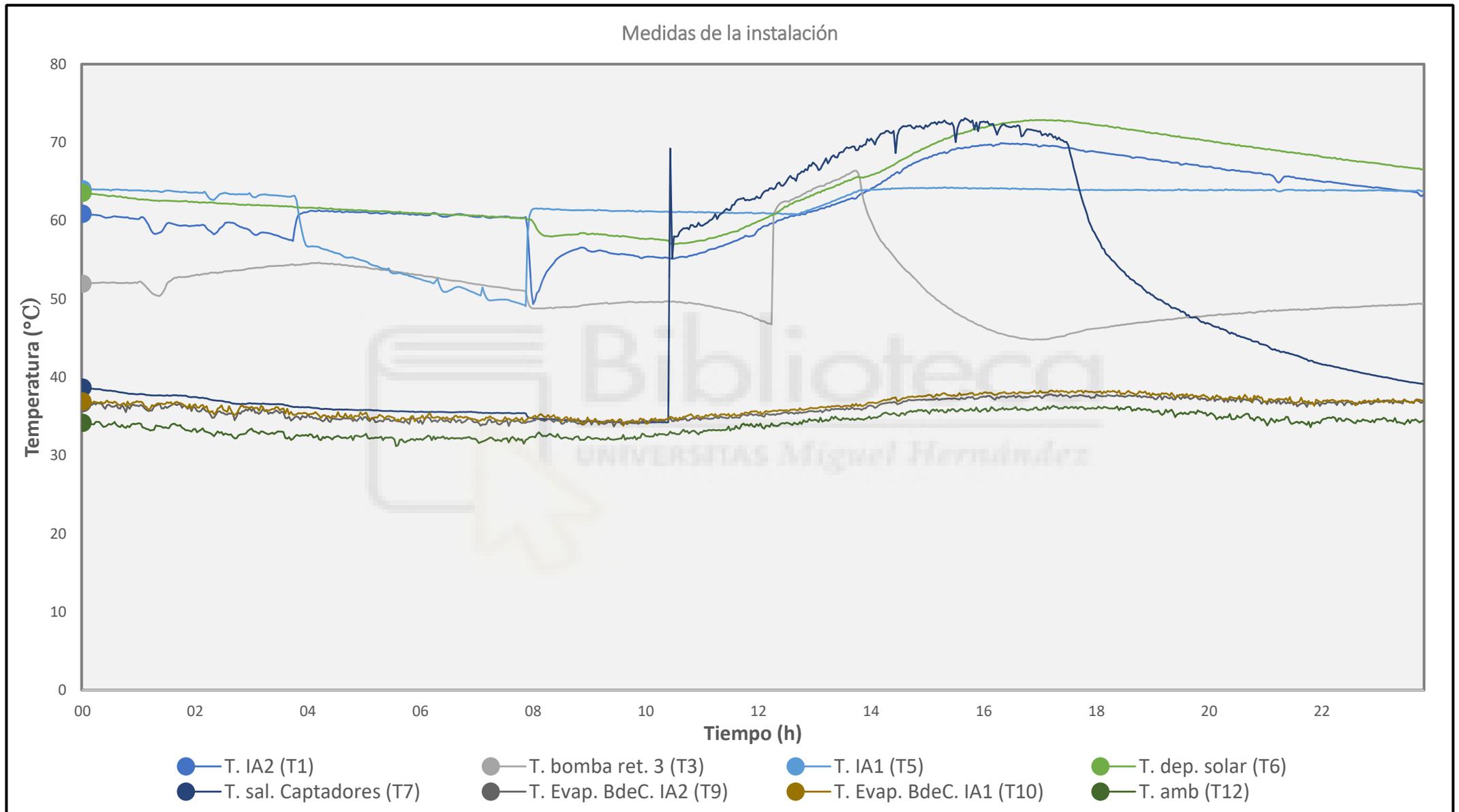


Figura 4. ANEXO III: Día 14 de julio de 2019.

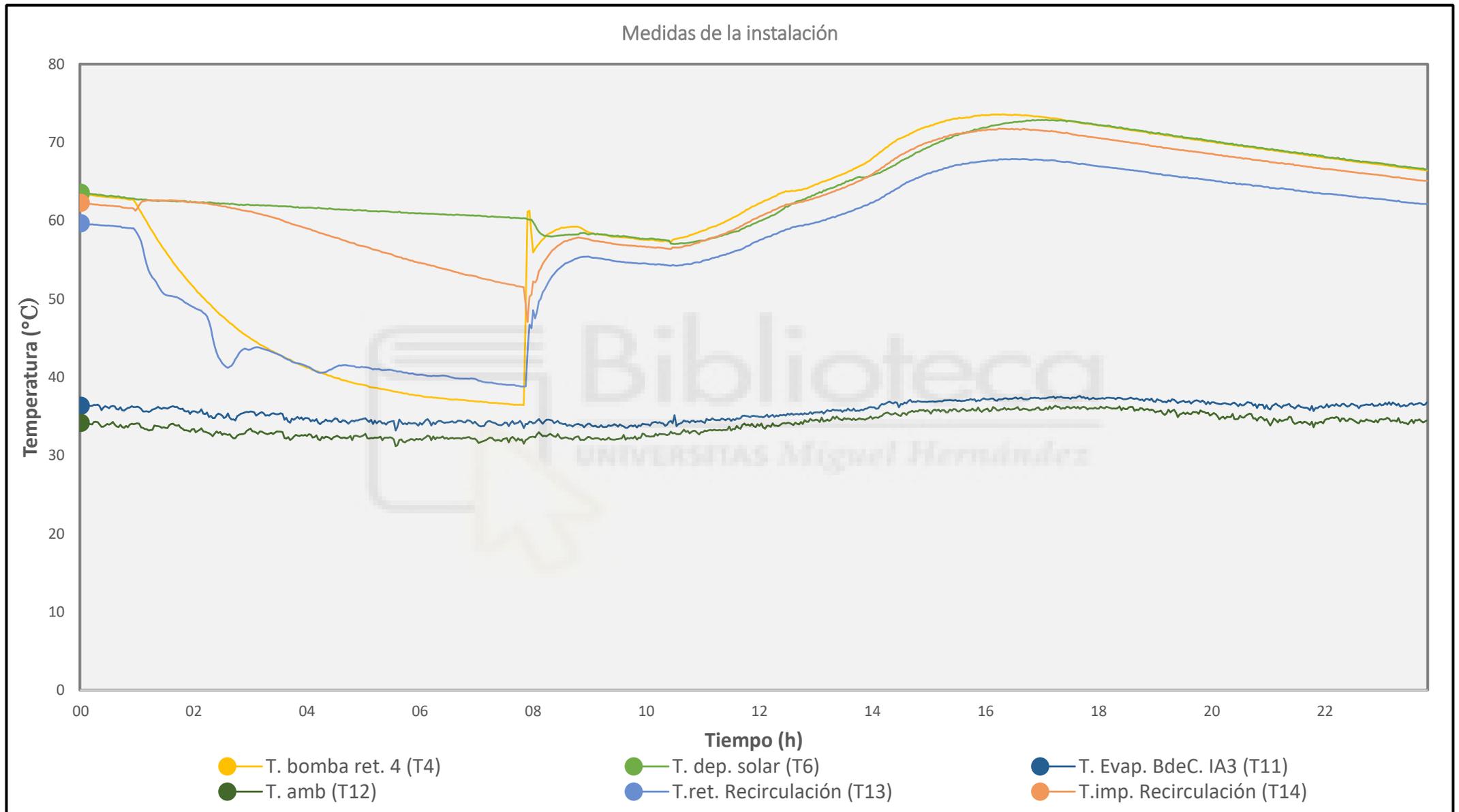


Figura 5. ANEXO III: Día 14 de julio de 2019.

