

## **ANEXO A**

*Estudio y principales elementos de centrales  
solares de distrito con acumulador estacional.*

# Índice

1	Introducción .....	3
2	Centrales solares de distrito con acumulación estacional en Europa.....	4
3	Grandes instalaciones solares en España.....	7
4	Elementos principales de las plantas solares con acumulación estacional .....	9
4.1	Captadores solares .....	9
4.1.1	Captadores solares planos .....	9
4.1.2	Captadores de tubo de vacío .....	10
4.2	Acumuladores estacionales.....	11
4.2.1	Acumulador térmico en balsa .....	11
4.2.2	Acumuladores térmicos en perforaciones en tierra .....	12
4.2.3	Acumuladores térmicos en acuíferos.....	12
4.2.4	Acumuladores térmicos en tanque de agua .....	13
5	Referencias .....	15
	Índice de figuras .....	17
	Índice de tablas .....	17

# **1 Introducción**

Los aspectos que se van a exponer en este anexo son un estudio actual de las diferentes centrales solares de distrito en Europa y la explicación de los elementos principales de las centrales solares de distrito con acumulación estacional.

En primer lugar, se llevará a cabo una comparativa entre los diferentes países europeos tanto con centrales solares de distrito como con centrales solares de distrito con acumulación estacional. Además, se va a especificar para el caso de España, comparando el uso de este tipo de plantas entre España y Europa.

La segunda parte de este anexo consiste en los principales elementos de las centrales solares de distrito con acumulación estacional. Primero de todo, una planta de este tipo se caracteriza por abastecer la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción requerida a través de calor solar producido por los captadores solares y almacenado para el uso en invierno por el acumulador estacional. Por lo tanto, los principales elementos de este tipo de sistemas que van a ser explicados son: los diferentes tipos de captadores solares y los diferentes tipos de acumuladores estacionales.

## 2 Centrales solares de distrito con acumulación estacional en Europa

Los grandes sistemas solares fueron investigados por primera vez en los años setenta por el interés de desarrollar sistemas solares con acumulación estacional. La primera planta fue construida en Suecia en 1980 basada en los resultados del programa nacional de investigación [A1]. A finales del año 2013, se habían implantado en Europa 192 grandes sistemas de distrito conectados a la red de distribución de calefacción con una potencia nominal mayor de 350 kWth (500 m<sup>2</sup>) y 17 grandes sistemas conectados a la red de refrigeración. Estas plantas se muestran en la figura A1, diferenciándolas por países y observando la capacidad total implantada en cada país. Además, la capacidad total de estos sistemas es de 423 MWth (sobre unos 600000 m<sup>2</sup> de área del campo solar) [A2].

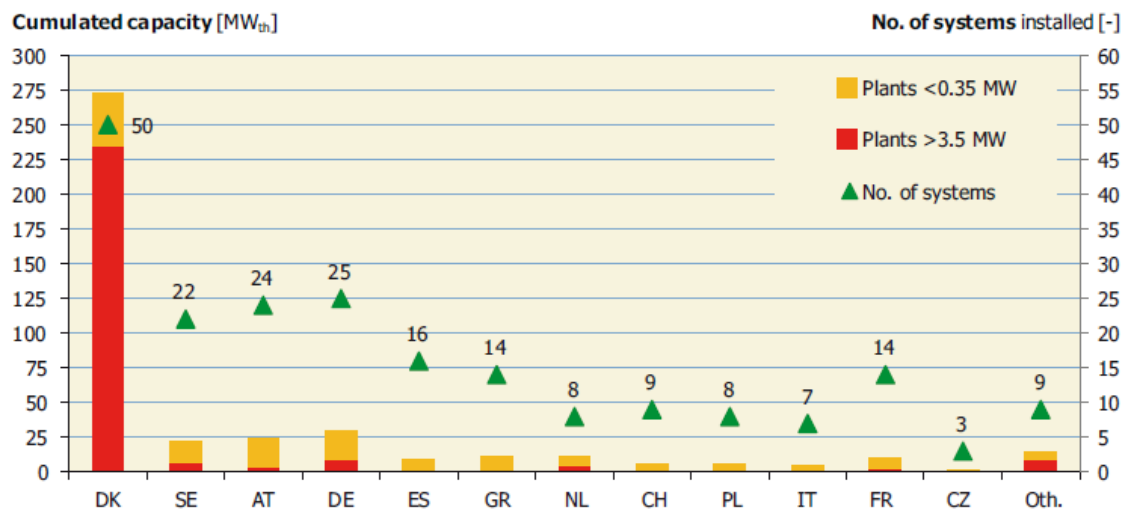
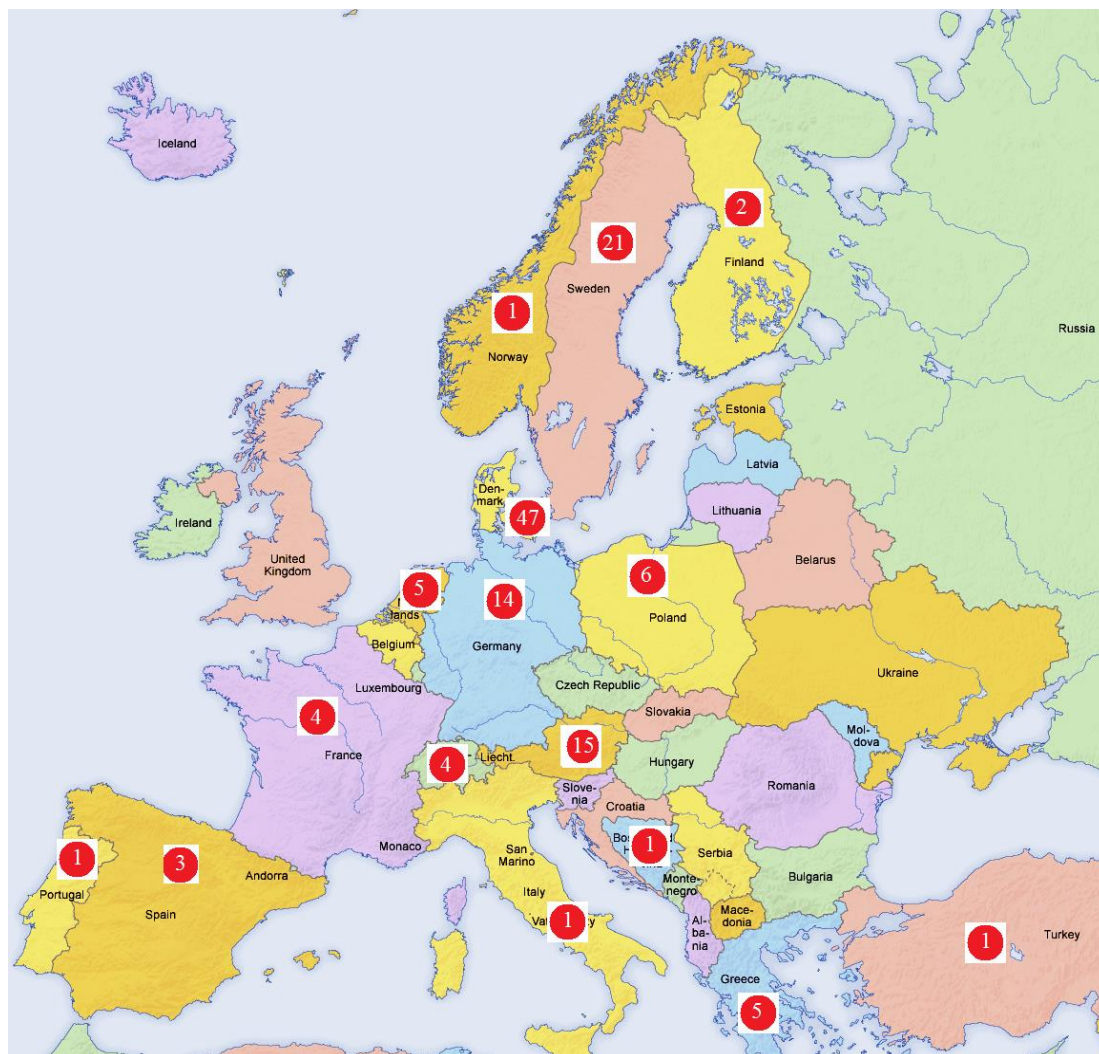


Figura A1. Grandes sistemas de distrito en Europa a finales de 2013.

En la figura A2, se representan las diferentes plantas con una potencia mayor de 700 kWth en los diferentes países de Europa a finales de 2013, siendo un total de 131 plantas.



*Figura A2. Plantas en cada país de Europa mayores de 700 kWth [A3].*

Según se observa en la figura A1 y A2, Dinamarca es el país con más número de plantas en Europa seguido por Suecia. En la tabla A1 se observan las 23 grandes plantas con acumuladores estacionales en Europa mayores de 700 kWth a finales de 2013.

Tabla A1. Grandes plantas con acumuladores estacionales en Europa mayores de 700 kWth [A3].

Planta	Año de puesta en marcha	Localización	País	Área de aper. [m <sup>2</sup> ]	Capacidad [kWth]	Col. solares	Acu.
Ingelstad	1979	Ingelstad,	Suecia	1320	924	FPC	WTES
Lambohov	1980	Lambohov,	Suecia	2700	1890	FPC	WTES
Lyckebo	1983	Lyckebo,	Suecia	4320	3024	FPC	WTES
Ingelstad	1984	Ingelstad,	Suecia	2460	1722	FPC	WTES
Groningen	1985	Groningen,	Holanda	2400	1680	ETC	BTES
Kerava	1985	Kerava,	Finlandia	1100	770	FPC	BTES
Tubberupvænge	1991	Tubberupvænge,	Dinamarca	1030	721	FPC	WTES
Friedrichshafen	1996	Friedrichshafen,	Alemania	4050	2835	FPC	WTES
Hamburg	1996	Hamburg,	Alemania	3000	2100	FPC	WTES
Marstal	1996	Marstal,	Dinamarca	33300	23300	FPC	WTES
Neckarsulm	1997	Neckarsulm,	Alemania	5670	3969	FPC	BTES
Neuchatel	1997	Neuchatel,	Suiza	1120	784	UG	WTES
Augsburg	1998	Augsburg,	Alemania	2000	1400	FPC	ATES
Hannover-Kronsberg	2000	Hannover-Kronsberg,	Alemania	1350	945	FPC	WGTES
Rostock, B-höhe	2000	Rostock,	Alemania	1000	700	FPC	ATES
Rise	2001	Rise,	Dinamarca	3750	2503	FPC	WTES
2MW	2002	2MW,	Holanda	2900	2030	FPC	ATES
Anneberg	2002	Anneberg,	Suecia	2400	1680	FPC	BTES
Crailsheim	2003	Crailsheim,	Alemania	7300	5110	FPC	BTES
Braedstrup	2007	Braedstrup,	Dinamarca	18612	13027	FPC	BTES
München	2007	München,	Alemania	2900	2030	FPC	WTES
Eggenstein	2008	Eggenstein,	Alemania	1600	1120	FPC	WGTES
Łódź	2008	Łódź,	Polonia	7368	5100	FPC	ATES

WTES = Water Thermal Energy Storage (Acumuladores térmicos en tanque de agua)

ATES = Aquifer Thermal Energy Storage

(Acumuladores térmicos en acuíferos)

BTES = Borehole Thermal Energy Storage

(Acumuladores térmicos en perforaciones en tierra)

WGTES = Water / Gravel Thermal Energy Storage (Acumuladores térmicos de agua y grava)

La planta más grande del mundo se puso en operación en febrero de 2014 en Dronninglund, Dinamarca. El campo solar consiste en un área de captadores de 37275 m<sup>2</sup> (26 MWth) y está diseñado para cubrir aproximadamente el 50% de la demanda anual de unos 1400 consumidores. El acumulador estacional es del tipo de acumuladores térmicos en balsa (“pit thermal energy storage”, PTES) con un volumen de 60000 m<sup>3</sup>. Además, el distrito está compuesto por un motor de gas para producción de calor y potencia, una bomba de calor de absorción, una caldera de biomasa y una caldera de recuperación. Debido al gran acumulador, el motor de gas siempre podrá producir electricidad cuando el precio de la electricidad sea alto o incluso cuando no haya carga de calor [A2].

### 3 Grandes instalaciones solares en España

La gran mayoría de las grandes plantas solares construidas en España son con depósitos de pequeña capacidad o para sistemas de refrigeración. La principal razón es que hasta hace pocos años, el empleo de redes térmicas de calor para calefacción y ACS en edificios no ha sido una posibilidad tenida en cuenta en el diseño de las instalaciones térmicas.

En 2011 fue la primera vez que se elaboró un censo de redes de calor y frío, con el cual se identificaron 103 redes. El total de estas redes representa una superficie de más de 4 millones de metros cuadrados de edificación (54000 viviendas) y una longitud de más de 200 km. La suma de potencias instaladas es de más de 200 MW de frío y el doble de calor. Por tipo de red, la más abundante es la de solo calor (79 redes de las 103), aunque también son abundantes las mixtas (22 de calor y frío), mientras que las redes de solo frío son casi inexistentes con sólo dos.

Grandes plantas de energía solar térmica no son habituales en España, la principal fuente de energía de las redes térmicas de calor y frío actualmente en operación en España es la biomasa y energías residuales (71%), seguida por el gas natural (22%) y la electricidad (7%).

La mayoría de las instalaciones de energía solar térmica en España se caracterizan por instalaciones domésticas de pequeña escala. En concreto, el 83% del mercado serían instalaciones sujetas al código técnico de la edificación (CTE), el cual obliga cubrir parte de la demanda de Agua Caliente Sanitaria mediante energías renovables, el 15% instalaciones promovidas con los programas de ayudas de las CCAA y el resto captadores de plástico para el calentamiento de piscinas. [A4].

Algunos ejemplos de grandes plantas de distrito construidas en España son el sistema de refrigeración solar de las oficinas de Inditex en Arteixo, A Coruña, y el “Poliesportiu Piscina Llefià”, en Llefià, Barcelona. El sistema de refrigeración de las oficinas de Inditex consiste en un sistema de absorción con 2500 m<sup>2</sup> de campo solar y dos depósitos de 30000 l, en la figura A3 se observa este sistema. La instalación del “Poliesportiu Piscina Llefià” tiene una potencia nominal de 851 kW<sub>th</sub> y un área de 1216 m<sup>2</sup>. Además, los captadores solares son del tipo de captadores planos sin cubierta colocado sobre el terreno [A5].



*Figura A3. Planta solar en las oficinas de Inditex en Arteixo, A Coruña [A6].*



## 4 Elementos principales de las plantas solares con acumulación estacional

Las plantas solares con acumulación estacional se caracterizan por abastecer la demanda de ACS y calefacción a través del calor producido en los captadores solares, y almacenando este en el acumulador estacional, para poder usarlo cuando sea necesario.

Los principales elementos de este tipo de plantas son: los captadores solares y los sistemas de acumulación estacional.

### 4.1 Captadores solares

Existen cuatro tipos diferentes de captadores solares, que se pueden observar en la figura A4. Cada tipo tiene una temperatura máxima que pueden alcanzar, en los captadores planos sin cubierta (“unglazed EPDM collector”) la temperatura máxima es de 30-40 °C, en los captadores planos (“flat plate”) es de 70-100 °C, en los captadores de tubos de vacío (“evacuated tubes”) es de 150-200 °C, y en los parabólicos (“parabolic trough”) es de 250-300 °C [A7].

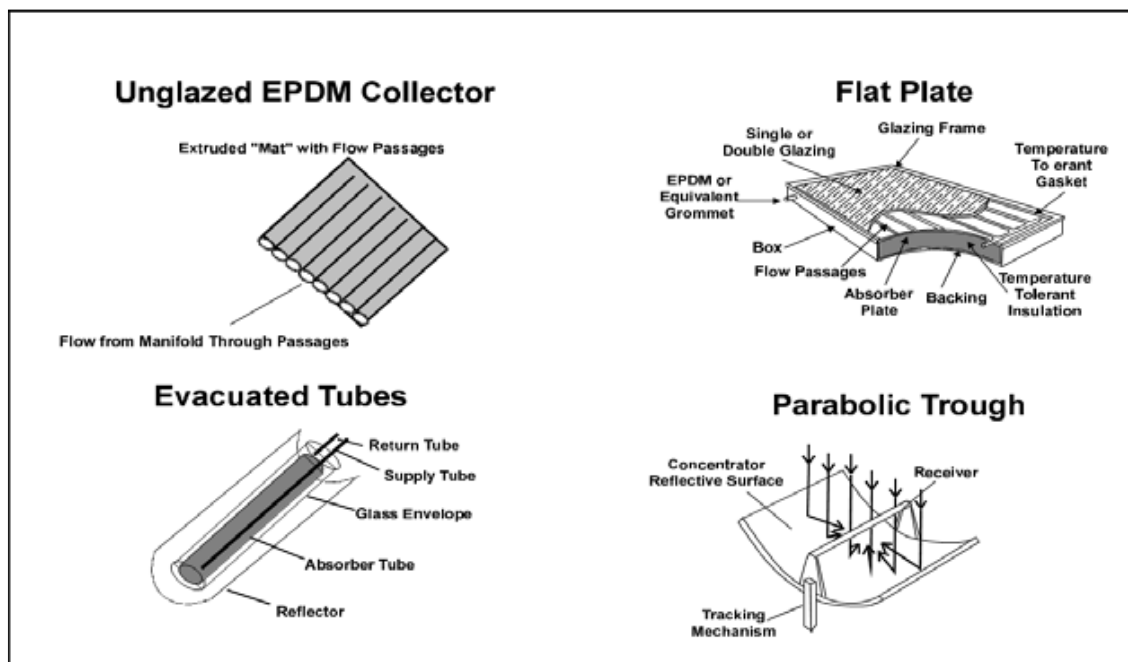


Figura A4. Tipos de captadores solares térmicos.

El tipo de captadores solares elegidos para una aplicación determinada depende principalmente de la temperatura de operación requerida y del rango de temperaturas del ambiente. Para el uso en ACS y en bajas temperaturas de calefacción, los captadores planos y los captadores de tubos de vacío son los más utilizados.

#### 4.1.1 Captadores solares planos

Los captadores solares planos son cajas aisladas. El absorbedor, está protegido contra las pérdidas térmicas mediante un material aislante, generalmente lana mineral y una cubierta transparente de vidrio. Las ventajas de este tipo de captadores solares son su

simplicidad, su robustez, el diseño de bajo mantenimiento y su grande y efectiva área [A7]. Los captadores solares que se utilizan en las instalaciones de distrito con acumulación estacional son captadores planos de gran tamaño, especialmente diseñados para estas aplicaciones.

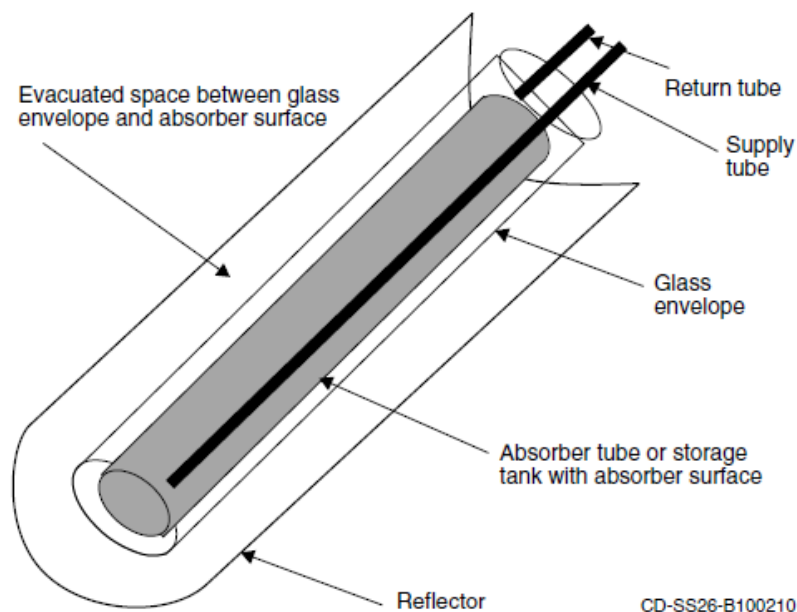
Este tipo de captadores solares pueden ser construidos sobre el terreno o en el tejado de los edificios. Un ejemplo de este tipo construido sobre el terreno es la planta solar de Marstal, Dinamarca, que se muestra en la figura A5.



*Figura A5. Planta solar térmica en Marstal, Dinamarca [A8].*

#### 4.1.2 Captadores de tubo de vacío

Este tipo de captadores encierra la superficie absorbente y los tubos de transferencia de calor en un cristal tubular de vacío para obtener un alto e eficiente aislamiento térmico. Estos son los captadores más eficientes para zonas climáticas frías y con bajo nivel de luz del sol difusa. En la figura A6, se observa un captador de tubo de vacío y sus elementos más importantes.



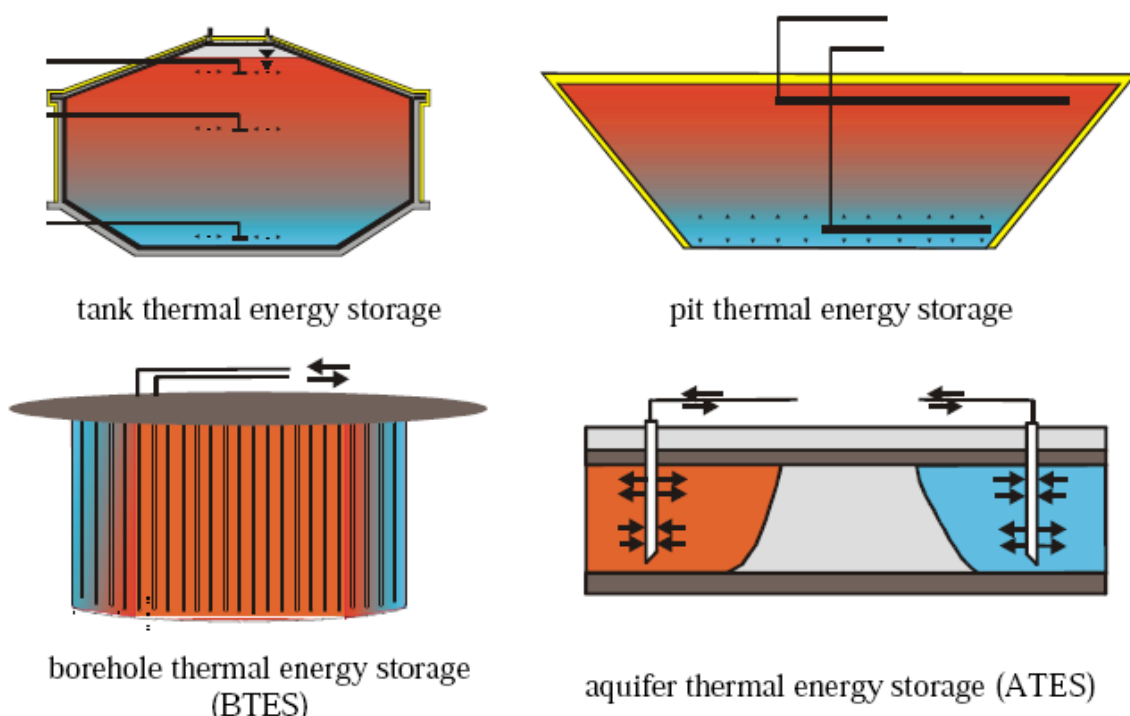
*Figura A6. Captador solar de tubo de vacío y sus elementos principales [A7].*

## 4.2 Acumuladores estacionales

Cuando la energía solar es mayor comparada con la demanda de calor, un acumulador estacional es necesario para cubrir todas las variaciones de la demanda. Existen principalmente cuatro tipos de acumuladores estacionales:

- Acumuladores térmicos en tanque de agua (“tank thermal energy storage”, TTES);
- Acumuladores térmicos en balsa (“pit thermal energy storage”, PTES);
- Acumuladores térmicos en perforaciones en tierra (“borehole thermal energy storage”, BTES);
- Acumuladores térmicos en acuíferos (“aquifer thermal energy storage”, ATES).

En la figura A7, se observan los diferentes tipos de acumuladores estacionales.



*Figura A7. Tipos de acumuladores estacionales [A9].*

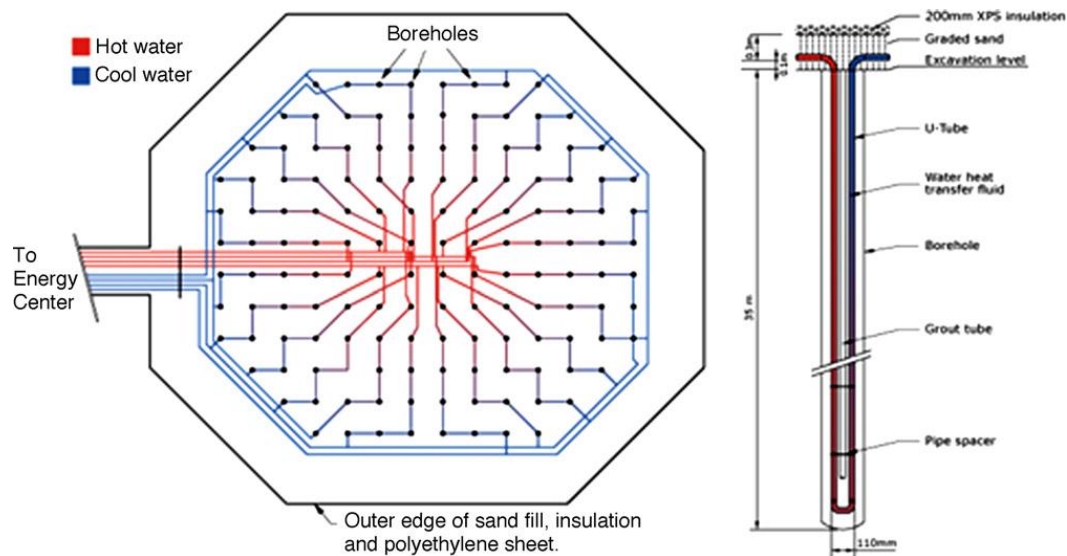
### 4.2.1 Acumulador térmico en balsa

Acumuladores térmicos en balsa, con frecuencia formados por una mezcla de agua y grava, son normalmente enterrados y necesitan estar impermeabilizados y aislados al menos en las paredes y en la parte de arriba. Las balsas se construyen con materiales impermeabilizantes que pueden (o no) tener aislamiento en el fondo pero siempre presentan una cubierta flotante que está aislada térmicamente. Este depósito acumula la energía a través de una mezcla de grava y agua, que constituye el material del depósito [A10]. Además, el calor es cargado y descargado del depósito o por intercambio de agua directo o por tuberías de plástico instaladas en diferentes capas dentro del depósito.

Este tipo de tecnología puede reducir el coste de construcción y la parte de arriba del acumulador puede ser utilizada como área residencial, pero necesita más volumen para almacenar la misma energía térmica que un diseño de tanque de agua [A11].

#### 4.2.2 Acumuladores térmicos en perforaciones en tierra

En estos acumuladores el calor se almacena directamente en el suelo. El suelo es escavado o agujereado para insertar tubos o perforaciones, como en el sistema de "Drake landing community system" en Alberta, Canadá, que se ilustra en la figura A8. Además, la profundidad típica es de 30-100 m por debajo de la superficie.



*Figura A8. Detalles de la configuración del sistema de "Drake landing community system", en Alberta, Canadá (izquierda) y los detalles de las perforaciones (derecha) [A12].*

Este tipo de acumulador tiene la posibilidad de adecuarse al diseño, por ejemplo, si es necesario aumentar el número de viviendas en el distrito de calor, nuevas perforaciones pueden ser realizadas fácilmente. Por otro lado, el volumen del acumulador tiene que ser de tres a cinco veces mayor que los tanques de agua para obtener la misma capacidad térmica y la correcta colocación de las perforaciones en el terreno determina el rendimiento del acumulador. Además, requiere de un terreno perforable con alta capacidad térmica, alta conductividad y baja influencia hídrica. Un ejemplo de este tipo de acumuladores se puede observar en la planta de Neckarsulm, Alemania, con un volumen de 63400 m<sup>3</sup> y con temperaturas mayores de 85 °C [A13].

#### 4.2.3 Acumuladores térmicos en acuíferos

Los acuíferos son formaciones geográficas que contienen agua subterránea [A14]. El agua de los acuíferos es a veces mezclada con grava o arena. El acumulador en acuíferos consiste en extraer el agua subterránea y calentarla con una fuente de calor, como por ejemplo captadores solares, y luego introducirla de nuevo en el acuífero, como se ilustra en la figura A9.

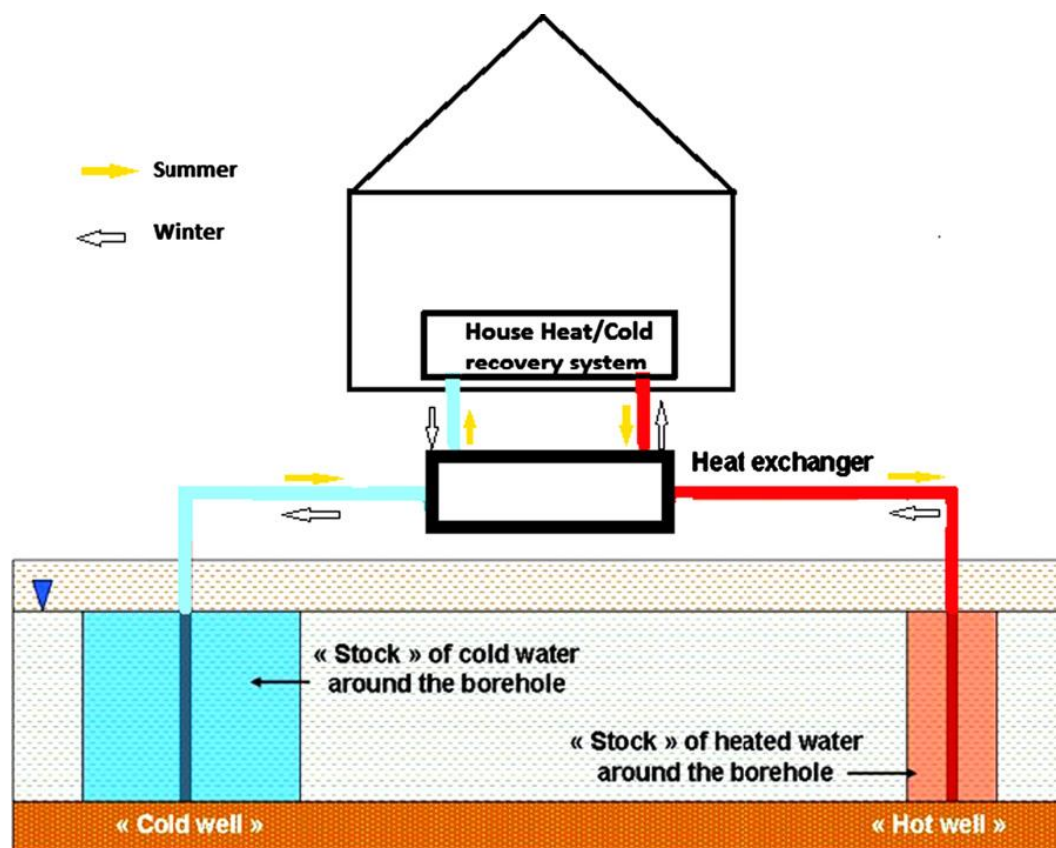


Figura A9. Características principales de los acumuladores térmicos en acuíferos [A15].

Las principales ventajas de este tipo de acumuladores es que se pueden almacenar durante largos periodos y su bajo coste debido a los grandes volúmenes que pueden ser almacenados [A16]. Sin embargo, las aguas subterráneas tienen que cumplir condiciones específicas [A15]:

- El acuífero natural tiene que tener una alta conductividad;
- Las capas de arriba y abajo tiene que estar limitadas;
- Bajo o nulo caudal del agua subterránea natural;
- Apropriadas propiedades del agua a alta temperatura;
- El espesor del acuífero tiene que estar entre 20-50 m.

Además, estos acumuladores requieren de la presencia de aguas subterráneas que no tengan caudales de entrada y salida y que puedan utilizarse para acumular energía térmica.

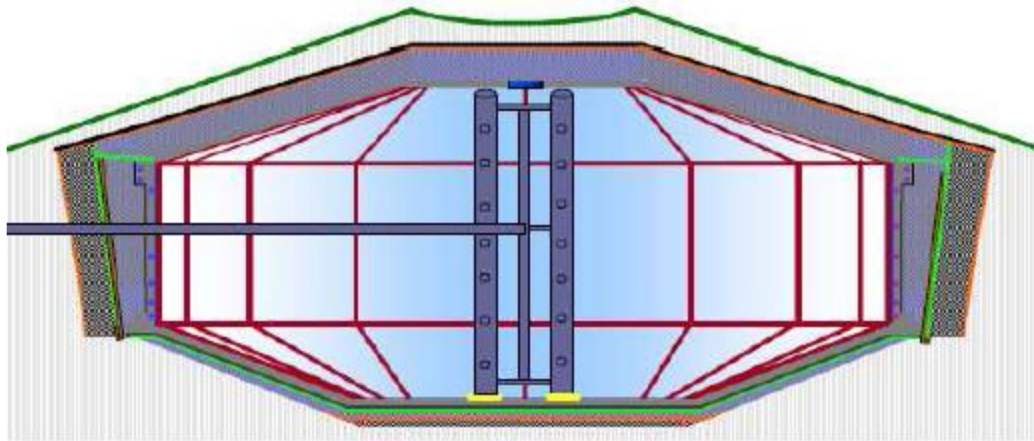
#### 4.2.4 Acumuladores térmicos en tanque de agua

El principal material de construcción de este tipo de acumuladores es hormigón reforzado. Los tanques son estructuras sólidas aisladas y ubicadas sobre tierra o enterradas, y es necesario construirlas “in-situ”. Además, almacenan agua, que gracias a su alta capacidad calorífica favorece los procesos de carga y descarga del acumulador.



Se construyen enterrados en el suelo o semienterrados, independientemente de las condiciones geológicas del suelo. Suelen construirse en hormigón armado, con forma cilíndrica y troncocónica en su parte superior. Se utiliza aislante en la zona superior y en los laterales si esta semienterrado, aunque se ha demostrado que las pérdidas de calor producidas en la base del depósito son importantes y se debe aislar térmicamente [A10].

En las siguientes figuras, se observa el esquema y las fases realizadas para construir el acumulador estacional en la planta solar de distrito con acumulador estacional localizada en Munich, Alemania [A17].



*Figura A10. Esquema de un acumulador estacional construido en Munich, Alemania.*



*Figura A11. Diferentes fases de construcción del acumulador estacional construido en Munich, Alemania.*

Cada tipo de acumulador estacional tiene sus ventajas y desventajas. Para este tipo, las principales ventajas son la buena adaptabilidad a cualquier condición del suelo, el mínimo impacto medio ambiental y la optimización del aislamiento térmico. Sin embargo, sus principales desventajas es la alta inversión necesaria debido a su complejidad geométrica, la construcción y materiales de aislamiento, y la excavación.

## 5 Referencias

- [A1] Solar District Heating. SDHtake-off – Solar District Heating in Europe. Training Concept: Large Heat Stores in Connection to Solar Thermal and CHP. [www.solar-district-heating.eu](http://www.solar-district-heating.eu). (Accedido: abril 2014).
- [A2] F. Mauthner, W. Weiss. Markets and Contribution to the Energy Supply 2012. Solar heat worldwide. Edition 2014. IEA Solar Heating & Cooling Programme, June 2014.
- [A3] Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants. [http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx?udt\\_1317\\_param\\_detail=731](http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx?udt_1317_param_detail=731). (Accedido: junio 2014).
- [A4] Solar District Heating. SDH plus new business opportunities for solar district heating and cooling. National report – Spain D5.1 Macro Analysis. [www.solar-district-heating.eu](http://www.solar-district-heating.eu). (Accedido: abril 2014).
- [A5] Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants. [http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx?udt\\_1317\\_param\\_detail=731](http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx?udt_1317_param_detail=731). (Accedido: junio 2014).
- [A6] Solar Cooling System in the head offices of Inditex. [http://raee.org/climatisationsolaire/gb/pop/pop\\_or/inditex.htm](http://raee.org/climatisationsolaire/gb/pop/pop_or/inditex.htm). (Accedido: mayo 2014).
- [A7] Central Solar Hot Water Systems Design Guide. US Army Corps of Engineers, Fraunhofer, VEA, GEF. December 2011.
- [A8] LOGSTOR. Plant of Marstal, Denmark. <http://en.logstor.cn/references/marstal,-denmark.aspx>. (Accedido: mayo 2014).
- [A9] T. Schmidt, D. Mangold. Effstock. Status of solar thermal seasonal storage in Germany. Stockholm, Sweden; 2009.
- [A10] Mateo de Guadalajara Pinilla. Evaluación de centrales solares térmicas con acumulación estacional para el sector residencial en España. Trabajo Fin de Máster. Universidad de Zaragoza, 2013.
- [A11] A. V. Novo, J. R. Bayon, D. Castro-Fresno, J. Rodriguez-Hernandez. Review of seasonal heat storage in large basins: Water tanks and gravel–water pits. *Applied Energy* 2010;87:390–397.
- [A12] Drake Landing Solar Community. Borehole thermal energy storage (BTES). <http://www.dlsc.ca/borehole.htm> (Accedido: mayo 2014).
- [A13] T. Schmidt, D. Mangold, H. Muller. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. *Solar Energy*, Vol. 76, pages 165-174, 2004.

[A14] SM Hasnain. Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part I: heat storage materials and techniques. *Energy Conversion and Management* 1998;39:1127–1138.

[A15] P. Tatsidjodoung, N. Le Pierrès, L. Luo. A review of potential materials for thermal energy storage in building applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;18:327-349.

[A16] P Pinel, CA Cruickshank, I Beausoleil-Morrison, A Wills. A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:3341–3359.

[A17] Dirk Mangold. Seasonal heat storage pilot project and experiences in Germany. [www.solites.de](http://www.solites.de) (Accedido: mayo 2014).



## Índice de figuras

Figura A1. Grandes sistemas de distrito en Europa a finales de 2013. ....	4
Figura A2. Plantas en cada país de Europa mayores de 700 kWth. ....	5
Figura A3. Planta solar en las oficinas de Inditex en Arteixo, A Coruña. ....	8
Figura A4. Tipos de captadores solares térmicos.....	9
Figura A5. Planta solar térmica en Marstal, Dinamarca.....	10
Figura A6. Captador solar de tubo de vacío y sus elementos principales.....	10
Figura A7. Tipos de acumuladores estacionales. ....	11
Figura A8. Detalles de la configuración del sistema de "Drake landing community system", en Alberta, Canadá (izquierda) y los detalles de las perforaciones (derecha).....	12
Figura A9. Características principales de los acumuladores térmicos en acuíferos. ....	13
Figura A10. Esquema de un acumulador estacional construido en Munich, Alemania.....	14
Figura A11. Diferentes fases de construcción del acumulador estacional construido en Munich, Alemania. ....	14

## Índice de tablas

Tabla A1. Grandes plantas con acumuladores estacionales en Europa mayores de 700 kWth.. .	6
---	---

## **ANEXO B**

*Descripción del caso de estudio y  
caracterización de sus elementos.*

# Índice

1	Introducción .....	4
2	Descripción de caso de estudio .....	5
2.1	Descripción de los principales elementos .....	6
2.2	Modos de operación .....	6
2.2.1	Fase de carga .....	6
2.2.2	Fase de descarga .....	10
3	Caracterización de los principales elementos del sistema .....	11
3.1	Demanda térmica .....	11
3.1.1	Demanda térmica de ACS .....	11
3.1.2	Demanda térmica de calefacción .....	13
3.2	Ratios .....	14
3.2.1	Ratio del área del campo solar y de la demanda térmica anual .....	14
3.2.2	Ratio del caudal diario de ACS y de la demanda térmica de ACS .....	15
3.2.3	Ratio del volumen del acumulador estacional y del área del campo solar .....	15
3.2.4	Flujo másico específico en el circuito solar .....	15
3.3	Fluidos de trabajo .....	16
3.4	Captadores solares .....	16
3.5	Acumulador estacional .....	17
3.6	Depósito para ACS .....	17
3.7	Intercambiadores de calor .....	18
3.7.1	Intercambiadores de calor ex1 y ex2 .....	18
3.7.2	Intercambiador de calor ex3 .....	21
3.8	Tuberías .....	23
3.9	Bombas .....	24
3.9.1	Bomba Psol .....	24
3.9.2	Bombas P1 y P2 .....	25
3.9.3	Bombas P3 y Pheat .....	26
3.10	Calderas auxiliares .....	27
3.11	Análisis geográfico .....	27
4	Referencias .....	28
	Índice de figuras .....	29
	Índice de tablas .....	28

## **1 Introducción**

En este anexo se va a explicar el caso de estudio, que está basado en un modelo de planta solar de distrito con acumulación estacional definido en proyectos anteriores [B1, B2]. Además, se explicarán sus principales elementos y las características más importantes de estos.

El caso de estudio, se realizó para 500 viviendas con el programa TRNSYS, pero debido a las limitaciones encontradas con POLYSUN, ha sido necesario modificar el número de viviendas elegidas, reduciéndolas de 500 a 100.

Otro de los objetivos de este proyecto es el análisis de este tipo de sistemas en diferentes ciudades españolas, por lo tanto en el momento de explicar los cálculos necesarios para caracterizar los elementos más importantes, también se va a comentar la manera de modificar estos parámetros para obtenerlos en diferentes ciudades con demandas diferentes.



## **2.1 Descripción de los principales elementos**

Los captadores solares elegidos son ARCON HT-SA 28/8, que son un tipo de captadores planos. La ventaja de estos captadores es que son captadores de gran tamaño, es decir, tienen un área mayor que 10 m<sup>2</sup>. Además, con la instalación de estos captadores se ahorra en conexiones entre los captadores solares y en el precio por m<sup>2</sup>.

El acumulador estacional es del tipo de tanque de agua. Debido a su gran capacidad, el proceso de carga y descarga es lento, lo que permite fácilmente almacenar energía del verano al invierno. Dos de las características más importantes de este tipo de acumuladores es que tiene que ser construidos “in situ” y su principal elemento de fabricación es hormigón reforzado. Por otro lado, se ha diseñado un depósito para el ACS, mucho más pequeño que el acumulador estacional, para conseguir en pocas horas de funcionamiento la temperatura requerida. Además, se ha diseñado este depósito para cubrir dos días de demanda de ACS sin contribución de energía solar.

## **2.2 Modos de operación**

En este sistema, hay dos fases, la fase de carga y la de descarga. La fase de carga consiste en transferir el calor producido en los captadores solares al acumulador estacional y el depósito de ACS. Mientras que la fase de descarga consiste en transferir el calor obtenido en el acumulador estacional y el depósito de ACS al sistema de distribución de calefacción y al de ACS, respectivamente.

### **2.2.1 Fase de carga**

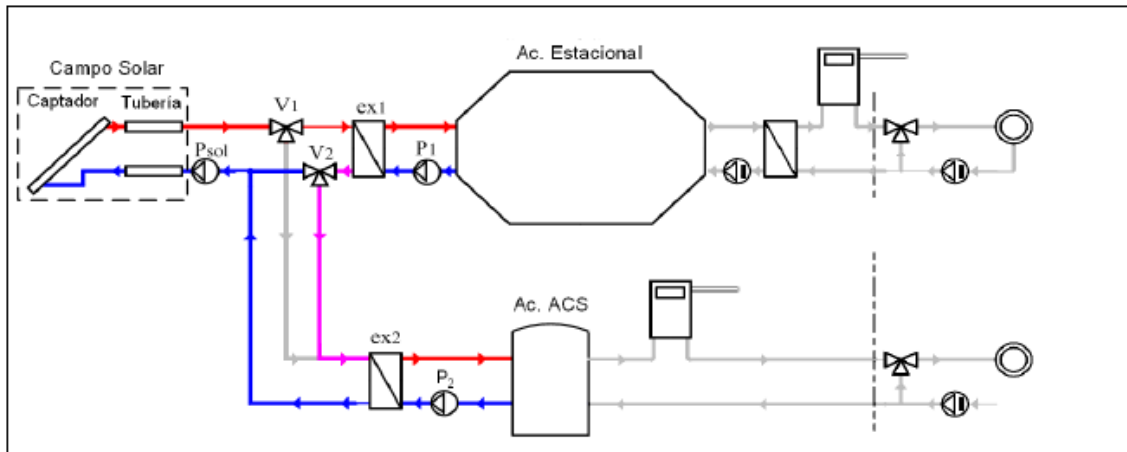
La fase de descarga consiste en transmitir la energía térmica proveniente de los captadores solares al acumulador estacional y al depósito de ACS. La fase de descarga está dividida en tres modos de operación: carga combinada, solo ACS y solo calefacción.

Las condiciones que tienen que cumplir los distintos modos de operación son:

- El depósito de ACS tiene prioridad con respecto al acumulador estacional, lo que significa que el calor obtenido de los captadores solares es transferido primero al depósito de ACS, y cuando existe un exceso de calor, se transfiere al acumulador estacional;
- El tamaño del depósito de ACS tiene que ser suficiente para garantizar el abastecimiento durante al menos 24 horas sin contribución de energía solar. Para este caso, se ha diseñado un acumulador que permite una cobertura de dos días sin contribución solar para la demanda de ACS;
- La máxima temperatura en el depósito de ACS es de 70 °C;
- La máxima temperatura en el acumulador estacional es de 99 °C.

### 2.2.1.1 Carga combinada

En este modo de operación, la energía térmica producida por los captadores solares se transfiere en primer lugar al acumulador estacional y después al depósito de ACS. El diagrama del sistema en este modo de operación y los elementos que están funcionando se observa en la figura B2.



*Figura B2. Diagrama del modo de operación de carga combinada.*

El funcionamiento del sistema en este modo de operación consiste en, primero el calor producido en el campo solar se transfiere a través de la V1 y del intercambiador de calor ex1 al acumulador estacional. Después, el agua en el nivel más bajo del acumulador pasa por la bomba P1 y el intercambiador ex1, donde el calor se transfiere al fluido solar. Este fluido se transporta por la válvula V2 al intercambiador de calor ex2, donde se transfiere el calor al depósito de ACS. Finalmente, el agua fría del depósito circula por la bomba P1 y enfría el fluido solar.

Este modo de operación se lleva a cabo cuando las siguientes condiciones se cumplen al mismo tiempo:

- La temperatura máxima en el depósito de ACS es menor de 70 °C;
- La temperatura máxima en el acumulador estacional es menor de 99 °C;
- La radiación solar es suficiente para aumentar la temperatura en el depósito de ACS y en el acumulador estacional;
- La temperatura mínima del acumulador estacional es mayor que la temperatura mínima del depósito de ACS.

### 2.2.1.2 Solo ACS

En este caso, el modo de operación consiste en transferir calor del campo solar al depósito de ACS. En la figura B3 se muestra el diagrama de este modo de operación y los elementos que están funcionando cuando este ocurre.

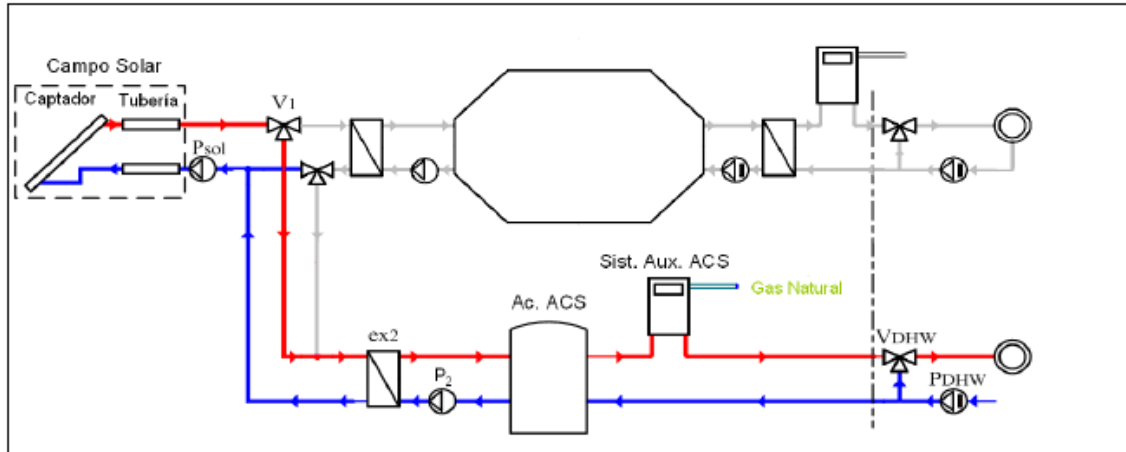


Figura B3. Diagrama del modo de operación de solo ACS.

En este modo de operación, el funcionamiento del circuito consiste en:

El fluido solar es calentado en el campo solar y transferido hacia el intercambiador de calor ex2 a través de la válvula V1. En el intercambiador ex2, el calor proveniente del fluido solar es transferido al depósito de ACS. Finalmente, el agua fría del depósito de ACS circula a través de la bomba P<sub>2</sub> y enfría el fluido solar.

Las condiciones necesarias para que se lleve a cabo este modo de operación son las siguientes:

- La temperatura máxima del depósito de ACS tiene que ser menor que 70 °C;
- La radiación solar debe ser lo suficiente alta para calentar el depósito;
- Si no se cumplen las condiciones de funcionamiento del modo de operación de carga combinada.





### 2.2.2 Fase de descarga

Durante la fase de descarga, el calor del acumulador estacional o del depósito de ACS es transferido a la red de distribución de calefacción o a la de ACS, respectivamente. El periodo de funcionamiento de esta fase depende de la demanda de ACS y de la demanda de calefacción. En el caso de estudio, la demanda de ACS tiene lugar durante todo el año, pero la demanda de calefacción sólo tiene lugar durante 7 meses, desde octubre a abril. Además, se presupone que el sistema de calefacción tiene que cubrir entre 18 a 20 horas al día.

En la figura B5, se puede observar las diferencias entre la red de distribución de calefacción y la de ACS, en el primero, el calor se transfiere a través de un intercambiador de calor, ex3, y en el segundo, el calor se transfiere directamente del depósito de ACS.

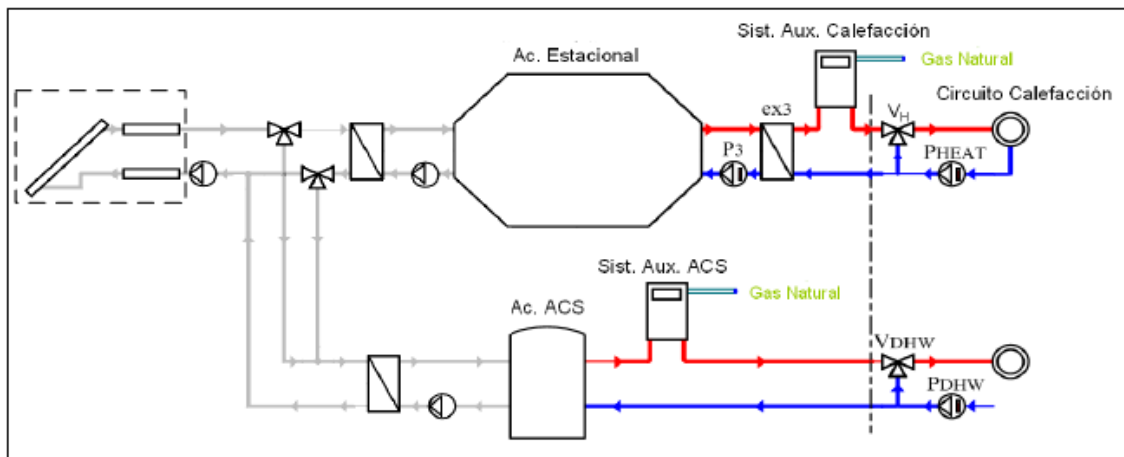


Figura B5. Diagrama de la fase de descarga.

### 3 Caracterización de los principales elementos del sistema

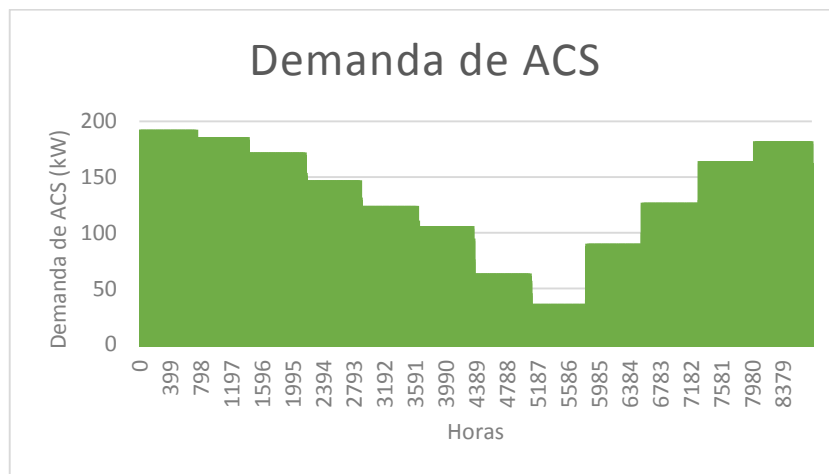
#### 3.1 Demanda térmica

La demanda térmica se ha obtenido de proyectos anteriores, [B1, B2], donde estos valores han sido obtenidos con medidas experimentales para el caso de 500 viviendas en “Parque Goya” situado en Zaragoza. Estas medidas fueron obtenidas de la siguiente manera:

Primero, se tomó un día de cada mes, que fuese representativo de ese mes, calculado así la demanda diaria necesaria para cada mes. Para obtener la demanda mensual, se multiplicó los datos obtenidos de la demanda diaria por el número de días de cada mes. Finalmente, sumando todas las demandas mensuales se obtiene la demanda térmica anual. Esto se integró en dos diferentes ficheros, uno para la demanda térmica de calefacción y otro para la demanda térmica de ACS, ambas demandas van a ser estudiadas a continuación.

##### 3.1.1 Demanda térmica de ACS

En la figura B6 se muestra la demanda térmica de ACS, para el caso de 500 viviendas, por hora durante un año.



*Figura B6. Demanda de ACS para 500 viviendas.*

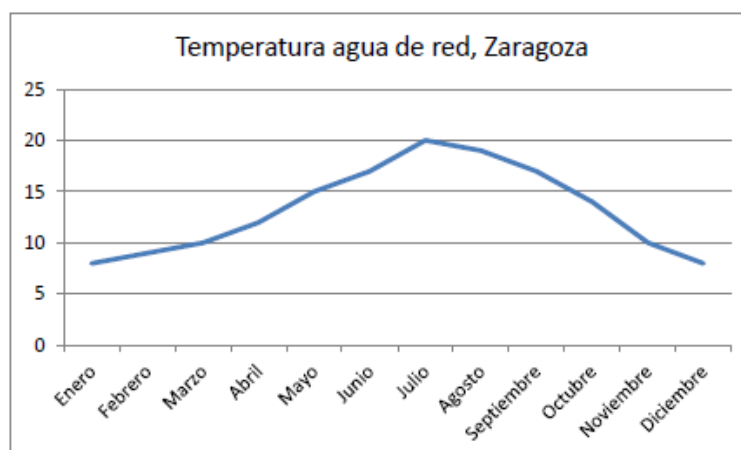
Según la figura B6, es importante remarcar que la demanda de ACS más alta corresponde al periodo de invierno, y en especial en enero. Por otro lado, la demanda de ACS más baja corresponde a agosto. Además, los valores de esta figura son para 500 viviendas, por lo que es necesario obtener los valores de la demanda de ACS para 100 viviendas. Para ello, se ha usado un índice (Ind\_NV), que es la ratio entre el número de viviendas de referencia, 500, y el número de viviendas reales, para este caso 100. En la tabla B1, es posible observar la demanda térmica de ACS para 100 viviendas, dividida entre demanda diaria, demanda mensual y demanda anual.

*Tabla B1. Demanda diaria, mensual y anual de ACS para 100 viviendas.*

	Demanda diaria (kWh/día)	Demanda mensual (kWh/mes)
Enero	407,18	12622,58
Febrero	392,86	11000,08
Marzo	363,48	11267,88
Abril	310,12	9303,6
Mayo	260,78	8084,18
Junio	222,42	6672,6
Julio	131,26	4069,06
Agosto	72,64	2251,84
Octubre	188,62	5658,6
Septiembre	267,18	8282,58
Noviembre	346,88	10406,4
Diciembre	385,02	11935,62
Demanda anual (kWh/año)		101555,02

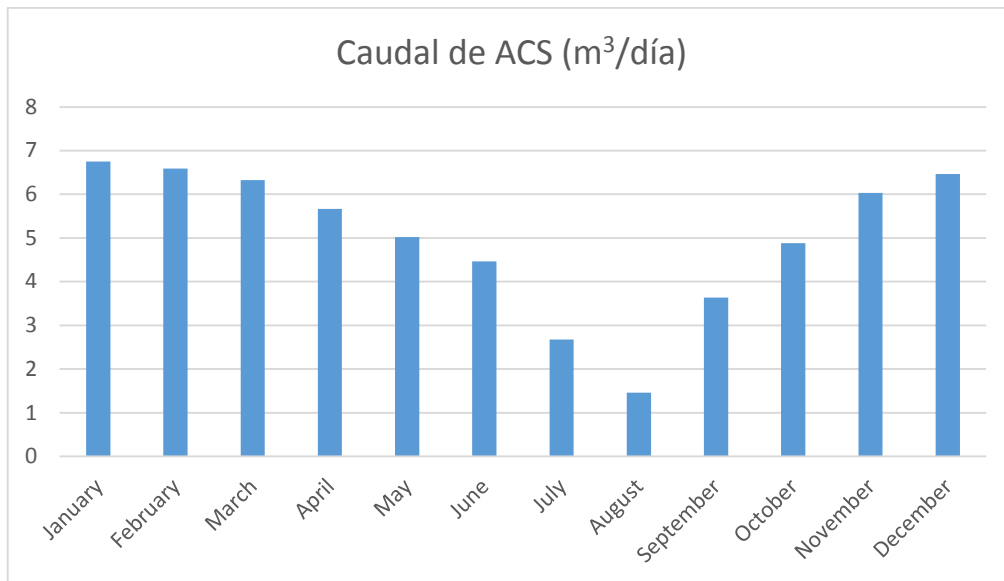
La demanda anual de ACS es de 101,55 MWh/año, y la máxima potencia requerida para abastecer la demanda es de 38 kW.

Con la información obtenida de los datos experimentales es posible conocer el caudal consumido de ACS al mes. Para obtenerlo, es necesario saber la temperatura de suministro del agua fría de la red, ya que la red de suministro de ACS es un circuito abierto. El perfil de temperaturas del agua fría durante todo el año se muestra en la figura B7 y se ha obtenido a partir de la normativa estándar UNE 94002:2005 [B3].



*Figura B7. Temperatura del agua de la red en Zaragoza.*

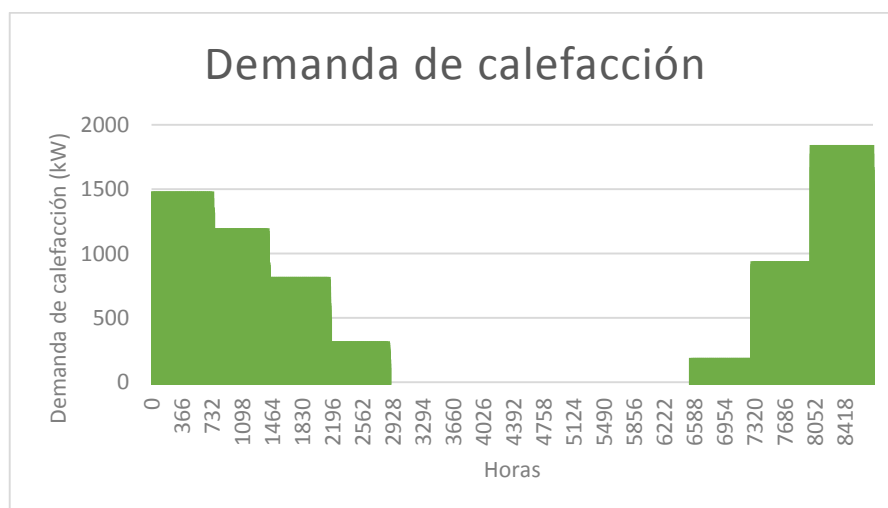
Al observar la figura B7, se puede remarcar que la máxima diferencia entre la temperatura de agua caliente sanitaria, que es 60 °C, y la temperatura de agua fría es de 52 °C. Con los valores de temperatura de ACS, la demanda diaria y la temperatura de agua fría, se puede calcular el caudal diario de ACS al mes, que se muestra en la figura B8.



*Figura B8. Caudal diario de ACS por mes para 100 viviendas.*

### 3.1.2 Demanda térmica de calefacción

En la figura B9 se muestra la demanda térmica de calefacción para 500 viviendas.



*Figura B9. Demanda térmica de calefacción para 500 viviendas.*

Como se observa en la figura B9, solo hay siete meses de demanda de calefacción, y además, también se observa que la demanda más alta corresponde a diciembre y la más baja a octubre. Igual que para la demanda de ACS, la demanda de la figura B9 corresponde para 500 viviendas y es necesario cambiarlas para 100 usando el índice Ind\_NV. El resultado para 100 viviendas se muestra en la tabla B2.

Tabla B2. Demanda diaria, mensual y anual de calefacción para 100 viviendas.

	Demanda diaria (kWh/día)	Demanda mensual (kWh/mes)
Enero	3729,54	115615,74
Febrero	2880,46	80652,88
Marzo	1787,6	55415,6
Abril	616,78	18503,4
Mayo	0	0
Junio	0	0
Julio	0	0
Agosto	0	0
Septiembre	0	0
Octubre	335,96	10414,76
Noviembre	2222,86	66685,8
Diciembre	4265,22	132221,82
Demanda anual (kWh/año)		479510

Como se puede observar en la tabla B2, la demanda anual de calefacción es de 479,51 MWh/año, y la máxima potencia necesaria para abastecer la demanda de calefacción es de 360 kW.

### 3.2 Ratios

Todos estos ratios son constantes durante los diferentes cambios, como la reducción del número de viviendas o el cambio de localización, con la excepción de la ratio del volumen del acumulador y el área de los captadores solares, que tiene un valor diferente cuando se modifica la localización geográfica, debido al criterio de diseño, que es que la máxima temperatura del acumulador estacional se alcanza cuando el periodo de calefacción comienza.

#### 3.2.1 Ratio del área del campo solar y de la demanda térmica anual

La ratio A/GD establece la relación entre el área del campo solar y la demanda anual de energía térmica.

$$\frac{A}{GD} = \frac{\text{Área del campo solar}}{\text{Demanda térmica anual}} \left[ \frac{m^2}{MWh/año} \right]$$

El valor de este ratio en las plantas de funcionamiento instaladas en el norte de Europa (Alemania, Dinamarca y Suecia) está comprometido entre 1,4 y 2,4 [B4]. Sin embargo, en España los valores de radiación solar y temperatura media ambiente son mayores que en el norte de Europa, lo que permite disminuir el valor de este ratio y obtener mayores fracciones solares con menor área del campo solar. Por lo tanto, para el caso de estudio, el valor óptimo se ha obtenido en anteriores proyectos [B1], donde se ha optimizado con TRNSYS para obtener la máxima fracción solar con la mínima área de los captadores solares, obteniendo un valor de 0,95 m<sup>2</sup>/ (MWh/año).