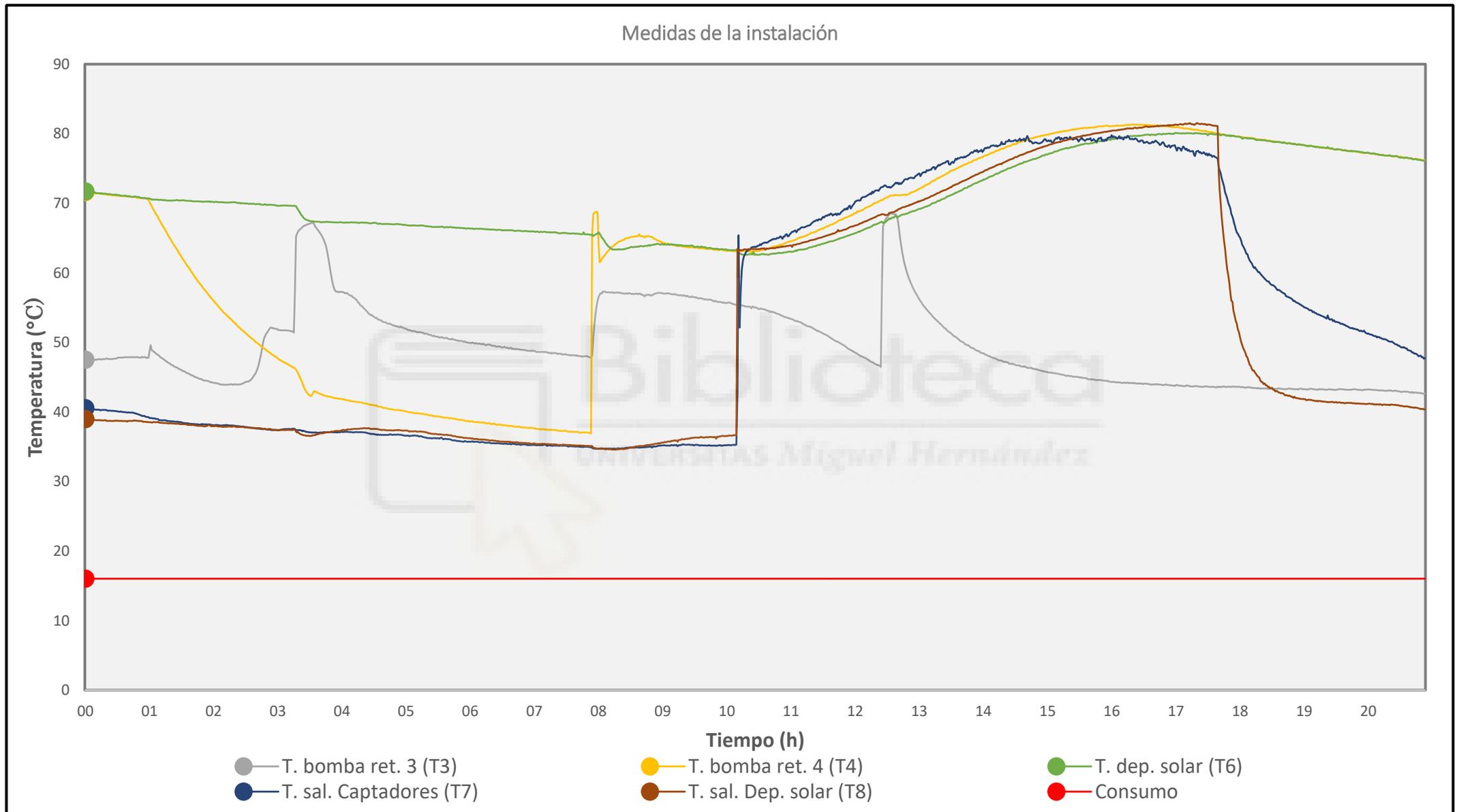


Figura 6. ANEXO III: Día 18 de agosto de 2019.

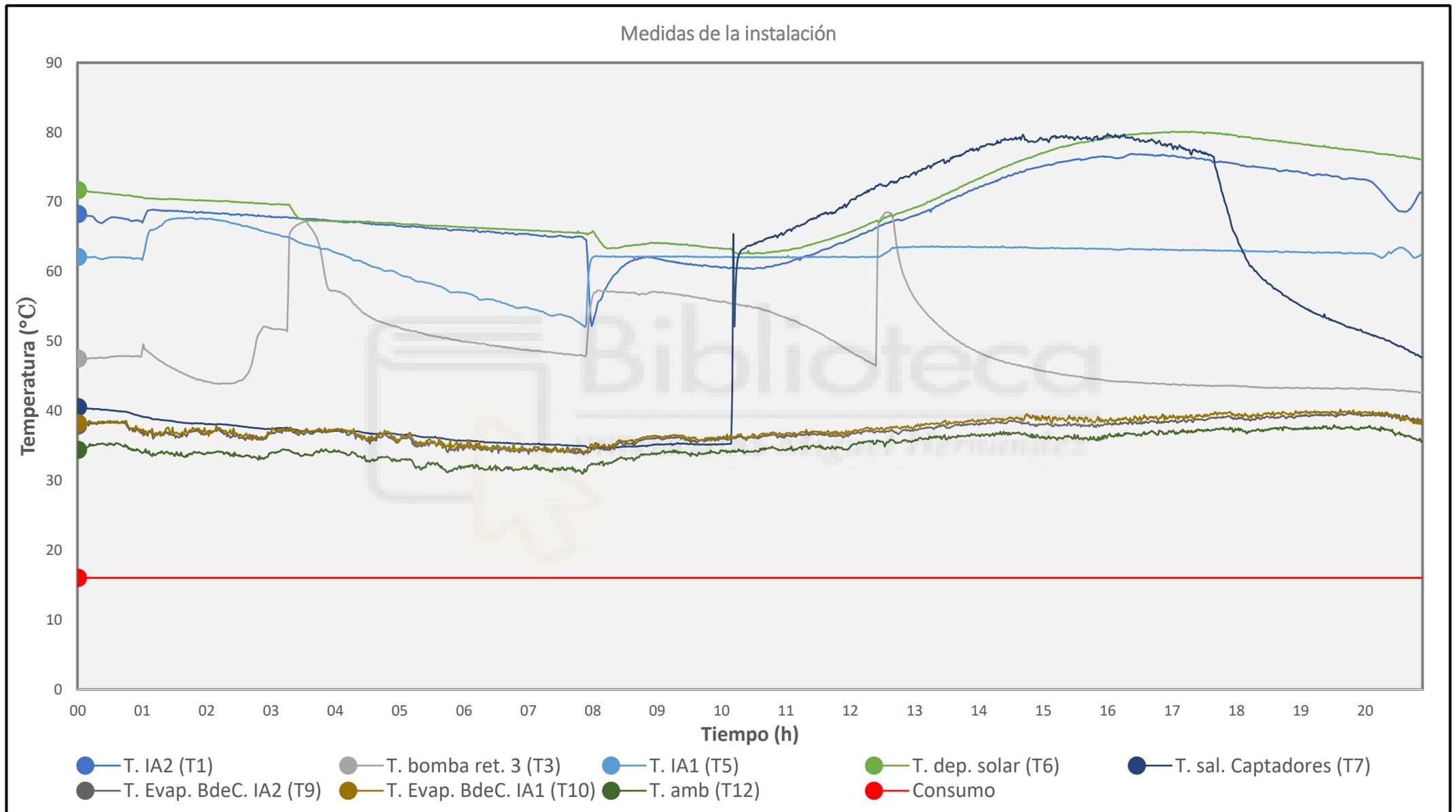


Figura 7. ANEXO III: Día 18 de agosto de 2019.

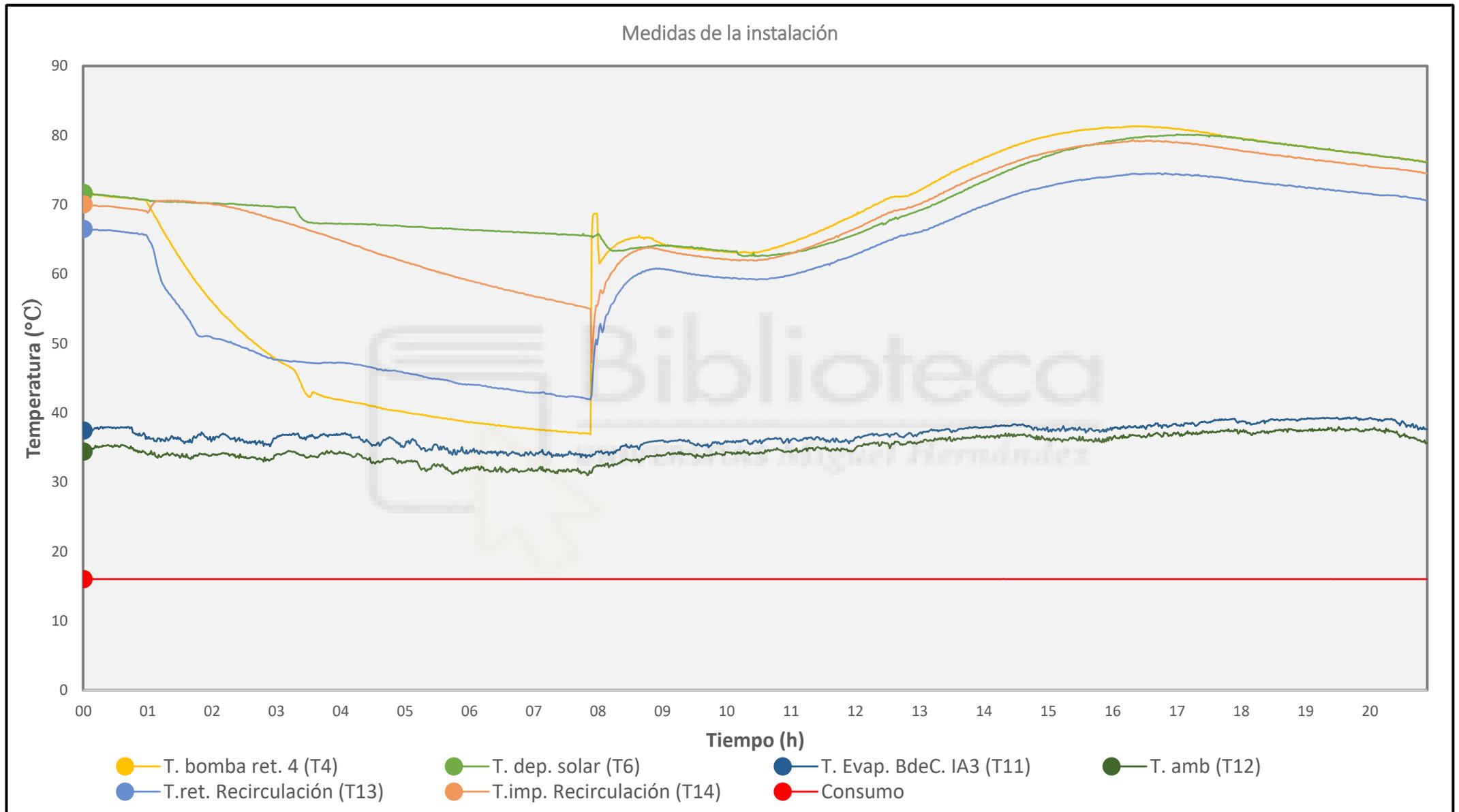


Figura 8 ANEXO III: Día 18 de agosto de 2019.