### 3.2.2 Ratio del caudal diario de ACS y de la demanda térmica de ACS

Este parámetro es un factor entre el caudal diario de ACS y la demanda diaria de ACS. Además, este ratio indica el número de días que la energía debe almacenarse en el depósito de ACS para poder cubrir la demanda de ACS sin contribución de energía solar.

$$\text{Ratio } V_{ACS-DD_{ACS}} = \frac{\text{Caudal diario de ACS } \frac{m^3}{\text{día}}}{\text{Demanda diaria de ACS } \frac{MWh}{\text{día}}}$$

Para 500 viviendas, el valor del caudal diario de ACS es de 23,15 m<sup>3</sup>/día y el valor de la demanda diaria de ACS es de 1,39 MWh/día. Como es necesario cubrir 2 días con el depósito de ACS, el valor de este ratio es:

$$\text{Ratio } V_{ACS-DD_{ACS}} = 2 * \frac{23,15}{1,39} \approx 34 \frac{m^3}{MWh}$$

Este ratio ha sido calculado para 500 viviendas, pero tiene el mismo valor para cualquier número de viviendas.

### 3.2.3 Ratio del volumen del acumulador estacional y del área del campo solar

Este ratio establece la relación entre el volumen del acumulador estacional y el área del campo solar.

$$\frac{V}{A} = \frac{\text{Volumen del acumulador estacional}}{\text{Área del campo solar}} \left[ \frac{m^3}{m^2} \right]$$

En las plantas en funcionamiento instaladas en el norte de Europa, el valor de este ratio está comprendido entre 1,4 y 2,4 [B4]. Al comparar España con estas plantas, se observa que España dispone de una mayor radiación, con lo que la instalación captará mayor radiación por m<sup>2</sup>. Además, los periodos de calefacción son más cortos en España que en el norte de Europa, por lo que se puede acumular mayor energía. Por esto se necesita un valor mayor de este ratio, que para el caso de estudio, el valor óptimo se ha obtenido de un proyecto anterior [B1], donde este valor ha sido optimizado con TRNSYS obteniendo un valor de 5,5 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.

### 3.2.4 Flujo másico específico en el circuito solar

El flujo másico específico en el circuito solar es el flujo másico que circula a través del circuito solar dividido entre el área del campo solar y este valor es aproximadamente 15 kg/h.m<sup>2</sup> [B5, B6]. Para este caso, este valor ha sido optimizado en proyectos anteriores [B5] con TRNSYS y obteniendo un valor de 20 kg/h.m<sup>2</sup>.

### 3.3 Fluidos de trabajo

El circuito primario o circuito solar contiene un fluido que es una mezcla de glicol y agua para proteger el campo solar del peligro de congelación en las noches de invierno. Al tener una capacidad calorífica más baja que el agua, también se reduce la necesidad de vaciar el circuito primario en periodos largos en los que no hay demanda energética. Este fluido caloportador está compuesto en un 33% en volumen de glicol y el resto agua. Las características del fluido se han obtenido consultando la documentación existente [B7, B8] y son:

- Densidad del fluido solar: 1021,99 kg/m<sup>3</sup>.
- Calor específico del fluido solar: 3,84 kJ/kg·K.
- Viscosidad dinámica del fluido solar: 3,078 kg/m·h.

El resto del circuito trabaja con agua y sus características son:

- Densidad del agua: 980 kg/m<sup>3</sup>.
- Calor específico del agua: 4,19 kJ/kg·K.

### 3.4 Captadores solares

El área del campo solar es calculada a través de la demanda anual (GD) y la ratio A/GD.

$$A = GD * \frac{A}{GD} = 581 \frac{MWh}{año} * 0,95 \frac{m^2}{MWh/año} = 551,95 m^2$$

La radiación solar, que es absorbida por los captadores solares, es calculada a través de la máxima radiación solar, 1000 W/m<sup>2</sup>, y el área del campo solar.

$$\begin{aligned} \text{Radiación solar} &= \text{Radiación solar máxima} * \text{Área del campo solar} \\ &= 1000 \frac{W}{m^2} * 551,95 m^2 = 551,95 kW \end{aligned}$$

El rendimiento de los captadores solares se supone de 50% y el calor térmico cedido por los captadores solares es calculado como:

$$Q_{sf,out} = \text{Radiación solar} * \eta_{sf} = 551,95 kW * 0,5 = 275,975 kW$$

El flujo másico que circula a través de los captadores solares y del circuito solar, se calcula como:

$$\text{Fluido másico solar total} = \text{Fluido másico específico} * \text{Área del campo solar}$$

$$\dot{m}_{sol} = 20 \frac{kg}{h \cdot m^2} * 551,95 m^2 = 11039 \frac{kg}{h}$$

El tipo de captador solar elegido es de ARCON-HT/SA 28/8 y sus características se muestran en la figura B10.



## ARCON solar collector - type HT-SA 28/8

### Data

External dimensions:	2.27 x 5.96 x 0.14 m
Gross area:	13.57 m <sup>2</sup>
Aperture area:	12.56 m <sup>2</sup>
Weight, excl. fluid:	250 kg
Fluid content:	6.7 litre

### Efficiency

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2 \cdot (T_m - T_a)^2}{G}$$

where:

$T_a$	= Ambient temperature [°C]
$T_m$	= Mean fluid temperature [°C]
$G$	= Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]

Efficiency based on aperture area of 12.56 m<sup>2</sup>, a flow of 25 ltr/min and a wind velocity of 3 m/s:

$\eta_0$	= 0.778
$a_1$	= 2.551 [W/(m <sup>2</sup> K)]
$a_2$	= 0 [W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )]

Conditions:

Fluid	= 40 %
Flow	= 25 L/min
Irradiance [G]	> 800 W/m <sup>2</sup>

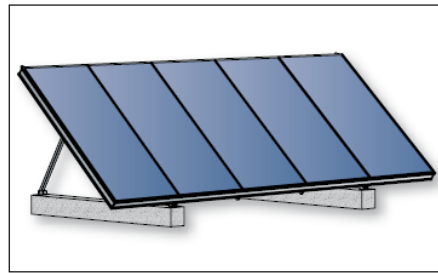


Figure 1: HT-SA collector mounted on concrete foundations

Figura B10. Características de los captadores solares [B9].

### 3.5 Acumulador estacional

El volumen del acumulador estacional se calcula a través de la ratio V/A y del área del campo solar.

$$V = A * \frac{V}{A} = 551,95 \text{ m}^2 * 5,5 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2} = 3035,725 \text{ m}^3$$

La ratio H/D es el factor entre la altura y el diámetro del acumulador, el valor óptimo es 1, pero en este proyecto, se ha considerado 0,6 para reducir los costes de excavación. La conductividad térmica del aislamiento es de 0,04 W/m·K con un espesor de 320 mm y un coeficiente de transferencia de calor de 0,125 W/m<sup>2</sup>K.

### 3.6 Depósito para ACS

El volumen del depósito de ACS se obtiene a través de la ratio  $V_{ACS\_DD_{ACS}}$  y la demanda diaria de ACS (DD).

$$V_{ACS} = DD * Ratio V_{ACS} - DD_{ACS} = 101,5 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} * 34 \frac{\text{m}^3}{\text{MWh/año}} = 9,45 \text{ m}^3$$

Las características del aislamiento del depósito han sido definidas según el reglamento de instalaciones térmicas en los edificios (RITE) [B10], el cual propone un valor de conductividad térmica de 0,04 W/m·K con un espesor de 90 mm, por lo que su coeficiente de transferencia de calor corresponde a 0,44 W/m<sup>2</sup>K.

La ratio H/D es el facto entre la altura y el diámetro del depósito. Para este proyecto, tiene un valor de 1,5.

### **3.7 Intercambiadores de calor**

En la instalación del caso de estudio existen tres intercambiadores de calor:

- ex1 transfiere la energía del circuito primario o solar al acumulador estacional.
- ex2 transfiere la energía del circuito primario o solar al acumulador de ACS.
- ex3 transfiere la energía desde el acumulador estacional a la red de distribución de calefacción.

Mediante el uso de los datos proporcionados por el programa técnico Sedical [B11], se realizan la evaluación técnica de los diferentes intercambiadores.

#### **3.7.1 Intercambiadores de calor ex1 y ex2**

En el capítulo 2.2 modos de operación de este anexo, se explica que el sistema puede operar en tres modos diferentes de operación: solo calefacción, solo ACS y carga combinada. En solo calefacción y solo ACS, todo el calor proveniente del campo solar es transferido al acumulador estacional o al depósito de ACS, respectivamente. Con lo que, la situación más desfavorable es la misma para ambos intercambiadores de calor, y por esto los parámetros de cada intercambiador son también los mismos. Además, el diseño de los intercambiadores se basa en las siguientes condiciones:

- Los intercambiadores de calor son adiabáticos;
- La eficiencia de los intercambiadores de calor ( $\epsilon$ ) es constante con un valor de 0,95;
- La capacidad calorífica es la misma en ambos lados;
- La máxima temperatura en el lado caliente es de 120 °C.

En la figura B11 se observa el esquema de temperaturas en un intercambiador de calor y el diagrama temperatura/entalpía.  $Q_{hx}$  es el calor transferido por el intercambiador,  $\Delta T$  es la diferencia de temperatura entre las temperaturas de entrada y de salida del lado caliente o del lado frío, y  $\Delta t$  es la diferencia de temperatura entre la temperatura de entrada del lado caliente y la temperatura de salida del lado frío.

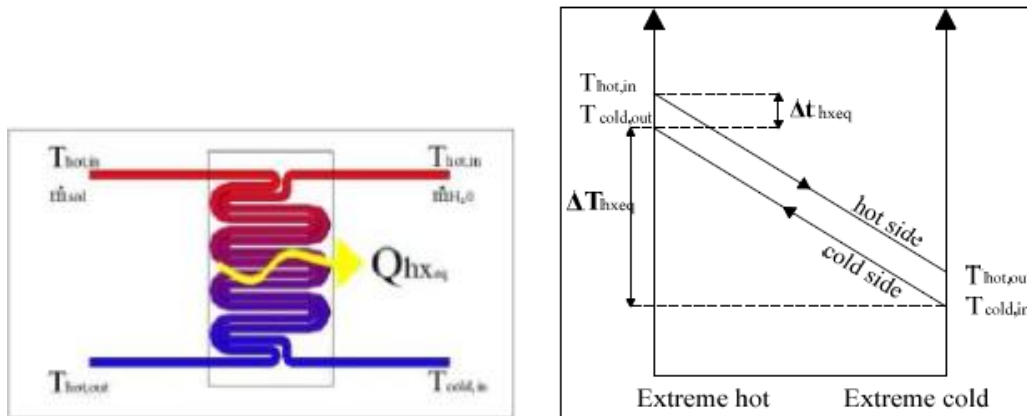


Figura B11. Esquema de temperaturas en un intercambiador de calor (izquierda) y diagrama temperatura/entalpía (derecha).

La diferencia de temperatura en el lado caliente se calcula:

$$\Delta T = \frac{Q_{\text{intercambiado}}}{\dot{m}_{\text{sol}} \cdot c_{p_{\text{solfluido}}}} = \frac{275,975 \text{ kW}}{3,07 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * 3,84 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}} = 23,44 \text{ K}$$

Con el este valor, es posible obtener la temperatura de salida del lado caliente:

$$T_{\text{cal,salida}} = T_{\text{cal,entrada}} - \Delta T = 96,56 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Para calcular el lado frio, primero, es necesario calcular  $\Delta t$  a través de la eficiencia.

$$\varepsilon = \frac{T_{\text{cal,entrada}} - T_{\text{cal,salida}}}{T_{\text{cal,entrada}} - T_{\text{frio,salida}}} = \frac{\Delta T}{\Delta T - \Delta t}$$

El valor de  $\Delta t$  es 1,2 K, y con esto, es posible calcular la temperatura de salida del lado frio.

$$T_{\text{frio,salida}} = T_{\text{cal,entrada}} - \Delta t = 118,77 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

La temperatura de entrada del lado frio es:

$$T_{\text{frio,entrada}} = T_{\text{frio,salida}} - \Delta T = 95,33 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

El flujo másico del lado frio es calculado a través del flujo másico del lado caliente y la ratio entre calores específicos en ambos lados, debido a la diferencia de fluidos entre ambos lados.

$$\dot{m}_{\text{frio}} = \dot{m}_{\text{caliente}} * \frac{c_{p_{\text{caliente}}}}{c_{p_{\text{frio}}}} = 2,81 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

En la tabla B3 se muestran los parámetros de los intercambiadores de calor, ex1 y ex2, los cuales son los datos de entrada del programa Sedical.

Tabla B3. Parámetros de los intercambiadores de calor, ex1 y ex2.

Parámetros	Lado caliente	Lado frío	Unidades
Temperatura de entrada	120	95,33	°C
Temperatura de salida	96,56	118,77	°C
Flujo másico	3,07	2,81	kg/s
Calor trasferido	275,975	275,975	kW

Las principales características de los intercambiadores, ex1 y ex2, obtenidas con el programa Sedical se muestran en la figura B12.

**SEDICAL - Intercambiador de placas UFP-153E / 97 H - IS - PN10**

Datos Generales		Caliente	Frio
Fluido		Etilenglicol 33.0%	Aqua
Potencia de intercambio	kW	276.0	
Caudal	l/h	10782.8	10528.7
Temperatura entrada	°C	120.0	95.3
Temperatura salida	°C	96.6	118.8
Perdida de carga	kPa	9.2	8.8
Propiedades termodinámicas		Caliente	Frio
Densidad	kg/m³	1018.89	951.82
Calor específico	kJ/kg*°K	3.86	4.23
Conductividad térmica	W/m*°K	0.49	0.68
Viscosidad media	mPa*s	0.51	0.33
Viscosidad pared	mPa*s	0.51	0.33
Datos técnicos del intercambiador			
Diferencia de temperatura logarítmica media	°C	1.23	
Numero de placas		97	
Agrupamiento		1 x 48 / 1 x 48	
Tipo / porcentaje		H	
Superficie de intercambio efectiva	m²	61.52	
Coef. global de transmisión (servicio / limpio)	W/m²*°K	3647.2 / 3654.0	
Sobredimensionamiento	%	0.18	
Factor de ensuciamiento	m²*°K/kW	0.0005	
Presión de trabajo / prueba	bar	10.0 / 14.3	
Temperatura máxima de diseño	°C	130.0	
Acorde a normativa		PED 97/23/EC Categoría III, módulo B + C1	
Materiales, dimensiones y pesos			
Material del bastidor / tornillos	mm	ST 52.3 / calidad 8.8	
Material de las placas / grosor		AISI 316 / 0.5 mm	
Material de las juntas		Nitrilo HT ( sin pegamento )	
Material de las conexiones circuito caliente		Forro goma	
Material de las conexiones circuito frío		Forro goma	
Diámetro de las conexiones		DN 150	
Situación de las conexiones (Caliente / frío)		F1 - F4 / F3 - F2	
Tipo de bastidor		IS - PN10    Nº 2 (Max ~138 placas)	
Especificación pintura del bastidor		Según ISO12944 Categ. C2 RAL5010	
Largo, alto, ancho y peso del bastidor		1100 mm/ 1952 mm/ 588 mm/ 1250 kg	
Precios y plazos			
Precio unitario tarifa 2014	Euros	13463.70	
Cantidad	Unidades	1	
Precio total tarifa 2014	Euros	13463.70	
Plazo de entrega		De 8 a 16 semanas a confirmar	
Transporte		Excluido	
Forma de pago		La habitual con Vds.	
Validez de la oferta		2 semanas	
Fecha máxima para recepción del pedido		30/06/2014                      (versión 01/04/2014)	

Figura B12. Características de los intercambiadores ex1 y ex2 obtenidas con el programa Sedical.

### 3.7.2 Intercambiador de calor ex3

Este intercambiador se calcula de la misma manera que los intercambiadores ex1 y ex2. Sin embargo, algunas características de diseño varían. Las características de diseño para el intercambiador ex3 son:

- El intercambiador de calor es adiabático;
- La eficiencia del intercambiador ( $\epsilon$ ) es de 0.95;
- La capacidad calorífica es la misma en ambos lados;
- La temperatura de salida del lado frío es 50 °C, la cual es la temperatura necesaria de entrada en la red de distribución de calefacción;
- La temperatura de entrada del lado frío es de 35 °C, que corresponde a la temperatura de salida de la red de distribución.

Conociendo la ecuación de la eficiencia es posible calcular  $\Delta t$ .

$$\Delta t = \frac{\Delta T}{\epsilon} - \Delta T = \frac{15 \text{ K}}{0,95} - 15 \text{ K} = 0,79 \text{ K}$$

Las temperaturas de entrada y salida del lado caliente se obtienen de la siguiente manera:

$$T_{cal,entrada} = T_{frio,salida} + \Delta t = 50,79 \text{ °C}$$

$$T_{cal,salida} = T_{cal,entrada} - \Delta T = 35,79 \text{ °C}$$

La tabla B4 muestra los parámetros del intercambiador ex3 los cuales son la entrada al programa Sedical.

*Tabla B4. Parámetros del intercambiador ex3.*

Parámetros	Lado caliente	Lado frío	Unidades
Temperatura de entrada	50,79	35	°C
Temperatura de salida	35,79	50	°C
Flujo másico	5,73	5,73	kg/s
Calor trasferido	360	360	kW

En la figura B13, se observan las características principales del intercambiador ex3, obtenidas con el programa Sedical.

# **SEDICAL - Intercambiador de placas UFP-155 / 121 HX 64 - IS - PN10**

Datos Generales		Caliente	Frio
Fluido		Aqua	Aqua
Potencia de intercambio	kW	360.0	
Caudal	l/h	20871.3	20864.6
Temperatura entrada	°C	50.8	35.0
Temperatura salida	°C	35.8	50.0
Pérdida de carga	kPa	48.1	48.1
Propiedades termodinámicas		Caliente	Frio
Densidad	kg/m³	990.81	991.11
Calor específico	kJ/kg·°K	4.18	4.18
Conductividad térmica	W/m·°K	0.63	0.63
Viscosidad media	mPa·s	0.63	0.63
Viscosidad pared	mPa·s	0.63	0.63
Datos técnicos del intercambiador			
Diferencia de temperatura logarítmica media	°C	0.79	
Número de placas		121	
Agrupamiento		2 x 30 / 2 x 30	
Tipo / porcentaje		HX 64	
Superficie de intercambio efectiva	m²	107.10	
Coef. global de transmisión (servicio / limpio)	W/m²·°K	4254.7 / 4264.3	
Sobredimensionamiento	%	0.22	
Factor de ensuciamiento	m²·°K/kW	0.0005	
Presión de trabajo / prueba	bar	10.0 / 14.3	
Temperatura máxima de diseño	°C	100.0	
Acorde a normativa		PED 97/23/EC Art 3.3	
Materiales, dimensiones y pesos			
Material del bastidor / tornillos	mm	ST 52.3 / calidad 8.8	
Material de las placas / grosor		AISI 316 / 0.5 mm	
Material de las juntas		Nitrilo HT ( sin pegamento )	
Material de las conexiones circuito caliente		Forro goma	
Material de las conexiones circuito frío		Forro goma	
Diámetro de las conexiones		DN 150	
Situación de las conexiones (Caliente / frío)		B4 - F4 / F3 - B3	
Tipo de bastidor		IS - PN10 N° 3 (Max =168 placas)	
Especificación pintura del bastidor		Según ISO12944 Categ. C2 RAL5010	
Largo, alto, ancho y peso del bastidor		1400 mm/ 2350 mm/ 640 mm/ 1677 kg	
Precios y plazos			
Precio unitario tarifa 2014	Euros	18129.09	
Cantidad	Unidades	1	
Precio total tarifa 2014	Euros	18129.09	
Plazo de entrega		De 8 a 16 semanas a confirmar	
Transporte		Excluido	
Forma de pago		La habitual con Vds.	
Validez de la oferta		2 semanas	
Fecha máxima para recepción del pedido		30/06/2014	(versión 01/04/2014)

Figura B13. Características principales del intercambiador ex3 obtenidas con Sedical.

### 3.8 Tuberías

El diámetro interior de las tuberías es calculado a través de la figura B14.

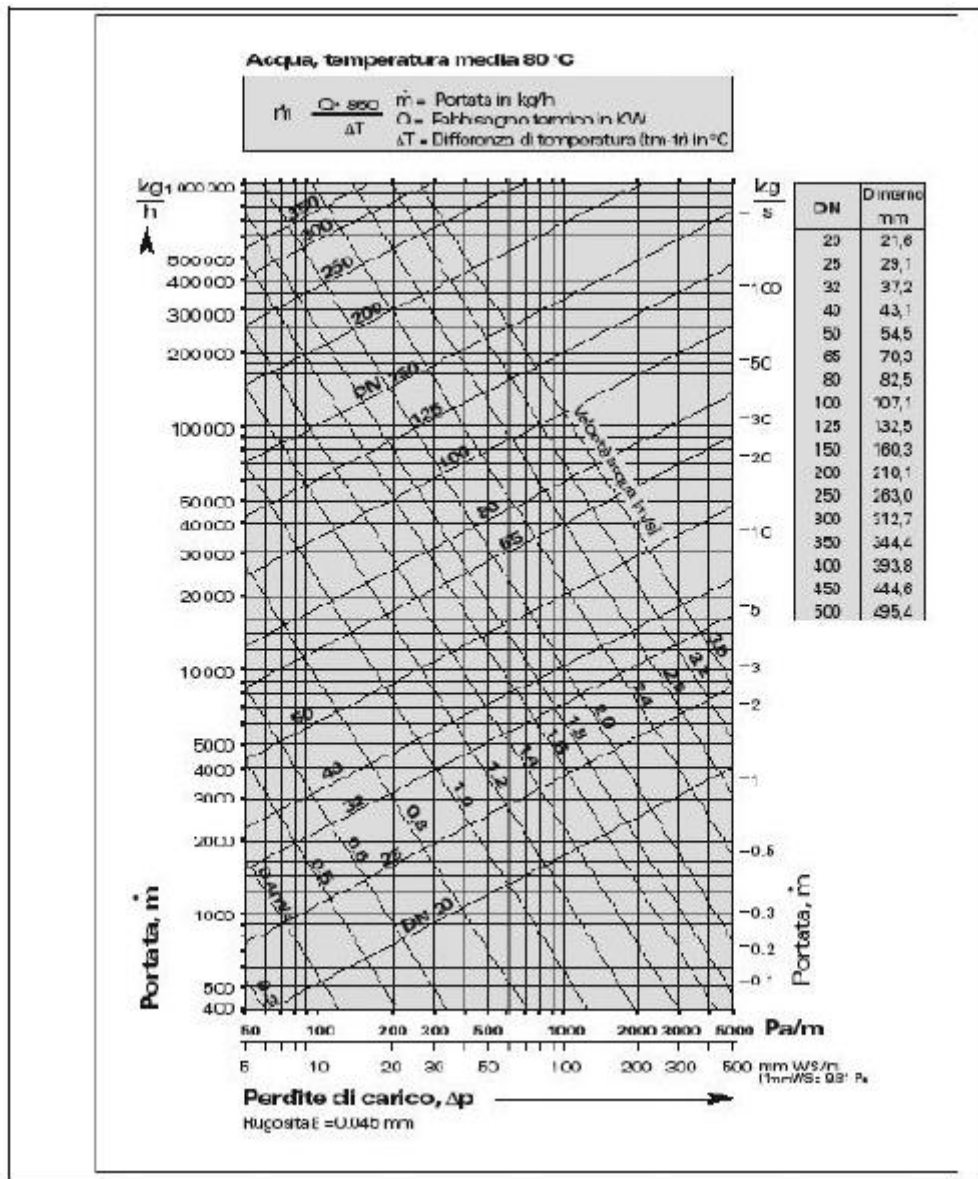


Figura B14. Características principales de las tuberías.

Conociendo el flujo másico y suponiendo una velocidad de 1 m/s, obtenemos que el diámetro interno de la tubería es de 56 mm. Además, para calcular el diámetro exterior:

$$D_{ext} = D_{int} + 2 * espesor = 56 + 2 * 2 = 60 \text{ mm}$$

### 3.9 Bombas

En este sistema, hay 5 diferentes bombas:

- Psol: se usa para bombear el fluido solar a través del circuito solar;
- P1: se usa para bombear agua al acumulador estacional;
- P2: se usa para bombear agua al depósito de ACS;
- P3 and Pheat: son usadas para bombear agua entre el acumulador estacional y la red de distribución de calefacción.

Estos componentes están diseñados utilizando el programa de diseño Sedical [B11].

#### 3.9.1 Bomba Psol

El flujo volumétrico que circula a través del circuito solar y a través de la bomba Psol es:

$$\text{Flujo volumétrico total} = \frac{\text{flujo másico específico} * \text{área del campo solar}}{\text{densidad del fluido solar}}$$

$$\dot{m}_{sol} = \frac{20 \frac{kg}{h \cdot m^2} * 551,95 m^2}{1021,99 \frac{kg}{m^3}} = 12,6 \frac{m^3}{h}$$

Las pérdidas de presión se calculan para el caso más desfavorable, que en el caso de esta bomba, es cuando están trabajando al mismo tiempo el intercambiador ex1 y ex2. Por lo tanto, el total de las pérdidas de presión consiste en las pérdidas de presión del intercambiador ex1 y ex2, de los captadores solares y de las tuberías, con un valor total de 217 kPa. Las características de esta bomba se muestran en la figura B15, la cual se ha obtenido con el programa Sedical.



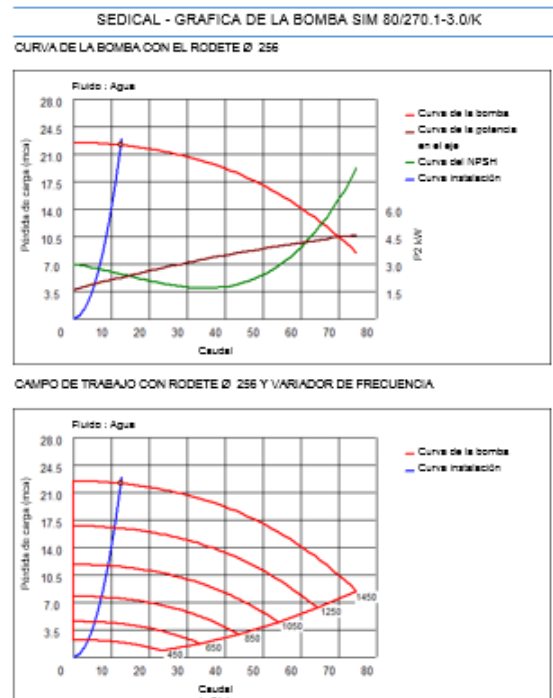
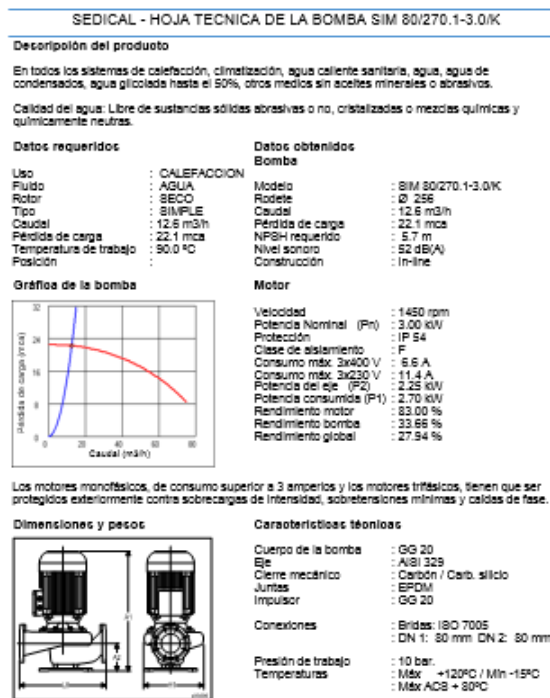


Figura B15. Características de la bomba Psol, obtenidas con el programa Sedical.

### 3.9.2 Bombas P1 y P2

Estas bombas sirven a los circuitos de carga del acumulador estacional y del depósito de agua caliente sanitaria, respectivamente. Las pérdidas de presión en estos circuitos son principalmente las provocadas por los intercambiadores de calor ex1 y ex2 que son iguales. Como las características de estos intercambiadores son las mismas, las características de estas bombas también van a ser las mismas.

El flujo volumétrico que circula por las bombas se calcula como:

$$\dot{m}_{P1} = \dot{m}_{P2} = \dot{m}_{sol} * \frac{c_{p_{fluido\ solar}} * \rho_{fluido\ solar}}{c_{p_{agua}} * \rho_{agua}} = 10,3 \frac{m^3}{h}$$

Las pérdidas de presión obtenidas de las características de los intercambiadores tienen un valor de 8,8 kPa. En la figura B16 se observa las principales características de estas bombas.

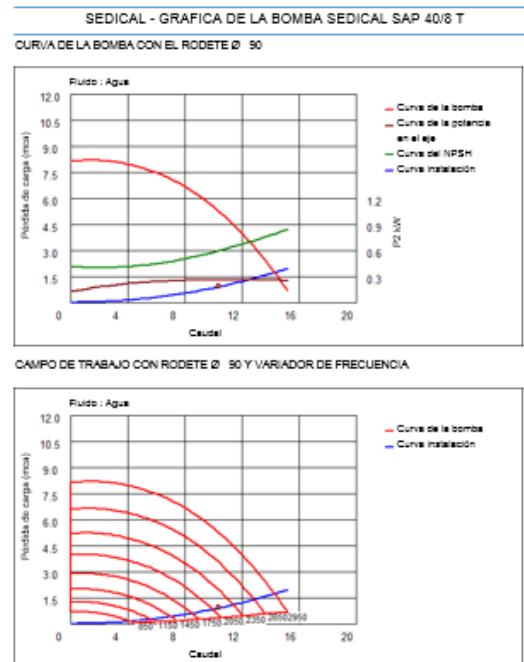
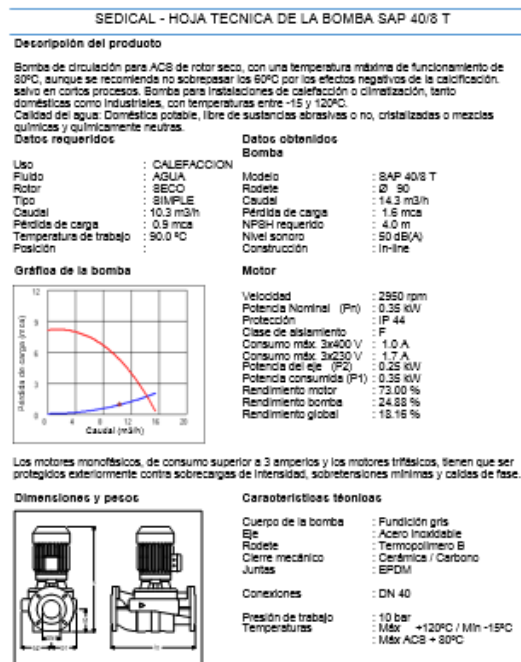


Figura B16. Características de las bombas P1 y P2, obtenidas con el programa Sedical.

### 3.9.3 Bombas P3 y Pheat

Las bombas P3 y Pheat tienen el mismo caudal y la misma caída de presión, que son generadas por el intercambiador ex3. El flujo volumétrico es el mismo que para el intercambiador ex3, que es de 21 m³/h, y las pérdidas de presión son obtenidas de las características del intercambiador y tienen un valor de 48,1 kPa. En la figura B17 se observa las principales características de estas bombas.

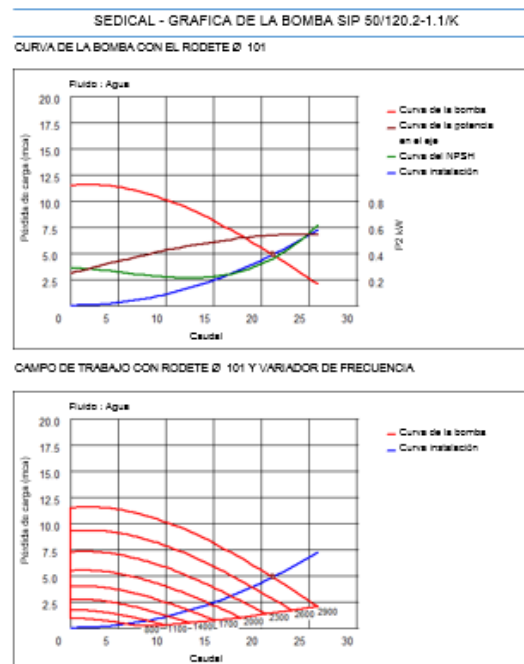
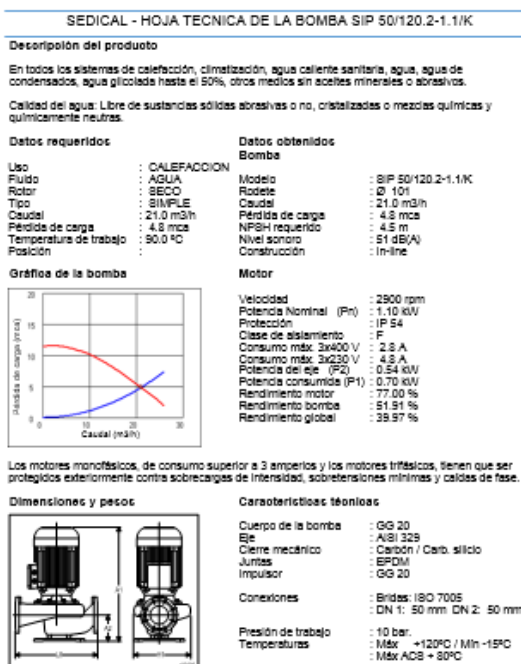


Figura B17. Características de las bombas P3 y Pheat, obtenidas con el programa Sedical.

### **3.10 Calderas auxiliares**

En este sistema, hay dos calderas auxiliares, una para ACS y otra para calefacción. El criterio de diseño considera que las calderas han de ser capaces de cubrir todas las necesidades de ACS y calefacción en el caso en el que la instalación solar no funcionase.

La potencia de diseño de las calderas auxiliares debe ser igual que las demandas máximas de calefacción y de ACS. Para el caso de 100 viviendas, la potencia de calefacción es de 360 kW y la de ACS es de 38 kW.

### **3.11 Análisis geográfico**

Para el análisis geográfico se han seleccionado once ciudades españolas de diferentes zonas climáticas, que son Zaragoza, Oviedo, Burgos, Vitoria, La Coruña, Barcelona, Soria, Salamanca, Ávila, Jaén y Granada. Para calcular las características de cada elemento en cada ciudad se ha seguido el mismo método que para Zaragoza, a excepción de los valores de la demanda, que se han calculado a través de los siguientes ratios:

$$\begin{aligned} \text{Ratio de la demanda de calefacción} &= \\ &= \frac{\text{demanda de calefacción de la ciudad escogida}}{\text{demanda de calefacción de Zaragoza}} \end{aligned}$$

$$\text{Ratio de la demanda de ACS} = \frac{\text{Demanda de ACS de la ciudad escogida}}{\text{Demanda de ACS de Zaragoza}}$$

Además, a la hora de calcular estas características hay que tener en cuenta la variación existente en la ratio del volumen del acumulador estacional y el área del campo solar para cada ciudad.

TRNSYS se diseñó para que el cambio de una ciudad a otra fuese lo más rápido posible, por lo que solo es necesario modificar la ratio V/A, la ratio de la demanda de calefacción y la ratio de la demanda de ACS. Mientras que en POLYSUN, es necesario modificar todas las propiedades de cada elemento, por lo que se ha estudiado las propiedades de cada ciudad para crear grupos entre ellas que usasen las mismas bombas para reducir el tiempo utilizado para llevar a cabo este análisis.

## 4 Referencias

- [B1] Antonio Anastasia. Simulation and thermo-economic analysis of central solar heating plants. Tesis de Grado. Politecnico di Torino. Octubre 2010.
- [B2] Javier Frago Moreno. Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional. Proyecto de final de carrera. Universidad de Zaragoza. Septiembre 2011.
- [B3] Norma UNE 94002:2005: Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria. AENOR.
- [B4] T. Schmidt, D. Mangold, H. Muller. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. Solar Energy. Vol. 76, pp. 165-174, 2004.
- [B5] L.R. Guiral. Análisis de sistemas de energía solar con acumulación estacional para calefacción de distrito. Proyecto fin de carrera. Universidad de Zaragoza, 2009.
- [B6] Peuser, Remmers, Schnauss. Sistemas solares térmicos. Diseño e instalación. SolarPraxis, 2005.
- [B7] D.Lindeberg. Optimization of solar district heating system: seasonal storage, heat pump, and cogeneration. Energy 1999.
- [B8] S. Raab, D. Mangold, W. Heidemann, H. Muller. Simulation on solar assisted district heating systems with solar fractions of 35%. ISES Solar World Congress, 2003.
- [B9] ARCON solar HT-SA 28/8. [www.arcon.dk](http://www.arcon.dk) (Accedido: mayo 2014).
- [B10] Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. BOE, 28 de Marzo de 2006.
- [B11] SEDICAL. Programas de cálculo y Tarifa Profesional 2007.

## Índice de figuras

Figura B1. Diagrama del sistema solar de distrito con acumulación estacional estudiado. ....	5
Figura B2. Diagrama del modo de operación de carga combinada. ....	7
Figura B3. Diagrama del modo de operación de solo ACS. ....	8
Figura B4. Diagrama del modo de operación de solo calefacción. ....	9
Figura B5. Diagrama de la fase de descarga.....	10
Figura B6. Demanda de ACS para 500 viviendas.....	11
Figura B7. Temperatura del agua de la red en Zaragoza. ....	12
Figura B8. Caudal diario de ACS por mes para 100 viviendas. ....	13
Figura B9. Demanda térmica de calefacción para 500 viviendas.....	13
Figura B10. Características de los captadores solares [B9]. ....	17
Figura B11. Esquema de temperaturas en un intercambiador de calor (izquierda) y diagrama temperatura/entalpía (derecha). ....	19
Figura B12. Características de los intercambiadores ex1 y ex2 obtenidas con el programa Sedical. ....	20
Figura B13. Características principales del intercambiador ex3 obtenidas con Sedical. ....	22
Figura B14. Características principales de las tuberías. ....	23
Figura B15. Características de la bomba Psol, obtenidas con el programa Sedical. ....	25
Figura B16. Características de las bombas P1 y P2, obtenidas con el programa Sedical. ....	26
Figura B17. Características de las bombas P3 y Pheat, obtenidas con el programa Sedical. ....	26

## Índice de tablas

Tabla B1. Demanda diaria, mensual y anual de ACS para 100 viviendas. ....	12
Tabla B2. Demanda diaria, mensual y anual de calefacción para 100 viviendas. ....	14
Tabla B3. Parámetros de los intercambiadores de calor, ex1 y ex2. ....	20
Tabla B4. Parámetros del intercambiador ex3.....	21

**ANEXO C**  
*Programas*

# Índice

1	Introducción .....	3
2	TRNSYS .....	4
2.1	Características .....	4
2.1.1	Condiciones ambientales .....	4
2.1.2	Tuberías .....	5
2.1.3	Captadores solares .....	6
2.1.4	Bombas .....	6
2.1.5	Intercambiadores de calor .....	7
2.1.6	Depósitos .....	7
2.1.7	Calderas auxiliares .....	7
2.1.8	Demanda térmica .....	8
2.2	Calculadoras .....	9
3	POLYSUN .....	10
3.1	Características .....	10
3.1.1	Condiciones ambientales .....	10
3.1.2	Captadores solares .....	11
3.1.3	Tuberías .....	12
3.1.4	Bombas .....	13
3.1.5	Intercambiadores de calor .....	13
3.1.6	Depósitos .....	14
3.1.7	Calderas auxiliares .....	15
3.1.8	Suelo radiante .....	15
3.1.9	Demanda térmica .....	16
3.1.10	Agua de red .....	17
3.1.11	Regulaciones .....	17
3.2	Diseño .....	22
4	Referencias .....	27
	Índice de figuras .....	28

# 1 Introducción

En este anexo se va a explicar el sistema obtenido para cada programa, TRNSYS y POLYSUN, para el caso de estudio. Además, se explican las características más importantes de cada sistema.

Actualmente, en el mercado, existen diferentes tipos de herramientas para caracterizar y simular sistemas solares térmicos. Los programas más populares se describen a continuación [C1].

- TRNSYS [C2]: fue la primera herramienta de simulación dinámica realizada por ordenador para llevar a cabo simulaciones horarias detalladas de sistemas solares térmicos. Tiene una interfaz de usuario gráfica que permite el uso de componentes predefinidos o la creación de nuevos modelos de componentes, que pueden ser fácilmente conectados entre ellos para ensamblar diferentes esquemas.
- Valentin T\*SOL [C3]: es un programa de simulación dinámica con tres versiones diferentes: profesional, exprés y experto. Esta herramienta es muy flexible, obteniendo diagramas de balances de energía, carga de energía cubierta por el sistema solar y emisiones de CO<sub>2</sub> no emitidas.
- POLYSUN [C4]: simula sistemas solares térmicos, bombas de calor, sistemas fotovoltaicos, cogeneración y sistemas de refrigeración; también son posibles sistemas combinados. Este programa tiene dos niveles diferentes de usuario: diseñador y profesional. Esta herramienta genera una simulación dinámica para diseñar sistemas solares calculando la fracción solar, proporcionando una representación detallada de la planta durante la simulación y generando informes para facilitar la tarea de marketing y comunicación. Además, el rango de este programa es principalmente para pequeños sistemas solares. Aunque, la documentación del programa contempla la simulación de sistemas térmicos con almacenamiento térmico estacional.
- GetSolar [C5]: lleva a cabo una simulación anual de un sistema solar térmico de distrito calculando los parámetros ambientales y los de la planta, tales como la posición del sol, la temperatura externa del aire, etc. Además, puede simular sistemas solares y sistemas combinados, y calcula las emisiones de CO<sub>2</sub> no emitidas.
- RetScreen International [C6]: es una herramienta basada en excel y dedicada para pre diseños de sistemas de energía con energías renovables. Está articulada en diferentes módulos para mejorar el análisis energético.



## 2 TRNSYS

### 2.1 Características

TRNSYS [C2] es un acrónimo de “transient simulation software”. Este programa fue la primera herramienta de simulación popular basada en ordenador que permite una simulación horaria detallada de sistemas solares térmicos [C1]. El modelo de TRNSYS para el caso de estudio se muestra en la figura C1.

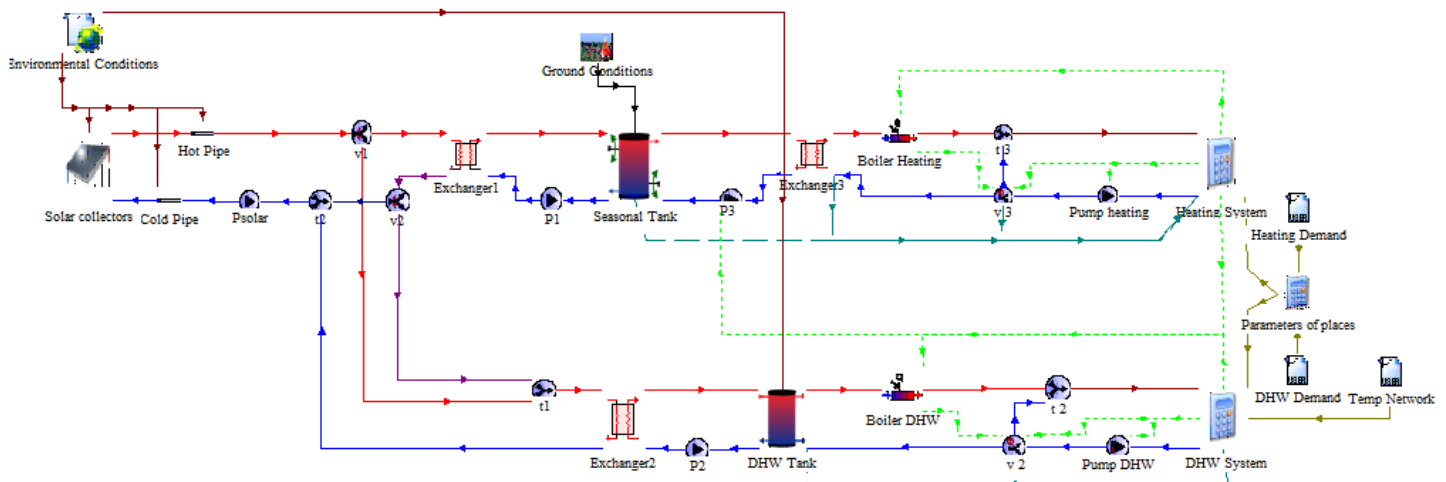


Figura C1. Modelo de TRNSYS para el caso de estudio.










Como se puede observar en la figura C1, en este sistema, no está incluido el suelo radiante y solo se introduce la temperatura de entrada y salida de la red de distribución de calefacción y la demanda de calefacción.

#### 2.1.1 Condiciones ambientales

Los principales parámetros introducidos en las condiciones ambientales son:

- Modelo, para el cálculo de la radiación solar absorbida por el campo solar;
- La reflectancia del suelo para los diferentes periodos del año, considerando si se va a cubrir de nieve o no el suelo;
- La inclinación de los captadores solares.

En la figura C2 se muestran todos los parámetros introducidos para las condiciones ambientales, con la excepción de la información climática y el perfil de temperatura de agua fría, los cuales son introducidos a través de ficheros de texto.

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1		File Type	3	-		More...
2		Logical unit	63	-		More...
3		Tilted Surface Radiation Mode	4	string		More...
4		Ground reflectance - no snow	0.2	-		More...
5		Ground reflectance - snow cover	0.7	-		More...
6		Number of surfaces	1	-		More...
7		Tracking mode	1	-		More...
8		Slope of surface	D_inclinacion	string		More...
9		Azimuth of surface	0	degrees		More...

*Figura C2. Parámetros introducidos para las condiciones ambientales.*

TRNSYS tiene cuatro modelos diferentes para calcular la radiación solar absorbida por el campo solar, los cuales son: el modelo isotrópico, el modelo Hay y Davies, el modelo Reindl y el modelo Perez.

El modelo isotrópico es el modelo simple, que asume que la radiación difusa proveniente de la atmosfera es uniforme a través del cielo [C7], el modelo Hay y Davies (1980) estima que la fracción solar difusa es circunsolar y considera que esta tiene la misma dirección que la radiación emitida. Además, este modelo no trata la iluminación horizontal. El modelo Reindl (1990) añade el termino de iluminación horizontal al modelo Hay y Davies. Finalmente, el modelo Perez, (1987, 1988, 1990) está basado en un análisis más detallado de las tres componentes de la radiación difusa en la superficie de inclinación, las cuales son la difusa isotrópica, la difusa circunsolar y la difusa horizontal [C8].

La información climática se introduce en el programa a través de ficheros de texto. Esta se obtuvo con el programa Energy Plus [C9], porque genera información de las 52 capitales españolas [C10]. En el programa POLYSUN, no es posible cambiar los valores de temperatura de la red de abastecimiento de agua, por este motivo en TRNSYS, se han introducido en el fichero de texto los valores de agua fría de POLYSUN.

### 2.1.2 Tuberías



En este sistema se han incluido solo dos tuberías, la tubería de entrada al campo solar y la de salida del campo solar. Los parámetros introducidos para estas tuberías son el diámetro interno y externo, la longitud, la conductividad térmica del material de las tuberías, las propiedades del fluido solar, tales como la densidad, el calor específico, la conductividad térmica y la viscosidad. Además, se han introducido la conductividad térmica y el espesor del aislamiento.

La longitud de cada tubería es de 500 m, porque se ha asumido una longitud total de las tuberías de 1000 m y se ha dividido en dos, tubería del lado frío y tubería del lado caliente.

### 2.1.3 Captadores solares

Los principales parámetros introducidos en el programa para los captadores solares son el área del campo solar, el calor específico del fluido solar, y los parámetros de la curva de eficiencia del captador ( $\eta_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$ ), como se ilustran en la figura C3.

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment













1		Number in series	1	-	More...
2		Collector area	sol_field_area	string	More...
3		Fluid specific heat	Sol_fluid_cp	string	More...
4		Efficiency mode	2	-	More...
5		Tested flow rate	Sol_flowrate_test	string	More...
6		Intercept efficiency	Interc_efficiency_a0	string	More...
7		Efficiency slope	Efficiency_slope_a1	string	More...
8		Efficiency curvature	Efficiency_curvat_a2	string	More...
9		Optical Mode 1	1	-	More...


Figura C3. Parámetros de los captadores solares.

### 2.1.4 Bombas

Para las cinco diferentes bombas del sistema, se tienen que introducir los mismos parámetros, que son el caudal máximo, el calor específico del fluido que circula por la bomba, para Psol es el fluido solar y para el resto es agua, la potencia máxima, el coeficiente de conversión y el coeficiente de potencia. Además, en la figura C4, se muestran estos parámetros.

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment |










1		Maximum flow rate	P1_flowrate	string	More...
2		Fluid specific heat	Water_cp	string	More...
3		Maximum power	P1_max_power_kJh	string	More...
4		Conversion coefficient	P1_conv_power_RE F	string	More...
5		Power coefficient	P1_power_coeff_R EF	string	More...

Figura C4. Parámetros de las bombas.

El coeficiente de conversión es la fracción de la potencia de la bomba que se convierte en energía térmica al fluido y el coeficiente de potencia especifica la relación no lineal entre la potencia de la bomba y el caudal del fluido.

### 2.1.5 Intercambiadores de calor







Hay tres parámetros principales que hay que introducir en los intercambiadores de calor, que son el calor específico del fluido del lado caliente, el calor específico del fluido del lado frío y la capacidad de transmisión del intercambiador (UA).

### 2.1.6 Depósitos

En el depósito de ACS y el acumulador estacional, los parámetros a introducir son el volumen, el coeficiente de pérdidas en el depósito, el número de nodos (estratificación), y el calor específico y la densidad del fluido. El número de nodos para cada depósito es 6 para el depósito de ACS y 20 para el acumulador estacional.

### 2.1.7 Calderas auxiliares

Los parámetros introducidos son la potencia máxima, el calor específico del fluido y el rendimiento. Además, se introduce la temperatura asignada, que regula el modo de funcionamiento de las calderas, sin considerar histéresis. En la figura C5 se muestran estos parámetros.

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
	1		Maximum heating rate	BH_max_real_pow er	string	More...
	2		Specific heat of fluid	Water_cp	string	More...
	3		Overall loss coefficient for heater during operation	0.0	kJ/hr.K	More...
	4		Efficiency of auxiliary heater	BH_efficiency	string	More...

*Figura C5. Parámetros de las calderas auxiliares.*

### 2.1.8 Demanda térmica

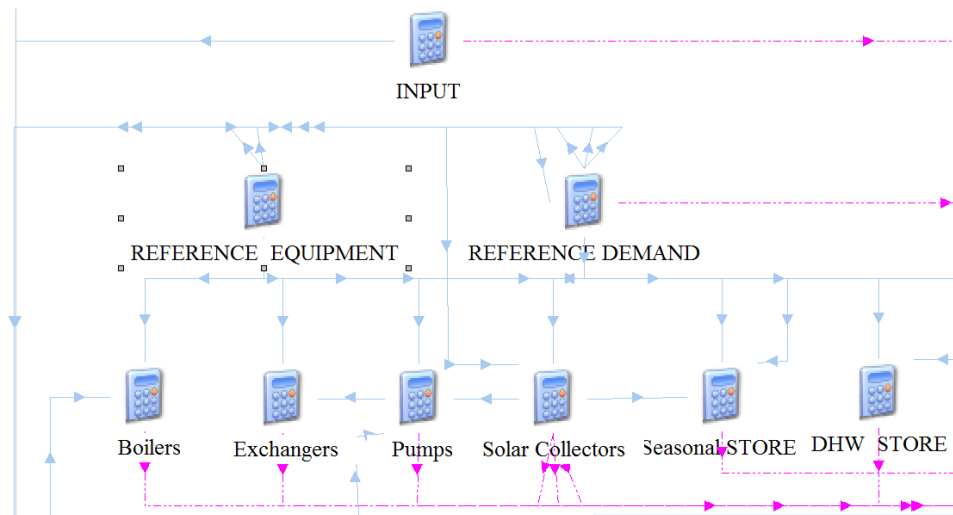
En este sistema, los parámetros de demanda anual de calefacción y de ACS se introducen a través de ficheros de texto, como se muestra en la figura C6. La primera columna indica las horas del año y la segunda la demanda de ACS o calefacción.

Hora	Dem. ACS	Hora	Dem. Calef.
0	11,24	0	0
1	0	1	0
2	0	2	0
3	0	3	0
4	0	4	0
5	0	5	0
6	11,24	6	0
7	16,28	7	292,58
8	25,24	8	281,90
9	38,08	9	265,00
10	29,82	10	247,80
11	20,64	11	236,46
12	13,54	12	229,24
*****	*****	*****	*****
8753	18,88	8753	236,02
8754	25,60	8754	235,18
8755	32,10	8755	235,48
8756	25,60	8756	232,72
8757	20,18	8757	169,06
8758	15,18	8758	210,08
8759	10,62	8759	0
8760	0	8760	0

*Figura C6. Fichero de la demanda de ACS (izquierda) y fichero de la demanda de calefacción (derecha).*

## 2.2 Calculadoras

El sistema de TRNSYS ha sido diseñado para tener la posibilidad de cambiar parámetros, como el número de viviendas o la localización, modificando solo unos pocos valores, y no todas las características de todos los elementos. Esto ha sido posible usando las diferentes calculadoras donde se ha programado las ecuaciones explicadas en el Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos, para obtener las características y las relaciones dimensionales de los diferentes elementos. Estas calculadoras corresponden al tipo “Equa” de TRNSYS y se muestran en la figura C7.



*Figura C7. Diferentes calculadoras del sistema de TRNSYS.*

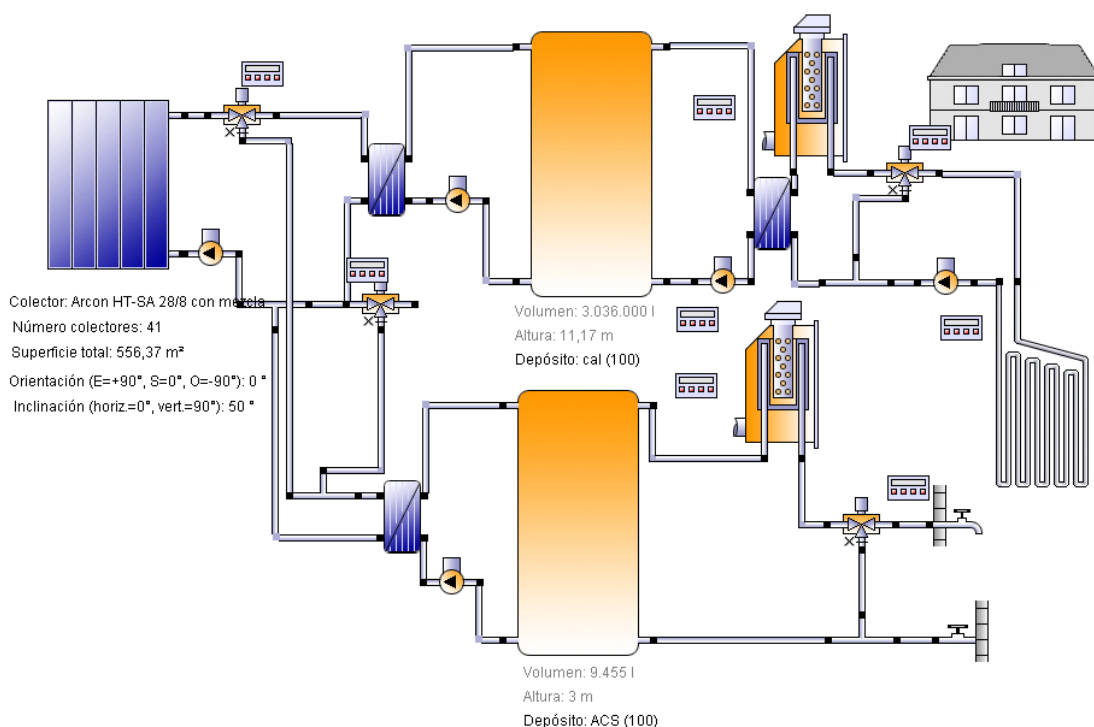
## 3 POLYSUN

### 3.1 Características

El sistema de POLYSUN ha sido desarrollado durante este proyecto, y en este apartado se va a explicar las diferentes características del sistema y cómo se ha diseñado.

El programa POLYSUN [C4] fue desarrollado por el instituto de Solartechnik Prufung Forschung (SPF), que forma parte de la universidad técnica de HSR Rapperswil (Suiza). Este programa lleva a cabo una simulación dinámica para diseñar sistemas solares calculando la fracción solar y proporcionando una representación detallada de la planta durante la simulación [C1].

Los principales elementos considerados en el sistema llevado a cabo con POLYSUN y las características del campo solar y del acumulador estacional se muestran en la figura C8.



*Figura C8. Diagrama del sistema con POLYSUN.*

#### 3.1.1 Condiciones ambientales

Las condiciones ambientales introducidas en el programa POLYSUN se muestran en la figura C9, y son la ubicación de la instalación, los datos meteorológicos, la alimentación de agua fría, el lugar del depósito y el horizonte.

Este programa tiene la información de todas las ciudades, por lo tanto, solo es necesario cambiar de ciudad para obtener las características de localización, tales como la latitud, longitud, etc., y los datos meteorológicos, los cuales se obtienen del programa Meteororm [C11]. Además, POLYSUN usa el modelo Perez para calcular la radiación solar que es absorbida por el campo solar.

Proyecto partes - Datos de ubicación
vela solaris

---

**Ubicación de la instalación**

☒ Del banco de datos
 ☐ Del mapa

Continente	País	Ubicación de la instalación	Horario de verano	Descripción de la posición
Europa	España	Zaragoza	ignorar	Libre
Latitud [°]	Longitud [°]	Altitud [m]	Huso horario [h]	Temperatura exterior de no...
41,65	-0,9	243	1	-5

**Datos meteorológicos**

☒ De la ubicación
 ☐ Del archivo
 ☐ Datos mensuales externos

---

**Alimentación de agua fría**

☐ Temperatura calculada
 ☒ Temperatura definida

Alimentación de agua fría	Temperatura media [°C]	Franja de temperatura [K]	Mes más caliente	Modificación general de la ...
España central	13	4,8	Julio	0

**Lugar del depósito**

Temperatura media [°C]	Franja de temperatura [K]	Mes más caliente
15	0	Julio

**Horizonte**

*Figura C9. Parámetros de las condiciones ambientales.*

A la hora de elegir la alimentación de agua fría, España está dividida en tres zonas, central, norte y sur, para este caso, se ha elegido España central. Además, se puede dibujar el horizonte y los obstáculos que se puede encontrar el sol para llegar a los captadores solares.

### 3.1.2 Captadores solares

En POLYSUN, existen dos partes diferentes, donde se introducen todos los parámetros. En una se introducen los parámetros relacionados con los captadores solares y en la otra los parámetros relacionados con el campo solar.

Los parámetros requeridos para los captadores solares son muchos, como por ejemplo el superficie del absorbedor, los parámetros de la curva de eficiencia ( $\eta_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$ ), el diámetro de las tuberías de dentro del captador solar, el volumen del captador, etc. Los captadores solares elegidos para este caso se encuentran en el catálogo de captadores solares de POLYSUN, Sin embargo, para obtener un comportamiento similar al de TRNSYS, se ha decidido que la capacidad térmica sea cero.



Los parámetros del campo solar son el área total, el número de captadores solares, el número de captadores solares que hay en paralelo, el porcentaje que afecta al campo solar de la fuerza del viento y la inclinación de los captadores. Todos estos parámetros se muestran en la figura C10.

Descripción		
Ambiente	▼ exterior	
Norma de ensayo	▼ Europa	
Colector	Arcon HT-SA 28/8 c...	
- N° catálogo	0	
- Tipo de colector	Colector plano	
Valor de referencia de la área	▼ Número colectores	
Superficie total	556,37	m²
Superficie abertura total	514,96	m²
Superficie absorbedor total	514,96	m²
Número colectores	41	
Filas paralelas	41	
Fuerza del viento sobre el campo col...	0	%
A Orientación (E=+90°, S=0°, O=-90°)	0	=
B Inclinación (horiz.=0°, vert.=90°)	50	=
Rotación	0	=
Seguidor	▼ Sin seguidor	

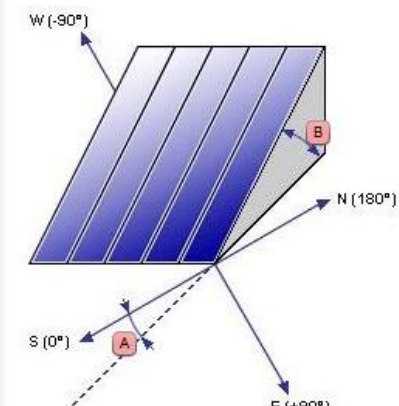


Figura C10. Parámetros necesarios para caracterizar el campo solar.

Además, las características del fluido solar también se introducen en los parámetros de los captadores solares. POLYSUN necesita más parámetros que TRNSYS para caracterizar el fluido solar, por ejemplo, necesita la temperatura de evaporización, la de solidificación, la viscosidad cinética, etc.

### 3.1.3 Tuberías

Los principales parámetros introducidos son el diámetro interno y externo, la longitud, el material de las tuberías y sus propiedades, tales como, densidad, conductividad térmica, etc. Además, se introduce el material de aislamiento con sus propiedades y su espesor. Algunos de estos parámetros se muestran en la figura C11.

Descripción	34	
Ambiente	▼ exterior	
A Tubo	tubos (100)	
- N° catálogo	0	
B - Diámetro interno	56	mm
C - Diámetro externo	60	mm
D Longitud	10	m
Coeficiente de forma lineal	1	
Coeficiente de resistencia	0	
E Aislamiento térmico	poliuretano expans...	
- N° catálogo	0	
F Espesor aislamiento	60	mm

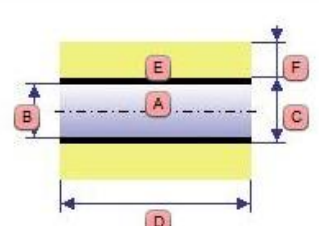


Figura C11. Parámetros de las tuberías.

Al contrario que en TRNSYS que solo existen dos tuberías de 500 m. En POLYSUN es necesario caracterizar y dibujar todas las tuberías, por lo que se ha considerado que todas las tuberías tienen una longitud de 10 m, con la excepción de la tubería de entrada y la de salida del campo solar que tienen 500 m.

### 3.1.4 Bombas

Para cada bomba hay que introducir la curva de la bomba, introduciendo los principales puntos de esta curva y para cada punto se tiene que especificar la potencia, el caudal y la presión. Esta curva ha sido obtenida con el programa Sedical [C12], como se ha explicado en el Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos. En la figura C12 se observa la curva de la bomba para la bomba Psol.

N° catálogo	Nombre	Nivel	Potencia [W]	Caudal [l/h]	Presión [bar]
0		14858...	1.610	200	2,2
0		14858...	1.820	4.200	2,18
0		14858...	2.070	9.000	2,176
0		14858...	2.120	10.000	2,176
0		14858...	2.620	20.100	2,117
0		14858...	3.070	30.100	2,029
0		14858...	3.490	40.100	1,88
0		14858...	3.860	50.100	1,67
0		14858...	4.190	60.000	1,4
0		14858...	4.480	70.000	1,034
0		14858...	4.590	74.500	0,85

Figura C12. Principales puntos de la curva de la bomba Psol.

### 3.1.5 Intercambiadores de calor

Para todos los intercambiadores de calor, los principales parámetros a introducir son la capacidad de transmisión (UA), la longitud, la altura, la anchura y el número de placas. La anchura y la altura es la misma para los intercambiadores escogidos, por lo que se calcula este valor a través del área y del número de placas del intercambiador. En la figura C13 se muestra la capacidad de transmisión y el número de placas para el intercambiador ex1 y ex2.