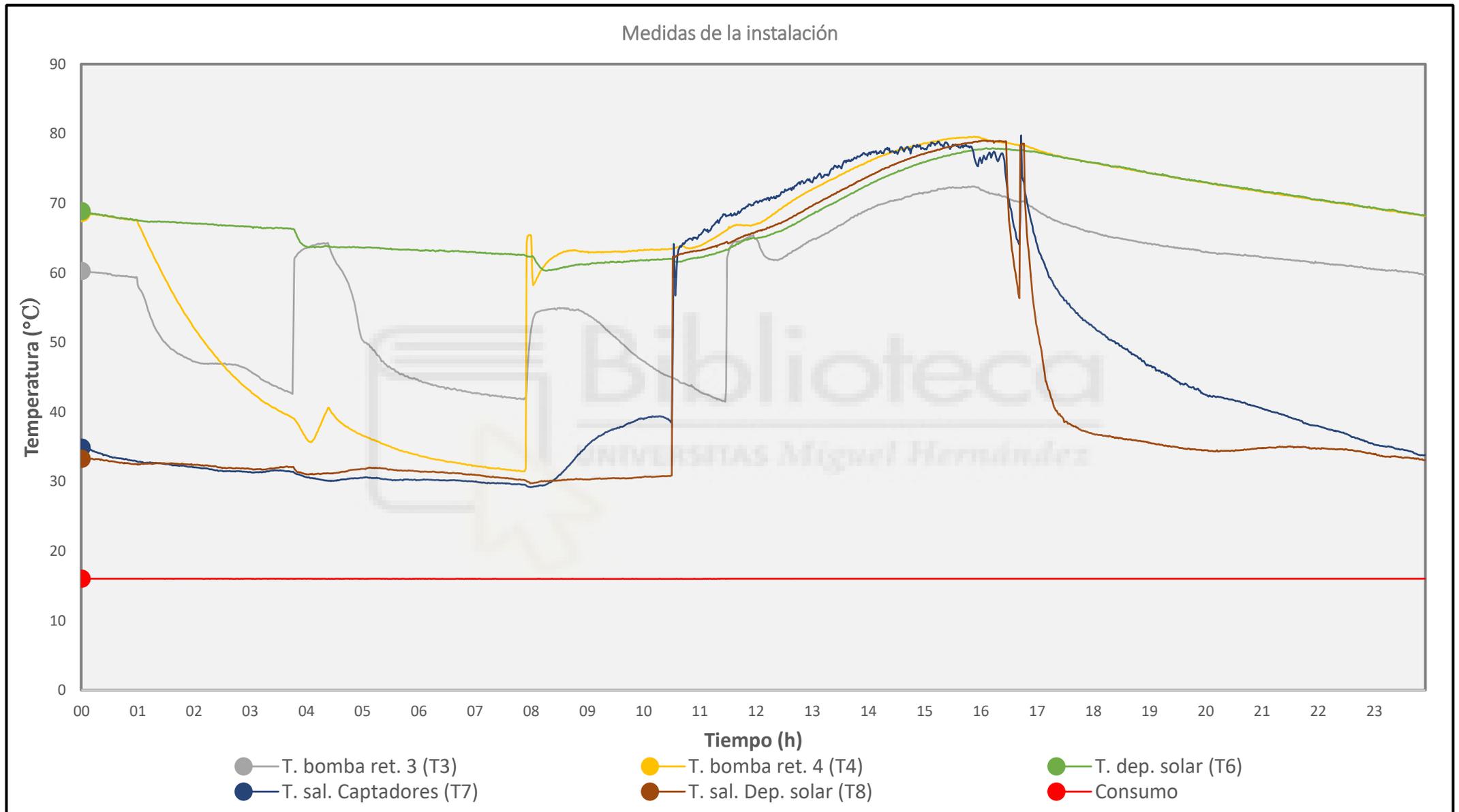


Figura 9. ANEXO III: Día 6 de octubre de 2019.

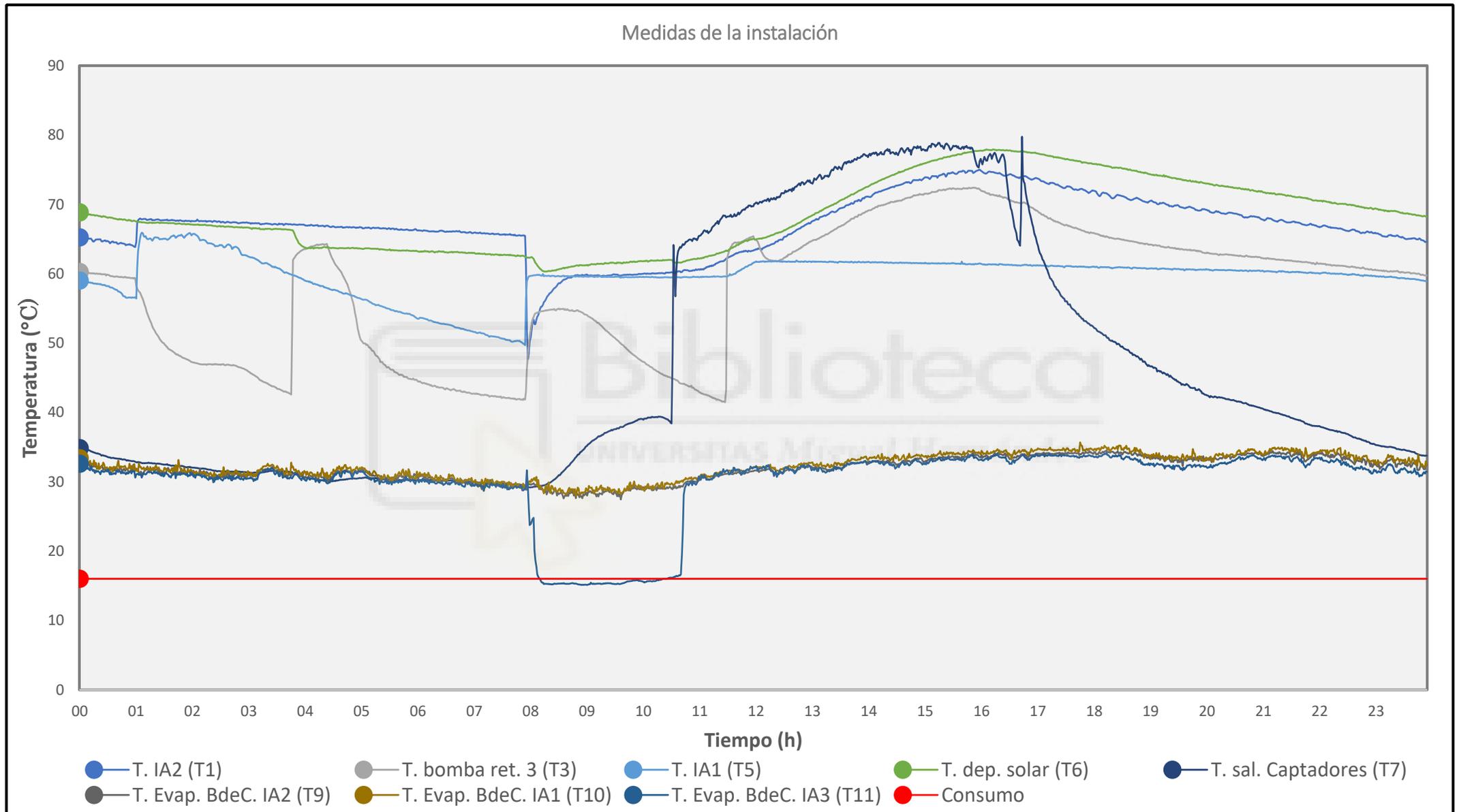


Figura 10. ANEXO III: Día 6 de octubre de 2019.