Descripción	HX1
Ambiente	▼ exterior
Intercambiador de calor exterior	■ HX1 (100)
- N° catálogo	0
- Capacidad de transmisión	224.380 W/K
- Número placas intercambiador	97



Figura C13. Principales propiedades del intercambiador de calor ex1 y ex2.

### 3.1.6 Depósitos

En el depósito de ACS y el acumulador estacional, los parámetros introducidos son el volumen, la altura, la altura de convexidad, el material con sus propiedades y su espesor, el material de aislamiento con sus propiedades, el espesor en la parte de arriba, en el fondo y en las paredes. Todos los depósitos en POLYSUN están divididos en doce capas. Los parámetros del acumulador estacional se muestran en la figura C14.

Descripción	calefacción	
Ambiente	▼ exterior	
Depósito	■ cal (100)	
- N° catálogo	0	
- Volumen	3.036.000	l
- Altura	11,17	m
- Altura de la convexidad	0	mm
- Material	PU blando	
- N° catálogo	109	
- Espesor de la pared	352	mm
- Aislamiento térmico	hormigon	
- N° catálogo	0	
- Espesor aislamiento	500	mm
- Espesor en la tapa del depósito	500	mm
- Espesor al fondo del depósito	500	mm
- Dispersiones térmicas específicas...	0	W/K
Volumen del depósito interno	0	l
Volumen intercambiador de doble p...	0	l

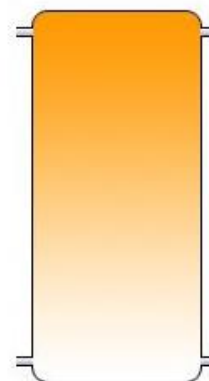


Figura C14. Principales parámetros del acumulador estacional.

En la figura C14, se puede observar que el material está escrito en el aislamiento y el aislamiento en el material. Esto es porque en el acumulador estacional elegido en TRNSYS, solo se introduce el material del aislamiento, debido a la forma de construcción elegida, en la capa exterior está el hormigón y en la capa interior está el aislamiento térmico. En el depósito de ACS no se han cambiado estos valores porque no hay diferencias en los resultados entre una forma y la otra. Los parámetros del depósito de ACS se muestran en la figura C15.

Descripción	ACS	
Ambiente	▼ exterior	
Depósito	■ ACS (100)	
- N° catálogo	0	
- Volumen	9.455	l
- Altura	3	m
- Altura de la convexidad	0	mm
- Material	Acero	
- N° catálogo	101	
- Espesor de la pared	2	mm
- Aislamiento térmico	poliuretano expanso ...	
- N° catálogo	0	
- Espesor aislamiento	90	mm
- Espesor en la tapa del depósito	90	mm
- Espesor al fondo del depósito	90	mm
- Dispersiones térmicas específicas...	0	W/K
Volumen del depósito interno	0	l
Volumen intercambiador de doble p...	0	l

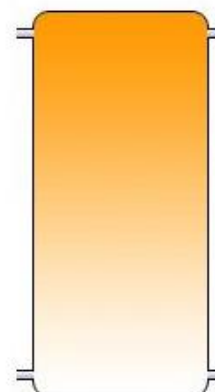


Figura C15. Principales parámetros del depósito de ACS.

### 3.1.7 Calderas auxiliares

Los principales parámetros introducidos para caracterizar las calderas son la potencia, la potencia mínima, el rendimiento, el tipo de combustible, el caudal, la masa y el área. Para este caso se han elegido calderas del catálogo de POLYSUN y se ha cambiado el rendimiento. Las principales características de la caldera de calefacción se muestran en la figura C16 y las de la caldera de ACS en la figura C17.

Descripción	caldera calefacción	
Ambiente	▼ exterior	
Descripción circuito		
Generador de calor	▼ Caldera	
Caldera	☑ caldera cal (100)	
- N° catálogo	0	
- Potencia	364	kW
- Potencia mínima	87	kW
- Combustible	Gas natural H	
- Rendimiento	93	%
- Caudal	86.000	l/h

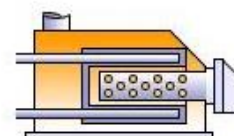


Figura C16. Principales parámetros de la caldera de calefacción.

Descripción	caldera ACS	
Ambiente	▼ exterior	
Descripción circuito		
Generador de calor	▼ Caldera	
Caldera	☑ caldera ACS (100)	
- N° catálogo	0	
- Potencia	40	kW
- Potencia mínima	10	kW
- Combustible	Gas natural H	
- Rendimiento	96	%
- Caudal	10.000	l/h

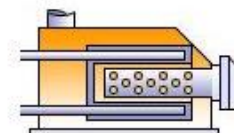


Figura C17. Principales parámetros de la caldera de ACS.

### 3.1.8 Suelo radiante

En el suelo radiante se introduce la temperatura de entrada y salida, el número de módulos de suelo radiante y la potencia, el área, el caudal y el volumen para cada suelo radiante, como se ilustra en la figura C18.

Descripción		
Tipo módulo	▼ Convector/radiador	
Módulo calentador	☑ suelo radiante	
- N° catálogo	0	
- Temperatura de ida nominal	50	°C
- Temperatura de retorno nominal	35	°C
- Potencia por módulo calentador en...	750	W
- Superficie módulo calentador	11	m²
- Caudal por módulo calentador en c...	43,83	l/h
- Volumen	20	l
Selección edificio	▼ Edificio 1	
Número automático de módulos de ...	▼ No	
Número de módulos de calefacción/...	200	-

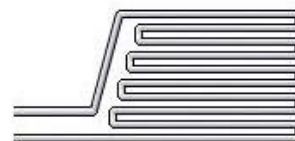


Figura C18. Parámetros del suelo radiante.



### 3.1.9 Demanda térmica

La demanda de calefacción es introducida a través del edificio, donde es necesario introducir la demanda térmica sin contabilizar la demanda de ACS por mes, las pérdidas de energía (ventilación + transmisión) por mes, el área calefactada y la temperatura nominal. Esto se muestra en la figura C19.

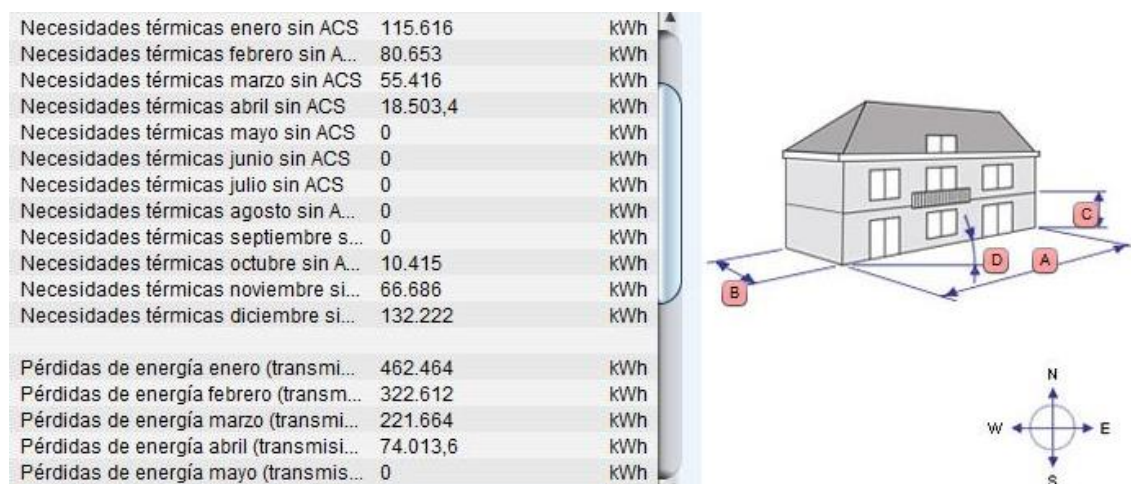


Figura C19. Parámetros introducidos en el edificio.

Por otro lado, la demanda de ACS se introduce en litros por día cada mes. Además, también se tiene que introducir la temperatura nominal del agua caliente sanitaria. En la figura C20 se muestran estos parámetros.

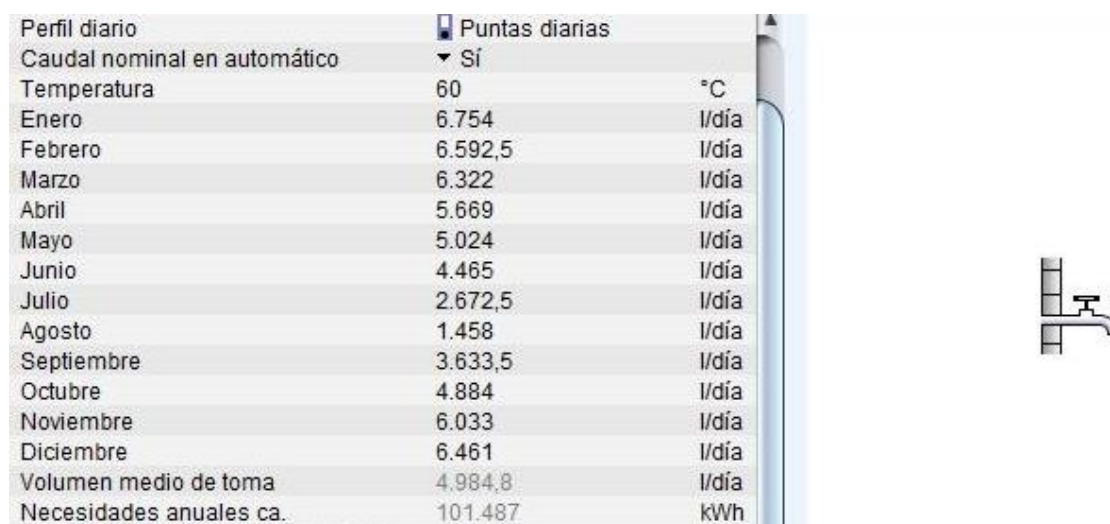
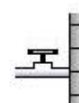


Figura C20. Parámetros introducidos de la demanda de ACS.

### 3.1.10 Agua de red

A pesar del hecho de que el agua de red se introduce en las condiciones ambientales, en este sistema, también se tienen que dibujar el agua fría, aunque no se modifican las propiedades introducidas en las condiciones ambientales. Las principales características se muestran en la figura C21.

Descripción		
Alimentación de agua fría	España central	
- N° catálogo	21	
-- N° catálogo	8500	
- Temperatura media	13	°C
- Franja de temperatura	4,8	K
- Mes más caliente	Julio	
Cálculo del agua fría	▼ Catálogo	
Modificación general de la temperat...	0	K



*Figura C21. Principales características del agua de red.*

### 3.1.11 Regulaciones

Este sistema consiste en ocho diferentes regulaciones, que son la regulación de la válvula V1, la de la válvula V2, la de la bomba P3, la regulación de calefacción, la regulación de la caldera de calefacción, la de la caldera de ACS, la de la válvula V3 y la de la válvula V4.

La regulación de la válvula V1 controla no solo la válvula V1, sino también la bomba Psol, P1 Y P2, debido a las características de las regulaciones de bombas dadas en POLYSUN, en las cuales solo es posible introducir la máxima temperatura de un depósito y para este caso, es necesario incluir la de los dos depósitos al mismo tiempo. La manera de trabajar de esta regulación está basada en los modos de operación explicados en el capítulo 2.2, modos de operación, del anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos, y estos son la carga combinada, solo calefacción y solo ACS. Además, se ha estudiado cuando estos modos de operación ocurren y cuando no, ya que es necesario introducir en POLYSUN todas las posibilidades para obtener una correcta regulación. En la figura C22 se observa este tipo de regulación.

Descripción	2	Nombre	Valor	Unidad
Enseñar entradas	▼ no	Entrada regulación 1	Depósito ACS: Capa más alta	°C
Enseñar salidas	▼ no	Entrada regulación 2	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Variable auxiliar 1	☐ Temperatura ACS	Entrada regulación 3	Depósito ACS: Capa más baja	°C
Variable auxiliar 2	☐ Temperatura calefa...	Entrada regulación 4	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Variable auxiliar 3	☐ CAUDAL	Entrada regulación 5	Colector: Superficie abertura col...	m²
Variable auxiliar 4	☐ caudal psol	Entrada regulación 6	Colector: Temperatura de salida	°C
Variable auxiliar 5	☐ Temperatura máxi...	Entrada regulación 7		
Variable auxiliar 6	☐			
Estado operativo 1	☐ solo calefacción			
Estado operativo 2	☐ ambas			
Estado operativo 3	☐ solo ACS			
Estado operativo 4	☐ NADA			
Estado operativo 5	☐ SOLO CALEFACCI...			
Estado operativo 6	☐ SOLO ACS			
Estado operativo 7	☐ ACS			
Estado operativo 8	☐ NADA			
Estado operativo 9	☐ NADA			
Estado operativo 10	☐ NADA			
Estado operativo 11	☐ NADA			
Estado operativo 12	☐			

Salidas regulación		
Nombre	Valor	Unidad
Salida regulación 1 (opcional)	Válvula de tres vías V1: Válvula d...	
Salida regulación 2 (opcional)	Bomba P1: Estado	%
Salida regulación 3 (opcional)	Bomba P2: Estado	%
Salida regulación 4 (opcional)	Bomba P1: Caudal	l/h
Salida regulación 5 (opcional)	Bomba P2: Caudal	l/h
Salida regulación 6 (opcional)	Bomba Psol: Estado	%
Salida regulación 7 (opcional)	Bomba Psol: Caudal	l/h
Salida regulación 8 (opcional)		

**Tiempos de funcionamiento** ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑												

Figura C22. Regulación de la válvula V1.

La regulación de la válvula V2 tiene la misma manera de trabajar que la regulación de la válvula V1, pero esta regulación solo controla la válvula V2 y solo está afectada por los modos de operación de carga combinada y solo calefacción, descritos en capítulo 2.2, modos de operación, del anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos. Esta regulación se muestra en la figura C23.

Descripción	3	Nombre	Valor	Unidad
Enseñar entradas	▼ no	Entrada regulación 1	Depósito ACS: Capa más alta	°C
Enseñar salidas	▼ no	Entrada regulación 2	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Variable auxiliar 1	☐ Temperatura ACS	Entrada regulación 3	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Variable auxiliar 2	☐ Temperatura calefa...	Entrada regulación 4	Depósito ACS: Capa más baja	°C
Variable auxiliar 3	☐ temperatura máxim...	Entrada regulación 5	Colector: Temperatura de salida	°C
Variable auxiliar 4	☐	Entrada regulación 6		
Estado operativo 1	☐ solo calefacción			
Estado operativo 2	☐ AMBAS			
Estado operativo 3	☐ SOLO CALEFACCI...			
Estado operativo 4	☐			

Salidas regulación		
Nombre	Valor	Unidad
Salida regulación 1 (opcional)	Válvula de tres vías V2: Válvula d...	
Salida regulación 2 (opcional)		

**Tiempos de funcionamiento** ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑												

Figura C23. Regulación de la válvula V2.

Al contrario que las regulaciones de la válvula V1 y de la válvula V2, las siguientes regulaciones son propias del programa POLYSUN, con la excepción de la regulación de la bomba P3, que es una regulación diseñada para que el caudal del intercambiador ex3 sea el mismo en ambos lados. Además, esta regulación solo regula el caudal que tiene que circular a través de esta bomba, como se muestra en la figura C24.

Descripción	4
Enseñar entradas	▼ no
Enseñar salidas	▼ no
Variable auxiliar 1	caudal
Variable auxiliar 2	
Estado operativo 1	caudal
Estado operativo 2	NADA
Estado operativo 3	

Nombre	Valor	Unidad
Entrada regulación 1	Tubo 21: Caudal	l/h
Entrada regulación 2		

**Salidas regulación**

Nombre	Valor	Unidad
Salida regulación 1 (opcional)	Bomba P3: Caudal	l/h
Salida regulación 2 (opcional)		

**Tiempos de funcionamiento** ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
✓	✓	✓	✓																				

*Figura C24. Regulación de la bomba P3.*

La caldera de calefacción y la caldera de ACS tienen el mismo tipo de regulación, la diferencia es el valor de la temperatura de referencia. Este tipo de controladores tienen histéresis, y para este caso, se ha elegido  $\pm 3$  °C de la temperatura de referencia, la cual es 60 °C para ACS y 50°C para calefacción. Las características de estas regulaciones se muestran en las siguientes figuras. Además, se puede observar que la caldera de calefacción solo funciona durante los meses de calefacción, que son entre octubre y abril, y esto también ocurre en la regulación de la bomba P3, la regulación de calefacción y la regulación de la válvula V3.



Descripción	2	Nombre	Valor	Unidad
Señal de salida	▼ normal	Capa sonda encendido 1	Caldera caldera ACS: Temperatu...	°C
Enseñar entradas	▼ no	Capa sonda apagado 1	Caldera caldera ACS: Temperatu...	°C
Enseñar salidas	▼ no	Caudal generador de calor	Tubo 24: Caudal	l/h
Relación lógica sondas temperatura...	▼ Ninguna	Temperatura de entrada generador de calor	Tubo 24: Temperatura	°C
Referencia por sondas temperatura 1	▼ Valor fijo	Caudal definido 2, estado de conmutación		l/h
Temperatura depósito de encendido 1	57			°C
Temperatura depósito de apagado 1	63			°C
Ignorar temporizador de la bomba d...	▼ No			
Tiempo de ejercicio mínimo	0			mín.
Tiempo de parada mínimo	0			mín.
Temperatura máxima del depósito	70			°C

Salidas regulación		
Nombre	Valor	Unidad
Estado calefacción	Caldera caldera ACS: Estado	%
Estado conmutación (opcional)		
Potencia controlada generador de calor (o...	Caldera caldera ACS: Potencia c...	kWh
Estado bomba de carga (opcional)		
Estado bomba del circuito de calefacción ...		
Caudal controlado 2, estado de conmutac...		l/h

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓												

Figura C25. Regulación de la caldera de ACS.

Descripción	1	Nombre	Valor	Unidad
Señal de salida	▼ normal	Capa sonda encendido 1	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Enseñar entradas	▼ no	Capa sonda apagado 1	Caldera caldera calefacción: Te...	°C
Enseñar salidas	▼ no	Caudal generador de calor	Tubo 22: Caudal	l/h
Relación lógica sondas temperatura...	▼ Ninguna	Temperatura de entrada generador de calor	Tubo 22: Temperatura	°C
Referencia por sondas temperatura 1	▼ Valor fijo	Caudal definido 2, estado de conmutación		l/h
Temperatura depósito de encendido 1	47			°C
Temperatura depósito de apagado 1	53			°C
Ignorar temporizador de la bomba d...	▼ No			
Tiempo de ejercicio mínimo	0			mín.
Tiempo de parada mínimo	0			mín.
Temperatura máxima del depósito	99			°C

Salidas regulación		
Nombre	Valor	Unidad
Estado calefacción	Caldera caldera calefacción: Est...	%
Estado conmutación (opcional)		
Potencia controlada generador de calor (o...	Caldera caldera calefacción: Pot...	kWh
Estado bomba de carga (opcional)		
Estado bomba del circuito de calefacción ...		
Caudal controlado 2, estado de conmutac...		l/h

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓												

Figura C26. Regulación de la caldera de calefacción.

La regulación del circuito de calefacción controla las condiciones de trabajo de la bomba Pheat y P3 y el caudal de la bomba Pheat, el suelo radiante y cuando es necesario el uso de la calefacción. En esta regulación se tiene que incluir la temperatura nominal de la casa, la temperatura exterior, el caudal de referencia del suelo radiante, etc., como se muestra en la figura C27.

Descripción	1	Nombre	Valor	Unidad
Enseñar entradas	▼ sí	Temperatura exterior	Datos meteorológicos: Temperat...	°C
Enseñar salidas	▼ sí	Temperatura ambiente nominal	Edificio 1: Temperatura nominal ...	°C
Activación del circuito de calefacción	12 °C	Temperatura ambiente efectiva	Edificio 1: Temperatura	°C
Histéresis de encendido	2 dT(°C)	Caudal nominal	Módulo calentador: Caudal nomi...	l/h
Histéresis de apagado	0 dT(°C)	Nivel temperatura superior		
		Nivel temperatura inferior		
		Temperatura nominal variable		

Salidas regulación				
Nombre	Valor	Unidad		
Estado bomba	Bomba Pheat: Estado	%		
Estado conmutación 2 (opcional)	Bomba P3: Estado	%		
Caudal definido	Bomba Pheat: Caudal	l/h		
Válvula mezcladora (opcional)				

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
✓	✓	✓	✓	✓																			

Figura C27. Regulación de calefacción.

Las dos últimas regulaciones son del mismo tipo: regulaciones de la válvula mezcladora. Se usan para regular la válvula V3, la cual está en el circuito de calefacción y controla la temperatura de entrada al suelo radiante, y para regular la válvula V4, que está en el circuito de ACS y regula la temperatura de salida del agua caliente sanitaria. Estos controladores se muestran en las siguientes figuras.

Descripción	2	Nombre	Valor	Unidad
Señal de salida	▼ normal	Nivel temperatura superior	Tubo 10: Temperatura	°C
Enseñar entradas	▼ no	Nivel temperatura inferior	Tubo 15: Temperatura	°C
Enseñar salidas	▼ no			
Definición de la temperatura nominal	▼ Valor fijo			
Temperatura nominal fija	52 °C			

Salidas regulación				
Nombre	Valor	Unidad		
Válvula mezcladora	Válvula de tres vías V3: Posición...	%		

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
✓	✓	✓	✓	✓																			

Figura C28. Regulación de la válvula V3.

Descripción	1	Nombre	Valor	Unidad
Señal de salida	▼ normal	Nivel temperatura superior	Tubo 25: Temperatura	°C
Enseñar entradas	▼ no	Nivel temperatura inferior	Agua fría 2: Temperatura	°C
Enseñar salidas	▼ no			
Definición de la temperatura nominal	▼ Valor fijo			
Temperatura nominal fija	60 °C			

Salidas regulación				
Nombre	Valor	Unidad		
Válvula mezcladora	Válvula de tres vías V4: Posición...	%		

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓												

Figura C29. Regulación de la válvula V4.

### 3.2 Diseño

El método que se ha utilizado para diseñar este sistema en POLYSUN es el siguiente. Primero, el sistema se ha dividido en los tres circuitos principales, circuito solar, circuito de calefacción y circuito de ACS, porque usando modelos más simples es más fácil de visualizar la manera de trabajar del circuito y de diseñar las regulaciones de la forma más óptima. Además, con la ayuda del análisis en la simulación, que es una parte visual del programa, donde se pueden observar los valores de caudal y temperatura en cada elemento y en cada paso de simulación, y también se pueden conocer cuándo y cómo las regulaciones funcionan y si están alcanzando las condiciones requeridas.

El primer circuito diseñado ha sido el circuito solar, que consiste en dos bombas, P<sub>sol</sub> y P<sub>1</sub>, un intercambiador de calor y una piscina. Para este caso, se han elegido el número total de captadores solares de la instalación, y se ha dimensionado la piscina con un volumen total similar al de ambos depósitos y con altas temperaturas, para que los resultados fuesen representativos. Además, este circuito se ha diseñado para observar si las regulaciones de las bombas funcionan correctamente. En la figura C30, se muestra el diagrama de este circuito.

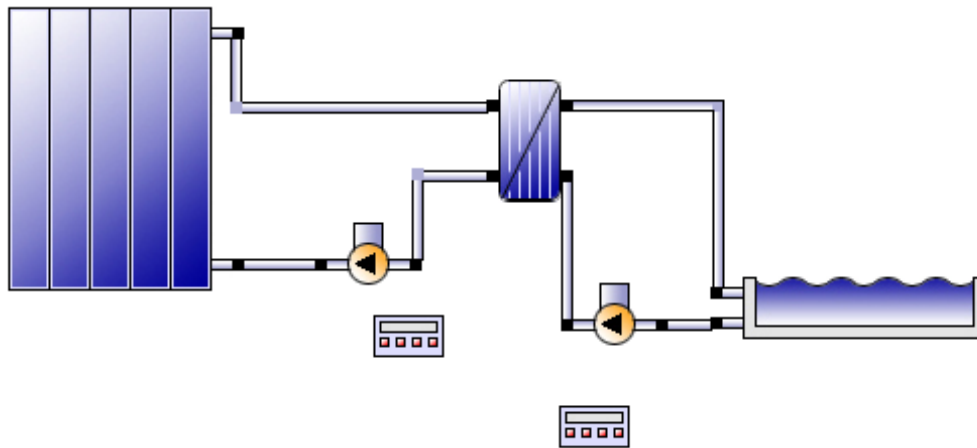


Figura C30. Diagrama del circuito solar.

Las dos regulaciones que se muestran en la figura C30 son del tipo de regulaciones del circuito solar, que son un tipo de regulación dada por POLYSUN. Estas regulaciones tienen las mismas características, con la excepción del flujo volumétrico específico,  $l/h \cdot m^2$ , porque circulan diferentes fluidos por cada bomba. La manera de calcular el flujo volumétrico necesario para cada bomba se explica con las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 \text{Flujo volumétrico}_{\text{fluido solar}} & \left[ \frac{l}{h \cdot m^2} \right] \\
 &= \text{flujo másico específico} \left[ \frac{kg}{h \cdot m^2} \right] * \text{densidad}_{\text{fluido solar}} \left[ \frac{m^3}{kg} \right] \\
 &* 1000 \left[ \frac{l}{m^3} \right] = 20,44 \left[ \frac{l}{h \cdot m^2} \right]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Flujo volumétrico}_{\text{agua}} \left[ \frac{l}{h \cdot m^2} \right] \\
 &= \text{flujo volumétrico}_{\text{fluido solar}} \left[ \frac{l}{h \cdot m^2} \right] \\
 & * \frac{(\text{densidad} * \text{capacidad calorífica})_{\text{fluido solar}}}{(\text{densidad} * \text{capacidad calorífica})_{\text{agua}}} = 19,535 \left[ \frac{l}{h \cdot m^2} \right]
 \end{aligned}$$

Las condiciones que tienen que cumplir estas regulaciones es que la temperatura de los captadores solares sea mayor que la temperatura máxima de la piscina y que ambas temperaturas sean menores que el límite máximo marcado. En la figura C31 se observa la regulación de la bomba Psol para este circuito.

Descripción	circuito solar		Nombre	Valor	Unidad
Señal de salida	▼ normal		Temperatura del colector	Colector: Temperatura de salida	°C
Enseñar entradas	▼ no		Temperatura del depósito	Piscina: Temperatura	°C
Enseñar salidas	▼ no		Superficie abertura colector	Colector: Superficie abertura col...	m²
Temperatura máxima del colector	120	°C			
Temperatura máxima del depósito	50	°C			
Diferencia de temperatura de encen...	0	dT(°C)			
Diferencia de temperatura de apaga...	0	dT(°C)			
Definición del caudal nominal	▼ Caudal específico				
Caudal específico	20,4	l/h/m²			
Estado descarga depósito	▼ no				

Salidas regulación

Nombre	Valor	Unidad
Estado bomba 1	Bomba 1: Estado	%
Estado bomba 2 (opcional)		
Caudal de la bomba 1 (opcional)	Bomba 1: Caudal	l/h
Caudal de la bomba 2 (opcional)		

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
lun	mar		mié		jue		vie		sáb		dom												
✓	✓		✓		✓		✓		✓		✓												
ene	feb	mar		abr		may		jun		jul		ago		sep		oct		nov		dic			
✓	✓	✓		✓		✓		✓		✓		✓		✓		✓		✓		✓			

Figura C31. Regulación de la bomba Psol en el circuito solar.

El siguiente paso ha sido diseñar el circuito de ACS, que consiste en cambiar la piscina por el depósito de ACS e incluir la caldera de ACS y la red de distribución de ACS. Antes de obtener este circuito, se ha verificado si la caldera de ACS puede suplir sola toda la demanda de ACS, diseñando el circuito de la figura C32.

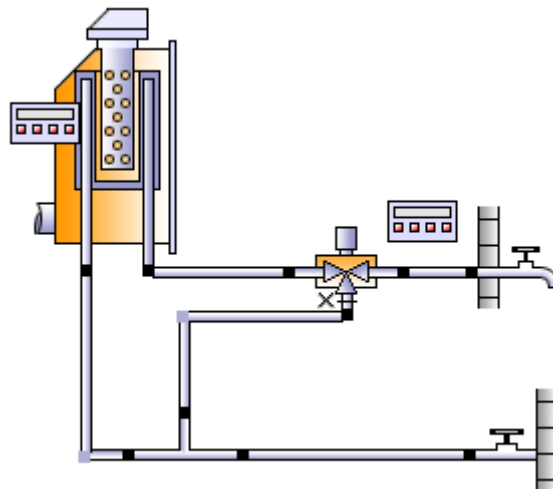
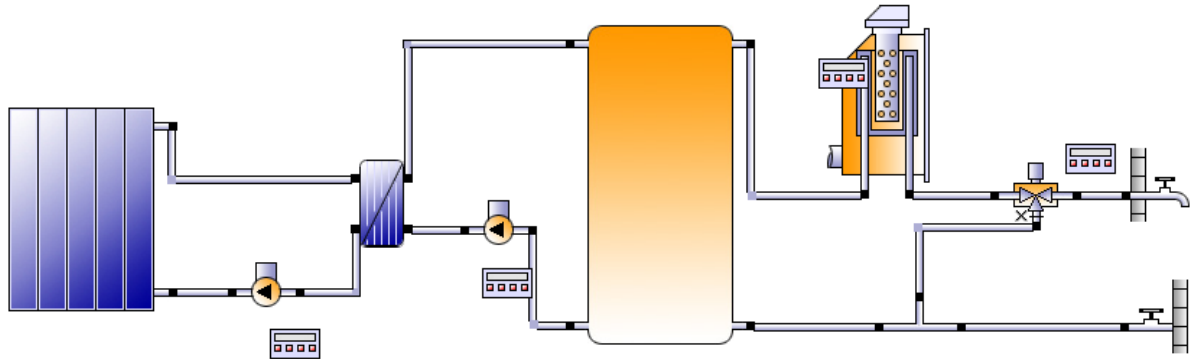


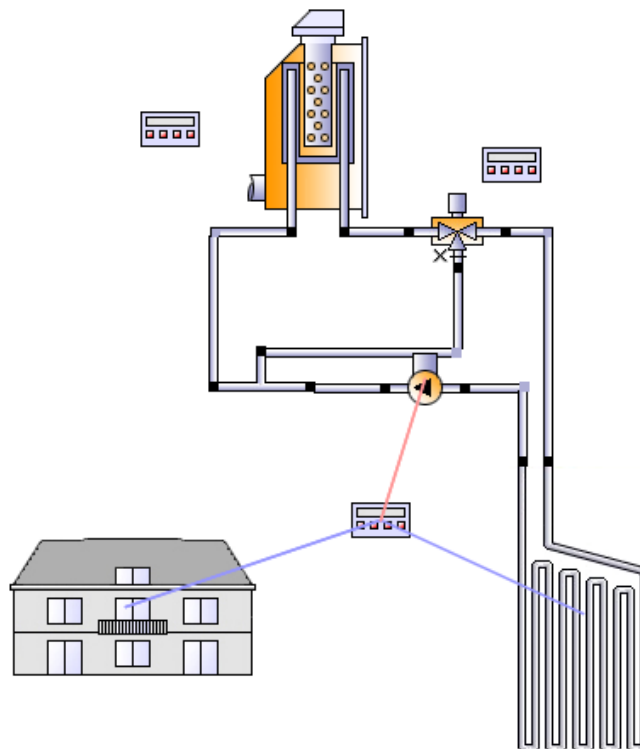
Figura C32. Circuito de la caldera de ACS con la red de distribución.

Además, con el circuito que se muestra en la figura C32, se ha obtenido el valor de la histéresis que se necesita introducir en la regulación de la caldera para que la caldera sola pueda suplir toda la demanda. En la figura C33, se observa el circuito de ACS, donde se ha utilizado las dos regulaciones del circuito solar, la regulación de la válvula V4 y la regulación de la caldera de ACS.