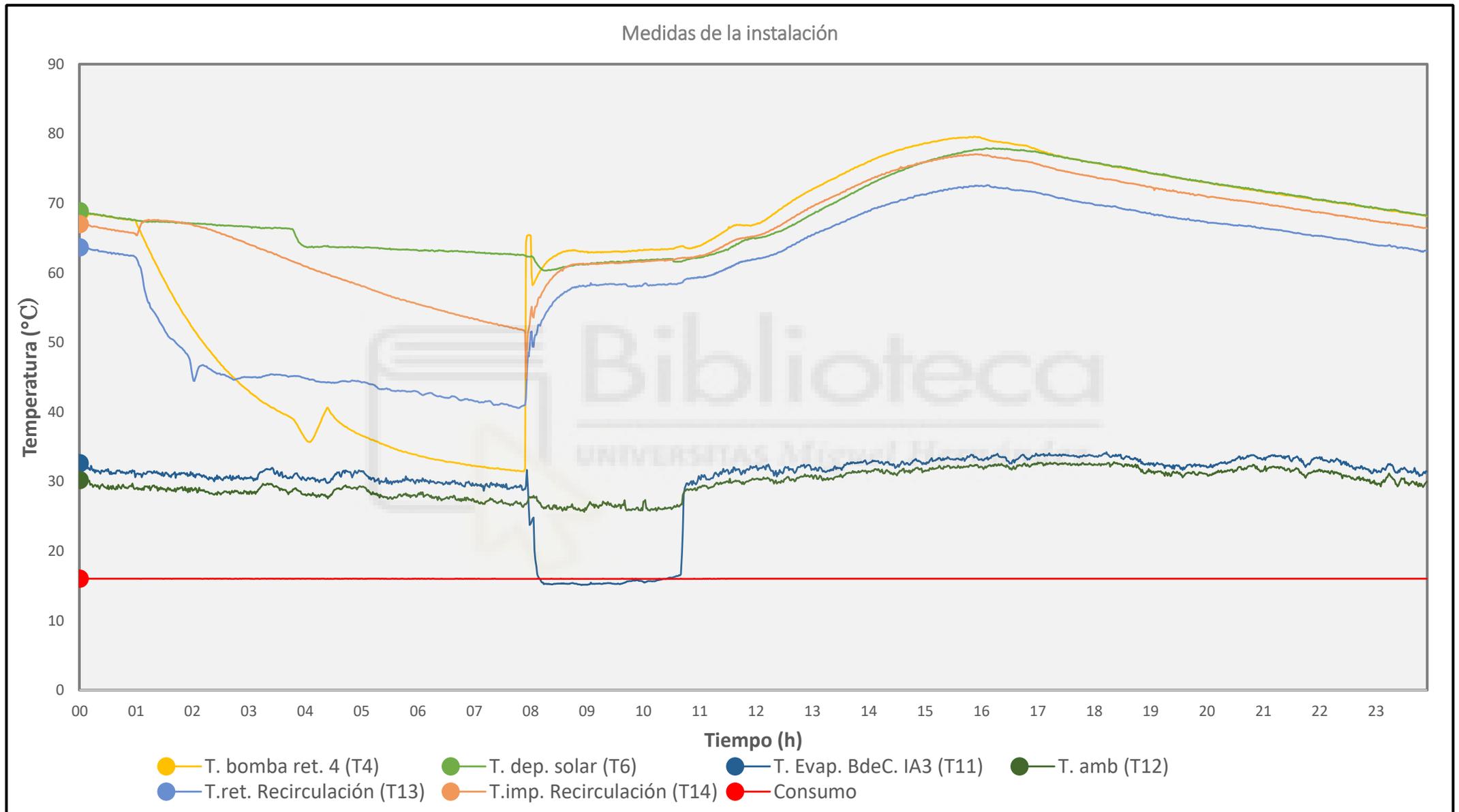


Figura 11. ANEXO III: Día 6 de octubre de 2019.

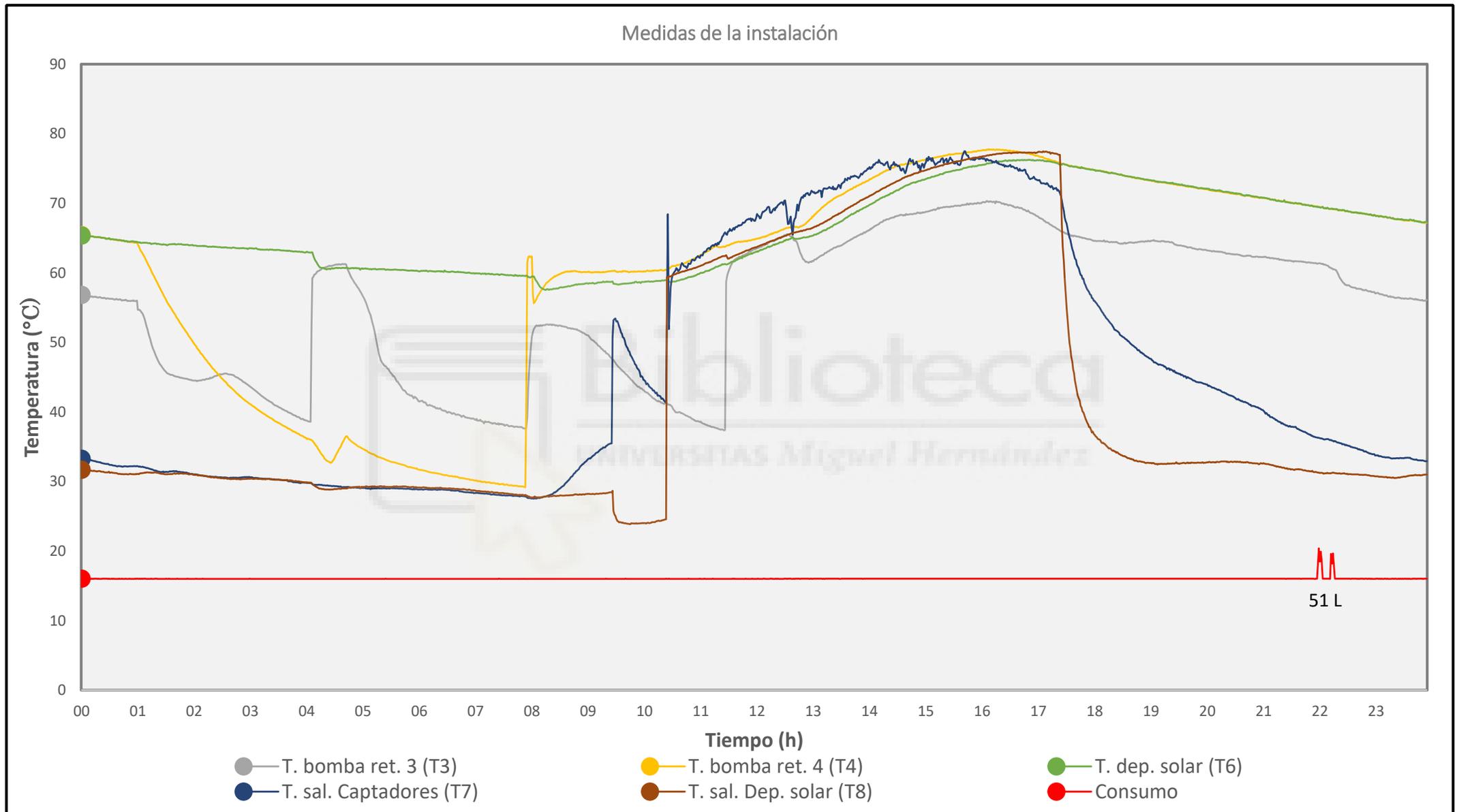


Figura 12. ANEXO III: Día 3 de octubre de 2019.