*Figura C33. Diagrama del circuito de ACS.*

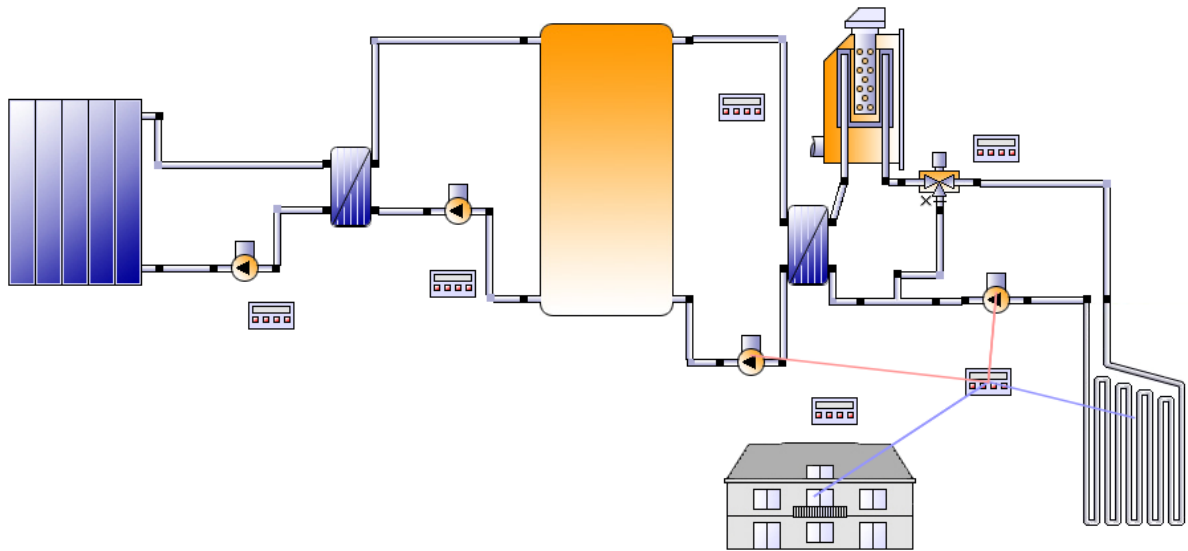
De la misma manera que se ha diseñado el circuito de ACS, se ha diseñado el circuito de calefacción, primero se ha dibujado solo la caldera de la calefacción con la red de distribución de calefacción, como se muestra en la figura C34, y luego el circuito completo.



*Figura C34. Caldera de calefacción con la red de distribución de la calefacción.*

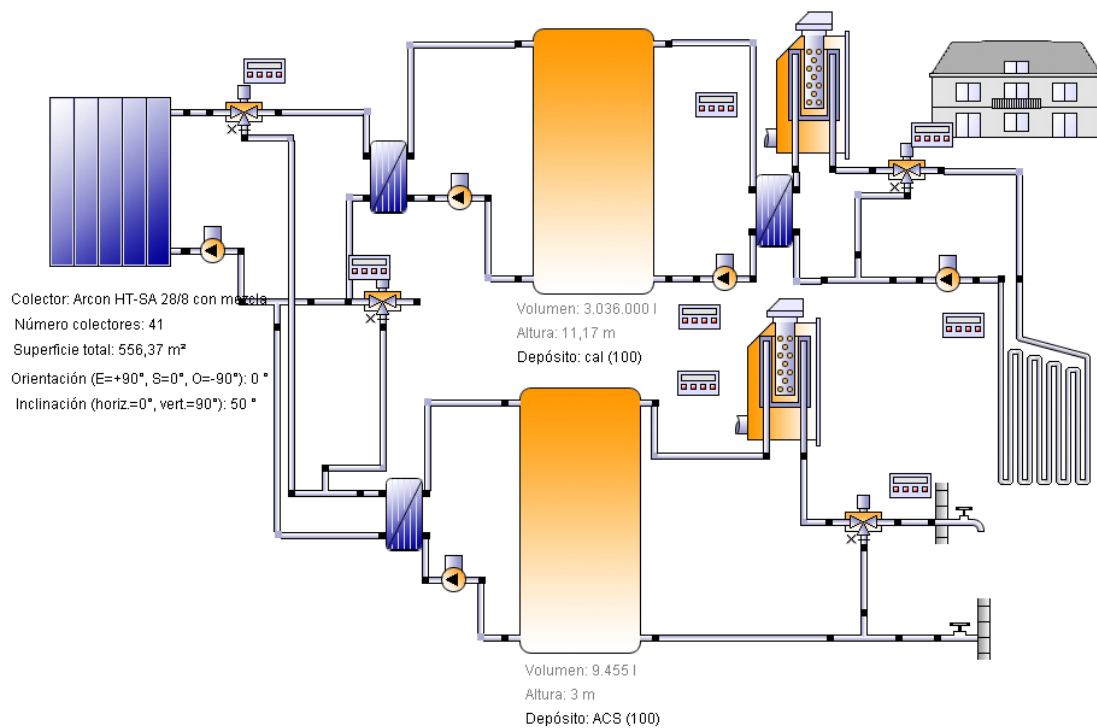


El diagrama del circuito de calefacción, mostrado en la figura C35, consiste en la regulación de calefacción, la regulación de la caldera de calefacción y la regulación de la válvula V3. La regulación de calefacción tiene la posibilidad de regular la válvula V3, pero se ha preferido dividir en dos diferentes regulaciones para poder controlar el sistema de una manera más sencilla.



*Figura C35. Diagrama del circuito de calefacción.*

Finalmente, se ha diseñado el caso de estudio juntando los tres circuitos. Al diseñar este sistema, ha sido necesario incluir dos nuevas regulaciones, la regulación de la válvula V1 y la regulación de la válvula V2. Además, se han eliminado las regulaciones de la bomba Psol, P1 y P2, porque la regulación del circuito solar dada por POLYSUN solo puede ser regulada la temperatura de un depósito, y como se describe en el capítulo 2.2, modos de operación, del Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos, hay tres diferentes métodos de operación y sus condiciones de trabajo dependen de la temperatura del acumulador estacional y de la temperatura del depósito de ACS. Además, las condiciones usadas para diseñar las regulaciones de las válvulas V1 y V2 corresponden con las condiciones de funcionamiento de los diferentes modos de operación. En la figura C36, se describe el sistema con POLYSUN.



*Figura C36. Diagrama del sistema completo.*

## 4 Referencias

- [C1] N. Aste, M. Beccali, L.C. Tagliabue. Nomograph for rapid technical and economic assessment of solar thermal systems for DHW production. *Solar energy* 2012;86:2472-2485.
- [C2] TRNSYS: transient system simulation tool. [www.trnsys.com](http://www.trnsys.com) (Accedido: junio 2014).
- [C3] Valentin T\*SOL software. <http://www.valentin-software.com/en>. (Accedido: julio 2014).
- [C4] POLYSUN: simulation software. Vela Soris.  
<http://www.velasolaris.com/espanol/home.html> (Accedido: marzo 2014).
- [C5] GetSolar software, Buderus. <http://www.buderus.us/support/download-area/software.html>. (Accedido: julio 2014).
- [C6] RetScreen program, Natural Resources Canada.  
<http://www.retscreen.net/es/home.php>. (Accedido: julio 2014).
- [C7] PVPerformace modelling collaborative. <http://pvpmc.org/modeling-steps/incident-irradiance/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-sky-diffuse/isotropic-sky-diffuse-model/>. (Accedido: junio 2014).
- [C8] John A. Duffie, William A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. Second edition. New York [etc.]: John Wiley and Sons, 1991.
- [C9] EnergyPlus. Weather Data  
[http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data.cfm](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm). (Accedido: junio 2014).
- [C10] Javier Frago Moreno. *Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional*. Proyecto de final de carrera. Universidad de Zaragoza. Septiembre 2011.
- [C11] Meteonorm software. <http://meteonorm.com/> (Accedido: junio 2014).
- [C12] SEDICAL. *Programas de cálculo y Tarifa Profesional* 2007.



## Índice de figuras

Figura C1. Modelo de TRNSYS para el caso de estudio.....	4
Figura C2. Parámetros introducidos para las condiciones ambientales. ....	5
Figura C3. Parámetros de los captadores solares. ....	6
Figura C4. Parámetros de las bombas.....	6
Figura C5. Parámetros de las calderas auxiliares. ....	7
Figura C6. Fichero de la demanda de ACS (izquierda) y fichero de la demanda de calefacción (derecha). ....	8
Figura C7. Diferentes calculadoras del sistema de TRNSYS. ....	9
Figura C8. Diagrama del sistema con POLYSUN. ....	10
Figura C9. Parámetros de las condiciones ambientales.....	11
Figura C10. Parámetros necesarios para caracterizar el campo solar. ....	12
Figura C11. Parámetros de las tuberías. ....	12
Figura C12. Principales puntos de la curva de la bomba Psol. ....	13
Figura C13. Principales propiedades del intercambiador de calor ex1 y ex2. ....	13
Figura C14. Principales parámetros del acumulador estacional. ....	14
Figura C15. Principales parámetros del depósito de ACS. ....	14
Figura C16. Principales parámetros de la caldera de calefacción. ....	15
Figura C17. Principales parámetros de la caldera de ACS.....	15
Figura C18. Parámetros del suelo radiante.....	15
Figura C19. Parámetros introducidos en el edificio. ....	16
Figura C20. Parámetros introducidos de la demanda de ACS.....	16
Figura C21. Principales características del agua de red. ....	17
Figura C22. Regulación de la válvula V1.....	18
Figura C23. Regulación de la válvula V2.....	18
Figura C24. Regulación de la bomba P3.....	19
Figura C25. Regulación de la caldera de ACS. ....	20
Figura C26. Regulación de la caldera de calefacción. ....	20
Figura C27. Regulación de calefacción. ....	21
Figura C28. Regulación de la válvula V3.....	21
Figura C29. Regulación de la válvula V4.....	21
Figura C30. Diagrama del circuito solar. ....	22
Figura C31. Regulación de la bomba Psol en el circuito solar.....	23
Figura C32. Circuito de la caldera de ACS con la red de distribución.....	23
Figura C33. Diagrama del circuito de ACS.....	24
Figura C34. Caldera de calefacción con la red de distribución de la calefacción.....	24
Figura C35. Diagrama del circuito de calefacción. ....	25
Figura C36. Diagrama del sistema completo.....	26

## **ANEXO D**

### *Resultados*

## Índice

1	Introducción .....	3
2	Balance energético anual .....	5
3	Radiación solar .....	7
4	Captadores solares .....	11
5	Intercambiadores de calor .....	13
6	Bombas.....	16
7	Acumulador estacional.....	18
8	Depósito de ACS .....	21
9	Calderas auxiliares.....	22
10	Demandas térmicas.....	24
11	Fracciones solares .....	27
12	Análisis geográfico.....	29
13	Referencias.....	31
	Índice de figuras .....	32
	Índice de tablas .....	33

# 1 Introducción

Los resultados de cada programa de simulación, TRNSYS [D1] y POLYSUN [D2], y sus similitudes y diferencias entre estos resultados se explican en detalle en este anexo. Como recordatorio, en la figura D1 se muestran los principales elementos del caso de estudio.

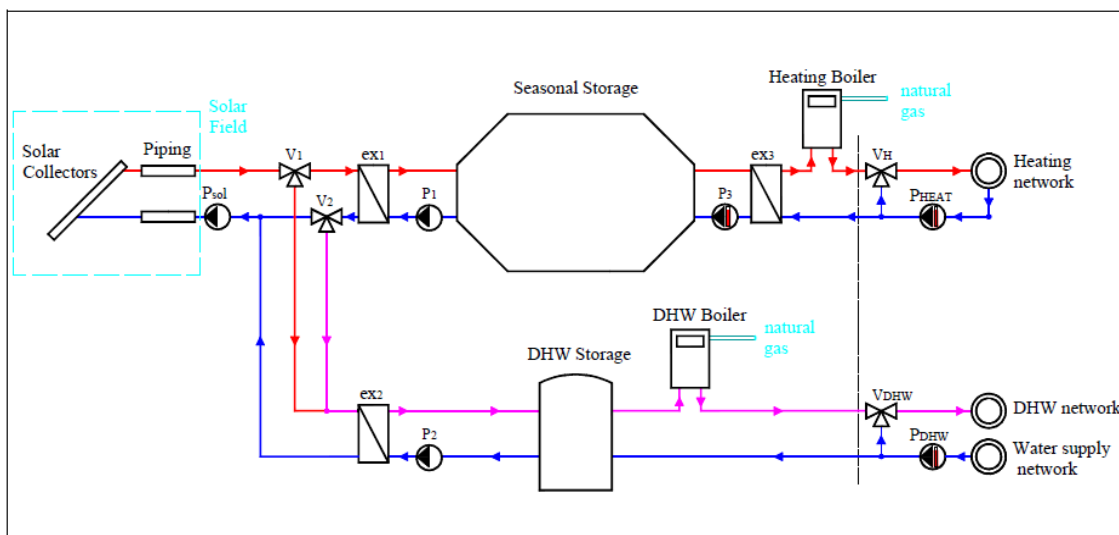


Figura D1. Diagrama del caso de estudio.

Existen diferencias en la hora de obtener los resultados en cada programa. TRNSYS es más complejo, pero da más flexibilidad para elegir los resultados que se quieren obtener. Para este caso, los resultados obtenidos del sistema de TRNSYS se escogieron en proyectos anteriores [D3, D4]. Mientras que, los resultados de POLYSUN se han obtenido en este proyecto.

En cuanto a TRNSYS, la gran mayoría de los resultados se obtienen mensualmente. Sin embargo, es necesario realizar un cambio de unidades, ya que POLYSUN genera los datos en kWh y TRNSYS en GJ.

POLYSUN tiene menos flexibilidad que TRNSYS a la hora de presentar los resultados, por lo que, una pequeña parte de los resultados utilizados para el análisis son obtenidos de forma mensual, tales como la radiación solar, el consumo de energía de las calderas, etc. Otros son obtenidos en base horaria y con la ayuda de una tabla dinámica, se han obtenido de forma mensual. En resto de parámetros han sido calculados a través de un balance de energía usando las pérdidas de las bombas, el calor transferido por los intercambiadores y el calor cedido al sistema por diferentes elementos, tales como, el campo solar y las calderas, como dato de partida para el balance.

Sobre la comparativa realizada entre TRNSYS y POLYSUN, es importante mencionar que se ha tomado TRNSYS como referencia, por lo tanto, los valores negativos significan que los resultados de POLYSUN son mayores que los de TRNSYS y lo contrario con los valores positivos.

El caso de estudio escogido como modelo es el correspondiente a 500 viviendas de 100 m<sup>2</sup> en el “Parque Goya” de Zaragoza. Debido a las limitaciones encontradas con el programa POLYSUN se decidió utilizar el mismo caso pero reduciendo el número de viviendas a 200, cuyos resultados fueron expuestos en la tesis del master de sistemas energéticos en Suecia [D5]. Al comparar y analizar estos resultados se observaron ciertos problemas con los resultados de POLYSUN, por lo que se planteó el reducir el número de viviendas a 100 para no trabajar en el límite superior del programa.

## 2 Balance energético anual

En la figura D2 se presenta el balance energético anual obtenido con el programa TRNSYS.

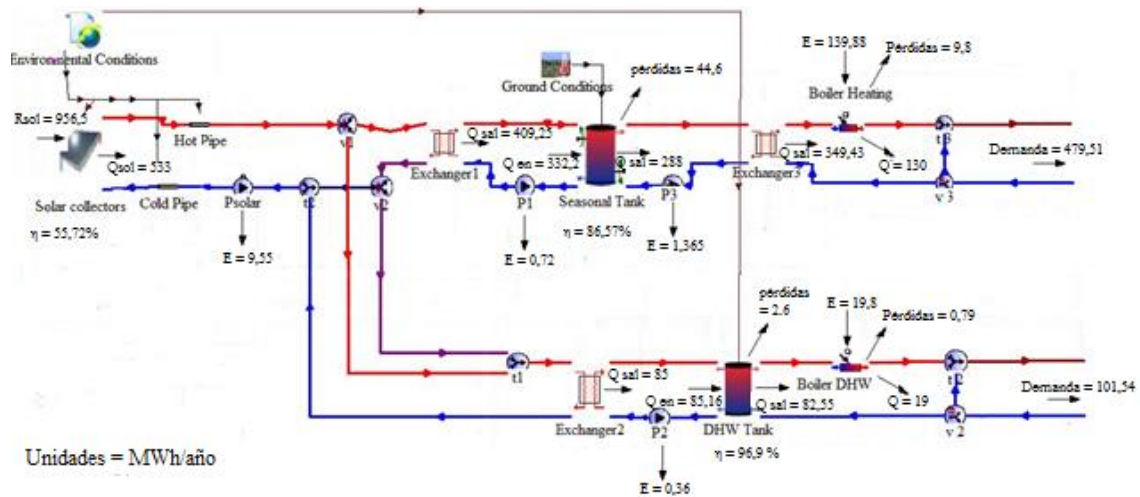


Figura D2. Balance energético anual con TRNSYS.

El balance energético anual obtenido con POLYSUN se muestra en la figura D3. Los valores calculados a través de un balance de energía están en rojo, y los valores proporcionados directamente por el programa están en negro. Además, la diferencia en el balance energético anual entre ambos programas se muestra en la figura D4.

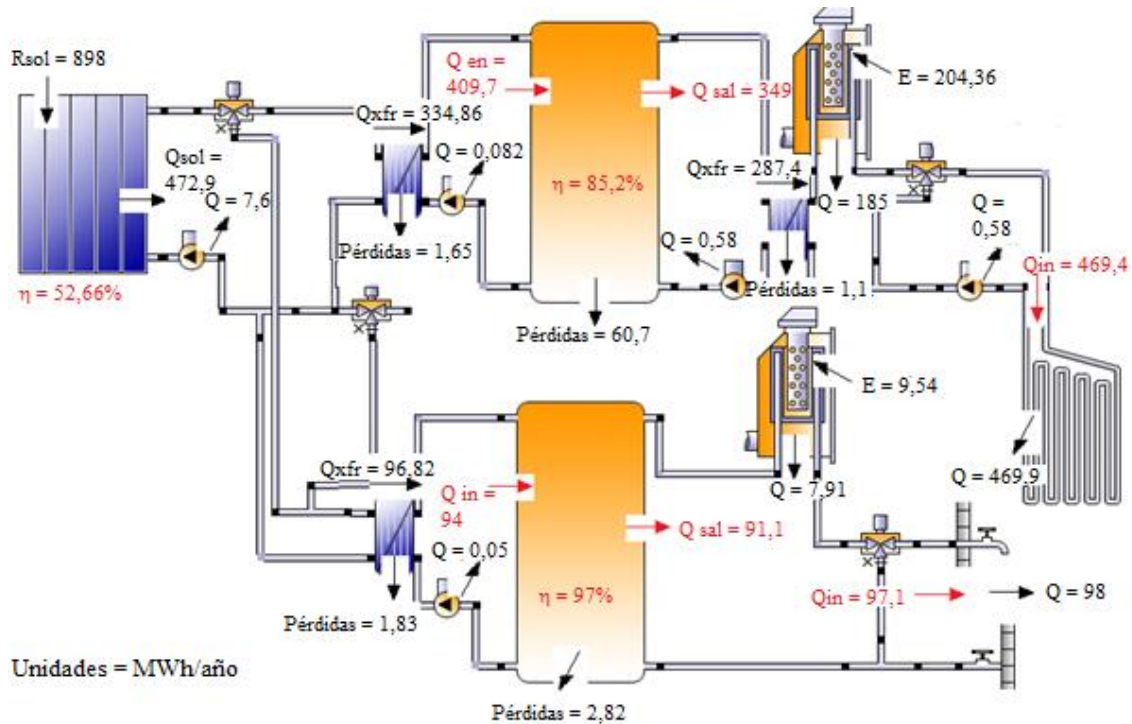
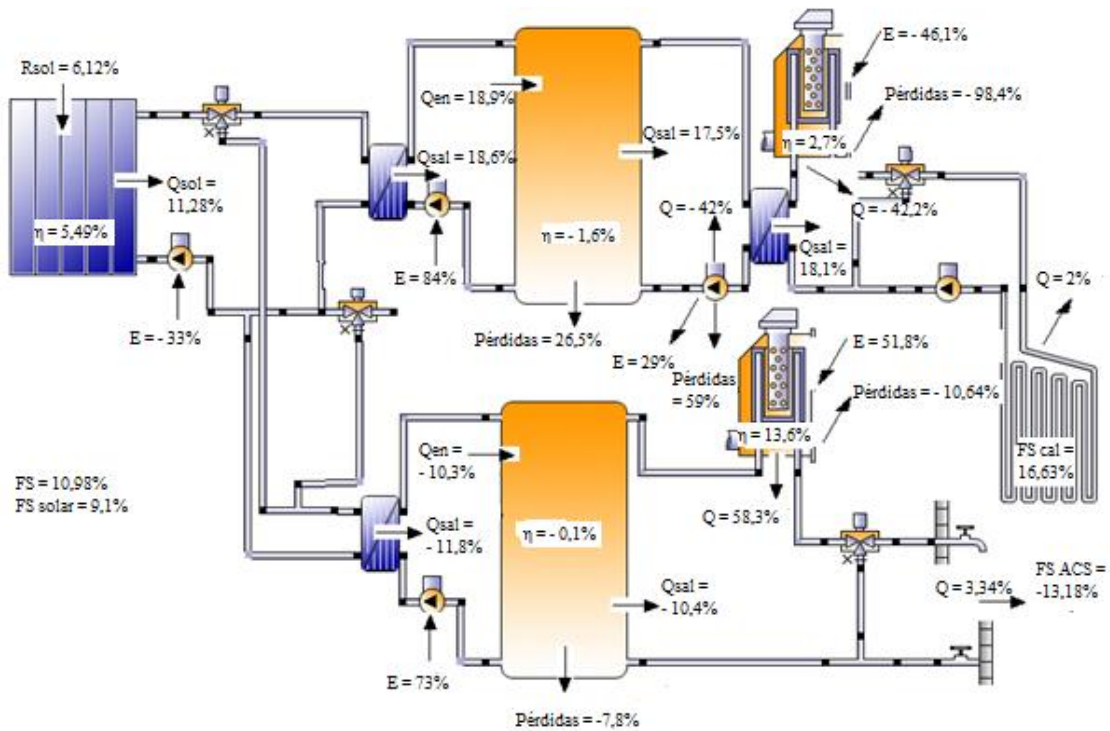


Figura D3. Balance energético anual con POLYSUN.



*Figura D4. Diferencia en el balance energético anual entre ambos programas.*

Observando la figura D4, se puede remarcar que los rendimientos de los depósitos y del campo solar tienen una diferencia pequeña. Además, se observa que POLYSUN transfiere más calor que TRNSYS al circuito de ACS, y debido a esto se cede más calor solar a la red de distribución, lo que hace que se genere menos en la caldera. Mientras que en el circuito de calefacción ocurre lo contrario.

Por otro lado, hay una gran diferencia en el consumo de energía de las bombas y en las pérdidas y el calor cedido al sistema por la bomba P3. Observando la variación anual entre las demandas de ambos programas también se aprecia una pequeña diferencia.

### 3 Radiación solar

Como se ha explicado en el anexo C, programas, el programa TRNSYS tiene cuatro modelos distintos para calcularla radiación solar absorbida por el campo solar, que son el modelo isotrópico, el modelo de Hay y Davies, el modelo de Reindl y el modelo Perez. La radiación solar anual obtenida para cada modelo se muestra en la figura D5 y la radiación solar mensual en la figura D6. Estos datos se han obtenido para el modelo de 200 viviendas, pero sirven para ver la comparativa entre los distintos modelos.

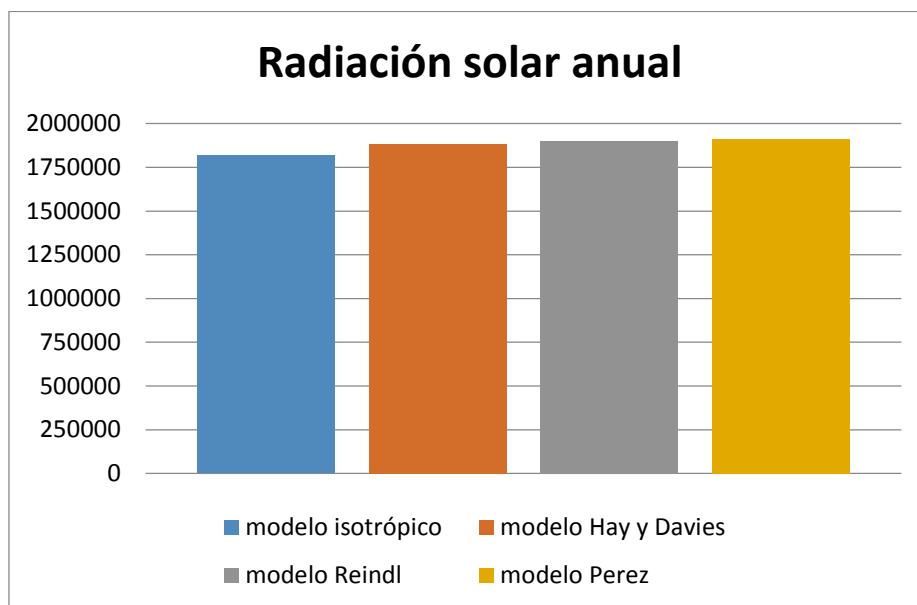


Figura D5. TRNSYS. Radiación solar anual calculada con los cuatro modelo diferentes.

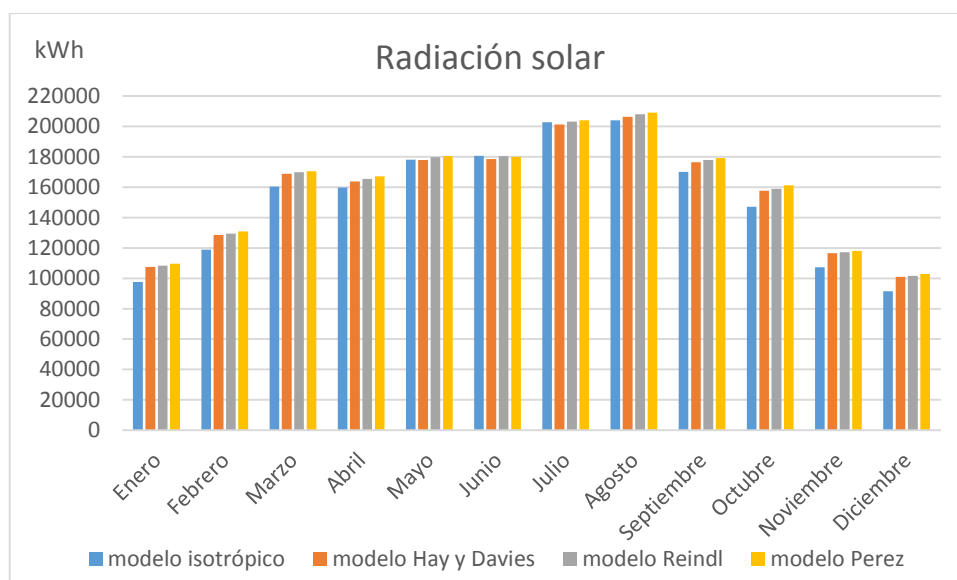


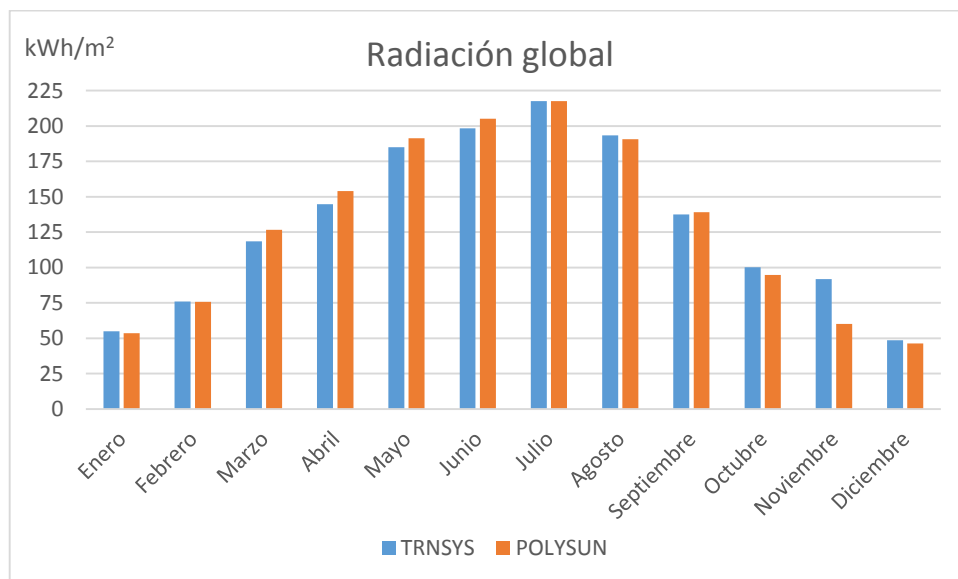
Figura D6. TRNSYS. Radiación solar al mes calculada con los cuatro modelos diferentes.



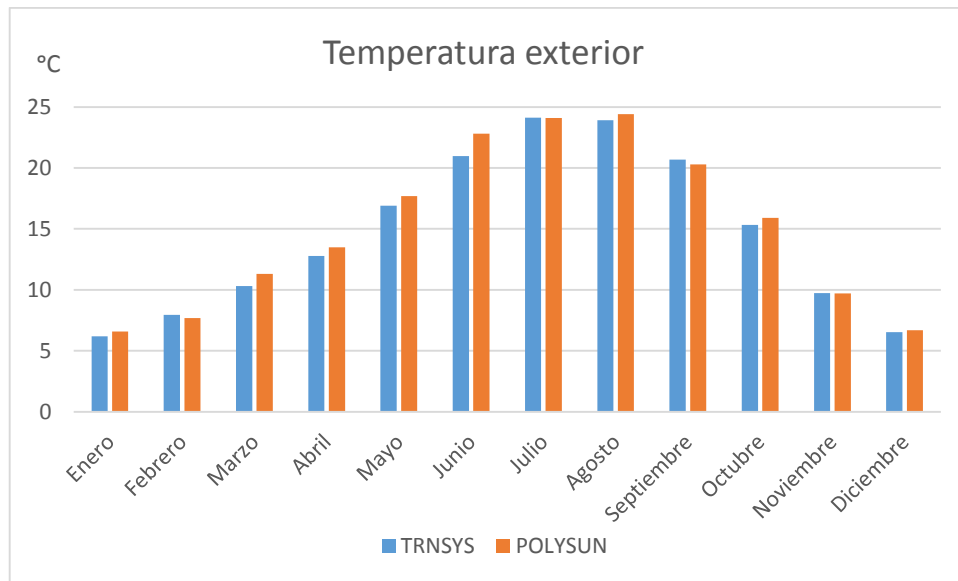
Como se observa en estas gráficas, la mayor radiación solar corresponde al modelo Perez. Además, al comparar el modelo Perez con el resto de modelos, se obtiene que la mayor diferencia anual es con el modelo isotrópico y tiene un valor de 4,95%.

En POLYSUN, hay solo un modelo para calcular la radiación solar absorbida para el campo solar, que es el modelo Perez. Por lo tanto, el modelo escogido en TRNSYS para hacer la comparativa con POLYSUN ha sido el modelo Perez.

No solo el modelo de calcular la radiación solar afecta al valor de la radiación solar absorbida por los captadores solares, sino también las condiciones ambientales, tales como la temperatura exterior y la radiación global. Tanto POLYSUN como TRNSYS obtiene estos valores de otros programas, los valores utilizados en POLYSUN provienen del programa Meteonorm [D6] y los de TRNSYS del programa Energy Plus [D7]. En las figuras D7 y D8 se muestran la radiación global y la temperatura exterior al mes de cada programa. Además, en la tabla D1 se presentan las diferencias entre TRNSYS y POLYSUN de estos parámetros.