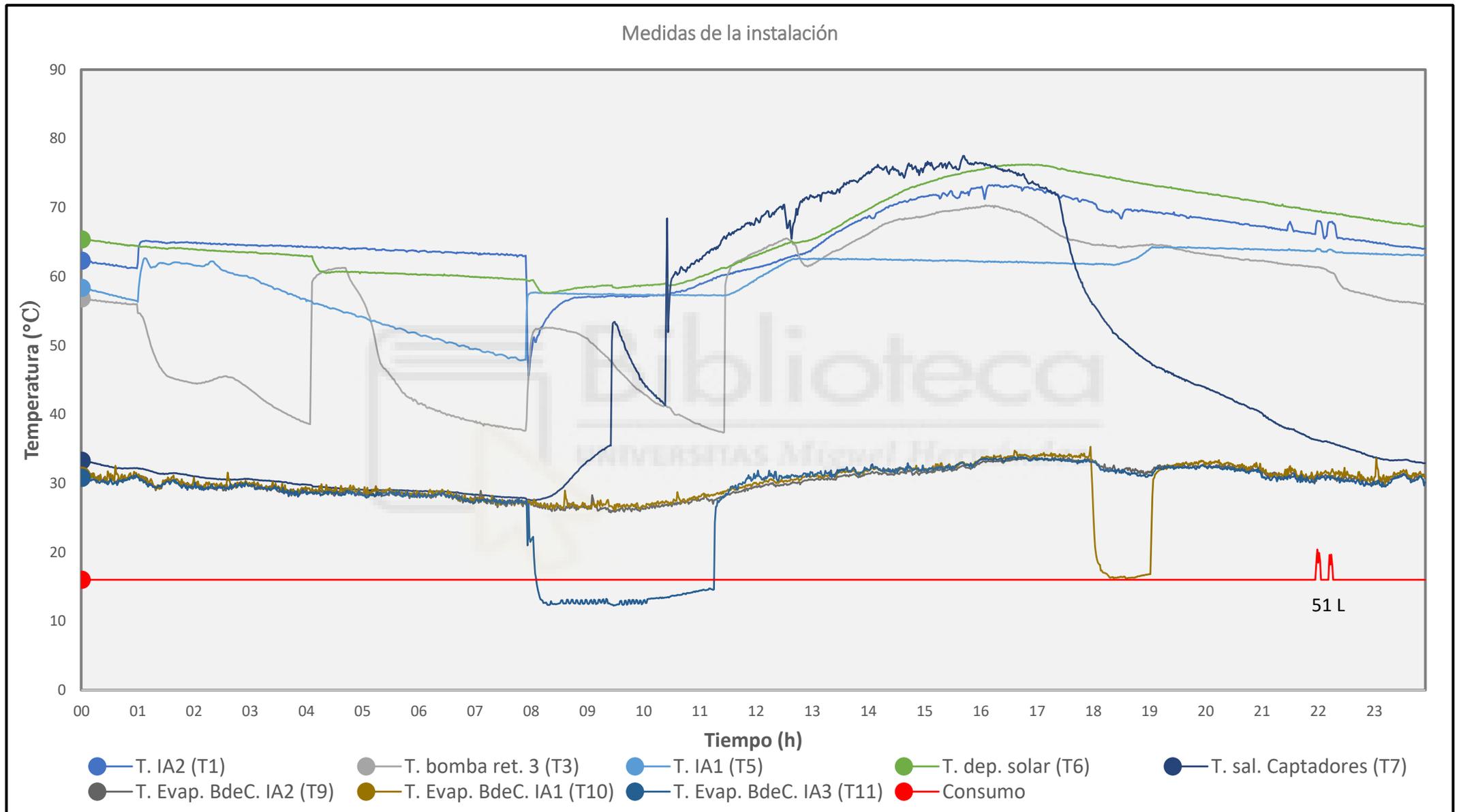


Figura 13. ANEXO III: Día 3 de octubre de 2019.

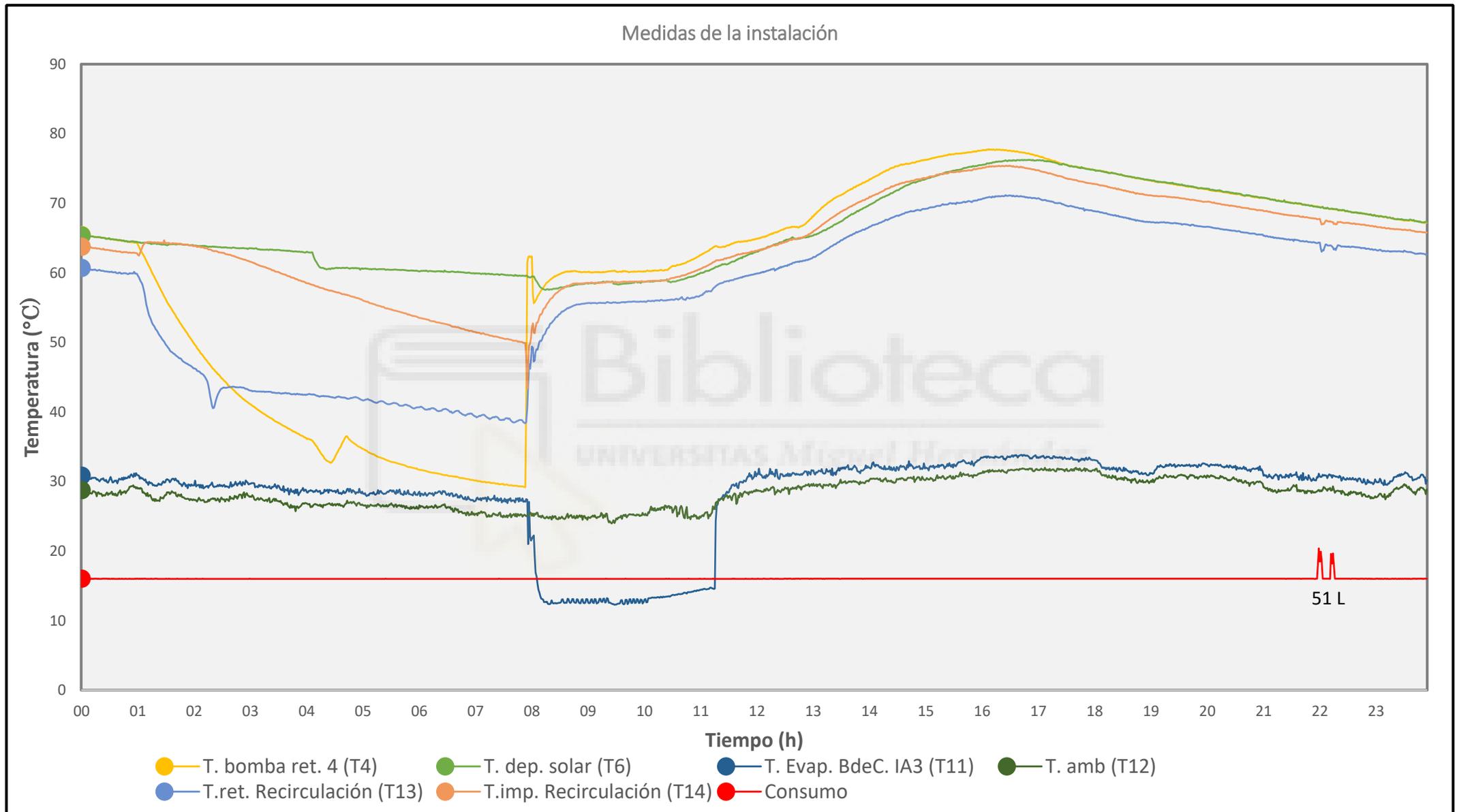


Figura 14. ANEXO III: Día 3 de octubre de 2019.

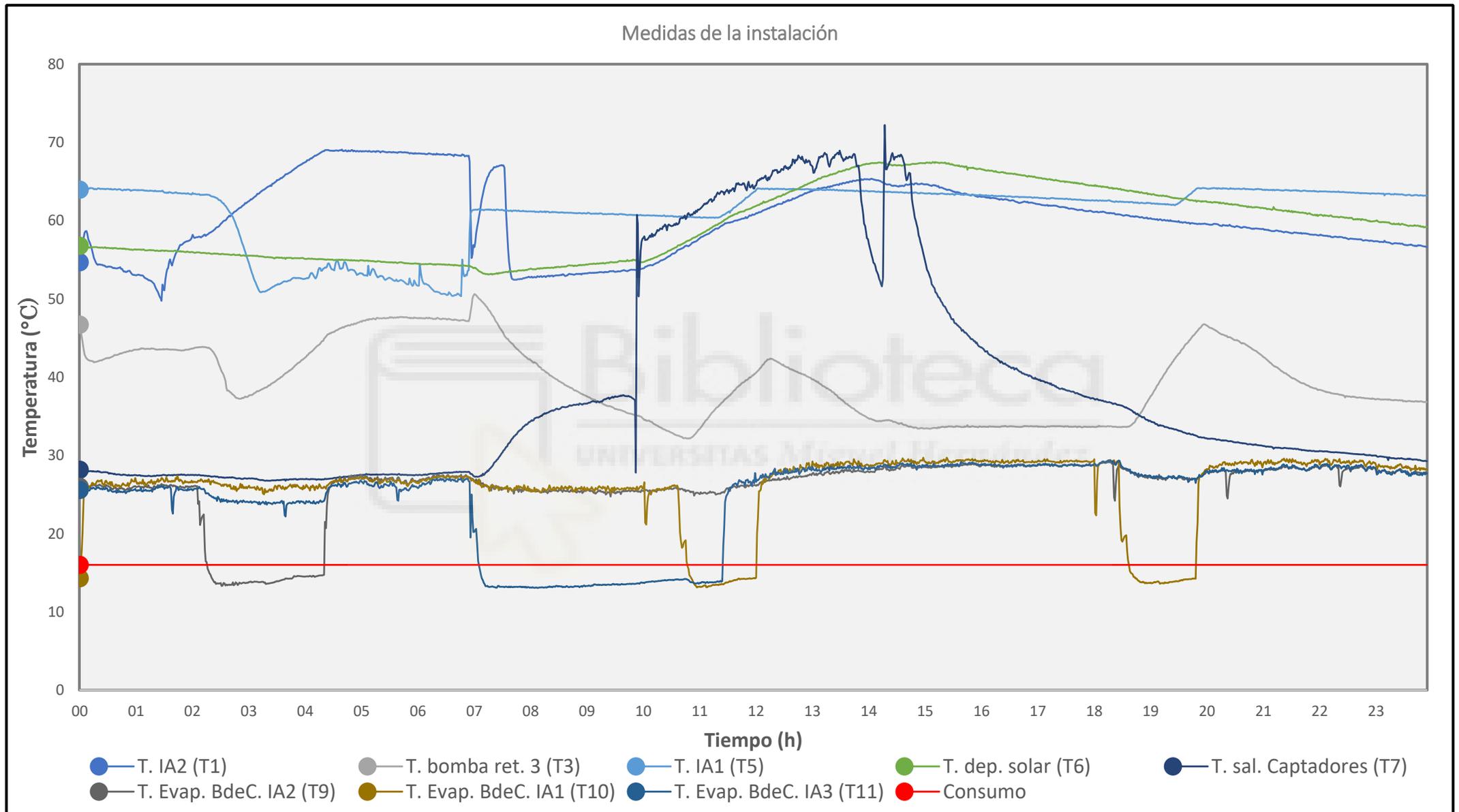


Figura 15. ANEXO III: Día 1 de noviembre de 2019.

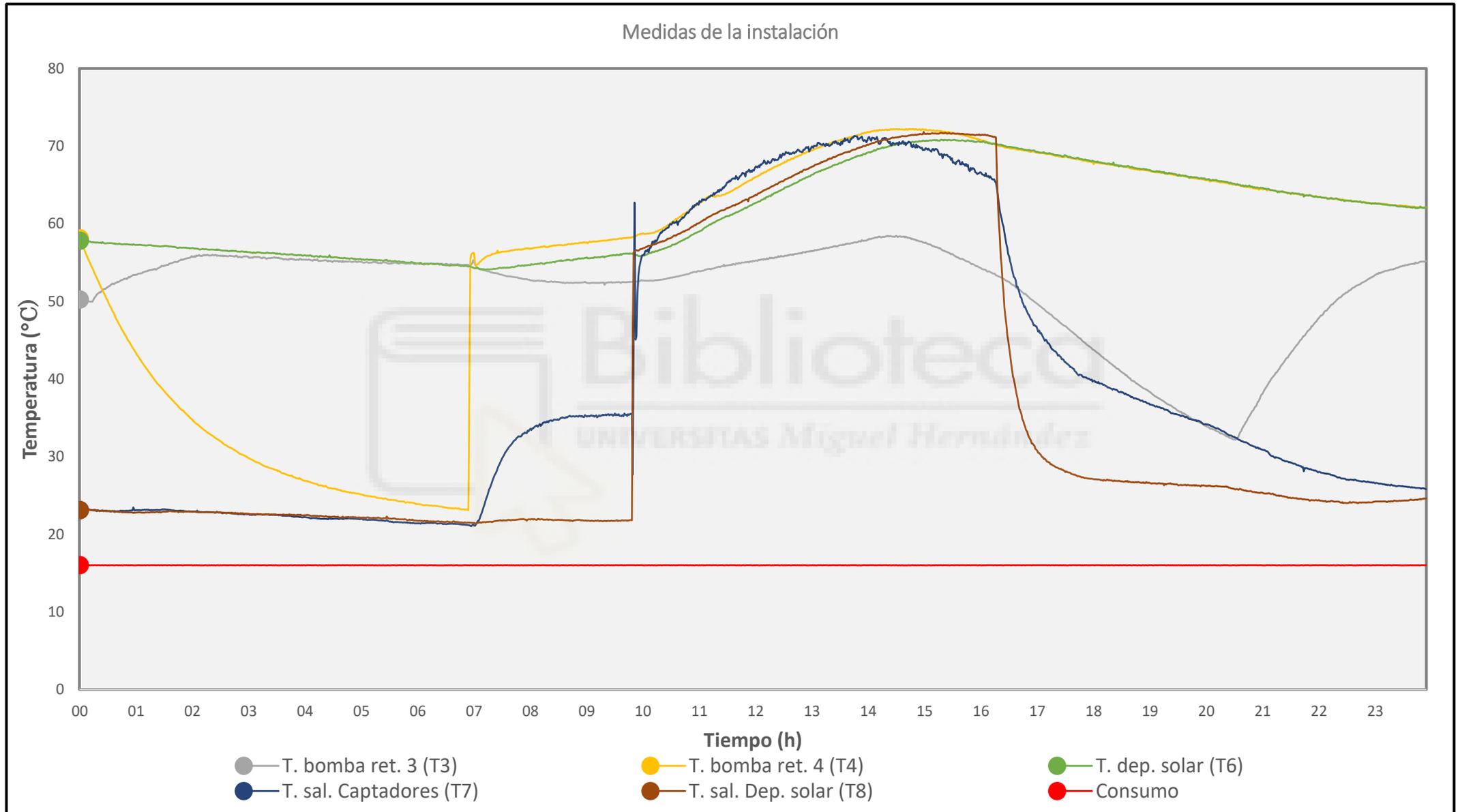


Figura 16. ANEXO III: Día 30 de noviembre de 2019.

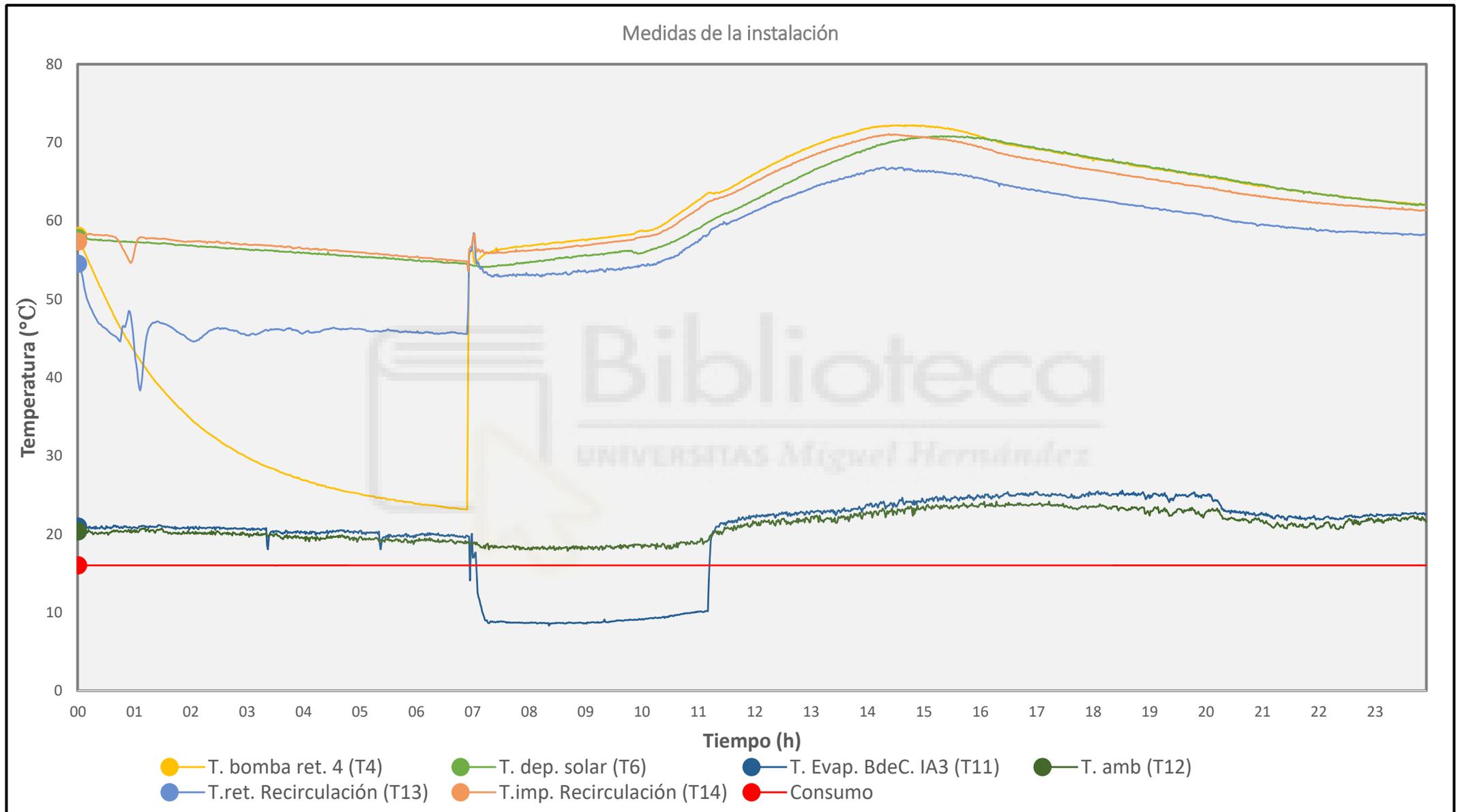


Figura 17 ANEXO III: Día 30 de noviembre de 2019.