*Figura D7. Radiación global al mes de cada programa.*



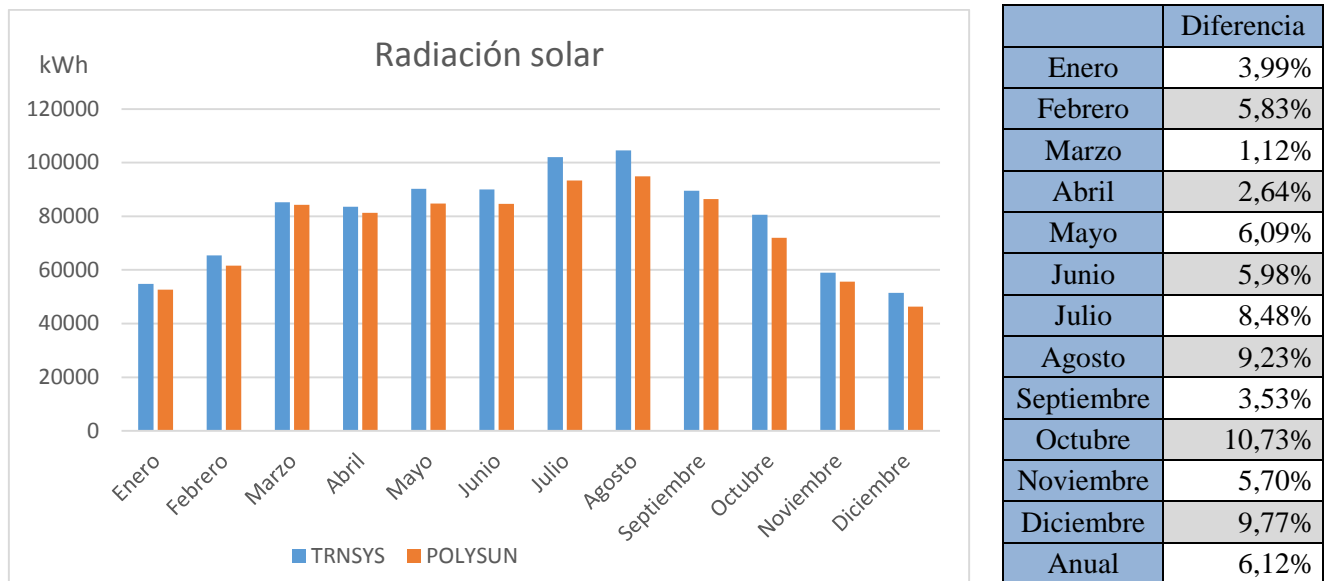
*Figura D8. Temperatura exterior al mes de cada programa.*

*Tabla D1. Diferencia entre TRNSYS y POLYSUN en la radiación global y la temperatura exterior.*

Diferencia	Radiación global	Temperatura exterior
Enero	2,19%	-6,45%
Febrero	0,26%	3,27%
Marzo	-6,83%	-9,60%
Abril	-6,50%	-5,55%
Mayo	-3,40%	-4,80%
Junio	-3,32%	-8,73%
Julio	0,00%	0,12%
Agosto	1,45%	-2,01%
Septiembre	-1,24%	1,88%
Octubre	5,29%	-3,72%
Noviembre	34,49%	0,41%
Diciembre	4,53%	-2,45%

De acuerdo con los valores presentados en la tabla D1, es importante remarcar la gran diferencia en la radiación global en noviembre entre ambos programas.

En la figura D9 se muestra la radiación solar absorbida por los captadores solares. La diferencia entre la radiación global y la radiación solar es la inclinación de los captadores solares, que para el caso de estudio es de 50°C.



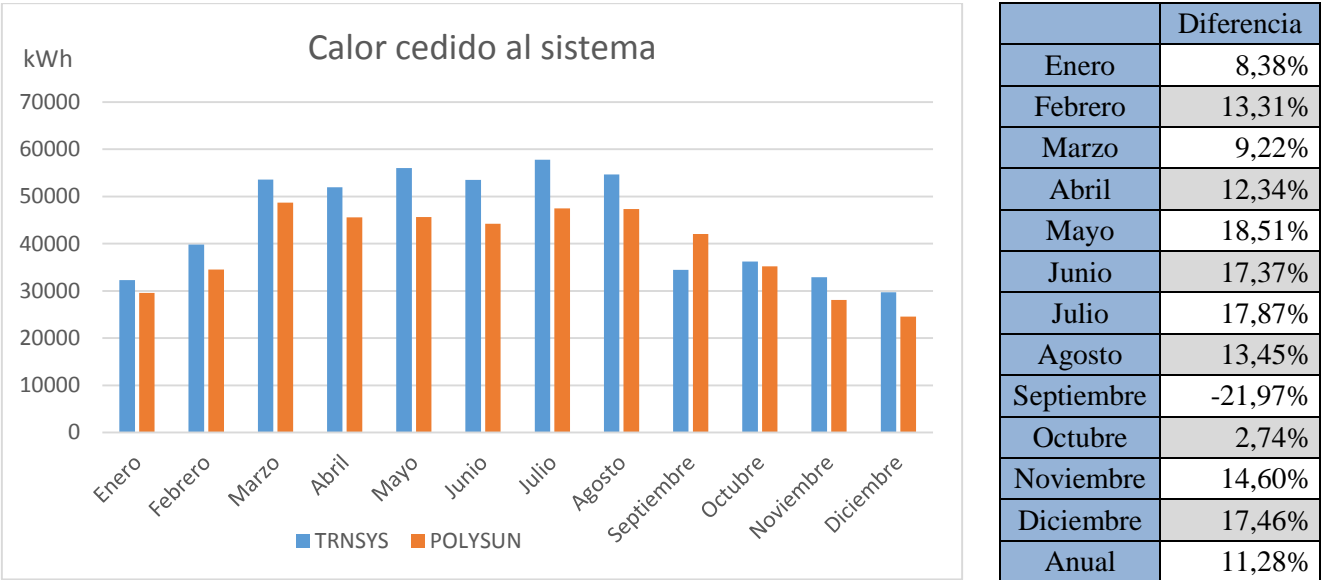
*Figura D9. Radiación solar en cada programa (izquierda) y diferencia entre estas radiaciones (derecha).*

De los valores obtenidos de la radiación solar, es importante remarcar que la diferencia anual entre TRNSYS y POLYSUN es de 6,12% y la máxima diferencia tiene lugar en octubre con un valor de 10,73%.

Al observar las diferencias entre los valores de radiación solar y los valores de radiación global, es importante remarcar la variación existente en el mes donde se produce la máxima diferencia, noviembre para la radiación global y octubre para la solar, a pesar de que se tiene la misma inclinación de los captadores solares en ambos programas.

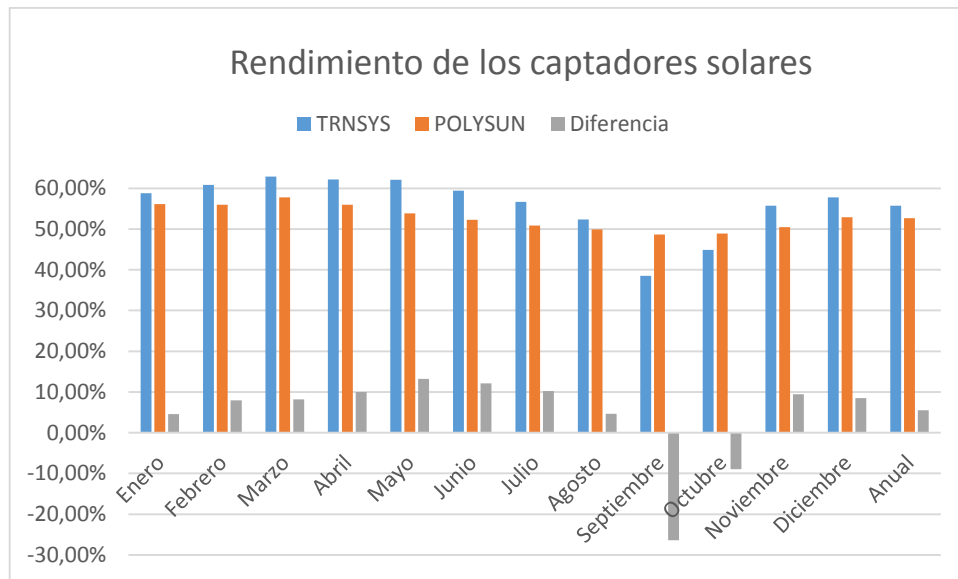
## 4 Captadores solares

A pesar de haber elegido los mismos captadores solares en ambos programas, ha sido necesario introducir más información sobre estos en POLYSUN que en TRNSYS, y este hecho ha afectado a los resultados obtenidos. En la figura D10, se muestra el calor cedido al sistema por el campo solar proporcionado por cada programa y las diferencias entre estos valores.



*Figura D10. Calor cedido al sistema por el campo solar en TRNSYS y en POLYSUN (izquierda) y la diferencia entre estos valores (derecha).*

De la figura D10, se puede remarcar que la diferencia anual entre los datos de TRNSYS y los de POLYSUN es de 11,28%. El valor negativo en septiembre significa que el calor calculado con POLYSUN es mayor que el de TRNSYS. Al comparar las figuras D9 y D10, se puede remarcar que la diferencia máxima varía, siendo mayor para el calor cedido y obteniéndose en septiembre, mientras que para la radiación solar es en octubre. Para observar estas diferencias con más detalle se ha calculado el rendimiento del campo solar en cada programa y la diferencia entre estos valores, ver figura D11.



*Figura D11. Eficiencia de los captadores solares en TRNSYS, en POLYSUN y la diferencia entre estos valores.*

Como se observa en la figura D11, la diferencia anual entre TRNSYS y POLYSUN es de 5,49%, pero la máxima diferencia corresponde a septiembre con un valor de -26,44%, que significa que la eficiencia calculada con POLYSUN es mayor que con TRNSYS.

## 5 Intercambiadores de calor

En el sistema se han diseñado tres intercambiadores de calor distintos:

- ex1: transfiere calor del circuito solar al acumulador estacional;
- ex2: transfiere calor del circuito solar al depósito de ACS;
- ex3: transfiere calor del acumulador estacional a la red de distribución de calefacción.

En POLYSUN, el calor transferido y las pérdidas de cada intercambiador son proporcionados por el programa. Con esta información se ha calculado el calor a la entrada y a la salida del intercambiador. En las siguientes tablas, se muestran los resultados mensuales y anuales de cada intercambiador en TRNSYS y POLYSUN.

*Tabla D2. Resultados obtenidos de los intercambiadores con POLYSUN.*

	POLYSUN											
[kWh]	Qen ex1	P ex1	Qsal ex1	$\eta$ ex1	Qen ex2	P ex2	Qsal ex2	$\eta$ ex2	Qen ex3	P ex3	Qsal ex3	$\eta$ ex3
Enero	17.376,9	129,6	17.247,3	99,3%	9.431	147,4	9.283,1	98,4%	13.631,4	146,4	13485	98,9%
Febrero	21.993,9	115,3	21.878,6	99,5%	9.732,4	149,3	9.583	98,5%	21.453,3	129,5	21323,8	99,4%
Marzo	35.467	112,9	35.353,9	99,7%	10.458,1	159,6	10.298,5	98,5%	34.410,8	122,5	34288,3	99,6%
Abril	34.279	93,9	34.185	99,7%	8.921,3	141,7	8.779,6	98,4%	30.808	95,4	30712,9	99,7%
Mayo	35.041,4	90,6	34.950,8	99,7%	8.185,4	140,4	8.045	98,3%	0	0	0	
Junio	34.304,9	99,8	34.205,1	99,7%	7.270	140,6	7.128,9	98,1%	0	0	0	
Julio	39.074,1	135,8	38.938,3	99,7%	4.688	147,6	4.540,6	96,9%	0	0	0	
Agosto	39.709,1	173,5	39.535,6	99,6%	2.929,7	160	2.769,7	94,5%	0	0	0	
Septiembre	30.311,3	209,2	30.102,1	99,3%	6.279	168,9	6.110,5	97,3%	0	0	0	
Octubre	21.881,6	192,3	21.689,3	99,1%	8.739,2	155,7	8.583,5	98,2%	61.407	208,9	61198	99,7%
Noviembre	14.282	163,6	14.118	98,9%	10.050,7	158,1	9.892,6	98,4%	57.392,4	205,5	57186,9	99,6%
Diciembre	11.140	132,9	11.007,1	98,8%	10.134,7	162,4	9.972,3	98,4%	68.309,5	177,5	68132	99,7%
Anual	334860,4	1649,3	333.211,1	99,5%	96.819	1.831,7	94.987,3	98,1%	287.412,9	1108,5	286304,4	99,6%
Qen = Calor a la entrada [kWh]				Qsal = calor a la salida del intercambiador [kWh]						L = pérdidas [kWh]		

*Tabla D3. Calor a la salida de los intercambiadores en TRNSYS.*

[kWh]	TRNSYS		
	Q salida ex1	Q salida ex2	Q salida ex3
Enero	21017,59	8861,82	55736,49
Febrero	28558,94	9024,56	27365,73
Marzo	42273,03	9092,81	38736,73
Abril	41030,77	8809,86	18261,63
Mayo	46010,78	7774,22	0
Junio	44536,56	6274,11	0
Julio	49888,73	4222,01	0
Agosto	47335,21	2315,66	0
Septiembre	23848,35	5626,17	0
Octubre	23048,93	7515,65	10414,72
Noviembre	22386,12	7429,8	66687,14
Diciembre	19315,02	7998,18	132224,6
Anual	409250,02	84944,83	349427,05

En la tabla D4, se muestran las diferencias en el calor a la salida de cada intercambiador entre TRNSYS y POLYSUN. Además, también se muestra la diferencia en la suma del calor a la salida de los intercambiadores ex1 y ex2.

*Tabla D4. Diferencia entre TRNSYS y POLYSUN en el calor a la salida de cada intercambiador y en la suma del calor a la salida de los intercambiadores ex1 y ex2.*

Diferencia	ex1	ex2	ex1+ex2	ex3
Enero	17,9%	-4,8%	11,2%	75,8%
Febrero	23,4%	-6,2%	16,3%	22,1%
Marzo	16,4%	-13,3%	11,1%	11,5%
Abril	16,7%	0,3%	13,8%	-68,2%
Mayo	24,0%	-3,5%	20,1%	
Junio	23,2%	-13,6%	18,7%	
Julio	21,9%	-7,5%	19,6%	
Agosto	16,5%	-19,6%	14,8%	
Septiembre	-26,2%	-8,6%	-22,9%	
Octubre	5,9%	-14,2%	1,0%	-487,6%
Noviembre	36,9%	-33,1%	19,5%	14,2%
Diciembre	43,0%	-24,7%	23,2%	48,5%
Anual	18,6%	-11,8%	13,4%	18,1%

De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla D4, es importante remarcar el valor negativo en septiembre de la suma del calor a la salida de los intercambiadores ex1 y ex2, que coincide con el mismo mes que el calor cedido por el campo solar. Además, se observa que existe una gran diferencia entre ambos programas en el calor a la salida del intercambiador ex3 en octubre y abril.

Para verificar si las condiciones de funcionamiento se cumplen en todos los intercambiadores, se ha calculado la variación de temperaturas en cada lado del intercambiador multiplicándola por el caudal, para analizar cuando el intercambiador está en funcionamiento, y se ha comprobado si este valor es similar en ambos lados.

En cuanto a POLYSUN, para el intercambiador ex1 se obtiene una diferencia anual de 1,68% y una diferencia máxima de 2,49%, para el intercambiador ex2 la diferencia anual es de 3,36% y la máxima de 11,67% y para el intercambiador ex3 la diferencia anual es de 0,2% y la máxima de 0,52%. Por otro lado, Con TRNSYS se obtiene que para el intercambiador ex1 la diferencia anual es de 16,11% y la máxima de 29,7%, para el intercambiador ex2 la anual es de 1,09% y la máxima de 2,11%, y en el intercambiador ex3 no hay diferencia.



## 6 Bombas

En este sistema, existen cinco bombas diferentes:

- Psol: bombea el fluido solar a través del circuito solar;
- P1: bombea agua al acumulador estacional;
- P2: bombea agua al depósito de ACS;
- P3 and Pheat: bombean agua entre el acumulador estacional y la red de distribución de calefacción.

En TRNSYS, se obtiene el consumo de energía en las bombas Psol, P1 y P2, para la bomba P3 se obtiene las pérdidas, el consumo de energía y el calor cedido al sistema y para la bomba Pheat no se proporciona ningún dato. En cambio, en POLYSUN, los datos elegidos para hacer este análisis han sido las pérdidas, el consumo de energía y el calor cedido al sistema. Además, en POLYSUN, es necesario introducir cada punto característico de la curva de la bomba. En las siguientes tablas, se muestran los datos de cada bomba proporcionados por cada programa.

*Tabla D5. Resultados de las bombas en TRNSYS.*

[kWh]	Psol: Energía	P1: Energía	P3: Energía	P3: calor transferido	P3: Pérdidas	P3: $\eta$	P2: Energía
Enero	618,28	38,62	290,02	87,01	203,01	30%	47,89
Febrero	685,54	44,66	236,14	70,84	165,3	30%	39,73
Marzo	854,07	64,11	210,28	63,08	147,19	30%	43,79
Abril	898,17	62,17	145,39	43,62	101,77	30%	27,47
Mayo	982,93	74,74	0	0	0		25,33
Junio	959,08	79,3	0	0	0		32,32
Julio	990,99	86,75	0	0	0		14,76
Agosto	924,73	83,33	0	0	0		4,3
Septiembre	702,6	53,37	0	0	0		13,23
Octubre	707,1	52,24	130,49	39,15	91,34	30%	15,04
Noviembre	641,24	41,1	152,7	45,81	106,89	30%	51,89
Diciembre	589,18	37,11	200,63	60,19	140,44	30%	43,43
Anual	9553,91	717,51	1365,63	409,69	955,94	30%	359,18

**Tabla D6. Resultados de las bombas en POLYSUN.**

[kWh]	Psol: P	Psol: Q	Psol: E	Psol: $\eta$	P1: P	P1: Q	P1: E	P1: $\eta$	P2: P	P2: Q	P2: E	P2: $\eta$	P3: P	P3: Q	P3: E	P3: $\eta$
Enero	387,32	580,31	967,63	60%	6,42	6,42	8,99	71,4%	4,34	5,93	10,27	57,7%	74,99	111,01	186	59,7%
Febrero	437,25	655,19	1092,44	60%	7,8	7,8	11,03	70,7%	3,9	5,25	9,15	57,3%	67,7	100,3	168	59,7%
Marzo	509,19	763,16	1272,35	60%	8,96	8,96	12,86	69,7%	3,29	4,4	7,69	57,2%	59	87,54	146,54	59,7%
Abril	472,34	708,01	1180,35	60%	7,51	7,51	10,85	69,2%	3,6	4,83	8,43	57,3%	37,89	56,23	94,12	59,7%
Mayo	494,03	740,55	1234,57	60%	7,72	7,72	11,2	69%	3,8	5,12	8,92	57,4%	0	0	0	
Junio	489,88	734,25	1224,13	60%	8,27	8,27	11,92	69,4%	3,32	4,38	7,7	56,9%	0	0	0	
Julio	528,42	791,79	1320,21	60%	9,26	9,26	13,19	70,2%	3,04	3,84	6,88	55,9%	0	0	0	
Agosto	483,19	723,78	1206,97	60%	9,07	9,07	12,67	71,6%	2,18	2,61	4,79	54,6%	0	0	0	
Septiembre	421,45	631,03	1052,48	60%	7,44	7,44	10,01	74,4%	2,92	3,77	6,68	56,4%	0	0	0	
Octubre	301,15	450,83	751,98	60%	4	4	5,23	76,5%	3,1	4,11	7,22	57%	36,52	53,59	90,1	59,5%
Noviembre	250,08	374,38	624,47	60%	2,3	2,3	2,97	77,5%	3,58	4,73	8,31	56,9%	40,98	60,23	101,21	59,5%
Diciembre	299,05	447,85	746,90	60%	3,66	3,66	4,93	74,3%	4,16	5,51	9,67	57%	75	111	186	59,7%
Anual	5073,34	7601,14	12674,49	60%	82,43	82,43	115,85	71,2%	41,22	54,49	95,71	56,9%	392,09	579,87	971,97	59,7%

P = Pérdidas [kWh]

Q = Calor cedido al sistema [kWh]

E = Energía necesitada [kWh]

De las tablas anteriores, se puede remarcar que el rendimiento de la bomba P3 es mayor en POLYSUN que en TRNSYS.

Las diferencias entre el consumo de energía en todas las bombas y el calor cedido y las pérdidas por la bomba P3 se muestran en la tabla D7.

**Tabla D7. Diferencias entre TRNSYS y POLYSUN en los resultados de las bombas.**

Diferencia	Psol: Energía	P1: Energía	P2: Energía	P3: Energía	P3: Calor	P3: Pérdidas
Enero	-57%	77%	79%	36%	-28%	63%
Febrero	-59%	75%	77%	29%	-42%	59%
Marzo	-49%	80%	82%	30%	-39%	60%
Abril	-31%	83%	69%	35%	-29%	63%
Mayo	-26%	85%	65%			
Junio	-28%	85%	76%			
Julio	-33%	85%	53%			
Agosto	-31%	85%	-11%			
Septiembre	-50%	81%	50%			
Octubre	-6%	90%	52%	31%	-37%	60%
Noviembre	3%	93%	84%	34%	-31%	62%
Diciembre	-27%	87%	78%	7%	-84%	47%
Anual	-33%	84%	73%	29%	-42%	59%

En general el consumo de energía es mayor en TRNSYS que en POLYSUN, con la excepción de la bomba Psol.

## 7 Acumulador estacional

Los parámetros obtenidos con TRNSYS sobre el acumulador estacional son el calor a la entrada, a la salida y las pérdidas y con esta información se ha calculado el rendimiento del acumulador. En cuanto a POLYSUN, se han elegido los mismos valores que en TRNSYS, aunque existen más resultados proporcionados por el programa, como por ejemplo la temperatura en cada nivel del acumulador. Los resultados obtenidos para el acumulador en cada programa se muestran en la tabla D8.

*Tabla D8. Resultados obtenidos para el acumulador estacional en cada programa.*

	POLYSUN				TRNSYS			
[kWh]	Q entrada	Q salida	Pérdidas	$\eta$	Q entrada	Q salida	Pérdidas	$\eta$
Enero	17171,60	13680,66	2812,80	83,62%	21040,37	55649,49	2495,75	88,14%
Febrero	21799,40	21493,52	2851,00	86,92%	28585,29	27294,89	2009,03	92,97%
Marzo	35279,99	34447,97	1327,90	96,24%	42310,85	38673,66	2385,15	94,36%
Abril	34126,55	30848,71	2875,40	91,57%	41067,44	18218,01	2654,18	93,54%
Mayo	34894,55	0	-786,10	102,25%	46054,88	0	3552,71	92,29%
Junio	34138,10	0	1889,00	94,47%	44583,34	0	4740,18	89,37%
Julio	38844,39	0	3621,00	90,68%	49939,91	0	6302,43	87,38%
Agosto	39413,05	0	5030,40	87,24%	47384,37	0	7582,86	84,00%
Septiembre	29956,04	0	7226,80	75,88%	23879,83	0	8171,54	65,78%
Octubre	21581,19	61551,82	6964,10	67,73%	23079,74	10375,61	8566,94	62,88%
Noviembre	14046,55	57527,39	6694,40	52,34%	22410,35	66641,44	7047,57	68,55%
Diciembre	10936,22	68385,85	4104,30	62,47%	19336,91	132164,52	5178,33	73,22%
Anual	332187,64	287937,35	44611,10	86,57%	409673,27	349017,63	60686,69	85,19%

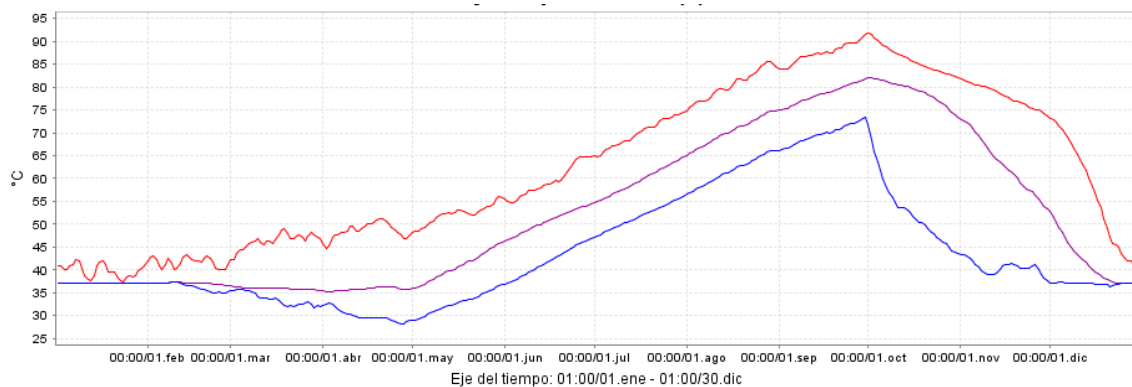
De la tabla anterior, se puede remarcar el valor negativo en las pérdidas del acumulador estacional de POLYSUN en el mes de mayo y debido a esto, el rendimiento de acumulador en ese mes es mayor de 100%. Las diferencias del calor a la entrada, a la salida, las pérdidas y el rendimiento entre TRNSYS y POLYSUN se muestran en la tabla D9.

*Tabla D9. Diferencia de los parámetros principales del acumulador estacional.*

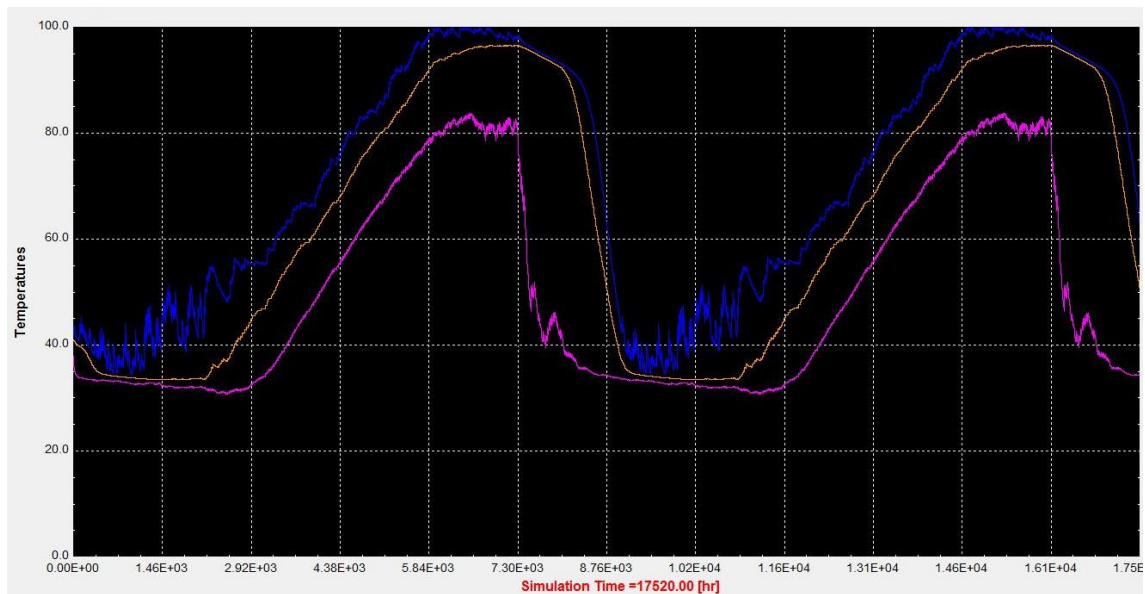
Diferencia	Q entrada	Q salida	Pérdidas	$\eta$
Enero	18,4%	75,4%	-12,7%	5,1%
Febrero	23,7%	21,3%	-41,9%	6,5%
Marzo	16,6%	10,9%	44,3%	-2,0%
Abril	16,9%	-69,3%	-8,3%	2,1%
Mayo	24,2%		122,1%	-10,8%
Junio	23,4%		60,1%	-5,7%
Julio	22,2%		42,5%	-3,8%
Agosto	16,8%		33,7%	-3,9%
Septiembre	-25,4%		11,6%	-15,3%
Octubre	6,5%	-493,2%	18,7%	-7,7%
Noviembre	37,3%	13,7%	5,0%	23,6%
Diciembre	43,4%	48,3%	20,7%	14,7%
Anual	18,9%	17,5%	26,5%	-1,6%

Es importante observar en tabla D9, la pequeña diferencia anual existente en el rendimiento. Sin embargo, se observa una gran diferencia en el calor a la salida del acumulador en abril y octubre y una gran diferencia entre las pérdidas en mayo y junio.

En las siguientes figuras se presenta la temperatura máxima, mínima y en un nivel intermedio del acumulador estacional para cada programa.



*Figura D12. Temperatura máxima, mínima y a nivel intermedio del acumulador estacional en POLYSUN.*



*Figura D13. Temperatura máxima, mínima y a nivel intermedio del acumulador estacional en TRNSYS.*

En el caso de TRNSYS, se observan las temperaturas para dos años, debido a que la simulación dura dos años. Sin embargo, los valores considerados validos corresponden al segundo año, que es el que se muestra en la gráfica de POLYSUN. Además, en ambas figuras se aprecia que el proceso de carga y descarga es lento, que es una característica de este tipo de acumuladores y también se observa que las mayores temperaturas corresponden a octubre en ambos programas.

## 8 Depósito de ACS

Los parámetros seleccionados para realizar el análisis del depósito de ACS son los mismos que los utilizados para el acumulador, que son el calor a la entrada, a la salida, las pérdidas y el rendimiento. En las siguientes tablas se muestran estos parámetros obtenidos en cada programa y las diferencias entre estos valores.

*Tabla D10. Calor a la entrada, a la salida, pérdidas y rendimiento para cada programa.*

	TRNSYS				POLYSUN			
[kWh]	Q entrada	Q salida	Pérdidas	$\eta$	Q entrada	Q salida	Pérdidas	$\eta$
Enero	8890,06	8671,88	230,36	97,5%	9207,44	9018,14	189,3	97,9%
Febrero	9047,99	8690,67	224,8	96,1%	9503,62	9300,72	202,9	97,9%
Marzo	9118,63	8901,96	232,03	97,6%	10219,24	10004,94	214,3	97,9%
Abril	8826,05	8527,63	251,9	96,6%	8702,67	8498,07	204,6	97,6%
Mayo	7789,14	7545,22	237,85	96,9%	7966,15	7754,75	211,4	97,3%
Junio	6293,17	6052,5	204,41	96,2%	7047,1	6818,5	228,6	96,8%
Julio	4230,71	3943,44	197,08	93,2%	4442,36	4178,26	264,1	94,1%
Agosto	2318,2	2201,23	185,45	95%	2674,73	2402,03	272,7	89,8%
Septiembre	5633,97	5432,63	191,78	96,4%	6014,13	5746,63	267,5	95,6%
Octubre	7524,51	7521,25	211,08	100%	8491,38	8222,08	269,3	96,8%
Noviembre	7460,41	7186,6	223,34	96,3%	9800,81	9541,61	259,2	97,4%
Diciembre	8023,79	7877,15	225,49	98,2%	9881,27	9644,87	236,4	97,6%
Anual	85156,63	82552,16	2615,56	96,9%	93950,81	91130,71	2820,1	97%

*Tabla D11. Diferencias de los parámetros del depósito de ACS.*

Diferencia	Q entrada	Q salida	Pérdidas	$\eta$
Enero	-3,6%	-4%	17,8%	-0,4%
Febrero	-5%	-7%	9,7%	-1,9%
Marzo	-12,1%	-12,4%	7,6%	-0,3%
Abril	1,4%	0,3%	18,8%	-1,1%
Mayo	-2,3%	-2,8%	11,1%	-0,5%
Junio	-12%	-12,7%	-11,8%	-0,6%
Julio	-5%	-6%	-34%	-0,9%
Agosto	-15,4%	-9,1%	-47%	5,4%
Septiembre	-6,7%	-5,8%	-39,5%	0,9%
Octubre	-12,8%	-9,3%	-27,6%	3,1%
Noviembre	-31,4%	-32,8%	-16,1%	-1,1%
Diciembre	-23,1%	-22,4%	-4,8%	0,6%
Anual	-10,3%	-10,4%	-7,8%	-0,1%

De la tabla D11, se aprecia que las diferencias anuales de todos los parámetros son negativas, lo que significa que los valores de POLYSUN son mayores que lo de TRNSYS. Además, es importante remarcar la pequeña diferencia en el rendimiento del depósito, de lo que se puede deducir que ambos depósitos están funcionando de una forma similar. Por otro lado, también es importante remarcar las grandes diferencias en noviembre y diciembre en el calor a la entrada y a la salida del depósito.