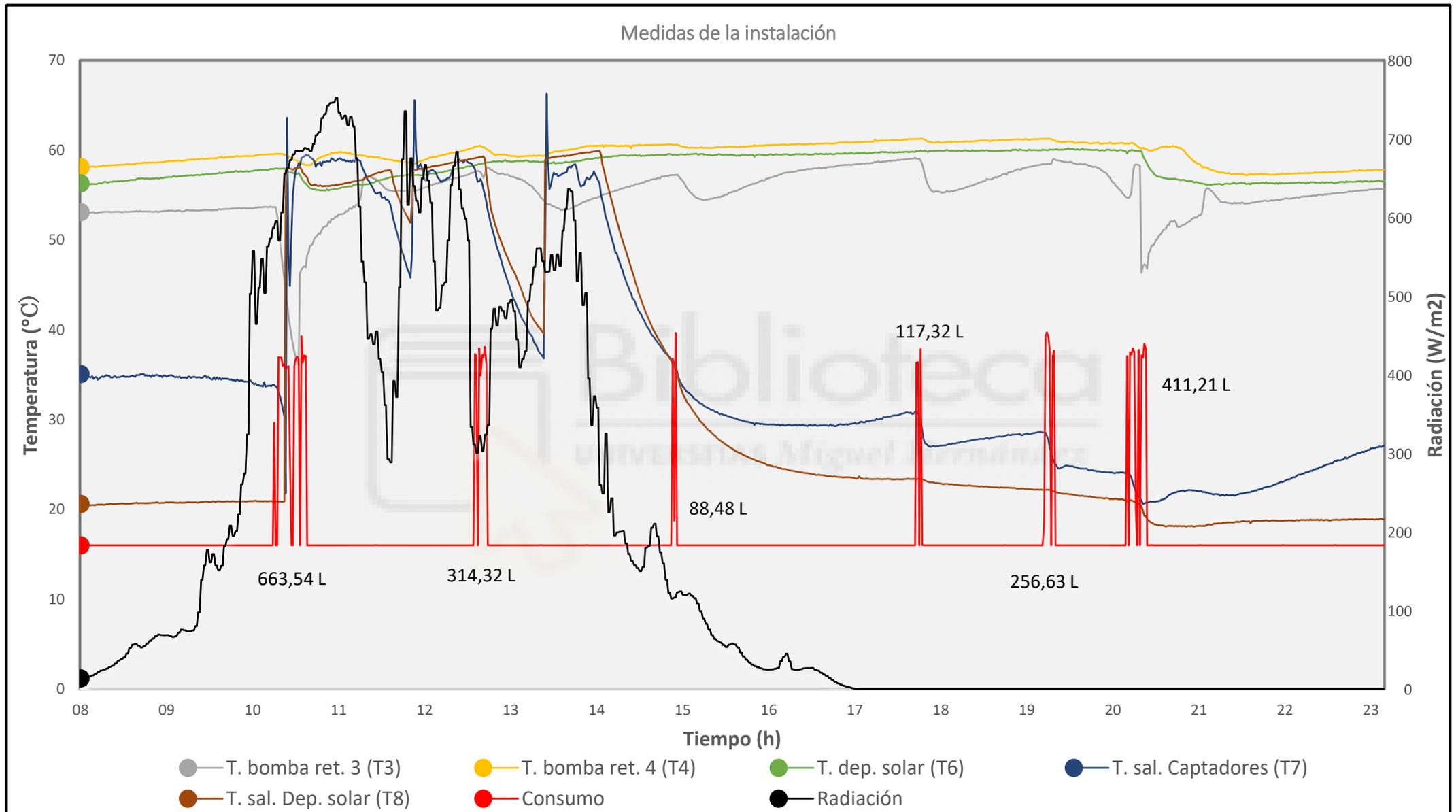


Figura 18. ANEXO III: Día 17 de diciembre de 2019.

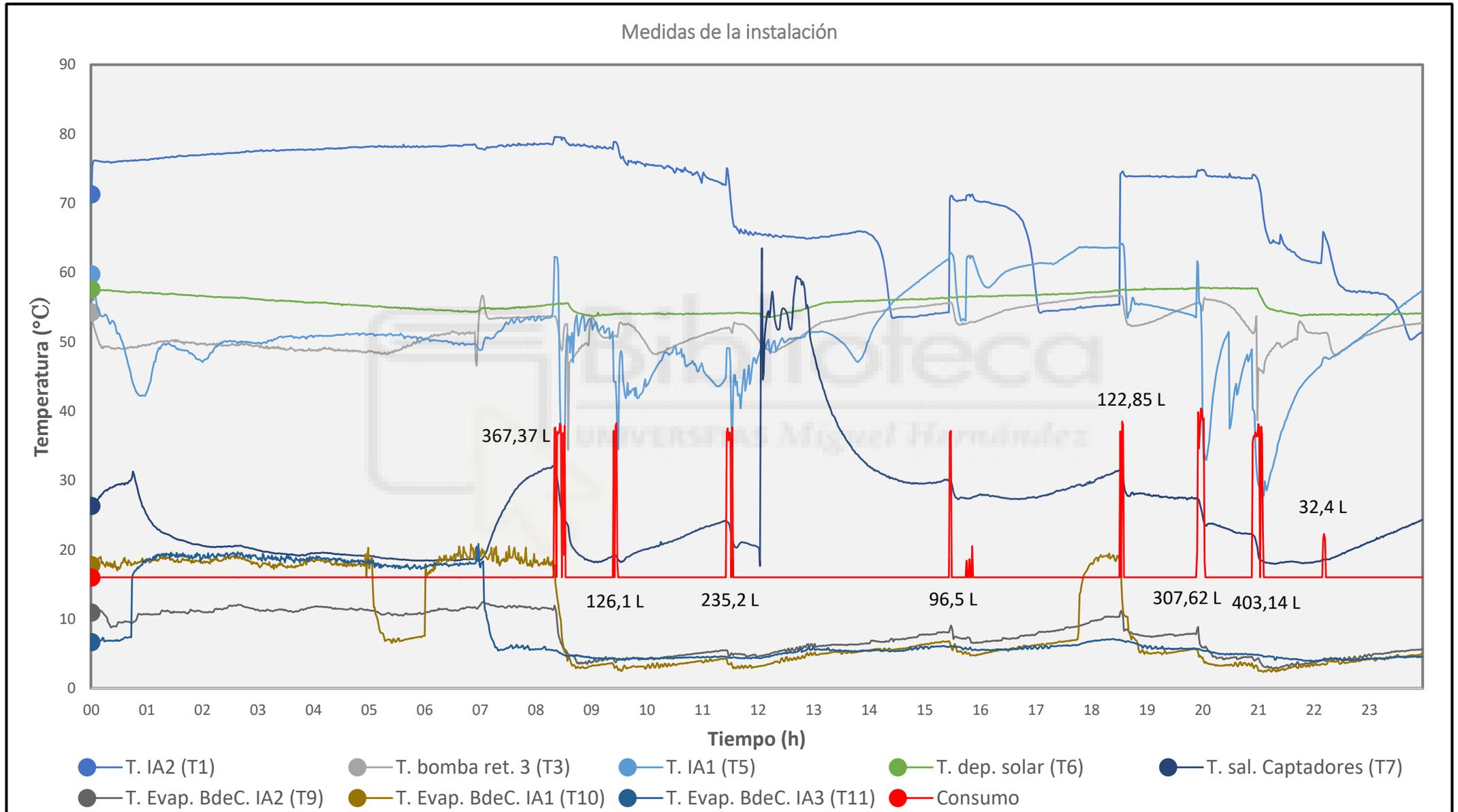


Figura 19. ANEXO III: Día 19 de diciembre de 2019.

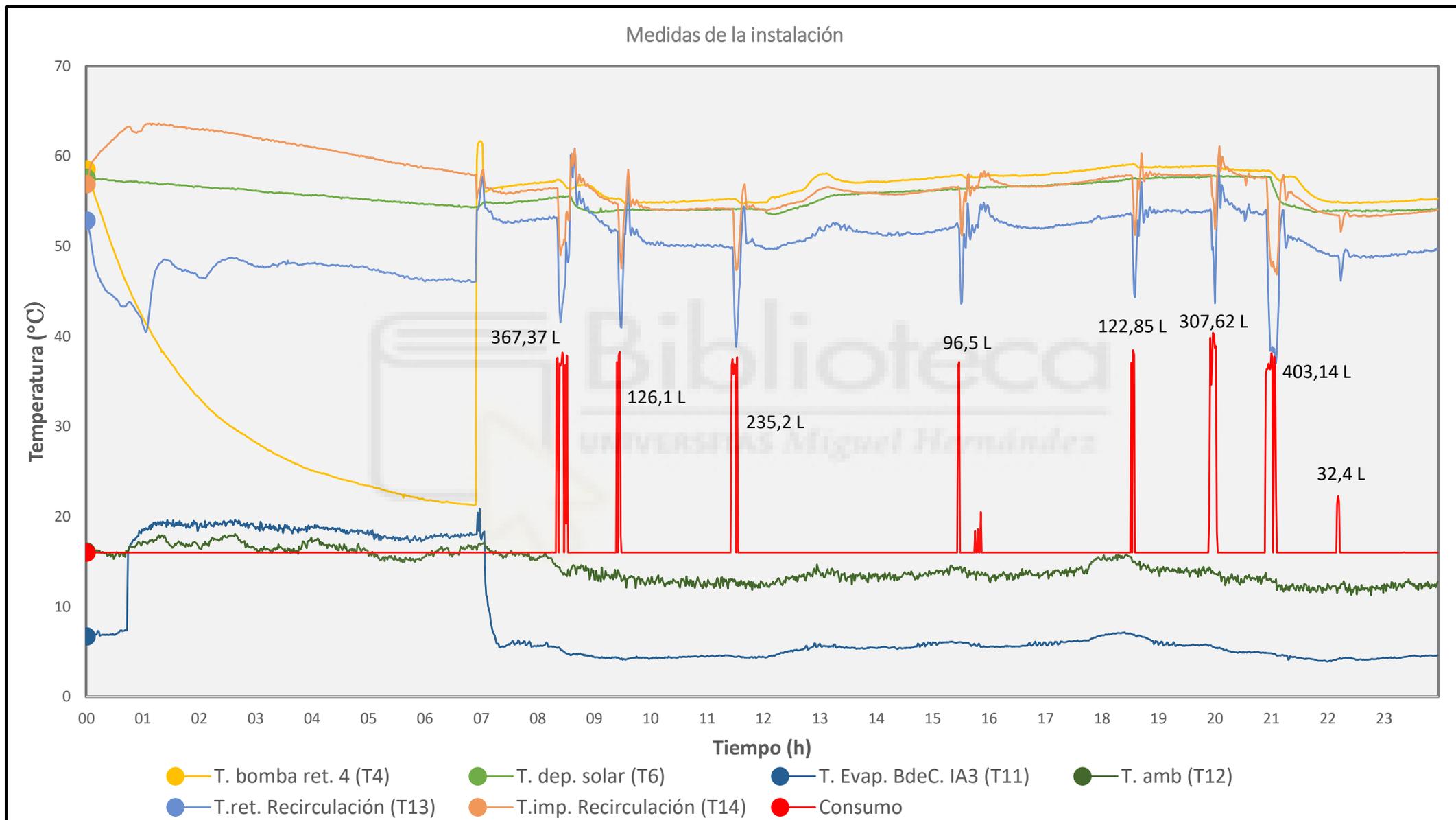


Figura 20. ANEXO III: Día 19 de diciembre de 2019.

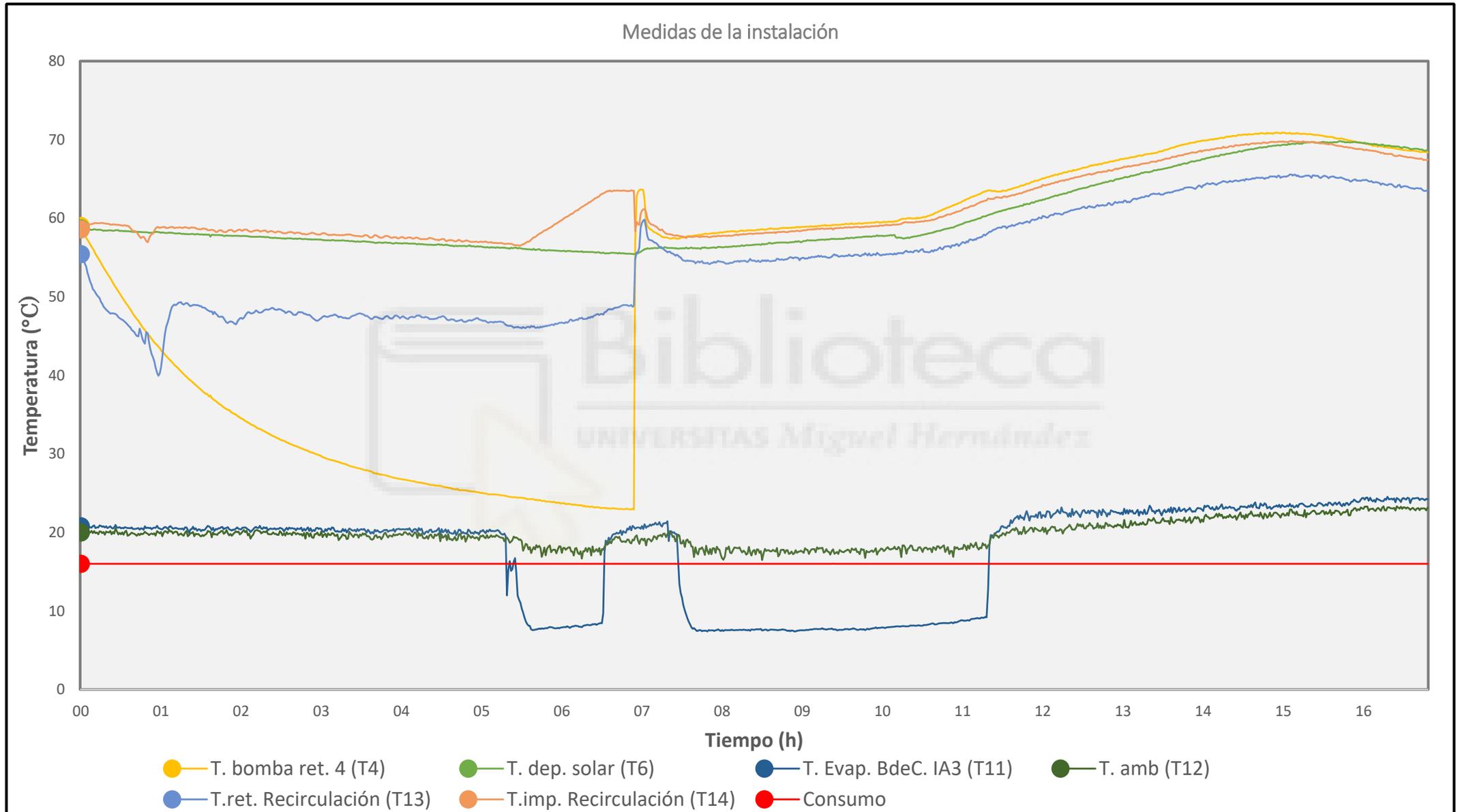


Figura 21. ANEXO III: Día 22 de diciembre de 2019.

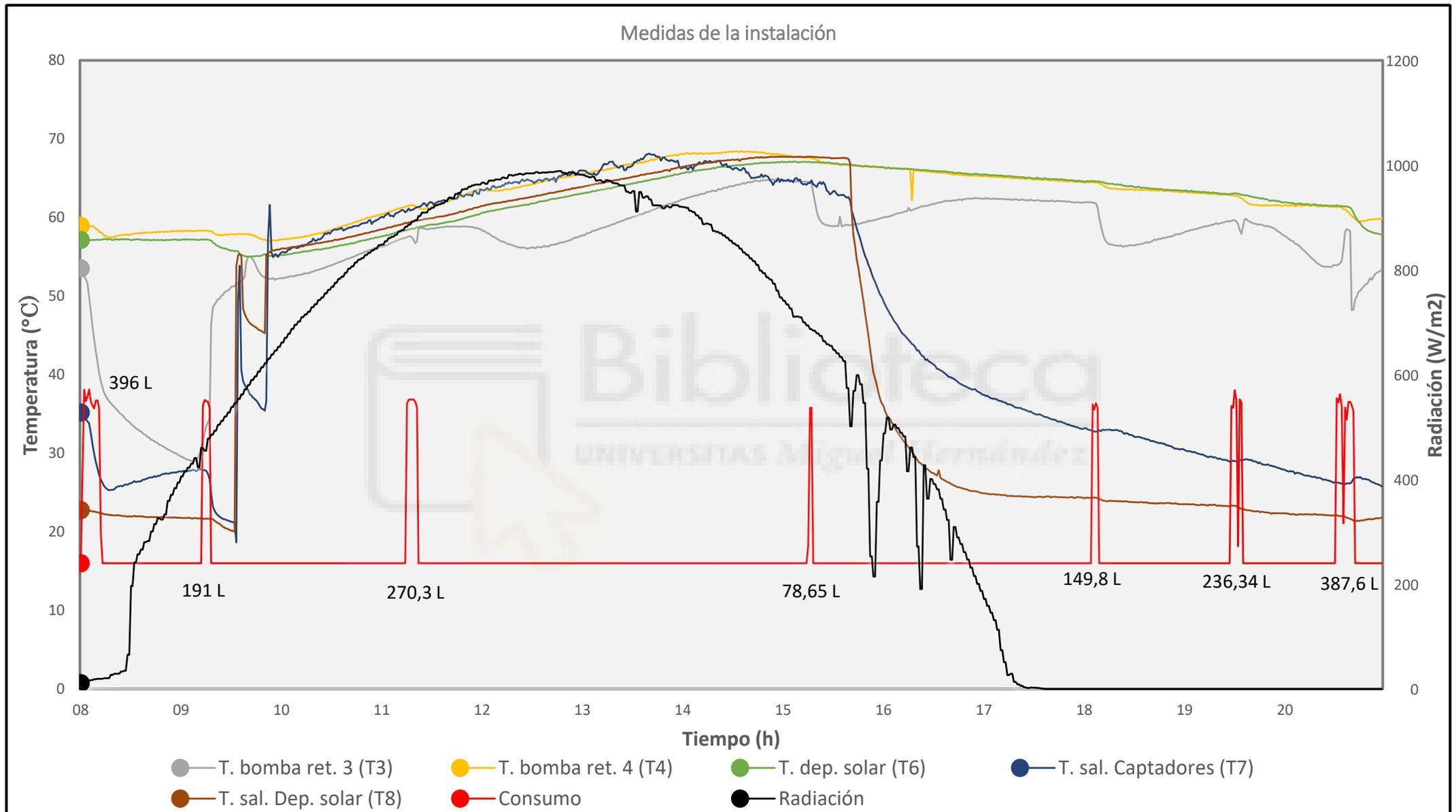


Figura 22. ANEXO III: Día 23 de diciembre de 2019.