## 9 Calderas auxiliares

Para el caso de las calderas auxiliares, cinco valores han sido elegidos de POLYSUN para la comparación con TRNSYS, que son las pérdidas, el calor generado al sistema, el consumo de energía, el consumo de fuel y el consumo de fuel ahorrado. Por otro lado, los datos obtenidos en TRNSYS son las pérdidas, el calor generado al sistema y el consumo de energía de cada caldera. Además, se ha podido calcular el rendimiento de las calderas y se ha comprobado si es similar al introducido en el programa. En las siguientes tablas se muestran estos parámetros para cada programa.

*Tabla D12. Parámetros de las calderas de ACS y calefacción en TRNSYS.*

	Caldera de ACS				Caldera de calefacción			
	E [kWh]	Q [kWh]	P [kWh]	$\eta$	E [kWh]	Q [kWh]	P [kWh]	$\eta$
Enero	4114,9	3950,3	164,6	96%	64387,02	59879,92	4507,09	93%
Febrero	2404,8	2308,61	96,19	96%	57298,01	53287,14	4010,86	93%
Marzo	2462,96	2364,44	98,52	96%	17934,34	16678,94	1255,4	93%
Abril	806,88	774,61	32,28	96%	260,02	241,82	18,2	93%
Mayo	560,31	537,9	22,41	96%	0	0	0	
Junio	643,31	617,58	25,73	96%	0	0	0	
Julio	129,16	124	5,17	96%	0	0	0	
Agosto	56,05	53,81	2,24	96%	0	0	0	
Septiembre	237,66	228,15	9,51	96%	0	0	0	
Octubre	795,34	763,53	31,81	96%	0	0	0	
Noviembre	3355,05	3220,84	134,2	96%	0	0	0	
Diciembre	4216,52	4047,86	168,66	96%	0	0	0	
Anual	19782,95	18991,64	791,32	96%	139879,38	130087,82	9791,56	93%

E = consumo de energía [kWh]

Q = calor transferido al sistema [kWh]

P = pérdidas [kWh]

*Tabla D13. Parámetros de la caldera de ACS y de la caldera de calefacción en POLYSUN.*

	Caldera de ACS						Caldera de calefacción					
	E [kWh]	Q [kWh]	P [kWh]	$\eta$	F [m <sup>3</sup> (gas)]	S [m <sup>3</sup> (gas)]	E [kWh]	Q [kWh]	P [kWh]	$\eta$	F [m <sup>3</sup> (gas)]	S [m <sup>3</sup> (gas)]
Enero	2752,5	2524,2	228,3	91,7%	262,1	89,8	86805,3	79954,1	6851,3	92,1%	8267,2	2934,9
Febrero	1451,7	1285,8	165,9	88,6%	138,3	77,9	60142,9	55221,8	4921,2	91,8%	5727,9	3455,3
Marzo	954	803	151	84,2%	90,9	175,1	23647,6	21342,7	2304,9	90,3%	2252,2	4803,3
Abril	1036,8	891,4	145,3	86%	98,7	603,4	6609,8	5784,3	825,5	87,5%	629,5	4041,8
Mayo	600,1	478,8	121,4	80%	57,2	4818,9	0	0	0	0%	0	0
Junio	30,7	0	89,9	0%	2,9	4670,4	0	0	0	0%	0	0
Julio	1,1	0	88,2	0%	0,1	5014,6	0	0	0	0%	0	0
Agosto	0	0	89,2	0%	0	4998,5	0	0	0	0%	0	0
Septiembre	3	0	98,8	0%	0,3	4442,1	0	0	0	0%	0	0
Octubre	176,2	60	116,2	34,1%	16,8	3716,8	0	0	0	0%	0	0
Noviembre	791,6	643,2	148,4	81,3%	75,4	2966,2	0	0	0	0%	0	0
Diciembre	1746,3	1555,8	190,5	89,1%	166,3	146,2	27152,6	24328,9	2823,7	89,6%	2586	2360,5
Anual	9543,8	7910,8	1633	82,9%	908,9	31720	204358,2	184933,9	19424,4	90,5%	19462,7	17595,8

E = consumo de energía [kWh]      Q = calor generado al sistema [kWh]

P = pérdidas [kWh]

F = consumo de fuel [m<sup>3</sup>(gas)]

S = consumo de fuel ahorrado [m<sup>3</sup>(gas)]

A pesar de que en ambos programas se introduce en mismo valor de rendimiento, POLYSUN lo calcula obteniendo un valor menor. En la tabla D14, se muestran las diferencias de los parámetros de las calderas entre TRNSYS y POLYSUN.

*Tabla D14. Diferencias de los parámetros de las calderas.*

Diferencia	Caldera de ACS				Caldera de calefacción			
	Energía	Calor	Pérdidas	$\eta$	Energía	Calor	Pérdidas	$\eta$
Enero	33,1%	36,1%	-38,7%	4,5%	-34,8%	-33,5%	-52%	1%
Febrero	39,6%	44,3%	-72,5%	7,7%	-5%	-3,6%	-22,7%	1,3%
Marzo	61,3%	66%	-53,3%	12,3%	-31,9%	-28%	-83,6%	2,9%
Abril	-28,5%	-15,1%	-350,2%	10,4%	-2442%	-2292%	-4435,4%	5,9%
Mayo	-7,1%	11%	-441,7%	16,9%				
Junio	95,2%	--	-249,4%	--				
Julio	99,1%	--	-1607,1%	--				
Agosto	--	--	-3878,6%	--				
Septiembre	98,7%	--	-939,3%	--				
Octubre	77,8%	92,1%	-265,3%	64,5%				
Noviembre	76,4%	80%	-10,6%	15,3%				
Diciembre	58,6%	61,6%	-12,9%	7,2%				
Anual	51,8%	58,3%	-106,4%	13,6%	-46,1%	-42,2%	-98,4%	2,7%

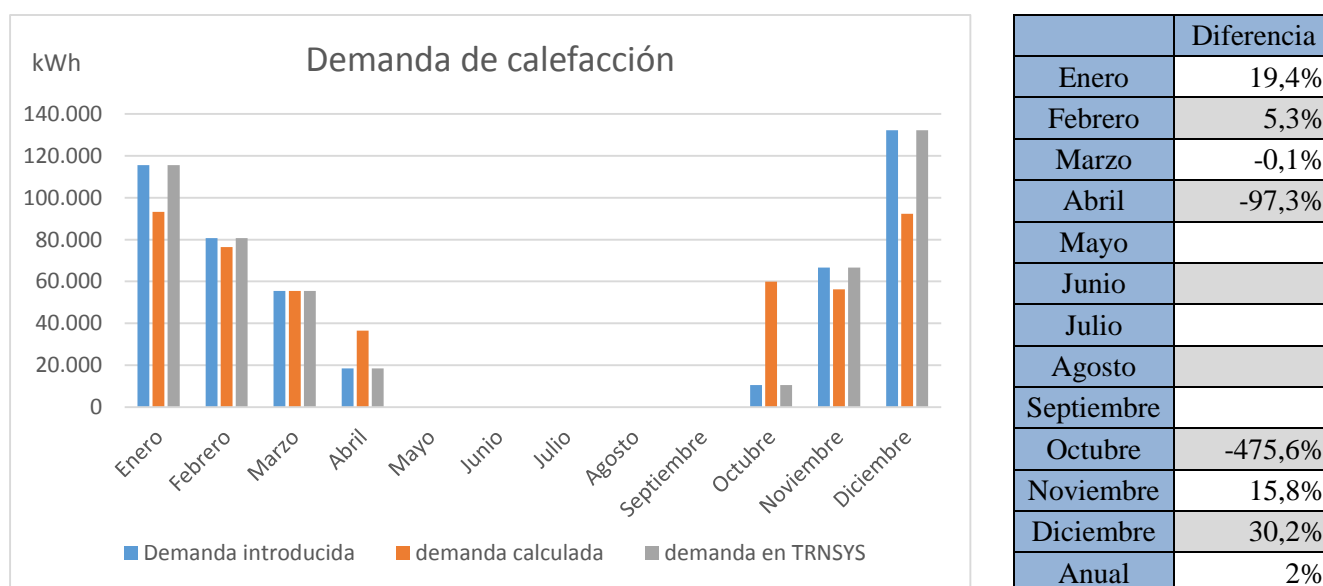
En la caldera de ACS, donde no aparecen valores del consumo de energía, del calor generado y del rendimiento significa que en esos meses la caldera en POLYSUN no está trabajando. Además, hay una gran diferencia en las pérdidas de la caldera de ACS en agosto y julio. En cuanto a la caldera de calefacción, es importante remarcar la pequeña diferencia existente en el rendimiento, a pesar de tener grandes diferencias en el consumo de energía, el calor generado y las pérdidas en el mes de abril.



## 10 Demandas térmicas

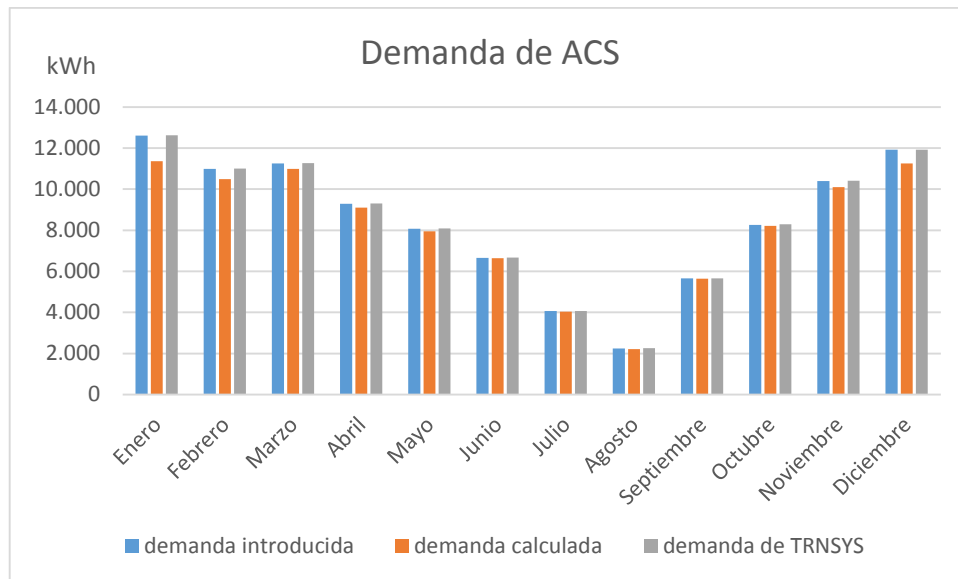
En POLYSUN, la demanda de ACS y de calefacción es un dato de entrada proporcionado por el usuario. Sin embargo, el programa calcula el calor necesitado, que es el calor que finalmente se obtiene del sistema. En el caso de ACS, el programa intenta llegar a la demanda especificada en todos los meses. Sin embargo, en el caso de la calefacción, el calor necesitado es obtenido con los datos introducidos en el suelo radiante, como se explica en el manual de POLYSUN: “La modelización del módulo calentador se puede inferir de sus características específicas de emisión, de su relación de potencia y caudal y de la temperatura de ida y retorno. Basándose en los valores indicados, se podrá llevar a cabo una simulación incluso sin utilizar los datos inherentes al edificio definidos en la ventana de diálogo usuarios. Las dinámicas estacionales lado usuario, sin embargo, ya no serán relevantes para este componente.” [D8].

La demanda de calefacción introducida y la calculada por POLYSUN, la demanda de calefacción de TRNSYS, y la diferencia entre la demanda de calefacción introducida y la calculada por POLYSUN se muestran en la figura D14.



*Figura D14. Demanda de calefacción introducida y la calculada en POLYSUN y demanda de calefacción en TRNSYS (izquierda), diferencia entre la demanda de calefacción introducida y la calculada en POLYSUN (derecha).*

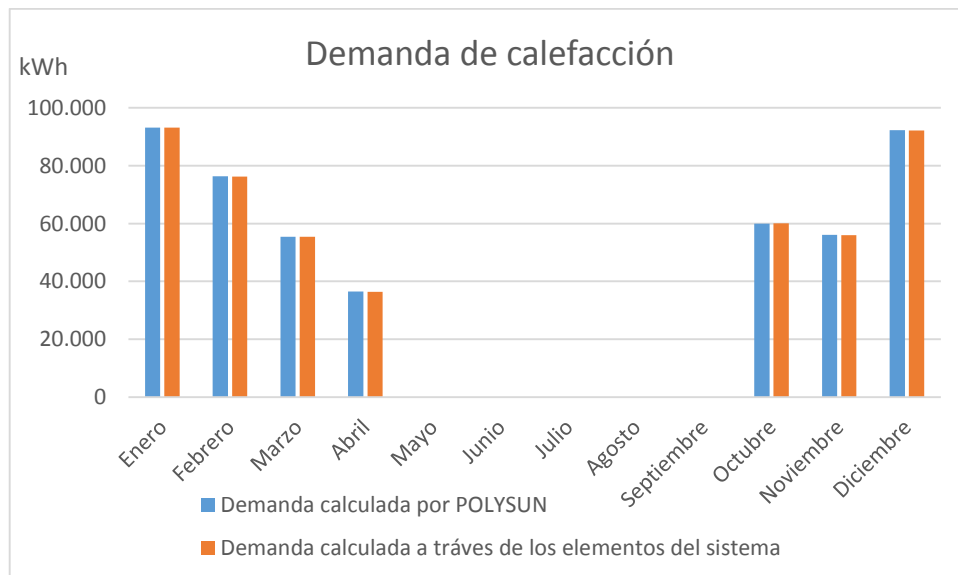
Como se observa en la figura D14, no hay ninguna diferencia entre la demanda de TRNSYS y la demanda introducida en POLYSUN. Sin embargo, hay grandes diferencias entre la demanda introducida y la calculada en POLYSUN en los meses de octubre y abril. En la figura D15 se muestran la demanda de ACS en TRNSYS, la demanda de ACS introducida y la calculada por POLYSUN.



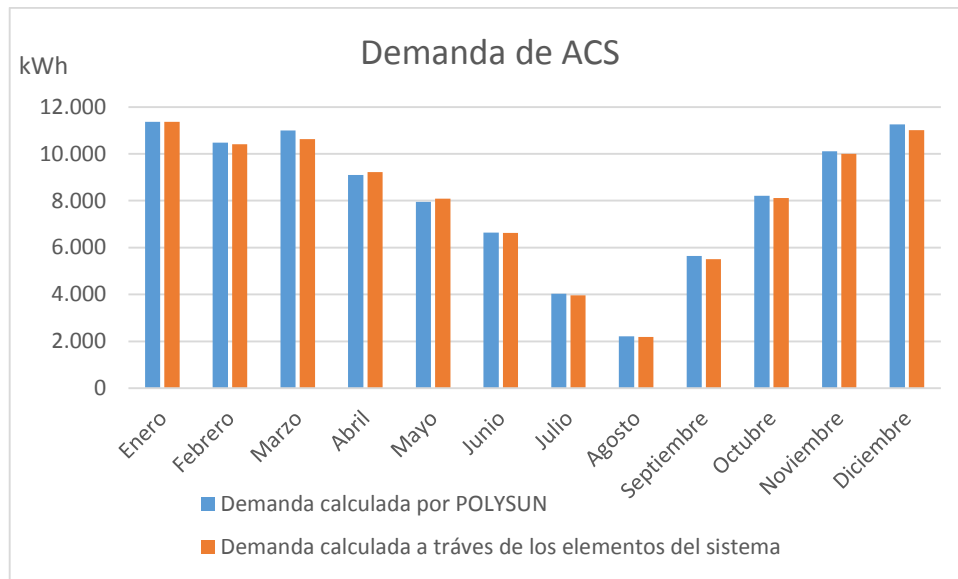
**Figura D15. Demanda de ACS en TRNSYS y demanda de ACS introducida y la calculada en POLYSUN.**

En POLYSUN, no hay una gran diferencia entre la demanda de ACS introducida y la calculada, la diferencia anual es de 3,34% y la máxima corresponde a enero y es de 9,87% y al compararlo con TRNSYS no hay ninguna diferencia entre ambas demandas.

Para verificar las demandas obtenidas de ACS y de calefacción, se ha sumado el calor a la salida del intercambiador ex3 con el calor generado por la caldera en el caso de la calefacción, y para ACS se ha sumado el calor a la salida del depósito de ACS y el calor generado por la caldera de ACS. Todos estos valores se muestran en las siguientes figuras.



**Figura D16. Demanda de calefacción calculada por POLYSUN y la calculada a través de los elementos del sistema.**



*Figura D17. Demanda de ACS calculada por POLYSUN y la calculada a través de los elementos del sistema.*

De acuerdo con las anteriores figuras, se observa que hay una pequeña diferencia entre la demanda calculada por POLYSUN y la demanda calculada a través de los elementos del sistema, para calefacción la diferencia anual es de 0,11% y la máxima corresponde a abril con un valor de 0,37% y para ACS la anual es de 0,92% y la máxima corresponde a marzo con un valor de 3,30%. A diferencia de POLYSUN, en TRNSYS no hay ninguna diferencia entre la demanda y la calculada a través de los elementos del sistema. Como consecuencia de estos resultados, se puede afirmar que los elementos del sistema están trabajando de una manera similar en ambos programas.

## 11 Fracciones solares

Dos procedimientos diferentes se pueden aplicar para calcular la fracción solar:

- A. Consiste en calcular la ratio de calor cedido por el campo solar con respecto al calor total necesitado, calor cedido por el campo solar más el calor generado por las calderas.
- B. Consiste en calcular la ratio de la suma del calor a la salida del intercambiador ex3 y el del depósito de ACS con respecto al calor total necesitado, que corresponde a la suma del calor a la salida del intercambiador ex3, el del depósito de ACS y el calor generado por las calderas. Con este procedimiento, se puede calcular separadamente la fracción solar correspondiente al ACS y a la calefacción.

En la tabla D15, se observa los valores para este sistema de cada fracción solar, que son la fracción solar de ACS ( $FS_{ACS}$ ), la fracción solar de calefacción ( $FS_{cal}$ ), la fracción solar calculada por el procedimiento B ( $FS$ ) y la fracción solar calculada por el procedimiento A ( $FS_{solar}$ ). Además, el programa POLYSUN genera como dato la fracción solar calculada por el procedimiento A, que corresponde a  $FS_{solar}$  dada.

*Tabla D15. Fracciones solares para cada programa.*

	TRNSYS				POLYSUN				
	$FS_{ACS}$	$FS_{cal}$	$FS$	$FS_{solar}$	$FS_{ACS}$	$FS_{cal}$	$FS$	$FS_{solar}$	$FS_{solar}$ dado
Enero	68,7%	48,2%	50,2%	33,6%	78,1%	14,4%	21,4%	26,4%	26,4%
Febrero	79%	33,9%	39,3%	41,7%	87,9%	27,9%	35,1%	37,9%	37,9%
Marzo	79%	69,9%	71,4%	73,8%	92,6%	61,6%	66,7%	68,7%	68,7%
Abril	91,7%	98,7%	96,3%	98,1%	90,5%	84,2%	85,5%	87,2%	87,2%
Mayo	93,3%		93,3%	99%	94,2%		94,2%	99%	99%
Junio	90,7%		90,7%	98,9%	100%		100%	100%	100%
Julio	97%		97%	99,8%	100%		100%	100%	100%
Agosto	97,6%		97,6%	99,9%	100%		100%	100%	100%
Septiembre	96%		96%	99,3%	100%		100%	100%	100%
Octubre	90,8%	100%	95,9%	97,9%	99,3%	100%	99,9%	99,8%	100%
Noviembre	69,1%	100%	95,8%	91,1%	93,7%	100%	99%	97,8%	100%
Diciembre	66,1%	100%	97,2%	88%	86,1%	73,7%	75%	48,7%	48,7%
Anual	81,3%	72,9%	74,3%	78,1%	92%	60,8%	66,2%	71%	71%

De la tabla D15, es importante remarcar la pequeña diferencia entre la fracción solar calculada a través del procedimiento A y la proporcionada por el programa, siendo la diferencia anual de 0,04% y la máxima diferencia, que corresponde a noviembre, de 2,29%. Las diferencias entre el resto de fracciones solares se muestran en la tabla D16.

*Tabla D16. Diferencia entre las fracciones solares de cada programa.*

Diferencia	FS <sub>ACS</sub>	FS cal	FS	FS solar
Enero	-13,72%	70,06%	57,32%	21,42%
Febrero	-11,19%	17,90%	10,66%	9,13%
Marzo	-17,16%	11,83%	6,68%	6,86%
Abril	1,27%	14,73%	11,31%	11,08%
Mayo	-0,90%		-0,90%	0,09%
Junio	-10,20%		-10,20%	-1,15%
Julio	-3,14%		-3,14%	-0,21%
Agosto	-2,44%		-2,44%	-0,10%
Septiembre	-4,20%		-4,20%	-0,66%
Octubre	-9,35%	0%	-4,17%	-1,94%
Noviembre	-35,67%	0%	-3,36%	-7,34%
Diciembre	-30,36%	26%	22,80%	44,72%
Anual	-13,18%	16,63%	10,98%	9,10%

De la tabla D16, es importante remarcar la gran diferencia en la fracción solar de ACS en noviembre y diciembre, y en la fracción solar de calefacción y la fracción solar en enero.

## 12 Análisis geográfico

En el análisis geográfico se han seleccionado once ciudades españolas de diferentes zonas climáticas con elevada radiación solar y necesidades significativas de energía térmica para calefacción, las cuales son, Zaragoza, Oviedo, Burgos, Vitoria, La Coruña, Barcelona, Soria, Salamanca, Ávila, Jaén y Granada. En las tablas D17 y D18 se muestran los datos más característicos de estas ciudades obtenidos con cada programa, que son el valor de la ratio V/A, de la ratio de la demanda de calefacción y de la ratio de la demanda de ACS, que son las fracciones entre las demanda de la ciudad escogida y la demanda de la ciudad de Zaragoza, la radiación solar, el calor cedido al sistema por el campo solar y las fracciones solares, y para los datos de POLYSUN, la diferencia entre la demanda introducida y la demanda calculada. En la tabla D19 se muestran las diferencias entre estos valores.

*Tabla D17. Parámetros principales de diferentes ciudades con TRNSYS.*

Ciudad	ratio V/A	ratio demanda de calefacción	ratio demanda de ACS	radiación [kWh]	Qsol [kWh]	FS ACS	FS cal	FS	FS solar
Zaragoza	5,5	1	1	956464,52	532975,35	81,3%	72,9%	74,3%	78,1%
La Coruña	3,8	0,74	1,01	630675,48	338134,57	72,9%	52,8%	57,3%	63,4%
Barcelona	4,8	0,7	0,99	726160,11	411546,28	79,5%	73,6%	74,9%	79,1%
Oviedo	2,6	1,19	1,03	830724,31	411009,22	77,2%	42,9%	48,3%	54,1%
Vitoria	4	1,6	1,05	1196408,81	596265,08	80,2%	51,7%	55,1%	60,3%
Burgos	5	1,9	1,07	1524704,21	761385,22	82,4%	58,7%	61,2%	65,8%
Soria	5,5	1,78	1,06	1516903,07	766539,94	86,2%	61,3%	64,1%	69%
Salamanca	6,2	1,53	1,05	1456221,68	792042,47	88%	76,2%	77,7%	80,8%
Ávila	5,9	1,71	1,06	1593594,94	849604,28	87,9%	74,3%	75,8%	79,1%
Jaén	6,7	0,65	0,95	751248,02	451429,41	82,9%	90,1%	88,4%	90,6%
Granada	6,8	0,92	1	1004377,97	588333,07	87,2%	88,5%	88,3%	90,2%

*Tabla D18. Parámetros principales de diferentes ciudades con POLYSUN.*

Ciudad	ratio V/A	ratio demanda de calefacción	ratio demanda de ACS	radiación [kWh]	Qsol [kWh]	diferencia demanda	FS ACS	FS cal	FS	FS solar
Zaragoza	5,5	1	1	897926,4	472865,6	2%	92%	60,8%	66,2%	71%
La Coruña	3,8	0,74	1,01	606102,6	308289,3	2,2%	84,9%	42,5%	51,7%	58,9%
Barcelona	4,8	0,7	0,99	706577,8	376645,8	2,6%	92,1%	61,3%	68,4%	73,7%
Oviedo	2,6	1,19	1,03	866840,4	411963,7	1,4%	86,1%	39,4%	46,5%	53,6%
Vitoria	4	1,6	1,05	1163453,9	576235,1	1,3%	88,9%	47,2%	52,1%	58,3%
Burgos	5	1,9	1,07	1531149	767331,3	2,9%	91,5%	58%	61,5%	66,8%
Soria	5,5	1,78	1,06	1485028,4	753276,8	1,5%	92,3%	59,6%	63,3%	68,4%
Salamanca	6,2	1,53	1,05	1324544,8	687182,7	1,6%	92%	62,2%	65,9%	70,9%
Ávila	5,9	1,71	1,06	1488249	769370,4	1%	93,2%	63,8%	67,2%	71,8%
Jaén	6,7	0,65	0,95	697883,8	381067,6	2,4%	93,3%	66,5%	72,9%	77,9%
Granada	6,8	0,92	1	983923,9	536192,6	1,3%	95,1%	77,4%	80,7%	83,8%

*Tabla D19. Diferencia en los parámetros de las diferentes ciudades.*

Ciudad	radiación [kWh]	Qsol [kWh]	FS <sub>ACS</sub>	FS cal	FS	FS solar
Zaragoza	6,1%	11,3%	-13,2%	16,6%	11%	9,1%
La Coruña	3,9%	8,8%	-16,4%	19,6%	9,8%	7,1%
Barcelona	2,7%	8,5%	-15,9%	16,7%	8,7%	6,8%
Oviedo	-4,3%	-0,2%	-11,5%	8,3%	3,6%	0,8%
Vitoria	2,8%	3,4%	-10,8%	8,7%	5,4%	3,4%
Burgos	-0,4%	-0,8%	-11,1%	1,2%	-0,6%	-1,5%
Soria	2,1%	1,7%	-7,1%	2,7%	1,2%	0,8%
Salamanca	9%	13,2%	-4,6%	18,4%	15,1%	12,3%
Ávila	6,6%	9,4%	-6,1%	14,2%	11,5%	9,2%
Jaén	7,1%	15,6%	-12,5%	26,3%	17,6%	14,0%
Granada	2%	8,9%	-9,1%	12,5%	8,5%	7,1%

## 13 Referencias

- [D1] TRNSYS: transient system simulation tool. [www.trnsys.com](http://www.trnsys.com) (Accedido: Junio 2014).
- [D2] POLYSUN: simulation software. Vela Soris.  
<http://www.velasolaris.com/espanol/home.html> (Accedido: marzo 2014).
- [D3] Javier Frago Moreno. Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional. Proyecto de final de carrera. Universidad de Zaragoza. Septiembre 2011.
- [D4] Antonio Anastasia. Simulation and thermo-economic analysis of central solar heating plants. Tesi di Laurea. Politecnico di Torino. Octubre 2010.
- [D5] Andrea Lasierra Fortuño. Energy analysis and simulation of thermal solar plants with seasonal storage. Thesis of Master Programme in Energy Systems. University of Gävle. Agosto 2014.
- [D6] Meteonorm software. <http://meteonorm.com/>. (Accedido: junio 2014).
- [D7] EnergyPlus. Weather Data  
[http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data.cfm](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm).  
(Accedido: junio 2014).
- [D8] POLYSUN simulation software, Guía del usuario. Vela solaris. [www.velasolaris.com](http://www.velasolaris.com)  
(Accedido: Marzo 2014).



## Índice de figuras

Figura D1. Diagrama del caso de estudio.....	3
Figura D2. Balance energético anual con TRNSYS.....	5
Figura D3. Balance energético anual con POLYSUN.....	5
Figura D4. Diferencia en el balance energético anual entre ambos programas.....	6
Figura D5. TRNSYS. Radiación solar anual calculada con los cuatro modelo diferentes. ....	7
Figura D6. TRNSYS. Radiación solar al mes calculada con los cuatro modelos diferentes. ....	7
Figura D7. Radiación global al mes de cada programa. ....	8
Figura D8. Temperatura exterior al mes de cada programa. ....	9
Figura D9. Radiación solar en cada programa (izquierda) y diferencia entre estas radiaciones (derecha). ....	10
Figura D10. Calor cedido al sistema por el campo solar en TRNSYS y en POLYSUN (izquierda) y la diferencia entre estos valores (derecha).....	11
Figura D11. Eficiencia de los captadores solares en TRNSYS, en POLYSUN y la diferencia entre estos valores.....	12
Figura D12. Temperatura máxima, mínima y a nivel intermedio del acumulador estacional en POLYSUN. ....	19
Figura D13. Temperatura máxima, mínima y a nivel intermedio del acumulador estacional en TRNSYS. ....	20
Figura D14. Demanda de calefacción introducida y la calculada en POLYSUN y demanda de calefacción en TRNSYS (izquierda), diferencia entre la demanda de calefacción introducida y la calculada en POLYSUN (derecha). ....	24
Figura D15. Demanda de ACS en TRNSYS y demanda de ACS introducida y la calculada en POLYSUN. ....	25
Figura D16. Demanda de calefacción calculada por POLYSUN y la calculada a través de los elementos del sistema. ....	25
Figura D17. Demanda de ACS calculada por POLYSUN y la calculada a través de los elementos del sistema. ....	26

## Índice de tablas

Tabla D1. Diferencia entre TRNSYS y POLYSUN en la radiación global y la temperatura exterior. ....	9
Tabla D2. Resultados obtenidos de los intercambiadores con POLYSUN. ....	13
Tabla D3. Calor a la salida de los intercambiadores en TRNSYS. ....	14
Tabla D4. Diferencia entre TRNSYS y POLYSUN en el calor a la salida de cada intercambiador y en la suma del calor a la salida de los intercambiadores ex1 y ex2. ....	14
Tabla D5. Resultados de las bombas en TRNSYS. ....	16
Tabla D6. Resultados de las bombas en POLYSUN. ....	17
Tabla D7. Diferencias entre TRNSYS y POLYSUN en los resultados de las bombas. ....	17
Tabla D8. Resultados obtenidos para el acumulador estacional en cada programa. ....	18
Tabla D9. Diferencia de los parámetros principales del acumulador estacional. ....	19
Tabla D10. Calor a la entrada, a la salida, pérdidas y rendimiento para cada programa. ....	21
Tabla D11. Diferencias de los parámetros del depósito de ACS. ....	21
Tabla D12. Parámetros de las calderas de ACS y calefacción en TRNSYS. ....	22
Tabla D13. Parámetros de la caldera de ACS y de la caldera de calefacción en POLYSUN. ....	23
Tabla D14. Diferencias de los parámetros de las calderas. ....	23
Tabla D15. Fracciones solares para cada programa. ....	27
Tabla D16. Diferencia entre las fracciones solares de cada programa. ....	28
Tabla D17. Parámetros principales de diferentes ciudades con TRNSYS. ....	29
Tabla D18. Parámetros principales de diferentes ciudades con POLYSUN. ....	29
Tabla D19. Diferencia en los parámetros de las diferentes ciudades. ....	30